

Universität Stuttgart

IER Institut für Energiewirtschaft
und Rationelle Energieanwendung

Forschungsbericht

Energieeinsparpotenziale von energieintensiven Produktionsprozessen in Deutschland

Eine Analyse mit Hilfe von
Energieeinsparkostenkurven

Jean
Christian
Ulf
Brunke

Energieeinsparpotenziale von energieintensiven Produktionsprozessen in Deutschland:

Eine Analyse mit Hilfe von Energieeinspar- kostenkurven

Von der Fakultät Energie-, Verfahrens- und Biotechnik der Universität Stuttgart
zur Erlangung der Würde eines Doktor-Ingenieurs (Dr.-Ing.) genehmigte Abhandlung

vorgelegt von

Jean Christian Ulf Brunke

geboren in Hamburg

Hauptberichter: Prof. Dr.-Ing. Alfred Voß

Mitberichter: Prof. Dr.-Ing. Alexander Sauer

Tag der Einreichung: 06.10.2016

Tag der mündlichen Prüfung: 02.08.2017

Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Stuttgart

Prof. Dr.-Ing. K. Hufendiek

Abteilung Energiewirtschaft und Systemtechnische Analysen (ESA)

Dr. rer. pol. U. Fahl

2017

ISSN 0938-1228

D 93 (Dissertation der Universität Stuttgart)

Vorwort

Die vorliegende Arbeit entstand während meiner Tätigkeit am Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) der Universität Stuttgart im Rahmen eines Forschungsstipendiums der Graduierten- und Forschungsschule „Effiziente Energienutzung“ Stuttgart (GREES).

Mein Dank gilt zuallererst meiner Mutter Annette Lion-Brunke, meinem verstorbenen Vater Dr.- Ing. Ulf Brunke, dem ich diese Arbeit widmen möchte, meiner Schwester Isabell Brunke, meiner Freundin Katharina Voß und meinem guten Freund Prof. Dr.- Ing. Michael Kulicke für die Unterstützung und den Rückhalt in der Zeit vor und während der Fertigstellung dieser Arbeit.

Besonders danken möchte ich Herrn Prof. Dr.- Ing. Alfred Voß für die umfassende, gute und zügige Betreuung und die konstruktive Kritik, die zum erfolgreichen Abschluss der Arbeit geführt haben. Gleichmaßen gilt mein Dank Herrn Prof. Dr.- Ing. Alexander Sauer für die Übernahme des Koreferats und insbesondere für die verlässliche Zusammenarbeit und Betreuung. Des Weiteren möchte ich Herrn PD Dr.- Ing. Markus Blesl für die Unterstützung bei der Durchführung der Arbeit sowie für den zwischenmenschlichen Austausch auch über die Arbeit hinaus danken. Herrn Dr.- Ing. Alois Kessler danke ich für den fachlichen Austausch und die inspirierenden Anregungen.

Für die freundschaftliche Zusammenarbeit möchte ich mich ganz herzlich bei allen Kolleginnen und Kollegen des Instituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung bedanken. Insbesondere möchte ich mich bei Herrn Dr.- Ing. Thomas Haasz, Dr.- Ing. Ralf Kuder, Dr.- Ing. Stefan Wolf, Dr.- Ing. Steffen Bubeck, Michael Miller, Roman Flatau und Michael Wiesmeth für die zahlreichen fachlichen Diskussionen und Anregungen, die wesentlich zum Gelingen dieser Arbeit beigetragen haben.

Zudem möchte ich mich bei der Vielzahl von Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftlern, Unternehmen und Verbänden für die fachlichen Diskussionen und den Informationsaustausch sowie bei den Studentinnen und Studenten der Universität Stuttgart bedanken, deren Abschlussarbeiten eine wertvolle Vorarbeit geleistet haben.

Abschließend, jedoch nicht minder bedeutend, möchte ich mich bei der EnBW Energie Baden-Württemberg AG für die Förderung und das Stipendium bedanken.

Hamburg im August 2017

Jean Christian Ulf Brunke

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	I
Abbildungsverzeichnis	VII
Tabellenverzeichnis	XIII
Abkürzungsverzeichnis.....	XXI
Formelzeichen und Indizes	XXV
Kurzfassung	XXVII
Abstract	XXIX
1 Einleitung	1
1.1 Problemstellung und Zielsetzung.....	3
1.2 Struktur der Arbeit	5
2 Energieeinsparkostenkurven: Grundlagen, Konzept und ausgewählte Limitierungen aktueller Ausgestaltungen	7
2.1 Grundlagen und Begriffsfestlegung.....	7
2.1.1 Energieeffizienz.....	7
2.1.2 Energieeinsparung	8
2.2 Entstehung und Konzept von Energieeinsparkostenkurven.....	10
2.2.1 Entstehung des Konzepts aus Energieeinsparangebotskurven.....	11
2.2.2 Weiterentwicklung zu Energieeinsparkostenkurven.....	12
2.3 Klassifikation und ausgewählte Limitierungen aktueller Ausgestaltungen.....	13
2.3.1 Ausgewählte Limitierungen der Berechnungsmethoden	15
2.3.2 Ausgewählte Limitierungen des Konzepts und der Darstellung.....	19
3 Einzelanlagenspezifische Berechnungsmethode für Energieeinsparkostenkurven.....	21
3.1 Energieeinsparung einer Energieeinsparmaßnahme	21
3.1.1 Einzelanlagenspezifische Energieintensitätsreduktion	23
3.1.2 Einzelanlagenspezifische CO ₂ -Intensitätsreduktionen	24
3.2 Spezifische Energieeinsparkosten einer Energieeinsparmaßnahme	24
3.2.1 Einzelanlagenspezifische variable Produktionskostenveränderungen	26
3.2.2 Einzelanlagenspezifische fixe Produktionskostenveränderungen.....	27
3.3 Wechselwirkungen zwischen Energieeinsparmaßnahmen.....	31
3.3.1 Umsetzungsreihenfolge von Energieeinsparmaßnahmen	31
3.3.2 Wechselwirkungsfaktor von Energieeinsparmaßnahmen	33

4	Vorgehensweise zur Anwendung der einzelanlagenspezifischen Berechnungsmethode auf energieintensive Produktionsprozesse.....	37
4.1	Auswahl und Abgrenzung von energieintensiven Produktgruppen.....	38
4.2	Datenerhebung.....	39
4.2.1	Anlagenbestand	40
4.2.2	Energieeinsparmaßnahmen.....	41
4.3	Rahmenparameter für die Wirtschaftlichkeitsberechnung	43
4.3.1	Betrachtungszeitraum	43
4.3.2	Diskontrate	44
4.3.3	Energieträgerpreisannahmen und -entwicklung	44
5	Techno-ökonomische Analyse von Energieeinsparmaßnahmen für energieintensive Produktionsprozesse	49
5.1	Eisen und Stahl	49
5.1.1	Kokerei	50
5.1.2	Sinteranlage	52
5.1.3	Hochofen	53
5.1.4	Sauerstoffkonverter	56
5.1.5	Elektrolichtbogenofen	57
5.1.6	Gießanlage.....	59
5.1.7	Warmwalzwerke.....	60
5.1.8	Verbundkraftwerke.....	61
5.2	Papier und Pappen	62
5.2.1	Holzstoff- und Zellstoffaufbereitung.....	63
5.2.2	Altpapieraufbereitung.....	65
5.2.3	Papierherstellung.....	67
5.3	Ethylen, Propylen und Butadien	69
5.3.1	Dampfspaltofen	70
5.3.2	Kaltabschnitt.....	72
5.4	Ammoniak	73
5.4.1	Dampfreformierung.....	74
5.4.2	CO ₂ -Abscheidung.....	76
5.4.3	Ammoniaksynthese	77
5.5	Chlor	78
5.5.1	Elektrolysezelle	79
5.5.2	Kuppelprodukte	82
5.6	Zement	83
5.6.1	Rohmaterialaufbereitung	84
5.6.2	Klinkerproduktion	85
5.6.3	Zementproduktion	89
5.7	Kalk.....	91
5.7.1	Rohmaterialaufbereitung	92
5.7.2	Kalkbrennen	93

5.8	Flach- und Behälterglas	95
5.8.1	Gemengebereitung	96
5.8.2	Schmelzwanne	98
5.9	Aluminium	101
5.9.1	Primäraluminium	102
5.9.2	Sekundäraluminium	104
6	Energieeinsparkostenkurven von energieintensiven Produktionsprozessen in Deutschland.....	107
6.1	Energieeinsparmaßnahmen der energieintensiven Industrie: Energieeinsparungen und Energieeinsparkosten.....	107
6.1.1	Eisen und Stahl	108
6.1.2	Halbstoff, Papier und Pappen	110
6.1.3	Ethylen, Propylen und Butadien	111
6.1.4	Ammoniak	113
6.1.5	Chlor	114
6.1.6	Zement.....	115
6.1.7	Kalk	117
6.1.8	Behälter- und Flachglas	118
6.1.9	Aluminium.....	119
6.2	Energieeinsparkostenkurven nach Produktgruppen.....	121
6.2.1	Eisen und Stahl	122
6.2.2	Halbstoff, Papier und Pappen	124
6.2.3	Ethylen, Propylen und Butadien	126
6.2.4	Ammoniak	128
6.2.5	Chlor	130
6.2.6	Zement.....	132
6.2.7	Kalk	133
6.2.8	Behälter- und Flachglas	135
6.2.9	Aluminium.....	137
6.3	Energieeinsparkostenkurve von energieintensiven Produktionsprozessen in Deutschland	138
6.4	Sensitivitätsanalyse.....	142
6.4.1	Variation der Diskontrate	142
6.4.2	Variation des Strompreisanstiegs	146
6.4.3	Variation des Brennstoffpreisanstiegs	147
6.4.4	Variation des CO ₂ -Zertifikatspreisanstiegs	148
7	Zusammenfassung und Ausblick	151
7.1	Zusammenfassung	151
7.2	Ausblick und weiterer Forschungsbedarf	154
8	Literaturverzeichnis	159
Anhang A	Rahmenparameterannahmen.....	197
Anhang B	Produktübergreifende Ergebnisse	201

Anhang C	Eisen- und Stahl	209
C 1	Industrieanalyse	209
C 1.1	Produktionsrouten	210
C 1.2	Produktionsprozesse	214
C 1.3	Energieeinsatz	221
C 2	Energieeinsparmaßnahmen	222
C 3	Parameter und technische Energieeinsparpotenziale von Einzelanlagen	225
C 3.1	Sinteranlagen	225
C 3.2	Kokereien	225
C 3.3	Hochofen	226
C 3.4	Sauerstoffkonverter	228
C 3.5	Elektrolichtbogenöfen	229
C 3.6	Stranggießanlagen	231
C 3.7	Warmwalzwerke.....	232
Anhang D	Zellstoff, Papier und Pappen	235
D 1	Industrieanalyse	235
D 1.1	Produktionsprozesse	236
D 1.2	Energieeinsatz	241
D 2	Energieeinsparmaßnahmen	245
D 3	Daten und technische Energieeinsparpotenziale von Einzelanlagen	250
D 3.1	Zellstoffherstellung	250
D 3.2	Altpapieraufbereitung	251
D 3.3	Papierherstellung	255
Anhang E	Ethylen, Propylen und Butadien	269
E 1	Industrieanalyse	269
E 1.1	Produkte	270
E 1.2	Produktionsprozesse	271
E 1.3	Energieverbrauch.....	273
E 2	Energieeinsparmaßnahmen	275
E 3	Daten und technische Energieeinsparpotenziale von Einzelanlagen	276
Anhang F	Ammoniak	279
F 1	Industrieanalyse	279
F 1.1	Produktionsprozesse	280
F 1.2	Energieeinsatz	283
F 2	Energieeinsparmaßnahmen	285
F 3	Daten und technische Energieeinsparpotenziale von Einzelanlagen	286

Anhang G	Chlor	287
G 1	Industrieanalyse	287
G 1.1	Ausgangsstoffe, Produkt und Folgeprodukte	288
G 1.2	Beschreibung der Produktionsprozesse	290
G 1.3	Energieeinsatz	293
G 2	Energieeinsparmaßnahmen	295
G 3	Daten und technische Energieeinsparpotenziale von Einzelanlagen	297
Anhang H	Zement	301
H 1	Industrieanalyse	301
H 1.1	Produktionsprozesse	301
H 1.2	Energieeinsatz	303
H 2	Energieeinsparmaßnahmen	305
H 3	Daten und technische Energieeinsparpotenziale von Einzelanlagen	306
H 3.1	Rohmaterialaufbereitung	306
H 3.2	Klinkerherstellung	308
H 3.3	Zementherstellung	312
Anhang I	Kalk	317
I 1	Industrieanalyse	317
I 1.1	Produkte und Rohstoffe	317
I 1.2	Energieeinsatz	319
I 1.3	Produktionsprozesse	320
I 2	Energieeinsparmaßnahmen	324
I 3	Daten und technische Energieeinsparpotenziale von Einzelanlagen	325
I 3.1	Rohmaterialaufbereitung	325
I 3.2	Kalkbrennen	326
Anhang J	Behälter- und Flachglas	331
J 1	Industrieanalyse	331
J 2	Energieeinsparmaßnahmen	333
J 3	Daten und technische Energieeinsparpotenziale von Einzelanlagen	335
J 3.1	Behälterglas	335
J 3.2	Flachglas.....	342
Anhang K	Aluminium	345
K 1	Industrieanalyse	345
K 2	Energieeinsparmaßnahmen	349
K 3	Daten und technische Energieeinsparpotenziale von Einzelanlagen	350
K 3.1	Primäraluminium	350
K 3.2	Sekundäraluminium.....	350
Anhang L	Erklärung zur Dissertation	353

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1-1: Endenergieverbrauch [PJ] der Wirtschaftssektoren, Haushalte und Transport in Deutschland in 2013 auf Energiebilanzebene	2
Abb. 1-2: Ausgewählte Limitierungen in der Berechnungsmethode von Energieeffizienzuntersuchungen in der energieintensiven Industrie.....	4
Abb. 1-3: Der schematische Aufbau der Dissertation mit den fünf aufeinander aufbauenden Teilbereichen.....	5
Abb. 2-1: Zusammenhang zwischen theoretischen, technischen und wirtschaftlichen Energieeinsparpotenzialen in Abhängigkeit des Ausgangsenergiebedarfs	10
Abb. 2-2: Exemplarische Darstellung einer Energieeinsparangebotskurve (engl. supply curve of conserved energy) nach Meier (1982).....	12
Abb. 2-3: Exemplarische Darstellung einer Energieeinsparkostenkurve.	13
Abb. 3-1: Energieeinsparhierarchie zur Priorisierung der Umsetzungsreihenfolge von sich gegenseitig beeinflussenden Energieeinsparmaßnahmen	32
Abb. 4-1: Schematische Darstellung der Vorgehensweise für die Anwendung einzelanlagenpezifischer Berechnungsmethoden von Energieeinsparkostenkurven für die Herstellung einer energieintensiven Produktgruppe	37
Abb. 4-2: Energiekosten in ausgewählten produzierenden Gewerben im Jahr 2011 absolut und anteilig am Bruttoproduktionswert	38
Abb. 4-3: Schematische Darstellung des dreistufigen Vorgehens zur Erhebung von Anlagenbestandsdaten in Deutschland	40
Abb. 4-4: Schematische Darstellung des dreistufigen Vorgehens zur Identifizierung und Erhebung von Parametern von Energieeinsparmaßnahmen für die Herstellung von energieintensiven Produkten in Deutschland	42
Abb. 4-5: Strompreise und jährlicher Strombedarf von Unternehmen aus den Jahren 2008 bis 2013 mit logarithmischer Regression	46
Abb. 4-6: Erdgaspreise in Abhängigkeit von der Bezugsmenge von 46 Unternehmen im Jahr 2006 mit logarithmischer Regression	48
Abb. 5-1 Bilanzierte Produktionsprozesse und Energie- und Stoffströme bei der Herstellung von Eisen und Stahl in Deutschland	50
Abb. 5-2: Bilanzierte Produktionsprozesse und Produkt-, Energie- und Stoffströme in der Herstellung von Papier und Pappen in Deutschland	62
Abb. 5-3: Bilanzierte Produktionsprozesse sowie Energie- und Stoffströme in der Herstellung von Ethylen, Propylen und Butadien	69

Abb. 5-4: Bilanzierte Produktionsprozesse sowie Energie- und Stoffströme in der Ammoniakherstellung in Deutschland	74
Abb. 5-5: Bilanzierte Produktionsprozesse sowie Energie- und Stoffströme in der Herstellung von Chlor in Deutschland	79
Abb. 5-6: Bilanzierte Produktionsprozesse sowie Energie- und Stoffströme in der Herstellung von Klinker und Zement	84
Abb. 5-7: Bilanzierte Produktionsprozesse sowie Energie- und Stoffströme in der Herstellung von Kalkerzeugnissen in Deutschland	92
Abb. 5-8: Bilanzierte Produktionsprozesse sowie Energie- und Stoffströme in der Herstellung von Behälter- und Flachglas in Deutschland	96
Abb. 5-9: Bilanzierte Produktionsprozesse sowie Energie- und Stoffströme in der Herstellung von Aluminium in Deutschland	101
Abb. 6-1: Energieeinsparungen und Energieeinsparkosten von einzelnen Energieeinsparmaßnahmen für die Herstellung von Eisen und Stahl in Deutschland im Basisszenario für das Jahr 2013	109
Abb. 6-2: Energieeinsparungen und Energieeinsparkosten von einzelnen Energieeinsparmaßnahmen für die Herstellung von Papieren und Pappen in Deutschland im Basisszenario für 2013	111
Abb. 6-3: Energieeinsparungen und Energieeinsparkosten von einzelnen Energieeinsparmaßnahmen für die Herstellung von Ethylen, Propylen und Butadien in Deutschland im Basisszenario im Jahr 2013.....	112
Abb. 6-4: Energieeinsparungen und Energieeinsparkosten von einzelnen Energieeinsparmaßnahmen für die Ammoniakherstellung in Deutschland im Basisszenario im Jahr 2013	113
Abb. 6-5: Energieeinsparungen und Energieeinsparkosten von einzelnen Energieeinsparmaßnahmen für die Herstellung von Chlor in Deutschland im Basisszenario im Jahr 2013	114
Abb. 6-6: Energieeinsparungen und Energieeinsparkosten von einzelnen Energieeinsparmaßnahmen für die Klinker und Zementherstellung in Deutschland im Basisszenario zum Jahr 2013.....	116
Abb. 6-7: Energieeinsparungen und Energieeinsparkosten von einzelnen Energieeinsparmaßnahmen für die Herstellung von Kalk in Deutschland im Basisszenario für das Jahr 2013.....	117
Abb. 6-8: Energieeinsparungen und Energieeinsparkosten von einzelnen Energieeinsparmaßnahmen für die Herstellung von Behälter- und Flachglas in Deutschland im Basisszenario im Jahr 2013	119

Abb. 6-9: Energieeinsparungen und Energieeinsparkosten von einzelnen Energieeinsparmaßnahmen für die Herstellung von Primär- und Sekundäraluminium in Deutschland im Basisszenario im Jahr 2013.....	121
Abb. 6-10: Energieeinsparkostenkurve für die Herstellung von Oxygen- und Elektro Stahl in Deutschland im Jahr 2013 im Basisszenario	122
Abb. 6-11: Energieeinsparkostenkurve für die Herstellung von Zellstoff, Papier und Pappen in Deutschland im Basisszenario zum Jahr 2013.....	125
Abb. 6-12: Energieeinsparkostenkurve für die Herstellung von hochveredelten Chemikalien in der kumulierten Betrachtung im Basisszenario	126
Abb. 6-13: Energieeinsparkostenkurve für die Herstellung von Ammoniak in Deutschland im Jahr 2013 im Basisszenario	129
Abb. 6-14: Energieeinsparkostenkurve für die Herstellung von Chlor in Deutschland im Jahr 2013 im Basisszenario	131
Abb. 6-15: Energieeinsparkostenkurve für die Zementherstellung in Deutschland in der kumulierten Betrachtung im Basisszenario	133
Abb. 6-16: Energieeinsparkostenkurve für die Herstellung von Kalk in Deutschland im Jahr 2013 im Basisszenario	135
Abb. 6-17: Energieeinsparkostenkurve für die Herstellung von Behälter- und Flachglas in Deutschland im Jahr 2013 im Basisszenario	136
Abb. 6-18: Energieeinsparkostenkurve für die Herstellung von Primär- und Sekundäraluminium in Deutschland im Jahr 2013 im Basisszenario.....	138
Abb. 6-19: Energieeinsparkostenkurve für die Herstellung von ausgewählten energieintensiven Produktgruppen in Deutschland zum Jahr 2013. Die Beschriftung der Maßnahmen erfolgte nur für eine Auswahl und ist nicht vollständig	139
Abb. 6-20: Wirtschaftlich darstellbares und technisches Energieeinsparpotenzial in der Herstellung der untersuchten Produktgruppen in Deutschland im Basisszenario im Jahr 2013	140
Abb. 6-21: Auswirkung von ausgewählten Parametervariationen auf das wirtschaftliche und technische Energieeinsparpotenzial in der Herstellung von energieintensiven Produktgruppen in 2013	143
Abb. 6-22: Relatives, wirtschaftlich darstellbares Energieeinsparpotenzial in 2013 in Abhängigkeit der Parametervariationen	144
Abb. 6-23: Gewichtete, durchschnittlich spezifische Energieeinsparkosten in 2013 in Abhängigkeit der Parametervariationen	145

Abb. 6-24: Verlauf der Energieeinsparkostenkurve für die Herstellung ausgewählter energieintensiver Produkte in Deutschland in 2013 in Abhängigkeit von Parametervariationen	145
Abb. 7-1: Schematische Übersicht der Erweiterungen der Berechnungsmethoden für Energieeinsparkostenkurven unter Berücksichtigung ausgewählter Limitierungen in der Berechnungsmethode von Energieeinsparungen und Energieeinsparkosten in Energieeffizienzuntersuchungen für die energieintensive Industrie	151
Abb. 7-2: Drei Bereiche der Energieeinsparkostenkurve für die Herstellung der untersuchten Produktgruppen im Basisszenario 2013 als Anknüpfungspunkte für weitergehende Forschungen.....	155
Abb. 7-3: Ausgewählte Push-und-Pull Faktoren für die Abwanderungsgefahr von energieintensiven Unternehmen aus Deutschland	156
Abb. C-1: Produktionsentwicklung unterteilt nach Oxygen- und Elektrostahl von 1980 bis 2010 in Deutschland	210
Abb. C-2: Gaserzeugung und Verbundeffizienz eines integrierten Hüttenwerks nach .	213
Abb. C-3: Produktionsrouten von Eisen und Stahl in Deutschland	214
Abb. C-4: Sekundärmetallurgische Prozessrouten – Möglichkeiten und Flexibilität ...	219
Abb. D-1: Gesamte Papierproduktion in Deutschland nach vier Produktkategorien in 2013	235
Abb. D-2: Prozentualer Anteil der in der Papierindustrie in Deutschland eingesetzten Rohstoffe in 2013	236
Abb. D-3: Produktionsprozesse, Rohstoffe, Zwischenprodukte, Produkte und deren Zuordnung zu den Verfahrensschritten in der Herstellung von Papier und Pappen in Deutschland	237
Abb. D-4: Einordnung der Verfahren der Holzstofferzeugung	238
Abb. D-5: Einsatz aller Primär- und Sekundärenergieträger in der deutschen Papierindustrie 2012	242
Abb. D-6: Durchschnittlicher spezifischer Energieverbrauch deutscher Papierfabriken pro Tonne produzierten Endproduktes seit 1955	243
Abb. D-7: Negative Korrelation von TMP Produktion und normalisierten spezifischen Energieverbrauch auf Basis der Beobachtungen	247
Abb. D-8: Spezifische elektrische Arbeit für Tissue aus Multiprint mit Hochzahngarnitur und mit gefrästen Zahnkranzgarnitur in Abhängigkeit der Schmutzpunktflächenreduzierung	248

Abb. D-9: Verbreitung von Wärmerückgewinnung an Papiermaschinen in einer bundesweiten Umfrage der Arbeitsgemeinschaft „BEK Papier“ im Jahr 2006 mit 46 teilnehmenden Betrieben	249
Abb. E-1: Schematische Darstellung der untersuchten Prozessschritte zur Herstellung von Ethylen, Propylen und Butadien mittels des Naphtha mit vorgeschalter Deethanisierung	272
Abb. F-1: Einzelschritte zur Herstellung von Synthesegas mittels Dampfreformierung	281
Abb. F-2: Einzelschritte zur Herstellung von Synthesegas mittels partieller Oxidation von Rohöldestillationsrückständen	282
Abb. G-1: Schematische Darstellung der Prozessschritte zur Herstellung von Chlor mittels dem Amalgam -, Diaphragma - und Membranverfahren	289
Abb. H-1: Logarithmische Extrapolation der Erzeugung und Verwendungen von granulierter Hochofenschlacke in Deutschland im Zeitraum 2013-2035 basierend auf Ghenda	303
Abb. H-2: Produktionsprozesse der Zementherstellung	303
Abb. H-3: Entwicklung der Brennstoffeinsatzstruktur in der Klinkerherstellung	304
Abb. I-1: Einsatzgebiete von in Deutschland hergestelltem Kalk zum Jahr 2012	319
Abb. I-2: Produktionsprozesse, Rohstoffe, Zwischenprodukte, Produkte und deren Zuordnung zu den Verfahrensschritten in der Herstellung von Kalkerzeugnissen in Deutschland	320
Abb. I-3: Technischer Kalkkreislauf	321
Abb. J-1: Linkes Kreisdiagramm zeigt die Struktur der Produktionsmengen und das rechte Kreisdiagramm die Struktur des Gesamtumsatzes der Glasindustrie auf	331
Abb. K-1: Produktionsprozesse, Ausgangstoffe, Zwischenprodukte und Produkte der Primär- und Sekundäraluminiumherstellung in Deutschland	346
Abb. K-2: Schematische Darstellung einer mittenbedienten Elektrolysezelle mit Punktfütterung und vorgebrannten Anoden	347

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1: Klassifikation von Methoden zur Erstellung von Energieeinspar- bzw. Treibhausgasminderungskostenkurven auf makroökonomischer Ebene und deren technologischer Detaillierungsgrad der Berechnungsmethode.....	15
Tabelle 4-1: Charakterisierung der Herstellung der ausgewählten, energieintensiven Produktgruppen in Deutschland im Jahr 2013	39
Tabelle 4-2: Strompreiskomponenten eines stromintensiven Unternehmens in Deutschland im Jahr 2013 mit einem Strombedarf von 1 000 GWh/a	46
Tabelle 4-3: Erdgaspreiskomponenten eines Anlagenbetreibers in Deutschland im Jahr 2013 mit einem Erdgasbedarf von 500 TJ/a	47
Tabelle 5-1: Charakterisierung der drei Hauptverfahren zur Chlorherstellung in Deutschland	80
Tabelle 5-2: Praxisbeispiele von Brennofensubstitutionen nach Typ und prozentualer Energieeinsparung	93
Tabelle 5-3: Gegenüberstellung der Brennofenstruktur zur Kalkherstellung in Deutschland der vorliegenden Untersuchung	94
Tabelle 5-4: Spezifischer thermischer Schmelzenergiebedarf für die untersuchten Schmelzöfen in Abhängigkeit der Brennerart	105
Tabelle 6-1: Durchschnittliche Ergebnisse von Energieeinsparmaßnahmen nach Kategorien in der kumulierten Betrachtung im Basisszenario in 2013	142
Tabelle 6-2: Multikriterielle Bewertung von Parametern hinsichtlich deren Untersuchungswürdigkeit in der Sensitivitätsanalyse	142
Tabelle A-1: Unterstellte Heizwerte von Energieträgern	197
Tabelle A-2: Unterstellte CO ₂ -Emissionsfaktoren von Energieträgern	197
Tabelle A-3: Unterstellte Standortfaktoren für die Konvertierung des Investitionsaufwands für internationale Anlagen auf Deutschland	198
Tabelle A-4: Preisindizes für die Zeitanpassung von Investition in Energieeinsparmaßnahmen.	198
Tabelle A-5: Unterstellte Energieträger- und CO ₂ -Zertifikatspreisentwicklung für den Betrachtungszeitraum von 2013 bis 2035 entsprechend dem Basisszenario	199
Tabelle A-6: Jährliche Zeitreihen von Umrechnungskursen ausgewählter Währungen jeweils bezogen auf EUR	200
Tabelle A-7: Interne Zinssätze in Prozent, die sich bei unterschiedlichen Kombinationen von Amortisationszeiten und Anlagennutzungsdauern, jeweils in Jahren, ergeben	200

Tabelle B-1: Ergebnisse der identifizierten Energieeinsparmaßnahmen in der Einzelbetrachtung zum Jahr 2013 im Basisszenario.....	201
Tabelle B-2: Ergebnisse der untersuchten Energieeinsparmaßnahmen zum Jahr 2013 im Basisszenario.....	205
Tabelle C-3: Spezifischer und absoluter Energieverbrauch nach Energieträgern in der Herstellung von Eisen und Stahl in Deutschland im Jahr 2013.....	221
Tabelle C-4: Identifizierte Parameter von Energieeinsparmaßnahmen für die Herstellung von Eisen und Stahl	222
Tabelle C-5: Wechselwirkungsfaktoren von Energieeinsparmaßnahmen in der Hochofenroute.....	223
Tabelle C-6: Wechselwirkungsfaktoren von Energieeinsparmaßnahmen für das Gießen und Warmwalzen in der Hochofenroute	224
Tabelle C-7: Wechselwirkungsfaktoren von Energieeinsparmaßnahmen in der Elektrostahlroute	224
Tabelle C-8: Wechselwirkungsfaktoren von Energieeinsparmaßnahmen für das Gießen und Warmwalzen in der Elektrostahlroute	224
Tabelle C-9: Ausgewählte Anlagendaten von Sinteranlagen in Deutschland zum Jahr 2013 und die jeweiligen technischen Energieeinsparpotenziale der identifizierten Energieeinsparmaßnahmen.....	225
Tabelle C-10: Ausgewählte Anlagendaten von Kokereien in Deutschland zum Jahr 2013 und die jeweiligen technischen Energieeinsparpotenziale der identifizierten Energieeinsparmaßnahmen	225
Tabelle C-11: Ausgewählte Anlagendaten von Hochöfen in Deutschland zum Jahr 2013	226
Tabelle C-12: Technische Energieeinsparpotenziale [TJ] von Hochöfen in Deutschland zum Jahr 2013 der identifizierten Energieeinsparmaßnahmen.....	227
Tabelle C-13: Ausgewählte Anlagendaten von Sauerstoffkonvertern in Deutschland zum Jahr 2013 und die jeweiligen technischen Energieeinsparpotenziale [TJ] der identifizierten Energieeinsparmaßnahmen.....	228
Tabelle C-14: Anlagendaten von Elektrolichtbogenöfen in Deutschland zum Jahr 2013	229
Tabelle C-15: Technische Energieeinsparpotenziale der identifizierten Energieeinsparmaßnahmen an Sauerstoffkonvertern in Deutschland zum Jahr 2013	230
Tabelle C-16: Ausgewählte Anlagendaten von Stranggießanlagen in Deutschland zum Jahr 2013 mit den technischen Energieeinsparpotenzialen der identifizierten Energieeinsparmaßnahmen	231

Tabelle C-17: Ausgewählte Anlagendaten von Warmwalzwerken in Deutschland zum Jahr 2013	232
Tabelle C-18: Technische Energieeinsparpotenziale der identifizierten Energieeinsparmaßnahmen an Warmwalzwerken in Deutschland zum Jahr 2013	233
Tabelle D-1: Prozessschritte der Altpapieraufbereitung und deren Anwendungsfall bei Papiersorten	240
Tabelle D-2: Maximaler, minimaler und im Modell angenommener gewichteter durchschnittlicher spezifischer Energieverbrauch für die Herstellung verschiedener Papiersorten in Deutschland im Jahr 2013	243
Tabelle D-3: Qualitative Auswirkung des Einsatzes verschiedener Produktionsmethoden auf den spezifischen elektrischen und thermischen Energieverbrauch einer Papier- bzw. Pappensorte	244
Tabelle D-4: Elektrischer und thermischer Energieverbrauch pro Teilprozess in der Herstellung von Papier und Pappe in Deutschland	244
Tabelle D-5: Identifizierte Energieeinsparmaßnahmen und Langnamen für die Herstellung von Zellstoff, Papier und Pappen in Deutschland	245
Tabelle D-6: Identifizierte Parameter von Energieeinsparmaßnahmen für die Herstellung von Zellstoff, Papier und Pappen in Deutschland	246
Tabelle D-7: Wechselwirkungsfaktoren von Energieeinsparmaßnahmen für die Zellstoffherstellung in Deutschland	246
Tabelle D-8: Wechselwirkungsfaktoren von Energieeinsparmaßnahmen für die Altpapieraufbereitung in Deutschland	246
Tabelle D-9: Wechselwirkungsfaktoren von Energieeinsparmaßnahmen für Papiermaschinen in Deutschland	247
Tabelle D-10: Wirkungsgrad von Scheibenrefinern	247
Tabelle D-11: Energieverbrauch und -rückgewinnung in der mechanischen Holzstoffherstellung	248
Tabelle D-12: Temperaturniveaus von typischen Abwärmequellen aus der Papierproduktion	249
Tabelle D-13: Ausgewählte Daten zu Anlagen zur Zellstoffherstellung in Deutschland zum Jahr 2013	250
Tabelle D-14: Technische Energieeinsparpotenziale der identifizierten Energieeinsparmaßnahmen in der Zellstoffherstellung in Deutschland zum Jahr 2013	251
Tabelle D-15: Ausgewählte Daten zu Anlagen zur Altpapieraufbereitung in Deutschland zum Jahr 2013	251

Tabelle D-16: Technische Energieeinsparpotenziale der identifizierten Energieeinsparmaßnahmen in der Zellstoffherstellung in Deutschland zum Jahr 2013	254
Tabelle D-17: Ausgewählte Daten zu Papiermaschinen in Deutschland zum Jahr 2013	255
Tabelle D-18: Ausgewählte Daten zu Papiermaschinen in Deutschland zum Jahr 2013 und technische Energieeinsparpotenziale der identifizierten Energieeinsparmaßnahmen	261
Tabelle D-19: Technische Energieeinsparpotenziale der identifizierten Energieeinsparmaßnahmen für Papiermaschinen in Deutschland zum Jahr 2013.....	264
Tabelle E-1: Prozentuale Produktausbeute in Abhängigkeit der eingesetzten Ausgangsstoffe in Deutschland zum Jahr 2013 für einen Durchgang im Spaltöfen	271
Tabelle E-1: Durchschnittliche Energiebedarfsstruktur für die Herstellung von HVC in Deutschland zum Jahr 2013 mittels Naphtha-Dampfsplaltung	274
Tabelle E-2: Identifizierte Parameter für Energieeinsparmaßnahmen für die Herstellung von Ethylen, Propylen und Butadien in Deutschland	275
Tabelle E-3: Wechselwirkungsfaktoren von Energieeinsparmaßnahmen für die Herstellung von Ethylen, Propylen und Butadien in Deutschland	275
Tabelle E-4: Jahr der Inbetriebnahme und der letzten Modernisierung und Produktionsmengen in 2013 von Dampfsplaltöfen zur Ethylenherstellung in Deutschland zum Jahr 2013	276
Tabelle E-5: Einsatzstoffstruktur und spezifischer Energieverbrauch von Dampfsplaltöfen zur Ethylenherstellung in Deutschland zum Jahr 2013.....	276
Tabelle E-6: Technische Energieeinsparpotenziale der identifizierten Energieeinsparmaßnahmen an Dampfsplaltöfen zur Ethylenherstellung in Deutschland zum Jahr 2013	277
Tabelle F-1: Durchschnittliche Energiebedarfsstruktur für die Ammoniakherstellung in Deutschland mittels Dampfreformierung	284
Tabelle F-2: Vergleich von Synthesegas-Produktionsmethoden	285
Tabelle F-3: Identifizierte Parameter für Energieeinsparmaßnahmen in der Synthesegas- und Ammoniakherstellung in Deutschland.....	285
Tabelle F-4: Wechselwirkungsfaktoren von Energieeinsparmaßnahmen in der Synthesegas- und Ammoniakherstellung in Deutschland.....	285
Tabelle F-5: Anlagendaten zur Synthesegas- und Ammoniakherstellung in Deutschland zum Jahr 2013	286

Tabelle F-6:	Technische Energieeinsparpotenziale der identifizierten Energieeinsparmaßnahmen in der Dampfreformierung zur Synthesegasherstellung in Deutschland zum Jahr 2013	286
Tabelle F-7:	Technische Energieeinsparpotenziale der identifizierten Energieeinsparmaßnahmen in der Ammoniaksynthese in Deutschland zum Jahr 2013	286
Tabelle G-1:	Spezifischer Energieverbrauch für die Herstellung von Chlor und Natronlauge in Abhängigkeit von verschiedenen Verfahren und Stromdichte.	288
Tabelle G-2:	Identifizierte Parameter von Energieeinsparmaßnahmen für die Chlorherstellung und Natronlaugekonzentration in Deutschland.....	295
Tabelle G-3:	Wechselwirkungsfaktoren von Energieeinsparmaßnahmen in der Chlorherstellung und Natronlaugekonzentration in Deutschland.....	296
Tabelle G-4:	Anlagendaten zur Chloralkalielektrolyse in Deutschland zum Jahr 2013	297
Tabelle G-5:	Technische Energieeinsparpotenziale der identifizierten Energieeinsparmaßnahmen in der Chloralkalielektrolyse in Deutschland zum Jahr 2013	298
Tabelle G-6:	Technische Energieeinsparpotenziale der identifizierten Energieeinsparmaßnahmen in der Chloralkalielektrolyse in Deutschland zum Jahr 2013	299
Tabelle G-7:	Technische Energieeinsparpotenziale der identifizierten Energieeinsparmaßnahmen in der Natronlaugekonzentration in Deutschland zum Jahr 2013	300
Tabelle H-1:	Zementarten und Zusammensetzung nach ENV 197-1	302
Tabelle H-2:	Identifizierte Parameter von Energieeinsparmaßnahmen für die Herstellung von Klinker und Zement in Deutschland	305
Tabelle H-3:	Wechselwirkungsfaktoren von Energieeinsparmaßnahmen für die Herstellung von Klinker und Zement in Deutschland	306
Tabelle H-4:	Anlagendaten und technische Energieeinsparpotenziale der identifizierten Energieeinsparmaßnahmen in der Rohmaterialaufbereitung für die Zementherstellung in Deutschland zum Jahr 2013.....	306
Tabelle H-5:	Gegenüberstellung der ermittelten Daten und bezüglich der Anzahl und Kapazität von Anlagen zur Klinkerherstellung in Deutschland zum Stand 2012	308
Tabelle 8-6:	Anlagendaten und technische Energieeinsparpotenziale der Maßnahmen ZEKL01 bis ZEKL03 in der Klinkerherstellung in Deutschland zum Jahr 2013	308

Tabelle H-7: Anlagendaten und technische Energieeinsparpotenziale [TJ] der identifizierten Energieeinsparmaßnahmen in der Klinkerherstellung in Deutschland zum Jahr 2013	310
Tabelle H-8: Anlagendaten und technische Energieeinsparpotenziale der identifizierten Energieeinsparmaßnahmen in der Klinkerherstellung in Deutschland zum Jahr 2013	311
Tabelle H-9: Anlagendaten zur Zementvermahlung in Deutschland zum Jahr 2013 ...	312
Tabelle H-10: Technische Energieeinsparpotenziale der identifizierten Energieeinsparmaßnahmen in der Zementvermahlung in Deutschland zum Jahr 2013	314
Tabelle I-1: Struktur deutscher Kalkhersteller in Abhängigkeit von der Anzahl der Brennöfen	317
Tabelle I-2: Normbezeichnung für Kalk und chemische Zusammensetzung	318
Tabelle I-3: Typischer Strom- und Brennstoffbedarf unterschiedlicher Brennöfen in Deutschland	319
Tabelle I-4: Qualitative Charakterisierung unterschiedlicher Ofentypen	322
Tabelle I-5: Identifizierte Parameter von Energieeinsparmaßnahmen in der Kalkherstellung in Deutschland	324
Tabelle I-6: Wechselwirkungsfaktoren von Energieeinsparmaßnahmen in der Kalkherstellung in Deutschland	325
Tabelle I-7: Anlagendaten und technische Energieeinsparpotenziale der identifizierten Energieeinsparmaßnahmen in der Rohmaterialaufbereitung für die Kalkherstellung in Deutschland zum Jahr 2013	325
Tabelle I-8: Anlagendaten und technische Energieeinsparpotenziale der identifizierten Energieeinsparmaßnahmen für das Kalkbrennen in Deutschland zum Jahr 2013 und eigener Recherche	326
Tabelle J-1: Identifizierte Parameter von Energieeinsparmaßnahmen in der Herstellung von Flach- und Behälterglas in Deutschland.	333
Tabelle J-2: Wechselwirkungsfaktoren von Energieeinsparmaßnahmen für die Herstellung von Behälterglas in Deutschland	335
Tabelle J-3: Wechselwirkungsfaktoren von Energieeinsparmaßnahmen für die Herstellung von Flachglas in Deutschland	335
Tabelle J-4: Anlagendaten zur Gemengebereitung von Behälterglasschmelzwannen in Deutschland im Jahr 2013	335
Tabelle J-5: Technische Energieeinsparpotenziale der identifizierten Energieeinsparmaßnahmen in der Gemengebereitung von Behälterglasschmelzwannen in Deutschland im Jahr 2013	337

Tabelle J-6:	Anlagendaten zu Behälterglasschmelzwannen und technische Energieeinsparpotenziale der Energieeinsparmaßnahmen in Deutschland zum Jahr 2013	338
Tabelle J-7:	Technische Energieeinsparpotenziale der identifizierten Energieeinsparmaßnahmen an Behälterglasschmelzwannen in Deutschland zum Jahr 2013	339
Tabelle J-8:	Technische Energieeinsparpotenziale der identifizierten Energieeinsparmaßnahmen an Behälterglasschmelzwannen in Deutschland zum Jahr 2013	341
Tabelle J-9:	Anlagendaten und technische Energieeinsparpotenziale der identifizierten Energieeinsparmaßnahmen an Flachglasschmelzwannen in Deutschland zum Jahr 2013	342
Tabelle J-10:	Technische Energieeinsparpotenziale der identifizierten Energieeinsparmaßnahmen an Flachglasschmelzwannen in Deutschland zum Jahr 2013	343
Tabelle K-1:	Bandbreite typischer Anlagen- und Prozessparameter von Aluminiumschmelzanlagen	348
Tabelle K-2:	Identifizierte Parameter von Energieeinsparmaßnahmen für die Herstellung von Primär- und Sekundäraluminium in Deutschland.....	349
Tabelle K-3:	Wechselwirkungsfaktoren von Energieeinsparmaßnahmen für die Herstellung von Primäraluminium.....	349
Tabelle K-4:	Wechselwirkungsfaktoren von Energieeinsparmaßnahmen für die Herstellung von Sekundäraluminium	349
Tabelle K-5:	Anlagendaten von Schmelzflusselektrolysezellen zur Herstellung von Primäraluminium in Deutschland zum Jahr 2013	350
Tabelle K-6:	Technische Energieeinsparpotenziale der identifizierten Energieeinsparmaßnahmen an Schmelzflusselektrolysezellen in Deutschland zum Jahr 2013.....	350
Tabelle K-7:	Anlagendaten zu Schmelzöfen in der Sekundäraluminiumherstellung in Deutschland zum Jahr 2013	350
Tabelle K-8:	Technische Energieeinsparpotenziale der identifizierten Energieeinsparmaßnahmen an Schmelzöfen in der Sekundäraluminiumherstellung in Deutschland zum Jahr 2013.....	351

Abkürzungsverzeichnis

a	Anno
AG	Aktiengesellschaft
AG	Arbeitsgemeinschaft
AGEB	Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen
APP	Asia-Pacific Partnership
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BDI	Bundesverband der deutschen Industrie e. V.
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
bspw.	beispielsweise
BV Glas	Bundesverband der Glasindustrie
BV Kalk	Bundesverband der Deutschen Kalkindustrie
BVT	Beste Verfügbare Technologie
bzw.	beziehungsweise
C	Celsius
ca.	circa
CEFIC	European Chemical Industry Council
CSI	Cement Sustainability Initiative
d	Tag
d. h.	das heißt
DEHSt	Deutsche Emissionshandelsstelle
dena	Deutsche Energieagentur
DESTATIS	Statistisches Bundesamt
EC	European Commission
ecra	European Cement Research Academy
EEX	European Energy Exchange
EFMA	European Fertilizer Manufacturers' Association
EIPPCB	European IPPC Bureau (s. IPPC)
EJ	Exajoule
EMAS	Eco-Management and Audit Scheme
EPEX	European Power Exchange
EU	Europäische Union
EU-27/-28	27 bzw. 28 Mitgliedstaaten der Europäischen Union
EUR	Euro (Währung)
FfE	Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V.
ggf.	gegebenenfalls
GGR	Gleichstrom-Gegenstrom-Regenerativofen
ggü.	gegenüber

GJ	Gigajoule
GmbH	Gesellschaft mit beschränkter Haftung
h	Stunde
Hrsg	Herausgeber
HVC	Hochwertige Chemikalien (engl. High Value Chemicals)
IEA	International Energy Agency
IER	Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung
IFEU	Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg
IIP	Institute for Industrial Productivity
IPPC	Integrated Pollution Prevention and Control
IREES	Institut für Ressourceneffizienz und Energiestrategien
ISI	Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung
JCI	Japan Consulting Institute
kg	Kilogramm
KIT	Karlsruhe Institut für Technologie
kt	Kilotonne
kW	Kilowatt
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LfU	Bayerisches Landesamt für Umwelt
LPG	Flüssiges Propangas (engl. Liquefied Petroleum Gas)
MACC	Grenzminderungskostenkurve (engl. Marginal Abatement Cost Curves)
Mio	Millionen
MJ	Megajoule
Mt	Megatonne
MW	Megawatt
NEDO	New Energy and Industrial Technology Development Organization
OECD	Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung
ORC	Organic Rankine Cycle
OTC	Außerbörslicher Handel (engl. over-the-counter)
p. a.	per annum
PBCWPF	PreBaked-Center Worked Point Feed
PCI	Kohlenstaubeinblasung (engl. Pulverised Coal Injection)
PJ	Petajoule
PTS	Papiertechnische Stiftung
SE	Societas Europaea
TMP	Thermomechanischer Holzstoff (engl. Thermo Mechanical Pulp)
u. a.	unter anderem

UBA	Umweltbundesamt
UNIDO	United Nations Industrial Development Organization
USD	US Dollar
VCI	Verband der Chemischen Industrie
VDEh	Verein Deutscher Eisenhüttenleute
VDI	Verein Deutscher Ingenieure
VDP	Verein Deutscher Papierfabriken
VDZ	Verein Deutscher Zementwerke
VET	Tabelle der geprüften Emissionen (engl. Verified Emission Table)
wbscd	World Business Council for Sustainable Development
z. B.	zum Beispiel
ZKG	Zement, Kalk und Gips (Fachzeitschrift)

Formelzeichen und Indizes

Formelzeichen

$a_{EEM_k}(t), a_{PAN_i}(t)$	Faktor für den Restwert einer Energieeinsparmaßnahme bzw. einer Produktionsanlage
AF	Annuitätenfaktor
AUS_{PAN_i}	Jährliche Produktionsauslastung [%]
CEF_{ET_j}	CO ₂ -Emissionsfaktor [tCO ₂ /GJ]
CM_{EEM_k}	CO ₂ -Minderungen [tCO ₂]
$CIR_{EEM_k, PAN_i, t}$	Direkte CO ₂ -Intensitätsreduktionen [tCO ₂ /tProdukt]
EEM	Energieeinsparmaßnahmen
EEM^{SM}, EEM^{EM}	Substitutionsmaßnahme bzw. Ergänzungsmaßnahme
EE_{EEM_k}	Energieeinsparungen [GJ]
ET	Energieträger
EIR	Energieintensitätsreduktion [GJ/tProdukt]
EV	Energieverbrauch [GJ]
ΔFPK	Veränderungen der fixen Produktionskosten [EUR/tKapazität]
KAP_{PAN_i}	Jährliche Produktionskapazität
ΔKK	Veränderung der Kapitalausgaben [EUR/tKapazität]
$\Delta NE_VPK_{EEM_k, PAN_i, t}$	Spezifische Veränderungen der nicht-energetischen Betriebskosten [EUR/tProdukt]
$SEEK$	Spezifische Energieeinsparkosten [EUR/GJ]
SF_{EEM_k, PAN_i}	Skalierungsfaktor
SKA_{EEM_k, PAN_i}	Spezifischer Kapitalaufwand [EUR/tProduktionskapazität]
SVB_{EEM_k, PAN_i}	Spezifische Veränderung der nicht-energetischen Betriebskosten [EUR/tProdukt]
$P_{ET_j, t} (EV_{PAN_i, ET_j, t})$	Energieträgerpreis [EUR/GJ]
$P_{CO_2}(t)$	CO ₂ -Zertifikatspreis [EUR/tCO ₂]
PCI	Intensitätsreduktion der prozessbedingten CO ₂ -Emissionen [tCO ₂ /tProdukt]
$\Delta PK_{PAN_i, EEM_k, t}$	Veränderung der Produktionskosten durch die Umsetzung der Energieeinsparmaßnahme
t	Jahr des Betrachtungszeitraums
PAN_i	Produktionsanlage
$\Delta VPK_{PAN_i, EEM_k, t}$	Veränderungen der variablen Produktionskosten [EUR/tProdukt]
$w_{EEM_k, PAN_i} w_{EEM_i, EEM_j}$	Wechselwirkungsfaktor
$WEEP$	Kumuliertes wirtschaftlich darstellbares Energieeinsparpotenzial

Z	Diskontrate [%]
$ZS_{EEM_k, PAN_i}(t)$	Zahlungsstrom der Periode t [EUR]

Chemische Formelzeichen

AlF_3	Aluminiumfluorid
Al	Aluminium
Al_2O_3	Aluminiumoxid
$Al(OH)_3$	Aluminiumhydroxid
C_2H_4	Ethylen
C_2H_6	Ethan
C_3H_8	Propan
$CaCO_3$	Calciumcarbonat
CaO	Calciumoxid
CH_4	Methan
Cl	Chlor
C_nH_{2n+2}	Geradkettige Kohlenwasserstoffen
CO	Kohlenstoffmonoxid
CO_2	Kohlenstoffdioxid
Cu	Kupfer
Fe	Eisen
Fe_2O_3	Eisenoxid
H	Wasserstoff
H_2O	Wasser
N	Stickstoff
N_2O	Distickstoffmonoxid
Na	Natrium
Na_2S	Natriumsulfid
NaCl	Natriumchlorid
NaOH	Natriumhydroxid
Na_3AlF_6	Kryolith
NH_3	Ammoniak
NO_x	Stickoxide
O_2	Sauerstoff
Δ_R	Reaktionsenthalpie
SO_2	Schwefeldioxid
TiB_2	Titanborid

Kurzfassung

Die Europäische Kommission zählt den Klimawandel, die großflächige Nutzung von knappen Ressourcen und die Versorgungssicherheit zu den wesentlichen Herausforderungen der Energiepolitik. Die Reduktion des spezifischen Energieeinsatzes wird dabei als kosteneffizienter Ansatz gesehen, diese Herausforderungen gleichzeitig anzugehen. Die Industrie ist in 2013 für 28 % des Endenergiebedarfs und für 35 % der Treibhausgase in Deutschland verantwortlich. 65 % des industriellen Energiebedarfs werden von 3,5 % der Unternehmen verursacht, die als energieintensive Industrie bezeichnet werden. Das Phänomen, dass in Studien identifizierte wirtschaftlich darstellbare Energieeinsparpotenziale von Akteuren nicht vollständig realisiert werden, wird als Energieeffizienzlücke bezeichnet und zum Teil durch methodische Limitierungen erklärt.

Das Ziel dieser Arbeit ist zum einen die Entwicklung einer Berechnungsmethodik von Energieeinsparungen und Energieeinsparkosten der entsprechenden Energieeinsparmaßnahmen unter Berücksichtigung bestehender methodischer Limitierungen und deren Anwendung auf eine detaillierte und konsistente Beschreibung ausgewählter energieintensiver, industrieller Produktionsprozesse in Deutschland.

Der Kern der entwickelten Berechnungsmethodik ist die techno-ökonomische Analyse von Energieeinsparmaßnahmen auf der Einzelanlagenebene. Auf diese Weise können die heterogenen technologischen Ausprägungen, der hohe Integrationsgrad von energieintensiven Produktionsanlagen sowie deren Auswirkungen auf das technische Energieeinsparpotenzial berücksichtigt werden. Zudem können so die Wechselwirkungen von Energieeinsparmaßnahmen unter Berücksichtigung der Umsetzungsreihenfolge bewertet werden. Die Energieeinsparkosten werden über den Vergleich der diskontierten Produktionskosten jeweils mit und ohne umgesetzter Energieeinsparmaßnahme gebildet. Dadurch können u. a. die Veränderungen nicht-energetischer Betriebskosten (bspw. Wartungskosten), Opportunitätskosten und Opportunitäts Erlöse von Energieeinsparmaßnahmen in die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung mit einbezogen werden.

Für die Anwendung der Berechnungsmethode auf die Herstellung der zehn energieintensivsten Produktgruppen in Deutschland werden 164 Energieeinsparmaßnahmen und deren Umsetzung an 859 Einzelanlagen analysiert und in Energieeinsparkostenkurven dargestellt. Es wird ein technisches Energieeinsparpotenzial von 18 % und ein wirtschaftlich darstellbares Potenzial von 10 % ggü. dem Energieverbrauch in 2013 errechnet. Ein Vergleich der Ergebnisse mit bisherigen Energieeffizienz-Untersuchungen mit vergleichbarem Bilanzräumen zeigte Potenzialabweichungen von bis zu neun Prozentpunkten innerhalb der untersuchten Produktgruppen. In einer Einzelfallbetrachtung ließen diese sich zum Teil auf die einzelanlagenspezifische Berechnungsmethodik zurückführen lassen. Produktübergreifend liegen die wirtschaftlich darstellbaren Energieeinsparpotenziale im Durchschnitt zwei Prozentpunkte über dem hier errechneten Potenzial. Mittels Parametervariationen wurde die Robustheit der Ergebnisse überprüft. Die wirtschaftlich darstellbaren Energieeinsparungen wiesen eine vergleichsweise hohe Sensitivität gegenüber der Diskontrate und den Brennstoffpreisen sowie eine niedrige Sensitivität gegenüber dem CO₂-Zertifikatspreis und dem Strompreis auf.

Abstract

The European Commission defines climate change, large-scale use of scarce resources and security of supply as one of the major challenges in energy policy. Reducing the specific energy consumption is seen as a cost-effective approach to address these challenges simultaneously. Industry accounted for 28% of Germany's final energy demand and is responsible for 35% of its greenhouse gas emissions. 65% of the industrial energy demand is caused by 3.5% of the companies, which belong to the energy-intensive industry. Previous studies identified cost-efficient energy conservation measures which were seldom adopted by actors. This phenomenon is called the energy efficiency gap which is to some part explained by methodological limitations.

The aim of this work is first the development of a method to calculate energy conservation and energy conservation costs of energy conservation measures while taking into account existing methodological limitations and second their application to a detailed and consistent description of selected energy-intensive, industrial production processes in Germany.

One key aspect of the developed method is the techno-economic analysis of energy conservation potentials on an individual plant level. In this way, both, the heterogeneous technological characteristics as well as the high level of integration of energy-intensive production processes and their effects on the energy conservation potential can be accounted for. This allows further the evaluation of the interactions of energy conservation measures while taking into account the individual adoption sequence. The energy conservation costs are calculated based on the comparison of the discounted production costs with and without the adoption of an energy conservation measure. In this way, changes of non-energy operating costs (e.g. maintenance costs), opportunity costs and opportunity revenues from energy conservation measures can be reflected in the feasibility assessment.

For the application of the developed method, the technical and economic potentials of 164 identified energy conservation measures for the production of ten of the most-energy intensive product groups in Germany are analysed at 859 individual plants and displayed in energy conservation cost curves. With respect to the energy demand in 2013, a technical energy conservation potential of 18% and an economic potential of 10% is identified. A comparison of the results with previous energy efficiency studies with comparable system boundaries showed deviations of the cost-efficient energy conservation potential of up to nine percentage points within the investigated product groups. In an individual case study, these deviations could to some extent be explained by the developed plant-specific calculation method. Across all products and studies, the cost-efficient energy conservation potential is in average two percentage points above the calculated potential of the present study. The robustness of the results is tested through parameter variations. The economic energy conservation potential shows a relatively high sensitivity against the discount rate and fuel prices and a low sensitivity against to the CO₂ allowance price and the electricity price.

1 Einleitung

Rückblickend ist der Beginn der industriellen Revolution deutlich anhand des sprunghaften Anstiegs der Steinkohlenutzung in der Mitte des 18. Jahrhunderts erkennbar (Pierenkemper 2010). Neben einer großflächigen Nutzung knapper Ressourcen konnte mit der Industrialisierung ein durchschnittlicher Temperaturanstieg von 0,85 °C p. a. bis heute beobachtet werden, dessen anthropogene Ursache nach Aussage des Weltklimarats als „extrem wahrscheinlich“ gilt (IPPC 2013). Die im Kyoto-Protokoll erstmals völkerrechtlich vereinbarten Begrenzungs- und Reduktionsverpflichtungen für Treibhausgasemissionen legten den Grundstein für politische Vorgaben auf europäischer und nationaler Ebene (vgl. Solomon et al. 2007). Der 2005 zur kostenoptimalen Erreichung der Kyoto-Vorgaben eingeführte europäische EU Emissionsrechtehandel dürfte wohl eines der meist diskutierten politischen Instrumente sein. Eines seiner Ziele ist die Reduktion der CO₂-Emissionen um 21 % von 2005 bis 2020. Ausgehend von 2010 wird eine jährliche Reduktion von 1,74 % angenommen. In der von 2013 bis 2020 andauernden dritten Phase wurden erstmals kostenlose CO₂-Zertifikate nicht über historische Emissionen, sondern anhand eines Benchmarks verteilt (EC 2009; Ecofys et al. 2009).

Die Europäische Kommission (EC) priorisiert neben dem Klimawandel und der großflächigen Nutzung knapper Ressourcen die Versorgungssicherheit als die wesentliche Herausforderung der Energiepolitik. Die Reduktion des spezifischen Energieeinsatzes wird als smarter Ansatz betrachtet, den drei politischen Herausforderungen gleichzeitig zu begegnen (EIPPCB 2009b). Konkret den Primärenergieverbrauch betreffend wurden 2008 von der EC die „20/20/20-Zielvorgaben“ ratifiziert. Eine der drei Zielsäulen ist die Senkung des EU-Primärenergieverbrauchs um 20 % im Vergleich zu einer prognostizierten Entwicklung. Der Industriesektor soll sich mit einer Reduktion des Primärenergieverbrauchs um 19 % beteiligen, um dieses indikative Ziel zu erreichen (EC 2008). Am 4. Dezember 2012 trat die EU-Energieeffizienz-Richtlinie (2012/27/EU) in Kraft, welche die Mitgliedstaaten zur Festlegung indikativer nationaler Energieeffizienzziele verpflichtet. Insbesondere sind die EU-Staaten dazu angehalten, im Zeitraum 2014 bis 2020 jährlich durchschnittlich 1,5 % der an Endkunden abgesetzten Energiemenge durch Umsetzung von Energieeffizienzmaßnahmen einzusparen (Seefeld und Weinert 2013). Der EU-2030-Klima- und Energierahmen baut auf den „20/20/20-Zielvorgaben“ und der Energieeffizienz-Richtlinie auf und setzt ein indikatives Energieeffizienzziel von 27 % Energieeinsparungen bis 2030 fest. 2020 soll das Ziel hinsichtlich einer Anhebung auf 30 % überprüft werden (EC 2015).

Auf nationaler Ebene orientiert sich das deutsche Energiekonzept im Wesentlichen an den Vorgaben der EU. Ein Ziel ist die Senkung des Primärenergieverbrauchs bis 2050 um 50 % ggü. 2008. Insbesondere ist eine Steigerung der Energieproduktivität um 2,1 % p. a. und eine Minderung des Stromverbrauchs von 10 % bis 2020 und 25 % bis 2050 ggü. 2008 vorgesehen. Daneben wird der Spitzenausgleich im Rahmen der Energie- und Stromsteuer nur noch gewährt, wenn die Betriebe einen Beitrag zu den Energieeinsparungen leisten. Der Nachweis kann durch die zertifizierte Protokollierung von Energiemanagementsystemen (bspw. ISO 50001) oder durch gleichwertige Maßnahmen erfolgen. Gleichzeitig sollen aus

einem Energieeffizienzfonds u. a. die Optimierung energieintensiver Prozesse im produzierenden Gewerbe gefördert werden (BMU 2010).

Um die oben genannten Energieeinsparziele zu erreichen, kommt der Industrie eine hohe Bedeutung zu, da dieser Sektor für ca. ein Drittel des europäischen Endenergieverbrauchs verantwortlich ist. In Deutschland waren in 2013 2 551 PJ, oder 28 % des bundesweiten Endenergieverbrauchs (9 162 PJ) dem produzierenden Gewerbe zurechenbar (s. Abb. 1-1).

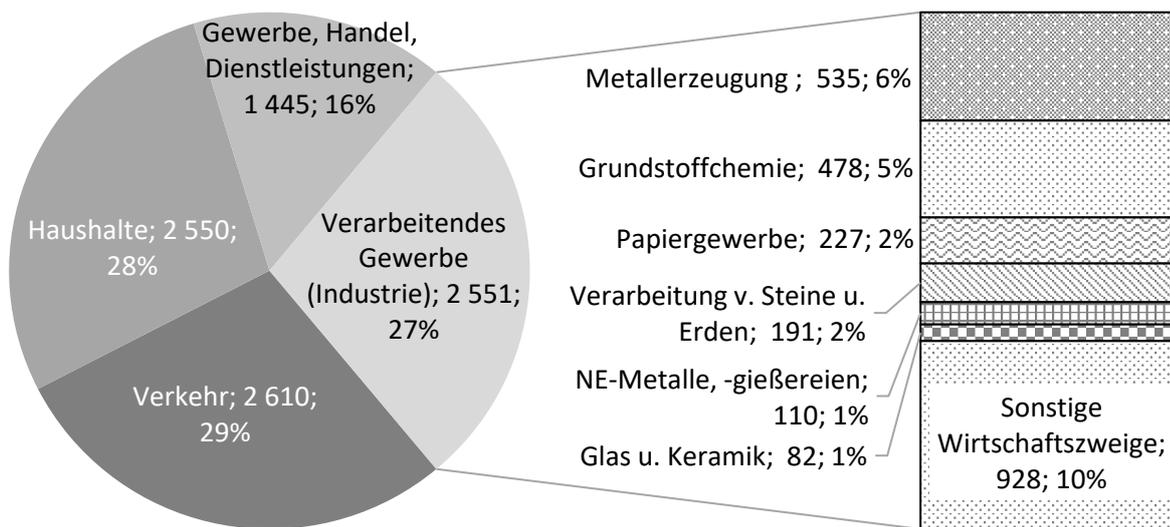


Abb. 1-1: Endenergieverbrauch [PJ] der Wirtschaftssektoren, Haushalte und Transport in Deutschland in 2013 auf Energiebilanzebene (eigene Darstellung basierend auf AGEb 2014)

Der industrielle Energieverbrauch wird mit 68 % durch Brennstoffe (1 743 PJ, inkl. Fernwärme) und 32 % durch Strom (807 PJ) gedeckt (AGEb 2014). Durch den Verbrauch fossiler Energieträger werden 263 Mt CO₂-Emissionen ausgestoßen. Hinzukommen nach UBA (2015) 70 Mt prozessbedingte CO₂-Emissionen, sodass der Industriesektor mit insgesamt 333 Mt CO₂-Emissionen für ca. 35 % der gesamten CO₂-Emissionen in Deutschland verantwortlich ist (DEHST 2014). Von den 43 664 Betrieben des verarbeitenden Gewerbes machen 3,5 % der Betriebe (1 528 Betriebe) mit 1 624 PJ 65 % des industriellen Energiebedarfs aus. Diese Betriebe stellen u. a. chemische Grundstoffe, Eisen und Stahl, Zement, Glas, Papier und Pappen sowie Nichteisenmetalle her und werden als energieintensive Industrien bezeichnet (DESTATIS 2014c).

Eine Verbesserung der industriellen Energieeffizienz kann nicht nur die Erreichung der angesprochenen politischen Energieeinspar- und Klimaziele unterstützen, sondern bringt für die Industrien selbst bedeutende Vorteile mit sich. Gerade die energieintensive Industrie erfährt in Deutschland einen anhaltenden Wettbewerbsdruck. In den letzten Dekaden wurden insbesondere in der Metallerzeugung neue Kapazitäten in Brasilien, Russland, Indien und China zugebaut, sodass Branchenverbände von einer weltweiten Überkapazität sprechen. Gleichzeitig stiegen in Deutschland die energiebezogenen Produktionskosten, u. a. durch Strom-, Brennstoffpreisanstiege und der Einführung des EU Emissionshandels, sodass die energieintensiven Industrien den Produktionsstandort Deutschland zunehmend in

Frage stellen (vgl. Knop 2013; Fasse et al. 2013). Die Umsetzung von Energieeinsparmaßnahmen ist nach Studien wie denen von Worrell et al. (2001) mit nicht-energetischen Vorteilen, bspw. einer gesteigerten Produktivität oder einer höherwertigen Produktqualität, verbunden, sodass neben den geringeren energiebezogenen Produktionskosten die Wettbewerbsfähigkeit der Unternehmen gestärkt und die Gefahr der Abwanderung der Unternehmen gemindert werden kann.

1.1 Problemstellung und Zielsetzung

Der hohe Energiekostenanteil an den Produktionskosten führt bei Betreibern von energieintensiven Anlagen aus ökonomischen Gründen zu einer frühen Sensibilisierung ggü. dem Themengebiet der Energieeffizienz. Untersuchungen zum Stand der Energieeffizienz in Folge der beiden Ölpreiskrisen in den 1970er Jahren zeigten jedoch, dass Anlagenbetreiber nicht in Energieeinsparmaßnahmen investierten, obwohl technische Studien den Maßnahmen eine Wirtschaftlichkeit attestierten (Jaffe und Stavins 1994). Die Abweichung des Energiebedarfs, der sich durch die Umsetzung aller kommerziell verfügbaren, technologisch möglichen und wirtschaftlich darstellbaren Energieeinsparmaßnahmen einstellt, vom aktuellen Energieverbrauch wird als Energieeffizienzlücke (engl. „energy-efficiency gap“) bezeichnet. Da Anlagenbetreiber aus der Sicht der neoklassischen Volkswirtschaftslehre als nutzenoptimierende Akteure in wirtschaftlich darstellbare Energieeinsparmaßnahmen investieren müssten, wird die Lücke u. a. durch die Existenz von Hemmnissen erklärt (vgl. Brunke et al. 2014; Jaffe und Stavins 1994; Hirst und Brown 1990). Eine Aufgabe der Energieeffizienzforschung besteht darin, die Hemmnisse zu identifizieren, zu analysieren sowie Maßnahmen abzuleiten, die diese Hemmnisse mindern, um langfristig die Energieeffizienzlücke zu reduzieren (vgl. Backlund et al. 2012; Thollander 2008). Wie Jaffe und Stavins (1994) ausführen, ist die Umsetzung von Maßnahmen, die zu einer Minderung der Hemmnisse führen sollen, mit Kosten verbunden. So kann die Umsetzung von energiepolitischen Maßnahmen zur Minderung einer überschätzten Energieeffizienzlücke in Gesamtkosten resultieren, die sich kaum mit einer optimalen Allokation knapper Ressourcen vereinbaren lassen. Der Erhebung eines möglichst realitätsnahen Energieeinsparpotenzials kommt daher, u. a. für die Ausgestaltung von energiepolitischen Zielen, eine besondere Bedeutung zu. Unterschiedliche Interessengruppen führen jedoch eine Reihe von Limitierungen in den Berechnungsmethoden von Energieeffizienzuntersuchungen an, die zu einer Über- bzw. Unterschätzung der Energieeinsparpotenziale und der Energieeinsparkostenkurven führen können.

Energieintensive Produktionsprozesse zeichnen sich neben der hohen Energieintensität durch eine Vielfalt von chemischen, physikalischen und biologischen Verfahren aus, die kontinuierlich und mit hohen Durchsatzmengen zum Einsatz kommen. Eine fehlende bzw. mangelnde Berücksichtigung der heterogenen Ausprägungen von energieintensiven Produktionsanlagen (vgl. Cagno et al. 2013; Brunke 2012; Jaffe und Stavins 1994) und eine mangelnde Konsistenz in der Bilanzierung der integrierten Energie- und Stoffströme (vgl. Saygin et al. 2012; Tanaka 2008; IEA 2007) kann tendenziell zu einer Über- bzw. Unterschätzung der Energieeinsparungen führen. Der hohe Integrationsgrad kann dazu führen,

dass Wechselwirkungen einer Energieeinsparmaßnahme mit der Bestandsanlage oder mit weiteren Energieeinsparmaßnahmen auftreten können. Diese Wechselwirkungen können die Energieeinsparungen und Energieeinsparkosten maßgeblich beeinflussen (vgl. Brunke und Blesl 2014c; Fleiter et al. 2013; GAE 2012; CSI 2009). Die Umsetzung von Energieeinsparmaßnahmen kann neben einer Energiekostenreduktion noch andere Auswirkungen wie Hilfs- und Betriebsstoffkostenreduktionen zur Folge haben. Eine fehlende Berücksichtigung dieser nicht-energetischen Auswirkungen kann zu einer Über- bzw. Unterschätzung der Energieeinsparkosten führen (vgl. IEA 2014b; Holmes 2011; Worrell et al. 2003). Energieintensive Produktionsanlagen sind in der Regel kapitalintensiv und haben vergleichsweise lange Nutzungsdauern. Eine Umsetzung von Energieeinsparmaßnahmen an älteren Bestandsanlagen kann für Anlagenbetreiber mit erhöhten Risiken hinsichtlich des Projekterfolgs einhergehen (vgl. Cagno et al. 2013; Brunke 2012). Ebenso kann eine mangelnde unternehmensnahe Parameterfestlegung, u. a. hinsichtlich der Endkundenpreise für Energieträger sowie der Wirtschaftlichkeitskriterien, zu einer Über- bzw. Unterschätzung der Energieeinsparkosten führen. Eine Übersicht der aufgezählten Limitierungen zeigt Abb. 2-1.

Die fehlende bzw. mangelnde Berücksichtigung von	Heterogenen Ausprägungen von Produktionsanlagen (Cagno et al. 2013; VDEh 2013; Jaffe und Stavins 1994)	kann tendenziell eine Über- bzw. Unterschätzung begünstigen, hinsichtlich	Energieeinsparung
	Konsistenten Bilanzierungen von Energie- und Stoffströmen (Saygin et al. 2012; Tanaka 2008; IEA 2007)		
	Wechselwirkungen mit der Bestandsanlage und den Energieeinsparmaßnahmen untereinander (GAE 2012; CSI 2009)		Energieeinsparkosten
	Nicht-energetischen Auswirkungen (IEA 2014b; Fleiter et al. 2013; Holmes 2011; Worrell et al. 2003)		
	Erhöhten Risiken bei älteren Bestandsanlagen (Cagno et al. 2013; Lungen 2012; Worrell et al. 2005)		
	Realitätsnahen Festlegungen der Rahmenparameter (Grave et al. 2015; Brunke et al. 2014; Grave u. Breitschopf 2014; CEFIC 2013)		

Abb. 1-2: Ausgewählte Limitierungen in der Berechnungsmethode von Energieeffizienzuntersuchungen in der energieintensiven Industrie

Aus der Problemstellung wurden die Ziele der Arbeit abgeleitet. Diese umfassen:

1. Die Entwicklung einer Methodik zur Berechnung einzelanlagen spezifischer Energieeinsparungen und Energieeinsparkosten von Energieeinsparmaßnahmen unter Berücksichtigung identifizierter Limitierungen bisheriger Energieeffizienzstudien.
2. Die Anwendung der einzelanlagen spezifischen Berechnungsmethodik auf eine detaillierte und konsistente Beschreibung ausgewählter energieintensiver, industrieller Produktionsprozesse in Deutschland.

1.2 Struktur der Arbeit

Die Arbeit ist in fünf aufeinander aufbauende Teilbereiche unterteilt, welche jeweils den Kapiteln 2 bis 5 entsprechen. Die fünf Teilbereiche stützen sich jeweils auf die Problemstellung und Zielstellung in Kapitel 1 und werden abschließend in Kapitel 7 zusammengefasst (s. Abb. 1-3).



Abb. 1-3: Der schematische Aufbau der Arbeit mit den fünf aufeinander aufbauenden Teilbereichen

Zunächst wird in Kapitel 2 auf die Grundlagen, die Entstehung und bisherigen Konzepte von Energieeinsparkostenkurven eingegangen. Mit Energieeinsparkostenkurven sind die Begriffe Energieeinsparungen und Energieeffizienz inhärent verbunden. Die Begriffe werden eingangs für die vorliegende Untersuchung festgelegt und voneinander abgegrenzt. Im Weiteren wird auf die Entstehung von Energieeinsparkostenkurven aus Energieangebotskostenkurven eingegangen. Die Vielzahl der heutzutage existierenden Methoden zur Erstellung von Energieeinsparkostenkurven wird in ein Klassifikationsschema eingeordnet und für ausgewählte Klassen werden die Limitierungen der jeweiligen Ansätze diskutiert.

Unter Berücksichtigung der diskutierten Limitierungen wird eine einzelanlagenspezifische Berechnungsmethode für Energieeinsparkostenkurven von energieintensiven Produktionsprozessen in Kapitel 3 entwickelt. Die Methode behandelt die Berechnung von Energieeinsparungen und Energieeinsparkosten von Energieeinsparmaßnahmen auf Basis von Energieintensitätsreduktion und Produktionskostenveränderungen von Einzelanlagen. Auf diese Art werden sowohl die nicht-energetischen Vorteile, Opportunitätserlöse durch die Investition in neue Anlagen als auch die Opportunitätskosten durch die Umsetzung von Nachrüstungen an älteren Bestandsanlagen in der Wirtschaftlichkeitsberechnung berücksichtigt. Die Einzelanlagenuntersuchung ermöglicht u. a. die Berücksichtigung von Wechselwirkungen der Maßnahmen untereinander. Hierzu wird eine hierarchische Umsetzungsreihenfolge von Energieeinsparmaßnahmen festgelegt und die Berechnung von Wechselwirkungsfaktoren dargelegt.

Im dritten Teilbereich wird die Vorgehensweise für die Anwendung der einzelanlagenspezifischen Berechnungsmethode von Energieeinsparkostenkurven auf ausgewählte, energieintensive Produktionsprozesse dargelegt (s. Kapitel 4). Hierfür werden energieintensive Wirtschaftszweige charakterisiert und anhand des Energieeinsatzes und Energiekostenanteils an den Bruttoproduktionskosten wird eine begründete Auswahl von zu untersuchenden Produktgruppen getroffen. Aufgrund der hohen Prozessintegration von energieintensiven Produktionsprozessen wird auf die Darlegung der Bilanzgrenzen ein besonderes Augenmerk gelegt. Für die Anwendungen der erweiterten Methodik sind umfangreiche und detaillierte Parameter für die Energieeinsparmaßnahmen und zum Anlagenbestand zu erheben. Das Vorgehen zur Erhebung, Aggregation, Vervollständigung und Validierung der Daten wird jeweils für die Energieeinsparmaßnahme und für die Produktionsanlagen beschrieben. Zur Nachvollziehbarkeit der Ergebnisse werden die erhobenen Daten im Anhang tabellarisch gelistet. Für die Wirtschaftlichkeitsberechnung werden der Betrachtungszeitraum, die Diskontrate und die Energieträgerpreise festgelegt. Für die leitungsgebundenen Energieträger Strom und Erdgas wurden die Ausnahmeregelung von Steuern und Abgaben sowie Skaleneffekte in den Transport- und Beschaffungskosten untersucht. Mittels der Regressionsanalyse wird für die beiden Energieträger in Abhängigkeit des Bedarfs für jede Einzelanlage ein individueller Energieträgerpreis berechnet.

Im vierten Teilbereich steht die Analyse der technischen und ökonomischen Parameter von Energieeinsparmaßnahmen im Fokus (s. Kapitel 5). Die Maßnahmen sind nach der Produktionsgruppe und der zugehörigeren Produktionsanlage geordnet. Für jeden Wirtschaftszweig wird zunächst der Bilanzraum festgelegt. Für jede Energieeinsparmaßnahme erfolgt eine Einordnung in den Produktionsprozess und eine Beschreibung, auf welche Weise Energieeinsparungen erzielt werden. Anschließend werden die spezifischen Energieintensitätsreduktionen, der spezifische Investitionsaufwand und ggf. Auswirkungen auf die nicht-energetischen Betriebskosten durch die Umsetzung der Maßnahme quantifiziert.

Im fünften und letzten Teilbereich wird die einzelanlagenspezifische Berechnungsmethode von Energieeinsparkostenkurven auf ausgewählte, energieintensive Produktionsprozesse angewandt (s. Kapitel 6). Zunächst werden die Effektivität und die Kosteneffizienz von einzelnen Energieeinsparmaßnahmen und anschließend Energieeinsparkostenkurven jeweils für die Herstellung einer Produktgruppe diskutiert. Darauf folgen eine produktübergreifende Energieeinsparkostenkurve und die vergleichende Diskussion der kumulierten Energieeinsparungen mit internationalen und nationalen Studien. Abschließend werden in der Sensitivitätsanalyse die Auswirkungen von Parametervariationen der Strom-, Brennstoff- und CO₂-Zertifikatspreisanstiege auf die wirtschaftlich darstellbaren Energieeinsparungen und die spezifischen Energieeinsparkosten untersucht und die Robustheit der Ergebnisse überprüft.

2 Energieeinsparkostenkurven: Grundlagen, Konzept und ausgewählte Limitierungen aktueller Ausgestaltungen

In Kapitel 2 wird auf die Grundlagen, die Entstehung sowie die bisherigen Konzepte von Energieeinsparkostenkurven eingegangen. Mit Energieeinsparkostenkurven sind die Begriffe Energieeinsparungen und Energieeffizienz inhärent verbunden. Die Begriffe werden eingangs für die vorliegende Untersuchung festgelegt und voneinander abgegrenzt. Im Weiteren wird auf die Entstehung von Energieeinsparkostenkurven aus Energieangebotskostenkurven eingegangen. Die Vielzahl der heutzutage existierenden Methoden zur Erstellung von Energieeinsparkostenkurven wird in einem Klassifikationsschema eingeordnet und für ausgewählte Klassen werden die Limitierungen der jeweiligen Ansätze diskutiert.

2.1 Grundlagen und Begriffsfestlegung

Zu Beginn dieses Kapitels wird auf die Grundlagen von Energieeffizienz und Energieeinsparungen eingegangen, diese Begriffe festgelegt und voneinander abgegrenzt.

2.1.1 Energieeffizienz

Die Steigerung der Energieeffizienz wird in energie- und klimapolitischen Strategien als tragende Säule gesehen. Gleichzeitig nimmt der Begriff der *Energieeffizienz* eine „heterogene und ubiquitäre“ Rolle ein (Pehnt 2010). Darüber hinaus wird häufig der Begriff Energieeinsparung als Synonym zu Energieeffizienz verstanden und umgekehrt (vgl. Kuder et al. 2013). In diesem Abschnitt soll daher das Begriffsverständnis der Energieeffizienz diskutiert und festgelegt werden.

Im Allgemeinen wird unter Energieeffizienz das Verhältnis zwischen Aufwand und Nutzen gesehen. Eng verbunden mit dem Begriff der Effizienz ist die Effektivität. Unter Effektivität wird in der Regel das Verhältnis zwischen dem erreichten und dem definierten Ziel unter Berücksichtigung der eingesetzten Mittel verstanden. Anders ausgedrückt berücksichtigt Effektivität die Wirkung und die Effizienz die Wirtschaftlichkeit einer Maßnahme. Demnach setzt Effizienz Effektivität voraus und geht darüber hinaus (Pehnt et al. 2010).

Im Kontext von industriellen Prozessanlagen stellt der Wirkungsgrad, d. h. der Quotient aus nutzbarer Leistung und der zugeführten Leistung, einen Effizienzkennwert dar. Nach Erdmann und Zweifel (2010) erweitert der Begriff der Energieeffizienz das Verständnis des Wirkungsgrads, in dem neben der energetischen Nutzleistung zusätzlich Energiedienstleistungen wie produzierte Güter, Licht, Raumwärme und Transporte erfasst werden. Analog ist das Begriffsverständnis in der Energiedienstleistungsrichtlinie und der Energieeffizienzrichtlinie der Europäischen Kommission, in denen Energieeffizienz weitestgehend als das Verhältnis aus Leistung, Dienstleistungen, Waren oder Energie zum Energieverbrauch verstanden wird (vgl. EC 2006; EC 2012c). Der Kehrwert dieses Verständnisses entspricht der Energieintensität (vgl. Siitonen et al. 2010, IEA 2007), welche auch als Energieintensitätswert (vgl. Worrell et al. 2008) oder Energieverbrauchsintensität bezeichnet wird (vgl. Tanaka 2008) und einer der gebräuchlichsten Energiekennwerte in der Industrie ist (Siitonen

et al. 2010). Nach Pehnt (2010) bedeutet Energieeffizienz, „den Energieeinsatz in ein System zur Erzeugung der Dienstleistung zu reduzieren“. Dieses Begriffsverständnis lässt jedoch außer Acht, dass zur Verringerung des Energieeinsatzes die Umsetzung von Maßnahmen wie eine Wärmedämmung nötig sind (Erdmann und Zweifel 2010). Eine verbesserte Wärmedämmung einer Thermoprozessanlage kann die Wärmeverluste vermindern sowie den Brennstoffverbrauch verringern und würde demnach zu einer Verbesserung der Energieeffizienz nach dem Verständnis der Europäischen Kommission und Pehnt (2010) führen. Die Umsetzung dieser Maßnahme erfordert den Einsatz weiterer knapper Ressourcen wie Arbeit, Wissen, Kapital, Rohstoffe, Material und Umwelt, die jedoch unbeachtet bleiben. So könnte das durch die Wärmedämmung gebundene Kapital mit einer anderen Maßnahme, wie der Steuerung des Verbrennungsluftverhältnisses, u. U. höhere Brennstoffeinsparungen erzielen. Auch bleibt ein ggf. abfallender Grenznutzen von zusätzlichem Dämmmaterial und zusätzlichen Brennstoffeinsparungen unberücksichtigt. Nicht-energetische Auswirkungen wie einen höheren Wartungsaufwand, u. a. durch einen schnelleren Abtrag der Feuerfestmaterialien aufgrund der höheren Prozesstemperaturen, bleiben zudem unbeachtet. Auch die Effekte eines Energieträgerwechsels, der sowohl den Einsatz von Primärenergieträgern als auch die Emission von Treibhausgasen mindert, bleiben unberücksichtigt. Die eindimensionale Fokussierung auf die Ressource Energie macht das Energieeffizienzverständnis der Europäischen Kommission und Pehnt (2010) unvereinbar mit dem ökonomischen Prinzip, d. h. einen angestrebten Nutzen mit dem geringstmöglichen Mitteleinsatz zu erreichen (vgl. Grawe et al. 1991). Darauf aufbauend wird unter dem Begriff *effiziente Energienutzung*, ein Synonym für den Begriff der Energieeffizienz, alle Maßnahmen verstanden, die im Sinne des ökonomischen Prinzips auf einen Energieeinsatz abzielen, der einem optimalen Faktoreinsatz der genutzten volkswirtschaftlichen Ressourcen entspricht (d. h. Minimierung des Ressourcenverbrauchs). Weitere Synonyme sind *rationelle Energieanwendung*, *rationelle Energienutzung*, *rationelle Energieverwendung* und *rationeller Energieeinsatz* (Voß 2009).

2.1.2 Energieeinsparung

Der Begriff *Energieeinsparung* wird fälschlicherweise des Öfteren als Synonym der Energieeffizienz verstanden und gebraucht. Energieeinsparen meint das Durchführen von Maßnahmen, die den Energieverbrauch für einen bestimmten Fall der Energieanwendung mindern (Voß 2009). Die IEA (2013) unterteilt Energieeinsparungen in drei Untergruppen. Erstens die Energieeinsparungen durch die Reduktion der Nachfrage nach einer Energiedienstleistung (bspw. weniger Kilometer pro Jahr im Auto fahren), zweitens die Energieeinsparungen durch einen Energieträgerwechsel (bspw. Substitution von Brennstoffen zu Strom durch den Wechsel eines Ölkessels zu einer Wärmepumpe) und drittens die Energieeinsparungen durch Energieeffizienz bei gleicher Dienstleistung (bspw. Wärmedämmung einer Thermoprozessanlage).

Die Umsetzung einer Maßnahme kann in bestimmten Fällen sowohl zu einer Energieeinsparung führen als auch energieeffizient sein. Dieser Fall tritt immer dann ein, wenn diese Maßnahme den gesamten Ressourceneinsatz und den Energieverbrauch des betrachteten Bilanzraums minimiert. Das eingangs vorgelegte Begriffsverständnis von Energieeffizienz

impliziert jedoch eine energieeffiziente Maßnahme bzw. eine rationelle Energieanwendung keine Energieeinsparung und vice versa. Als Beispiele für die genannte Reihenfolge kann zunächst der Einsatz eines Elektrofilters, welcher zwar den Stromverbrauch erhöht, jedoch die Emission von Luftschadstoffen mindert, gesehen werden (vgl. Voß 2009). Als Veranschaulichung für den umgekehrten Fall kann die Verstärkung der Wärmedämmung herangezogen werden. Diese vermindert zwar die Wärmeverluste, jedoch kann es gleichzeitig, aufgrund der höheren Prozesstemperaturen, zu einem verstärkten Abtrag der Feuerfestmaterialien kommen. In einer Gesamtbetrachtung aller Ressourcen kann dann nicht von einer rationellen Energieanwendung gesprochen werden. Die IEA (2013) und Pehnt (2010) sehen die Veränderung der Energiedienstleistung zudem als Unterscheidungskriterium. Der VDI (2015) definiert Energiedienstleistungen als die aus dem Einsatz von Nutzenergie und anderer Produktionsfaktoren befriedigten Bedürfnisse bzw. erzeugten Güter, wie Beleuchten von Flächen und Räumen, Bewegen und Transportieren, Erwärmen und Kühlen von Stoffen und Gütern, physikalische und chemische Stoffumwandlung. So kann die Nachfragereduktion nach einer Energiedienstleistung zwar zu einer Energieeinsparung führen, bei einer rationellen Energieanwendung wird jedoch vorausgesetzt, dass trotz Minimierung des Ressourcenverbrauchs die Energiedienstleistung unverändert bleibt. Letztlich können Maßnahmen der Energieeinsparung und Energieeffizienz Schnittmengen bilden, die Energieeffizienz kann jedoch nicht als Untermenge der Energieeinsparung verstanden werden oder vice versa.

Im Zusammenhang mit Energieeinsparungen wird häufig vom *Energieeinsparpotenzial* gesprochen. Das Potenzial ergibt sich aus einem Ausgangszustand und einem Zustand, der durch die Ausschöpfung verbleibender Möglichkeiten erreicht werden kann. Im Kontext der Energieeinsparungen existieren eine Vielzahl von Potenzialverständnissen (vgl. Jaffe und Stavins 1994), in der Regel wird jedoch zwischen dem wirtschaftlich darstellbaren, dem technischen und dem theoretischen Energieeinsparpotenzial unterschieden (s. Abb. 2-1). Das wirtschaftliche Energieeinsparpotenzial ergibt sich aus der Differenz des aktuellen Energieverbrauchs und dem Energieverbrauch, der sich nach der Umsetzung aller technologisch verfügbaren und wirtschaftlich darstellbaren Energieeinsparmaßnahmen ergibt. Fließen in die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung neben Energieträgern und Kapital weitere Ressourcen wie die Umwelt ein, kann der sich einstellende Energieverbrauch als rationelle Energieanwendung der betrachteten Ressourcen bzw. als Energieeffizient bezeichnet werden. Das wirtschaftlich darstellbare Energieeinsparpotenzial ist maßgeblich von dem unterstellten Wirtschaftlichkeitskriterium abhängig. Je nach dessen Ausprägung lässt sich das wirtschaftlich darstellbare Potenziale in weitere Potenziale unterteilen. So wird im Kontext der Energieeffizienzlücke häufig zusätzlich von einem Marktpotenzial gesprochen, welches Hemmnisse von Akteuren bei der Umsetzung von wirtschaftlich darstellbaren Energieeinsparmaßnahmen berücksichtigen soll (vgl. Brunke et al. 2014; Fleiter et al. 2013). Das heuristische Verhalten von Akteuren wird u. a. mit höheren Diskontraten von bis zu 50 % dargestellt, sodass das Marktpotenzial in der Regel wesentlicher geringer gegenüber dem wirtschaftlich darstellbaren Potenzial ausfällt (vgl. Fleiter et al. 2011). Das Marktpotenzial ist nicht Teil der vorliegenden Untersuchung und wird an dieser Stelle für den Vergleich der

identifizierten Potenziale mit bisherigen Studien in den nachfolgenden Kapiteln herangezogen.

Werden ausgehend vom wirtschaftlich darstellbaren Potenzial zusätzlich alle nicht-wirtschaftlich darstellbaren Maßnahmen umgesetzt, so stellt sich der technisch mögliche Energieverbrauch ein. Die Differenz zwischen diesem Energieverbrauch und dem Ausgangsenergieverbrauch wird als technisches Energieeinsparpotenzial bezeichnet. Der theoretische Energieverbrauch entspricht in der Regel dem Energieverbrauch der notwendigen physikalischen und chemischen Vorgänge des Produktionsprozesses ohne Verluste. Das theoretische Energieeinsparpotenzial kann durch zukünftige Maßnahmen, die es noch zu erforschen und zu entwickeln gilt, graduell in ein technisches Energieeinsparpotenzial transformiert, es kann jedoch wohl niemals vollständig erschlossen werden. Im weiteren Verlauf der Arbeit wird der Begriff Energieeinsparungen immer unter der Prämisse einer unveränderten Energiedienstleistung verstanden.

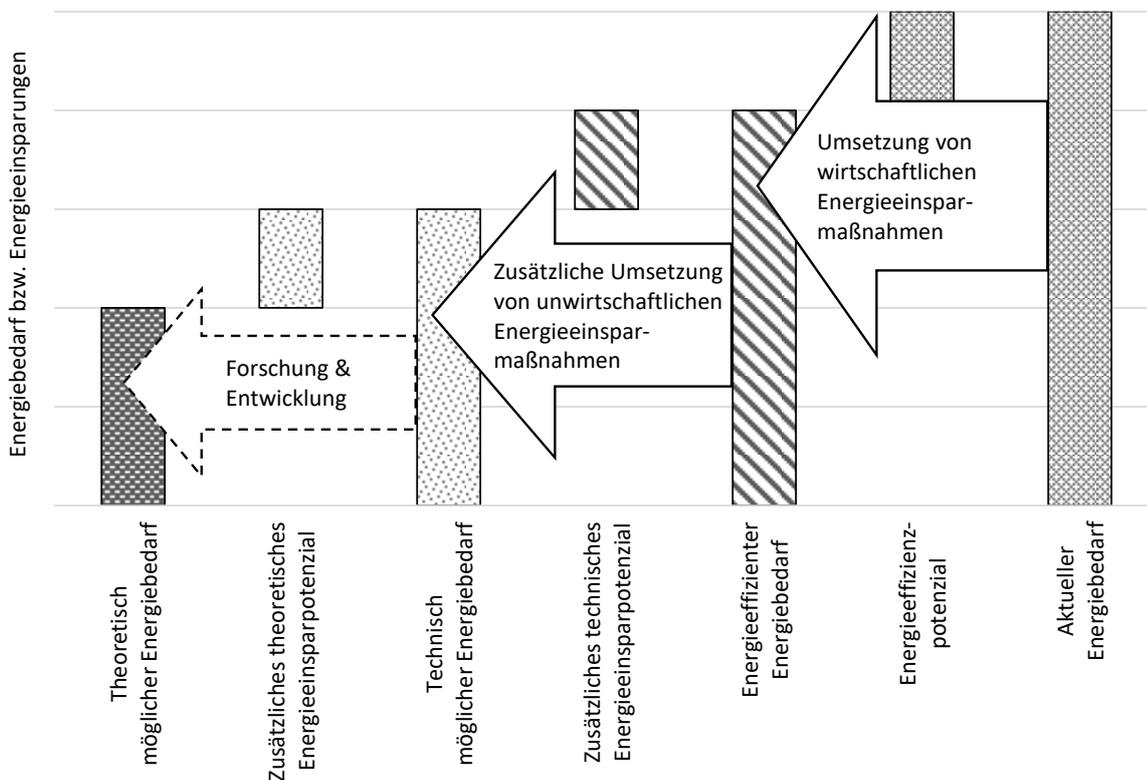


Abb. 2-1: Zusammenhang zwischen theoretischen, technischen und wirtschaftlichen Energieeinsparpotenzialen in Abhängigkeit des Ausgangsenergiebedarfs

2.2 Entstehung und Konzept von Energieeinsparkostenkurven

Als eine der Folgen der Ölpreiskrise in den 1970er Jahren stiegen die Energieträgerpreise und ebenfalls das politische und wissenschaftliche Interesse daran, den Energieverbrauch zu reduzieren. Zur Auswertung und Übersichtlichkeit wurden untersuchte Energieeinsparmaßnahmen nach Energieeinsparungen und spezifischen Energieeinsparkosten aufge-

schlüsselt, in einer Angebotskurve dargestellt und aufsteigend nach den Energieeinsparkosten sortiert (vgl. Meier 1982). Das Ziel war es, für ein vorgegebenes absolutes Energieeinsparziel eine kosteneffiziente Umsetzungsreihenfolge der Maßnahmen zu erhalten.

2.2.1 Entstehung des Konzepts aus Energieeinsparangebotskurven

Die konzeptionelle Entstehung von Energieeinsparkostenkurven wird u. a. von Lehvihn (2015), Wächter (2013), Fleiter et al. (2012a), Kesicki (2010) und Stoft (1995) dem Lawrence Berkeley National Laboratory zu Beginn der 1980er Jahre in Kalifornien zugesprochen mit dem Verweis auf die Dissertation von Alan Kevin Meier und einem Artikel in der Fachzeitschrift *Energy* von Meier, Rosenfeld und Wright (1982). Meier (1982) bezeichnet das Konzept als Energieeinsparangebotskurven (engl. Supply Curve of Conserved Energy), da ausgehend von dem Teilgleichgewichtsmodell von Angebot und Nachfrage nach Meier (1982) eine Energieeinsparung gleichzusetzen sei mit einem Energieangebot. Ein Akteur werde nun immer dann in eine Energieeinsparung investieren, wenn die spezifischen Energieeinsparkosten unter dem Energieträgerpreis liegen. Dabei wird vorausgesetzt, dass eine Energieeinsparung mit der Investition in eine Energieeinsparmaßnahme einhergeht. Die Investitionssumme einer Maßnahme wird auf ein Jahr umgelegt und ins Verhältnis zu den jährlichen Energieeinsparungen gesetzt, um die spezifischen Energieeinsparkosten zu erhalten. Da die Berechnung beider Werte abhängig von der Umsetzungsreihenfolge der Maßnahmen ist, wird davon ausgegangen, dass die Maßnahme mit den niedrigsten spezifischen Energieeinsparkosten zuerst umgesetzt wird. Auf dieser Basis werden die Energieeinsparungen und die spezifischen Energieeinsparkosten der verbleibenden Maßnahmen neu berechnet und es wird wieder die Maßnahme mit den niedrigsten spezifischen Energieeinsparkosten umgesetzt. Das Verfahren wird solange iteriert bis eine Treppenfunktion aus diskreten Energieeinsparmaßnahmen mit aufsteigender Reihenfolge nach den spezifischen Energieeinsparkosten entsteht (s. Abb. 2-2). Dem Verständnis von Meier (1982) zufolge ist die Angebotskurve der Energieeinsparungen gleichzusetzen mit einer Angebotsfunktion der entsprechenden Energieträger und lässt sich damit in Teilgleichgewichtsmodelle integrieren. Zudem bieten Kostenkurven einen konsistenten Rahmen, um unterschiedliche Energieeinsparmaßnahmen technisch und ökonomisch zu bewerten. Durch die kostenminimale Reihenfolge können Kostenkurven als Hilfsmittel zur Ableitung und zur kostenminimalen Erreichung von energiepolitischen Zielen eingesetzt werden, da sowohl die maximalen spezifischen Energieangebotskosten an der letzten umzusetzenden Maßnahme als auch die absoluten Energieeinsparkosten aus dem Integral unter der Kurve ablesbar sind (Meier 1982).

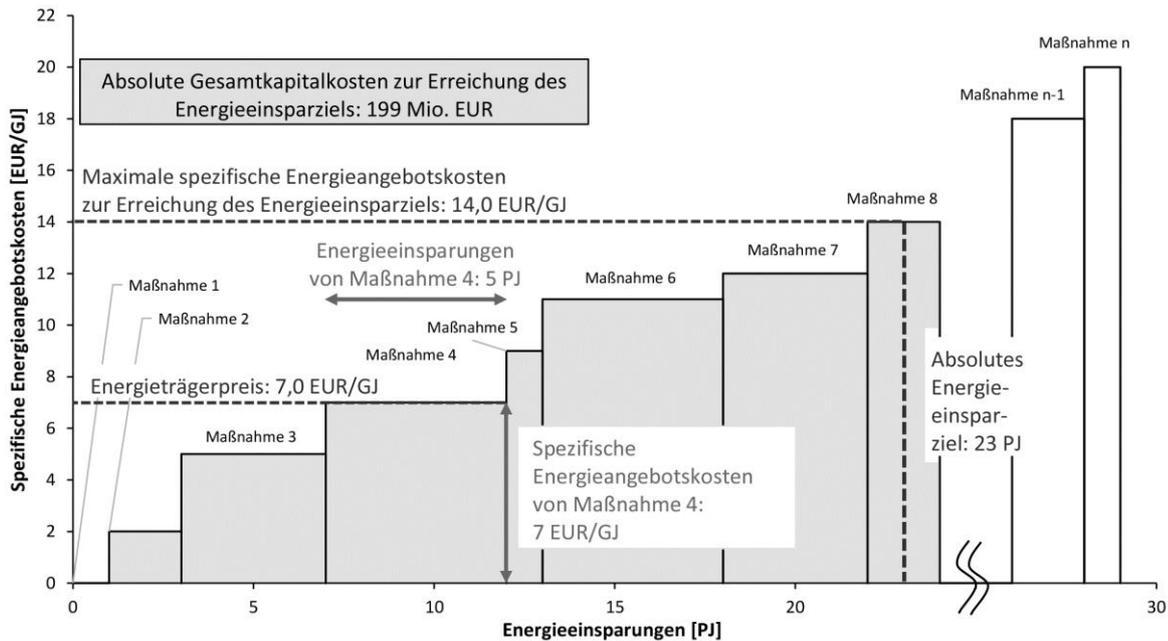


Abb. 2-2: Exemplarische Darstellung einer Energieeinsparangebotskurve (engl. supply curve of conserved energy) nach Meier (1982). Die Erreichung des exemplarischen Energieeinsparziels von 23 PJ ist mit maximalen spezifischen Energieangebotskosten von 14 EUR/GJ verbunden. Die Gesamtkapitalkosten zur Erreichung des Energieeinsparziels entsprechen dem Integral der Angebotskurve bis einschließlich der achten Maßnahme. Bei einem unterstellten Energieträgerpreis von 7 EUR/GJ ist für einen Akteur die Umsetzung der ersten Maßnahmen bis vierten Maßnahme kosteneffizient. Das wirtschaftlich darstellbare Energieeinsparpotenzial liegt in diesem Beispiel bei 12 PJ.

2.2.2 Weiterentwicklung zu Energieeinsparkostenkurven

Im Laufe der Zeit wurde der Ansatz der Energieeinsparangebotskurven von Meier (1982) aufgegriffen sowie konzeptionell von Angebotskurven auf Kostenkurven erweitert (vgl. Lehvin 2015; Wächter 2013; Stoff 1995) und fand vielfältig Anwendungen u. a. auf weitere Energieträger wie Strom (s. Faragui 1990), Treibhausgasemissionen wie CO₂-Emissionen (s. Fahl et al. 1997, Rentz et al. 1994) und Abfälle (s. Beaumont and Tinch 2004) (vgl. Kesicki 2011). Die konzeptionelle Weiterentwicklung von Angebotskurven zu Kostenkurven beruht auf der Erweiterung der ökonomischen Betrachtung. Trotz der Vielfalt aktueller Ausgestaltungen des Konzepts ist allen gemein, dass die ökonomische Betrachtung der Kostenkurven auf einer Gegenüberstellung der Umsetzungskosten der Maßnahme (bspw. Investitionsaufwand) und der monetären Vorteile der Umsetzung der Maßnahmen (bspw. Energiekostenreduktionen) basiert, während in Angebotskurven lediglich der Investitionsaufwand in die ökonomische Betrachtung einfließt. Überwiegen die monetären Vorteile die Umsetzungskosten, können, im Gegensatz zum Ansatz von Meier (1982), Maßnahmen negative Kosten auf der Ordinate der Kostenkurve aufweisen. Allen Ausgestaltungen gemein ist, dass der Schnittpunkt mit der im Nullpunkt stehenden Ordinate die Maßnahmen der Kostenkurve in wirtschaftlich und nicht wirtschaftlich darstellbare Maßnahmen unterteilt (s. Abb. 2-3). Die Energieeinsparungen bzw. Emissions- oder Schadstoffminderungen werden gegenüber einer Referenz, in der Regel dem Verbrauch bzw. den Emissionen des Bilanzraums zu einem bestimmten Zeitpunkt, auf der Abszisse ausgewiesen. Die maximalen spezifischen Energieeinsparkosten zur Erreichung eines vordefinierten Energieeinsparziels

können analog zu Meier (1982) aus der Kostenkurve abgelesen werden. Im Unterschied zu Meier (1982) entspricht das Integral der Kostenkurve der Summe aller monetären Kosten und Vorteile der Umsetzung dieser Maßnahmen, d. h. den Gesamtkosten, die zur Zielerreichung notwendig sind.

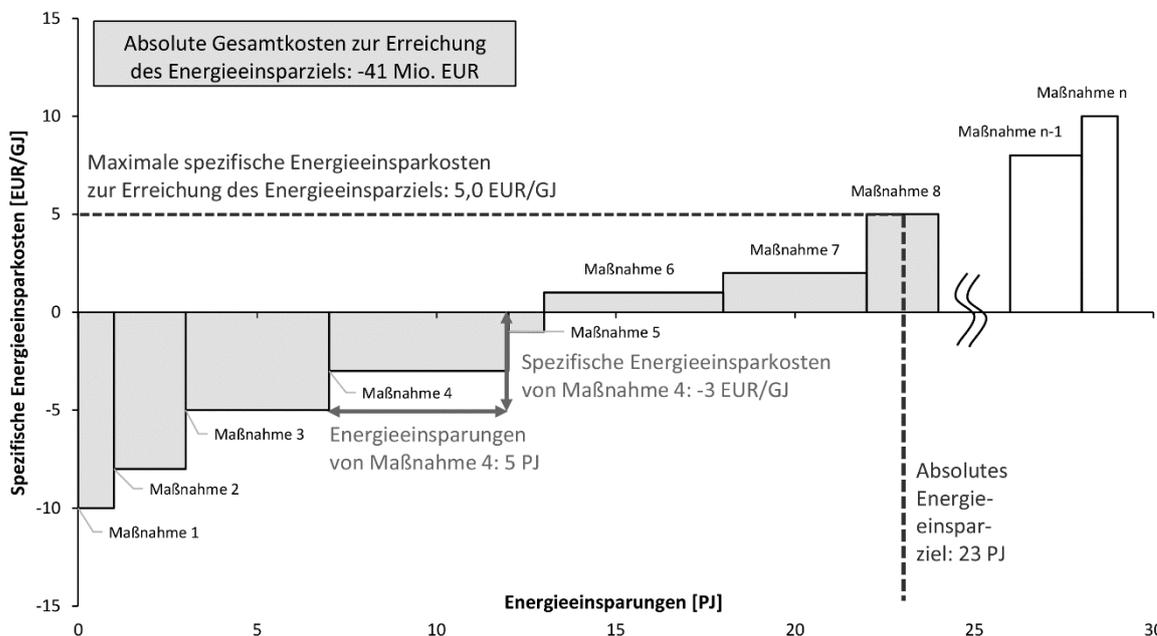


Abb. 2-3: Exemplarische Darstellung einer Energieeinsparkostenkurve. Analog zur Energieangebotskostenkurve können die maximalen Energieeinsparkosten über ein absolutes Energieeinsparziel (23 PJ) auf der Ordinate (5 EUR/GJ) abgelesen werden. Es handelt sich um diskrete Maßnahmen, sodass Maßnahme 8 vollständig umgesetzt werden muss, um das exemplarische Energieeinsparziel von 23 PJ zu erreichen. Die Gesamtkosten, die zur Erreichung des Energieeinsparziels notwendig sind, entsprechen dem Integral der Kostenkurve bis einschließlich der Maßnahme 8. Der überwiegende Teil der Maßnahmen (d. h. Maßnahme 1 bis 5) weist negative Energieeinsparkosten auf und ist wirtschaftlich darstellbar. Die Gesamtkosten zur Erreichung des Energieeinsparziels sind daher negativ.

2.3 Klassifikation und ausgewählte Limitierungen aktueller Ausgestaltungen

Seit seiner Entstehung mit Meier (1982) hat das Konzept der Darstellung von Energieeinsparungen bzw. Schadstoffminderungen in Kostenkurven eine Vielzahl von Ausgestaltungen hinsichtlich u. a. betrachteter Roh- bzw. Schadstoffe, zeitlichem Horizont, geografischer Abgrenzung und Wirtschaftssektoren erfahren. Gesteigerte Aufmerksamkeit wurde dem Konzept mit der Veröffentlichung von globalen und 15 nationalen CO₂-Minderungskostenkurven durch McKinsey (s. McKinsey & Co. 2009a; McKinsey & Co. 2009b) und durch die Weltbank (s. ESMAP 2012) zuteil. Zusätzlich basiert die Vielzahl von Ausgestaltungen auf unterschiedlichen Berechnungsmethoden. Aufgrund der inhärenten Beziehung der Limitierungen zur Ausgestaltung ist für eine Diskussion über Limitierungen zunächst die Klassifikation der aktuellen Ausgestaltung von Kostenkurven notwendig.

Wächter (2013) und Kesicki (2011) unterteilen die Ausgestaltungen des Kostenkurvenkonzepts zunächst nach ihrer Datenerhebungsmethode. Sie unterscheiden zwischen Modellberechnungen und Expertenschätzungen. Die Modellberechnungen können weiter nach den

Modellierungsansätzen, d. h. Top-down und Bottom-up, unterschieden werden. *Bottom-up* Ansätze modellieren ein komplexes System von „unten“ beginnend, d. h. von der kleinsten Einheit bzw. Technologie oder Prozess aus. Ziel der Modellierung ist es, über die Veränderung von Parametern auf der logischen untersten Ebene die Auswirkungen auf das gesamte System zu analysieren. Beim *Top-Down* Ansatz wird ein System von einem aggregierten Niveau mit breiten Generalisierungen („von oben“) beginnend beschrieben und ggf. einzelne Aspekte wie Regionen mit einem höheren Detailgrad herausgearbeitet (Remme 2006). ESMAP (2012) und Kesicki (2011) führen die Stärken und Schwächen der Top-Down und Bottom-up Modellierungsansätze detailliert aus. Das hohe Aggregationsniveau der technischen Produktionsbedingungen stellt nach Kesicki (2011) einen der größten Nachteile von Top-Down-Modellierungen dar. So fehlen Detailinformationen zu den Einzelmaßnahmen bzw. Technologien, die umgesetzt werden müssen, um ein vorgegebenes Reduktionsziel zu erreichen. Eine Vielzahl der aktuellen Ausgestaltungen des Kostenkurvenkonzepts basiert auf dem Bottom-up Ansatz (Lehvin 2015). Der Bottom-up Ansatz lässt sich weiter in Simulationen und Optimierungen unterteilen. Ziel der Optimierung ist es, einen kosteneffizienten und konsistenten Pfad von Handlungsoptionen unter vorgegebenen Randbedingungen (bspw. Energieeinsparziele) zu berechnen (Remme 2006). Für die Berechnung von Energieeinsparkostenkurven kommen in der Regel partielle Gleichgewichtsmodelle mit dem Ziel zum Einsatz, in einem Teilsystem die Systemkosten zu minimieren oder die Wohlfahrt zu maximieren (vgl. Kesicki 2011). Optimierungsmodelle besitzen in der Regel Freiheitsgrade, sodass eine Vielzahl von Lösungen zulässig ist. Zur Minimierung des Rechenaufwands werden meist Prozesse und Faktoren soweit vertretbar aggregiert. Zum Beispiel werden im europäischen Energiesystemmodell *TIMES PanEU* die Produktionsrouten für die Stahlherstellung der europäischen Länder abgebildet, indem jeweils für ein Land die Produktionsanlagen (bspw. Hochöfen) einer Produktionsroute (bspw. Oxygenstahl) aggregiert werden (s. Kuder 2014). Mittels Simulationen werden vornehmlich die Auswirkungen einer Handlungsoption (bspw. die Umsetzung einer Energieeinsparmaßnahme) auf ein System (bspw. Produktionsanlage) analysiert. Simulationen besitzen im Gegensatz zu Optimierungen keine Freiheitsgrade. Ein höherer Detaillierungsgrad der Prozess- und Technologieparameter sowie deren funktionale Zusammenhänge ist gegenüber der Optimierung mit einem vergleichsweise vertretbaren Aufwand zu berechnen. Tabelle 2-1 gibt eine Übersicht über die angesprochene Klassifikation. Aus der Tabelle wird deutlich, dass Simulationen für Kostenkurven im Vergleich zu Optimierungen in der Regel einen höheren, technologischen Detaillierungsgrad aufweisen.

Tabelle 2-1: Klassifikation von Methoden zur Erstellung von Energieeinspar- bzw. Treibhausgas-minderungskostenkurven auf makroökonomischer Ebene und deren technologischer Detaillierungsgrad der Berechnungsmethode

		Modellbasierte Berechnungen			Expertenschätzung	
		Bottom-up		Top-Down		
		Simulation	Optimierung	Allgemeines Gleichgewicht		
Technolog. Detaillierungsgrad der Berechnungsmethode	hoch ¹	Brunke und Blesl 2014a; 2014b			Öko-nometrisch	
	mittel ²	u. a. Levhin 2015; 2014c; Hasanbeigi et al. 2013a; 2013b; 2010; Fleiter et al. 2013; Fleiter 2013; 2012a; 2012b; 2010; Wächter 2013; Xu et al. 2013; Sathaye et al. 2010; Worrel et al. 2010; 2003; Fahl et al. 1997; Meier 1982	u. a. Kuder 2014; Telsnig et al. 2013; Remme 2006			
	gering ³			u. a. Beestmüller und Fahl 2013; Morris et al. 2012		u. a. Kuik et al. 2009
	keiner ⁴					u. a. ESAMP 2012; McKinsey & Co. 2009a; 2009b

¹ u. a. funktionale Zusammenhänge von Technologien und Einzelprozessen bzw. -anlagen sowie funktionale Zusammenhänge zwischen den Technologien (Wechselwirkung)

² u. a. funktionale Zusammenhänge von Technologien und aggregierten Einzelprozessen bzw. -anlagen auf lokaler und nationaler Ebene

³ u. a. funktionale Zusammenhänge von aggregierten Technologien und Sektoren auf regionaler Ebene

⁴ Expertenschätzung

Die nachfolgende Diskussion der Limitierungen der aktuellen Ausgestaltung von Energieeinspar- bzw. Treibhausgas-minderungskostenkurven konzentriert sich auf Bottom-up Ansätze. Die ausgewählten Limitierungen sind unterteilt in Limitierungen hinsichtlich der Berechnungsmethode und hinsichtlich der Darstellung.

2.3.1 Ausgewählte Limitierungen der Berechnungsmethoden

Die Ausprägung der Kostenfunktion einer Energieeinsparkostenkurve ist maßgeblich von der Berechnungsmethode abhängig. Limitierungen in der Berechnungsmethode haben inhärente Auswirkungen auf die Interpretation von Kostenkurven (vgl. Kesicki 2010). In den nachfolgenden Unterabschnitten werden ausgewählten Limitierungen in bisherigen Untersuchungen zur Energieeffizienz in der energieintensiven Industrie, welche in der Problemstellung in Abschnitt 1.1 nur umrissen wurden, detaillierter ausgeführt.

Heterogene Ausprägung von Produktionsanlagen der energieintensiven Industrie

Die energieintensive Industrie zeichnet sich neben einer hohen Energieintensität, d. h. hoher Energiekostenanteil an den Gesamtproduktionskosten, durch einen hohen Integrationsgrad, hohe Individualität sowie Kapitalintensität der Produktionsanlagen aus. Die Produktionsanlagen wie Hochöfen, Drehrohröfen und Rektifikationskolonnen werden in der Regel von Anlagenplanern für die Bedürfnisse des Anlagenbetreibers individuell entworfen und gegebenenfalls an die Bestandsanlagen angepasst. Über die langen Nutzungsdauern und historisch gewachsenen Produktionsstandorte ergab sich eine Vielfalt von individuellen Ausgestaltungen von Produktionsanlagen. Zwei Produktionsanlagen desselben Anlagentyps können am selben Produktionsstandort unterschiedliche Ausprägungen u. a. hinsichtlich Produktionskapazität, Betriebsparametern, Anlagenfahrweisen und Wärme- sowie Stoffintegrationsgrad haben. Der in der Regel hohe Aggregationsgrad von sektoralen Energieeffizienzuntersuchungen erlaubt es nicht, die Auswirkungen der heterogenen Ausprägungen der Produktionsanlagen adäquat abzubilden und dieser Umstand kann zu Über- bzw. Unterschätzungen von Energieeinsparungen und Energieeinsparkosten führen (Cagno et al. 2013; Brunke 2012).

Konsistente Bilanzierung von Energie- und Stoffströmen

Die Herstellung von energieintensiven Produktgruppen setzt sich aus einzelnen Produktionsprozessen zusammen, welche sich in einzelne Produktionsschritte und weiter in einzelne Produktionsanlagen unterteilen lassen. Energieintensive Produktionsprozesse nutzen zudem in der Regel mehrere Energieträgerarten und tauschen Energie- und Stoffströme mit anderen Produktionsprozessen aus. Ein Ausgangsstoff kann für den Produktionsprozess Energieträger und Rohstoff zugleich sein. Um die Veränderungen der Energie- und Stoffströme als Folge der Umsetzung von Energieeinsparmaßnahmen zu quantifizieren, ist eine eindeutige Festlegung der Bilanzgrenzen erforderlich (VDI 2015). Die Bilanzierung umfasst im Wesentlichen die Festlegung des Zeitraums, d. h. die Zeitspanne der Untersuchungen, die Festlegung des Bilanzraums, d. h. welche einzelnen Anlagen oder Anlagenanteile und deren Hilfseinrichtungen sind Teil der Untersuchung, und die Festlegung der Energiekenngrößen. In IEA (2007) werden Fehler in der Bilanzierung als ein wesentlicher Ursprung von methodischen Problemen in Energieeffizienzuntersuchen aufgeführt. Saygin et al. (2012) verglichen den Energieverbrauch ihrer Bottom-up Modellierung der deutschen Grundstoffchemie in Saygin und Patel (2009) mit der Erhebung über die Energieverwendung von DESTATIS (2014b) und den Anwendungsbilanzen der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (vgl. Rohde 2013). Sie stellten Abweichungen für Prozessdampf und Brennstoffe von über 40 % fest, die sie zum Teil mit abweichenden Bilanzräumen erklärten. In den Metaanalysen von Liu und Müller (2012) in der Aluminiumindustrie und Tanaka (2008) in der Stahlindustrie entdeckten die Autoren abweichende Angaben zu den Energieintensitäten, die ebenfalls zum Teil auf abweichende Bilanzräume zurückzuführen sind (Brunke und Blesl 2014b). Eine weitere Gewichtung fällt der Festlegung der Energiekenngrößen zu. Der Energieverbrauch in der Herstellung von energieintensiven Produktgruppen wird insbesondere beeinflusst von Faktoren wie Produkt- und Rohstoffcharakteristika, Sekundärrohstoff und Sekun-

därbrennstoffeinsätzen (vgl. Siitonen et al. 2010). Letztlich hindert die fehlende oder unvollständige Angabe der Bilanzierung die Nachvollzieh- und Vergleichbarkeit der Ergebnisse von Energieeffizienzuntersuchungen und mindert ihre Akzeptanz bei Stakeholdern (vgl. VDEh 2013).

Wechselwirkungen mit der Bestandsanlage und den Energieeinsparmaßnahmen

Aufgrund des hohen Integrationsgrads von Energie- und Stoffströmen in energieintensive Produktionsprozesse können Wechselwirkungen bei der Umsetzung von Energieeinsparmaßnahmen zwischen den Maßnahmen und mit der Bestandsanlage auftreten. Diese Wechselwirkungen können aus systemischer Sicht die Energieeinsparungen und die Energieeinsparkosten sowohl negativ als auch positiv verändern (vgl. Fleiter et al. 2013). So beeinflusst eine Verringerung der Wärmeverluste (bspw. durch Dämmungsmaßnahmen) die Energieeinsparungen durch eine optimierte Wärmeherzeugung (bspw. durch Brennluftvorwärmung) und vice versa. Positive Wechselwirkungen können u. a. auftreten, wenn sich durch die Umsetzung einer Energieeinsparmaßnahme (bspw. Wechsel vom diskontinuierlichen zum kontinuierlichen Verfahren) vorteilhaftere Betriebsparameter (bspw. ein kontinuierlicher Abwärmestrom) für eine weitere Energieeinsparmaßnahme (bspw. Abwärmerückgewinnung) einstellen. Die gesamte Energieeinsparung aus der Gesamtsystemsicht ist demnach nicht gleich der Summe der Energieeinsparungen der Einzelbetrachtungen (vgl. Brunke und Blesl 2014c). Die fehlende Berücksichtigung von Wechselwirkungen in Energieeffizienzuntersuchungen wird von Industrieverbänden wie dem Europäischen Glasverband (vgl. GAE 2012) und dem Europäischen Zementverband (vgl. CSI 2009) kritisiert. Häufig fehlen in den Untersuchungen zudem Angaben darüber, ob und inwiefern Wechselwirkungen berücksichtigt werden. Werden keine Wechselwirkungen berücksichtigt, sollte dies in der Darstellung klar herausgestellt werden. Die Abszisse der Kostenkurve suggeriert ansonsten ein kumulatives Reduktionspotenzial.

Nicht-energetische Auswirkungen

Die Umsetzung von Energieeinsparmaßnahmen hat in der Regel neben den Auswirkungen auf den Energieverbrauch und die Energiekosten weitere, nicht-energetische Auswirkungen auf die Produktionskosten. Nach Worrell et al. (2003) können Energieintensitätsreduktionen häufig auf eine Produktivitätssteigerung, einen Rückgang der Fehlproduktionen, höhere Auslastungen, oder auf die Absenkung des physikalisch-chemischen Energiebedarfs zurückgeführt werden. Auch kann die Umsetzung einer Energieeinsparmaßnahme einen Verfahrenswechsel beinhalten, welcher unter Umständen den Bedarf an Hilfs- und Betriebsstoffen verringert, den Wartungsaufwand reduziert, oder die Produktqualität erhöht. Die nicht-energetischen Vorteile aus einer Auswertung von 70 Fallstudien klassifizierten Worrell et al. (2003) in die Kategorien: Produktion (u. a. Produktivität, Produktqualität, Ausfallsicherheit), Betrieb und Wartung (u. a. Wartungskosten, Arbeitskraftbedarf, Kühlungsbedarf), Arbeitsumfeld (u. a. Lärmemissionen, Arbeitssicherheit, Luftqualität), Abfall (u. a. Schmutzwasser, Sekundärbrennstoffe, Ausschuss), Emissionen (u. a. CO, CO₂, NO₂) und Sonstige (u. a. Image, Arbeitsmoral). Empirische Studien wie Brunke et al. (2014) zeigen, dass nicht-energetische Auswirkungen wie Produktivitätssteigerungen wichtige Treiber für Akteure zur Umsetzung von Energieeinsparmaßnahmen sind. Worrell et al. (2003) schätzen,

dass die Wirtschaftlichkeit von Energieeinsparmaßnahmen durchschnittlich um den Faktor 1,5 steigt, wenn nicht-energetische Auswirkungen in die Wirtschaftlichkeitsberechnung mit einfließen. Worrell et al. (2003) und die IEA (2014b) sprechen daher in diesem Zusammenhang von nicht-energetischen Vorteilen (engl. non-energy benefits). Eine mangelnde Berücksichtigung von nicht-energetischen Vorteilen würde demnach zu einer Überschätzung der Energieeinsparkosten führen (vgl. IEA 2014b; Fleiter et al. 2013; Holmes 2011; Worrell et al. 2003). Vereinzelt Energieeinsparmaßnahmen wie die Kokstroekenkühlung (engl. Coke Dry Quenching) haben jedoch negative, nicht-energetische Auswirkungen wie einen erhöhten Wartungsaufwand und zusätzliche Schadstoffreinigungen zur Folge (vgl. VDEh 2013, Brunke 2012). Es wird im weiteren Verlauf von nicht-energetischen Auswirkungen der Umsetzung von Energieeinsparmaßnahmen gesprochen.

Erhöhtes Risiko bei älteren Bestandsanlagen

Die vergleichsweise sehr langen Nutzungsdauern von energieintensiven Produktionsanlagen von bis zu 40 Jahren (vgl. Worrell und Biermans 2005) manifestieren sich in einem durchschnittlichen Bestandsanlagenalter in Deutschland von über 20 Jahren im Jahr 2013. Anlagenbetreiber sehen in der Umsetzung von Energieeinsparmaßnahmen an alten Bestandsanlagen mit kurzer verbleibender Nutzungsdauer ein erhöhtes Risiko (Brunke 2012). So können bei Neuzustellung der Bestandsanlage erneute Kosten zur Adaption der Energieeinsparmaßnahme entstehen, oder die Energieeinsparmaßnahme wird bei Neuzustellung obsolet, da sie mit der neuen Anlage inkompatibel oder die Energieeinsparmaßnahme bereits in der Neuzustellung integriert ist. Neben dem Investitionsaspekt äußern Anlagenbetreiber erhöhte Risiken hinsichtlich der postulierten Energiekostenreduktionen, der Prozessstabilität und der Produktqualität. Die monetäre Bewertung dieser Risiken von Energieeinsparmaßnahmen an älteren Bestandsanlagen wurde bisher nicht berücksichtigt (Cagno et al. 2013; Brunke 2012).

Realitätsnahe Rahmenparameterfestlegung

Rahmenparameter wie Energieträgerpreise, Energieträgerpreisanstiege und Wirtschaftlichkeitsanforderungen haben erhebliche Auswirkungen auf die Energieeinsparkosten von Energieeinsparmaßnahmen. Die Energieträgerpreise der energieintensiven Industrie liegen aufgrund von Ausnahmeregelungen von energiebezogenen Steuern und Abgaben sowie Skaleneffekten in der Beschaffung deutlich unter den durchschnittlichen Energieträgerpreisen des verarbeitenden Gewerbes (vgl. Grave und Breitschopf 2014; Matthes 2013; Fürsch und Lindenberger 2012). In energieintensiven Produktionsprozessen können die Energiekosten einen Anteil von 10 % bis 40 % an den Gesamtproduktionskosten ausmachen. Informationen zu Energieträgerpreisen werden als geschäftskritisch eingestuft, da sie unter Umständen Rückschlüsse auf die Gesamtproduktionskosten zulassen würden. Zudem haben die Energieträgerpreise in Deutschland eine hohe politische Brisanz für Betreiber von energieintensiven Anlagen. So zeigt ein Primäraluminiumhersteller für das Jahr 2013 grafisch auf, dass die Industriestrompreise in Deutschland höher sind als in allen Vergleichsländern (d. h. Bulgarien, Frankreich, Spanien, China, Schweden, Italien, USA und Südamerika) und moniert, dass die ungleiche Kostenlastverteilung zu Wettbewerbsverzerrungen führen kann. Im selben Jahr meldet ein Primäraluminiumhersteller in den Niederlanden Konkurs an, mit der

Begründung, dass die Industriestrompreise in Deutschland zu niedrig seien und unter dem EU-Durchschnitt liegen (vgl. Smolka 2014). Entsprechend widersprüchlich fällt die empirische Datengrundlage zu Energieträgerpreisen aus. Eine Überschätzung der Energieträgerpreise würde eine Unterschätzung der Energieeinsparkosten nach sich ziehen und vice versa (Brunke 2012). Weiterhin zeigen empirische Studien, dass die Wirtschaftlichkeitsanforderungen von Anlagenbetreibern an Energieeinsparmaßnahmen höher sind als an Kapitalmarktinvestitionen oder als an Investitionen in das Kerngeschäft (vgl. Brunke et al. 2014; Fleiter 2012; Thollander 2008). Eine Unterschätzung der Wirtschaftlichkeitsanforderung der Anlagenbetreiber kann zu einer Unterschätzung der Energieeinsparkosten führen und die Akzeptanz der Ergebnisse bei Stakeholdern mindern (vgl. CEFIC 2013).

2.3.2 Ausgewählte Limitierungen des Konzepts und der Darstellung

Die Vielzahl von Ausgestaltungen von Kostenkurven zeigen ein unterschiedliches Verständnis hinsichtlich der Interpretation und Verwendung des Konzepts. Zudem werden die berechneten Energieeinsparungen und Energieeinsparkosten auf unterschiedliche Art dargestellt. Dieser Unterabschnitt umfasst ausgewählte Limitierungen im konzeptionellen Verständnis und in der Darstellung.

Limitierung von Energieangebotskostenkurven

Das Konzept der Energieeinsparkostenkurven hat wie in Abschnitt 2.2.2 beschrieben seinen Ursprung in den Energieangebotskostenkurven von Meier (1982) und findet noch heute eine breite Anwendung (vgl. Hasanbeigi et al 2013b; Fleiter et al. 2012b; Worrell et al. 2010). Für die Berechnungen der Energieangebotskosten wird das Verhältnis des Investitionsaufwands einer Maßnahme und der Energieeinsparungen des entsprechenden Energieträgers gebildet. Die Umsetzung von Energieeinsparmaßnahmen kann zusätzliche Auswirkungen auf andere Produktionskosten wie Betriebskosten haben. Nach VDI (2015), Beer et al. (2009) und IEA (2007) müssen alle Veränderungen, die im Zusammenhang mit der Umsetzung einer Maßnahme auftreten, berücksichtigt werden. Diese Anforderung wird von Meier (1982) nicht erfüllt. Zudem ist die Wirtschaftlichkeitsbewertung von Maßnahmen, welche unterschiedliche Energieträger mit abweichenden Energieträgerpreisen einsparen, in Energieangebotskostenkurven erschwert. Zwei Maßnahmen, die bei identischem Investitionsaufwand unterschiedlich wertige Energieträger einsparen, bspw. 10 kWh Strom und 10 kWh Erdgas, wären in der Angebotskurve absolut gleichwertig. Aus diesem Grund werden in der Regel für jeden Energieträger gesonderte Energieangebotskostenkurven gebildet.

Nach Stoff (1995) ist zudem die Energieangebotskostenkurve nicht im Sinne einer echten Angebotsfunktion zu interpretieren. In der neoklassischen Vorstellung ergeben sich der Preis und die Menge eines Gutes durch den Schnittpunkt der Angebots- und Nachfragefunktion. Bei Meier (1982) bestimmt der Schnittpunkt der Energieangebotskostenkurve mit dem Energieträgerpreis die Menge des zu realisierenden Energieangebots. Ein neoklassischer Verbraucher würde nämlich nur Energieeinsparmaßnahmen bis einschließlich zum Energieträgerpreis umsetzen und einen zusätzlichen Energieverbrauch über Zukauf des Energieträgers decken. Zusätzlich anzumerken ist, dass sich die Produkteigenschaften von einer Ener-

giebereitstellung durch konventionelle Technologien wie einem gasbeheizten Warmwasserkessel und einer Energieeinsparung wie einer Verminderung der Wärmeverluste durch zusätzliche Dämmung hinsichtlich zeitlicher Abrufbarkeit und Flexibilität unterscheidet.

Unvollständige Angabe von wesentlichen Rahmenparametern in Darstellungen

Das Konzept der Energieeinsparkostenkurven wird als unterstützendes Hilfsmittel für Energieeffizienzuntersuchungen und in der Kommunikation von Ergebnissen an Stakeholder wie politische Entscheidungsträger genutzt. Vor diesem Hintergrund ist es notwendig, dass die wesentlichen Rahmenparameter in der Kostenkurve abgebildet werden, um eine korrekte Interpretation durch den Stakeholder zu ermöglichen. Jüngere Publikationen verzichten jedoch vollständig auf eine zeitliche Angabe in der Kostenkurve (bspw. McKane und Hasanbeigi 2011; Hasanbeigi et al. 2010; Pehnt et al. 2010) oder geben nur den Betrachtungszeitraum ohne Bezugszeitpunkt an (bspw. Hasanbeigi et al. 2013b; Hasanbeigi et al. 2013a). Auf die Angabe der Berechnungsmethode, des unterstellten Wirtschaftlichkeitskriteriums und die wesentlichen Energieträgerpreise wird in der Regel verzichtet, obwohl diese Angaben eine korrekte Interpretation der Ergebnisse fördern würden.

Das Scheinproblem der inkorrekten Reihenfolge bei negativen Kosten

Einer der inhärenten Vorteile des Kostenkurvenkonzepts ist die nach spezifischen Kosten aufsteigende Reihenfolge, welche u. a. einen Hinweis auf eine kosteneffiziente Umsetzungsreihenfolge von Maßnahmen liefern kann, um bspw. ein vorgegebenes Energieeinsparziel zu erreichen. Im Gegensatz zu Energieangebotskosten können Energieeinsparkosten negative Werte erzielen bspw. indem die Energiekosteneinsparungen die Kapitalausgaben für die Umsetzungen übersteigen. In diesem Fall wird die Maßnahme als wirtschaftlich darstellbar bezeichnet. Nach Lehvin (2015) und Taylor (2012) kommt es unter wirtschaftlich darstellbaren Maßnahmen zum „Problem der inkorrekten Reihenfolge“. Beide führen ein ähnliches Gedankenexperiment heran. Für zwei beispielhaft gewählte Maßnahmen A und B, die zu Energieeinsparungen von 1 kWh bzw. 2 kWh bei jeweiligen Kosten von - 10 EUR führen, ergeben sich spezifische Energieeinsparkosten von - 10 EUR/kWh für Maßnahme A und - 5 EUR/kWh für Maßnahme B. Maßnahme B würde in der Kostenkurve nach der Maßnahme A gelistet, d. h. rechts von Maßnahme A, obwohl Maßnahme A bei identischen Kosten zu einer doppelt so hohen Energieeinsparung, d. h. 10 kWh, führen würde. Nach Lehvin (2015) und Taylor (2012) entspricht es dem „gesunden Menschenverstand“, dass Maßnahme A kosteneffizienter sei als Maßnahme B und die Reihenfolge dieser beiden Maßnahmen in der Kostenkurve inkorrekt sei. Das engere Verständnis von Kosteneffizienz im Kontext einer Energieeinsparkostenkurve, d. h. das Verhältnis von Kosten zu Energieeinsparungen, ist jedoch im Gedankenexperiment keineswegs verletzt. Maßnahme A erzielt für die Hälfte der Kosten von Maßnahme B die gleichen Energieeinsparungen und ist nach dem vorliegenden Verständnis kosteneffizienter. Es kann in diesem Zusammenhang demnach nicht von einer inkorrekten Reihenfolge gesprochen werden.

3 Einzelanlagenspezifische Berechnungsmethode für Energieeinsparkostenkurven

Eine Energieeinsparkostenkurve setzt sich zusammen aus den maßnahmenspezifischen Energieeinsparungen auf der Abszissenachse und den spezifischen Energieeinsparkosten auf der Ordinatenachse. Die Berechnung der beiden Kennzahlen erfolgt für jede Energieeinsparmaßnahme Bottom-up auf Einzelanlagenebene unter Berücksichtigung der heterogenen Ausprägungen. Die Kennzahlen werden für jede Maßnahme jeweils über alle Anlagen aggregiert (s. Formel (3-1)). Die im Folgenden dargestellte Berechnungsmethode wurde in Auszügen in Brunke und Blesl (2014a; 2014b) publiziert.

$$\begin{aligned}
 EE_{EEM_k} &= \sum_{PAN_i=PAN_0}^{PAN_n} EE_{EEM_k, PAN_i} \\
 SEEK_{EEM_k} &= \sum_{PAN_i=PAN_0}^{PAN_n} \frac{SEEK_{EEM_k, PAN_i} \cdot EE_{EEM_k, PAN_i}}{EE_{EEM_k}}
 \end{aligned} \tag{3-1}$$

mit

EE_{EEM_k}	Aggregierte Energieeinsparung der Energieeinsparmaßnahme EEM_k
EE_{EEM_k, PAN_i}	Energieeinsparung der Energieeinsparmaßnahme EEM_k an der Produktionsanlage PAN_i [GJ]
$SEEK_{EEM_k}$	Durchschnittlich gewichtete spezifische Energieeinsparkosten der Energieeinsparmaßnahme EEM_k [EUR/GJ]
$SEEK_{EEM_k, PAN_i}$	Spezifische Energieeinsparkosten der Energieeinsparmaßnahme EEM_k an der Produktionsanlage PAN_i [EUR/GJ]

Die Berechnungsmethode von anlagenspezifischen Energieeinsparungen und spezifischen Energieeinsparkosten wird in den nachfolgenden Abschnitten 3.1 und 3.2 erläutert. Die Auswirkungen von Wechselwirkungen zwischen Energieeinsparmaßnahmen auf die Kennzahlen wird in Abschnitt 3.3 berechnet.

3.1 Energieeinsparung einer Energieeinsparmaßnahme

Die Energieeinsparung aus der Umsetzung einer Energieeinsparmaßnahme an einer Produktionsanlage in einer Betrachtungsperiode ergibt sich aus dem arithmetischen Mittel der Energieeinsparungen über einen bestimmten Betrachtungszeitraum (s. Formel (3-2)).

$$EE_{EEM_k, PAN_i} = \frac{1}{T_n - T_0} \sum_{t=T_0}^{T_n} EE_{EEM_k, PAN_i, t} \quad (3-2)$$

mit

EE_{EEM_k, PAN_i}	Energieeinsparung der Energieeinsparmaßnahme EEM_k durch die Umsetzung an der Produktionsanlage PAN_i [GJ]
EE_{EEM_k, PAN_i, ET_j}	Energieeinsparung des Energieträgers ET_j durch die Umsetzung der Energieeinsparmaßnahme EEM_k an der Produktionsanlage PAN_i [GJ]
t	Jahr aus dem Betrachtungszeitraum mit $t \in \{t \in \mathbb{N} T_0 \leq t \leq T_n\}$, T_0 =Startjahr, T_n =Endjahr

Die Energieeinsparungen durch die Umsetzung einer Energieeinsparmaßnahme berechnen sich aus der Summe der Produkte der Energieintensitätsreduktion eines Energieträgers, dem anlagenbezogenen Korrekturfaktor der Energieintensitätsreduktion, der Kapazität und dem Auslastungsfaktor der Produktionsanlage (s. Formel (3-3)). Die Energieintensitätsreduktion und der Korrekturfaktor werden in den nachfolgenden Unterabschnitten beschrieben (s. Abschnitt 3.1.1 und Abschnitt 3.1.2).

$$EE_{EEM_k, PAN_i, t} = \sum_{ET_j \in ET} EIR_{EEM_k, PAN_i, ET_j, t} \cdot KAP_{PAN_i, t} \cdot AUS_{PAN_i, t} \quad (3-3)$$

mit

$EE_{EEM_k, PAN_i, t}$	Energieeinsparung durch die Umsetzung der Energieeinsparmaßnahme EEM_k an der Produktionsanlage PAN_i [GJ]
$EIR_{EEM_k, PAN_i, ET_j, t}$	Energieintensitätsreduktion der Energieeinsparmaßnahme EEM_k des Energieträgers ET_j [GJ/t _{Produkt}]
$KAP_{PAN_i, t}$	Kapazität der Produktionsanlage PAN_i im Jahr t [t _{Produkt} /a]
$AUS_{PAN_i, t}$	Auslastung der Produktionsanlage PAN_i im Jahr t [%]
ET_j	Energieträger ET_j aus der Menge der betrachteten Energieträger mit $ET_j \in ET$

Die Umsetzung einer Energieeinsparmaßnahme kann zusätzliche Auswirkungen auf die direkten CO₂-Emissionen (u. a. durch eine Veränderung des Brennstoffbedarfs) und auf die indirekten CO₂-Emissionen (durch eine Veränderung des Strombedarfs) zur Folge haben. Auch können in Einzelfällen prozessbedingte CO₂-Emissionen, d. h. CO₂-Emissionen, die dem Produktionsprozess inhärent sind (bspw. CO₂-Emissionen, die bei der Calzinierung von Calciumcarbonat in der Zementproduktion entstehen), durch die Umsetzung von Energieeinsparmaßnahmen beeinflusst werden. Eine Minderung der direkten CO₂-Emissionen kann wirtschaftliche Auswirkungen für energieintensive Anlagenbetreiber in Deutschland haben, da diese ggf. weniger CO₂-Zertifikate vorhalten müssen. Die möglichen CO₂-Emissionminderungen aus der Umsetzung einer Energieeinsparmaßnahme berechnen sich analog zu Formel (3-3) (s. Formel (3-4)). Die CO₂-Intensitätsreduktion und der Korrekturfaktor werden in den nachfolgenden Unterabschnitten beschrieben (s. Abschnitt 3.1.1 und Abschnitt 3.1.2).

$$CM_{EEM_k, PAN_i} = \sum_{t=T_0}^{T_n} CIR_{EEM_k, PAN_i, t} \cdot KAP_{PAN_i, t} \cdot AUS_{PAN_i, t} \quad (3-4)$$

mit

CM_{EEM_k, PAN_i}	Direkte CO ₂ -Minderungen durch die Umsetzung der Energieeinsparmaßnahme EEM_k an der Produktionsanlage PAN_i [tCO ₂]
$CIR_{EEM_k, PAN_i, t}$	Direkte CO ₂ -Intensitätsreduktionen durch Energieeinsparmaßnahme EEM_k an der Produktionsanlage PAN_i im Jahr t [tCO ₂ /tProdukt]
$KAP_{PAN_i, t}$	Kapazität [tProdukt/a]
$AUS_{PAN_i, t}$	Auslastung t [%]

3.1.1 Einzelanlagenspezifische Energieintensitätsreduktion

Die Energieintensität, d. h. der Energieverbrauch (GJ) bezogen auf die Masse der produzierten Güter (t_{Produkt}), ist eine Energiekennzahl für Produktionsprozesse, die homogene Güter verarbeiten (s. Abschnitt 2.1.1). Die Reduktion der Energieintensität eines Produktionsprozesses als Folge der Umsetzung einer Energieeinsparmaßnahme führt zu einer Energieeinsparung (s. Abschnitt 2.1.2). Die Energieintensitätsreduktion, auch als spezifische Energieeinsparung bezeichnet, ist eine Kennzahl für die Energieeinspareffektivität von Energieeinsparmaßnahmen in der Primär- und Sekundärliteratur (vgl. Pardo und Moya 2013; Fleiter et al. 2012; Hasanbeigi et al. 2010). Die Kennzahl spiegelt den zu erwartenden Effekt der Umsetzung einer Energieeinsparmaßnahme auf die Energieintensität einer durchschnittlichen Produktionsanlage wider. Die Energieintensität ist neben der eingesetzten Technologie von allgemeinen und prozessspezifischen Faktoren abhängig.

Allgemeine Faktoren umfassen die Kapazität und die Auslastung der Produktionsanlage (vgl. Fleiter et al. 2012, VDZ 2012, Siitonen et al. 2010). Für energieintensive Produktionsanlagen wird eine durchschnittliche, lineare Korrelation zwischen Auslastungsgrad und Energieintensität von 0,75 angenommen (vgl. Siitonen et al. 2010; Aichinger 2007). Um die hohen Prozesstemperaturen von energieintensiven Produktionsanlagen aufrechtzuhalten ist ein Grundenergieverbrauch notwendig, welcher weitestgehend von der Auslastung entkoppelt ist. Eine Verdopplung der Produktionskapazität lässt in der Regel eine Energieintensitätsreduktion von 5 % erwarten (vgl. CSI 2009). Ein besseres Verhältnis von Oberfläche zu Volumen verringert Wärmeverluste und ist nur ein beispielhafter Grund für diesen Zusammenhang. Die Literaturangaben zu durchschnittlichen Energieintensitätsreduktionen von Energieeinsparmaßnahmen werden im allgemeinen Fall über Korrekturfaktoren auf die konkrete Produktionsanlage angepasst (s. Formel (3-5)).

Prozessspezifische Faktoren, welche die Energieintensität beeinflussen, sind vielfältig und umfassen u. a. die Rohstoff-, Brennstoff- und Produktstruktur, die Prozesstemperatur sowie den Prozessdruck der Produktionsanlage. Beispiele sind die Einsatzrate von Reduktionsmitteln im Hochofen, die Transformatorleistung von Elektrolichtbogenöfen und die Stromdichte von Elektrolysezellen. Wird die Energieintensität von prozessspezifischen Faktoren maßgeblich beeinflusst, so wird die Energieintensitätsreduktion durch die Umsetzung einer Energieeinsparmaßnahme konkret für die jeweilige Produktionsanlage berechnet (s. Formel

(3-5)). Die konkreten Berechnungsmethoden werden in Kapitel 4.3 für die jeweiligen Energieeinsparmaßnahmen ausgeführt.

$$EIR_{EEM_k,ET_j,PAN_i,t} = \begin{cases} \langle EIR_{EEM_k,ET_j} \rangle \cdot 0,95^{\ln \frac{KAP_{PAN_i,t}}{\langle KAP_{EEM_k} \rangle}} \cdot \left(1 - \left(1 - \frac{\langle AUS_{EEM_k} \rangle}{AUS_{PAN_i,t}} \right) \cdot 0,75 \right) & \text{für Literaturwerte} \\ \frac{EV_{PAN_i,ET_j,t,0} - EV_{PAN_i,ET_j,t,EEM_k}}{KAP_{PAN_i,t} \cdot AUS_{PAN_i,t}} & \text{für eig. Berechnung} \end{cases} \quad (3-5)$$

Mit

$EIR_{EEM_k,ET_j,PAN_i,t}$	Energieintensitätsreduktion von Energieeinsparmaßnahme EEM_k [GJ/t _{Produkt}]
$\langle EIR_{EEM_k,ET_j} \rangle$	Mittelwert der Energieintensitätsreduktion aus Literaturangaben [GJ/t _{Produkt}]
$KAP_{PAN_i,t}$	Kapazität der Produktionsanlage PAN_i [t _{Produkt} /a]
$\langle KAP_{EEM_k} \rangle$	Mittelwert der Literaturangaben für die unterstellte Kapazität von Energieeinsparmaßnahme EEM_k [t _{Produkt} /a]
$AUS_{PAN_i,t}$	Auslastung der Produktionsanlage PAN_i [%]
$\langle AUS_{EEM_k} \rangle$	Mittelwert der Literaturangaben für die unterstellte Auslastung von Energieeinsparmaßnahme EEM_k [t _{Produkt} /a]
$EV_{PAN_i,ET_j,t,0}$	Energieverbrauch des Energieträgers ET_j der Produktionsanlage PAN_i ohne Energieeinsparmaßnahme [GJ/a]
EV_{PAN_i,ET_j,t,EEM_k}	Energieverbrauch des Energieträgers ET_j der Produktionsanlage PAN_i mit der Energieeinsparmaßnahme EEM_k [GJ/a]

3.1.2 Einzelanlagenspezifische CO₂-Intensitätsreduktionen

Die Intensität der direkten CO₂-Emissionen einer Produktionsanlage setzt sich zusammen aus den brennstoffbedingten und prozessbedingten CO₂-Emissionen. Die brennstoffbedingten CO₂-Emissionen werden über das Produkt aus der brennstoffspezifischen Energieintensität und dem brennstoffspezifischen CO₂-Emissionsfaktor berechnet (s. Formel (3-6)). Die CO₂-Emissionsfaktoren und die prozessbedingten CO₂-Emissionen von konkreten Produktionsanlagen sind im Anhang gelistet.

$$CIR_{EEM_k,PAN_i,t} = EIR_{EEM_k,ET_j,PAN_i} \cdot CEF_{ET_j} + PCI_{PAN_i}. \quad (3-6)$$

mit

CIR_{EEM_k,PAN_i}	Direkte CO ₂ -Intensitätsreduktionen durch Energieeinsparmaßnahme EEM_k an der Produktionsanlage PAN_i [t _{CO₂} /t _{Produkt}]
EIR_{EEM_k,ET_j}	Energieintensitätsreduktion der Energieeinsparmaßnahme EEM_k [GJ/t _{Produkt}]
CEF_{ET_j}	CO ₂ -Emissionsfaktor des Energieträgers ET_j [t _{CO₂} /GJ]
PCI_{PAN_i}	Intensitätsreduktion der prozessbedingten CO ₂ -Emissionen [t _{CO₂} /t _{Produkt}]

3.2 Spezifische Energieeinsparkosten einer Energieeinsparmaßnahme

Spezifische Energieeinsparkosten setzen die Energieeinsparungen ins Verhältnis zu den Kosten und stellen eine Kennzahl für die Kosteneffizienz von Energieeinsparmaßnahmen dar. Die Kosten einer Energieeinsparmaßnahme ergeben sich aus dem Vergleich der Produktionskosten über einen festgelegten Zeitraum mit und ohne umgesetzte Energieeinsparmaßnahme. Eine Energieeinsparmaßnahme wird als wirtschaftlich darstellbar bezeichnet,

wenn die Produktionskostenveränderungen, d. h. die Differenz der Produktionskosten nach und vor der Umsetzung der Energieeinsparmaßnahme, negativ sind. Zur Vergleichbarkeit werden die Produktionskosten in unterschiedlichen Jahren über einen Diskontierungsfaktor auf den Barwerten des Startjahrs der Betrachtung berechnet und die Summe der Barwerte über einen Annuitätenfaktor auf einen jährlichen Barwert gebracht (s. Formel (3-7)).

$$SEEK_{EEM_k, PAN_i} = AF \cdot \sum_{t=T_0}^{T_n} \frac{\Delta PK_{PAN_i, EEM_k, t}}{EE_{EEM_k, PAN_i, t}} \cdot (1 + Z)^{-t+T_0} \quad (3-7)$$

mit

$SEEK_{EEM_k, PAN_i}$	Spezifische Energieeinsparkosten der Energieeinsparmaßnahme EEM_k an der Produktionsanlage PAN_i [EUR/GJ]
$EE_{EEM_k, PAN_i, t}$	Energieeinsparung der Energieeinsparmaßnahme EEM_k [GJ]
$\Delta PK_{PAN_i, EEM_k, t}$	Veränderung der Produktionskosten der Produktionsanlage PAN_i im Jahr t durch die Energieeinsparmaßnahme EEM_k [EUR]
AF	Annuitätenfaktor [-]
Z	Diskontierungsrate mit $Z \in \{Z \in \mathbb{R} 0 \leq Z \leq 1\}$
t	Jahr aus dem Betrachtungszeitraum mit $t \in \{t \in \mathbb{N} T_0 \leq t \leq T_n\}$

Der Annuitätenfaktor berechnet sich aus der Betrachtungsdauer und der unterstellten Diskontierungsrate. Es wird angenommen, dass der Nutzen, u. a. die Energiekosteneinsparungen, bereits im Startjahr ($t = T_0$) verfügbar ist, sodass der vorschüssige Annuitätenfaktor nach Röhrenbacher (2008) verwendet wird (s. Formel (3-8)).

$$AF = \frac{(1 + Z)^{(T_n - T_0)} \cdot Z}{(1 + Z)^{(T_n - T_0 + 1)} - 1} \quad (3-8)$$

mit

AF	Annuitätenfaktor [-]
Z	Diskontierungsrate mit $Z \in \{Z \in \mathbb{R} 0 \leq Z \leq 1\}$
t	Jahr aus dem Betrachtungszeitraum mit $t \in \{t \in \mathbb{N} T_0 \leq t \leq T_n\}$

Die Produktionskosten beinhalten die Kosten, die zur Herstellung einer Produkteinheit anfallen, und werden unterteilt in variable Kosten und fixe Kosten.

$$\Delta PK_{PAN_i, EEM_k, t} = (\Delta VPK_{PAN_i, EEM_k, t} \cdot AUS_{PAN_i, t} + \Delta FPK_{PAN_i, EEM_k, t}) \cdot KAP_{PAN_i, t} \quad (3-9)$$

mit

$\Delta PK_{PAN_i, EEM_k, t}$	Veränderung der Produktionskosten der Produktionsanlage PAN_i im Jahr t durch die Energieeinsparmaßnahme EEM_k [EUR]
$\Delta VPK_{PAN_i, EEM_k, t}$	Veränderung der variablen Produktionskosten der Produktionsanlage PAN_i im Jahr t durch die Energieeinsparmaßnahme EEM_k [EUR/t _{Produkt}]
$\Delta FPK_{PAN_i, EEM_k, t}$	Veränderung der fixen Produktionskosten der Produktionsanlage PAN_i im Jahr t durch die Energieeinsparmaßnahme EEM_k [EUR/t _{Kapazität}]
$KAP_{PAN_i, t}$	Kapazität der Produktionsanlage PAN_i im Jahr t [t _{Kapazität} /a]
$AUS_{PAN_i, t}$	Auslastung der Produktionsanlage PAN_i im Jahr t [%]

3.2.1 Einzelanlagenspezifische variable Produktionskostenveränderungen

Die variablen Produktionskosten umfassen alle Kostenarten, welche von der Umsetzung einer Energieeinsparmaßnahme beeinflusst werden (vgl. Erdmann und Zweifel 2010). Neben den Energiekosten kann die Umsetzung einer Energieeinsparmaßnahme darüber hinaus Auswirkungen auf nicht-energetische variable Produktionskosten wie CO₂-Zertifikatskosten, Hilfs- und Betriebsstoffkosten und Wartungskosten haben, welche in Abschnitt 2.3.1 erläutert wurden. Mit Ausnahme der CO₂-Zertifikatskosten, welche gesondert betrachtet werden, werden diese Auswirkungen unter nicht-energetische variable Produktionskosten zusammengefasst. Die Veränderung der variablen Produktionskosten in einem Jahr berechnet sich demnach aus der Summe der Veränderungen der Energiekosten, der CO₂-Zertifikatskosten und der nicht-energetischen variablen Produktionskosten (s. Formel (3-10)).

$$\Delta VPK_{PAN_i, EEM_k, t} = \sum_{ET_j \in ET} EIR_{EEM_k, PAN_i, ET_j, t} \cdot P_{ET_j, t} (EV_{PAN_i, ET_j, t}) + CIR_{EEM_k, PAN_i, t} \cdot P_{CO_2}(t) + \Delta NE_VPK_{EEM_k, PAN_i, t} \quad (3-10)$$

mit

$\Delta VPK_{PAN_i, EEM_k, t}$	Veränderung der variablen Produktionskosten [EUR/t _{Produkt}]
$EIR_{EEM_k, ET_j, PAN_i, t}$	Energieintensitätsreduktion [GJ/t _{Produkt}]
$P_{ET_j, t} (EV_{PAN_i, ET_j, t})$	Preis des Energieträgers ET_j in Abhängigkeit des Energieverbrauchs $EV_{PAN_i, ET_j, t}$ [EUR/GJ]
$CIR_{EEM_k, PAN_i, t}$	CO ₂ -Intensitätsreduktionen [tCO ₂ /t _{Produkt}]
$P_{CO_2, t}$	CO ₂ -Zertifikatspreis im Jahr t [EUR/tCO ₂]
$\Delta NE_VPK_{EEM_k, PAN_i, t}$	Spezifische Veränderungen der nicht-energetischen Betriebskosten durch die Energieeinsparmaßnahme EEM_k [EUR/t _{Produkt}]

Die Veränderung der Energiekosten berechnet sich aus der Summe der Energieeinsparungen pro Energieträger aus Formel (3-4) und dem jeweiligen Energieträgerpreis. Der Energieträgerpreis ist neben dem Jahr ebenso abhängig vom Energiebedarf. Die Gründe hierfür sind u. a. Skaleneffekte für die Beschaffung, Vertrieb, Transport und Verteilung sowie die Ausnahmeregelung von Energieabgaben und -steuern (vgl. Grave und Breitschopf 2014; Matthes 2013; Fürsch und Lindenberger 2012). Sowohl Skaleneffekte als auch Ausnah-

mergelungen sind maßgeblich abhängig vom Energiebedarf. Der Energieträgerpreis für einen Anlagenbetreiber wird bestimmt durch die Nachfragefunktion und einen Referenzpreis für einen Standard-Abnahmefall für diesen Energieträger (s. Formel (3-11)).

$$P_{ET_j}(EB_{PAN_i}, t) = P_{ET}(EB_{PAN_i}) + p_{ET_j}(t) \quad (3-11)$$

Mit

$P_{ET_j}(EB_{PAN_i})$

Preisfunktion für den Energieträger ET_j [EUR/GJ] in Abhängigkeit des Energieverbrauchs der Produktionsanlage [GJ/a]

$p_{ET_j,t}$

Die Matrix $\mathbf{P}: \{Strom, Erdgas, \dots, Sekundärbrennstoffe\} \times \{t \in \mathbb{N} | T_{Start} \leq t \leq T_{Ende}\}, (ET_j, t) \rightarrow p_{ET_j,t}$ beinhaltet die Referenz-Energieträgerpreise und deren Entwicklung über den Betrachtungszeitraum [EUR/GJ].

Die Veränderungen der CO₂-Zertifikatskosten in Formel (3-10) berechnen sich aus dem Produkt der CO₂-Intensitätsreduktion und dem CO₂-Zertifikatspreis. Die möglichen Auswirkungen auf die nicht-energetischen, variablen Produktionskosten sind abhängig von der Energieeinsparmaßnahme und werden im Kapitel 4.3 beschrieben.

3.2.2 Einzelanlagenspezifische fixe Produktionskostenveränderungen

Die fixen Produktionskosten sind der Teil der Produktionskosten, welcher unabhängig von der tatsächlichen Produktionsmenge ist. Die fixen Produktionskosten setzen sich im Wesentlichen aus den Kapitalausgaben zusammen, d. h. Abschreibungen von Produktionsanlagen und Zinsaufwendungen für das Kapital. Die Abschreibung legt die Wertminderung über die betriebswirtschaftliche Nutzungsdauer fest. Die tatsächliche Nutzungsdauer von energieintensiven Produktionsanlagen entspricht in der Regel dem doppelten bis dreifachen der betriebswirtschaftlichen Nutzungsdauer (vgl. Fleiter et al. 2013; Worrell et al. 2003). Eine unzureichende Berücksichtigung der Opportunitätsverluste durch die Nutzung von abgedeckten Produktionsanlagen kann zu einer Unterschätzung der Kosten von Energieeinsparmaßnahmen führen. Gleichzeitig kann eine unzureichende Berücksichtigung der Opportunitätskosten von Energieeinsparmaßnahmen u. a. durch eine längere Restnutzungsdauer gegenüber der Bestandsanlage, zu einer Überschätzung der Energieeinsparmaßnahmen führen (vgl. Abschnitt 2.3.1). Zur Berücksichtigung der Opportunitätskosten und -erlöse werden in der Berechnungsmethode der fixen Produktionskostenveränderung die gesamten Kapitalausgaben einer Investition im Jahr ihrer Umsetzung fällig. Hierbei wird in der Berechnungsmethode zwischen einer Substitutionsmaßnahme (d. h. die Energieeinsparmaßnahme ersetzt eine Produktionsanlage vollständig) und einer Ergänzungsmaßnahme (oder auch Nachrüstungsmaßnahme, d. h. die Energieeinsparmaßnahme erweitert die Produktionsanlage modular) unterschieden (s. Formel (3-12)).

$$\Delta FPK_{PAN_i, EEM_k, t} = \begin{cases} \Delta KK_{PAN_i, EEM_k, t}^{SM} & \text{für Substitutionsmaßnahmen} \\ \Delta KK_{PAN_i, EEM_k, t}^{EM} & \text{für Ergänzungsmaßnahmen} \end{cases} \quad (3-12)$$

Mit

$\Delta KK_{PAN_i, EEM_k, t}^{SM}$ Veränderung der Kapitalausgaben durch die Umsetzung der Energieeinsparmaßnahme EEM_k vom Typ Substitutionsmaßnahme an der Produktionsanlage PAN_i im Jahr t [EUR/t_{Kapazität}]

$\Delta KK_{PAN_i, EEM_k, t}^{EM}$ Veränderung der Kapitalausgaben durch die Umsetzung der Energieeinsparmaßnahme EEM_k vom Typ Ergänzungsmaßnahme an der Produktionsanlage PAN_i im Jahr t [EUR/t_{Kapazität}]

Veränderung der Kapitalausgaben durch die Umsetzung einer Substitutionsmaßnahme

Bei einer Substitutionsmaßnahme ersetzt eine Energieeinsparmaßnahme eine Bestandsanlage vollständig oder zumindest den kapitalintensiven Teil der Bestandsanlage zum Startjahr der Betrachtung. Als Beispiele sind der Wechsel vom Amalgam- zum Membranverfahren in der Chlorherstellung oder der Austausch eines Klinkerdrehrohrofens durch einen Ofen nach der besten verfügbaren Technologie zu nennen. Im Startjahr der Betrachtung wird die Energieeinsparmaßnahme umgesetzt und es fallen zusätzliche Kapitalausgaben an. Überschreitet die Energieeinsparmaßnahme ihre Nutzungsdauer innerhalb des Betrachtungszeitraums, werden im entsprechenden Jahr erneut die gesamten Kapitalausgaben der Energieeinsparmaßnahme fällig. Sollte die Nutzungsdauer der Energieeinsparmaßnahme über den Betrachtungszeitraum hinausgehen, wird die Maßnahme nach der Restnutzungsdauer linear abgeschrieben. Eventuelle Kapitalausgaben der Bestandsanlage (d. h. Abschreibungen und Zinsaufwendungen) werden durch die Umsetzung der Energieeinsparmaßnahme nicht beeinflusst und fließen nicht in die Kapitalausgabenberechnung ein (vgl. Erdmann und Zweifel 2010). Verfügt die Bestandsanlage zum Startjahr über eine Restnutzungsdauer, so hat der Anlagenbetreiber die Opportunität die Bestandsanlagen weiterzubetreiben und am Ende der Restnutzungsdauer neu zuzustellen. Unter der Prämisse, dass die Produktionsanlage weiterbetrieben werden soll, muss der Anlagenbetreiber am Ende der Restnutzungsdauer die Bestandsanlage neu hinstellen. Die Kosten für die Neuzustellung stellen Opportunitätserlöse dar und müssen in die Kosten der Energieeinsparmaßnahme einfließen (vgl. Köwener 2013; 2008; Beer et al. 2009;). Hierzu werden im Jahr der Neuzustellung der Bestandsanlage die entsprechenden Kapitalausgaben von den Kosten der Energieeinsparmaßnahme subtrahiert. Sollte die Nutzungsdauer der neu zugestellten Bestandsanlage über den Betrachtungszeitraum hinausgehen, wird die Restnutzungsdauer linear abgeschrieben (s. Formel (3-13)). Die Berechnung der maßnahmenspezifischen Kapitalausgaben wird nachfolgend beschrieben.

$$\Delta KK_{PAN_i, EEM_k, t}^{SM} = \begin{cases} -KK_{EEM_k, PAN_i} & \text{für } t = t_0, t_{EEM_k=neu} \\ +KK_{PAN_i} & \text{für } t = t_{PAN_i=neu} \\ a_{EEM_k, t} \cdot KK_{EEM_k, PAN_i} - a_{PAN_i, t} \cdot KK_{PAN_i} & \text{für } t = t_n \end{cases} \quad (3-13)$$

mit

$\Delta KK_{PAN_i, EEM_k, t}^{SM}$	Veränderung der Kapitalausgaben durch die Umsetzung der Energieeinsparmaßnahme EEM_k vom Typ Substitutionsmaßnahme an der Produktionsanlage PAN_i im Jahr t [EUR/t _{Kapazität}]
$KK_{EEM_k, PAN_i}, KK_{PAN_i}$	Kapitalausgaben der Energieeinsparmaßnahme EEM_k bzw. der Produktionsanlage PAN_i [EUR/t _{Kapazität}]
$a_{EEM_k, t}, a_{PAN_i, t}$	Faktor für den Restwert der Energieeinsparmaßnahme EEM_k bzw. der Produktionsanlage PAN_i nach der linearen Abschreibung
t	Jahr aus dem Betrachtungszeitraum mit $t \in \{t \in \mathbb{N} T_0 \leq t \leq T_n\}$
$t_{EEM_k=neu}, t_{PAN_i=neu}$	Jahr der Neuzustellung der Energieeinsparmaßnahme EEM_k bzw. der Produktionsanlage PAN_i

Veränderung der Kapitalausgaben durch Umsetzung einer Ergänzungsmaßnahme

Bei einer Ergänzungsmaßnahme wird die Bestandsanlage durch die Energieeinsparmaßnahme modular ergänzt. Beispiele hierfür sind die Wärmeintegration durch die Nachrüstung eines Wärmeüberträgers oder die Optimierung der Arbeitsweise durch die Nachrüstung eines Prozessleitsystems. Analog zu einer Substitutionsmaßnahme werden die Energieeinsparmaßnahmen im Startjahr der Betrachtung umgesetzt und es fallen zusätzliche Kapitalausgaben an. Überschreitet die Energieeinsparmaßnahme ihre Nutzungsdauer innerhalb des Betrachtungszeitraums, wird im entsprechenden Jahr die Energieeinsparmaßnahme neu zugestellt. Sollte die Nutzungsdauer der Energieeinsparmaßnahme über den Betrachtungszeitraum hinausgehen, wird der Restwert der Maßnahme nach linearer Abschreibung gutgeschrieben (s. Formel (3-14)). Für Anlagenbetreiber kann die Umsetzung von Ergänzungsmaßnahmen an Produktionsanlagen mit geringer Restnutzungsdauer mit einem höheren Kostenrisiko behaftet sein (vgl. Abschnitt 2.3.1). So können bei der Neuzustellung der Produktionsanlage, abhängig vom Grad der Modularität der Ergänzungsmaßnahme, zusätzliche Kosten zur Anpassung der Ergänzungsmaßnahme an die neue Produktionsanlage entstehen. Bezugnehmend auf die oben genannten Beispiele bedeutet dies, dass der Wärmeüberträger oder das neue Prozessleitsystem auf die neue Anlage angepasst werden müssen. Die Kosten für die Anpassung werden über einen Modularitätsfaktor in Relation zu den Kapitalausgaben der Ergänzungsmaßnahme gesetzt. Der Modularitätsfaktor wird bestimmt durch die Anlagenteile der Ergänzungsmaßnahme, welche neu zugestellt werden müssen. So werden bspw. Wärmeüberträger mit einer hohen Übertragungsleistung in der Regel anlagenspezifisch hergestellt, sodass der Modularitätsfaktor für Wärmeintegrations- und Abwärmenutzungsmaßnahmen eher gering ausfällt. Die Modularitätsfaktoren werden zusammen mit den Parametern der identifizierten Energieeinsparmaßnahmen im Anhang gelistet. Die Berechnung der maßnahmenspezifischen Kapitalausgaben wird im nachfolgenden Unterabschnitt beschrieben.

$$\Delta KK_{PAN_i, EEM_k, t}^{EM} = \begin{cases} -KK_{EEM_k, PAN_i} & \text{für } t = t_0, t_{EEM_k=neu} \\ -KK_{EEM_k, PAN_i} \cdot MF_{EEM_k} & \text{für } t = t_{PAN_i=neu} \\ a_{EEM_k, t} \cdot KK_{EEM_k, PAN_i} & \text{für } t = t_n \end{cases} \quad (3-14)$$

mit

$\Delta KK_{PAN_i, EEM_k, t}^{EM}$	Veränderung der Kapitalausgaben durch die Umsetzung der Energieeinsparmaßnahme EEM_k vom Typ Ergänzungsmaßnahme an der Produktionsanlage PAN_i im Jahr t [EUR/ $t_{Kapazität}$]
KK_{EEM_k, PAN_i}	Kapitalausgaben der Energieeinsparmaßnahme EEM_k an der Produktionsanlage PAN_i [EUR/ $t_{Kapazität}$]
$a_{EEM_k, t}, a_{PAN_i, t}$	Faktor für den Restwert der Energieeinsparmaßnahme EEM_k bzw. der Produktionsanlage PAN_i nach der linearen Abschreibung.
t	Jahr aus dem Betrachtungszeitraum mit $t \in \{t \in \mathbb{N} T_0 \leq t \leq T_n\}$
$t_{EEM_k=neu}, t_{PAN_i=neu}$	Jahr der Neuzustellung der Energieeinsparmaßnahme EEM_k bzw. der Produktionsanlage PAN_i
MF_{EEM_k}	Modularitätsfaktor der Ergänzungsmaßnahme EEM_k mit $MF_{EEM_k} \in \{MF_{EEM_k} \in \mathbb{R} 0, \dots, 1\}$

Anlagenspezifische Kapitalausgaben von Energieeinsparmaßnahmen

Zur Berücksichtigung der Opportunitätskosten und -erlöse werden die Kapitalausgaben einer Energieeinsparmaßnahme, wie eingangs beschrieben, als Ganzes im Jahr der Umsetzung fällig, sodass diese vereinfacht über den Kapitalaufwand und die Zinsaufwendungen berechnet werden können.

$$KK_{EEM_k, PAN_i} = \langle KA_{EEM_k} \rangle \cdot \left(\frac{\langle KAP_{EEM_k} \rangle}{KAP_{PAN_i}} \right)^{0,7} \cdot (1 + Z_{WACC}) \quad (3-15)$$

Mit

KK_{EEM_k, PAN_i}	Kapitalausgaben der Energieeinsparmaßnahme EEM_k bzw. der Produktionsanlage PAN_i [EUR/ $t_{Kapazität}$]
$\langle KA_{EEM_k} \rangle$	Durchschnittlicher Kapitalaufwand der Energieeinsparmaßnahme EEM_k der Literaturangaben [EUR/ $t_{Kapazität}$]
KAP_{PAN_i}	Produktionskapazität der Produktionsanlage PAN [$t_{Kapazität} / a$]
$\langle KAP_{EEM_k} \rangle$	Durchschnittliche Produktionskapazität der Energieeinsparmaßnahme EEM_k der Literaturangaben [$t_{Kapazität}$]
Z_{WACC}	Gewichtetes Mittel aus Eigen- und Fremdverzinsungsanspruch nach Unternehmenssteuern [%]

Ähnlich wie die Energieintensitätsreduktion in Abschnitt 3.1.1 ist der spezifische Kapitalaufwand bzw. die spezifische Investition, d. h. der Kapitalaufwand bezogen auf die Produktionskapazität, als eine Kennzahl zu Energieeinsparmaßnahmen von energieintensiven Produktionsprozessen zu finden (vgl. Pardo und Moya 2013; Fleiter et al. 2012; Hasanbeigi et al. 2010). Empirische Beobachtungen zeigen, dass der Kapitalaufwand der Produktionskapazität nicht linear folgt. Aus diesem Grund wird der spezifische Kapitalaufwand über die 7/10 Regel nach Couper (2003) der Literaturangaben auf die Produktionskapazität der konkreten Produktionsanlage angepasst. Die 7/10 Regel spiegelt die empirische Beziehung von Produktionskapazität und Kapitalaufwand wider, die aus einer Reihe historischer Beobachtungen statistisch abgeleitet werden konnte (Chauvel et al. 2003). Die Zinsaufwendungen werden über einen gewichteten Mittelwert aus Eigen- und Fremdverzinsungsanspruch nach

Unternehmenssteuern (engl. Weighted Average Cost of Capital) berechnet (s. Formel (3-15)).

3.3 Wechselwirkungen zwischen Energieeinsparmaßnahmen

Bei Energieeinsparkosten wird davon ausgegangen, dass alle identifizierten und technisch anwendbaren Energieeinsparmaßnahmen an den betreffenden Produktionsanlagen vollständig umgesetzt werden. Insbesondere energieintensive Produktionsprozesse sind hochintegriert, sodass es dabei zu Wechselwirkungen unter den Energieeinsparmaßnahmen kommen kann. In diesem Fall ist die Summe der Energieeinsparungen von Einzelmaßnahmen ungleich den tatsächlichen kumulierten Energieeinsparungen. Es wird dabei im Folgenden zwischen zwei Arten von Energieeinsparmaßnahmen mit Wechselwirkung unterschieden:

- *Gegenseitig ausschließende Energieeinsparmaßnahmen*: Diese Energieeinsparmaßnahmen sind in der Regel vom Typ Substitutionsmaßnahme und haben eine exklusive Abhängigkeit untereinander. Aus der Menge der gegenseitig ausschließenden Energieeinsparmaßnahmen kann nur jeweils eine Energieeinsparmaßnahme in dem jeweiligen Bilanzraum umgesetzt werden (bspw. unterschiedliche Brennerarten an einer Vorrichtung).
- *Gegenseitig beeinflussende Energieeinsparmaßnahmen*: Mehrere Energieeinsparmaßnahmen vom Typ Ergänzungsmaßnahme können im selben Bilanzraum umgesetzt werden, beeinflussen sich jedoch hinsichtlich ihrer Energieeinsparung und spezifischen Energieeinsparkosten gegenseitig (bspw. Energieeinsparmaßnahmen, die denselben Kuppelenergiestrom nutzen).

3.3.1 Umsetzungsreihenfolge von Energieeinsparmaßnahmen

Eine Energieeinsparmaßnahme, die in einem Bilanzraum umgesetzt wird, in dem bereits eine andere Energieeinsparmaßnahme umgesetzt wurde und die mit dieser in Wechselwirkung steht, erzielt andere Energieeinsparungen und spezifische Energieeinsparkosten im Vergleich zu der Einzelmaßnahmenbetrachtung. Die Umsetzungsreihenfolge von Energieeinsparmaßnahmen kann daher Auswirkungen auf die Kennzahlen einzelner Energieeinsparmaßnahmen haben.

Meier (1982) schlägt für mikroökonomische Betrachtungen eine Umsetzungsreihenfolge nach minimalen spezifischen Energieeinsparkosten vor. Die Umsetzung ist u. a. aufgrund der gegenseitigen Abhängigkeiten und der Vielzahl der Kombinationsmöglichkeiten nicht trivial. Als Ansatz benutzt Meier (1982) ein sequentielles Vorgehen, bei dem die Energieeinsparmaßnahme mit den geringsten spezifischen Energieeinsparkosten in einer Einzelbetrachtung iterativ bestimmt und umgesetzt wird. Nach Stoff (1995) führt der sequentiell-iterative Ansatz von Meier (1982) zu suboptimalen Energieeinsparkostenkurven, da Maßnahmen mit überwiegend nicht-energetischen Vorteilen reinen energieeinsparenden Maßnahmen unterliegen und aus der Energieeinsparkostenkurve ausgelassen werden. Fleiter et al. (2009) kritisieren u. a., dass es dadurch bei Energieeinsparmaßnahmen mit hohen spezifischen Energieeinsparkosten zu einer Unterschätzung und bei Energieeinsparmaßnahmen mit niedrigen spezifischen Energieeinsparkosten zu einer Überschätzung der wirtschaftlich

darstellbaren Energieeinsparungen kommen kann. In der vorliegenden Untersuchung wird zwischen sich gegenseitig ausschließenden und beeinflussenden Maßnahmen unterschieden. In der vorliegenden Untersuchung folgt die Umsetzungsreihenfolge von sich gegenseitig beeinflussenden Energieeinsparmaßnahmen stattdessen einer Energieeinsparhierarchie (s. Abb. 3-1).

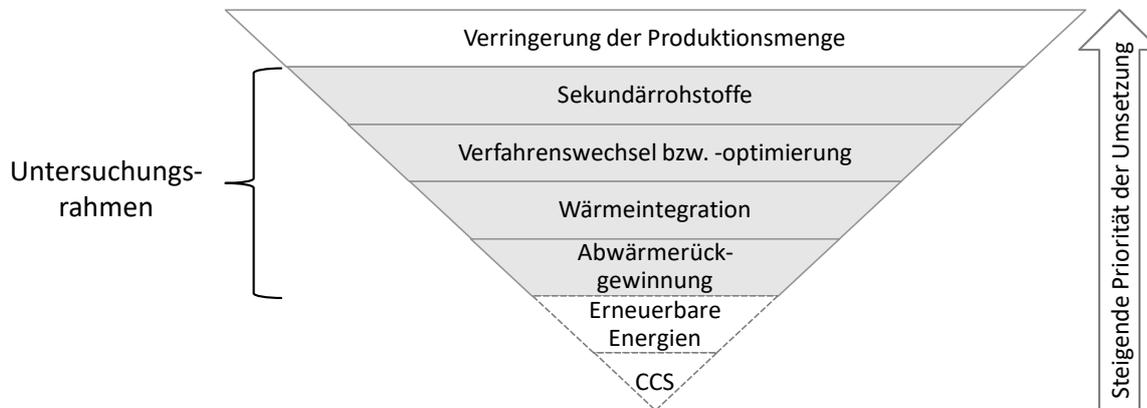


Abb. 3-1: Energieeinsparhierarchie zur Priorisierung der Umsetzungsreihenfolge von sich gegenseitig beeinflussenden, technologischen Energieeinsparmaßnahmen

Die Energieeinsparhierarchie unterteilt und priorisiert Maßnahmen nach ihrer tendenziellen Fähigkeit, den Ressourceneinsatz aus einer Systemperspektive zu minimieren. Die Verringerung der Produktionsmenge u. a. durch eine höhere Materialeffizienz oder Suffizienz ist einer Systemsicht der Maßnahmen zur Energieintensitätsreduktion im Produktionsprozess vorgelagert, jedoch nicht Teil der vorliegenden Untersuchungen. So werden Maßnahmen, die auf einen höheren Anteil von Sekundärrohstoffen (bspw. Altglas) im Rohstoffmix abzielen, mit höchster Priorität umgesetzt, da sie neben dem Energieverbrauch den Rohstoffverbrauch verringern können. Teilweise bedingt ein höherer Sekundärrohstoffeinsatz einen Verfahrenswechsel (bspw. Wechsel vom Hochofen zum Elektrolichtbogenofen). Durch Verfahrenswechsel (bspw. katalytische Spaltöfen in der Ethylenherstellung) kann der Energiebedarf für endotherme Reaktionen verringert oder die Produktionskette (bspw. endabmessungsnahes Gießen für die Stahlherstellung) verkürzt werden. Verfahrensoptimierungen können die Leistungsaufnahme bspw. durch Verringerung der Wärmeverluste beeinflussen. Wärmeverluste können durch Wärmeleitung, Konvektion und Wärmestrahlung entstehen. Wärmeverluste können u. a. durch gezieltere Wärmeinbringung in das Werkstück (bspw. U-Flammen in der Glasherstellung) oder verstärkte Wärmedämmung verringert werden. Neben der Wärmeleistung kann die Zeitdauer in der die Leistungsabgerufen wird bspw. durch verbesserte Prozesssteuerung optimiert werden. Verfahrenswechsel- bzw. -optimierungen werden mit der zweithöchsten Priorität umgesetzt. Die verbleibende, ungenutzte Wärme kann soweit möglich über Wärmeintegration innerhalb des Produktionsprozesses bspw. zur Verbrennungsluft- oder Rohstoffvorwärmung nutzbar gemacht werden. Die Rückgewinnung der verbleibenden Abwärme bspw. durch ORC-Verstromung oder Fernwärmeeinbindung wird als letzte Möglichkeit von Energieeinsparmaßnahmen in Betracht gezogen (vgl. Brunke und Blesl 2015c). Der Einsatz von Erneuerbaren Energien bspw. als Sekundärbrenn-

stoffe führt in der Regel zu keiner Energieeinsparung wird jedoch häufig in diesem Zusammenhang genannt. Erneuerbaren Energien werden häufig als CO₂-neutral bewertet stellen an sich ebenfalls Ressourcen dar und sollten Energieeinsparungen nachgeordnet sein. CCS sollte Gleiches gilt für CCS, welche jedoch als Ultima Ratio angesehen werden sollte.

Die Umsetzungsreihenfolge sich gegenseitig ausschließender Maßnahmen folgt der Zielsetzung der Untersuchung. Für eine ökonomische Untersuchung wird die Energieeinsparmaßnahme mit dem höchsten Produkt aus Energieeinsparung und spezifischen Energieeinsparkosten umgesetzt, da dies einem Indikator für den Barwert der Produktionskostenveränderung entspricht. Für technische Untersuchungen wird die Maßnahme mit den höchsten Energieeinsparungen umgesetzt. Alle anderen Maßnahmen, die in demselben exklusiven Verhältnis stehen, werden nicht umgesetzt und fließen daher nicht in die Energieeinsparkostenkurve ein.

3.3.2 Wechselwirkungsfaktor von Energieeinsparmaßnahmen

Die konkrete Auswirkung von Wechselwirkungen auf die anlagenspezifischen Energieeinsparungen einer Energieeinsparmaßnahme in einem Bilanzraum, d. h. Produktionsprozess, wird über einen Wechselwirkungsfaktor ausgedrückt. Der Wechselwirkungsfaktor erweitert die Berechnung der anlagenspezifischen Energieintensitätsreduktion der Formel (3-5) durch die Formel (3-16). Dadurch beeinflusst die Wechselwirkung direkt die Berechnung der Energieeinsparungen (s. Formel (3-3)), der CO₂-Intensitätsreduktion von Energieeinsparmaßnahmen (s. Formel (3-4)) sowie der variablen Produktionskostenveränderungen (s. Formel (3-10)) und damit letztlich der spezifischen Energieeinsparkosten (s. Formel (3-7)).

$$EIR_{EEM_k,ET_j,PAN_i,t} := EIR_{EEM_k,ET_j,PAN_i,t} \cdot W_{EEM_k,PAN_i} \quad (3-16)$$

Mit

$EIR_{EEM_k,ET_j,PAN_i,t}$ Energieintensitätsreduktion von Energieeinsparmaßnahme EEM_k [GJ/tProdukt]

W_{EEM_k,PAN_i} Wechselwirkungsfaktor der Energieeinsparmaßnahme EEM_k an der Produktionsanlage PAN_i

Beim Wechselwirkungsfaktor wird zwischen sich gegenseitig ausschließenden und sich gegenseitig ergänzenden Wechselwirkungen unterschieden (s. Formel (3-17)). Sich gegenseitig ausschließende Wechselwirkungen treten im Zusammenhang mit Substitutionsmaßnahmen auf, während sich gegenseitig beeinflussende Wechselwirkungen im Zusammenhang mit Ergänzungsmaßnahmen in Erscheinung treten.

$$W_{EEM_k, PAN_i} = \begin{cases} W_{EEM_k^{SM}, PAN_i} & \text{für sich ggs. ausschließende Substitutionsmaßnahmen} \\ W_{EEM_k^{EM}, PAN_i} & \text{für sich ggs. beeinflussende Ergänzungsmaßnahmen} \end{cases} \quad (3-17)$$

Mit

W_{EEM_k, PAN_i}	Wechselwirkungsfaktor der Energieeinsparmaßnahme EEM_k an der Produktionsanlage PAN_i
$W_{EEM_k^{SM}, PAN_i}$	Wechselwirkungsfaktor der Substitutionsmaßnahme EEM_k^{SM} an der Produktionsanlage PAN_i mit sich gegenseitig ausschließenden Wechselwirkungen
$W_{EEM_k^{EM}, PAN_i}$	Wechselwirkungsfaktor der Ergänzungsmaßnahme EEM_k^{EM} an der Produktionsanlage PAN_i mit sich gegenseitig beeinflussenden Wechselwirkungen

Im Fall von sich gegenseitig ausschließenden Substitutionsmaßnahmen nimmt der Faktor nur binäre Werte an. Nur die Substitutionsmaßnahme, die im aktuellen Bilanzraum das höchste Produkt aus Energieeinsparungen und spezifischen Energieeinsparkosten erzielt, wird umgesetzt. Diese Maßnahme bekommt den Faktor 1 zugewiesen. Alle anderen Substitutionsmaßnahmen erhalten für den Bilanzraum den Faktor 0 (s. Formel (3-18)).

$$W_{EEM_k^{SM}, PAN_i} = \begin{cases} 1 & \text{wenn } (SEEK \cdot EE)_{EEM_k^{SM}, PAN_i} \in \max_{0 \leq j \leq n} (SEEK \cdot EE)_{EEM_j^{SM}, PAN_i} \\ 0 & \text{sonst} \end{cases} \quad (3-18)$$

Mit

$W_{EEM_k^{SM}, PAN_i}$	Wechselwirkungsfaktor der Substitutionsmaßnahme EEM_k^{SM} an der Produktionsanlage PAN_i mit sich gegenseitig ausschließenden Wechselwirkungen
$(SEEK \cdot EE)_{EEM_k^{SM}, PAN_i}$	Produkt aus Energieeinsparungen und spezifischen Energieeinsparkosten der Substitutionsmaßnahme EEM_k^{SM} an der Produktionsanlage PAN_i mit $0 \leq k, j \leq n$

Im Falle von sich gegenseitig beeinflussenden Ergänzungsmaßnahmen drückt der Wechselwirkungsfaktor die prozentuale Veränderung der Energieeinsparung für die aktuell umzusetzende Maßnahme unter Berücksichtigung der bereits im Bilanzraum implementierten Maßnahmen aus. Hierzu wird das Produkt der relativen Energieintensitätsveränderungen durch die, nach der Umsetzungsreihenfolge in Abschnitt 3.3.1, bereits implementierten Maßnahmen berechnet (s. Formel (3-19)). Führt bspw. die Umsetzung einer Maßnahme A zu einer Energieintensitätsreduktion eines Produktionsprozesses um 10 %, wird angenommen, dass eine weitere Maßnahme B noch 90 % ihrer Energieintensitätsreduktion im betreffenden Produktionsprozess gegenüber dem Ausgangszustand bewirken kann. Der paarweise Wechselwirkungsfaktor der Maßnahme B im Fall, dass Maßnahme A bereits umgesetzt wurde, beträgt demnach 10 %. Über die Anzahl der Maßnahmen ergibt sich eine quadratische Matrix, welche Maßnahmenkombinationen paarweise Wechselwirkungsfaktoren zuweist (s. Formel (3-19)). Die Reihenfolge von Maßnahmen in der Wechselwirkungsmatrix ist kongruent zu der Umsetzungsreihenfolge in Abschnitt 3.3.1. Die Matrizen der paarweisen Wechselwirkungsfaktoren werden für die jeweilige Produktgruppe im Anhang gelistet.

$$w_{EEM_k^{EM}, PAN_i} = \prod_{j=1}^k (1 - w_{EEM_k, EEM_j}) \quad (3-19)$$

Mit

$w_{EEM_k^{EM}, PAN_i}$

w_{EEM_k, EEM_j}

Wechselwirkungsfaktor der Ergänzungsmaßnahme EEM_k^{EM} an der Produktionsanlage PAN_i mit sich gegenseitig beeinflussenden Wechselwirkungen

Der paarweise Wechselwirkungsfaktor drückt die prozentuale Veränderung der Energieeinsparungen der Maßnahme EEM_k aus, wenn die Maßnahme EEM_j bereits im Bilanzraum umgesetzt wurde. Die Matrix $\mathbf{W}: \{EEM_1, EEM_2, \dots, EEM_n\} \times \{EEM_1, EEM_2, \dots, EEM_n\}, (EEM_k, EEM_j) \rightarrow w_{EEM_k, EEM_j}$ mit $k, j, n \in \mathbb{N}$ weist einer Maßnahmenkombination einen paarweisen Wechselwirkungsfaktor zu.

4 Vorgehensweise zur Anwendung der einzelanlagenspezifischen Berechnungsmethode auf energieintensive Produktionsprozesse

In diesem Kapitel wird die Vorgehensweise zur Anwendung der einzelanlagenspezifischen Berechnungsmethode für die Energieeinsparkostenkurven auf die Herstellung von ausgewählten energieintensiven Produktgruppen beschrieben. In Abschnitt 4.1 wird zunächst eine Auswahl von energieintensiven Produktgruppen festgelegt. Auf jede ausgewählte Produktgruppe wird die Methodik einzeln angewendet. Abb. 4-1 zeigt ein Schema der Vorgehensweise, wie es in Auszügen u. a. auch in Brunke und Blesl (2014a) und in Brunke und Blesl (2014b) publiziert wurde.

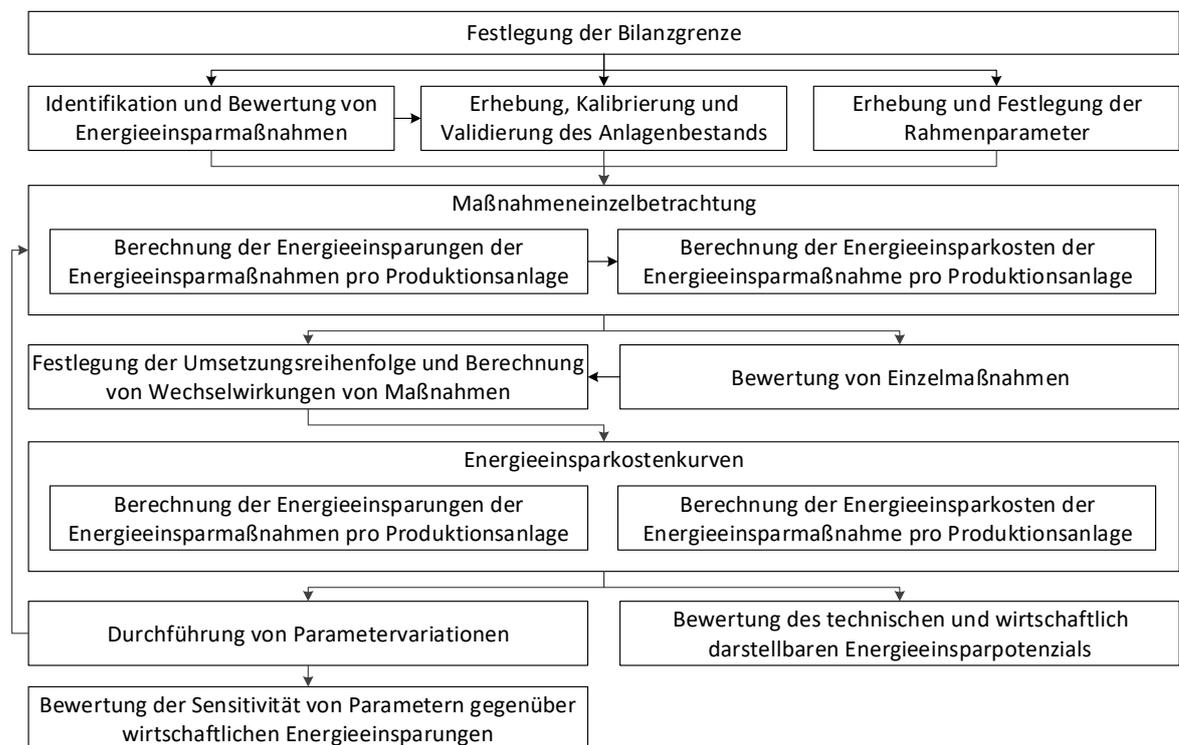


Abb. 4-1: Schematische Darstellung der Vorgehensweise für die Anwendung einzelanlagenspezifischer Berechnungsmethoden von Energieeinsparkostenkurven für die Herstellung einer energieintensiven Produktgruppe

Das Vorgehen beginnt zunächst mit der Auswahl und Abgrenzung von energieintensiven Produktgruppen (s. Abschnitt 4.1). Die Vorgehensweise zur Datenerhebung von Energieeinsparmaßnahmen und zum Anlagenbestand wird im Abschnitt 4.2 dargelegt. Die Rahmenbedingungen werden im Abschnitt 4.3 begründet festgelegt. Auf dieser Basis kann die einzelanlagenspezifische Berechnungsmethodik angewendet werden. Hierbei wird zunächst eine Maßnahmeneinzelbetrachtung durchgeführt und darauf aufbauend werden die Energieeinsparkostenkurven erstellt. In der Sensitivitätsanalyse werden einzelne Parameter variiert, um deren Auswirkungen auf die Energieeinsparungen und die spezifischen Energieeinsparkosten zu untersuchen.

4.1 Auswahl und Abgrenzung von energieintensiven Produktgruppen

Die Herstellung von eisen- und nicht-eisenhaltigen Metallen, Papier und Pappen, Chemiegrundstoffen, Glas und Keramik sowie die Verarbeitung von Steinen und Erden werden allgemein zu den energieintensiven Wirtschaftszweigen gezählt. Allen gemein ist ein überdurchschnittlich hoher Anteil der Energiekosten an den Gesamtproduktionskosten (vgl. energieintensive-industrie.de 2013). Ein Überblick über die nationalen und europäischen Gesetze und Verordnungen zeigt, dass dort keine einheitliche Abgrenzung angewandt wird (vgl. Eichhammer et al. 2011; Rieseberg und Wörlen 2010). Die Stromnetzentgeltverordnung (§10 StromNeV), die Allgemeine Stromsteuerentlastung (§ 9b StStG) und der Spitzenausgleich (§ 10 StStG) geben unterschiedliche absolute Grenzwerte des jährlichen Energiebedarfs (bspw. StromNeV 10 GWh/a) und der Jahresbenutzungsstunden (bspw. StromNeV 7000 h/a) zur Beurteilung als energieintensive Industrie vor. Die EU-Energiesteuerrichtlinie setzt relative Grenzwerte fest. Demnach sind Unternehmen, deren Energiebeschaffungskosten höher als 3 % des Umsatzes liegen, oder deren Energiesteuer mehr als 0,5 % des Mehrwerts beträgt, als energieintensiv einzustufen. Nach der EU-Energiesteuerrichtlinie sind u. a. die chemische Industrie, die Metallerzeugung und -bearbeitung, das Papiergewerbe, das Glasgewerbe und die Verarbeitung von Steinen und Erden als energieintensiv einzustufen (s. Abb. 4-2):

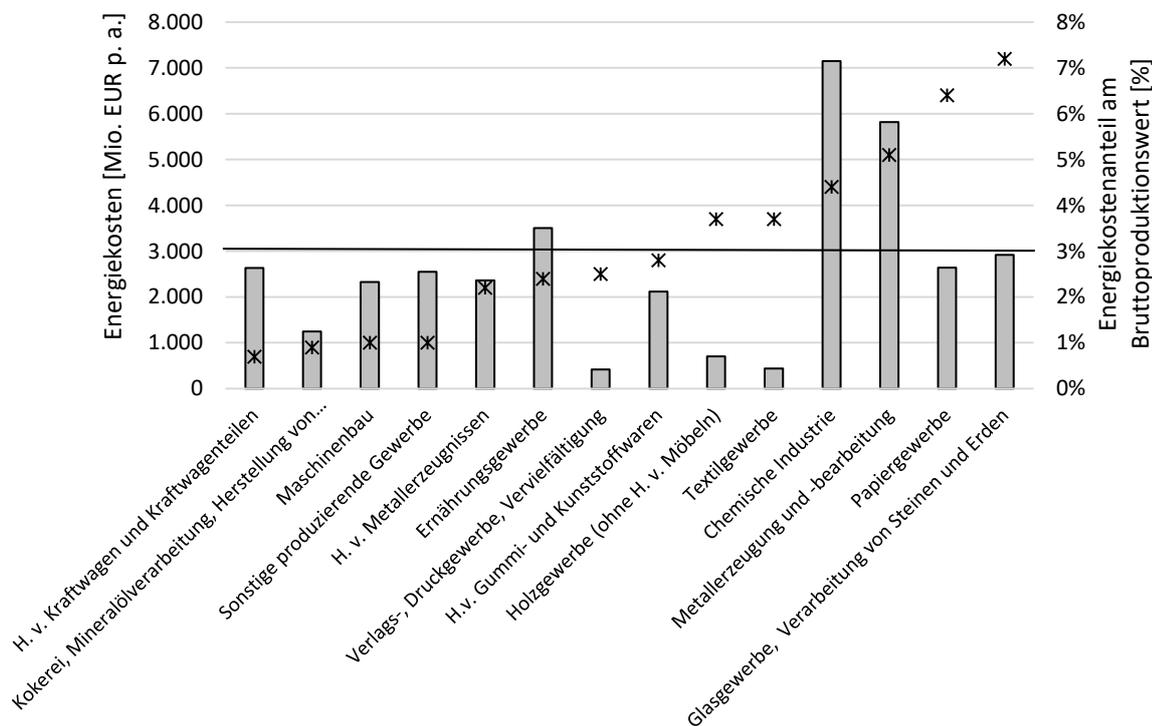


Abb. 4-2: Energiekosten in ausgewählten produzierenden Gewerben im Jahr 2011 absolut und anteilig am Bruttoproduktionswert (eigene Darstellung; basierend auf BMWi 2013; Eichhammer et al. 2011)

Für die Anwendung der Berechnungsmethode auf Einzelanlagenebene ist eine granulare Abgrenzung notwendig. Der industrielle Endenergieverbrauch, der spezifische Energieauf-

wand sowie Anzahl und Integrationsgrad der Produktionsprozesse sind neben dem Energiekostenanteil zusätzliche Auswahlkriterien zur Abgrenzung energieintensiver Wirtschaftszweige. Die Papier- und Pappenindustrie produziert bspw. über 2 800 verschiedene Produkte, die in die vier Kategorien (grafische Papiere, Karton, Verpackungspapiere, Hygienepapiere und Spezialpapiere) unterteilt werden (s. Tabelle 4-1). Spezialpapiere haben mit weniger als 6 % nur einen geringen Anteil an der Gesamtproduktion, einen geringen Energiekostenanteil und mit über 1 000 verschiedenen Produkten eine hohe Produktvielfalt (vgl. VDP 2013b). Ähnlich verhält es sich mit den Spezialgläsern und den Mineralfasern der Glasindustrie (WZ 26.1). Diese machen weniger als 17 % der gesamten Glasproduktion aus (BV Glas 2014). Gips, als Teil des Wirtschaftszweigs Herstellung von Kalk und gebranntem Gips (WZ 23.52), fällt zu großen Teilen als Nebenprodukt aus der Rauchgasentschwefelung oder aus chemischen Produktionsprozessen an. Diese Produkte werden aus den genannten Gründen im Weiteren nicht betrachtet. In der Grundstoffchemie (WZ 20.1) konzentrieren sich ca. 65 % des Gesamtenergieverbrauchs auf die drei Grundchemikalien Ethylen (inkl. Butadien und Propylen), Ammoniak und Chlor. Tabelle 4-1 fasst die Auswahl der Produktgruppen nach Wirtschaftszweigen zusammen und charakterisiert die Herstellung dieser nach den oben genannten Kriterien.

Tabelle 4-1: Charakterisierung der Herstellung der ausgewählten, energieintensiven Produktgruppen in Deutschland im Jahr 2013 (eigene Zusammenstellung; basierend auf DESTATIS 2014b, 2014c, 2013, 2008)

	Wirtschaftszweige nach NACE Rev. 2	Anteil Energiekosten am Bruttoproduktionswert	Endenergieverbrauch [PJ]	Produktionsmengen [Mt/a]	Spezifischer Energieverbrauch [GJ/t]	Anzahl der Produktionsprozesse	Anzahl der Produktarten	Integrationsgrad	Prozesstemperaturbereich [°C]
Holz- und Zellstoff	17.11	6 %	26,4	2,6	9,8	10	< 10	+	30-80
Papiere und Pappen	17.12	17 %	222,6	22,6	9,9	8	> 1 000	+	100-200
Chlor	20.13	42 %	44,3	3,9	11,3	6	< 10	o	200-400
Ammoniak	20.15	16 %	103,0	3,3	31,3	9	< 10	+	200-400
Ethylen; Butadien, Propylen	20.16	24 %	142,8	8,8	16,3	11	20	+	200-400
Flachglas	23.11	16 %	18,4	2,0	9,3	12	> 100	o	1 100-1 400
Behälterglas	23.13	18 %	29,5	4,0	7,5	12	50	o	1 100-1 400
Klinker und Zement	23.51	22 %	97,4	31,3	4,0	9	27	+	150-1 450
Kalk	23.52	25 %	28,2	6,0	4,7	8	11	+	150-1 450
Oxygen- und Elektrostahl	24.1	26 %	593,0	42,6	13,9	21	> 1 000	+	1 200-1 500
Primäraluminium und Sekundäraluminium	24.42	6 %	29,5	1,0	29,5	7	> 100	o	200-1 000
Summe			1 308,7	128,1		113,0			

Anmerkung: + = hoher, o = mittlerer - = niedriger Integrationsgrad

4.2 Datenerhebung

In diesem Abschnitt wird die Vorgehensweise der Datenerhebung, der Kalibrierung und der anschließenden Validierung der Datengrundlage beschrieben. Die Qualität der Datengrund-

lage hat maßgebliche Auswirkungen auf die Qualität der Ergebnisse. Die einzelanlagenspezifische Berechnungsmethode für Energieeinsparkostenkurven aus Kapitel 2 bestimmt die Anforderungen an die zu erhebenden Daten. In den nachfolgenden Unterabschnitten wird die Datenerhebung zum Anlagenbestand, zu den Energieeinsparmaßnahmen und den Rahmenparameter erläutert.

4.2.1 Anlagenbestand

Im Fokus dieser Untersuchung stehen Produktionsschritte, die unter Verwendung von Maschinen einen hohen Energieverbrauch aufweisen. Die Gesamtheit der Maschinen, die in einem Verarbeitungsschritt zum Einsatz kommen, wird als Produktionsanlage bezeichnet. Eine Kette von Produktionsanlagen ergibt einen Produktionsprozess. Die Heterogenität energieintensiver Produkte hinsichtlich chemischer und physikalischer Eigenschaften impliziert eine hohe Diversität der Produktionsanlagen. Die Erhebung von Anlagendaten erfolgt in drei Schritten (s. Abb. 4-3).

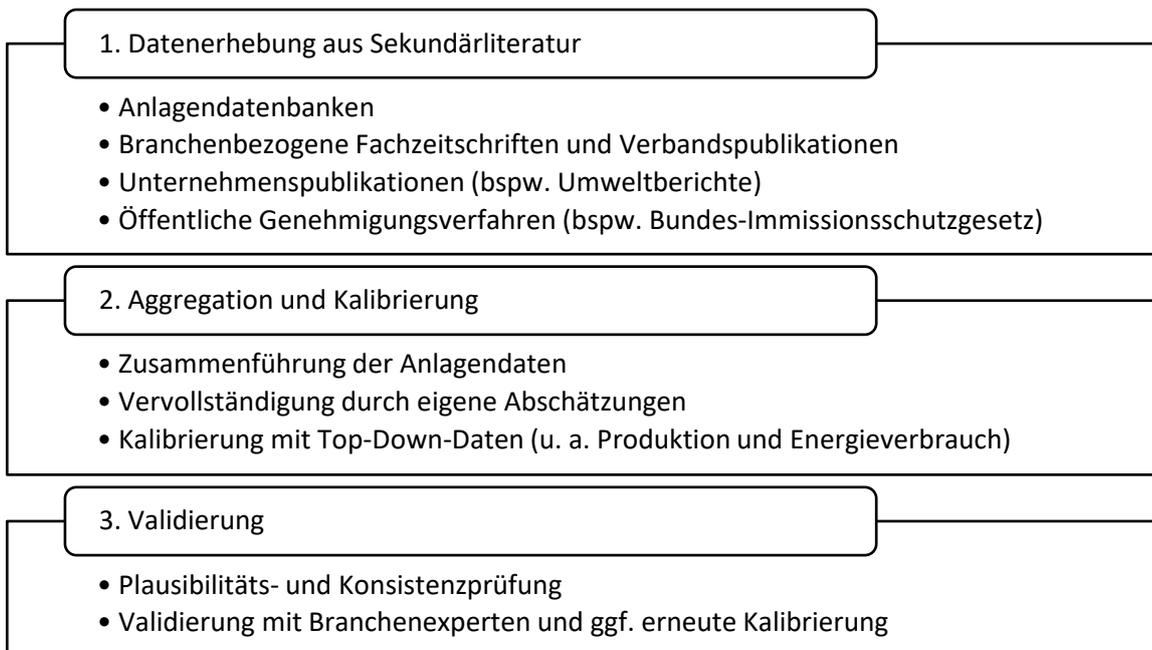


Abb. 4-3: Schematische Darstellung des dreistufigen Vorgehens zur Erhebung von Anlagenbestandsdaten in Deutschland

Im ersten Schritt wurden Anlagendaten aus unterschiedlichen Quellen der Sekundärliteratur zusammengetragen. Bestehende Datenbanken zu Produktionsanlagen lieferten zu hoch aggregierte Daten oder solche von mangelnder Qualität. Die *Plantfacts* Datenbank vom deutschen Eisen- und Stahlverband ist als Ausnahme hervorzuheben (s. VDEh 2013). Die Daten der *Plantfacts* Datenbank wurden über Jahrzehnte den Publikationen des Fachmagazins *stahl und eisen* entnommen (bspw. Hölling et al. 2011; Ney et al. 2011; Marion 2009). Diesem Ansatz folgend wurden Fachmagazine für die untersuchten Produktgruppen nach Anlagendaten durchsucht. Hervorzuheben sind hier die Fachmagazine *ZKG International* für die Zement- und Kalkherstellung (bspw. Perschall 2009), das *Pulp and Paper* Magazin für die

Papierherstellung (bspw. Rodden 2008), *gwi gaswärme international* für die Flach- Behälterglas-, Sekundäraluminium- und Sekundärkupferherstellung (bspw. Whipple et al. 2010) sowie *ewi – elektrowärme international* für die Primäraluminium-, Primärkupfer- und Chlorherstellung (bspw. Irretier und Schütt 2011). Daneben werden Fachzeitschriften von Anlagenherstellern herausgeben wie bspw. *GlassFocus* der Fa. Siemens (bspw. Siemens AG 2008) oder *Twogether* der Fa. Voith (bspw. Rieth 2002). Zusätzliche Informationsquellen sind die Umwelt- und Energieberichte, die im Rahmen von Umwelt- und Energiemanagementsystemen von Anlagenbetreibern erstellt werden (s. EMAS 2014). In diesen Berichten sind Informationen zum Energieverbrauch und zu den umgesetzten Energieeinsparmaßnahmen zu finden (bspw. Holcim (Süddeutschland) GmbH 2014; Holcim (Süddeutschland) AG 2013; Holcim (Süddeutschland) GmbH 2012). Die Datengrundlage für die 49 Zementwerke in Deutschland zum Jahr 2013 basiert bspw. insgesamt auf über 200 Einzelquellen (vgl. Brunke und Blesl 2014b). Öffentliche Genehmigungsverfahren zu Anlagenerweiterungen im Rahmen des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (BImSchG) komplementieren die Informationen über Anlagenparameter (vgl. Bezirksregierung Arnsberg 2011).

Im zweiten Schritt wurden die Anlagendaten aus den unterschiedlichen Quellen aggregiert und mit verfügbaren Top-Down Daten kalibriert. Verbände publizieren bspw. vereinzelt Informationen über die Anlagenstruktur, d. h. Anzahl und Kapazität nach Anlagentyp (bspw. VDZ 2013b; EIPPCB 2012b). Letztlich wird der Anlagenbestand mit dem Gesamtenergieverbrauch nach Energieträgern aus DESTATIS (2014b) und mit der Gesamtproduktionsmenge des jeweiligen Produktes aus DESTATIS (2014c) kalibriert.

Im letzten Schritt wird der Anlagenbestand validiert. Hierzu wird die Plausibilität der Anlagendaten mittels anlagentechnischer Zusammenhänge geprüft. So sind über die Anlagenart (bspw. Drehrohfen mit Vorcalzinierung) und die Anlagendimension (bspw. Ofenvolumen) Rückschlüsse auf die Produktionskapazität möglich. Zusätzlich wurden die erhobenen Daten mit Branchenexperten besprochen (u. a. Brunke 2012; 2013a; 2013b; 2013c; 2013d; 2013e; 2013f; 2014).

4.2.2 Energieeinsparmaßnahmen

Unter einer Energieeinsparmaßnahme werden alle technischen und organisatorischen Vorgänge zusammengefasst, die einem distinktiven und konsistenten Konzept folgen, welches zum Ziel hat, die Energieintensität einer Produktionsanlage bei gleichbleibender Energiedienstleistung zu reduzieren. Eine Bedingung ist, dass jede Umsetzung einer Energieeinsparmaßnahme mit einer Investition, d. h. mit einem Kapitalaufwand einhergehen muss. In den nachfolgenden Abschnitten wird zunächst die Art der zu untersuchenden Energieeinsparmaßnahme und deren Parameter abgrenzt und schließlich das Vorgehen zur Datenerhebung vorgestellt.

Auswahl der zu untersuchenden Energieeinsparmaßnahmen

Die Anzahl und die Art der in der Untersuchung berücksichtigten Energieeinsparmaßnahmen haben einen direkten Einfluss auf die Ergebnisse. Im Fokus der Untersuchung liegen die besten verfügbaren Technologien (BVT) für energieintensive Produktionsprozesse.

Energieeinsparmaßnahmen, die offensichtlich unwirtschaftlich sind, zum Jahr 2013 keine Marktreife aufweisen, zu keiner Endenergieeinsparung führen, oder dem Wesen nach einer Querschnittstechnologie entsprechen, sind von der Untersuchung ausgeschlossen. Prozessinnovationen, d. h. signifikante Veränderungen der physikalisch-chemischen Produktionsprozesse, werden für einen zukünftigen Ausblick erfasst. Es gilt die *ceteris-paribus* Klausel für die Rohstoff- und Produkteinsatzstruktur, sodass die Substitution von Primär- zu Sekundärprozessen und Materialeffizienzmaßnahmen nicht berücksichtigt werden. Maßnahmen, die rein darauf abzielen, Treibhausgasemissionen zu mindern, bspw. CO₂-Abscheidung und -Speicherung (engl. Carbon Capture Storage) werden ebenfalls ausgeschlossen.

Vorgehensweise zur Erhebung von Parametern von Energieeinsparmaßnahmen

Analog zur Datenerhebung des Anlagenbestands erfolgt die Vorgehensweise der Datenerhebung der Parameter von Energieeinsparmaßnahmen in drei konsekutiven Schritten (s. Abb. 4-4).

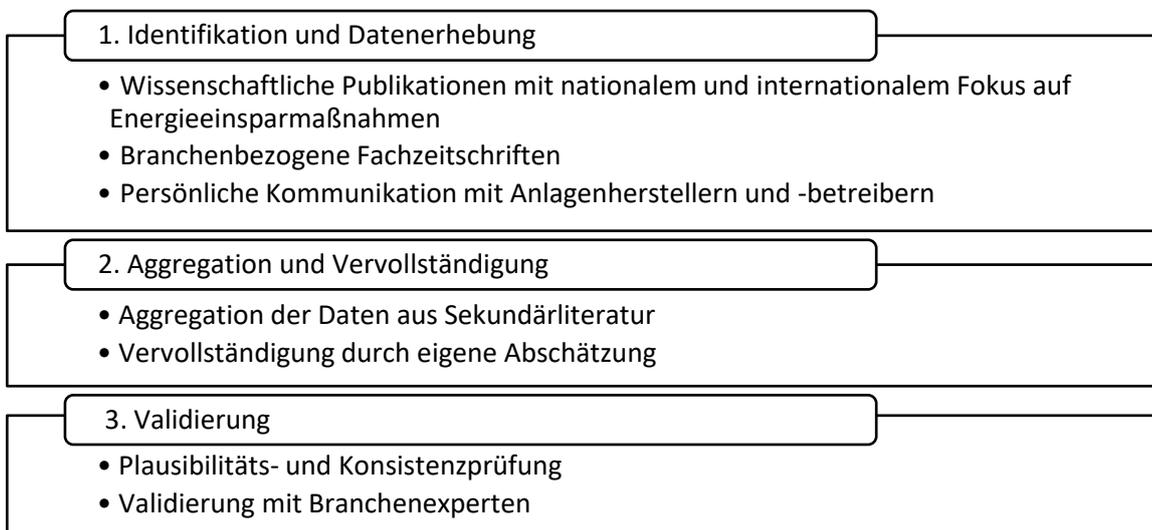


Abb. 4-4: Schematische Darstellung des dreistufigen Vorgehens zur Identifizierung und Erhebung von Parametern von Energieeinsparmaßnahmen für die Herstellung von energieintensiven Produkten in Deutschland

Um eine möglichst erschöpfende Grundgesamtheit von potenziellen Energieeinsparmaßnahmen zu erhalten, wurden Maßnahmen aus internationaler und nationaler Sekundärliteratur zusammengetragen. Gerade die Länder USA, Japan, Niederlande, Dänemark, Schweden, Großbritannien, aber auch China, verzeichnen hohe Forschungsaktivitäten zur industriellen Energieeffizienz. Zudem haben branchenspezifische Fachzeitschriften oftmals die Modernisierung und Umsetzung von Energieeinsparmaßnahmen zum Thema (bspw. ZKG 2011; Pfeifer et al. 2009; Risonarta et al. 2009). Da hier häufig die Sicht des Anlagenherstellers vertreten wird, müssen insbesondere diese Daten auf Voreingenommenheit überprüft werden. Eine weitere Quelle stellen die Leitfäden und die Best-Practice-Beispiele von staatlichen (bspw. Fahl et al. 2014; Effizienz-Agentur NRW 2005; LfU 2001) oder nicht staatlichen Organisationen (bspw. Dahlmann et al. 2010b; CSI 2009; Meyer 2008) dar.

Im zweiten Schritt werden die identifizierten Energieeinsparmaßnahmen aggregiert und ggf. durch eigene Abschätzung vervollständigt. Die Faktoren für die Umrechnungen von Energieeinsparungen, CO₂-Emissionen sowie von monetären Angaben (d. h. Wechselkurse, Preisindizes und Standortfaktoren) sind im Anhang gelistet.

Die Wirtschaftlichkeit von Energieeinsparmaßnahmen wird häufig in Amortisationszeiten angegeben. Mit Hilfe der Methode des anlegbaren Investitionsaufwands werden Amortisationszeiten in einen Investitionsaufwand umgerechnet. Hierfür wird aus den Energiekosteneinsparungen die maximale Investitionssumme einer Energieeinsparmaßnahme ermittelt, bei der diese Maßnahme unter der gegebenen Amortisationszeit noch wirtschaftlich ist (vgl. Fleiter et al. 2013; Schmid 2004). Sind keinerlei Investitionsangaben verfügbar, werden als Ultima Ratio Investitionsschätzmethoden angewandt, welche zu den jeweiligen Energieeinsparmaßnahmen in Kapitel 4.3 erläutert werden.

Im dritten und letzten Schritt wird die harmonisierte und vervollständigte Datengrundlage validiert. Zunächst erfolgt eine interne Plausibilitäts- und Konsistenzprüfung. Dies umfasst u. a. die Prüfung einer Unterschreitung der theoretischen, minimalen Energieintensität und des Zusammenhangs zwischen fossilen Energieeinsparungen und brennstoffbedingten CO₂-Emissionen sowie des Zusammenhangs zwischen Investitionsaufwand, Amortisationszeit und Nutzungsdauer mittels Umrechnungstabellen im Anhang. Abschließend werden die erhobenen Parameter mit Branchenexperten (u. a. Brunke 2013a; Brunke 2014; Brunke 2012), Anlagenbetreibern (u. a. Brunke und Steuerer 2013d; Brunke 2013b) und Anlagenherstellern (u. a. Brunke 2013e; Brunke 2013ca; Brunke 2013cb) diskutiert und ggf. angepasst.

4.3 Rahmenparameter für die Wirtschaftlichkeitsberechnung

Für die Wirtschaftlichkeitsberechnung sind u. a. Annahmen über Energieträger-, CO₂-Zertifikatspreisentwicklungen, den Betrachtungszeitraum und Diskontrate festzulegen. Ziel ist die Erstellung eines konsistenten Rahmendatensatzes, der produktübergreifend gültig ist, um die Vergleichbarkeit der Ergebnisse über die betrachteten energieintensiven Produkte zu ermöglichen, und der Sichtweise eines Anlagenbetreibers entspricht. In den nachfolgenden Abschnitten werden die einzelnen Parameter erläutert und deren Festlegung begründet.

4.3.1 Betrachtungszeitraum

Der Betrachtungszeitraum ergibt sich aus dem Start- und Endzeitpunkt der Betrachtung und hat Auswirkung auf die Energieeinsparkosten. Der Startpunkt ist aus zwei Gründen auf den Anfang des Jahres 2013 festgelegt. Erstens fallen im Jahr 2013 die Auswirkungen der globalen Finanz- und Wirtschaftskrise der Vorjahre auf die Produktions- und Energiebedarfsdaten geringer aus. So führte laut Unternehmen und Wirtschaftsverbänden eine schwache Auftragslage in den beiden Vorjahren zu geringen Produktionsauslastungen, die sich u. a. auf die Energieintensität auswirkten (vgl. VDZ 2015; Eisma 2014; Dahlmann et al. 2012). Zweitens stellt das Jahr 2013 den Kompromiss zwischen einer aktuellen und einer möglichst vollständigen Datengrundlage dar. Als Endzeitpunkte der Betrachtung wurde 2035 gewählt,

sodass bei einem durchschnittlichen Bestandsanlagenalter von 25 Jahren und einer Nutzungsdauer von bis zu 50 Jahren in dem Zeitraum der Großteil der Bestandsanlagen neu zugestellt werden muss.

4.3.2 Diskontrate

Die Diskontrate hat eine hohe Auswirkung auf die Energieeinsparkosten. In den bisherigen Studien erfährt die Diskontrate allerdings eine uneinheitliche Auslegung. Das UBA (2007) fordert eine Diskontrate von 3 % für Investitionsentscheidungen von Umweltmaßnahmen mit einer gesamtwirtschaftlichen Perspektive. Die Europäische Kommission unterstellt für die EcoDesign Richtlinie eine Diskontrate von 4 %. 10 % wird angenommen von McKane und Hasanbeigi (2011) und Wörtler et al. (2013) mit dem Hinweis, dass dies etwa den gewichteten durchschnittlichen Kapitalausgaben (engl. Weighted Average Capital Costs) von Anlagenbetreibern entspräche. Eine 12 % Diskontrate wird u. a. von CEFIC (2013), Moya et al. (2011) und Eichhammer et al. (2009) angenommen. Sathaye et al. (2010) nutzen eine Diskontrate von 30 %.

Die für die vorliegende Untersuchung festzulegende Diskontrate soll einer Sichtweise des Anlagenbetreibers entsprechen. Brunke et al. (2014) zeigten in einer Studie in der schwedischen Eisen- und Stahlindustrie, dass über 80 % der Anlagenbetreiber ausschließlich in Energieeinsparmaßnahmen mit einer Amortisationszeit von unter drei Jahren investieren. Dieses Ergebnis ist stimmig mit der Untersuchung in anderen Industrien (vgl. Fleiter 2012; Goodman et al. 2012; Hollands et al. 2011). Bei einer unterstellten technischen Anlagenutzungsdauer von 15 Jahren entspricht dies einer Amortisationszeit von drei Jahren und einer internen Verzinsung von 33 %. Diese hohe Wirtschaftlichkeitsanforderung an Energieeinsparmaßnahmen wird u. a. durch die Existenz von Hemmnissen begründet (vgl. Brunke et al. 2014; Fleiter 2012). Die Fa. ArcelorMittal Eisenhüttenstadt GmbH veranschlagt für Energieeinsparmaßnahmen eine Diskontrate von 15 %, welche sich aus Kapitalausgaben von 10 % und einem technologieunabhängigen Risikozins von knapp 5 % zusammensetzt. Die daraus resultierende 15 % Diskontrate entspricht den Annahmen von Beer et al. (2009) und Martin et al. (2000b) und bildet schließlich die Diskontrate für das Basisszenario der vorliegenden Untersuchung. Um die Auswirkungen der hier dargestellten abweichenden Diskontraten aufzuzeigen, wird die Diskontrate der Sensitivitätsanalyse mit 3 %, 15 % und 30 % variiert.

4.3.3 Energieträgerpreisannahmen und -entwicklung

Insgesamt wird in der Untersuchung zwischen 15 Energieträgern unterschieden, deren Preisentwicklung im Anhang gelistet ist. Die Energieträgerpreise für 2013 entstammen, mit Ausnahme vom Strom- und Erdgaspreis, den Annahmen von Fleiter et al. (2013). Beim Vergleich der Preisangaben von Anlagenbetreibern bzw. Anlagenherstellern (bspw. Wüning 2014; Mach 2011; Vogt et al. 2008) mit staatlichen und nichtstaatlichen Organisationen (bspw. DESTATIS 2014a; IEA 2013; Goodman et al. 2012; Beer et al. 2009) entsprachen die Angaben von Fleiter et al. (2013) einem vertretbaren Mittelmaß. Der unternehmerischen

Sichtweise folgend entsprechen die Energieträgerpreise den Endkundenpreisen, d. h. inklusive aller Abgaben und Steuern mit Ausnahme der Mehrwertsteuer. Den Energieträgern wird im Basisszenario ein moderater Energieträgerpreisanstieg von 1,5 % pro Jahr unterstellt, der in der Sensitivitätsanalyse variiert wird. Der CO₂-Zertifikatspreis entstammt dem durchschnittlichen Spotpreis für *European Emission Allowances* an der *European Energy Exchange* in 2013 von 6,75 EUR/tCO₂, welcher linear auf 35 EUR/tCO₂ in 2035 ansteigt. Dies entspricht einem Trendszenario von Wirtschaftsvereinigungen (bspw. CEFIC 2013), Forschungsinstituten (bspw. Fleiter et al. 2013) und staatlichen Organisationen (bspw. Schlesinger et al. 2014). Für die leitungsgebundenen Energieträger Strom und Erdgas wird der Energieträgerpreis in den nachfolgenden Unterabschnitten in Abhängigkeit des jährlichen Energiebedarfs angegeben.

Strompreise

Die Volatilität des Strompreises stellt für stromintensive Unternehmen ein Risiko dar, gegen das sie sich mit langfristigen Verträgen absichern. Diese Termingeschäfte sichern einen Leistungsbezug über einen bestimmten Zeitraum zu einem definierten Preis und können sowohl an der Börse als *Future* gehandelt als auch *over-the-counter* als *Forward* abgeschlossen werden. Laut Grave und Breitschopf (2014) setzen energieintensive Unternehmen in Deutschland auf eine Beschaffungsstrategie von 80 % Termingeschäften und 20 % Einkauf direkt am Spotmarkt. Neben dem Beschaffungspreis entstehen Kosten für den Transport und für die Verteilung. Nach der aktualisierten Stromnetzentgeltverordnung vom 28. Juli 2011 können energieintensive Großabnehmer individuelle Netznutzungsentgelte mit einem maximalen Preisnachlass von 80 % vereinbaren oder sich bei einer jährlichen Stromabnahme größer als 10 GWh und mehr als 7 000 Betriebsstunden fast gänzlich von dem Entgelt befreien lassen (Matthes 2013). Auf Basis von Grave und Breitschopf (2014) wird ein Netznutzungsentgelt von 6,50 EUR/MWh für das Beispielunternehmen unterstellt. Daneben müssen Anlagenbetreiber Steuern und Abgaben entrichten, für die jedoch ebenfalls Ausnahmeregelungen bestehen. So werden stromintensive Unternehmen als Sondervertragskunden von der Konzessionsabgabe vollständig befreit. Der Höchstsatz der KWK-G-Umlage für Unternehmen mit einem jährlichen Strombedarf größer als 100 MWh beträgt 0,26 EUR/MWh in 2013. Gleichsam bestehen Ausnahmen für die EEG-, die Stromnetzentgeltverordnungs- und die Offshore-Haftungsumlage. Im Stromsteuergesetz ist der Strom für stromintensive Produktionsprozesse von der Stromsteuer befreit. Für alle anderen können im Spitzenausgleich maximal 90 % der Stromsteuer rückwirkend rückerstattet werden (vgl. bdew 2014; Fürsch und Lindenberger 2012). Insgesamt ergibt sich für das Beispielunternehmen ein Strompreis ohne Mehrwertsteuer von 50,62 EUR/MWh (s. Tabelle 4-2). Dies entspricht in etwa den Angaben von Gehrckens (2013). Die Strompreisgestaltung kann abhängig vom Strombedarf von den in Tabelle 4-2 angegebenen Daten abweichen. So gibt der bdew (2014) für einen Großabnehmer mit 100 GWh/a eine mögliche Bandbreite des Strompreises von 46,3 EUR/MWh bis 150,9 EUR/MWh für 2013 an. Seefeld et al. (2007) weisen bspw. Strompreise für ein Stahlwerk von 67,1 EUR/MWh und von 113,9 EUR/MWh für ein Automobilwerk aus. Auf Grundlage von über 500 Unternehmensangaben wurde daher

eine logarithmische Regressionsanalyse des Strompreises in Abhängigkeit des Strombezugs von über 500 Angaben durchgeführt (s. Abb. 4-5).

Tabelle 4-2: Strompreiskomponenten eines stromintensiven Unternehmens in Deutschland im Jahr 2013 mit einem Strombedarf von 1 000 GWh/a (eigene Berechnung basierend auf bdew 2014; Grave und Breitschopf 2014; Matthes 2013; Fürsch und Lindenberger 2012; Rieseberg und Wörlen 2010)

Strompreiskomponenten		EUR ₂₀₁₃ /MWh
Energiebeschaffung	EPEX Spot Phelix Day Base (20 %)	(0,2)·37,78
	EEX Phelix-Base Year-Future (80 %)	(0,8)·39,08
	Gemeinkosten für Energiebeschaffung	3,80
Transport und Verteilung	Netznutzungsentgelt	6,50
Steuern und Abgaben	Konzessionsabgabe	0,00
	KWK-G-Umlage	0,26
	Stromnetzentgeltverordnung-Umlage	0,25
	Offshore-Haftungsumlage	0,27
	Stromsteuer	1,50
	EEG Umlage	0,50
	Mehrwertsteuer	-
Gesamter Strompreis		50,62

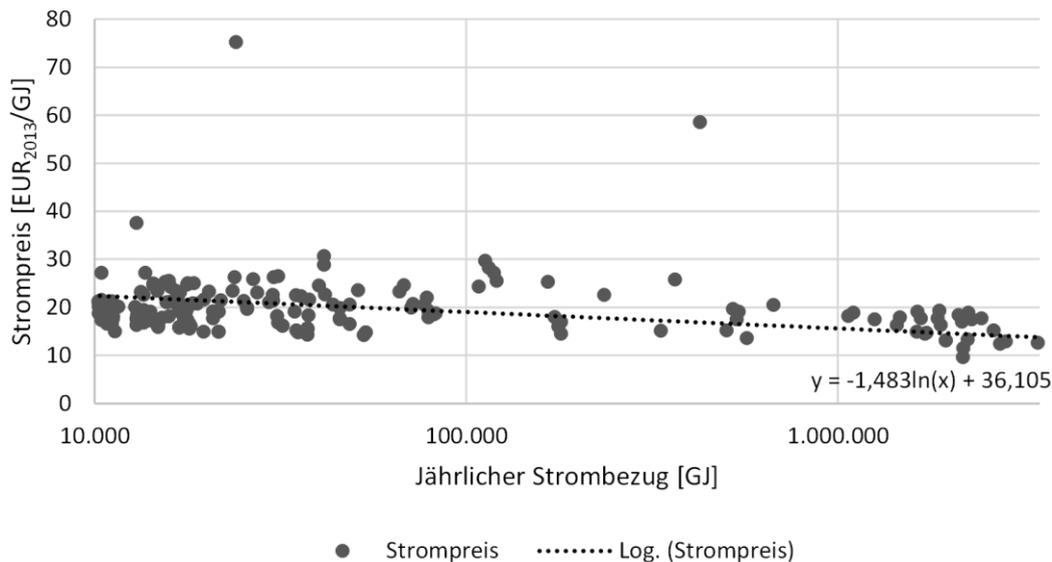


Abb. 4-5: Strompreise und jährlicher Strombedarf von Unternehmen aus den Jahren 2008 bis 2013 mit logarithmischer Regression (eigene Zusammenstellung basierend u. a. auf Energie-Agentur.NRW 2013)

Die Regressionsfunktion wird über den y-Achsenabschnitt auf den Strompreis für das Beispielunternehmen in Tabelle 4-2 kalibriert. Für die Strompreisentwicklung wurde der Referenzpreis als Summand eingefügt, der über dem y-Achsenabschnitt zu einer Parallelverschiebung der Regressionsfunktion führt. Für den Strompreis in Abhängigkeit des Strombedarfs ergibt sich aus Formel (3-11) die Formel (4-1).

$$P_{ET_j}(EB_{PAN_i}) = -1,483 \cdot \ln EB_{PAN_i} + 36,105 + k_{ET_{Strom}} + p_{ET_j,t} \quad (4-1)$$

Mit

$P_{ET_j}(EB_{PAN_i})$ Preisfunktion für den Energieträger ET_j [EUR/GJ] in Abhängigkeit vom Energieverbrauch der Produktionsanlage [GJ/a]

$p_{ET_j,t}$ Die Matrix $\mathbf{P}: \{Strom, Erdgas, \dots, Sekundärbrennstoffe\} \times \{t \in \mathbb{N} | T_{Start} \leq t \leq T_{Ende}\}, (ET_j, t) \rightarrow p_{ET_j,t}$ beinhaltet die Referenz-Energieträgerpreise und deren Entwicklung über den Betrachtungszeitraum [EUR/GJ].

$k_{ET_{Strom}}$ Kalibrierungsfaktor (-13,715) für Strompreise der Regressionsanalyse auf die durchschnittliche Energieträgerpreisentwicklung von Fleiter et al. (2013)

Erdgaspreise

Erdgas wird in der Herstellung von neun der zehn untersuchten Produktgruppen eingesetzt. Analog zum Strom ist der Erdgasbezugspreis von Unternehmen abhängig vom Handelsmarktpreis und von zusätzlichen Aufschlägen für Transport, Verteilung, Steuern und Abgaben. Das Statistische Bundesamt gibt für industrielle Abnehmer mit einem Jahresbedarf zwischen 100 TJ und 1 000 TJ einen Erdgaspreis im Jahr 2013 von durchschnittlich 10,43 EUR₂₀₁₃/GJ an (DESTATIS 2014a). Auf Basis der Angaben der Bundesnetzagentur wurden die Erdgaspreiskomponenten für ein Beispielunternehmen mit einem Jahresbedarf von 500 TJ/a abgeschätzt (s. Tabelle 4-3).

Tabelle 4-3: Erdgaspreiskomponenten eines Anlagenbetreibers in Deutschland im Jahr 2013 mit einem Erdgasbedarf von 500 TJ/a (eigene Berechnung basierend auf DESTATIS 2014a; Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt 2014)

Erdgaspreiskomponenten		EUR ₂₀₁₃ /GJ
Energiebeschaffung	Großhandelsmarktpreis	7,14
	Gemeinkosten für Energiebeschaffung (+ 10 % Marktpreis)	0,79
Transport und Verteilung	Netznutzungsentgelt	1,00
Steuern und Abgaben	Konzessionsabgabe	0,00
	Gassteuer	0,00
	Mehrwertsteuer	-
Gesamter Erdgaspreis		8,93

Analog zum Strompreis ergibt sich der Erdgaspreis u. a. in Abhängigkeit von der Erdgasbezugsmenge. In einer Umfrage im Jahr 2006 wurden 46 erdgasintensive Unternehmen zu ihrem Energieverbrauch und Erdgaspreis befragt (s. Abb. 4-6).

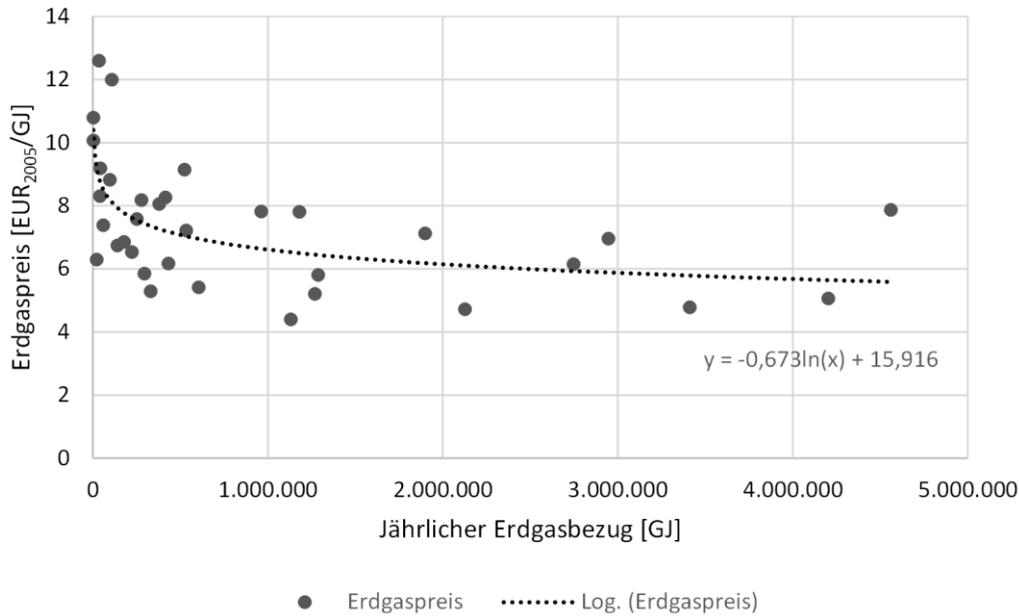


Abb. 4-6: Erdgaspreise in Abhängigkeit von der Bezugsmenge von 46 Unternehmen im Jahr 2006 mit logarithmischer Regression (eigene Darstellung basierend auf Vogt et al. 2008)

Unter der Annahme, dass sich der Zusammenhang zwischen Erdgaspreis und Erdgasbezugsmenge von 2005 bis 2013 nicht ändert, wurde die Regressionsfunktion auf den Referenzpreis in 2013 von Tabelle 4-3 über den y-Achsenabschnitt angepasst. Für den Erdgaspreis in Abhängigkeit vom Erdgasbedarf ergibt sich basierend auf Formel (3-11) die Formel (4-2).

$$P_{ET_{Erdgas}}(EB_{PAN_i}, t) = -0,673 \cdot \ln EB_{PAN_i} + 15,916 + k_{ET_{Erdgas}} + p_{ET_j}(t) \quad (4-2)$$

$P_{ET_j}(EB_{PAN_i})$ Preisfunktion für den Energieträger ET_j [EUR/GJ] in Abhängigkeit vom Energieverbrauch der Produktionsanlage [GJ/a]

$p_{ET_j,t}$ Die Matrix $\mathbf{P}: \{\text{Strom, Erdgas, ... , Sekundärbrennstoffe}\} \times \{t \in \mathbb{N} | T_{\text{Start}} \leq t \leq T_{\text{Ende}}\}, (ET_j, t) \rightarrow p_{ET_j,t}$ beinhaltet die Referenz-Energieträgerpreise und deren Entwicklung über den Betrachtungszeitraum [EUR/GJ].

$k_{ET_{Erdgas}}$ Kalibrierungsfaktor (-7,085) für Strompreise der Regressionsanalyse auf die durchschnittliche Energieträgerpreisentwicklung von Fleiter et al. (2013)

5 Techno-ökonomische Analyse von Energieeinsparmaßnahmen für energieintensive Produktionsprozesse

Energieeinsparmaßnahmen für energieintensive Produktionsprozesse werden in diesem Kapitel hinsichtlich ihres Verfahrensprinzips, ihrer technischen und ökonomischen Auswirkung auf den Energieeinsatz und auf die nicht-energetischen Betriebskosten sowie ihre Kosten analysiert. Die Analyse der Energieeinsparmaßnahme ist nach den jeweiligen Produktionsprozessen einer energieintensiven Produktgruppe strukturiert. Es folgt für jede Produktgruppe zur Einführung eine kurze Beschreibung, welche durch detailliertere und zusätzliche Erläuterungen im Anhang ergänzt wird. Zur Einordnung werden die Energieeinsparmaßnahmen mit einem sechsstelligen Identifikator (bspw. PAAL01) versehen, welcher sich aus der Produktgruppe (bspw. „PA“ für Papier- und Pappen), dem Produktionsprozess (bspw. „AL“ für Altpapieraufbereitung) und einer fortlaufenden Nummerierung (bspw. 01) zusammensetzt. Die nachfolgenden Erläuterungen zu den Energieeinsparmaßnahmen werden durch zusätzliche Angaben im Anhang ergänzt. Die untersuchten Energieeinsparmaßnahmen werden in den nachfolgenden Abschnitten 5.1.1 bis 5.1.8 nach dem zugehörigen Produktionsprozess geordnet diskutiert.

5.1 Eisen und Stahl

Deutschland ist mit 42 600 kt_{Stahl} und 89 600 Beschäftigten im Jahr 2013 die mit Abstand größte stahlerzeugende Nation in Europa und die siebtgrößte weltweit. Die Stahlherstellung hat einen Anteil von 7,7 % am Endenergieverbrauch und ist verantwortlich für 7,5 % der gesamten CO₂-Emissionen Deutschlands in 2013 (VDEh 2014). In Deutschland sind drei Produktionsrouten, d. h. *Oxygenstahl*, *Elektrostahl* und *Eisenschwamm*, im Einsatz, wobei die Oxygen- und die Elektrostahlroute die Produktion maßgeblich dominieren und im Fokus der nachfolgenden Energieeinsparmaßnahmen liegen. Die Oxygenstahlroute setzt sich im Wesentlichen aus den Produktionsanlagen Kokerei, Sinteranlage, Hochofen, Sauerstoffkonverter, Gießanlage, Warmwalzwerk und Verbundkraftwerk zusammen. Die Elektrostahlroute besteht im Wesentlichen aus dem Elektrolichtbogenofen, der Gießanlage und dem Warmwalzwerk.

Grundsätzlich orientiert sich die Auswahl der untersuchten Produktionsanlagen an dem Wirtschaftszweig WZ 24.10 *Erzeugung von Roheisen, Stahl und Ferrolegierungen* (vgl. eurostat 2008). Obwohl die Kokerei dem Wirtschaftszweig WZ 19 *Kokerei und Mineralölverarbeitung* angegliedert ist, ist sie doch fester Bestandteil des integrierten Hüttenwerks und wird ebenfalls in die Untersuchung einbezogen (vgl. Siitonen et al. 2010). In Deutschland existiert nur eine Kokerei, die nicht in einen Hüttenverbund integriert und ebenfalls in der Untersuchung erfasst ist. Aufgrund der Vielzahl von Verfahrensschritten in Kombination mit einem geringen Energiesatz wird die Sekundärmetallurgie nicht untersucht. Abb. 5-1 fasst die bilanzierten Produktionsprozesse mit den Ein- und Ausgangsströmen, d. h. Rohstoffe, Energieträger, Zwischen- und Kuppelprodukte zusammen. Die Produktionsrouten, die einzelnen Produktionsanlagen, der Anlagenbestand sowie der Energieverbrauch sind detaillierter im Anhang beschrieben.

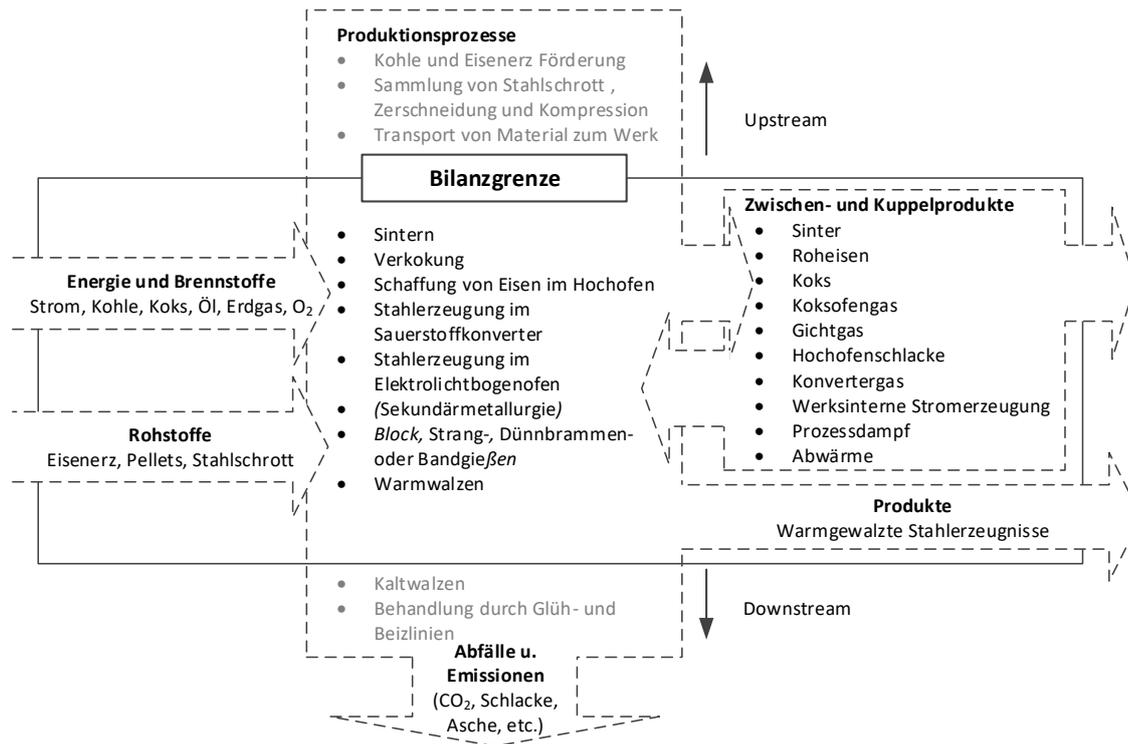


Abb. 5-1 Bilanzierte Produktionsprozesse und Energie- und Stoffströme bei der Herstellung von Eisen und Stahl in Deutschland

5.1.1 Kokerei

In der Kokerei wird Kohle unter Energieeinsatz zu Koks veredelt. Koks wird aufgrund seiner günstigen Permeabilität als wesentliches Reduktionsmittel im Hochofen benötigt. Die Kokerei ist üblicherweise Bestandteil eines integrierten Hüttenwerks und wird detaillierter im Anhang C beschrieben. Die nachfolgenden Energieeinsparmaßnahmen konzentrieren sich auf die Rückgewinnung des energiereichen Koksofengases (EICO01), welches als Nebenprodukt entsteht, sowie auf die Löschung des Koks (EICO02 und EICO03).

Optimierte Koksofengasverwertung (EICO01)

Koksofengas besteht aus 50 % H₂, 25 % CO, 20 % CH₄ und 5 % CO₂ und ist mit 18 - 21 MJ/m³ energiereich (Towsey et al. 2011). Aus wirtschaftlicher Sicht bedeutet jeder Fackelvorgang einen Verlust für den integrierten Hüttengasverbund, da das Koksofengas zur Unterfeuerung der Sinteranlagen und zur Beheizung des Warmwalzwerks genutzt wird. Zudem existieren Überlegungen, Koksofengas zur Herstellung von Methanol (vgl. Johansson und Söderström 2011; Bender et al. 2008), Wasserstoff (vgl. Turpeinen et al. 2008), Synthesegas (vgl. Zhang et al. 2010), oder als Reduktionsmittel in der Herstellung von Eisenschwamm (vgl. Johansson und Söderström 2011) einzusetzen. Nach VDEh (2014) und Diemer et al. (2004) wurden 2003 518 m³/t_{Koks} erzeugt und 438 m³/t_{Koks} genutzt. Eine Nutzungsrate von 484 m³/t_{Koks} gilt als guter Praxiswert, welcher u. a. durch eine verbesserte Steuerung und Regelung des Hüttengasverbundes realisierbar ist (vgl. Liszio et al. 2012). Das zusätzlich verwertbare Koksofengas mindert den Erdgasverbrauch und berechnet sich aus der Differenz zwischen der aktuellen und der optimalen Verwertungsrate (s. Formel

(5-1)). Für die Umsetzung sind Investitionen in die Kokerei von 0,5 EUR₂₀₁₃/t_{Koks} (vgl. Worrell et al. 2010) und in den Hüttengasverbund von 4,5 EUR₂₀₁₃/t_{Koks} (vgl. US-EPA 2000) notwendig, sodass ein Gesamtaufwand von 5,0 EUR₂₀₁₃/t_{Koks} angenommen werden kann.

$$\begin{aligned}
 EIR_{EEM_{EICO01}, ET_{Erdgas}, PAN_{i,t}} & \\
 &= (484 \text{ m}^3/\text{t}_{\text{Koks}} - KOG_{PAN_{i,t}}) \cdot 0,01741 \text{ GJ/m}^3 \\
 &\cdot KAP_{PAN_{i,t}} \cdot AUS_{PAN_{i,t}}
 \end{aligned} \quad (5-1)$$

Mit

$EIR_{EEM_{EICO01}, ET_{Erdgas}, PAN_{i,t}}$	Energieintensitätsreduktion von Erdgas durch die Energieeinsparmaßnahme EEM_{EICO01} [GJ/t _{Produkt}]
$KOG_{PAN_{i,t}}$	Koksofengasverwertungsrate vor Maßnahmenumsetzung [m ³ /t _{Koks}]
$KAP_{PAN_{i,t}}$	Kapazität der Produktionsanlage PAN_i [t _{Koks} /a]
$AUS_{PAN_{i,t}}$	Auslastung der Produktionsanlage PAN_i [%]

Kokstroekenkühlung (EICO02)

In einer Kokerei wird bei Temperaturen von 1 000 bis 1 400 °C über einem Zeitraum von 16-25 h Kohle zu Koks veredelt. Direkt im Anschluss wird der glühende Koks mit Wasser gelöscht, wobei die in ihm enthaltene Wärmeenergie als Wasserdampf ungenutzt verlorengeht. Ziel des Kokstroekenkühlverfahrens (engl. Coke Dry Quenching) ist es, diese Wärmeenergie zu nutzen. Hierzu wird das glühende Koks mit einem Kühlgas von 1 100 °C auf 200 °C abgekühlt. Das Kühlgas strömt nach einer Grobstaubabscheidung mit einer Temperatur von über 800 °C in einen Abhitzekeessel. Es wird Heißdampf mit einer Temperatur von 480 °C bis 500 °C und einem Druck von 64 bar erzeugt, der mittels einer Dampfturbine verstromt werden kann (Liszio et al. 2012). Die ungefähr 1,7 GJ/t_{Koks} Wärmeenergie (vgl. Schlomann et al. 2011; Xu und Da-qiang 2010) können in 0,55 GJ_{Strom}/t_{Koks} (vgl. JCI 2007; US-EPA 2010) umgewandelt werden. Der Einsatz der Kokstroekenkühlung ist nicht unumstritten, da wesentliche Teile der Kokerei umgebaut und u. U. in eine Ersatzanlage für Koksnasslöschung investiert werden muss (Brunke 2012; Schlomann et al. 2011). Die Investitionen für eine Produktionskapazität von 2 000 kt/a betragen 99,0 EUR₂₀₁₃/t_{Koks} mit zusätzlichen spezifischen Betriebskosten aufgrund des intensiveren Wartungsbedarfs von 0,7 EUR₂₀₁₃/t_{Koks} (vgl. Schlomann et al. 2011; US-EPA 2010; EIPPCB 2009b; NEDO 2008).

Kokslöschung mit Koksstabilisierung (EICO03)

Neben der Kokstroekenkühlung (EICO02) lässt die novellierte Verwaltungsvorschrift *Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft* vom Jahr 2002 auch die Kokslöschung mit Koksstabilisierung (engl. Coke Stabilization Quenching) für den Neubau von Kokereien in Deutschland zu (s. BMU 2002). Dieses Verfahren basiert auf einer Kombination aus Sumpfund Duschlöschung, die zusammen mit Einbauten zur Staubabscheidung in einem 70 m hohen Löschurm untergebracht sind. In Folge der hohen Löschgeschwindigkeit wird der Koks extrem durchgewirbelt und mechanisch beansprucht, woraus der namensgebende Stabilisierungseffekt resultiert (Liszio et al. 2012). Durch die schnelle Löschung fällt die gewonnene Menge an Koksgrus geringfügig größer aus (vgl. EIPPCB 2012a). Die Brennstoffeinsparungen werden auf 1,5 % bzw. 0,10 GJ/t_{Koks} geschätzt (vgl. IIP 2012; Liszio et al. 2012). Die Investitionen und Betriebskosten seien nach Liszio et al. (2012) und EIPPCB (2012a)

gegenüber der Kokstrockenkühlung zwar um ein vielfaches geringer, konkrete Investitionsangaben sind jedoch nicht verfügbar. Zur Investitionsschätzung wurde die Methode von Timms, eine Zuschlagfaktormethode bei der die Anlage in funktionale Einheiten zerlegt und die Kosten über empirische Funktionen in Abhängigkeit von der Kapazität und der Komplexität ermittelt (vgl. Marquet 2014), angewandt und auf 2,4 EUR₂₀₁₃/t_{Koks} berechnet.

5.1.2 Sinteranlage

In der Sinteranlage werden eisenhaltige Feinerze zusammen mit Koksgrus, Kalksplit und weiteren Zuschlagstoffen bei Temperaturen von bis zu 1 480 °C agglomeriert. Das Produkt wird als gebrochener Sinterkuchen dem Hochofen zugeführt. Die Sinteranlage ist Bestandteil eines integrierten Hüttenwerks und wird im Anhang C detaillierter erläutert. Die nachfolgenden Energieeinsparmaßnahmen konzentrieren sich auf die Abwärmenutzung zur Brennluftvorwärmung (EISI01), Dampferzeugung und Verstromung (EISI02) und auf die Sinterabgasrückführung (EISI03, EISI04).

Brennluftvorwärmung durch Sinterkühlerabwärmenutzung (EISI01)

Aufgrund der Temperaturen von bis 1 480 °C, die im Sinterprozess benötigt werden, sind die Möglichkeiten zur Wärmerückgewinnung vielfältig. 40 bis 45 % der Sinterkühlerabwärme kann zur Brennluftvorwärmung genutzt werden, was sich in 54 MJ/t_{Sinter} Brennstoffeinsparungen niederschlägt (Brunke 2012; Schlomann et al. 2011). Für das Anwendungspotenzial wird unterstellt, dass Sinteranlagen mit Drehkühler nicht mit einer Abwärmenutzung nachgerüstet werden können. Die Investitionen werden hierfür mit 4,2 EUR₂₀₁₃/t_{Sinter} berechnet (Hasanbeigi et al. 2013b).

Sinterabgaswärmenutzung zur Dampferzeugung und Verstromung (EISI02)

Das Abgas hat über die Länge der Sinteranlage eine unterschiedliche Ausprägung hinsichtlich der Menge, der Zusammensetzung und der Temperatur. So steigt ab dem hinteren Drittel der Anlage die Abgastemperatur auf 400 °C im Maximum an, aber ebenso der Anteil von SO₂ und Dioxinen im Abgasstrom. Eine Herausforderung bei der Abgaswärmerückgewinnung sind die abrasiven und korrosiven Elemente (vgl. Schlomann et al. 2011), das Dioxin im Abgas und die Gefahr von Taupunkttemperaturunterschreitungen (Brunke 2012). Durch die Umsetzung können 51 MJ/t_{Sinter} Dampf und 38 MJ/t_{Sinter} Strom bei Investitionen von 5,2 EUR₂₀₁₃/t_{Sinter} rückgewonnen werden (vgl. US-EPA 2010; Rubel et al. 2009; JCI 2007).

Partielle Sinterabgasrückführung (EISI03)

Bei der partiellen Sinterabgasrückführung werden die Abgase aus der zweiten Hälfte der Sinteranlage gesammelt und über die gesamte Sinterstrecke rezirkuliert. Der Restsauerstoff in dem Rückführgas ist für die Oxidation der Abgase ausreichend und stellt zusätzliche Prozesswärme bereit. Wenn das Abgas rezirkuliert wird, wird der Staub im Sinterbett gefiltert, die Dioxine aufgrund der hohen Temperaturen vermindert und SO₂ sowie Chlorverbindungen absorbiert. Insgesamt führt die Maßnahmen zu Brennstoffeinsparungen von 12,5 % bzw. 213 MJ/t_{Sinter} (vgl. Arens et al. 2012; EIPPCB 2012a; Worrell et al. 2008b). Für die Prozessgebläse wird jedoch zusätzlich ein Strombedarf von 10 MJ/t_{Sinter} Strom benötigt

(EIPPCB 2012a). Der Investitionsaufwand wird auf 8,5 EUR₂₀₁₃/t_{Sinter} geschätzt. Ein Hemmnis für die Umsetzung können die Schadstoffvorgaben der technischen Anleitung zur Reinhaltung der Luft darstellen, da diese in Relation zum Abgasstrom begrenzt werden und der absolute Abgasstrom durch die Rezirkulation gemindert wird (vgl. Brunke 2012; BMU 2002).

Selektive Sinterabgasrückführung (EISI04)

Im Gegensatz zur partiellen Sinterabgasrückführung werden bei der selektiven Abgasrückführung die Abgase über die gesamte Länge der Sinterstrecke aufgefangen. Um den notwendigen Unterdruck zu erreichen, wird ein weiteres Gebläse für die Rückführung parallel zum bestehenden Prozessgebläse installiert. Erstmals wurde die Maßnahme an der Sinteranlage Nr. 5 in Linz umgesetzt und führte zu einer Steigerung der Produktionskapazität um 30 %, Kokseinsparungen von 4 kg/t_{Sinter} sowie Erdgaseinsparungen von 10 MJ/t_{Sinter} die sich in kumulierte Energieeinsparungen von 124 MJ/t_{Sinter} niederschlugen (vgl. Reidetschläger et al. 2012; EIPPCB 2012a). Der Investitionsaufwand wird bei einer durchschnittlichen Anlage mit einer Saugfläche von 250 m² auf 8,5 EUR₂₀₁₃/t_{Sinter} berechnet. Analog zur partiellen Sinterabgasrückführung können die Schadstoffvorgaben der technischen Anleitung zur Reinhaltung der Luft ein Hemmnis darstellen, da diese in Relation zum Abgasstrom begrenzt werden und der absolute Abgasstrom durch die Rezirkulation gemindert wird (vgl. Brunke 2012; BMU 2002).

5.1.3 Hochofen

Im Hochofen wird der eisenoxidhaltige Sinter mit Hilfe der Reduktionsmittel Koks und Kohlenstaub sowie den Additiven Kalk und Kalkstein zu Eisen reduziert. Es entstehen flüssiges Roheisen, Hochofenschlacke und das sogenannte Gichtgas. Der Hochofen wird im Anhang C detaillierter beschrieben. Die nachfolgenden Energieeinsparmaßnahmen umfassen die Einsparung von Koks als Reduktionsmittels (EIBF01; EIBF05; EIBF06), die Nutzung des Gichtgases (EIBF02; EIBF03; EIBF05) und die Abwärmenutzung (EIBF04).

Erhöhte Kohlenstaubeinblasung (EIBF01)

In den 1980igern wurde die Kohlenstaubeinblasung (engl. Pulverised coal injection) eingeführt und ist heute Stand der Technik. Auf jede Tonne Kohle, die im Hochofen eingeblasen wird, entfällt die energieintensive Produktion von 0,9 Tonnen Koks (vgl. Du und Chen 2006). Seitdem wird eine Vielzahl von Reduktionsmitteln als Substitut von Koks im Hochofen eingesetzt u. a. Holzkohle (vgl. Babich et al. 2010), Erdgas (vgl. Chu et al. 2006), Koksofengas (vgl. US-EPA 2000), Plastik bzw. Plastikabfälle (vgl. Chu et al. 2006) und Biomasse (vgl. Ziebig und Stanek 2001). Die Gesamtzahl an Reduktionsmitteln für die Eisenerzeugung kann in einem Kohlenstoff-Wasserstoff-Elektron-Dreieck dargestellt werden (vgl. AISI 2010). Die Substitution ist u. a. durch die strukturelle Integrität im Hochofen zur Aufrechterhaltung der Durchgasbarkeit eingeschränkt. Das Maximum der Kohlenstaubeinblasung wird mit 225 kg_{Kohle}/t_{Roheisen} angegeben (vgl. EIPPCB 2012a; Worrell et al. 2010; Ribbenhed et al. 2008; JCI 2007, MAN 2007). In Deutschland liegt die übliche Einblasrate bei 175 kg_{Kohle}/t_{Roheisen} (Brunke 2012). Die Energieeinsparungen der Kohlenstaubeinblasung ergeben sich aus der Differenz zwischen der maximalen und der aktuellen Einblasrate (s.

Formel (5-2)). Zur Umsetzung müssen die Tuyère, d. h. die Einblasdüsen für den Kohlenstaub am unteren Bereich des Hochofens, an den Hochofen mit einer Investition von 9,9 EUR₂₀₁₃/t_{Sinter} (JCI 2007) angepasst bzw. nachgerüstet werden.

$$\begin{aligned}
 EIR_{EEM_{EIBF01}, ET_{Kokks}, PAN_i, t} &= \left(0,25 \cdot t_{Kohle} / t_{Roheisen} - PCI_{PAN_i} \right) \cdot 0,9 \cdot t_{Kokks} / t_{Kohle} \\
 &\cdot 3,45 \text{ GJ} / t_{Kokks} \cdot KAP_{PAN_i} \cdot AUS_{PAN_i}
 \end{aligned} \quad (5-2)$$

Mit

$EIR_{EEM_{EICO01}, ET_{Erdgas}, PAN_i, t}$	Energieintensitätsreduktion von Erdgas durch die Energieeinsparmaßnahme EEM_{EICO01} [GJ/t _{Produkt}]
$PCI_{PAN_i, t}$	Kohlenstaubeinblasrate vor Maßnahmenumsetzung [$t_{Kohle} / t_{Roheisen}$]
$KAP_{PAN_i, t}$	Kapazität der Produktionsanlage PAN_i [$t_{Roheisen} / a$]
$AUS_{PAN_i, t}$	Auslastung der Produktionsanlage PAN_i [%]

Verminderte Gichtgasverluste beim Doppelglockenverschluss (EIBF02)

Zwischen 1 200 und 2 000 m³/t_{Roheisen} Gichtgas werden durch die Oxidation von Kohlenstoff im Hochofen produziert. In Deutschland wurden in 2010 durchschnittlich 1 848 m³/t_{Roheisen} zurückgewonnen (Ghenda 2011). Bei Hochöfen mit Doppelglocke gehen laut US-EPA (2010) 1,5 % des Gichtgases jedes Mal verloren, wenn der Hochofen beschickt wird. Die Gasverluste können minimiert werden, wenn das unter Druck stehende Gichtgas durch die Doppelglocke in das Niederdruck-Gassystem abgelassen wird, bevor die Glocke für die Beschickung geöffnet wird. Die zusätzlichen zurückgewonnenen Mengen an Gichtgas liegen bei 66 MJ_{BFG}/t_{Roheisen} (vgl. US-EPA 2010; Worrell et al. 2010). Die Investitionen betragen 0,5 EUR₂₀₁₃/t_{Roheisen}

Gichtgasentspannungsturbine (EIBF03)

Das Gichtgas an der Spitze des Hochofens weist einen Druck von bis zu drei bar bei einer Temperatur von 200 °C auf. Acht von 16 Hochöfen in Deutschland nutzen in 2013 die Druckdifferenz zwischen dem Gichtgas und dem Hüttengasverbund und entspannen es über eine Gichtgasentspannungsturbine (engl. Top Pressure Recovery Turbine). Die Turbine kann Leistungen bis zu 35 MW_{el} aufweisen (vgl. Kawasaki Heavy Industries 2010) und im Durchschnitt ungefähr 130 GWh/a Strom erzeugen (vgl. Dahmann et al. 2010b). Die spezifische Stromerzeugung liegt zwischen 54-216 kWh/t_{Roheisen} und wird u. a. in Abhängigkeit von der Druckdifferenz und dem Volumenstrom berechnet (vgl. Xu und Da-qiang 2010; IEA 2007). Formel (5-3) zeigt die Berechnung der spezifischen Leistung der Gichtgasturbine (Oda et al. 2007). Nicht-energetische Vorteile sind die verbesserte Kontrolle des Innendrucks und verminderte Lärmemissionen bei einem Investitionsaufwand für einen 1 000 kt/a Hochofen von 7,1 EUR₂₀₁₃/t_{Roheisen} (NEDO 2008).

$$P = \rho \cdot \eta \cdot Q \cdot c_p \cdot T_1 \cdot \left\{ 1 - \left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{\frac{k-1}{k}} \right\} \quad (5-3)$$

mit

P	Elektrische Erzeugungsleistung [kW]
ρ	Dichte des Gichtgases [kg/m ³]
Q	Volumenstrom des Gichtgases [m ³ /h]
c_p	Wärmekapazität des Gichtgases [kcal/ (kg K)]
T_1	Eintrittstemperatur in die Turbine [K]
p_1, p_2	Gasdruck vor und nach der Turbine [bar]
k	Adiabatischer Exponent des Gichtgases

Abwärmenutzung von Hochofenschlacke (EIBF04)

In Hochöfen entstehen 250 bis 300 kg Hochofenschlacke je Tonne Roheisen mit einer Temperatur von ca. 1500 °C. Die Hochofenschlacke wird in Deutschland seit mehr als 100 Jahren zu Hüttensand (d. h. granulierter Hochofenschlacke) weiterverarbeitet, welcher u. a. als Klinkersubstitut in der Zementherstellung eingesetzt wird. 2009 wurden in Deutschland über 80 % oder 4,48 Mt Hüttensand für die Herstellung von Hochofenzement eingesetzt (Ghenda 2011; Dahmann et al. 2010b). Neben der Rohstoffnutzung bietet sich die Nutzung der enthaltenen Wärmeenergie von 1,8 GJ/t_{Schlacke} u. a. zur Dampferzeugung an (vgl. Rycroft 2014; EIPPCB 2012a; Xie 2010). Eine Dampferzeugung von 70 MJ/t_{Roheisen} (vgl. EIPPCB 2012a; Schlomann et al. 2011) kann bei einer Investition von 3,3 EUR₂₀₁₃/t_{Roheisen} erreicht werden (vgl. MetSoc 2010).

Gichtgasrückführung (EIBF05)

Aufgrund des hohen CO-Gehalts von 40-50 %_{vol.} hat das Gichtgas das Potenzial als Reduktionsmittel im Hochofen eingesetzt zu werden. Der Hochofen mit Gichtgasrückführung (engl.: Top Gas Recycling Blast Furnace) wird als Prozessinnovation gesehen (vgl. Hirsch et al. 2012; Kuramochi et al. 2011; Schlomann et al. 2011; Meijer et al. 2009; Bender et al. 2008). Hierbei wird das Gichtgas aufgefangen, gereinigt, optional das CO₂ abgeschieden und über Schacht- und Herdblasformen in Kombination mit kaltem Sauerstoff zurückgeführt (Hirsch et al. 2012). Das Einblasen des rückgeführten Gases in den unteren Schachtbereich des Hochofens fährt die Boudouard-Reaktion deutlich zurück, sodass eine Vorreduktion des Eisenerzes eintritt. Es wird mit Kokseinsparungen in Höhe von 38 bis 39 % gerechnet (Hirsch et al. 2012; EC 2010). Gleichzeitig stehen 80 bis 90 % des Gichtgases dem Hüttengasverbund nicht mehr zur Verfügung, sodass bei einer spezifischen Nutzung von 3,8 GJ/t_{Roheisen} (vgl. Ghenda 2011) die Energieeinsparungen auf 0,9 GJ_{Koks}/t_{Roheisen} zu beziffern sind (vgl. Schlomann et al. 2011; Hirsch et al. 2012). Die Opportunitätskosten durch den Erdgaszukauf für den Hüttengasverbund führen zu zusätzlichen Betriebskosten von 8,5 EUR₂₀₁₃/t_{Roheisen}. Die zusätzlichen Investitionen belaufen sich auf 106,6 EUR₂₀₁₃/t_{Roheisen} (EC 2010).

Holz Kohle aus Biomasse als Reduktionsmittel (EIBF06)

Reduktionsmittel aus Biomasse sollen zur Erreichung von CO₂-Minderungszielen einen zusätzlichen Beitrag leisten (vgl. Mathieson et al. 2011; Babich et al. 2010; Xu und Da-qiang

2010; AISI 2010; Norgate und Langberg 2009). Der Begriff Biomasse umschreibt biologisch produziertes Material, was bereits brennfähig ist, oder unter Ausschluss von Sauerstoff in Holzkohle konvertiert werden kann. Die Einblasung von Holzkohle erfordert nur eine geringe Anpassung von Hochöfen, die bereits für die Kohlenstaubeinblasung gerüstet sind. Holzkohle wird u. a. in Brasilien mit Einblasraten von $150 \text{ kg}_{\text{Holzkohle}}/\text{t}_{\text{Roheisen}}$ angewandt. Die Holzkohle beeinträchtigt die Reaktionsfähigkeit des Koks, indem sich eine sehr dünne Schicht von Holzkohlenasche auf dem Koks ablagert und dieses vor der endothermen Reaktion am Boudouard-Gleichgewicht schützt (Babich et al. 2010). Die Nutzung von $137,8 \text{ kg}/\text{t}_{\text{Roheisen}}$ führt zu Energieeinsparungen von $569 \text{ MJ}/\text{t}_{\text{Roheisen}}$ bei CO_2 -Minderungen von $382 \text{ kg}_{\text{CO}_2}/\text{t}_{\text{Roheisen}}$ (vgl. Mathieson et al. 2011). Die zusätzlichen Betriebskosten für die Holzkohle werden auf Grundlage der Herstellungskosten von Norgate und Langberg (2009) auf $15,1 \text{ EUR}_{2013}/\text{t}_{\text{Roheisen}}$ berechnet.

5.1.4 Sauerstoffkonverter

Im Sauerstoffkonverter wird der Kohlenstoff im flüssigen Roheisen aus dem Hochofen in einer exothermen Reaktion von 5 % auf unter 1 % reduziert. Es entstehen flüssiger Stahl und Konvertergas. Der Sauerstoffkonverter ist detaillierter im Anhang beschrieben. Die zwei nachfolgenden Energieeinsparmaßnahmen behandeln die Rückgewinnung des, im Vergleich zum Gichtgas, energieärmeren Konvertergases (EIBO01) und die optimierte Steuerung des Konvertierungsprozesses (EIBO02).

Konvertergasrückgewinnung (EIBO01)

Zur Herstellung einer Tonne Rohstahl werden ca. 110 m^3 Sauerstoff in den Sauerstoffkonverter geblasen, sodass ca. 100 m^3 Kohlenstoffmonoxid mit einem Heizwert zwischen $8,37 \text{ MJ}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ (vgl. JCI 2007), $8,78 \text{ MJ}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ (vgl. Worrell et al. 2010), $9,00 \text{ MJ}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ (vgl. Arens et al. 2012) und $9,20 \text{ MJ}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ (vgl. Marion 2009) erzeugt werden. Durch die exotherme Reaktion kann der Sauerstoffkonverter bilanziell einen negativen Energieverbrauch von $0,4\text{-}0,7 \text{ GJ}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ aufweisen (vgl. Siitonen et al. 2010). In 2012 waren 60 % der Sauerstoffkonverter in Deutschland mit einer Rückgewinnung ausgestattet (Arens et al. 2012). Praxiserfahrungen zeigen eine spezifische Rückgewinnungsrate von $0,75 \text{ GJ}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ (vgl. Brunke 2012; Worrell et al. 2010; IEA 2007). Eine hohe Komplexität der Integration des energiearmen Gases in den Hüttengasverbund drückt sich in einem vergleichsweise hohen Investitionsaufwand von $38,0 \text{ EUR}_{2013}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ aus (US-EPA 2010).

Verbesserte Prozessüberwachung und –steuerung (EIBO02)

Das Verhältnis von Kohlenstoffmonoxid zu Kohlenstoffdioxid im Abgas gibt Aufschluss über den Kohlenstoffgehalt und die Schmelzbadtemperatur der Schmelze. Eine Echtzeitüberwachung dieser Parameter kann bei der Temperaturregelung unterstützen und ein Nachblasen reduzieren (AISI 2010; Woidasky et al. 2012). Beim Nachblasen wird solange Sauerstoff eingeblasen, bis eine Farbänderung des Rauches anzeigt, dass nahezu sämtlicher Kohlenstoff oxidiert wurde. Eine frühzeitige Kenntnis über diesen Zeitpunkt führt zu Sauerstoffeinsparungen und zu einer erhöhten Produktivität (vgl. Woidasky et al. 2012; Ghenda 2011; AISI 2010; Fandrich et al. 2009; Köchner und Lamp 2009; Zuliani et al. 2009; Bender et al. 2008). Kommerzielle Systeme können durch eine Echtzeit-Analyse der Abgase eine

Endzeitvorhersage 20 bis 40 Sekunden vor dem Rauchgasfarbwechsel ermöglichen (vgl. tenova 2011; Zuliani et al. 2009). In der Praxis führten solchen Systeme zu einer Minimierung der Übertemperaturen, einer Senkung der durchschnittlichen Schmelzbadtemperatur um 10 K sowie zu Stromeinsparungen von 18 MJ/t_{Rohstahl} bei Investitionen von 0,6 EUR₂₀₁₃/t_{Rohstahl} (Bender et al. 2008).

5.1.5 Elektrolichtbogenofen

Der Elektrolichtbogenofen (engl. Electric Arc Furnace) ist die zentrale Produktionsanlage der Sekundär- bzw. Elektrostahlroute. Im Elektrolichtbogenofen wird Stahlschrott mit Hilfe von elektrischer Energie zu flüssigem Rohstahl geschmolzen. Die Sekundärroute und der Elektrolichtbogenofen werden detaillierter im Anhang C erläutert. Die nachfolgenden Energieeinsparmaßnahmen optimieren den Prozess bestehender Öfen (EIEA01, EIEA02, EIEA03, EIEA07), Nutzen die Abwärme (EIEA05) oder Tauschen den bestehenden Ofen durch ein neues Ofensystem aus (EIA04, EIA06, EIEA08).

Verbesserte Schaum Schlackenkontrolle (EIEA01)

Bei der Schaum Schlackentechnik wird die schmelzflüssige Schlacke auf dem Metallbad aufgeschäumt und umhüllt so die Elektroden. Der Schaum fungiert als eine thermische Dämmschicht, welche die Strahlungsverluste mindert (vgl. Fandrich et al. 2009), einen stabilen Lichtbogen unterstützt und den Schallpegel reduziert (vgl. Reichel et al. 2009). Die Schaumbildung wird durch das Einblasen von Kohlenstoff und Sauerstoff erreicht. Zusätzliche Einsparungen lassen sich durch eine automatisierte und zustandsbasierte Regelung der Schaumschicht erzielen (vgl. Bandusch et al. 2012). Durch eine körperschallbasierte Detektion lassen sich die Höhe und die Verteilung der Schaum Schlacke genau bestimmen. Es werden Energieeinsparungen von 2 % bzw. 41 MJ/t_{Rohstahl} für Strom und 32 % bzw. 65 MJ/t_{Rohstahl} für Blaskohle (Lech-Stahlwerke 2012) erzielt. Es sind ein zusätzlicher Steuer- und Regelkreis sowie ein Vibrationssensor an der wassergekühlten Ofenwand mit Investitionen von 3,4 EUR₂₀₁₃/t_{Rohstahl} notwendig (vgl. Bandusch et al. 2012).

Bodenspülung (EIEA02)

Bei der Bodenspülung oder auch Bodenrührung (engl. „Bottom Stirring“) wird ein Edelgas in den Boden des Elektrolichtbogenofens eingeblasen, was zu einer verbesserten Vermischung und stärkeren Schlacke-Metall-Grenzfläche führt und den Stoffübergang verbessert. Daraus resultiert eine Verbesserung der Entkohlungs- und Entschwefelungsraten, der thermischen und chemischen Homogenität des flüssigen Stahls, eine kürzere Schmelzzeit und eine höhere Effizienz der Sauerstoff- und Kohlenstoffzugabe (Kirschen et al. 2009). Die kürzeren Abstich-zu-Abstich Zeiten resultieren in einer Stromeinsparung von 70 MJ/t_{Rohstahl}. Der Investitionsaufwand für die Nachrüstungen wird auf 1,04 EUR₂₀₁₃/t_{Rohstahl} geschätzt (Hasanbeigi et al. 2013b).

Hochleistungstransformatoren (EIEA03)

Die Verluste am Transformator können bis 7 % des gesamten Strombedarfs betragen und sind u. a. vom Alter und von der Dimensionierung des Transformators abhängig. Mit einer

Leistungserhöhung auf 205 MVA kann das Schrottschmelzen mit längeren Lichtbogen erfolgen. Die Abstich-zu-Abstich Zeit reduziert sich um sieben bis 14 Minuten was zu Einsparung von $137 \text{ MJ}_{\text{Strom}}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ führt (Hölling et al. 2011; Worrell et al. 2010). Bei einer Kapazität von 1 000 kt/a beläuft sich die Investition für einen 205 MVA Transformator auf $5,9 \text{ EUR}_{2013}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$.

Gleichstrom-Elektrolichtbogenofen (EIEA04)

Im Gegensatz zum Wechselstrom-Elektrolichtbogenofen weist der Gleichstrom-Elektrolichtbogenofen nur eine Elektrode auf, sodass sich nur ein Lichtbogen zwischen dem Ofenboden und der Elektrode bildet und zu spezifischen Stromeinsparungen von 5 % bzw. $32 \text{ MJ}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ führt (US-EPA 2010). Zudem sind der Lärmpegel ebenso wie die Schadstoffemissionen geringer, der Elektrodenkonsum verlangsamt, die Nutzungsdauer des Ofens verlängert und es kommt zu geringeren Störeinflüssen auf das öffentliche Netz (vgl. Dahmann et al. 2012; US-EPA 2010). Die Investition beträgt ab einer Kapazität von 500 kt/a $165,4 \text{ EUR}_{2013}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ (US-EPA 2010).

Verdampfungskühlungssystem zur Strom- und Dampferzeugung (EIEA05)

Die Abgasverluste am Elektrolichtbogenofen haben einen Anteil von 25 bis 40 % am Gesamtenergieeinsatz (vgl. Schliephake et al. 2011; tenova 2011; Hollands et al. 2011). Konventionell wird das $1\,400\text{ °C}$ heiße Abgas durch einen wassergekühlten Abgaskanal und eine Quenche auf 200 °C abgekühlt. Mit der verbleibenden Wärmeenergie wird Kühlwasser von 20 auf 40 °C erwärmt und über die Kühltürme abgegeben (Hollands et al. 2011). Ein Verdampfungskühlungssystem in Form einer wasserdurchströmten Rohr-Rohr-Konstruktion ist in der Lage, 20 t/h bzw. an Prozessdampf, die zu einer Strom- und Dampferzeugung von $166 \text{ MJ}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ und $100 \text{ MJ}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ genutzt werden können, zu erzeugen. Der diskontinuierliche Betrieb erfordert jedoch den Einsatz von Dampfspeichern (vgl. Schliephake et al. 2011). Die Nachrüstung würde mit $22,8 \text{ EUR}_{2013}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ Mehrkosten ggü. der konventionellen Kaltwasserkühlung verbunden sein (vgl. Tenova 2011; Born und Grandrath 2010; Tenova 2011).

Kontinuierliche Beschickung und Schrottvorwärmung über Ofenabwärmenutzung (EIEA06)

Große Energieeinsparungen verspricht die Vorerwärmung des Stahlschrottes mittels der rd. $1\,400\text{ °C}$ heißen Abgase. Problematisch ist die Bildung von Dioxinen und Furanen bei der Abkühlung, welche aus den Verunreinigungen des Stahlschrotts entstehen können (Schlommann et al. 2011). Unter Nutzung eines Förderbands kann der Stahlschrott kontinuierlich durch die heißen Abgase des Elektrolichtbogenofens erhitzt und in die Stahlschmelze abgegeben werden. Durch den kontinuierlichen Betrieb läuft der Prozess insgesamt stabiler, sodass die Lärmemission reduziert und der Leistungsfaktor erhöht wird (vgl. Bandusch et al. 2012; Memoli et al. 2012; Toulouevski und Zinurov 2010; Memoli et al. 2009). Die durchschnittlichen Stromeinsparungen aus empirischen Daten betragen $723 \text{ MJ}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ (vgl. Brunke 2013e; Memoli et al. 2012; tenova 2012). Die Investition für den neuen Ofen und das Förderband mit Tunnel betragen $166,8 \text{ EUR}_{2013}/\text{t}_{\text{Rohstahl}}$ nach Hasanbeigi et al. (2013b).

Verbesserte Prozessregelung durch in-situ Temperaturmessung (EIEA07)

Die Kenntnis über die in-situ Temperatur kann zu Energieeinsparungen führen, wenn auf Basis dieser Werte geeignete Steuerungsmaßnahmen ergriffen werden können (vgl. Bandusch et al. 2012; Worrell et al. 2010; Kirschen et al. 2009). Neue Systeme lernen aus historischen Daten und können in Kombination mit Echtzeit-Messungen den bestmöglichen Regler bestimmen und zu Energieeinsparungen von 108 MJ/t_{Rohstahl} führen (vgl. APP 2010; US-EPA 2010). Bei der Nachrüstung sind geringe Investitionen von 1,7 EUR₂₀₁₃/t_{Rohstahl} zu erwarten.

Kontinuierlicher Betrieb mit Abwärmeverstromung (EIEA08)

Bei einem Dauerbetrieb kann bei gleicher Jahresproduktion das Ofensystem um 10 % und der Transformator um 20 % kleiner dimensioniert werden. Im Vergleich zum konventionellen Elektrolichtbogenofen sinkt die erforderliche Krankapazität um 58 %. Zudem kann die Abgasenthalpie besser genutzt werden, sodass ein 250 t Ofen über Dampfturbine und Generator eine durchschnittliche Leistung von 15 MW_{el} erzeugen kann. Die kontinuierliche Fahrweise wird durch eine Elektrodennachsetzvorrichtung ermöglicht. Stromeinsparungen durch den Dauerbetrieb liegen bei 5 % bzw. 72 MJ/t_{Rohstahl}. Die Investition beträgt 145,0 EUR₂₀₁₃/t_{Rohstahl} (Sagermann 2012).

5.1.6 Gießanlage

Der flüssige Rohstahl aus dem Sauerstoffkonverter bzw. Elektrolichtbogenofen wird überwiegend in einer Stranggussanlage zu Stahlbrammen gegossen. Die nachfolgenden Energieeinsparungen, d. h. das Dünnbrammen- (EICC01) und das Dünnbandgießen (EICC02), ziehen ihre Energieeinsparungen aus der Verkürzung des Gießprozesses durch das sog. endabmessungsnahe Gießen. Das Stranggießverfahren wird detaillierter im Anhang C erläutert.

Dünnbrammengießen (EICC01)

Das Stranggießverfahren weist in Deutschland seit seiner Einführung Anfang der 1970er Jahre mit einer Anwendung von 97 % in 2013 eine fast vollständige Diffusion auf. Eine Weiterentwicklung des Verfahrens beruht auf dem Ansatz, den flüssigen Stahl während des Gießens möglichst nah an die gewünschte Endform heranzubringen. Die Dünnbrammengießtechnologie produziert Brammen mit Stärken von 50 bis 90 mm anstatt von 300mm bei 1 060 MJ/t_{Warmband}. Dies entspricht etwa der Hälfte des spezifischen Energieeinsatzes der konventionellen Stranggießanlage und führt zu Energieeinsparungen von 1 050 MJ/t_{Warmband} (vgl. Arens et al. 2012; Dahlmann et al. 2010b; Schmidt-Jürgensen 2010). Das Anwendungspotenzial ist durch die Nachfrage nach Stahlprodukten mit dünnen Querschnitten, d. h. 23 760 kt bzw. 56 % der Gesamtstahlproduktion in 2013, begrenzt (vgl. VDEh 2014). Mit der Umsetzung sind umfangreiche Anpassungen der Gieß- und Walzanlagen notwendig, die sich im hohen Investitionsaufwand für die Nachrüstung mit 117,2 EUR₂₀₁₃/t_{Warmband} niederschlagen (US-EPA 2010).

Dünnbandgießen nach dem Zweirollenverfahren (EICC02)

Das Dünnbandgießverfahren gehört wie das Dünnbrammengießverfahren zu den endabmessungsnahe Gießverfahren. Im Unterschied zum Dünnbrammengießen werden hierbei

Blechdicken von sehr geringer Stärke (1-3 mm) gegossen und dadurch höhere Energieeinsparungen von $1\,690 \text{ MJ/t}_{\text{Warmband}}$ erreicht (vgl. Dahlmann et al. 2010b; Schmidt-Jürgensen 2010; Schlichting et al. 2009; Balender et al. 2009). Daneben können als nicht-energetischer Vorteil neue Stahlwerkstoffe, u. a. HSD (engl. High Strength and Ductility) Stähle, mit hoher Festigkeit bei gutem Umformvermögen hergestellt werden (Schmidt-Jürgensen 2010; Kämpfer 2009). Das Anwendungspotenzial ist durch die Nachfrage nach dünnen Querschnitten (3 130 kt in 2013) eingeschränkt. Aufgrund der Prozessverkürzung wird für das Bandgießverfahren nur ein Sechstel der Anlagenlänge einer konventionellen Stranggießanlage (etwa 100 m) benötigt (vgl. Geibler et al. 2011; Schmidt-Jürgensen 2010). Der Investitionsaufwand wird basierend auf Schmidt-Jürgensen (2010) und Salzgitter AG (2010) auf $97,1 \text{ EUR}_{2013}/\text{t}_{\text{Warmband}}$ geschätzt.

5.1.7 Warmwalzwerke

Die in der Stranggießanlage gegossenen Brammen werden in den Warmwalzwerken erneuert erhitzt und auf die Endabmessung gewalzt. Die Warmwalzwerke werden detaillierter im Anhang C erläutert. Die nachfolgenden Energieeinsparmaßnahmen nutzen die inhärente Wärmeenergie der Brammen (EIMI03), optimieren die Wärmeerzeugung (EIMI01, EIMI02; EIMI05), mindern die Wärmeverluste (EIMI04) und nutzen die Kühlwasserabwärme (EIMI06).

Regeneratorbrenner (EIMI01)

Ein Regeneratorbrenner ist ein diskontinuierliches System, welches die Abwärme des Ofenabgases indirekt nutzt, um die Verbrennungsluft aufzuheizen. Üblicherweise werden zwei Brenner als Paar eingesetzt. Während der eine Brenner in der Verbrennungsphase ist, speichert der zweite Brenner die heißen Abgase des ersten und umgekehrt. Dadurch können bis zu 85 % der Abgasenergie rückgewonnen werden (vgl. Irretier 2010; NEDO 2008). Durch die Nachrüstung von Regeneratorbrennern konnte ein 30 % höherer Wirkungsgrad ggü. Warmluftbrennern erzielt werden (ThyssenKrupp AG 2004). Im Vergleich zu einem Wärmeofen ohne Abgasnutzung sind Energieeinsparungen von 50 % bzw. $408 \text{ MJ/t}_{\text{Warmband}}$ möglich (vgl. Marion et al. 2008). Die Investitionen für einen 110 t/h Wärmeofen betragen $6,2 \text{ EUR}_{2013}/\text{t}_{\text{Warmband}}$ (NEDO 2008).

Rekuperatorbrenner (EIMI02)

Beim Rekuperatorbrenner werden die Abgasströme genutzt, um die Verbrennungsluft vorzuwärmen. Im Unterschied zum Regeneratorbrenner arbeitet der Rekuperatorbrenner kontinuierlich mit einem Gas-zu-Gas Wärmeübertrager. Moderne Gasbrenner mit integrierten Rekuperatoren können einen Wirkungsgrad von 85 % und mehr erreichen (vgl. Irretier 2010) und führen bei einer Nachrüstung zu einer Brennstoffeinsparung von 25 % bzw. $347 \text{ MJ/t}_{\text{Warmband}}$ (vgl. Deutsche Edelstahlwerke 2012; Worrell et al. 2010; Marion et al. 2008; Schéele et al. 2008; Aichinger 2007). Der Investitionsaufwand für die Nachrüstung wird auf $4,3 \text{ EUR}_{2013}/\text{t}_{\text{Warmband}}$ geschätzt (US-EPA 2010).

Heißeinsatz (EIMI03)

Beim Heißeinsatz wird die im Halbzeug vorhandene Restwärme bei einer Einsatztemperatur zwischen 300 °C und 600 °C genutzt. Bei höheren Temperaturen von 900 °C bis 1 000 °C kann das Halbzeug ohne zusätzliche Aufwärmung als Heißeinsatz direkt in der Walzanlage verwendet werden (vgl. Sheikhi et al. 2009). Die Einsparungen sind abhängig von der Temperatur und liegen im Durchschnitt bei 560 MJ/t_{Warmband} (vgl. Dahmann et al. 2010b; US-EPA 2010; NEDO 2008). Der Heißeinsatz stellt hohe Anforderungen an die Logistik und die geographische Auslegung des Hüttenwerks, da die Brammen ohne zeitlichen Verzug eingesetzt werden müssen. Bei einer Nachrüstung muss ein schneller Transport der Gießanlage zum Walzwerk errichtet werden (US-EPA 2010). Bei einem Walzwerk mit einer Kapazität von 200 kt/a betrug der Investitionsaufwand 26,0 EUR₂₀₁₃/t_{Warmband} (NEDO 2008).

Verstärkte Dämmung der Warmöfen (EIMI04)

Bei der Dämmung unterscheidet man zwischen Faser-, Feuerleichtsteindämmung und Schwerauskleidung. Je schwerer die Dämmstoffe, desto geringer das Dämmvermögen, umso höher die mechanische Festigkeit und die Wärmespeicherkapazität. Der Einsatz von Wärmedämmplatten kann die Ofenwandverluste um etwa 20 % reduzieren (Irretier 2010). Keramische Dämmkörper mit geringer thermischer Masse zwischen den Ofenrollenträgerinnen und neue Türen können 0,16 GJ/t_{Warmband} Energieeinsparungen (vgl. ThyssenKrupp AG 2011, 2004; US-EPA 2010) bei Investitionen von 17,2 EUR₂₀₁₃/t_{Warmband} (US-EPA 2010) bringen.

Flammenlose Oxidation (EIMI05)

In einem Experiment im Jahr 1989 mit einem Rekuperatorbrenner war bei hoher Abgasverwirbelung keine Flamme sichtbar. Messungen zeigten, dass der Brennstoff nahezu vollständig verbrannt wurde und die Kohlenstoffmonoxid- und die Stickstoffoxid-Emissionen verschwindend gering waren (Wünning 1991). Seit 2003 sind mittlerweile über 30 Warmöfen von über zwölf verschiedenen Werken mit FLOX (d. h. flammenlose Oxidation) Brennern nachgerüstet worden, die dieses Prinzip ausnutzen. Stahlwerke konnten durch die Nachrüstung die Wärmeleistung ihrer Öfen um 50 % steigern, was zu spezifischen Brennstoffeinsparungen von 21 % bzw. 396 MJ/t_{Warmband} ggü. dem bestehenden System führte. Aus den Angaben von Milani und Saponaro (2001) wurde eine Investition von 4,3 EUR₂₀₁₃/t_{Warmband} berechnet.

Kühlwasserabwärmenutzung zur internen Warmwasserversorgung (EIMI06)

Im Warmwalzwerk werden die Halbzeuge in Wasserbädern auf eine Temperatur von 80 °C gekühlt und anschließend wieder erhitzt, um die gewünschte mechanische Stabilität zu erreichen. Die Wärme des Kühlbetts kann zur Warmwasseraufbereitung genutzt werden. Die Brennstoffeinsparungen belaufen sich auf 40 MJ/t_{Warmband} bei Investitionen von 1,4 EUR₂₀₁₃/t_{Warmband} (Worrell et al. 2010; Johansson und Söderström 2011).

5.1.8 Verbundkraftwerke

Kuppelgase wie Koksofen-, Gicht-, und Konvertergas, die in der Stahlverhüttung anfallen, werden zusammen mit Erdgas und Heizöl im Hüttenkraftwerk eingesetzt, um Strom und

Dampf zu erzeugen. Die sieben Verbundkraftwerke in deutschen Stahlhütten erzeugten im Jahr 2010 9 450 GWh Strom (Ghenda 2011). Die Kraftwerke bringen üblicherweise eine Leistung zwischen 200 MW_{el} und 260 MW_{el} mit einem durchschnittlichen Wirkungsgrad von 33 % (Schloman et al. 2011). Die Modernisierung zweier 110 MW_{el} Kraftwerksblöcke führte zu einer Steigerung des Wirkungsgrads auf 40 %, einer Steigerung der Eigenstromerzeugung bei gleichem Brennstoffeinsatz um ca. 30 % auf 1,26 PJ/a und einer zusätzlichen Fernwärmeauskoppelung von 0,72 PJ/a (Bock und Schmidt 2008). Die Brennstoffeinsparungen für ein Verbundkraftwerk ergeben sich aus der Differenz des Wirkungsgrades von 40 % und dem aktuellen Wirkungsgrad. Die Investition beträgt 130,3 EUR₂₀₁₃/t_{Rohstahl} (vgl. Salzgitter AG 2010; Diemer et al. 2007).

5.2 Papier und Pappen

Die Herstellung von Papier und Pappen machte mit 225 PJ in 2013 etwa 9 % des industriellen Endenergiebedarfs und 2,5 % der energiebedingten Treibhausgasemissionen in Deutschland aus (DESTATIS 2014b). Mit einer Produktion von 22 400 kt im Jahr 2013 ist Deutschland der größte Papierhersteller europaweit, liegt weltweit jedoch hinter den USA, China und Japan (VDP 2013c).



Abb. 5-2: Bilanzierte Produktionsprozesse und Produkt-, Energie- und Stoffströme in der Herstellung von Papier und Pappen in Deutschland

Die Faserstoffe für die Papierherstellung können über Rohholz (mechanisch oder chemisch) oder über Altpapier gewonnen werden. Die Faserstoffe werden in der Papiermaschine gesiebt, zu einer Papierbahn gepresst und getrocknet. Die Produktionsroute, die Produktionsanlagen sowie deren Energieverbrauch werden detaillierter im Anhang D erläutert. Der Wirtschaftszweig 17 umfasst sowohl die Herstellung von Holzstoff, Zellstoff, Papier, Karton und Pappe als auch die Papier-, Karton- und Pappenverarbeitung (vgl. eurostat 2008). Der Fokus dieser Untersuchung liegt auf den Wirtschaftszweigen 17.11 *Holzstoff-, Zellstoff-, Altpapieraufbereitung*, 17.12 *Papierherstellung* und weiter auf den Papierarten Grafik-, Hygiene-, und Verpackungspapier und -pappen. Abb. 5-2 zeigt die bilanzierten Produktionsprozesse und Produktströme. Die nachfolgenden Energieeinsparmaßnahmen sind nach den jeweiligen Produktionsprozessen, d. h. Holzstoff- und Zellstoffaufbereitung, Altpapieraufbereitung und Papiermaschine unterteilt.

5.2.1 Holzstoff- und Zellstoffaufbereitung

Bei der Herstellung von Faserstoffen wird zwischen Primär- und Sekundärfasern unterschieden. Für die Erzeugung von Primärfasern werden Zellstoffe aus Holzstämmen oder Holz hackschnitzeln entweder mechanisch (d. h. Holzstoff) oder chemisch (d. h. Zellstoff) aufgeschlossen. Die Produktionsprozesse werden detaillierter im Anhang D erläutert. Die nachfolgenden Energieeinsparmaßnahmen reduzieren den Energieverbrauch für den Aufschluss (PAZE01/PAPA01, PAZE03, PAST02, PAZE05, PAZE07), Nutzen die Abwärme (PAZE04, PAZE06/PAAL03), oder das Kuppelprodukt Schwarzlauge (PAZE02). Sekundärfasern werden aus Altpapier aufbereitet und entsprechende Energieeinsparmaßnahmen in Abschnitt 5.2.2 erläutert.

Substitution der Refiner (PAZE01/PAPA01)

Die Faserstoffmahlung durch Refiner ist einerseits mit $6\,433\text{--}6\,480\text{ MJ}_{\text{Strom}}/\text{t}_{\text{Holzstoff}}$ energieintensiv und hat andererseits Auswirkungen auf die Papierqualität (vgl. Fleiter et al. 2012a; Schröder 2009; Vogt et al. 2008). Energieeinsparungen können durch die Substitution von älteren Refinerbauarten wie Steilkegel- und Einscheibenrefiner, durch modernere Refinerbauarten wie Doppelscheibenrefiner, oder durch eine optimierte Dimensionierung mit höherem Nutzungsgrad, realisiert werden. Der Ersatz von Steilkegel- durch Doppelscheibenrefinern (PAZE01) kann $1\,080\text{ MJ}_{\text{Strom}}/\text{t}_{\text{Holzstoff}}$ bei einer Investition von $22,3\text{ EUR}_{2013}/\text{t}_{\text{Holzstoff}}$ einsparen. Daneben können neue Refiner ebenfalls in der Papierherstellung (PAPA01) zu Stromeinsparungen von $36\text{ MJ}/\text{t}_{\text{Holzstoff}}$ bei Investitionen von $7,16\text{ EUR}_{2013}/\text{t}_{\text{Holzstoff}}$ führen (Blum et al. 2007).

Erhöhte Auslastung der Refiner (PAZE03, PAST02)

Bei thermomechanischen Refinern (engl. Thermomechanical Pulping) gibt es eine negative Korrelation zwischen dem Nutzungsgrad und dem spezifischen Energieverbrauch (s. Abb. D-7). Durch Einsatz eines Prozessleitsystems konnte der Nutzungsgrad in einer Zellstofffabrik optimiert werden und mit $600\text{ t}_{\text{Holzstoff}}/\text{d}$ 10-20 % Energie eingespart werden (vgl. Carello et al. 2007). In einer Papierfabrik liefen beide Refiner mit einer durchschnittlichen Auslastung von 50 %, wobei der Standby-Betrieb 40 % des Energiebedarfs unter Volllast entsprach. Durch Umstellung der Förderanlagen und Speicher konnten die Refiner im

Batch-Betrieb mit höherer Auslastung gefahren werden und so $180 \text{ MJ/t}_{\text{Halbstoff}}$ bzw. 18 % Strom eingespart werden und zwar bei einer Investition von $6,2 \text{ EUR}_{2013}/\text{t}_{\text{Holzstoff}}$ (vgl. UPM GmbH 2013b; Blum et al. 2007).

Schwarzlaugenvergasung (PAZE02)

Beim Aufschluss von 2,7 kg Trockenholz fallen 1 kg Zellulose und 1 kg Schwarzlauge an (vgl. Mößinger 2014; Vogt et al. 2008). Schwarzlauge besteht aus Lignin, das während des chemischen Aufschlusses des Holzes von den Fasern gelöst und als erneuerbarer Brennstoff in KWK-Anlagen eingesetzt wird. Bei der Schwarzlaugenvergasung wird Schwarzlauge in Synthesegas gewandelt, um den Stromanteil in der Energierückgewinnung zu erhöhen. Im Vergleich kann die Hochtemperaturvergasung 21,3 % des gesamten Energieeinsatzes in Strom umwandeln, während konventionelle KWK-Anlagen 15,4 % bis 16,4 % erreichen. Ggü. der reinen Verbrennung ergibt sich durch die Schwarzlaugenvergasung eine erhöhte Stromerzeugung von $875 \text{ MJ/t}_{\text{Holzschliff}}$. In Anlehnung an eine Pilotanlage in Schweden wird die Investition auf $432,0 \text{ EUR}_{2013}/\text{t}_{\text{Holzschliff}}$ berechnet (vgl. Mößinger 2014; Sappi Ehingen AG 2013; Hicks und Gries 2010; Kramer et al. 2009).

Wärmerückgewinnung vom thermomechanischen Aufschluss (PAZE04)

Ein Großteil der im Refiner eingesetzten Energie wird durch Reibung in Wärme umgewandelt und kann als Energieeinsparmaßnahme für die Trocknung verwendet werden. Hierbei richtet sich die Menge der angewandten Schleifenergie nach den Qualitätsanforderungen des Papiers (u. a. Masse, Stärke, Deckkraft und Oberflächenglätte). Die größten Energieeinsparungen stellen die thermomechanischen Refiner (engl. Thermomechanical Pulping) dar, da hier die Hackschnitzel auf 115 bis 140 °C erhitzt werden. Einige sekundäre oder tertiäre Refiner arbeiten bei Atmosphärendruck, sodass eine Wärmerückgewinnung dort schwieriger ist. Dementsprechend variieren die Angaben über die spezifische Energierückgewinnung von $3,2 \text{ GJ/t}_{\text{Holzschliff}}$, (vgl. Martin et al. 2000a), $3,5 \text{ GJ/t}_{\text{Holzschliff}}$ (vgl. Fleiter 2010; EIPPCB 2010a) bis $4,6 \text{ GJ/t}_{\text{Holzschliff}}$ (vgl. NEDO 2008). Im Durchschnitt wird eine Brennstoffeinsparung von $3,5 \text{ GJ/t}_{\text{Holzschliff}}$ bei gleichzeitiger Erhöhung des Stromeinsatzes um $540 \text{ MJ/t}_{\text{Holzschliff}}$ bei Investitionen von $41,1 \text{ EUR}_{2013}/\text{t}_{\text{Holzschliff}}$ unterstellt (vgl. Martin et al. 2000a).

Thermomechanischer Aufschluss mit erhöhter Refinerintensität (PAZE05)

Eine Weiterentwicklung des thermomechanischen Aufschlusses namens RTS wurde 1996 eingeführt. RTS steht für eine geringere Retentionszeit (d. h. $<10 \text{ s}$), bei höherer Temperatur (d. h. $160 - 180 \text{ °C}$ Einlasstemperatur) und höherer Refiner-Geschwindigkeit (engl. Speed, ca. $2\,300 \text{ U/min}$). RTS nutzt ein Betriebsfenster, bei dem die Festigkeit und die optischen Eigenschaften bei hoher Refinerintensität erhalten werden konnten. Seit 1996 ist die weltweite Kapazität von RTS bis 2005 auf $2\,000 \text{ kt/a}$ angestiegen. In Deutschland kam das Verfahren bisher nicht zum Einsatz (vgl. Sabourin 2006). In einer schwedischen Papierfabrik mit 800 kt/a wurden RTS Stromeinsparungen von $1,2 \text{ GJ/t}_{\text{Holzschliff}}$ bzw. 16 % erzielt (vgl. Fleiter et al. 2010; Kramer et al. 2009; Wahlgreen et al. 2004). Die Investitionen liegen nach Martin et al. (2000a) bei $97,8 \text{ EUR}_{2013}/\text{t}_{\text{Holzschliff}}$.

Abwärmenutzung vom Bleichen zur Prozesswassererwärmung (PAZE06/PAAL03)

Das Filtrat der zweiten Bleichstufe hat eine Temperatur von 55 bis 60 °C und wird üblicherweise in eine Kläranlage abgelassen. Die Restwärme kann zur Prozesswassererwärmung genutzt werden, bevor es in die Kläranlage geleitet wird. Der dafür nötige Prozessdampf kann eingespart werden. Eine zusätzliche Erhöhung der Prozesstemperaturen der Papiermaschinen im Rahmen der Maßnahme reduziert zudem den Dampfbedarf in der Trockenpartie. Bei einer europäischen Papierfabrik mit einer Kapazität von 180 kt/a konnte durch die Rückgewinnung $25 \text{ MJ}_{\text{Dampf}}/\text{t}_{\text{Holzschliff}}$ bei einer Investition von $0,9 \text{ EUR}_{2013}/\text{t}_{\text{Holzschliff}}$ eingespart werden (Blum et al. 2007).

Enzymatische Vorbehandlung (PAZE07)

Die Vorbehandlung der Holz-Chips mit Hilfe von Enzymen würde die mechanische Energie im thermomechanischen Aufschluss reduzieren. Seit den 1980er Jahren wurde eine Vielzahl von Verfahren und Enzyme diskutiert. Fleiter (2012) schätzt die Stromeinsparung durch neue Ansätze, welche die Verwendung von Enzymen mit geringer Refinerleistung kombinieren, auf 20 % bzw. $1862 \text{ MJ}/\text{t}_{\text{Holzschliff}}$. Es werden Investitionen von $120,3 \text{ EUR}_{2013}/\text{t}_{\text{Holzschliff}}$ unterstellt.

5.2.2 Altpapieraufbereitung

Bei der Faserstoffherstellung wird zwischen Primär- und Sekundärfasern unterschieden. Primärfasern wurden in Abschnitt 5.2.1 erläutert. Bei Sekundärfasern wird Halbstoff aus Altpapier aufbereitet. Die nachfolgenden Energieeinsparmaßnahmen verringern die mechanische Energie beim Bewegen, Sieben und Sortieren der recycelten Faserstoffe (PAAL01, PAAL02, PAAL03, PAAL05) und beim Entfärben (PAAL04). Die Altpapieraufbereitung wird detaillierter im Anhang D erläutert.

Hochkonsistenzpulper mit optimierter Wendel (PAAL01)

In der Stoffauflösung (engl. *Pulper*) wird die meiste Energie dazu verwendet, den Schlamm zu bewegen. Wird der Feststoffgehalt von 5-7 % auf 20 % erhöht, kann aufgrund der reduzierten Massenströme den Strombedarf in Abhängigkeit von der Rohstoffqualität und der Anforderung an das Produkt, um $7\text{-}36 \text{ MJ}/\text{t}_{\text{Altpapierstoff}}$ verringert werden (vgl. Fleiter et al. 2012; Blum et al. 2007; Vogt et al. 2008). Eine zusätzliche Energieeinsparung wird durch eine hydrodynamisch optimierte S-Wendel mit Spoiler und durch eine langsamere Drehzahl ermöglicht. Dadurch wird das Defibrieren von Faserrohstoffen erreicht und gleichzeitig die Ablösung der Druckfarben unterstützt. Die kombinierten Energieeinsparungen werden auf $56 \text{ MJ}/\text{t}_{\text{Altpapierstoff}}$ bei Investitionen von $3,3 \text{ EUR}_{2013}/\text{t}_{\text{Altpapierstoff}}$ beziffert (Brettschneider 2007).

Verbesserte Vertikalsortierer mit MultiFoil-Rotor und Stabsiebkorb (PAAL02)

Mit Hilfe von Vertikalsortierern werden Störstoffe vom Altpapierstoff getrennt. Die Vorteile neuerer Systeme sind der erhöhte Durchsatz, die verringerte Leistungsaufnahme und die verbesserte Sortiergüte. Brettschneider (2007) gibt vier Anwendungsbeispiele an, bei denen neue Rotoren und Siebkörbe 20-35 % Energie einsparen konnten. Nicht-energetische

Vorteile sind die Leistungssteigerung der Gesamtanlage und die Verbesserung der Papierqualität. Die Energieeinsparungen hängen von der Ausgangskonfiguration der Altpapierstoffe und der zu erreichenden Papierqualität ab. Blum et al. (2007) gehen von durchschnittlichen Stromeinsparungen von $65 \text{ MJ/t}_{\text{Altpapierstoff}}$ bei Investitionen von $6,2 \text{ EUR}_{2013}/\text{t}_{\text{Altpapierstoff}}$ aus.

Fraktionierung der Recyclingpapierfasern (PAAL03)

Faserstoffe, die naturgemäß keine weitere Aufbereitung benötigen, werden durch die Energieeinsparmaßnahme identifiziert und von dem Produktionsstrom getrennt. Dadurch kommt es zu Kapazitätssteigerungen, einen reduzierten Chemikalien- und Energieeinsatz, aber auch Helligkeitsverbesserungen des Endproduktes jeweils in Abhängigkeit vom Fraktionierungsumfang. Die Fraktionierung wurde erstmals 1999 vorgestellt und zählt somit zu den jüngeren Verbesserungen des Aufbereitungsverfahrens (Aden N. et al. 2013). Zwei Anlagenhersteller haben die Fraktionierung jeweils zum Patent angemeldet (s. Hertl und Sket 2006; Selder 2007). Beiden Patenten gemein ist die Fraktionierung von Lang- und Kurzfasern und die Führung durch die Eindickung, Dispergierung, Mahlung und Bleichung als getrennte Teilstränge (s. Jung 2013). Als Fraktionator werden Drucksortierer, Siebfraktionatoren mit Rotor oder Hydrozyklone, sogenannte Cleaner, eingesetzt. Kramer et al. (2009) bescheinigen der Fraktionierung eine Energieeinsparung von 12 % bzw. $17 \text{ MJ/t}_{\text{Altpapierstoff}}$ Strom und 40 % bzw. $216 \text{ MJ/t}_{\text{Altpapierstoff}}$ thermischer Energie bei einer Investition von $9,6 \text{ EUR}_{2013}/\text{t}_{\text{Altpapierstoff}}$.

Deinking mit Säulenflotation (PAAL04)

Neben der Aufkonzentration ist das Deinking mit $288 \text{ MJ/t}_{\text{zellstoff}}$ der stromintensivste Schritt in der Altpapieraufbereitung. Ziel des Deinkings ist es, Farbstoffe und andere Störstoffe von dem gelösten Altpapierstoff zu trennen (Fleiter et al. 2012a). Hierbei arbeiten herkömmliche Deinking-Anlagen mit Stufendiffusoren, in die Luft eingeblasen wird (Vogt et al. 2008). Die aufsteigenden Luftblasen tragen die hydrophoben Farbpartikel an die Oberfläche, wo sie mechanisch abgeschöpft werden. Ein alternatives Säulendesign zur Rührkesselreaktion, welche auf ein Rührwerk verzichten kann, benötigt einen 30 % bzw. $42 \text{ MJ}_{\text{Strom}}/\text{t}_{\text{Altpapierstoff}}$ geringeren Energieverbrauch bei Investitionen von $4,0 \text{ EUR}_{2013}/\text{t}_{\text{Altpapierstoff}}$. Weitere Vorteile sind ein geringerer Platzbedarf und verringerte Wartungskosten in Höhe von ca. $0,1 \text{ EUR}_{2013}/\text{t}_{\text{Altpapierstoff}}$ (vgl. Vogt et al. 2008; Brettschneider 2007; Chaiarekij et al. 2000).

Hochzahngarnituren für Dispergierer (PAAL05)

Im Dispergierer werden nach dem Deinking die verbleibenden Verunreinigungen und Störstoffe abgelöst, dispergiert und Bleichchemikalien eingemischt. Das Dispergieren ist mit $360-1080 \text{ MJ}_{\text{Wärme}}/\text{t}_{\text{Altpapierstoff}}$ und $360-720 \text{ MJ}_{\text{Strom}}/\text{t}_{\text{Altpapierstoff}}$ der energieintensivste Prozessschritt in der Altpapieraufbereitung (Vogt et al. 2008). Die Nachrüstung von älteren Dispergierern mit Hochzahn-Garnituren bringt neben Energieeinsparungen von 20 % bzw. $22 \text{ MJ}_{\text{Strom}}/\text{t}_{\text{Altpapierstoff}}$ nicht-energetische Vorteile, wie eine höhere Sauberkeit der Fertigprodukte mit sich (vgl. Brettschneider 2007). Auf den Angaben von Fleiter et al. (2012a) wird eine Investition von $1,4 \text{ EUR}_{2013}/\text{t}_{\text{Altpapierstoff}}$ berechnet.

5.2.3 Papierherstellung

Die Halbstoffe aus der Holzstoff-, Zellstoff- oder Altpapieraufbereitung werden der Papiermaschine zugeführt. Die Papiermaschine ist unterteilt in die Siebpartie, die Pressenpartie sowie die Trockenpartie und wird detaillierter im Anhang D erläutert. Die nachfolgenden Energieeinsparmaßnahmen reduzieren den Energieverbrauch zur Trocknung (PAPA01; PAPA02, PAPA03, PAPA04, PAPA05, PAPA07, PAPA08) oder nutzen die Abwärme der Trocknung (PAPA05).

Thermokompressoren zur Brüdenkompression (PAPA01)

Die Brüden, die aus der letzten Stufe des kaskadierenden Dampf- und Kondensationssystems entstehen, haben einen zu geringen Druck, als dass sie zum Trocknen eingesetzt werden könnten. Ein Dampfstrahlverdichter komprimiert den Brüden, sodass dieser in der Trockenpartie eingesetzt werden kann, statt in den Kondensator eingeleitet zu werden. Die Dampfeinsparungen betragen 2 % bzw. 90 MJ/t_{Papier} mit einer Investition von 0,75 EUR₂₀₁₃/t_{Papier}. Bei der Umsetzung ist zu beachten, dass das Kühlwasser aus dem Kondensator bereits zur Betriebswassererwärmung benutzt werden kann (Blum et al. 2007).

Papierbahnerwärmung mit Dampfblaskasten (PAPA02)

Um die Entwässerungseigenschaften des Gewebes zu verbessern, kann die Temperatur der Papierbahn erhöht werden, da dann das Wasser eine höhere Viskosität aufweist und so die Pressleistung in der Trockenpartie reduziert wird (Blum et al. 2007). Für eine Steigerung des Trockengehalts um 1 % wird ein Temperaturanstieg der Papierbahn um 10 K benötigt. Zur Wärmeerbringung werden Dampfblaskästen eingesetzt, die die einzelnen Zonen der Papierbahn direkt ansteuern können und so auch zur Korrektur des Feuchtigkeitsprofils beitragen. Die Dampfeinsparungen werden von Vogt et al. (2008) mit 4 % bzw. 180 MJ/t_{Papier} bei einer Investition von 4,5 EUR₂₀₁₃/t_{Papier} angegeben.

Ersatz der Walzenpresse durch eine Schuhpresse (PAPA03/PAPA04)

In der Papiermaschine wird ein Großteil der eingesetzten Energie aufgewendet, um Wasser aus dem Zwischenprodukt zu extrahieren. So beträgt der Trockenanteil beim Eintritt in die Siebpartie 10 %, in der Pressenpartie 20 %, in der Trockenpartie 50 %, während die fertige Papierbahn eine Restfeuchte von 2-8 % aufweist. Eine Erhöhung des Trockenanteils um 1 % würde ca. 5 % thermische Energie in der Trockenpartie einsparen. Der Einsatz von Schuhpressen, bei denen eine Presswalze die Papierbahn gegen einen leicht konkaven Pressschuh drückt, hat den Vorteil, geringeren Druck und damit weniger Energie bei höherer Entwässerungsleistung aufzuwenden (vgl. Mößinger 2014; Aden N. et al. 2013; Vogt et al. 2008; Jung et al. 2008; Kleiser 2006). Nicht-energetische Vorteile sind die erhöhte Geschwindigkeit (um 9 %), eine höhere Produktqualität, Platzeinsparungen durch die verkürzte Trockensektion und eine 12-60 % verringerte Abrisshäufigkeit (Young 2010). Für normale holzfreie Papiere geben Fleiter et al. (2012a) basierend auf Blum et al. (2007) eine Energieeinsparung von 12 % bzw. 480 MJ/t_{Papier} bei einer Investition von 32,5 EUR₂₀₁₃/t_{Papier} an. Eine Weiterentwicklung für Tissue (PAPA04) kann ggü. konventionellen Saugwalzenpressen 22 % bzw. 480 MJ/t_{Papier} Trockenenergie bei einer Investition von 39,00 EUR₂₀₁₃/t_{Papier} einsparen (Sporer 2010).

Abwärmenutzung der Nachrocknungspartie zur Klar- und Siebwassererwärmung (PAPA05)

In der Papiermaschine ist die Abwärmenutzung aufgrund des geringen Temperaturniveaus weniger verbreitet. Nach LfU (2003) konnten bei einer bayrischen Zeitungspapierfabrik Prozessdampfeinsparpotenziale von insgesamt 25 % mit Amortisationszeiten von weniger als vier Jahren identifiziert werden. Die größte Energieeinsparung erzielte die Abwärmenutzung aus der Nachrocknungspartie zur Erwärmung des Frisch- und Siebwassers. Durch eine Investition von $1,1 \text{ EUR}_{2013}/\text{t}_{\text{Papier}}$ könne so $3\,900 \text{ kWh/a}$ bzw. $143 \text{ MJ}/\text{t}_{\text{Papier}}$ Prozessdampf eingespart werden (LfU 2003). Eine von der Arbeitsgemeinschaft „BEK Papierindustrie“ durchgeführte Umfrage in 2006 bei 45 Papierfabriken in Deutschland zeigte auf, dass nur 30 % diese Maßnahme umgesetzt haben (s. Abb. D-9).

Polymerbeschichtung von Cellulosefasern (PAPA06)

Der Nachteil der Faserstoffmahlung in der Holzstoffaufbereitung ist ein schlechtes Entwässerungsverhalten in der Papiermaschine, was sich negativ auf die Blattqualität und den Energieverbrauch auswirkt. Die molekulare Beschichtung von Cellulosefasern mit Polymeren fördert die Bindungsbildung und verringert den Mahlaufwand um $360 \text{ MJ}/\text{t}_{\text{Papier}}$. Gleichzeitig verringert sich der Trocknungsaufwand durch ein geringeres Wasserrückhaltvermögen und die Webdichte, sodass 5-15 % Faserstoff eingespart werden können (vgl. Erhard et al. 2010). Fleiter et al. (2012a) erwarten eine Markteinführung in den kommenden Jahren und eine nachträgliche Umrüstung bestehender Anlagen mit Investitionen von $4,6 \text{ EUR}_{2013}/\text{t}_{\text{Papier}}$ bei zusätzlichen Betriebskosten von $3,4 \text{ EUR}_{2013}/\text{t}_{\text{Papier}}$ bei Stromeinsparungen von $164 \text{ MJ}/\text{t}_{\text{Papier}}$ und Brennstoffeinsparungen von $185 \text{ MJ}/\text{t}_{\text{Papier}}$.

Unterdrucksaugwalzpresse zur Tissuepapier Trocknung (PAPA07)

Lufthaltige Papiere dürfen nicht mechanisch vorgetrocknet werden. Hygienepapiere werden daher im TAD-Verfahren (engl. Through Air Drying) um einen großen Yankee-Zylinder geleitet, der von heißer Luft durchströmt wird, wodurch der Energieaufwand für die Trocknung sich im Vergleich zu herkömmlichen Papieren verdoppelt (Vogt et al. 2008). Wird die Papierbahn über eine Saugwalze mit einem Unterdruck von 0,5 bar geführt, kann sie dennoch schonend entwässert werden. Zur Verbesserung der Viskosität und des Trockengehalts wird die heiße Abluft des nachgeschalteten Yankee-Zylinders ebenfalls durch die Saugwalze geleitet. Dadurch können 30 % Fasermasse und 35 % Energie ggü. einer konventionelleren Herstellung von Tissue eingespart werden (vgl. Berardi 2012). Ausgehend von Jung (2013) und einem Dampfbedarf von $4\,698 \text{ MJ}/\text{t}_{\text{Tissue}}$ beträgt die Energieeinsparung $1\,645 \text{ MJ}/\text{t}_{\text{Tissue}}$ im Vergleich zum TAD-Verfahren. Der Kapitalaufwand ist nach Rodden (2008) ebenfalls um 30-35 % geringer, sodass mit einer Investition von $674,4 \text{ EUR}_{2013}/\text{t}_{\text{Tissue}}$ gerechnet wird.

Innovative Trocknungsverfahren (PAPA08)

Bei der Impulstrocknung wird die mechanische Entwässerung verbessert, indem hohe Temperaturen ($150\text{-}500 \text{ °C}$) im Pressenspalt zwischen Presse und Pressnip auf die Papierbahn angewendet werden. Der explosionsartig entstehende Wasserdampf drückt das Wasser aus der Papierbahn ohne es zu verdampfen, wodurch ein Stromeinsatz von $50\text{-}100 \text{ kJ}/\text{m}^2_{\text{Papier}}$

erreicht werden kann (vgl. Fleiter et al. 2012a; Laurijssen et al. 2010; Manninen et al. 2002). Der nicht-energetische Vorteil ist die starke Erhöhung der Maschinenkapazität bei 32-70 % geringerer Kapitalintensität (Laurijssen et al. 2010). Bisherige Versuche, die Technologie zu kommerzialisieren, sind aufgrund technischer Hürden wie Blasenbildung auf dem Papier und Delamination gescheitert (Schloman et al. 2011). Auch wird erwartet, dass sich die Maßnahme nur bei niederwertigen Papieren anwenden lässt. Martin et al. (2004) gehen von Energieeinsparungen von 20 % bzw. 677 MJ/t_{Tissue} aus und Fleiter et al. (2012a) schätzten den Kapitalaufwand auf 96,7 EUR₂₀₁₃/t_{Papier}.

5.3 Ethylen, Propylen und Butadien

Ethylen, oder auch Ethen (C₂H₄), ist einer der wesentlichen Grundsteine der Petrochemie. Abhängig von dem Ausgangsstoff fallen in der Herstellung neben Ethylen (34 %) eine Reihe von Kuppelprodukten, u. a. Pyrolysebenzin (19 %), Propylen (17 %), Methan (16 %) und Butene (10 %), an. Die Produkte Ethylen, Propylen und Butadien werden unter dem Begriff hochveredelte Chemikalien (engl. high value chemicals (HVC)) zusammengefasst. In Deutschland betrug in 2013 die Produktion von HVC 8 720 kt bzw. ca. 4 % der weltweiten Produktionsmenge (DESTATIS 2014c).

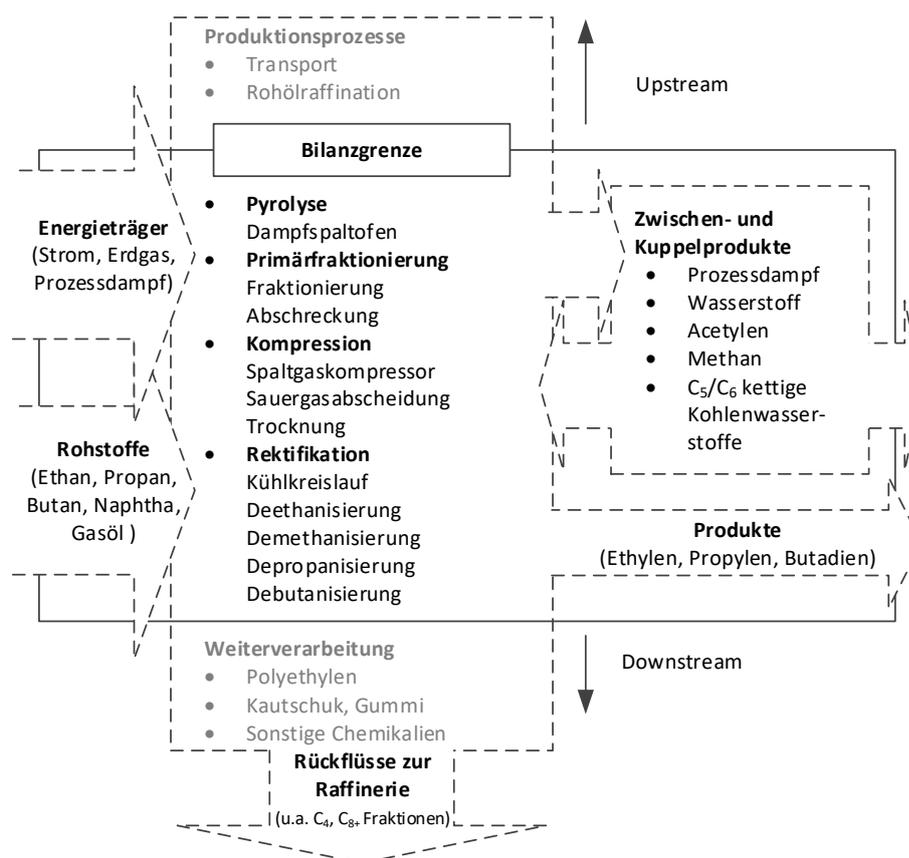


Abb. 5-3: Bilanzierte Produktionsprozesse sowie Energie- und Stoffströme in der Herstellung von Ethylen, Propylen und Butadien (eigene Darstellung basierend auf Conrard 2010; Behr et al. 2010; Ren et al. 2009; EIPPCB 2003)

Die Definition, welche Chemikalien mit welchem Gewicht in die HVC eingehen, ist nicht einheitlich. EIPPCB (2003) summiert die leichten Olefine, d. h. Ethylen, Propylen und Butadien, mit den Nicht-Olefinen (u. a. C₅ und C₆ kettige Kohlenwasserstoffe (s. Tabelle E-1))

zu jeweils 100 % als HVC. Roheisen et al. (2006) gewichten die Nicht-Olefine mit jeweils 50 % mit der Begründung, dass der Produktionswert im selben Verhältnis zu den Olefinen stehe. Saygin et al. (2011a) lehnen ihre Definition von HVC an die Definition der Fa. Solomon Associates an, wonach die Produkte Ethylen, Propylen, Butadien, Benzole aber auch Acetylen und Wasserstoff als HVC zusammengefasst werden (s. Abb. 5-3). Im Anhang E schlüsselt die Tabelle E-1 die Produktausbeute nach Saygin et al. (2011a) auf.

Die Anlagen zur Herstellung von HVC sind überwiegend in petrochemische Industrieparks integriert. Die HVC werden häufig direkt am Standort weiterverarbeitet (bspw. zu Kunststoffen). Neben Ausgangstoffen und Produkten werden Energieströme mit dem Industriepark ausgetauscht. Inkonsistente Bilanzgrenzen können die Vergleichbarkeit der Ergebnisse beeinträchtigen. Nach EIPPCB (2003) sollte eine energetische Bilanzierung die Spaltöfen, den Heißabschnitt, die Kompression und den Kaltabschnitt berücksichtigen (s. Abb. 5-3). Die vorgelagerten Prozessschritte zur Herstellung der Ausgangsstoffe und die nachgelagerten Prozessschritte zur Weiterverarbeitung der Chemikalien in bspw. Kunststoffe liegen außerhalb der Bilanzgrenze.

5.3.1 Dampfspaltöfen

In den Dampfspaltöfen werden die Kohlenwasserstoffe der Ausgangsstoffe mittels Pyrolyse thermisch gespalten, fraktioniert, abgeschreckt, gereinigt und komprimiert. Die Vorgänge werden im Detail im Anhang beschrieben. Die nachfolgenden Energieeinsparmaßnahmen verbessern die Wärmeintegration (ETSP01, ETSP02), die Wärmeerzeugung (ETSP03), vermindern den Energieaufwand für die Dampfspaltung (ETSP04, ETSP05) und optimieren die Arbeitsweise (ETSP06).

Dampfspaltöfen mit optimierter Strahlungszone (ETSP01)

Die in Deutschland eingesetzten Dampfspaltöfen wurden überwiegend in den 1970iger und 1980iger Jahren in Betrieb genommen, sodass das durchschnittliche Anlagealter in 2013 auf 35 Jahre geschätzt wird (vgl. Fleiter et al. 2013). Seitdem wurde das Design der Ofenrohre in der Strahlungszone optimiert, um die Wärmeübertragung zu verbessern, die Temperatur und damit den Ethylenenertrag zu erhöhen, die Verkokung zu minimieren und die Ausbeute von HVC zu maximieren. Eine Übersicht der angebotenen Spaltöfen der fünf größten Anlagenhersteller in Roheisen et al. (2006) zeigt, dass schmale Doppelrohre oder doppelte Strahlungszellen in der Strahlungszone eingesetzt werden, um dieses Ziel zu erreichen. Zusammen mit einer optimierten Fraktionierung (ETFR02) liegt der Ethylenenertrag zwischen 34 % und 38 % bei einem Energieverbrauch von 20 GJ/t_{Ethylen} bis 25 GJ/t_{Ethylen}. Gegenüber dem gewichteten durchschnittlichen Energieverbrauch von 16,3 GJ/t_{HVC} (s. Tabelle E-1) ergibt sich eine Energieeinsparung von 20 % bzw. 3,0 GJ/t_{HVC}. Die Investition wird auf den Angaben von Stipp (2004) auf 225,1 EUR₂₀₁₃/t_{HVC} berechnet.

Nachrüstung von optimierten Wärmeübertrager im Spaltöfen (ETSP02)

Das im Dampfspaltöfen aufgespaltene Gas wird in der Transferleitung mit Wärmeübertrager durch die Verdampfung des Hochdruckkesselspeisewassers (60 bis 120 bar) gekühlt und anschließend in der Dampftrommel abgetrennt und im Konvektionsabschnitt zu Heißdampf

überhitzt (Zimmermann und Walzl 2012). Neue Wärmeübertrager mit verbesserten Wärmeübertragungskoeffizienten können durchschnittliche Energieeinsparungen von 3 % bzw. 314 MJ/t_{HVC} erzielen (vgl. Gacon 2015; Currás 2010; Martin et al. 2000b). Nach Spang und Roetzel (2013) berechnet sich für einen durchschnittlichen Spaltofen mit 150 kt_{HVC}/a eine Investition von 1,7 EUR₂₀₁₃/t_{HVC}.

Gasturbinenintegration zur Verbrennungsluftvorwärmung (ETSP03)

Der Abgasstrom einer Gasturbine hat eine Temperatur von 480 bis 550 °C und einen verbleibenden Sauerstoffanteil von 12 bis 14 %. Durch die Nutzung des Abgases als Verbrennungsluft kann der Energieverbrauch des Spaltofens um 25 % bzw. 2,6 GJ/t_{Ethylen} (vgl. Worrell 2008), 3,0 GJ/t_{Ethylen} und in Kombination mit neuen Ofenmaterialien (ETSP03) um 4,0 GJ/t_{Ethylen} reduziert werden (vgl. Ren et al. 2006). BVT-Spaltöfen (ETSP01) erreichen laut Anlagenhersteller mit integrierter Gasturbine einen gesamten Energieverbrauch von 18,0 GJ/t_{Ethylen} (vgl. Ren et al. 2006). Gleichzeitig können 30 bis 60 MW Strom erzeugt werden. Der Direktantrieb von Kompressoren ist durch die Wartungsanforderung der Gasturbine nicht möglich (Zimmermann und Walzl 2012). Gegenüber einer separaten Prozessdampferzeugung in Dampfkesseln und Kaltluftbrennern wird eine Brennstoffeinsparung von 2,0 GJ/t_{HVC} bei einer zusätzlichen Stromgewinnung von 1,0 GJ/t_{HVC} erwartet. Es ergibt sich ein Investitionsaufwand von 74,2 EUR₂₀₁₃/t_{HVC} für eine Gasturbine mit einer Leistung von 42 MW_{el}.

Coking-Reduzierung durch keramisch beschichtete Pyrolyserohre (ETSP04)

Das Coking im Spaltofen wird konventionell durch eine aufgetragene Schwefelverbindung an den Innenwänden der Rohre gehemmt. Eine Keramikbeschichtung kann das Verkoken besser verhindern und damit die Wärmeübertragung verbessern. Zusätzlich ist eine chemische Behandlung der Öfen nicht mehr nötig. Die Beschichtung hat zudem Auswirkungen auf den Ertrag der Olefine, sodass der Ethylenenertrag erhöht wird. So erlauben Siliziumcarbid-Keramiken eine maximale Temperatur von 1 400 °C, eine höhere Wärmeübertragung und eine höhere katalytische Aktivität bei geringerer Oberfläche. Konventionelle Pyrolyserohre mit Chrom-Nickel-Legierungen ermöglichen dagegen eine maximale Temperatur von 1 100 °C (vgl. Korkhaus 2006). Die Energieeinsparungen werden bei BVT-Spaltöfen auf 10 % bzw. 1,57 GJ/t_{HVC} geschätzt, bei einem Investitionsaufwand von 299,4 EUR₂₀₁₃/t_{HVC} (vgl. Ren et al. 2006).

Katalytische Spaltöfen (ETSP05)

Mit dem Ziel der Produktionskostenreduktionen werden alternative Herstellungsverfahren gesucht. Diese unterscheiden sich durch die genutzten Ausgangsstoffe (u. a. Ethan bis schwere Rückstände der Rohöldestillation) und das jeweilige Verfahren (d. h. oxidative Dehydrierung, katalytische Spaltung, Hydropyrolyse, Aufwertung der Nebenprodukte und katalytische Pyrolyse, vgl. Ren et al. 2006). Die katalytische Spaltung von Naphtha wurde in Pilotanlagen getestet und führte in der Umsetzung schwerer Erdölfraktionen mittels Fluid Catalytic Cracking bereits zu erheblichen Energieeinsparungen. Der Katalysator senkt die Aktivierungsenergie zur Aufspaltung der Kohlenstoffverbindungen um bis zu 150 bis 250 °C. Zudem erhöht sich die Ausbeute von HVC durch Katalysatoren um 15 bis 24 %

ggü. dem konventionellen Verfahren. Auch wird die Verkokung reduziert, da der entstehende Koks durch die Regeneration des Katalysators zersetzt wird. Jedoch verliert der Katalysator dadurch an Aktivität, sodass eine bisherige Marktumsetzung ausblieb (vgl. Ren et al. 2006; Ren, T. 2004). Am katalytischen Spalten wird weiterhin geforscht (vgl. Elordi et al. 2011; Jeong et al. 2002) und Roheisen et al. (2006) erwartet eine Markteinführung in den nächsten 20 bis 30 Jahren. Die Energieeinsparungen werden bei Investitionen von 164,3 EUR₂₀₁₃/t_{HVC} auf 5,54 GJ/t_{HVC} geschätzt (Ren, T. 2004).

Übergeordnete Regelung des Prozessdampfeinsatzes (ETSP06)

Die Produktionsprozesse von HVC sind stark integriert. Die Dampferzeugung muss an den Bedarf der Spaltöfen und der dampfbetriebenen Kompressoren angepasst werden, genauso wie die Kältebereitstellung der Wärmeübertrager und der Kompressionskältemaschinen auf den Kältebedarf der Fraktionierung abgestimmt sein muss. Zudem sind die Anlagen in der Regel in einen petrochemischen Standort integriert. Erweiterte Prozessteuerungen (engl. Advanced Process Automation) können die Anlagenfahrweise hierarchisch nach Sicherheit, Produktqualität und Energieverbrauch optimieren. In einer petrochemischen Anlage in Italien im Jahr 2006 konnten Schwingungen in 250 von 500 Regelkreisläufen reduziert werden und so 5 % bzw. 471 MJ/t_{HVC} des Erdgasbedarfs zur Dampferzeugung eingespart werden und das alles bei einer geschätzten Investition von 2,0 EUR₂₀₁₃/t_{HVC} (vgl. Bonavita 2013; Currás 2010). Die nicht-energetischen Vorteile sind die erhöhte Ausfallsicherheit, Produktqualität und Flexibilisierung ggü. den Ausgangsstoffen. So setzt bspw. die Fa. BASF AG 140 unterschiedliche Arten von Naphtha mit variierendem Paraffinanteil ein (vgl. Edwards 2003).

5.3.2 Kaltabschnitt

Im Kaltabschnitt werden die Zielprodukte aus dem Spaltgas der Dampfspaltöfen mit einer kryogenen Rektifikation abgetrennt. Der Prozess wird im Anhang E detaillierter beschrieben. Die nachfolgenden Energieeinsparmaßnahmen verbessern die Wärme- (ETFR01) und die Kälteintegration (ETFR02) des Kaltabschnitts.

Wärmeintegrierte Rektifikationskolonne (ETFR01)

Bei einer wärmeintegrierten Rektifikationskolonne (engl. Heat Integrated Distillation Column) wird der Dampf aus der Strippung komprimiert, bevor er in die Rektifikation gelangt. Die Rektifikation arbeitet somit mit einem höheren Druck und einer höheren Temperatur, was eine Wärmeintegration zwischen den beiden Sektionen ermöglicht. Die Reversibilität der Kolonne kann erhöht werden, wenn die Abwärme der Rektifikation durch den Einsatz von Wärmeübertragern in der Strippung genutzt wird (Bruinsma et al. 2012). Gegenüber konventionellen Kolonnen können wärmeintegrierte Rektifikationskolonnen 100 MJ/t_{Ethylen} bis 300 MJ/t_{Ethylen} bzw. 60 % bis 90 % des Energiebedarfs einsparen. Selbst in modernen Rektifikationskolonnen mit Wärmepumpen kann die Anwendung einer stufenweisen Wärmeübertragung zu zusätzlichen Energieeinsparungen von 40 % bzw. ca. 155 MJ/t_{Ethylen} führen (vgl. Bruinsma et al. 2012; Ren et al. 2009). Durch die Kompression erhöht sich der elektrische Aufwand um 22 MJ/t_{Ethylen} (vgl. Bruinsma et al. 2012). Für eine Kolonne mit

Plattenwärmeübertrager und einer Kapazität von 50 kt_{HVC}/a wird ein Investitionsaufwand von 3,4 EUR₂₀₁₃/t_{HVC} errechnet.

Kälterückgewinnung aus dem Kältemittelkreislauf (ETFR02)

Das Gas, was an der Spitze der Kolonne entsteht, wird genutzt, um mittels Wärmeübertrager das aus der Dampfspaltung einfließende Gas zu kühlen. Reicht die Kühlleistung nicht aus, wird zusätzlich ein Ethylen-Kältemittelkreislauf eingesetzt. Wird die Temperatur durch eine Entspannung mittels Expander gesenkt, wird die Kühlleistung der Wärmeübertrager gesteigert und der Einsatz des Kältemittelkreislaufs reduziert. So wird der Energieverbrauch des dampfbetriebenen Kühlmittelkompressors für den Ethylen- und Propyläen-Kreislauf um 75 % reduziert (NEDO 2008; Ren et al. 2006). Für eine 300 kt_{Ethylen}/a Anlage werden Dampfeinsparungen von 0,12 t_{Dampf}/t_{Ethylen} bzw. 0,15 GJ/t_{HVC} bei einem Investitionsaufwand von 3,5 EUR₂₀₁₃/t_{HVC} erwartet (vgl. NEDO 2008).

5.4 Ammoniak

In Deutschland wurden 2013 in sieben Anlagen von fünf Unternehmen 3 347 kt Ammoniak produziert. Davon wurden 83 % für die Düngemittelherstellung verwendet, d. h. weiterverarbeitet zu Feststoffdünger wie Harnstoff oder Salpetersäure, Phosphaten und Sulfaten, oder direkt auf den Ackerboden aufgetragen. Ungefähr 17 % der Ammoniakproduktion wird in der Industrie eingesetzt. Die Basis fast jeden Stickstoffatoms in industriellen Chemikalien ist Ammoniak. Insbesondere als Salpetersäure wird Ammoniak für die Herstellung von Kunststoffen und Fasern, wie Polyamiden und Polyurethanen benötigt. Ein weiteres Anwendungsgebiet ist die Herstellung von Sprengstoffen und anderen stickstoffhaltigen Verbindungen, die als Zwischenprodukte für Farbstoffe und Pharmazeutika dienen (Appl 2014a).

Ammoniakanlagen sind überwiegend in einen chemischen Anlagenverbund integriert und das entstandene Ammoniak wird üblicherweise am Standort direkt weiterverarbeitet. Energie und Nebenprodukte werden mit anderen chemischen Anlagen ausgetauscht, was die Zuordnung des Energie- und Rohstoffbedarfs zu einer Ammoniakanlage erschwert. Zudem ist Erdgas bei der Dampfreformierung Rohstoff und Energieträger zugleich. Saygin et al. (2012) verglichen den Energieverbrauch ihrer Bottom-up Modellierung der deutschen Grundstoffchemie in Saygin und Patel (2009) mit den Statistiken über die Energieverwendung von DESTATIS (2014b) und den Anwendungsbilanzen der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (vgl. Rohde 2013) und stellten Abweichungen für Prozessdampf und Brennstoffe von über 40 % fest. Als eine mögliche Erklärung werden abweichende Bilanzgrenzen angegeben (vgl. Saygin et al. 2012). Die für die Untersuchung unterstellten Bilanzgrenzen sind der Abb. 5-4 zu entnehmen.

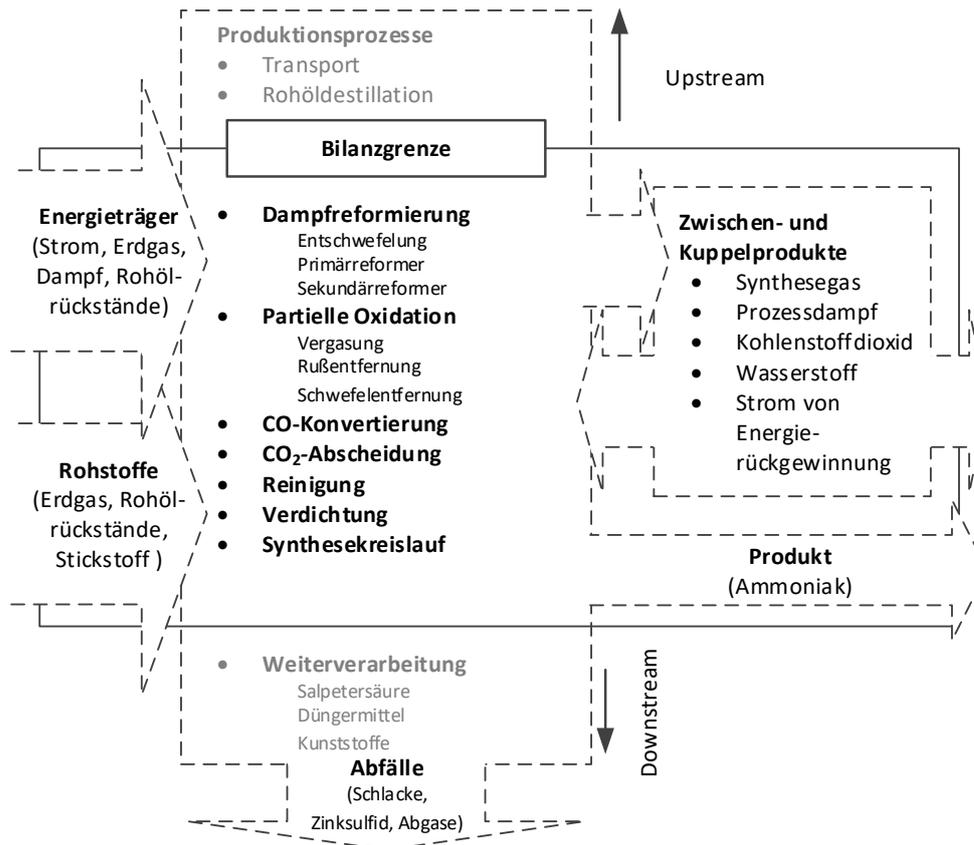


Abb. 5-4: Bilanzierte Produktionsprozesse sowie Energie- und Stoffströme in der Ammoniakherstellung in Deutschland

Der Großteil des Energiebedarfs fällt bei der Herstellung des Synthesegases an, weshalb die dafür nötigen Prozessschritte untersucht werden. Zusätzlich wird Prozessdampf von externen KWK-Anlagen, durch Dampfkessel oder durch das Abgas der Gasturbinen für den Antrieb von Kompressoren bereitgestellt. Das Zielprodukt ist Ammoniak entsprechend dem Wirtschaftszweig WZ 2015 10 750 nach DESTATIS (2008). Nebenprodukte sind u. a. CO₂ und ggf. Wasserstoff. Der für das Synthesegas benötigte Stickstoff wird u. a. in Luftzerlegungsanlagen am Standort bereitgestellt. In der Luftzerlegung und im Synthesegaskreislauf kumulieren sich Edelgase wie Argon, die ebenfalls abgeführt werden können, hier aber aufgrund der geringen Mengen nicht berücksichtigt werden. Die Produktionsprozesse und Produktionsanlagen werden detaillierter im Anhang beschrieben.

5.4.1 Dampfreformierung

In der Dampfreformierung wird der in der Ammoniaksynthese benötigte Wasserstoff mittels der Dampfreformierung oder der partiellen Oxidation hergestellt. Beide Verfahren werden detaillierter im Anhang F erläutert. Die nachfolgenden Energieeinsparmaßnahmen optimieren ausschließlich die Dampfreformierung (AMD01, AMD02, AMD03, AMD04).

Adiabatische Vor-Reformierung (AMDA01)

Ein adiabtisch betriebener Festbettreaktor mit einem hoch aktiven Nickelkatalysator ermöglicht ggü. der konventionellen Dampfrefromierung eine Vorreformierung auf einem niedrigeren Temperaturniveau und die Entfernung von langkettigen Kohlenwasserstoffen, die zu

geringen Anteilen im Erdgas vorkommen. Die Prozesstemperatur von 480 bis 500 °C ermöglicht die Nutzung der Abwärme des Konvektionsteils des Primärreformers. Zusätzlich absorbiert der Katalysator bei niedrigeren Temperaturen Schadstoffe wie Schwefel, sodass die Lebensdauer des Katalysators verlängert wird. Das Produktgemisch des Vorreformers wird dabei auf 650 °C erhitzt und verringert den Wärmebedarf im Primärreformer (Nielsen 2007). Die vorreformierten und erhitzten Ausgangsstoffe führen zu einem geringeren Energieverbrauch in der Dampfreformung um 4 % bzw. 1,18 GJ/t_{Ammoniak} (vgl. EIPPCB 2007; Nielsen 2007; Rafiqul et al. 2005; Worrell und Galitsky 2005; Nieuwlaar 2001; Worrell und Blok 1994) bei gleicher Produktionskapazität. Die Investitionen betragen 44,7 EUR₂₀₁₃/t_{Ammoniak}. Als nicht-energetischer Vorteil in Höhe von 0,6 EUR₂₀₁₃/t_{Ammoniak} wird die Verlängerung der Nutzungsdauer des Primärreformers auf 20 % genannt (vgl. Nieuwlaar 2001; Worrell und Blok 1994).

Autotherme Reformierung (AMDA02)

Zur Verringerung des externen Energiebedarfs kann die Gasenthalpie aus dem Sekundärreformer dem Primärreformer mittels Wärmeübertrager zugeführt werden. Zur Aufrechterhaltung dieser autothermen Betriebsweise muss der Sekundärreformer mit Überschussluft gefahren werden, was zu einem überstöchiometrischen Verhältnis von Stickstoff im Gas führt (EIPPCB 2007). Die Brennstoffeinsparungen sollen etwa 628 MJ/t_{Ammoniak} bzw. 10 % des Energiebedarfs des Primärreformers betragen (NEDO 2008). Die Ausgangsströme des Primär- und Sekundärreformers von ca. 1 000 °C werden jedoch in der Regel genutzt, um Dampf zu erzeugen. Aufgrund der verringerten Dampferzeugung wird angenommen, dass der Synthesegas-Kompressor nun mit 268 MJ/t_{Ammoniak} elektrisch betrieben werden muss. Zur Umsetzung ist ein neuer Primärreformer mit integriertem Wärmeübertrager notwendig (vgl. Rafiqul et al. 2005). Die Gesamtinvestitionen werden auf Basis von NEDO (2008) auf 5,9 EUR₂₀₁₃/t_{Ammoniak} geschätzt. Die Kombination mit einer isothermen CO-Konvertierung (AMDA03) steigert die Energieintensitätsreduktion um 20 %, da eine Rückführung des Prozesskondensats ermöglicht wird.

Isotherme CO-Konvertierung (AMDA03)

Das aus dem Sekundärreformer austretende Gas enthält etwa 13 % CO. Die Installation eines einstufigen Niedertemperaturreaktors verbessert das Wasserstoffumwandlungsverhältnis und verringert den Brennstoffbedarf, da die Reaktion von CO und H₂O zu CO₂ und H₂ vom Standpunkt des chemischen Gleichgewichts vorteilhafter bei niedrigeren Temperaturen verläuft (s. Formel ()). Herkömmlich wird ein zweistufiges Verfahren verwendet, bestehend aus einer Hochtemperaturreaktion bei 370-430 °C und einem nachgeschalteten Niedertemperaturreaktor mit 200-230 °C. Der einstufige Reaktor arbeitet auf einem Temperaturniveau von 250 °C und kann die Wärme der exothermen Reaktion mit einem internen Wärmeübertrager zur Gewinnung von 418 MJ/t_{Ammoniak} Mitteldruckdampf gewinnen. Der Investitionsaufwand beträgt 19,6 EUR₂₀₁₃/t_{Ammoniak} nach NEDO (2008).

Verfahren ohne Sekundärreformer (AMD04)

Diese Energieeinsparmaßnahme kombiniert eine Dampfreformierung aus dem Primärreformer und einer isothermen CO-Konvertierung mit einer konventionellen Stickstoffanlage,

einer Druckwechsellösung und einem Ammoniaksynthesekreislauf. Der Wasserstoff aus der Dampfreformierung wird mittels der Druckwechsellösung verflüssigt und erst vor dem Synthesegaskompressor mit dem reinen Stickstoff zu Synthesegas vermischt. Durch Stickstoffspülung wird die Wasserstoffrückgewinnung aus dem Spülgas in der Druckwechsellösungsanlage erhöht. Gegenüber einer konventionellen Ammoniakanlage können so der Sekundärreformer, die zweistufige CO-Konvertierung, die Gaswäsche sowie die Methanisierung eingespart werden, was zu verringerten Investitionen und Betriebskosten führt. In Anlagen mit einer Kapazität von 1 350 t_{Ammoniak}/d wurde eine Energieintensität von 28,5 GJ/t_{Ammoniak} erzielt (Appl 2014c). Die Energieeinsparungen werden auf 1,0 GJ/t_{Ammoniak} bei 20 % geringeren Investitionen (270 EUR₂₀₁₃/t_{Ammoniak}) geschätzt.

5.4.2 CO₂-Abscheidung

In der CO₂-Abscheidung wird das CO₂ mittels Absorption aus dem Synthesegas der Dampfreformierung entfernt, bevor es in den Synthesereaktor eingeleitet werden kann. Die CO₂-Abscheidung wird detaillierter im Anhang F erläutert. Die nachfolgenden Maßnahmen erzielen Energieeinsparung durch neue Absorptionsmittel (AMKO01) und eine Entspannungsturbine im Lösungsmittelkreislauf (AMKO02).

Innovative Absorptionsmittel für die CO₂-Abscheidung (AMKO01)

Die Absorption hat u. a. durch die vergleichsweise ineffiziente Destillation und die Ableitung größerer Wärmemengen auf niedrigem Temperaturniveau des CO₂ ins Kühlwasser einen hohen thermischen (1,2 GJ/t_{Ammoniak}) und elektrischen Energieverbrauch (0,2 GJ/t_{Ammoniak}). Ein innovatives Lösungsmittel basierend auf Methyldiethanolamin und Wasser benötigt geringere Temperaturen, sodass das Verfahren auf einen zweistufigen Absorber aufgeteilt werden kann. Der Großteil des CO₂ wird im unteren Teil mit einer halbkonzentrierten Lösung gewonnen, die ohne Dampfdestillation regeneriert werden kann. Der hohe Abscheidungsgrad von über 96 % wird in der zweiten Stufe durch die vollkonzentrierte Lösung erzielt. Diese Lösung kann zwar nur über Dampfdestillation erneuert werden, jedoch ist der Massenstrom im Vergleich zur ersten Stufe wesentlich geringer (vgl. Uhde GmbH 2009). Die Energieeinsparungen werden nach Rafiqul et al. (2005) auf 0,5 GJ/Ammoniak mit Investitionen von 10,5 EUR₂₀₁₃/t_{Ammoniak} beziffert.

Entspannungsturbine im Lösungsmittelkreislauf (AMKO02)

In der CO₂-Abscheidung werden große Mengen des Absorptionsmittels mit einem Druck von etwa 30 kg/cm² in den Absorptionsturm eingeführt, um das CO₂ aus dem Rohspülgas mit einem Volumenanteil von 15 % zu entfernen. Nachdem das CO₂ absorbiert wurde, wird üblicherweise das Absorptionsmittel über ein Dekompressionsventil von 30 kg/cm² auf 1 kg/cm² entspannt. Wird das Lösungsmittel stattdessen über eine Turbine entspannt, kann die mechanische Energie genutzt werden, um eine Umwälzpumpe im Lösungsmittelkreislauf anzutreiben (vgl. NEDO 2008). Der Investitionsaufwand für eine 330 kt/a Ammoniakanlage wird auf 5,5 EUR₂₀₁₃/t_{Ammoniak} beziffert bei Stromeinsparungen von 95 MJ/t_{Ammoniak} (vgl. NEDO 2008).

5.4.3 Ammoniaksynthese

Das Synthesegas aus der Dampfreformierung reagiert in einem Kreislaufreaktor zu Ammoniak. Der Prozess wird im Anhang F detaillierter beschrieben. Die nachfolgenden Energieeinsparmaßnahmen gewinnen den Wasserstoff aus dem Synthesekreislauf (AMSY01) und reduzieren den Prozessdruck im Reaktor (AMSY02, AMSY03, AMSY04).

Wasserstoffrückgewinnung aus dem Synthesekreislauf (AMSY01)

In der Ammoniaksynthese reagiert etwa ein Drittel des Synthesegases zu Ammoniak, weshalb die verbleibenden Produkte in einem Kreislauf dem Reaktorstrom erneut zugeführt werden. Neben Wasserstoff und Stickstoff enthält das Synthesegas geringe Verunreinigungen aus Edelgasen wie Argon und Helium, welche sich im Synthesekreislauf akkumulieren und die Leistung des Konverters reduzieren, da sie die Partialdrücke von Wasserstoff und Stickstoff herabsetzen. Ein Teil des Kreislaufstroms wird deshalb als Spülgas abgeführt, energetisch verwertet und durch frisches Synthesegas ersetzt (Appl 2014b; EIPPCB 2007). Durch ein einstufiges Membransystem kann stattdessen 80 % des Wasserstoffes aus dem Spülgas abgetrennt und dem Synthesegas zugeführt werden, was die Produktionskapazität um 4-5 % erhöht (vgl. Membran Technology and Research Inc. 2014). Nieuwlaar (2001) gibt eine Energieeinsparung von $0,80 \text{ GJ/t}_{\text{Ammoniak}}$ bei Investitionen von $11,2 \text{ EUR}_{2013}/\text{t}_{\text{Ammoniak}}$ und spezifischen Veränderungen der nicht-energetischen Betriebskosten von $0,3 \text{ EUR}_{2013}/\text{t}_{\text{Ammoniak}}$ an.

Niederdruck-Katalysator (AMSY02)

Die Metalle Osmium und Ruthenium vereinen die Eigenschaft einer niedrigen Aktivierungsenergie für die Dissoziation der Stickstoffmoleküle und einer vorteilhaften Struktursensitivität zur molekularen Stickstoffadsorption. Osmium wurde aufgrund seines geringen Rohstoffvorkommens und seiner toxischen Eigenschaften nie im industriellen Maßstab eingesetzt. Neue Katalysatoren basieren auf Ruthenium und sind zehn- bis 20-mal aktiver als die konventionellen Eisenkatalysatoren. Die nicht-energetischen Vorteile sind eine größere Oberfläche, eine höhere volumetrische Aktivität und eine geringere Anfälligkeit zur Selbstinhibition (Appl 2014b). Durch den geringeren Betriebsdruck und die höheren Umsetzungsraten pro Zyklus kann die Energieintensität im Durchschnitt um bis zu $1,83 \text{ GJ/t}_{\text{Ammoniak}}$ gesenkt werden, vorausgesetzt das Antriebssystem und der Synthesekreislauf werden auf die neuen Mengenströme angepasst (vgl. EIPPCB 2007; Rafiqul et al. 2005; Nieuwlaar 2001; Rohdes 1996). Die Investition ist u. a. abhängig vom Rutheniumpreis ($85 \text{ USD}_{2013}/\text{Unze}$ in 2013 nach Dalchow (2014)) und wird basierend auf ChemCoast Park (2010) und Nieuwlaar (2001) auf $84,2 \text{ EUR}_{2013}/\text{t}_{\text{Ammoniak}}$ berechnet.

Dual-Druck-Synthesekreislauf (AMSY03)

Bei Anlagen mit großen Kapazitäten kann ein konventioneller zweistufiger Synthesereaktor um einen zusätzlichen Mitteldruckreaktor erweitert werden. Nach einem Durchlauf der Ammoniaksynthese muss das Frischgas in einem zweistufigen zwischengekühlten Kompressor verdichtet werden. Der Druck am Auslass des Verdichters beträgt etwa 110 bar. Bei diesem Druck kann in einem gekühlten Drei-Bett-Konverter ein Drittel des Ammoniaks produziert werden. Das Synthesegas-Ammoniakgemisch nach dem Wandler wird abgekühlt und 85 %

des Ammoniaks im Gemisch werden abgetrennt. Das verbleibende Gemisch wird im Hochdruckteil des Kompressors auf 210 bar komprimiert und dem konventionellen zweistufigen Synthesereaktor zugeführt (Uhde GmbH 2009). Der geringere Massenstrom führt zu geringeren Energieintensitäten von etwa 4 % bzw. 1,50 GJ/t_{Ammoniak} ggü. konventionellen Anlagen (vgl. Appl 2014c; Gottwald 2010). Der Investitionsaufwand für die gesamte Anlage wird auf 371 EUR/t_{Ammoniak} geschätzt. Bei gleichzeitiger Umsetzung der Wasserstoffrückgewinnung (AMSY01) muss ein Drittel des Wasserstoffs nicht komprimiert werden und es kann zu zusätzlichen Energieeinsparungen kommen (vgl. Uhde GmbH 2009).

Modellprädiktive Prozessregelung (AMSY04)

Die Einführung einer weiterentwickelten Prozesssteuerung in Ammoniakanlagen hat in der letzten Dekade zu Energieeinsparungen mit kurzen Amortisationszeiten geführt (vgl. Hansmersmann 2014; PCRA 2009; Geis. N. et al. 2008; EIPPCB 2007; Rafiquel et al. 2005). Moderne Prozesssteuerungen folgen der hierarchisch gewichteten Optimierung. Oberste Priorität hat hierbei die Sicherheit, gefolgt von der Qualität. Sind diese beiden Stufen erfüllt, kann die Fahrweise hinsichtlich des energetischen Einsatzes optimiert werden (Hansmersmann 2014). Die Anlagenteile, die den Energieverbrauch beeinflussen, werden mit Kontroll- und modell-prädiktiven Regelungseinheiten ausgestattet (vgl. Geis. N. et al. 2008). Praxiserfahrungen zeigen eine Dampfbedarfsreduktion von 2,5 % bzw. 0,6 GJ/t_{Ammoniak} bei einem Investitionsaufwand von 7,3 EUR₂₀₁₃/t_{Ammoniak}. (vgl. Geis. N. et al. 2008; Rafiquel et al. 2005).

5.5 Chlor

Die Produktion von Chlor gilt als ein Indikator für den Zustand der Entwicklung der chemischen Industrie in einem Land (vgl. Moussallem et al. 2008). Deutschland ist in 2013 mit 45 % der größte Chlorproduzent in der EU-27, vor Belgien und den Niederlanden mit jeweils 16 % und Frankreich mit 11 % (Euro Chlor 2014). Chlor wird in Deutschland mittels vier unterschiedlicher Produktionsverfahren hergestellt. Die vier Verfahren und deren Energieverbrauch werden im Anhang G erläutert. Die Elektrolyse der Salzlauge ist bei allen vier Verfahren der wesentliche Produktionsprozess in der Chlorherstellung und für ca. 80 % des Endenergiebedarfs verantwortlich. Neben Chlor entstehen bei der Elektrolyse die Kuppelprodukte Natronlauge und Wasserstoff, die Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit der Anlage haben. Die Gewichtskonzentration der Natronlauge ist abhängig vom Verfahren. Für die Bilanzierung wird daher eine Natronlauge mit einem Wasseranteil von 50 %_{gew.} festgelegt. Der Prozess zur Herstellung der Salzlösung, insbesondere zur Reinigung der Ausgangsstoffe Salz oder Salzsole von unerwünschten Chemikalien, ist aufgrund des querschnittähnlichen Charakters sowie des vergleichsweise geringen Energiebedarfs nicht Teil der Untersuchung (s. Abb. 5-5).

Die nachfolgenden Energieeinsparmaßnahmen beinhalten die Substitutionsmöglichkeiten der vier Elektrolyseverfahren (CHEL01 bis CHEL15) sowie die optimierte Nutzung (CHEL16) und Herstellung der Kuppelprodukte (CHNA01, CHNA02).

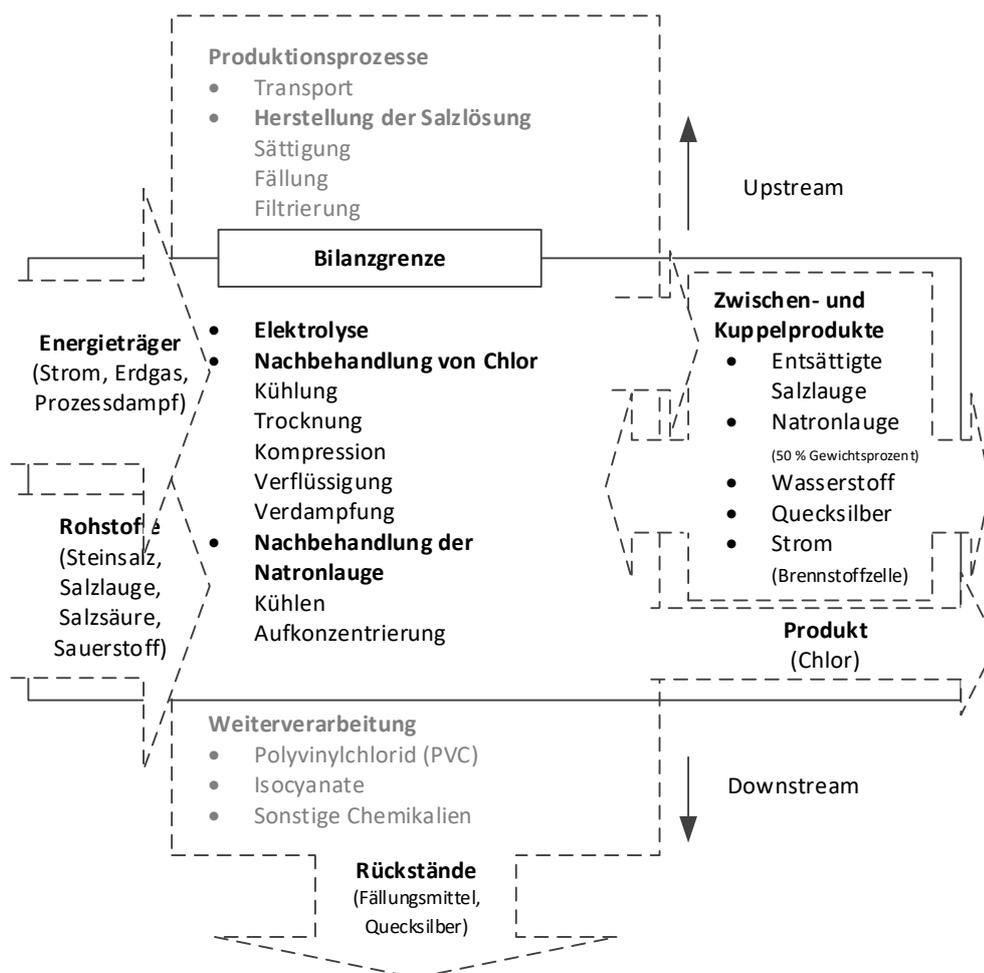


Abb. 5-5: Bilanzierte Produktionsprozesse sowie Energie- und Stoffströme in der Herstellung von Chlor in Deutschland

5.5.1 Elektrolysezelle

Die Elektrolysezelle stellt einen wesentlichen Schritt in der Chlorherstellung dar, bei dem die Salzlösung mittels Gleichstrom in die Produkte Chlor, Wasserstoff und Natronlauge zerlegt wird. In Deutschland kommen vier unterschiedliche Elektrolyseverfahren zur Anwendung, welche sich hinsichtlich Kapitalaufwand, Gleichstrombedarf für die Elektrolyse, thermischem Energieverbrauch zur Aufkonzentration der Natronlauge, der Qualität der Produkte, der Flexibilität der Stromdichte und deren Auswirkungen auf die Umwelt unterscheiden. Die vier Elektrolyseverfahren und deren Merkmalausprägung werden detaillierter im Anhang beschrieben und nachfolgend in Tabelle 5-1 zusammengefasst. Die Maßnahmen zur Energieeinsparung ergeben sich aus der Verfahrenssubstitution und werden nach Substitutionspaaren in den nachfolgenden Unterabschnitten erläutert.

Tabelle 5-1: Charakterisierung der drei Hauptverfahren zur Chlorherstellung in Deutschland (eigene Zusammenstellung basierend auf Tabelle G-1 und Reinert 2014; EIPPCB 2014; BASF SE 2010)

Charaktermerkmal	Amalgam	Diaphragma	Membran
Investitionsaufwand	hoch	mittel	gering
Gleichstrombedarf der Elektrolyse [GJ/t _{Chlor}]	10,89	9,43	7,81
Dampfbedarf für die Aufkonzentration der Natronlauge auf 50 % [GJ/t _{Chlor}]	0,00	7,60	1,57
Gewichtskonzentration der Natronlauge [%]	50	12	32
Natronlaugenqualität	hoch	niedrig	mittel
Reinigung von Natriumchlorid	einfach	einfach	aufwändig
Chlorqualität	hoch	niedrig	niedrig
Toxikologische Umweltauswirkungen	hoch	mittel	niedrig

Substitution vom Amalgam- zum Membranverfahren (CHEL01-03)

Die Mitglieder des europäischen Chlorverbands haben sich selbstverpflichtet, bis 2020 u. a. aufgrund der Quecksilberemissionen kein Amalgamverfahren mehr zur Chlorherstellung einzusetzen. Das Amalgamverfahren wird detaillierter im Anhang G erläutert. Das Amalgamverfahren hat ggü. der besten verfügbaren Technik, dem Membranverfahren, einen um durchschnittlich 3 GJ/t_{Chlor} höheren Gesamtenergiebedarf, jedoch einen niedrigeren thermischen Energieverbrauch zur Aufkonzentration der Natronlauge von 33 auf 50 %_{gew} (s. Tabelle 5-1). EIPPCB (2014) gibt für acht Anlagen, die zwischen 1993 und 2008 von Amalgam- auf das Membranverfahren umgerüstet wurden, Stromeinsparungen von 18 bis 37 % an. Die Stromdichte der neuen Elektrolysezelle beeinflusst die Produktionskapazität, den Strombedarf und die Investitionen. Die Investitionen für eine Membrananlage mit einer Kapazität von 100 kt_{Chlor}/a werden auf 196 EUR₂₀₁₃/t_{Chlor}, 157 EUR₂₀₁₃/t_{Chlor} und 131 EUR₂₀₁₃/t_{Chlor} für Stromdichten von 4 kA/m² (CHEL01), 5 kA/m² (CHEL02) und 6 kA/m² (CHEL03) basierend auf EIPPCB (2014) geschätzt. Die durchschnittlichen Stromeinsparungen betragen in Abhängigkeit der Stromdichte 4,43 GJ/t_{Chlor} für CHEL01, 4,14 GJ/t_{Chlor} für CHEL02 und 3,98 GJ/t_{Chlor} für CHEL03 (s. Tabelle G-2). Zusätzlich können Opportunitätserlöse durch vermiedene Abtrennung und Verbringungen von Quecksilber in Höhe von 9,5 EUR₂₀₁₃/t_{Chlor} geltend gemacht werden.

Substitution vom Diaphragma- zum Membranverfahren (CHEL04-06)

Die Nachteile des Diaphragmaverfahrens sind u. a. die geringe Qualität der Natronlauge sowie Asbestemissionen der Diaphragmazellen (s. Tabelle 5-1). Für die Umrüstung zweier Anlagen in Deutschland vom Diaphragma- zum Membranverfahren mussten den Elektrolysezellen eine zusätzliche Reinigungs- und Entchlorungsstufe für die Salzlauge, ein zusätzliches Kreislaufsystem für die Natronlauge und auch die Gleichstromversorgung hinzugegestellt werden (vgl. EIPPCB 2014). Die höher konzentrierte Natronlauge des Membranverfahrens führte zu Dampfeinsparungen von 50 bis 65 %, während der Gleichstrombedarf um 5 bis 15 % sank (EIPPCB 2014). Aus Tabelle 5-1 ergeben sich bei einem Verfahrensvergleich Energieeinsparungen von 8,9 GJ/t_{Chlor}, wobei 2,3 GJ/t_{Chlor} auf Strom- und 6,6 GJ/t_{Chlor} auf Brennstoffeinsparungen zurückzuführen sind. Im Vergleich mit der Umrüstung von Amalgamanlagen ist der Kapitalaufwand höher. Die Umrüstung eines Werkes in Polen mit

einer Kapazität von 214 kt_{Chlor}/a war mit Investitionen von 282 Mio. EUR₂₀₁₃/t_{Chlor} verbunden (EIPPCB 2014). Analog zum Amalgamverfahren (CHEL01-CHEL03) sind die Energieeinsparungen und die Investitionen abhängig von der Stromdichte der Elektrolysezelle. Basierend auf den Angaben von EIPPCB (2014) wird der Investitionsaufwand auf 282 EUR₂₀₁₃/t_{Chlor}, 226 EUR₂₀₁₃/t_{Chlor} und 188 EUR₂₀₁₃/t_{Chlor} für Stromdichten von 4 kA/m², 5 kA/m² und 6 kA/m² geschätzt. Die Energieeinsparungen ergeben sich analog aus der Energieintensität der Bestandsanlage und der neuen Membrananlage zum Stand 2013 (s. Tabelle G-2).

Substitution zum Membranverfahren der neusten Generation (CHEL07-09)

Die Membranzellentechnik wurde kontinuierlich seit ihrer großindustriellen Umsetzung in den 1980er Jahren weiterentwickelt. Die ersten Weiterentwicklungen konzentrierten sich auf die Beschichtung der Anode und der Kathode sowie die Reduzierung des Abstands zwischen Kathode und Membran, Elektrolytumwälzung in den Zellen und Gasfreisetzung durch die Elektroden und Membranen. In den 1990er Jahren wurde der elektrische Widerstand in der Zellstruktur durch allmähliches Umschalten von monopolaren zu bipolaren Elektrolyseur-Konfigurationen verringert, weshalb höhere Stromdichten bei neueren Zellen appliziert werden konnten. Bei einem Wechsel von älteren bipolaren Elektrolyseuren von 1985 auf neuere Zellen von 2008 wird bei einer Stromdichte von 4 kA/m² eine Stromeinsparung von 11 % erwartet. Im Gegensatz zu den Verfahrenssubstitutionen müssen hier in der Regel nur die Elektrolysezellen getauscht werden (EIPPCB 2014). Basierend auf den Angaben von EIPPCB (2014) wird der Investitionsaufwand auf 84 EUR₂₀₁₃/t_{Chlor}, 68 EUR₂₀₁₃/t_{Chlor} und 57 EUR₂₀₁₃/t_{Chlor} für Stromdichten von 4 kA/m², 5 kA/m² und 6 kA/m² geschätzt. Die Energieeinsparungen ergeben sich aus der Energieintensität der Bestandsanlage und der neuen Membrananlage zum Stand 2013 (s. Tabelle G-2).

Substitution zur Sauerstoffverzehrkatode (CHEL10-15)

Bei der Verwendung von Sauerstoffverzehrkatoden in der Chloralkalielektrolyse wird eine alkalische Brennstoffzellenkathode in eine Membranelektrolysezelle integriert. Im Vergleich zum Membranverfahren bleiben der Anodenraum und die Membran unverändert, lediglich die Kathode wird ersetzt. In der neuen Kathode wird der eingeleitete Sauerstoff mit Wasser in einer Dreiphasenreaktion umgesetzt, wobei Hydroxylionen entstehen (s. Formel (5-4)).



Der Sauerstoffverbrauch ist namensgebend für die Kathode. Im Gegensatz zur bisherigen Kathodenreaktion des Membranverfahrens (s. Anhang G) läuft die Reaktion bei niedriger Spannung ab und es entsteht kein Wasserstoff. So kann die Zellenspannung um etwa 1 V bei Stromdichten von 4 kA/m² bis 6 kA/m² gesenkt werden, was wiederum den Stromverbrauch um etwa 30 % reduziert. Die Gesamtreaktion ist in Formel (5-5) abgebildet (EIPPCB 2014; Jörissen et al. 2011).



Die theoretische Idee der Sauerstoffverzehrkathode kam in den 1960igern auf, jedoch erst in den letzten beiden Dekaden wurde die Forschung an dem Konzept intensiviert. Moussallem et al. (2008) geben eine ausführliche Übersicht über die Publikationen zur Sauerstoffverzehrkathode von 1973 bis 2006. Die Sauerstoffverzehrkathode wurde in zwei 20 kt_{Chlor}/a Pilotanlagen in Deutschland getestet und konnte einen durchschnittlichen Gleichstrombedarf von 5,76 bis 6,12 GJ/t_{Chlor} erreichen (vgl. Woltering et al. 2013; Jörissen et al. 2011). Für den Verfahrensvergleich müssen jedoch der zusätzliche Sauerstoffbedarf und die fehlende Wasserstoffproduktion bilanziert werden. Der Sauerstoffbedarf wird als zusätzliche Betriebskosten von 10,0 EUR₂₀₁₃/t_{Chlor} bilanziert. Die Bilanzierung des Wasserstoffs hängt von der bisherigen Verwendung ab. In 50 % aller Chloralkalielektrolysen wird der anfallende Wasserstoff chemisch, in 40 % der Anlagen energetisch und 10 % der Anlagen überhaupt nicht genutzt. Bei einer stofflichen Verwertung fallen für den Zukauf von Wasserstoff zusätzliche Betriebskosten von 25,00 EUR₂₀₁₃/t_{Chlor} an. Bei einer thermischen Nutzung von Wasserstoff fallen für den Zukauf von Erdgas zusätzliche Betriebskosten von 21,0 EUR₂₀₁₃/t_{Chlor} an. Insgesamt ergeben sich zusätzliche Betriebskosten von 35,0 EUR₂₀₁₃/t_{Chlor} gegenüber einer stofflichen Nutzung von Wasserstoff und 31,0 EUR₂₀₁₃/t_{Chlor} bei einer thermischen Verwendung von Wasserstoff. Der Investitionsaufwand beträgt 215 EUR₂₀₁₃/t_{Chlor} für eine Nachrüstung des Amalgamverfahrens, 300 EUR₂₀₁₃/t_{Chlor} für eine Nachrüstung des Diaphragmaverfahrens und 102 EUR₂₀₁₃/t_{Chlor} für die Nachrüstung des Membranverfahrens jeweils für eine Stromdichte von 4 kA/m² (vgl. Moussallem et al. 2009).

5.5.2 Kuppelprodukte

Bei der Chlorherstellung entstehen abhängig vom Ausgangstoff und vom Verfahren die Kuppelprodukte Natronlauge und Wasserstoff. Die Art und Weise, wie die Kuppelprodukte am Produktionsstandort genutzt werden, wird im Anhang G detaillierter erläutert. Die nachfolgenden Energieeinsparmaßnahmen optimieren die Nutzung von Wasserstoff (CHEL16) und die Aufkonzentration der Natronlauge (CHNA01, CHNA02)

Verstromung von Wasserstoff in Brennstoffzellen (CHEL16)

Bei der Elektrolyse fallen 28 kg/t_{Chlor} Wasserstoff als Nebenprodukt an, wovon schätzungsweise etwa 90 % nutzbar sind (s. Anhang G). Die Analyse der Chloranlagen in Deutschland zeigte, dass in 16 von 23 Anlagen Wasserstoff als Rohstoff zur Weiterverarbeitung bspw. von Elastomeren und Klebstoff eingesetzt oder weiterverkauft wird (s. Tabelle G-4). Am Standort Stade, der 31 % der Gesamtkapazität von Deutschland in 2013 vorhält, wird seit 2012 der durch die Elektrolyse entstehende Wasserstoff zusammen mit fossilen Energieträgern thermisch verwertet (vgl. Dow Deutschland Anlagengesellschaft GmbH 2013). Als Energieeinsparmaßnahme wird stattdessen eine chemische Verstromung in Brennstoffzellen untersucht. Die Reaktionsenthalpie von Wasserstoff beträgt $\Delta_R H = -241,8 \text{ kJ/mol}$, so dass eine 100 kt_{Chlor}/a Chloralkalielektrolyse eine theoretische Leistung von 10,8 MW_{el} bereitstellen kann. Unter Berücksichtigung der Verluste liegt das technische Potenzial der Niedertemperaturbrennstoffzelle mit einem maximalen Wirkungsgrad von 50 % bei 5,4 MW_{el}.

Die Investition wird mit 1 500 EUR₂₀₀₉/kW_{el} bei einer Nutzungsdauer von zehn Jahren angegeben (Moussallem et al. 2009). Darauf basierend würden 1,31 GJ/t_{Chlor} Strom erzeugt werden mit einem Investitionsaufwand von 100,7 EUR₂₀₁₃/t_{Chlor}. Die zusätzlichen Betriebskosten durch die verbleibende thermische Wasserstoffverwertung werden mit 21,1 EUR₂₀₁₃/t_{Chlor} bewertet.

Mehrstufige Verdampfer zur Aufkonzentration der Natronlauge (CHNA01-02)

Um das Kuppelprodukt Natronlauge kommerziell zu verkaufen, muss es eine Gewichtskonzentration von 50 % aufweisen. Da die Natronlaugen der Diaphragma- und Membranverfahren niedrigere Gewichtskonzentrationen aufweisen, müssen diese in mehreren Stufen mittels Prozessdampf konzentriert werden. Die Anzahl der Stufen hängt von dem verfügbaren Dampfdruck und den Kosten für Dampf und Kühlwasser ab. Eine höhere Anzahl von Stufen führt zu geringem Dampf- und Kühlwasserbedarf, erhöht jedoch den Investitionsaufwand um 60 % für eine zweistufige und um 130 % für eine dreistufige Verdampfungsanlage jeweils ggü. einer einstufigen Anlage. Durch die Investition in eine vierstufige Natronlaugeverdampfungsanlage, bestehend aus einem einstufigen Rohrbündel- und einem dreistufigen Plattenwärmeübertrager, konnte der Dampfbedarf auf 0,4 t_{Dampf}/t_{Natronlauge} gesenkt werden, was etwa 20 % unter einem dreistufigen Verdampfer liegt (vgl. EIPPCB 2014). Die Energieeinsparungen betragen 0,49 GJ/t_{Chlor} und 0,65 GJ/t_{Chlor} bei Investition von 11 EUR₂₀₁₃/t_{Chlor} und 15 EUR₂₀₁₃/t_{Chlor} für jeweils ein dreistufiges (CHNA01) und ein vierstufiges Eindampfsystem (CHNA02).

5.6 Zement

Zement ist ein hydraulisches Bindemittel aus Tricalciumsilikat. In 2013 wurden in Deutschland in 49 Werken 31 308 kt Zement hergestellt. Der weltweite Zementabsatz beträgt 3,3 Mrd. Tonnen, wovon 57 % allein auf China fallen (ZGK 2012). Die Zementherstellung ist für ca. 6 % der globalen CO₂-Emissionen verantwortlich. In Deutschland sind in 2013 4 % des industriellen Energieverbrauchs (98,2 PJ) und 3 % der bundesweiten CO₂-Emissionen (19 Mt CO₂) auf die Zementherstellung zurückzuführen (DESTATIS 2014a; DEHSt, 2014). Die Produktionsprozesse von Zement werden in die Rohmaterialaufbereitung, die Klinkerproduktion und die Zementproduktion unterteilt (s. Abb. 5-6). Die Produktionsprozesse und der Energieverbrauch werden detaillierter im Anhang H beschrieben. Bei Zement wird nach dem Europäische Standard (EN 197-1) zwischen 27 Zementarten unterschieden, die sich im Wesentlichen durch die Art und den Anteil der Additive auszeichnen und damit u. a. Auswirkungen auf die Festigkeit und die Säurebeständigkeit des Binders haben (s. Tabelle H-1). Die DIN 1164 listet eine Untermenge von Zementarten in EN 197-1 auf, welche in Deutschland erprobt sind. Die Untersuchung konzentriert sich auf die gängigsten Zementsorten, d. h. der Klassen CEM I, CEM II und CEM III. Die nachfolgenden Energieeinsparmaßnahmen werden nach ihrer Zugehörigkeit der Produktionsprozesse erläutert.

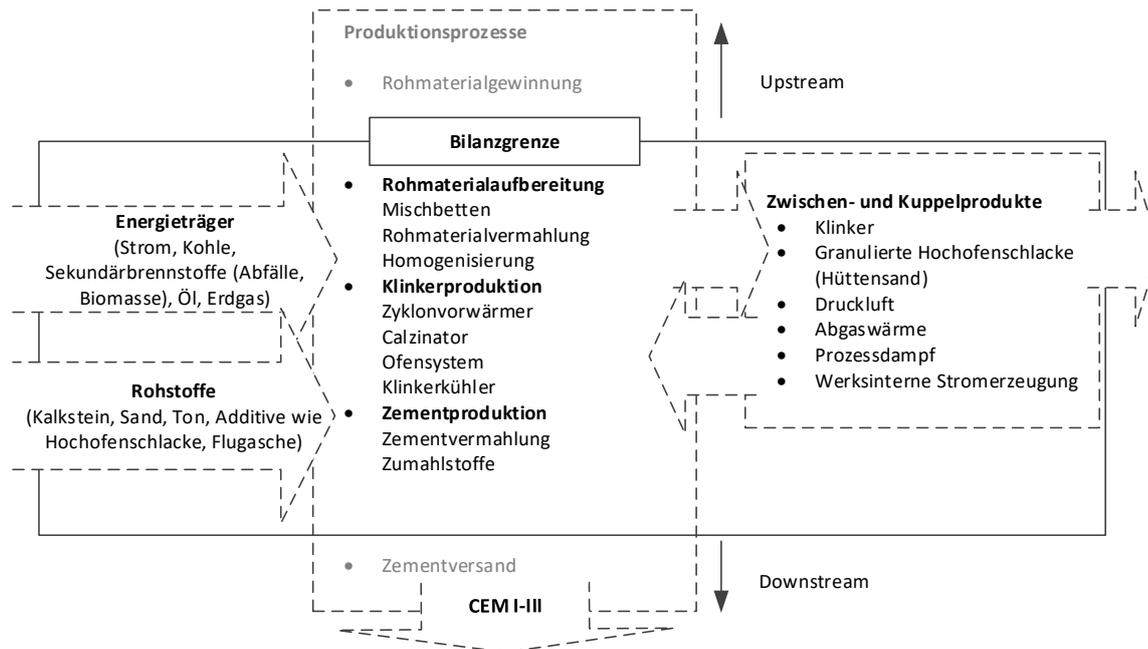


Abb. 5-6: Bilanzierte Produktionsprozesse sowie Energie- und Stoffströme in der Herstellung von Klinker und Zement (Brunke und Blesl 2015a)

5.6.1 Rohmaterialaufbereitung

In der Rohmaterialaufbereitung werden die Ausgangsstoffe (u. a. Kalkstein) homogenisiert, gemahlen und zum Vorwärmer des Drehrohrofens transportiert. Dieser Produktionsprozess wird detaillierter im Anhang H erläutert. Die nachfolgenden Energieeinsparmaßnahmen reduzieren den Energieverbrauch der Fördersysteme (ZERO01) und der Homogenisierung (ZERO02).

Mechanische anstatt pneumatische Fördersysteme (ZERO01)

Zum Transport von Rohmaterialien kommen in der Zementindustrie in der Regel pneumatische Fördersysteme zum Einsatz (vgl. Weber und Westenberg 2013; Ruge 2012). Da die Bereitstellung von Druckluft mit hohen exergetischen Verlusten verbunden ist (vgl. Betz 2013), führt die Substitution zu mechanischen Transportsystemen (u. a. Gurtband- oder Becherwerk-Transportsysteme) zu einer Reduktion des Energieverbrauchs, je nach Transportstrecke, um bis zu 80 % (APP 2009). Die durchschnittliche Energieeinsparung beläuft sich nach Hasanbeigi et al. (2013a) auf 11 MJ/t_{Klinker} bei einer Investition von 8,7 EUR₂₀₁₃/t_{Klinker}.

Rohmehlhomogenisierung in Gravitationssilos (ZERO02)

In Silos wird das Rohmehl der Ausgangsstoffe (u. a. Kalkstein) mit Druckluft fluidisiert und im Fließbett umgewälzt (vgl. VDZ 2015; 2008). Schwerkraftbasierte Homogenisierungssilos haben eine geringere Mischleistung als Fließbettverfahren, werden jedoch immer häufiger aufgrund ihrer geringeren Energieintensität eingesetzt (Worrell und Galitsky 2008). Die Stromeinsparungen durch die vermiedene Druckluftbereitstellung werden auf 10 MJ/t_{Klinker} bei Investitionen in die schwerkraftbasierte Homogenisierung mit vergleichbarer Mischleistung von 3,0 EUR₂₀₁₃/t_{Klinker} berechnet (Hasanbeigi et al. 2013b; Worrell und Galitsky 2008).

5.6.2 Klinkerproduktion

Das Rohmehl aus der Rohmaterialaufbereitung wird im Vorwärmer erwärmt und im Drehrohrofen zu Klinker gebrannt. Dabei wird der Kalkstein (CaCO_3) im Rohmehl bei $1\,450\text{ °C}$ zu Branntkalk (CaO) kalziniert. Bei der Kalzinierung entstehen prozessbedingte CO_2 -Emissionen. Der heiße Klinker wird gekühlt bevor er zu Zement vermahlen wird. Die Produktionsschritte werden im Anhang H detaillierter erläutert. Die nachfolgenden Energieeinsparmaßnahmen beinhalten die Substitution des Ofensystems (ZEKL01, ZEKL09, ZEIN01, ZEIN02), die Optimierung der Vorwärmung und die Vorcalcinierung (ZEKL02, ZEKL03, ZEKL07), die Klinkerkühlung (ZEKL04, ZEKL05), die Arbeitsweise (ZEKL08), die Brennstoffaufbereitung (ZEBR02) und die Abwärmerückgewinnung (ZEKL06). Zudem wird ein erweiterter Einsatz von Sekundärbrennstoffen (ZEBR01) diskutiert.

Ersatz von Lepolöfen durch BVT-Drehrohröfen (ZEKL01)

Beim Lepolverfahren wird das Rohmehl in einem Rostvorwärmer in zwei Stufen auf einem Wanderrost getrocknet und vorgewärmt. Im Vergleich zur besten verfügbaren Technik, dem Drehrohrofen mit fünfstufigem Zyklonvorwärmer und Vorcalcinierung ($3,4\text{ GJ/t}_{\text{Klinker}}$), hat das Lepolverfahren eine höhere Energieintensität ($5,4\text{ GJ/t}_{\text{Klinker}}$). Zudem sind die Produktionskapazitäten von Lepolöfen mit $1\,900 - 2\,100\text{ t}_{\text{Klinker}}/\text{d}$ ggü. Drehrohröfen mit Zyklonvorwärmern mit $2\,000 - 10\,000\text{ t}_{\text{Klinker}}/\text{d}$ geringer (Cochez und Nijis 2010). Die Umstellung von Lepolöfen auf die beste verfügbare Technologie ist mit $85,0\text{ EUR}_{2013}/\text{t}_{\text{Klinker}}$ kapitalintensiv, zudem müssen wesentliche Anlagenteile (u. a. Drehrohrofen, Zyklonvorwärmer, Klinkerkühler, Vorcalcinator) neuzugestellt werden (vgl. CSI 2009). Bei einer Umsetzung kann mit durchschnittlichen Energieeinsparungen von $18\text{ MJ}_{\text{Strom}}/\text{t}_{\text{Klinker}}$ und $900\text{ MJ}_{\text{Brennstoff}}/\text{t}_{\text{Klinker}}$ gerechnet werden (vgl. CSI 2009).

Nachrüstung des Vorcalzinators am Drehrohrofen (ZEKL02)

Die Vorcalzinators-Technik ist eine Erweiterung des konventionellen Drehrohrofens mit Zyklonvorwärmer und wurde 1966 eingeführt. Durch die Vorcalcinierung bzw. Vorentsäuerung der Rohmaterialien wird die Produktionskapazität des Drehrohrofens maßgeblich gesteigert und kann bis zu $10\,000\text{ t}_{\text{Klinker}}/\text{d}$ erreichen. Die Vorentsäuerung wird erreicht, indem das Heißmehl aus der zweituntersten Stufe des Zyklonvorwärmers von den heißen Ofenabgasen in den Schacht des Vorcalzinators, zwischen dem Drehrohrofen und dem Zyklonvorwärmer, mitgerissen wird. Im Vorcalzinators findet die Entsäuerungsreaktion bei ca. 830 °C statt. Für die endotherme Reaktion müssen dem Vorcalzinators bis zu 60 % des Brennstoffbedarfs des Klinkerprozesses hinzugefügt werden (VDZ 2008). Die Brennstoffeinsparungen betragen durchschnittlich $430\text{ MJ}/\text{t}_{\text{Klinker}}$ bei $22,6\text{ EUR}_{2013}/\text{t}_{\text{Klinker}}$ (vgl. Hasanbeigi et al. 2013a). Das energetisch günstige Temperaturniveau erlaubt zudem einen flexibleren Einsatz der heizwertärmeren Sekundärbrennstoffe.

Druckverlustarme Zyklonvorwärmer (ZEKL03)

Je nach Feuchtigkeitsgehalt der Rohstoffe weisen die Zyklonvorwärmertürme drei bis sechs Stufen auf. Mit jeder weiteren Stufe steigt der Druckverlust im gesamten Vorwärmersystem. Durch geometrische Optimierung kann der Druckverlust in Zyklonen minimiert werden, sodass es zu Stromeinsparungen in der Abgasventilation kommt. Der Kapitalaufwand ist

von der Anlage abhängig, da im schlechtesten Fall der Vorwärmerturm und das Fundament neugebaut werden müssen (vgl. CSI 2009; Worrell und Galitsky 2008). Die Investitionen für eine einfache Nachrüstung betragen $3,3 \text{ EUR}_{2013}/t_{\text{Klinker}}$ (Worrell und Galitsky 2008). Die Stromeinsparungen werden mit $9,4 \text{ MJ}/t_{\text{Klinker}}$ angegeben (Hasanbeigi et al. 2013a).

Wechsel von Dreh- oder Satellitenkühler zu Rostkühler (ZEKL04)

Die Wärmeenergie des gebrannten Klinkers wird im Klinkerkühler zur Verbrennungsluftvorwärmung genutzt. Die verbreitetsten Kühlerarten sind der Rost-, Dreh oder Satellitenkühler. Im Gegensatz zu den beiden letztgenannten Kühlern, braucht der Rostkühler mehr Luft als in der Verbrennung benötigt wird, sodass die Kühlungsleistung steigt und gleichzeitig ein Überschuss von Kühlerabluft für die Rohmaterialtrocknung besteht. Moderne Schubrostkühler der dritten Generation sind mit tlw. beweglichen und belüfteten Platten ausgerüstet, erreichen Wärmerückgewinnungsraten von bis zu 75 % und steigern die maximale Kapazität auf $12\,000 t_{\text{Klinker}}/d$. Gleichzeitig können Rostkühler, wie auch Drehkühler, einen Vorcalzinator mit vorgewärmter Tertiärluft beliefern, weshalb diese Energieeinsparmaßnahme in Kombination mit der Vorcalziner-Technik (ZEKL02) sinnvoll ist. Mit den inhärenten Kapazitätssteigerungen ist ein Kapitalaufwand von $8,8 \text{ EUR}_{2013}/t_{\text{Klinker}}$ erreichbar. Eine Umsetzung der Energieeinsparmaßnahme sollte aus ökonomischen Gründen erst ab $200 \text{ kt}_{\text{Klinker}}/a$ in Betracht gezogen werden (vgl. Worrell und Galitsky 2008). Im Vergleich zum Satellitenkühler und Drehkühler werden Brennstoffeinsparungen von 8 % bzw. $200 \text{ MJ}/t_{\text{Klinker}}$ erwartet, die jedoch einen zusätzlichen Stromverbrauch von $13 \text{ MJ}/t_{\text{Klinker}}$ nach sich ziehen (vgl. CSI 2009).

Modernisierung der Rostkühler (ZEKL05)

Nach der Einführung der ersten Rostkühler in den 1980ern wurde um das Jahr 2000 der Schubrostkühler der dritten Generation mit teilweise beweglichen und belüfteten Platten vorgestellt (vgl. EIPPCB 2010b). Rostkühler der zweiten Generation, die eine typische Effizienz von 50-65 % aufweisen, können durch den Ersatz von einzelnen Rostplatten und durch ein modifiziertes Belüftungssystem auf Rückgewinnungsraten der dritten Generation von 70-75 % kommen (vgl. Harder 2010a; CSI 2009). Ein Wechsel von der zweiten auf die dritte Generation hätte Brennstoffeinsparungen von $25 \text{ MJ}/t_{\text{Klinker}}$ zur Folge. Nach EIPPCB (2010b) ist die Maßnahme nur an Anlagen mit großen Kapazitäten (ca. $1\,000 \text{ kt}/a$) anwendbar. Es ist von Investitionen von $0,8 \text{ EUR}_{2013}/t_{\text{Klinker}}$ für einen Drehrohrföfen mit $6\,000 t_{\text{Klinker}}/h$ auszugehen (vgl. CSI 2009).

ORC-Verstromung der Abwärme des Vorwärmers und Klinkerkühlers (ZEKL06)

Die Abgase der ersten Drehrohrföfen wurden bereits in Dampfkraftwerken verstromt. Mit zunehmender Wärmeintegration sank die Abgastemperatur und die Abgasverstromung im Dampfzyklus war ökonomisch nicht mehr möglich (LfU 2001). Heutzutage wird u. a. an einem Zementwerk eine ORC (engl. Organic Rankine Cycle) Anlage zur Verstromung des $150\,000 \text{ m}^3/h$ Abgasstroms aus der Mittenluft ($300 \text{ }^\circ\text{C}$) und der Abluft ($285 \text{ }^\circ\text{C}$) des Klinkerkühlers mit einer Leistung von ca. $14,0 \text{ MW}_{\text{th}}$ eingesetzt, um $1,1 \text{ MW}_{\text{el}}$ zu erzeugen. Die Investition für diese Anlage wird auf $31,0 \text{ EUR}_{2013}/t_{\text{Klinker}}$ berechnet (vgl. EIPPCB 2010b; LfU 2001; VDZ 1998).

Das Anwendungspotenzial der ORC-Anlage ist abhängig von dem Feuchtigkeitsgehalt der Rohstoffe und der Art des Klinkerkühlers. Als Näherung wurde der Kalksteinfeuchtigkeitsgehalt über das geologische Rohstoffalter eines Zementstandorts abgeschätzt. Eine Grenze wurde bei einem Alter von 205 Mio. Jahren gezogen und damit wird ein verbleibendes Anwendungspotenzial bei zwölf Werken gesehen (vgl. Basten et al. 2002).

Ausbau des Zyklonvorwärmers auf fünf Stufen (ZEKL07)

Die Zyklonen sind stufenweise in einem 50–120 m hohen Vorwärmerturm übereinander angeordnet und werden im Gegenstromverfahren von unten nach oben durchströmt (VDZ 2008). 19 von 39 Zementwerken in Deutschland haben in 2013 einen vierstufigen Zyklonvorwärmer, fünf Werke einen fünfstufigen und ein Werk einen sechsstufigen Zyklonvorwärmer (s. Tabelle I-6). Ein sechsstufiger Vorwärmer erzielt Abgastemperaturen von 280 °C, ein fünfstufiger von 310 °C und ein vierstufiger von 350 °C. Bei einem fünfstufigen Vorwärmer ist der spezifische Brennstoffbedarf um 90 MJ/t_{Klinker} ggü. einem vierstufigen Vorwärmer geringer. Das Hinzufügen einer weiteren Vorstufe ist mit vergleichsweise hohen Investitionen von 4,0 EUR₂₀₁₃/t_{Klinker} verbunden, da die Vorwärmertürme strukturell auf die ursprüngliche Anzahl von Zyklonstufen ausgelegt sind. Hinzu kommt, dass der oberste Zyklon in der Regel für eine bessere Staubabscheidung doppelsträngig ausgelegt ist und ebenfalls angepasst werden muss (vgl. CSI 2009).

Kontinuierliche Messung der Rohstoffzusammensetzung (ZEKL08)

Der Klinkerbrennprozess ist ein Gegenstromprozess, der sich zwischen zwei Wärmeübertragern befindet und als ein schwingendes System beschrieben werden kann. Neue Prozessleitsysteme überwachen kontinuierlich die chemische Zusammensetzung des Rohstoffs und des Produkts. Dies kann zur Verbesserung der Abwärmerückgewinnung, zu Materialdurchsatz und einer verbesserten Zuverlässigkeit der Anlage führen. Unternehmen berichten von üblichen Energieeinsparungen von 2,5–5 % bei gleichem Durchsatz und einer verlängerten Nutzungsdauer der Feuerfestmaterialien um 25 bis 100 % (Worrell und Galitsky 2008). Die durchschnittlichen Energieeinsparungen werden auf 8,5 MJ_{Strom}/t_{Klinker} und 116 MJ_{Brennstoffe}/t_{Klinker} geschätzt bei einer Investition von 1,6 EUR₂₀₁₃/t_{Klinker} (Hasanbeigi et al. 2013a).

Kapazitätsszusammenlegung zweier paralleler Drehrohröfen (ZEKL09)

Werke mit mehreren parallelen Ofenlinien sind häufig historisch bedingt, da aufgrund der niedrigeren Kapazität älterer Klinkeröfen mehrere Ofenlinien nötig waren, um die Nachfrage zu befriedigen (vgl. CSI 2009). Durch eine Zusammenlegung zweier kleinerer Ofenlinien von jeweils 3 000 t_{Klinker}/d auf einen Drehrohröfen mit 6 000 t_{Klinker}/d nach bester verfügbarer Technik sind zusätzliche Energieeinsparungen aufgrund der Skaleneffekte (u. a. geringe Wärmeverluste durch ein günstigeres Verhältnis von Oberfläche zu Volumen) von 11 MJ_{Strom}/t_{Klinker} und 175 MJ_{Brennstoffe}/t_{Klinker} zu erwarten. Die Investition für das Ofensystem wird nach CSI (2009) auf 148 EUR₂₀₁₃/t_{Klinker} berechnet.

Innovative hydraulische Bindemittel (ZEIN01)

In der Klinkerproduktion entstehen durch die Dissoziation von CaCO₃ 60 % der direkten CO₂-Emissionen von 0,82 tCO₂/t_{Klinker}. Um diese prozessbedingten CO₂-Emissionen zu ver-

ringern, wird nach alternativen hydraulischen Bindemitteln mit niedrigerem Calciumoxidgehalt gesucht (vgl. Madlool et al. 2013; Schломann et al. 2011; EIPPCB 2010b; Stemmermann et al. 2010; CSI 2009; Worrell und Galitsky 2008). Ein alternatives hydraulisches Bindemittel, welches viel Beachtung erfahren hat, ist *Celitement* (ZEIN01). Celitement basiert auf einer Art von Calciumsilikathydraten und wird in einem zweistufigen Verfahren bei Temperaturen bis 800 °C hergestellt (KIT 2012; Stemmermann et al. 2010). Die Rohstoffe müssen weniger entsäuert werden, sodass es zu einer Verringerung der prozessbedingten CO₂-Emissionen kommt und die Drehrohrenkapazität halbiert werden kann (Brunke 2013a). Die niedrigeren Prozesstemperaturen führen zu Brennstoffeinsparungen von bis zu 50 % oder 1 206 MJ/t_{Klinker} ggü. Portlandzementklinker (vgl. KIT 2012; Fylak 2012). Die gesamten CO₂-Minderungen werden auf 50 % bzw. 0,28 tCO₂/t_{Klinker} beziffert (vgl. Stemmermann et al. 2010). Obwohl sich in diesem frühen Stadium die Kostenstruktur schwer abschätzen lässt, soll sie bei gleicher Anlagengröße vergleichbar mit Portlandzement (191 EUR₂₀₁₃/t_{Klinker}) sein (Stemmermann et al. 2010).

Wirbelschichtfeuerung (ZEIN02)

Bei diesem Ofenkonzept wird Klinker in einer Wirbelschicht unter Zusatz von gemahlener Kohle und Rohmaterial hergestellt. Im Ofen wird der Klinker durch die Wirbelschicht sehr fein granuliert. Der entstandene Klinker wird in zwei Stufen in einem Wirbelschicht- und Bettkühler gekühlt. Durch die Wirbelschicht werden Brennstoffeinsparungen von 300 MJ/t_{Klinker} bei einem zusätzlichen Stromaufwand von 32 MJ/t_{Klinker} und Investitionen von ca. 32 EUR₂₀₁₃/t_{Klinker} erwartet. In Pilotanlagen in den 70igern und 90igern in Japan wurde die Wirbelschichtfeuerung für die Klinkerherstellung getestet, eine kommerzielle Umsetzung fehlt bis heute (CSI 2009). Eine Herausforderung sind die hohen Wartungskosten, da die schnell rotierenden Rohmaterialien zu einem abrasiven Abtragen der Ofenmaterialien führen (Brunke 2013a).

80 % Sekundärbrennstoffeinsatz (ZEBR01)

Die Substitution von fossilen Brennstoffen durch Sekundärbrennstoffe wird von der deutschen Zementindustrie seit über 25 Jahren zur Energiekostenreduktion vorangetrieben. Die Brennstoffkosten in der Klinkerproduktion machen bis 30-40 % der Gesamtproduktionskosten aus (EIPPCB 2010b). Die Sekundärbrennstoffe setzen sich zum Großteil aus Industrie- und Gewerbeabfällen (bspw. Kunststoff, Zellstoffe), aufbereiteten Fraktionen aus Siedlungsabfällen, Reifen, Lösungsmittel, Altöl und aus Biomasse wie Klärschlamm und Tierfetten zusammen (vgl. VDZ 2013a). Neben Energiekosteneinsparungen kommt es zu direkten und indirekten CO₂ Minderungen, da Sekundärbrennstoffe tlw. geringe CO₂-Emissionsfaktoren haben und die Biomasseanteile als CO₂-neutral bilanziert werden können. Als Herausforderung ist die von fossilen Brennstoffen abweichende Beschaffenheit der Sekundärbrennstoffe zu bezeichnen. So variieren Feuchte, spezifische Oberfläche und Heizwert und können den spezifischen Energieverbrauch um bis zu 300 MJ/t_{Klinker} negativ beeinflussen (vgl. Brunke und Blesl 2014b). Die Sekundärbrennstoffe werden nur aufgrund ihrer hohen Bedeutung in der deutschen Zementindustrie hier aufgeführt, jedoch im Zusammenhang mit Energieeinsparungen nicht weiter betrachtet. Die Energiekosteneinsparungen

durch Sekundärbrennstoffe ggü. der Steinkohlenutzung werden auf $1,7 \text{ EUR}_{2013}/\text{t}_{\text{Klinker}}$ berechnet.

Vertikalmühlen zur Brennstoffvermahlung (ZEBR02)

Zur Homogenisierung der Brennstoffe, insbesondere von Sekundärbrennstoffen, werden diese vermahlt. Der Wechsel der Mühltechnologien kann Stromeinsparungen von $5,3 \text{ MJ}/\text{t}_{\text{Klinker}}$ bei Investitionen von $1,8 \text{ EUR}_{2013}/\text{t}_{\text{Klinker}}$ nach sich ziehen. Laut Harder (2010b) und Expertenaussagen werden 90 % Vertikalmühlen und 10 % Kugelmühlen eingesetzt, sodass das verbleibende Potenzial gering ausfällt (Brunke 2013a). Nicht-energetische Vorteile der Vertikalmühle sind nach Neuhaus et al. (2010) der bessere Explosionsschutz bei der Vermahlung.

5.6.3 Zementproduktion

Der gekühlte Klinker aus dem Drehrohrofen wird in Zementmühlen zusammen mit Zuschlagstoffen zu einer Zementsorte vermahlen. Die Zementvermahlung ist stromintensiv und wird im Anhang H detaillierter erläutert. Die nachfolgenden Energieeinsparmaßnahmen substituieren die Mühle (ZEZE02), optimieren die bestehende Mühle (ZEZE03, ZEZE04), oder erhöhen den Anteil an Zuschlagstoffen (ZEZE01, ZEZE05).

Erhöhung des Hochofenschlackeeinsatzes (ZEZE01)

Der Einsatz von granulierter Hochofenschlacke in der deutschen Zementproduktion blickt auf eine über hundertjährige Tradition zurück, deren Bedeutung in den letzten 15 Jahren sogar noch zugenommen hat (vgl. Ghenda 2011; CEMEX Deutschland AG 2013; Ehrenberg 2006). Die Hochofenschlacke aus dem Eisenhüttenwerk wird granuliert und der entstehende Hüttensand wird als Klinkerersatz dem Zement beigemischt. Die so vermiedene Klinkerproduktion führt, neben nicht-energetischen Produktvorteilen wie einer erhöhten Langzeitfestigkeit und Säurebeständigkeit, zu Brennstoffeinsparungen. So definiert der europäische Standard EN 197-1 für neun verschiedene Zementarten einen Massenanteil von Hüttensand von bis zu 95 % (vgl. Cochez und Nijs 2010). Hüttensand ist im Vergleich zum Klinker um bis zu 30 % bzw. aufwendiger zu mahlen (vgl. VDZ 2015; Harder 2010b). Der erhöhte Strombedarf in der Zementvermahlung wird durch die Stromeinsparung der entfallenden Klinkerproduktion überwiegend kompensiert (CSI 2009). Eine Erhöhung des Anteils um 30 bis 70 % kann eine annähernd lineare Brennstoffeinsparung zwischen 420 und $1\,880 \text{ MJ}/\text{t}_{\text{Klinker}}$ und eine CO_2 -Minderung von 100 bis $430 \text{ kg}_{\text{CO}_2}/\text{t}_{\text{Klinker}}$ erwarten lassen (s. Formel (5-6)). Die zusätzlichen nicht-energetischen Betriebskosten betragen $0,05 \text{ EUR}_{2013}/\text{t}_{\text{Zement}}$ für jeden zusätzlichen Prozentpunkt Hüttensand (vgl. CSI 2009).

$$\begin{aligned}
 EIR_{EEM_{ZEZE01}, ET_i PAN_i, t} &= 3\,650 \text{ MJ/t}_{\text{Zement}} \cdot \Delta \text{GBFS}_{PAN_i, t} \\
 CIM_{ZEZE01, PAN_i, t} &= 825 \text{ kg}_{\text{CO}_2} / \text{t}_{\text{Zement}} \cdot \Delta \text{GBFS}_{PAN_i, t} \\
 &\quad \text{wenn } \{0,3 \leq \text{GBFS}_{PAN_i, t} \leq 0,7\}
 \end{aligned}
 \tag{5-6}$$

Mit

$EIR_{EEM_{EICO01}, ET_i, PAN_i, t}$	Energieintensitätsreduktion durch die Energieeinsparmaßnahme EEM_{ZEZE01} [GJ/t _{Zement}]
$CIM_{ZEZE01, PAN_i, t}$	CO ₂ -Intensitätsminderungen durch die Energieeinsparmaßnahme EEM_{ZEZE01} [kgCO ₂ /t _{Zement}]
$\Delta \text{GBFS}_{PAN_i, t}$	Anteil von granulierter Hochofenschlacke im Zement [-]

Das Hüttensandangebot ist begrenzt durch die Oxygenstahlnachfrage, die spezifische Schlackeproduktion der Hochofen und die Granulationskapazitäten von Hochofenschlacke. Die Steigerung der Granulationskapazitäten zwischen 2001 und 2008 führte zu einer Verdoppelung des Angebots auf 6,75 Mt/a (vgl. Ghenda 2009), was in Folge der Finanz- und Wirtschaftskrise auf 4,48 Mt in 2009 sank (vgl. Ghenda 2011). Für eine konservative Abschätzung wurde auf Basis von Ehrenberg (2006) ein zusätzliches Angebot durch eine verbesserte Hüttensandlogistik und die Erzeugung von Hochofenschlacke der letzten zwei Dekaden logarithmisch bis 2035 fortgeschrieben, sodass ein durchschnittliches, zusätzliches Angebot von 0,42 Mt/a unterstellt wird (s. Anhang H).

Vertikalmühlen zur Zementvermahlung (ZEZE02)

Die Zementvermahlung ist durchschnittlich für 40 % des gesamten Strombedarfs eines Zementwerks verantwortlich. Moderne Vertikalmühlen bestehen aus zwei bis vier Mahlwalzen, die an einem Arm aufgehängt durch das Eigengewicht und eine Hydraulik auf einen Mahlteller und das dazwischenliegende Mahlgut drücken (vgl. Madloul et al. 2013). Die Vorteile der Vertikalmühle sind der im Vergleich zur Kugelmühle um 30-40 % bzw. geringere Strombedarf, der geringere Verschleiß und die Kompaktheit, da Trocknung, Mahlung, Sichtung und Materialtransport in der Mühle erfolgen können (vgl. Kompetenz in Zement 2011; Harder 2010b). Die durchschnittlichen Stromeinsparungen liegen bei 93 MJ/t_{Zement} bei Investitionen von 15,3 EUR₂₀₁₃/t_{Zement} (vgl. Hasanbeigi et al. 2013a; CSI 2009).

Hochleistungsfeinsichter (ZEZE03)

Für die Vermahlung von hochfeinen Zementsorten ist oftmals ein Ersatz der bestehenden Sichter durch moderne Hochleistungssichter mit höherer Trennschärfe erforderlich. Dadurch muss ein geringerer Anteil des Mahlgutes im Kreislauf geführt werden (Clauser 2010). Die Anzahl der Zyklen wird reduziert, der Durchsatz steigt um 15 % und der spezifische Strombedarf wird um 10 % bzw. 14 MJ/t_{Zement} gesenkt (vgl. Hasanbeigi et al. 2013a; Madloul et al. 2013; CSI 2009). Die Investitionen werden auf den Angaben von Clauser (2010) auf 1,8 EUR₂₀₁₃/t_{Zement} berechnet.

Verbesserte Gattierung der Mahlkugeln (ZEZE04)

Der Einsatz von verschleißfesten Materialien für die Oberfläche der Mahlkugeln durch bspw. hochchromhaltige Stähle wird Gattierung genannt, verlängert die Nutzungsdauer und kann zu Stromeinsparungen von 10 % bzw. 22 MJ/t_{Zement} bei Investitionen von

1,7 EUR₂₀₁₃/t_{Zement} führen (vgl. Madloul et al. 2013; Harder 2010b; Worrell und Galitsky 2008).

Erhöhung des Flugascheinsatzes (ZEZE05)

Analog zum Hüttensand (ZEZE01) kann Steinkohlenflugasche als Klinkersubstitut in der Zementproduktion eingesetzt werden und so durch die vermiedene Klinkerproduktion zu Energieeinsparungen und eine CO₂-Minderung führen. Genormte Zementsorten (bspw. CEM II/A-V) enthalten Flugaschemassenanteile von 6 bis 55 % (s. Anhang H). Die Flugasche selbst wird durch elektrostatische oder mechanische Abscheidung von Staubpartikeln aus den Rauchgasen von kohlestaubgefeuerten Anlagen gewonnen. Vor dem Hintergrund des Ausbaus der erneuerbaren Energien und der Folgen der Finanz- und Wirtschaftskrise ist die Strombereitstellung aus Steinkohlekraftwerken seit 2004 rückläufig (vgl. Backes et al. 2011). Umverteilungseffekte des bestehenden Angebots zugunsten der Zementindustrie, u. a. durch höhere Preise für Flugasche, können, basierend auf Backes et al. (2011), ein zusätzliches Angebot von 250 kt_{Flugasche/a} generieren. Die Energieeinsparungen verhalten sich linear zum zusätzlichen Anteil der Flugasche im Zement (s. Formel (5-7)). Die zusätzlichen nicht-energetischen Betriebskosten betragen 0,02 EUR₂₀₁₃/t_{Zement} für jeden zusätzlichen Prozentpunkt Flugasche (vgl. CSI 2009).

$$\begin{aligned}
 EIR_{EEM_{ZEZE05}, ET_{Brennstoff}^{PAN_{i,t}}} &= 3\,650 \text{ MJ/t}_{Zement} \cdot \Delta FA_{PAN_{i,t}} \\
 EIR_{EEM_{ZEZE05}, ET_{Strom}^{PAN_{i,t}}} &= 432 \text{ MJ/t}_{Zement} \cdot \Delta FA_{PAN_{i,t}} \\
 CIM_{ZEZE05, PAN_{i,t}} &= 825 \text{ kgCO}_2/\text{t}_{Zement} \cdot \Delta FA_{PAN_{i,t}} \quad (5-7) \\
 &\quad \text{wenn } \{0,25 \leq FA_{PAN_{i,t}} \leq 0,35\}
 \end{aligned}$$

Mit

$EIR_{EEM_{ZEZE05}, ET, PAN_{i,t}}$ Energieintensitätsreduktion durch die Energieeinsparmaßnahme EEM_{ZEZE05} [GJ/t_{Zement}]

$CIM_{ZEZE05, PAN_{i,t}}$ CO₂-Intensitätsminderungen durch die Energieeinsparmaßnahme EEM_{ZEZE05} [kgCO₂/t_{Zement}]

$FA_{PAN_{i,t}}$ Anteil von Flugasche im Zement [-]

5.7 Kalk

Unter dem Begriff Kalk versteht man im weitesten Sinne natürliche Rohstoffvorkommen wie Calciumcarbonat, Kalkstein, Marmor und Kreide sowie den Dolomitstein. In Deutschland werden veredelte Kalkerzeugnisse d. h. Branntkalk, Löschkalk und Kalkhydrat überwiegend in der Stahlindustrie (37 %), im Umweltschutz (22 %) und in der Bauwirtschaft (19 %) eingesetzt. 5 996 kt Kalk wurden 2013 in Deutschland von 21 Unternehmen in 119 Brennöfen mit einem kumulierten Energieverbrauch von 30,8 PJ hergestellt. Die Kalkherstellung setzt sich aus den Produktionsprozessen Rohmaterialaufbereitung, Kalkbrennen sowie der optionalen Vermahlung zusammen. Die Produktionsprozesse werden im Anhang I detaillierter erläutert.

Die Herstellung von Kalk ist dem Wirtschaftszweig WZ 23.52 *Herstellung von Kalk und gebranntem Gips* angegliedert. In diesen Wirtschaftszweig fällt die Produktion von Luftkalk, hydraulischen Kalk, Gips und Dolomit, wobei die Untersuchung sich auf die Herstellung von ungelöschtem Luftkalk fokussiert (d. h. Wirtschaftszweig WZ 2352 10 330), der

mit 5 996 kt in 2013 etwa 83 % der Kalkproduktion ausmacht (DESTATIS 2014c). Beim Energieverbrauch dominiert das Ofensystem und liegt im Fokus der Untersuchung. Der Energieverbrauch ist abhängig von den Anteilen von Kalkstein und Dolomit in der Rohstoffstruktur sowie der herzustellenden Kalkart. Die energetisch nicht-relevante Löschung des gebrannten Kalkes wird für die Herstellung von hydraulischem Kalk benötigt und nicht betrachtet (s. Abb. 5-7). Die nachfolgenden Energieeinsparmaßnahmen werden nach ihrer Zugehörigkeit zur Rohmaterialaufbereitung oder dem Kalkbrennen erläutert.

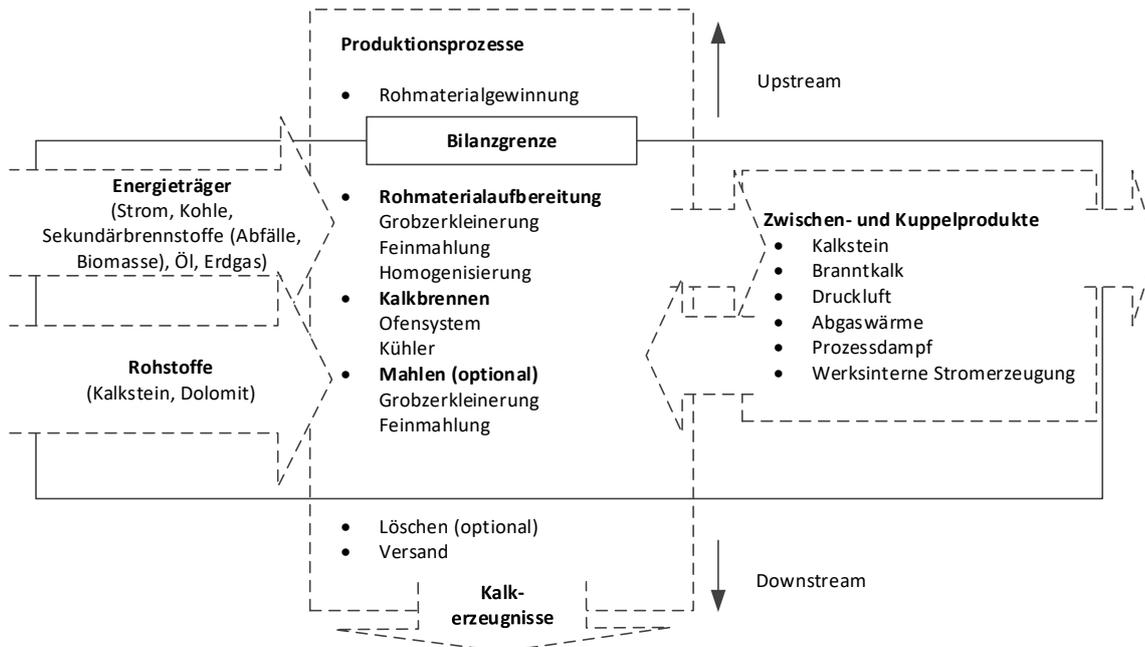


Abb. 5-7: Bilanzierte Produktionsprozesse sowie Energie- und Stoffströme in der Herstellung von Kalkerzeugnissen in Deutschland

5.7.1 Rohmaterialaufbereitung

Der Kalkstein und der Dolomit aus dem Steinbruch werden in mehreren Schritten gebrochen, gemahlen und optional gewaschen. Das Rohmaterial wird anschließend dem Brennofen zugegeben. Der Produktionsprozess ist detaillierter im Anhang I erläutert.

Ersatz von Kugelmühen durch Vertikalmühen (KAMA01)

Das Rohmaterial, d. h. stückiger Kalkstein, wird gemahlen, gesichtet und getrocknet. Der Einsatz von Vertikalmühen, d. h. insbesondere von Walzenschüsselmühen, in Kombination mit moderneren Sichtern (KAMA02) kann zu einem 40 % bzw. 30 MJ/t_{Kalk} geringeren Stromeinsatz ggü. Kugelmühen führen bei Investition von 7,7 EUR₂₀₁₃/t_{Kalk} (vgl. Fleiter et al. 2013; Gebr. Pfeiffer 2011).

Hochleistungsfeinsichter (KAMA02)

Vertikalmühen (KAMA01) erreichen ihre niedrigste Energieintensität in Kombination mit Hochleistungsfeinsichtern. Diese weisen eine höhere Trennschärfe auf und reduzieren die Mahlzyklen, sodass weniger Material im Kreislauf geführt werden muss. Die durchschnittlichen Stromeinsparungen betragen in Anlehnung an CSI (2009) 14 MJ/t_{Kalk} bei Investitionen von 2,5 EUR₂₀₁₃/t_{Kalk}.

Verbesserte Gattierung der Mahlkugeln (KAMA03)

Der Einsatz von verschleißfesten Materialien für die Oberfläche der Mahlkugeln durch bspw. hochchromhaltige Stähle wird Gattierung genannt, verlängert die Nutzungsdauer und kann in Anlehnung an die Zementindustrie (ZEZE04) zu Stromeinsparungen von 10 % bzw. 22 MJ/t_{Zement} bei Investitionen von 1,7 EUR₂₀₁₃/t_{Zement} führen (vgl. Madloul et al. 2013; Har-der 2010b; Worrell und Galitsky 2008).

5.7.2 Kalkbrennen

Im Kalkofen wird der Kalkstein (CaCO₃) aus der Rohmaterialaufbereitung bei Temperaturen von 1 100 bis 1 300 °C in das Endprodukt Branntkalk (CaO) zersetzt. Hierzu werden in Deutschland fünf Ofenarten eingesetzt, die sich u. a. hinsichtlich der Kapazität, Produktqualität und spezifischen Energiebedarf unterscheiden. Der Prozess des Kalkbrennens und die Ofenarten werden detaillierter im Anhang beschrieben. Die nachfolgenden Energieeinsparmaßnahmen umfassen die Substitution unterschiedlicher Ofenarten (KABR01 bis KABR05), die Nachrüstung (KABR06, KABR08), die Optimierung der Arbeitsweise (KABR07, KABR09) und die Wärmerückgewinnung (KABR10) an bestehenden Öfen.

Substitution zu Gleichstrom-Gegenstrom-Regenerativ-Öfen (KABR01-05)

Der Gleichstrom-Gegenstrom-Regenerativ-(GGR)-Ofen weist mit einem Brennstoffbedarf von 3,6 GJ/t_{Kalk} und einem Strombedarf von 77 MJ/t_{Kalk} den niedrigsten spezifischen Energieverbrauch der gängigen Kalköfen auf und gilt als beste verfügbare Technologie (s. Tabelle). Seit der Einführung des GGR-Ofens in den 1970iger Jahren wurden bestehende Ofensysteme durch den GGR-Ofen ausgetauscht (s. Tabelle 5-2). Eine Substitution des Ofensystems ist nur bedingt möglich, da die Ofensysteme unterschiedliche Kapazitäten, bestimmte Kalksteinkörnung erfordern, oder nur bestimmte Produktqualitäten erreichen (Frondel et al. 2005). Wie die Praxisbeispiele in Tabelle 5-2 zeigen sind die Energieeinsparungen abhängig vom Bestandsofen. Die Substitution des Bestandsofens durch einen bzw. mehrere GGR-Öfen begründet jeweils eine Energieeinsparmaßnahme. Die spezifischen Energieeinsparungen ergeben sich aus der Differenz der Energieintensität des alten und des neuen GGR-Ofensystems. Das Anwendungspotenzial ergibt sich aus der ermittelten Brennofenstruktur zur Kalkherstellung in Deutschland (s. Tabelle 5-3).

Tabelle 5-2: Praxisbeispiele von Brennofensubstitutionen nach Typ und prozentualer Energieeinsparung (eigene Zusammenstellung basierend auf Wolochin 2014)

Energieeinsparmaßnahme	Ausgangsofensystem	Neues Ofensystem	Energieeinsparung [GJ/t _{Kalk}]	Praxisbeispiel [Unternehmen]
KABR01	1x Drehrohrföfen mit Vorwärmer	2x GGR-Öfen	2,85	Rheinkalk GmbH
KABR02	3x Mehrkammerschachtofen	1x GGR-Ofen	1,15	Kalkwerke Otto Breckweg GmbH & Co. KG
KABR03	3x Ringschachtofen	1x GGR-Ofen	0,60	Johan Bergmann GmbH
KABR04	4x Normalschachtofen	2x GGR- Öfen	0,40	Schaefer Kalk
KABR05	6x GGR-Öfen von 1970	6x GGR- Öfen	0,20	Rheinkalk GmbH

Tabelle 5-3: Gegenüberstellung der Brennofenstruktur zur Kalkherstellung in Deutschland der vorliegenden Untersuchung (eigene Zusammenstellung basierend auf Wolochin 2014 und BMU 2006)

Ofentyp	Eigene Recherche (Stand 2013)	Angabe des EIPPCB (Stand 2003)
Drehrohrofen (mit und ohne Vorwärmer)	6	7
GGR-Ofen	24	15
Ringschachtofen	28	32
Mischfeuerofen + Normalschachtofen	50	64
Sonstige Brennöfen	11	17
Summe	119	135

Der Investitionsaufwand liegt für einen 50 bis 54 m hohen Ofen mit einer Kapazität von 300 kt/a bei 33,8 EUR₂₀₁₃/t_{Kalk} (vgl. Verlagshaus Jaumann 2013; Mairose-Gundermann 2007). Beim Wechsel vom Drehrohrofen mit Vorwärmer zum GGR-Ofen (KABR01) ergibt sich mit 2,85 GJ/t_{Kalk} die größte Energieeinsparung (s. Tabelle 5-2). Stahlmantel- und Mehrkammerschichtöfen weisen einen hohen spezifischen Energieverbrauch von 4,50 GJ/t_{Kalk} auf. Der Ersatz durch GGR-Öfen kann den Energieverbrauch um 25 % bzw. 1,13 GJ/t_{Kalk} reduzieren bei Investitionen von 25 EUR₂₀₁₃/t_{Kalk} (KABR02). Ringschachtofen machen mit 28 Stück in Deutschland die zweitgrößte Ofengruppe aus. Bei einem spezifischen Brennstoffeinsatz zwischen 3,8 bis 4,1 GJ/t_{Kalk} (vgl. Maerz Ofenbau AG 2006) kommt es durchschnittlich zu Energieeinsparungen von 15 % bzw. 600 MJ/t_{Kalk}. Die größte Anzahl von Kalköfen in Deutschland sind mit 50 Stück Mischfeuer- und Normalschachtofen (s. Tabelle 5-3). Mit einem spezifischen Brennstoffeinsatz von 4,0 GJ/t_{Kalk} können durch einen Wechsel 400 MJ/t_{Kalk} eingespart werden (KABR04). Die letzte Energieeinsparmaßnahme beinhaltet den Ersatz von GGR-Öfen durch deren neuste Generation (KABR05). Seit der Einführung des GGR-Ofens vor 30 Jahren hat sich dieser Ofentyp durch verbesserte Brennführung und Brennkammerdimensionierung kontinuierlich verbessert, sodass beim Ersatz von GGR-Öfen aus den 1970ern durch die neuste Generation Energieeinsparungen von 8 % bzw. 300 MJ/t_{Kalk} erzielt werden konnten (s. Tabelle 5-2).

Umbau zweier Schachtofen zu einem GGR-Ofen (KABR06)

Kalkofenbauer sind in der Lage, zwei beieinanderstehende Schachtofen zu einem GGR-Ofen zu verbinden. Energieintensitätsreduktionen von 20 % bzw. 350 MJ/t_{Kalk} für ältere Schachtofen sind kalkulierbar (Frondelet et al. 2011). Ein Investitionsaufwand von 22,3 EUR₂₀₁₃/t_{Kalk} wird unterstellt, da kapitalintensive Anlagenteile wie die Ofenkonstruktion, das Fundament, das Beschickungssystem und die Kalkumschlag- und Lagereinrichtung beibehalten werden können (vgl. UBA 2010).

Kürzere Wartungsintervalle für Feuerfestmaterialien (KABR07)

Der Wärmeeintrag in einen Kalkofen teilt sich in die thermische Energie für die Calzinierung, den Abgasstrom und die Wärmeabstrahlung auf. Feuerfestmaterialien werden genutzt, um die Wärmeabstrahlung zu minimieren und die Lebensdauer des Ofens zu verlängern. Die Wärmeverluste des Mantels eines Kalkbrennofens betragen zwischen 10 und 15 %. Bei Temperaturen von bis zu 1 800 °C und stoffhaltigen Gasströmen werden hohe Anforderungen an die Feuerfestmaterialien gestellt und es kommt zu Abnutzungseffekten. Zwar verfügbaren Öfen über eine feuerfeste Auskleidung, die Anforderungen sind jedoch vom Ofentyp

abhängig. Der GGR-Ofen weist im Gegensatz zu den Normal- und Ringschächtofen neben der mechanischen Belastung durch Abrasion einen erhöhten Gasdruck auf, sodass ein Mauerwerk mit dichten Mörtelfugen und exakter Dehnfugenauslegung wichtig ist (vgl. RHI AG 2012). Kürze Wartungsintervalle der Feuerfestmaterialien erhöhen zwar die Wartungskosten um $1,5 \text{ EUR}_{2013}/t_{\text{Kalk}}$, verringern jedoch die thermischen Verluste um durchschnittlich 10 % bzw. $220 \text{ MJ}/t_{\text{Kalk}}$ (vgl. Hemrick et al. 2005; Canadian Lime Institute 2001).

Abgasrezirkulation bei Ringschächtofen (KABR08)

Bei Ringschächtofen älterer Bauart kann eine nahstöchiometrische Betriebsweise herausfordernd sein. Im optimalen Luftüberschussverhältnis kann es zu hohen Temperaturen in der Brennkammer kommen, sodass die Flamme zunehmend mit Sekundärluft gekühlt werden muss. Dies führt zu einem größeren Wärmeabtransport in den Abgasen. Als Alternative schlagen Senegačnik et al. (2008) vor, die Flamme mittels Abgasrezirkulation zu kühlen und so Energieeinsparungen von $200 \text{ MJ}/t_{\text{Kalk}}$ zu realisieren. Hierfür werden ein Gebläse, zusätzliche Rohrleitungen und Klappen benötigt, um die Abgase mit der Sekundärluft zu mischen, oder vollständig zu ersetzen. Bei einem $150 t_{\text{Kalk}}/d$ Ringschachtofen mit einem $7\,000 \text{ m}^3/h$ Radialventilator wird der Umbau auf durchschnittlich $0,7 \text{ EUR}_{2013}/t_{\text{Kalk}}$ geschätzt (vgl. Fuchs 2011; Cella et al. 2006; Loh et al. 2002).

Expertensystem zur verbesserten Prozessregelung (KABR09)

Die Steuerung und Regelung des Calzinierungsprozesses ist aufgrund langer Ansprechzeiten, variierender Beschickungszusammensetzungen und den chemischen Reaktionen komplex (Wolochin 2014). Expertensysteme erzeugen Schleifenregelungen basierend auf Prozesssensoren und historischen Daten für nichtlineare Variablen (vgl. Hagemoen 2012). Praxiserfahrungen zeigen Energieeinsparungen von 4 % bzw. $120 \text{ MJ}/t_{\text{Kalk}}$ bei Investitionen von $1,6 \text{ EUR}_{2013}/t_{\text{Kalk}}$ (vgl. Hagemoen 2012; Imeläinen et al. 2005).

Niedrigtemperatur-Wärmerückgewinnung zur Stromerzeugung (KABR10)

In der Zementindustrie wurden zwei ORC-Anlagen installiert, um die heißen Abgase vom Kühler des Drehrohrofens zur Stromerzeugung zu nutzen (s. ZEKL06). Beim Kalkbrennen erreichen die Abgastemperaturen mit $350\text{--}400 \text{ °C}$ ähnlich hohe Werte wie beim Klinkerbrennen (vgl. Maerz Ofenbau AG 2002), jedoch sind die Abgasströme aufgrund der kleineren Kapazitäten geringer. Es wird daher angenommen, dass ORC-Anlagen bei allen Drehrohröfen und allen Schächtofen, die in einer Batterie mit einer Gesamtkapazität größer gleich $300 \text{ kt}_{\text{Kalk}}/a$ zusammengeschlossen sind, angewendet werden können. Die spezifische Stromerzeugung beträgt $167 \text{ MJ}/t_{\text{Kalk}}$ bei Investitionen von $46,5 \text{ EUR}_{2013}/t_{\text{Kalk}}$.

5.8 Flach- und Behälterglas

Glas ist ein Sammelbegriff für amorphe, nichtkristalline Stoffe. Die deutsche Glasindustrie hat in 409 Betrieben mit 53 166 Mitarbeitern $7\,256 \text{ kt}$ Glas in 2013 mit einem Energieverbrauch von $66,5 \text{ PJ}$ produziert. Die Herstellung von Glas unterscheidet sich stark nach der Art, Form und Qualität. Der Wirtschaftszweig WZ 23.1 *Herstellung von Glas und Glaswaren* umfasst neben der *Herstellung von Flachglas* (WZ 23.11) und *Behälterglas* (WZ 23.13)

die *Herstellung von Glasfasern* (WZ 23.14) und die *Herstellung, Veredlung und Bearbeitung von sonstigem Glas einschließlich technischen Glaswaren* (WZ 23.19). Die Herstellung von Flach- und Behälterglas macht mit 1 981 kt bzw. 3 934 kt in 2013, 83 % der Gesamtproduktionsmenge aus, erwirtschaftet jedoch nur 12 bzw. 24 % des Gesamtumsatzes. Gleichzeitig ist die Herstellung von Flach- und Behälterglas mit einem Energieverbrauch von 18,5 PJ bzw. 29,5 PJ für ca. 72 % des Gesamtenergieverbrauchs verantwortlich (DESTATIS 2014b; BV Glas 2014). Der hohe Energiebedarf gepaart mit dem niedrigen Umsatz führen mit 14,7 bzw. 15,4 % zu der höchsten Energiekostenintensität der Glasbranche, weshalb sich die Untersuchung auf diese zwei Produktgruppen fokussiert. Rund 80 % des Endenergieverbrauchs werden bei beiden Glassorten im Schmelzprozess aufgewandt, sodass sich die Bilanzgrenze auf das sogenannte *heiße Ende* der Glasherstellung konzentriert (s. Abb. 5-8). Die nachfolgenden Energieeinsparmaßnahmen werden nach ihrer Zugehörigkeit zu den wesentlichen Produktionsprozessen, d. h. der Gemengebereitung und der Schmelzwanne erläutert. Die Produktionsprozesse selber werden im Anhang J detaillierter beschrieben.

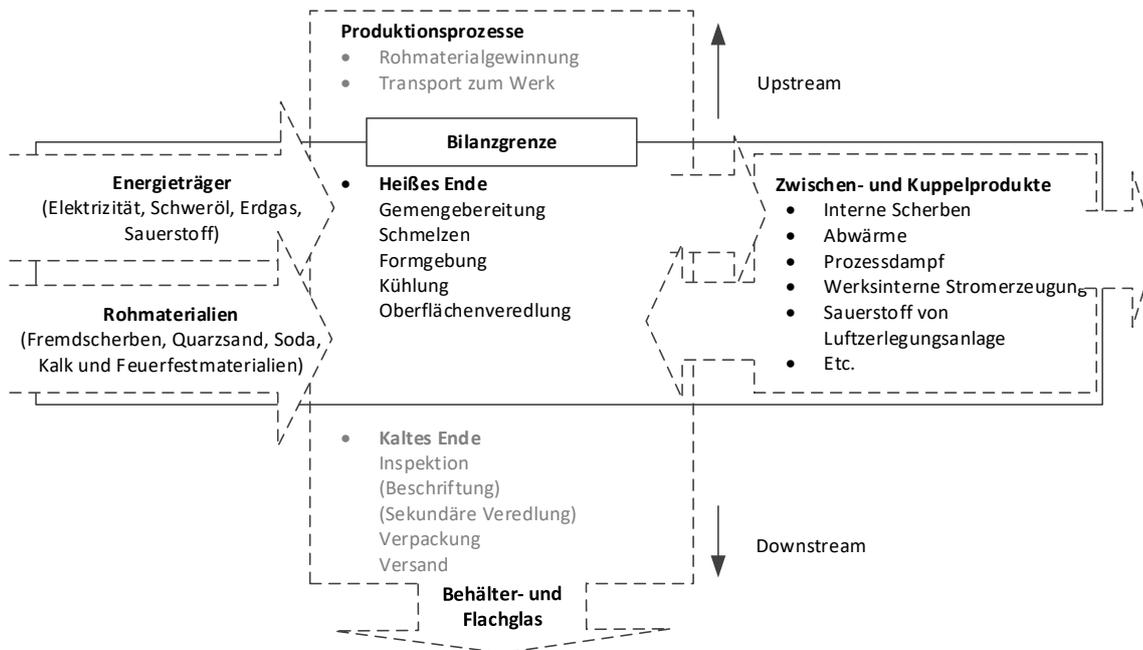


Abb. 5-8: Bilanzierte Produktionsprozesse sowie Energie- und Stoffströme in der Herstellung von Behälter- und Flachglas in Deutschland

5.8.1 Gemengebereitung

In der Gemengebereitung werden die Rohstoffe (u. a. Quarzsand, Glasscherben, Soda und Kalk) in Abhängigkeit der zu erstellenden Glassorte vermengt und der Schmelzwanne zugeführt. Die Gemengebereitung wird detaillierter im Anhang J erläutert. Die nachfolgenden Energieeinsparmaßnahmen umfassen die Erhöhung des Fremdscherbenanteils (BEGE01, BEGE02, BEGE03, FLGE01), die Gemengevorwärmung (BEGE04), die Reduzierung der Gemengebenutzung (EBGE05) sowie den zusätzlichen Einsatz von Flussmitteln (BEGE06).

Erhöhung des Fremdscherbenanteils (BEGE01-03, FLGE01)

Scherben haben einen niedrigeren Schmelzenergiebedarf im Vergleich zum Quarzsand, da die endotherme Reaktion zur Glasbildung bereits abgeschlossen ist (EIPPCB 2012b). Jedes zusätzliche Masseprozent an Fremdscherben führt zu einer durchschnittlichen Reduktion des Energiebedarfs der Glasschmelze um 0,28 % (s. Formel (5-8)). Der maximale Anteil ist begrenzt durch die zu erreichende Glasqualität. Behältergläser für die Getränke- und Lebensmittelindustrie stellen die niedrigste Anforderung an die Qualität. Grünglas kann hier einen Scherbenanteil von bis zu 90 % aufweisen. Aus ästhetischen Anforderungen an die Farbgebung beträgt der maximale Scherbenanteil bei Braunglas 80 % und 70 % bei Weißglas (Brunke 2013). Das Angebot von Fremdscherben begrenzt deren Einsatz ebenfalls. Bundesweit sind die Altglasrückläufe konstant geblieben, während die kumulierte Produktion von Behälterglas gesunken ist, sodass von einem Angebot von 3,5 Mt Fremdscherben für 2013 ausgegangen werden kann (vgl. Henkes 2009; Jochem et al. 2004). Die Altglaspreise sind mit 50-60 EUR₂₀₁₃/t_{Grünglas}, 70-80 EUR₂₀₁₃/t_{Weißglas} und 80-90 EUR₂₀₁₃/t_{Braunglas} zwar abhängig von der Farbgebung, jedoch durchschnittlich höher als die Primärrohstoffpreise (Brunke 2013). Die Rohstoffkosten eines Behälterglases betragen 52,2 EUR₂₀₁₃/t_{Glas} und setzen sich zusammen aus 72 % Quarzsand zu 30,0 EUR₂₀₁₃/t, 14 % Soda zu 200,0 EUR₂₀₁₃/t, 10 % Kalk zu 15,0 EUR₂₀₁₃/t, 1,5 % Feldspat zu 20,0 EUR₂₀₁₃/t und 2,5 % Dolomit zu 30,0 EUR₂₀₁₃/t (vgl. Katte 2008; Conradt 2008a). Aus der Differenz der Rohstoffpreise und der Fremdscherbenpreise mit dem Umfang des Fremdscherbeneinsatzes ergeben sich die nicht-energetischen Betriebskosten für diese Maßnahme. In der Flachglasindustrie beschränkt sich der Einsatz von Scherben im Wesentlichen auf die Scherben aus der internen Produktion. Laut des Bundesverbands kann die Verdopplung des bisherigen Fremdscherbenanteils auf 5-6 % als realisierbar angesehen werden (Jochem et al. 2004).

$$EIR_{EEM_k, ET_{Erdgas}, PAN_i, t} = 4\,900 \text{ MJ/t}_{\text{Glas}} \cdot 0,28 \cdot \Delta\text{FSA} \quad (5-8)$$

Mit

$EIR_{EEM_k, ET_{Erdgas}, PAN_i, t}$ Energieintensitätsreduktion durch die Energieeinsparmaßnahme EEM_k [GJ/t_{Glas}]

ΔFSA Zusätzlicher Anteil von Fremdscherben [Prozentpunkt]

Gemengevorwärmung mittels Abwärmenutzung (BEGE04)

Die Abgastemperatur nach den Regeneratoren von 450 °C erlaubt die Vorwärmung der Scherben bzw. des Gemenges auf 300 °C. Hierbei wird zwischen direkter und indirekter Vorwärmung unterschieden. Die Energieeinsparungen sind abhängig von dem Fremdscherbeinsatz sowie von dem Feuchtigkeitsgehalt der Gemenge und werden angegeben mit 10-20 % (vgl. EIPPCB 2012b; Zippe und Kloss 2011; LfU 1997) bzw. mit 280 MJ/t_{Glas} (vgl. Gitzhofer 2007), 324 MJ/t_{t_{Glas}} (vgl. Worrell et al. 2008a), 335 MJ/t_{Glas} (vgl. van Limpt et al. 2012) und 600 MJ/t_{Glas} (vgl. Schlomann et al. 2011). Die Investitionen werden angegeben mit 1 bis 2 Mio. EUR für eine 350 t/d Schmelze (vgl. Harrington 2011; Gitzhofer 2007) und 2,5 Mio. EUR bzw. 3,4 Mio. EUR für eine querbefeuerte 350 t/d bzw. 450 t/d U-Flammenwanne (vgl. EIPPCB 2012b). Ein Gemengevorwärmer ist ab einem Fremdscherbenanteil von 20 % ökonomisch darstellbar und nur für die Behälterglasherstellung geeignet (vgl. van

Limpt et al. 2012; Jochem et al. 2004). Im Durchschnitt werden Energieeinsparungen von 335 MJ/t_{Glas} bei Investitionen von 20,4 EUR₂₀₁₃/t_{Glas} erwartet.

Reduzierung der Gemengebenetzung (BEGE05)

Zur Minderung der Staubbildung wird das Gemenge in der Regel auf einen Feuchtigkeitsgehalt von 3,5 % benetzt (Brunke 2013). Eine Reduktion des Feuchtigkeitsgehalts von 3,5 auf 2,0 % verringert den Energieeinsatz, der zur Verdampfung des Wassers benötigt wird und kann zu Energieeinsparungen von 0,5 % (vgl. Worrell et al. 2008a) bis 2,7 % (vgl. van Limpt et al. 2012) und im Durchschnitt von 113 MJ/t_{Glas} führen. Gleichzeitig kommt es zu einem höheren abrasiven Verschleiß sowie einer verringerten Nutzungsdauer der Wanne und der Regeneratoren, deren Auswirkung auf die Betriebskosten auf 2,0 EUR₂₀₁₃/t_{Glas} geschätzt wird.

Flussmitteleinsatzerhöhung (BEGE06)

Erste Versuche des Einsatzes von Lithium in Behälterglaswannen in Asien, Großbritannien, Deutschland, Schweiz, Italien und Frankreich wurden Ende der 1980er durchgeführt. Bei einem Zusatz von 0,03 bis 0,20 % Lithium konnte die Schmelzgeschwindigkeit erhöht, die Defekte im Glas reduziert und der spezifische Energieverbrauch um 4 % bis 10 % gesenkt werden (Grahl 2004). Nach Aussage von Werksbetreibern birgt Lithium die größten Energieeinsparungen zur Schmelztemperaturabsenkung, sei aber zu teuer (Brunke 2013). Der Börsenpreis für Lithium ist in den letzten Dekaden auf einen Preis von 4 500 USD₂₀₀₀/t_{Lithium} gestiegen und soll trotz steigender Nachfrage langfristig auf diesem Niveau verharren. Bei einem unterstellten Lithium-Zusatz von 0,1 % ergeben sich Einsparungen von ca. 7 % bzw. 293 MJ/t_{Glas} (vgl. van Limpt et al. 2012) bei zusätzlichen nicht-energetischen Betriebskosten von 3,5 EUR₂₀₁₃/t_{Glas}.

5.8.2 Schmelzwanne

Das Rohstoffgemenge wird der Schmelzwanne kontinuierlich am heißen Ende zugeführt und über die Verweildauer in der Wanne geschmolzen, geläutert und homogenisiert. Das geschmolzene Glas wird am kalten Ende der Formgebung zugeführt. Der Produktionsschritt wird im Anhang J detaillierter erläutert. Die nachfolgenden Energieeinsparmaßnahmen verbessern die Wärmebereitstellung (BESC01, BESC02, BESC03, BESC07), die Arbeitsweise (BESC08, BESC10), nutzen die Abwärme (BESC04, BESC05) und optimieren die weitergehenden und unterstützenden Prozesse (BEFO01, BEQU01, BEQU02, BEQU03).

Regenerative U-Flammenwanne (BESC01-02)

Bei den zwei Arten der regenerativen Wärmerückgewinnung hat sich in Deutschland in der Behälterglasherstellung die U-Flammenwanne durchgesetzt. Bei dieser Bauart sind zwei Brenner stirnseitig angebracht und die Flamme beschreibt das namensgebende *U* über der Schmelze. Die Flamme hat dadurch eine längere Verweildauer und der thermische Energieeintrag in die Schmelze ist somit ggü. querseitenbefeuerten Wannen um 10 % höher (vgl. EIPPCB 2012b; LfU 1997). Die 54 in der EU-27 in 2005 eingesetzten U-Flammenwannen erzielten in der Leistungsklasse 250 bis 400 t_{Glas}/d einen durchschnittlichen Energiever-

brauch von $4,30 \text{ GJ/t}_{\text{Glas}}$, der $200 \text{ MJ/t}_{\text{Glas}}$ unter dem Energieverbrauch der 31 seitenbefeuerten Wannen ($4,50 \text{ GJ/t}_{\text{Glas}}$) in derselben Leistungsklasse lag (vgl. EIPPCB 2012b). Ein weiterer Vorteil sind die durchschnittlich 20 % geringeren Investitionen von $175,9 \text{ EUR}_{2013/\text{t}_{\text{Glas}}}$ der U-Flammenwanne, da nur zwei Regenerativkammern an der Stirnseite angebracht und nicht eine über die gesamte Querseite gebaut werden muss (vgl. EIPPCB 2012b; Brunke 2013; Worrell et al. 2008a). Die Regeneratorkammer macht 70 % des Baumaterials der querseitenbefeuerten Schmelzwanne aus (Conradt 2008b). Neben querseitenbefeuerten Regenerativwannen können Rekuperatorwannen ab einer Leistung von $35 \text{ t}_{\text{Glas}}/\text{d}$ durch U-Flammenwannen ersetzt werden (vgl. Nikolaus Sorg GmbH & Co KG 2008; Brunke 2013). Die Energieeinsparungen sind mit $1,34 \text{ GJ/t}_{\text{Glas}}$ für eine 300 t/d Wanne ungleich größer (vgl. Siemens AG 2012a), jedoch haben Rekuperatorwannen einen um ca. 20 % geringeren Investitionsaufwand ggü. U-Flammenwannen.

Sauerstoffbrenner bei einer regenerativen Wanne mit Luftzerlegung (BESC03)

Beim Sauerstoffbrenner wird hauptsächlich Sauerstoff anstatt Luft in der Verbrennung genutzt. Es entfällt dabei die Erwärmung des in der Luft enthaltenen Stickstoffs. In der Folge erhöht sich die Flammentemperatur auf 2400 °C (vgl. NEDO 2008; LfU 1997) und der Brennstoffeinsatz reduziert sich um $0,9 \text{ GJ/t}_{\text{Glas}}$ (vgl. Gitzhofer 2007; Barrickman und Leone 2006). Nicht energetische Vorteile sind die Kapazitätssteigerung, die Verringerung der Abgasmenge um zwei Drittel, eine verbesserte Oberflächenqualität, eine geringere Verzunderung und geringere NO_x -Emissionen (vgl. Gitzhofer 2007; Brune 2005). Die höhere Leistung führt im Vergleich zu rekuperativen Wannen zu 20 % und ggü. regenerativen Wannen zu 40 % geringeren Investitionen von $106 \text{ EUR}_{2013/\text{t}_{\text{Glas}}}$. Zusätzlich muss der Stromverbrauch für die Sauerstoffherstellung bilanziert werden. Eine kryogene Luftzerlegung benötigt $1,16 \text{ GJ}_{\text{Strom}}/\text{t}_{\text{Sauerstoff}}$ bzw. $231 \text{ MJ}_{\text{Strom}}/\text{t}_{\text{Glas}}$ (vgl. Worrell et al. 2008a).

Abwärmeverstromung bei Regenerativwannen (BESC04-05, FLSC02)

Die Abgase haben nach der Regeneratorkammer eine Temperatur von 450 °C , einen Energiegehalt von $1,0 \text{ GJ/t}_{\text{Glas}}$ und machen bis zu 25 % der Wärmeverluste einer 300 t/d Behälterglaswanne aus. Über einen Abhitzeessel mit einer Investition von $5,3 \text{ EUR}_{2013/\text{t}_{\text{Glas}}}$ kann das Abgas als Dampf rückgewonnen werden (vgl. Rößle und Stuhlenmiller 2012; EIPPCB 2012b). Ein $240 \text{ kW}_{\text{el}}$ Dampfmotor erzeugt $53 \text{ MJ/t}_{\text{Glas}}$ Strom bei einer zusätzlichen Investition von $3,3 \text{ EUR}_{2013/\text{t}_{\text{Glas}}}$ (vgl. Lucas K. et al. 2002). Die anschließende Warmwasseraufbereitung kann nahezu den Raumheizungs- und den Brauchwasserbedarf ersetzen (vgl. Brunke 2013; Rößle und Stuhlenmiller 2012; LfU 1997). Bei Flachglaswannen können doppelstufige $2,5 \text{ MW}_{\text{el}}$ Dampfturbinen eingesetzt werden, die 60 % des Strombedarfs der Wanne decken (vgl. Siemens AG 2011). Die spezifische Investition in eine $2,5 \text{ MW}_{\text{el}}$ Niederdruckturbine beträgt $14,7 \text{ EUR}_{2013/\text{t}_{\text{Glas}}}$ zuzüglich des Abhitzeessels (vgl. Lucas K. et al. 2002). Vermehrt kommen auch ORC Anlagen zum Einsatz, deren Funktionsweise in Abschnitt 5.6.2 erklärt wird. Eine $520 \text{ kW}_{\text{el}}$ Anlage kann bei einer Investition von $12,6 \text{ EUR}_{2013/\text{t}_{\text{Glas}}}$ $72 \text{ MJ/t}_{\text{Glas}}$ erzeugen (vgl. Utermöhlen und Hennig 2012).

Brennstoffstufung mit Sekundärgas (BESC07)

Die Regelung der Verbrennungsstrecke der U-Flamme ist eine Herausforderung. Eine Sekundärgaseindüsung bewirkt einen lokalen Brennstoffüberschuss und ermöglicht es, die Flammentemperatur sowie die Bildung von thermischen Stickoxiden zu beeinflussen (Fleischmann und Giese 2009). Versuche zeigen Energieeinsparungen von 1,7 % bzw. 72 MJ/t_{Glas} (vgl. van Limpt et al. 2012; Giese 2009). Seit der Einführung Mitte der 2000er wurde die Maßnahme bei vielen Wannen umgesetzt, sodass nur noch ein geringes Anwendungspotenzial in Deutschland besteht (Brunke 2013). Die Kosten für die Modifikation des Brenners werden auf 0,6 EUR₂₀₁₃/t_{Glas} für eine 350 t/d Wanne geschätzt (vgl. CITEPA 2003).

Bubblinganlage (BESC10)

Das direkte Einbringen von Gasen über sogenannte Bubblernadeln in die Glasschmelze führt zu Konvektionsströmen und zu einer homogeneren Temperaturverteilung. Das Einbringen von Luft führt zu Energieeinsparungen von 1,5 % bzw. 86 MJ/t_{Glas}. Die Investitionen betragen 3,5 EUR₂₀₁₃/t_{Glas} bei zusätzlichen nicht-energetischen Betriebskosten von 0,5 EUR₂₀₁₃/t_{Glas}. Nicht-energetische Vorteile sind eine höhere Produktqualität und ein geringerer Ausschuss, da seltener ungeschmolzene Rohstoffe zur Formgebung gelangen. Der Einsatz von Sauerstoff anstatt von Luft könnte die Vorteile zusätzlich erhöhen. Eine Umsetzung ist jedoch nach Aussage der Anlagenbetreiber in Deutschland nicht wirtschaftlich (Möbinger 2014).

Nahstöchiometrische Fahrweise (BESC08)

Um eine gleichmäßige Glasqualität herzustellen und die Korrosion der Regenerativkammern zu begrenzen, werden Schmelzwannen mit einem Luftüberschuss von 2,5 bis 4,5 % gefahren. Eine verstärkte Verkleidung von Wanne, Brenner und Doghouse (d. h. Bereich, in dem das Gemenge der Wanne zugeführt wird) in Kombination mit einer Lambdaregelung über Sauerstoffsonden, erlauben eine nahstöchiometrische Fahrweise (LfU 1997). Die Energieeinsparungen werden mit 1 % (vgl. van Limpt et al. 2012), 3 % (vgl. LfU 1997), 2-8 % (vgl. Worrell et al. 2008a) und im Durchschnitt mit 129 MJ/t_{Glas} angegeben. Die Investitionen fallen mit 2,3 EUR₂₀₁₃/t_{Glas} gering aus (Brunke 2013).

Qualitätskontrolle mittel Infrarotüberwachung (BEFO01)

Im Rahmen des anlagenweiten Automatisierungstrends wird der Fokus auch auf das „heiße Ende“ gelegt. Infrarot-Kameras entdecken Defekte und Einschlüsse im Behälterglas noch bevor diese die Kühlbahn und die Oberflächenveredlung erreichen. Die Informationen werden in Echtzeit einer Charge zugeordnet, sodass der Maschinenführer schnell Anpassungen an der IS- bzw. Glasmaschine vornehmen kann (XPAR Vision B.V. 2011). Durch den reduzierten Ausschuss kommt es zu Energieeinsparungen von 3 % bzw. 83 MJ/t_{Glas} bei Investitionen in Höhe von 0,8 EUR₂₀₁₃/t_{Glas} (vgl. Brunke 2013; Worrell et al. 2008a).

Optimierte Prozessluft- und Druckluftbereitstellung (BEQU01-02)

Die Druckluftbereitstellung stellt mit 11 % am Endenergieeinsatz und 50 % am Stromeinsatz einer Schmelzlinie einen großen Posten in der Energiebilanz dar (vgl. LfU 1997). Die mechanischen Vorgänge der Formgebung werden mit etwa drei bar Druckluft gesteuert.

Andere Anwendungen benötigen vier bis sechs bar. Durch eine bedarfsgerechte Druckluftbereitstellung (u. a. Aufteilung der Druckluftversorgung in drei Druckniveaus mit 6,0, 3,5, und 2,1 bar) konnten 56 MJ/t_{Glas} Strom bei einer Investition von 3,5 EUR₂₀₁₃/t_{Glas} eingespart werden (vgl. Bätz 2012; Fenke 2010). Der Einsatz von Frequenzumrichtern zur Regelung der Verbrennungsluftgebläse kann zu Stromeinsparungen von 22 MJ/t_{Glas} Strom bei Investitionen von 0,9 EUR₂₀₁₃/t_{Glas} führen (Worrel 2008).

Mechanische Fördersysteme (BEQU03)

Feuchte Stoffe und Quarzsand werden in der Glashütte mechanisch, sonstige trockene Ladungen pneumatisch transportiert (Brunke 2013). Mit 5 % ist der Stromverbrauch für Antriebe und Gebläse an der Energiebilanz einer Glashütte vertreten (vgl. LfU 1997). Die Umstellung auf mechanische Transportsysteme ist mit hohen Investitionen von 8,7 EUR₂₀₁₃/t_{Glas} verbunden. In Anlehnung an die Zementindustrie werden Energieeinsparungen von 11 MJ/t_{Glas} erwartet.

5.9 Aluminium

Im Jahr 2013 findet Aluminium mit 2 980 kt eine breite Verwendung in der Industrie. Größte Abnehmer sind der Verkehrssektor (47 %), das Bauwesen (14 %) und die Verpackungsindustrie (10 %). In Deutschland wurden 491,6 kt über die Primärroute und 505,9 kt über die Sekundärroute hergestellt. Um den Bedarf in Deutschland zu decken, mussten 67 % des in Deutschland verbrauchten Aluminiums in 2013 importiert werden (WVM 2014). Die Produktionsrouten und Produktionsprozesse werden im Anhang beschrieben.

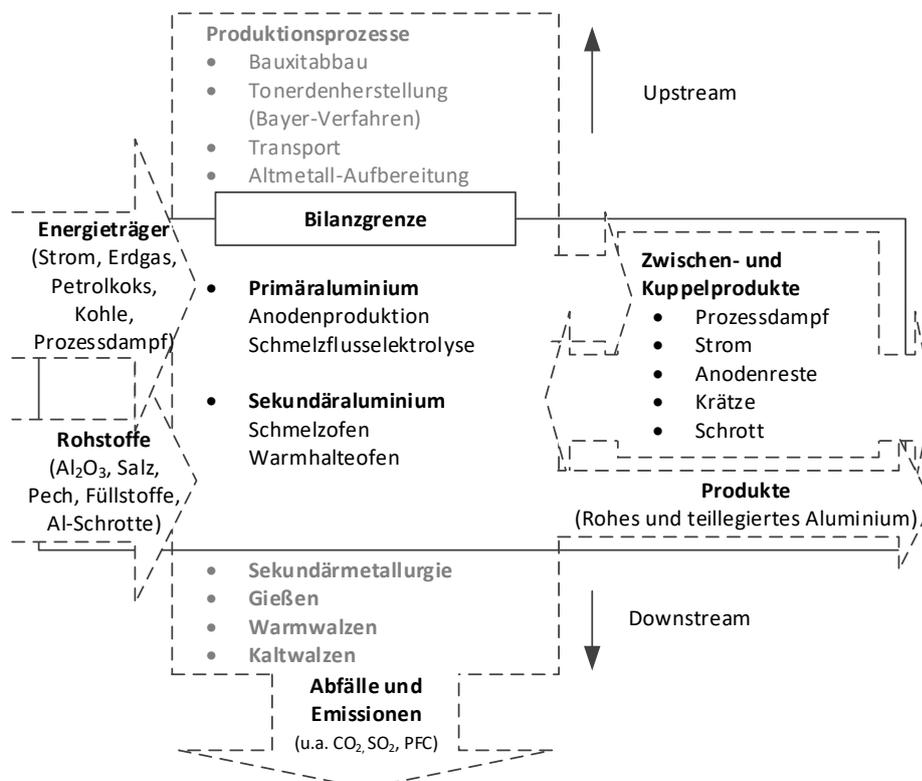


Abb. 5-9: Bilanzierte Produktionsprozesse sowie Energie- und Stoffströme in der Herstellung von Aluminium in Deutschland

Der Wirtschaftszweig WZ 24.42 *Erzeugung und erste Bearbeitung von Aluminium* umfasst u. a. *Primäraluminium*, welches aus Aluminiumerzen wie Bauxit hergestellt und *Sekundäraluminium*, welches aus recyceltem Aluminium hergestellt wird. Für die Herstellung von Primäraluminium ist die energieintensive Produktion der Anoden für die Schmelzflusselektrolyse Teil des integrierten Hüttenwerks. Hierfür wird einerseits Kohlenstoff in Form von Petrolkoks und Kohlen, aber auch thermische Energie für das Anodenbacken benötigt. Anodenreste können in der Produktion wiederverwertet werden. Zentraler Schritt ist die Elektrolyse des Aluminiumoxids zu Aluminium. In der Sekundäraluminiumherstellung stehen die Schmelzaggregate zum Aufschmelzen der Altschrotte im Fokus (s. Abb. 5-9). Die nachfolgenden Energieeinsparmaßnahmen werden nach ihrer Zugehörigkeit zu den Produktionsrouten erläutert.

5.9.1 Primäraluminium

In der Primärroute wird mittels des Bayer-Verfahrens Aluminiumoxid aus Bauxit gewonnen und schließlich in der Elektrolyse zu Aluminium reduziert. Die Produktionsprozesse werden im Anhang K detaillierter beschrieben. Die nachfolgenden Energieeinsparmaßnahmen fokussieren sich auf die Optimierung der Elektrolysezelle (ALEL01 bis ALEL06), die Reduktion der Transformatorverluste (ALEL07) und die Abwärmenutzung aus der Anodenproduktion (ALEL08).

Elektrolysezellen der neusten Generation (ALEL01)

Seit der Einführung der Elektrolysezelle in den 1960igern konnte der spezifische Strombedarf von $52,2 \text{ GJ/t}_{\text{Aluminium}}$ auf $47,5 \text{ GJ/t}_{\text{Aluminium}}$ gesenkt werden (Quinkertz 2002). Durch die Steigerung der Stromstärke auf 600 kA erreichen Elektrolysezellen der Art PBCWPF (engl. PreBaked-Center Worked Point Feed) einen spezifischen Strombedarf von $46,8 \text{ GJ/t}_{\text{Aluminium}}$ und gelten als beste verfügbare Technologie (vgl. IEA 2007; Quinkertz 2002). Der Aufbau und die Funktionsweise der PBCWPF-Zelle werden detaillierter im Anhang beschrieben. Weiterentwicklungen der Zelle fokussieren auf noch höhere Stromdichten mit größeren Kapazitäten und effizienteren Kühlsystemen, sodass ein spezifischer Strombedarf von $45,0 \text{ GJ/t}_{\text{Aluminium}}$ in Pilotanlagen erreicht wurde (vgl. Aalbu 2015). Das Neuzustellen von Elektrolysezellen kann im laufenden Betrieb erfolgen. Die Investition für die Modernisierung der Zellen wird mit $348 \text{ EUR}_{2013}/\text{t}_{\text{Aluminium}}$ angegeben und lässt Energieeinsparungen von $2,5 \text{ GJ/t}_{\text{Aluminium}}$ erwarten (Schwarz 2008).

Inerte Anoden (ALEL02)

Inerte Anoden können in bestehenden Elektrolysezellen nachgerüstet oder in neuen Zellen verwendet werden. Ihr Vorteil besteht in einem stark verlangsamten Anodenverbrauch von unter 10 mm/a, der einen Wechsel ungefähr alle drei Jahre ermöglicht (Kvande und Drabløs 2014). Die konventionelle Kohlenstoffanode muss dagegen alle 25 Tage ausgetauscht werden. Zudem entsteht anstatt der prozessbedingten CO_2 -Emissionen ein sauerstoffreiches Abgas. Die Reaktionsabläufe der Elektrolyse sind detaillierter im Anhang aufgeführt. Durch den Wegfall der exothermischen Reaktion an der Kohlenstoffanode verstärkt sich der Spannungsabfall um ein Volt und führt zu einem Strombedarf von $63,4 \text{ GJ/t}_{\text{Aluminium}}$ (Choate 2007). Zwar sind die Kosten der inerten Anode mit $19\,000 \text{ USD}_{2001}/\text{t}_{\text{Anode}}$ maßgeblich höher

im Vergleich zu der gebackenen Kohlenstoffanode mit $308 \text{ USD}_{2001}/t_{\text{Anode}}$, durch den geringeren Konsum ist die inerte Anode bezogen auf die Aluminiumproduktion $128 \text{ USD}_{2001}/t_{\text{Aluminium}}$ zur Kohlenstoffanode mit $140 \text{ USD}_{2001}/t_{\text{Aluminium}}$ jedoch günstiger (vgl. Keniry 2001). Zusätzlich verringern sich die Arbeitskosten für den Tausch der Anoden um 33 % bzw. $41,86 \text{ USD}_{2001}/t_{\text{Aluminium}}$. Die Verminderungen der nicht-energetischen Betriebskosten betragen insgesamt $7,9 \text{ EUR}_{2013}/t_{\text{Aluminium}}$. Die Investitionen für die Produktionsanlage von inerten Anoden werden auf $94 \text{ EUR}_{2013}/t_{\text{Aluminium}}$ geschätzt (Keniry 2001). Durch das vermiedene Backen der Kohlenstoffanoden kommt es zu Brennstoffeinsparungen von $9,90 \text{ GJ}/t_{\text{Aluminium}}$, die einem erhöhten Gleichstrombedarf von $7,92 \text{ GJ}/t_{\text{Aluminium}}$ ggü. stehen.

Benetzte Kathode (ALEL03)

Das Konzept der benetzten Kathode steht im Zusammenhang mit dem Konzept der drainierten Kathode. Bei der drainierten Kathode hat deren Oberfläche eine Neigung, sodass ein Teil des reagierten Aluminiums in einen Vorratsbehälter abfließen kann. Das Risiko eines Kurzschlusses mit der Anode wird verringert. Als Folge können der Anode-zu-Kathoden-Abstand und der Spannungsabfall in der Zelle verringert werden. Bei der benetzten Kathode wird benetzbares Material (bspw. Tiboride (TiB_2)) auf die Kathode aufgetragen. Wenn das Aluminium direkt mit der Kathode in Kontakt kommt, verhält sich die Schmelze hydrodynamisch stabiler und der Abstand kann verringert werden (Choate 2007). Eine Kombination der beiden Ansätze kann den Energieverbrauch um $5,4 \text{ GJ}/t_{\text{Aluminium}}$ reduzieren (vgl. Schwarz 2008; Keniry 2001). Laut IEA (2010) wird 2030 eine Kommerzialisierung erwartet. Erste Zellen wurden bereits 1998 ausgestattet und erreichten einen Energieverbrauch von $47,5 \text{ GJ}/t_{\text{Aluminium}}$ bei 120 kA. Die Investitionen werden auf $480 \text{ EUR}_{2013}/t_{\text{Aluminium}}$ bei verminderten nicht-energetischen Betriebskosten von $12 \text{ EUR}_{2013}/t_{\text{Aluminium}}$ geschätzt (vgl. Nord 2014; Schwarz 2008).

Inerte Anoden und benetzte Kathoden (ALEL04)

Werden inerte Anoden (ALEL02) mit benetzten Kathoden kombiniert (ALEL03), ist davon auszugehen, dass durch den minimierten Anoden-Kathoden-Abstand der zusätzliche Strombedarf kompensiert werden kann (Schwarz 2008). Es ergeben sich Einsparungen von $47,2 \text{ GJ}_{\text{Strom}}/t_{\text{Aluminium}}$ und $9,90 \text{ GJ}_{\text{Kohle}}/t_{\text{Aluminium}}$ bei einer Investition von $513,7 \text{ EUR}_{2013}/t_{\text{Aluminium}}$ (vgl. Nord 2014; Choate 2007).

Neun-Box-Prozessregelungssystem (ALEL05)

Ein Ziel moderner Prozessregelungssysteme ist es, die Zelle bei niedrigeren Temperaturen und höheren Aluminiumfluorid (AlF_3)-Konzentrationen fahren zu können. AlF_3 erhöht die Löslichkeit von Aluminiumoxid, reduziert die Schlamm Bildung und verringert den Spannungsabfall. Hierzu wird die Überhitzungstemperatur gemessen, d. h. die Temperaturdifferenz zwischen dem aktuellen und dem minimalen Niveau, bei dem das Aluminiumoxid in dem Elektrolytbad lösbar ist. Die Überhitzungstemperatur kann über eine Anpassung der Gleichstromspannung oder der AlF_3 -Konzentration gesteuert werden. Der Regelungsalgorithmus kann vereinfacht als eine Neun-Felder-Matrix dargestellt werden, bei dem jedes Feld einem Temperaturzustand und einer Regelungsmaßnahme entspricht. Sie wird daher

als „Neun-Box-Steuerung“ bezeichnet und es können $0,6 \text{ GJ}_{\text{Strom}}/\text{t}_{\text{Aluminium}}$ mit einer Investition von $7 \text{ EUR}_{2013}/\text{t}_{\text{Aluminium}}$ eingespart werden (vgl. Eisma 2014; Nord 2014).

Reduzierung von Widerstandsverlusten (ALEL06)

Bei der hohen Anzahl von parallelen Elektrolysezellen und den hohen Stromstärken führen bereits kleinere Widerstandsverluste zu hohen Gesamtleistungsverlusten. Ein Spannungsabfall von 20 mV pro Zelle führt bspw. bei 270 Zellen und einer Stromstärke von 180 kA zu einem Verlust von 972 kW. Durch eine regelmäßige Wartung der Schienenverbindungen können die Verluste minimiert werden. Überschreiten die Verluste einen Grenzwert von 20 mV, kann zunächst die Schaltstellenverbindung nachgezogen werden. Bei größeren Verlusten kann die Schaltstelle geöffnet, gereinigt und poliert werden. Die Stromeinsparungen werden auf $84 \text{ MJ}/\text{t}_{\text{Aluminium}}$ bei Wartungskosten von $0,48 \text{ EUR}/\text{t}_{\text{Aluminium}}$ geschätzt.

Einsatz verlustarmer Gleichrichter-Transformatoren (ALEL07)

Effiziente Transformatoren können die Verlustleistung verringern. Für die Schmelzflusselektrolyse muss der Gleichstrom durch Gleichrichter-Transformatoren bereitgestellt werden. Eine Aluminiumhütte betreibt 17 Gleichrichter mit einer Nennleistung von jeweils 27,2 MVA. Bei einem Wechsel zu neueren Gleichrichtern konnten die Leerlaufverluste durch Wirbelströme von 37 auf 21 kW durch neue Magnetmaterialien reduziert werden (Hauck 2011). Durch einen Tausch aller Gleichrichter mit einer Gesamtnennleistung von 462 MVA können Stromeinsparungen von 5,9 TJ oder $36 \text{ MJ}/\text{t}_{\text{Aluminium}}$ erzielt werden. Die Investition wurde in Anlehnung an die Hochleistungstransformatoren für den Elektrolichtbogen auf $5,9 \text{ EUR}/\text{t}_{\text{Aluminium}}$ berechnet.

ORC-Verstromung der Anodenofenabgase (ALEL08)

Der Brennofen für die Anodenproduktion einer Aluminiumhütte weist einen konstanten Abwärmestrom von 5 MW_{th} bei Temperaturen von 300 °C auf. Durch eine geringe Anpassung der Abgasführung könnte dieses Temperaturniveau auch nach der Abgasreinigung erreicht werden (Nowicki und Gosselin 2012). Bei unterstellten Wirkungsgraden von 60 % für einen Wärmeübertrager und 18 % für eine ORC-Anlage mit einem Arbeitsmedium bei 250 °C wird eine Stromerzeugung aus der Abwärme von $66 \text{ MJ}/\text{t}_{\text{Aluminium}}$ erreicht. Die spezifische Investition für eine 260 kt/a Aluminiumhütte wird nach Wendt und Friedhelm (2010) auf $5,8 \text{ EUR}_{2013}/\text{t}_{\text{Aluminium}}$ geschätzt.

5.9.2 Sekundäraluminium

Zur Sekundäraluminiumerzeugung können unterschiedliche Schmelzaggregate eingesetzt werden, die einen unterschiedlichen spezifischen Energieverbrauch von 2,3 bis $7,4 \text{ GJ}/\text{t}_{\text{Aluminium}}$ aufweisen können. Eine Charakterisierung der Schmelzaggregate ist Anhang K zu entnehmen. Einen Schmelzofenwechsel als Energieeinsparmaßnahme anzusehen erscheint naheliegend, jedoch bedingt u. a. die Ofenbauart den maximalen Verunreinigungsgrad der Einsatzstoffe, sodass die Auswahlkriterien für Ofenbauarten sich primär nach den vorhandenen Einsatzstoffen richten. Die nachfolgenden Energieeinsparmaßnahmen konzentrieren sich daher auf die Brennluftvorwärmung (ALSC01, ALSC02), Rohstoffvorwärmung (ALSC04), auf Sauerstoffbrenner (ALSC03) und den Heißeinsatz (ALSC05).

Brennluftvorwärmung (ALSC01-02)

Die Nutzung der 600 bis 1 000 °C heißen Abgastemperaturen zur Brennluftaufwärmung kann zu einer Verbesserung des feuerungstechnischen Wirkungsgrades von 50 % für einstufige Kaltluftbrenner und auf 93 % für Regeneratorbrenner führen (vgl. Mayer 2013). Durch die Umrüstung auf Rekuperator- oder Regeneratorbrenner verändern sich das Flammenbild und die Durchströmung, sodass ein Wechsel bedingt möglich ist bzw. Anpassungen am Ofen erfordert (s. Tabelle 5-4).

Tabelle 5-4: Spezifischer thermischer Schmelzenergiebedarf für die untersuchten Schmelzöfen in Abhängigkeit der Brennerart (eigene Zusammenstellung basierend auf Nord 2014; Küttner GmbH & Co. KG 2014; Mayer 2013; VDI 2008; LfU 2005; Gansen und Japser 2003)

Spezifischer Brennstoffbedarf [GJ/t _{Aluminium}]	Drehtrommelofen	Drehkipofen	Ein-Kammer-Herdofen	Zwei-Kammer-Herdofen
Kaltluftbrenner	4,5	4,2	5,2	-
Rekuperatorbrenner	3,6	3,4	4,2	-
Regeneratorbrenner	2,5	2,7	3,4	3,5
Sauerstoffbrenner	2,1	2,1	-	-

Beim Zwei-Kammer-Herdofen müssen die Abgase aus beiden Kammern abgesaugt werden. Der Einsatz eines Rekuperators ist aufgrund des hohen Volumens und der abrasiven Schadstoffe des Abgases nicht wirtschaftlich (vgl. Gansen und Japser 2003). Durchschnittlich können nach Herstellerangaben beim Ersatz von Kaltluft- durch Regeneratorbrenner Energieeinsparungen von 35 % bzw. 0,8 GJ/t_{Aluminium} bei Investitionen von 11,2 EUR₂₀₁₃/t_{Aluminium} erwartet werden (vgl. Mayer 2013; Gansen und Japser 2003). Bei Rekuperatorbrennern wird nach Mayer (2013) von Brennstoffeinsparungen von 20 % bzw. 0,6 GJ/t_{Aluminium} bei Investitionen von 6,6 EUR₂₀₁₃/t_{Aluminium} ausgegangen, wobei der Einsatz von dem Grad der Verunreinigung der Abgase abhängt. Die Funktionsweise der Brenner wurde in Abschnitt 5.1.7 beschrieben.

Sauerstoffbrenner (ALSC03)

Wird Sauerstoff anstatt Luft verwendet, muss der Stickstoffanteil nicht erwärmt werden und der feuerungstechnische Wirkungsgrad steigt auf 85 bis 90 % (vgl. Mayer 2013). Die Flammentemperatur steigt auf 2 700 °C, was einerseits zu einer Leistungssteigerung und Energieeinsparungen von 0,85 GJ/t_{Aluminium} führt (s. Tabelle 5-4), jedoch andererseits Anpassungen des Ofens notwendig macht und nach Mayer (2013) zu einer erhöhten Korundbildung und Abbrand führen kann. Zusätzlich muss Sauerstoff im Umfang von 127 m³_{Sauerstoff}/t_{Aluminium} mit einem Sauerstoffbezugspreis von 0,067 EUR₂₀₁₃/m³_{Sauerstoff} bereitgestellt werden, sodass zusätzliche Betriebskosten von 8,5 EUR₂₀₁₃/t_{Aluminium} entstehen (vgl. Beck 2014; Memoli et al. 2009; Gitzhofer 2007). Die Investitionen liegen für eine 114 kt/a Anlage bei 12,2 EUR₂₀₁₃/t_{Aluminium} (vgl. Weber 2008).

Vorwärmung der Einsatzstoffe mit der Abgaswärme (ALSC04)

Neben der Brennluftvorwärmung kann auch der Abgaswärmestrom genutzt werden, um die Einsatzstoffe vorzuwärmen. Eine Aufwärmung der Einsatzstoffe auf 210 °C kann den Schmelzenergiebedarf um 0,19 GJ/t_{Aluminium} senken. Hierzu können die Abgasströme über

einen Bypass aus Schmelz- und Gießöfen zusammengeführt und in eine Vorwärmkammer geleitet werden (vgl. Aleris Recycling German Works GmbH 2012). Die Investitionen betragen laut einer Vorstudie 5,9 EUR₂₀₁₃/t_{Aluminium} (Mayer 2013). Es wird davon ausgegangen, dass beim Zwei-Kammer-Herdofen aufgrund der Abgastemperatur und -qualität sowie der bereits integrierten Vorwärmung das Zwei-Kammer-Prinzip nicht angewendet werden kann (vgl. VDI 2008).

Heißeinsatz im Warmwalzwerk (ALSC05)

Anstatt die produzierten Alubänder abkühlen zu lassen und anschließend für das Warmwalzwerk erneut auf 480 °C zu erwärmen, wird beim Heißeinsatz die Restwärme vom Gieß- und Walzprozess genutzt und die Alubänder direkt gewalzt. Bei der Fa. Alunorf in Neuss wurden neue Öfen installiert, die eine heiße Verarbeitung ermöglichen. Die Investition in Öfen, die eine heiße Verarbeitung ermöglichen, betrug 5,5 EUR₂₀₁₃/t_{Aluminium} und soll sich in sechs Jahren amortisieren (Flauger und Weishaupt 2014). Mittels der Wärmekapazität von Aluminium, einem vermiedenen Temperaturhub von 460 K und einer unterstellten Effizienz des Ofens von 50 % ergibt sich eine Brennstoffeinsparung von 0,82 GJ/t_{Aluminium}.

6 Energieeinsparkostenkurven von energieintensiven Produktionsprozessen in Deutschland

Unter Anwendung der einzelanlagenspezifischen Berechnungsmethodik von Kapitel 2 wurden nach der in Kapitel 3 beschriebenen Vorgehensweise auf Basis der in Kapitel 5 analysierten Energieeinsparmaßnahmen Energieeinsparkostenkurven erstellt, die in diesem Kapitel diskutiert werden. Es werden zunächst die Energieeinsparpotenziale und spezifischen Energieeinsparkosten von Maßnahmen diskutiert und anschließend Energieeinsparkostenkurven für ausgewählte energieintensive Produktgruppen für Deutschland zum Jahr 2013 erörtert.

In den Energieeinsparkostenkurven werden die Maßnahmen in aufsteigender Reihenfolge nach den durchschnittlichen gewichteten spezifischen Energieeinsparkosten gelistet. Zur Darstellung der einzelanlagenspezifischen Ausprägung werden als zusätzliche deskriptive Kennzahl das untere und das obere Quartil der spezifischen Energieeinsparkosten auf Einzelanlagenebene dargestellt (s. bspw. Abb. 6-1). Ein Quartil ist ein statistisches Lagemaß. Das untere Quartil beschreibt den Anteil, bei dem 25 % aller Werte kleiner sind als dieser Wert. Das obere Quartil beschreibt den Anteil, bei dem 75 % aller Werte kleiner sind als dieser Wert. Der Quartilsabstand, d. h. die Differenz zwischen dem oberen und unteren Quartil, ist ein Streuungsmaß. Zusätzlich wird der Median der Energieeinsparungen als Lagemaß angezeigt. Der Median zeigt die Summe der Energieeinsparungen einer Maßnahme bei Umsetzung an 50% der Produktionsanlagen nach aufsteigenden Energieeinsparkosten.

Die Energieeinsparmaßnahmen werden zu dem in vier Kategorien unterteilt. Erstens, Maßnahmen, die die Optimierung der Betriebsweise (bspw. die kontinuierliche Regelung der Brennluftvorwärmung) betreffen. Zweitens, die Abwärmenutzung durch Wärmeintegration und Abwärmerückgewinnung. Nach Pehnt (2010) ist Abwärme, der Teil der Wärme welcher die Produktionsanlage verlässt abzüglich der Wärme, die zweckgebunden der Produktionsanlage zugeführt wurde. Die dritte Kategorie umfasst Maßnahmen der besten verfügbaren Technologien (engl. Best Available Technology), welche in dem vorliegenden Verständnis eine Substitution der kapitalintensiven Teile von Produktionsanlagen oder ganzer Produktionsrouten (bspw. der Wechsel von Wechselstrom- zu Gleichstrom-Elektrolichtbogenöfen) beinhalten. Die letzte und vierte Kategorie adressiert Prozessinnovationen wie bspw. neue hydraulische Bindemittel, welche konventionelle Zementarten ersetzen. Ähnlich zu den besten verfügbaren Technologien umfassen diese Maßnahmen einen Wechsel ganzer Produktionsanlagen. Im Unterschied dazu wurden Prozessinnovationen in der Regel nicht im großindustriellen Maßstab getestet und ihre technischen und ökonomischen Faktoren sind mit einer höheren Ungewissheit behaftet.

6.1 Energieeinsparmaßnahmen der energieintensiven Industrie: Energieeinsparungen und Energieeinsparkosten

Die nachfolgenden Energieeinsparpotenziale und spezifischen Energieeinsparkosten wurden mittels der einzelanlagenspezifischen Berechnungsmethode auf Einzelmaßnahmen-

ebene, d. h. ohne Berücksichtigung von Wechselwirkungen zwischen Energieeinsparmaßnahmen erstellt. Dadurch gibt die Einzelmaßnahmenebene Aufschluss über die Energieeinspareffektivität und die Kosteneffizienz für die Umsetzung von einzelnen Maßnahmen. Diese Sichtweise kann bei der Entwicklung von technologiespezifischen regulatorischen Instrumenten wie bspw. Auflagen zur Inbetriebnahme von Anlagen hilfreich sein. Aufgrund der fehlenden Berücksichtigung von Wechselwirkungen können die einzelnen Energieeinsparungen jedoch nicht kumuliert werden. Die Ergebnisdiskussion von Energieeinsparmaßnahmen erfolgt im Folgenden nach den ausgewählten, energieintensiven Produktgruppen.

6.1.1 Eisen und Stahl

Hohe Energieeinsparpotenziale in der Herstellung von Eisen und Stahl in Deutschland werden dem endabmessungsnahen Gießen zugesprochen (vgl. Dahlmann et al. 2012; Dahlmann et al. 2010a). Unter der Berücksichtigung einer Nachfrage nach Stählen mit entsprechend dünnen Querschnitten erzielen das Dünnbrammengießen (EICC01) und das Bandgießen (EICC02) jeweils mit 24,1 und 23,2 PJ die höchsten Energieeinsparungen in der Eisen- und Stahlherstellung. Ein Verhältnis von Kapitalausgaben zu verminderten Energiekosten und eine Vielzahl kürzlich modernisierter Stranggießanlagen machen eine Substitution zum Jahr 2013 durchschnittlich nicht wirtschaftlich darstellbar (6,0 EUR₂₀₁₃/GJ). Das Bandgießen produziert ggü. dem Dünnbrammengießen noch dünnere Querschnitte, sodass das Anwendungspotenzial noch stärker durch die Nachfragestruktur eingeschränkt ist. Der Einsatz von heißen Brammen in den Warmöfen (EIMI03) kann den Aufwärmbedarf um 11,5 PJ verringern. Die Investition ist stark abhängig von der Anordnung und dem Flexibilisierungspotenzial der Produktionsanlagen. Im gewichteten Durchschnitt erzielt der Heißeinsatz negative Energieeinsparkosten (-0,9 EUR₂₀₁₃/GJ), die obere und untere Quartile sind jedoch positiv (4,4 und 0,9 EUR₂₀₁₃/GJ). Die Substitution des Brennersystems des Warmofens durch rekuperative FLOX-Brenner (EIMI05), Regeneratorbrenner (EIMI01) und Rekuperativbrenner (EIMI02) führt jeweils zu wirtschaftlichen Energieeinsparungen von 6,6 PJ, 5,1 PJ und 3,1 PJ bei durchschnittlichen Kosten von -5,4 EUR₂₀₁₃/GJ, -5,3 EUR₂₀₁₃/GJ und -2,5 EUR₂₀₁₃/GJ. FLOX-Brenner haben den nicht-energetischen Vorteil einer homogeneren und stickoxidarmen Erwärmung, was die Produktqualität erhöht, den Abgasbehandlungsbedarf verringert und die Kosteneffizienz erhöht. Regeneratorbrenner haben ggü. Rekuperativbrennern einen höheren Kapitalaufwand, der durch die höheren Energieeinsparungen am Warmofen nicht kompensiert werden kann und hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit unterliegen. Eine Untersuchung der historischen Entwicklung der deutschen Eisen- und Stahlindustrie zeigte, dass die größte Reduktion der Energieintensität zwischen 1991 und 2007 auf die Gieß- und Warmwalzwerke rückzuführen sei (vgl. Arens et al. 2012). Die oben beschriebenen Energieeinsparpotenziale lassen eine mögliche Fortsetzung des Trends erahnen. Hemmnisse für die Umsetzung der Maßnahmen an Warmwalzwerken bestehen in den Opportunitätskosten durch den Einsatz von Kuppelgasen aus dem Hüttengasverbund (s. a. Anhang C).

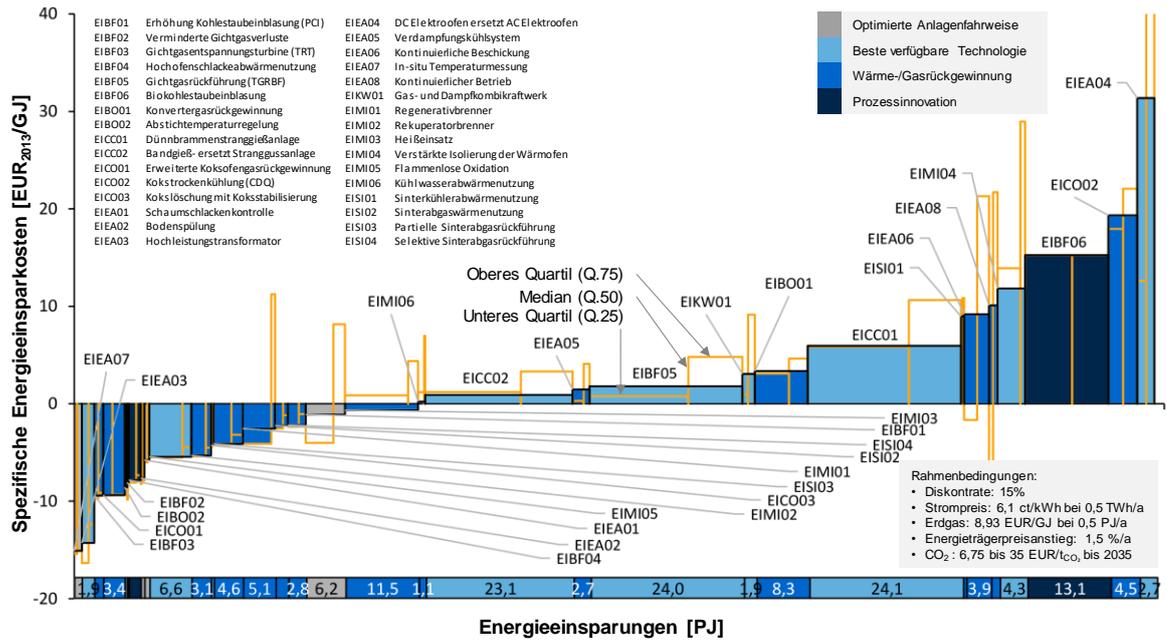


Abb. 6-1: Energieeinsparungen und Energieeinsparkosten von einzelnen Energieeinsparmaßnahmen für die Herstellung von Eisen und Stahl in Deutschland im Basisszenario für das Jahr 2013

Beim Oxygenstahlverfahren erzielt die Gichtgasrückführung (EIBF05) am Hochofen mit 24,0 PJ die größten Energieeinsparungen dieser Produktionsroute. Unter der Beachtung der Opportunitätskosten durch die geminderte Gichtgaseinspeisung in den Hüttengasverbund und der hohen Investitionen ist die Maßnahme nur als moderat kosteneffizient einzustufen (1,8 EUR₂₀₁₃/GJ). Eine Kombination der Gichtgasrückführung mit einer CO₂-Sequestrierung wurde aufgrund der mangelnden Wirtschaftlichkeit im Jahr 2013 nicht berücksichtigt. Die Konvertergasrückgewinnung (EIBF01) an den verbleibenden Sauerstoffkonvertern in Deutschland würde zusätzlich 8,3 PJ an Konvertergas zur Verfügung stellen. Der niedrige Brennwert und das ggf. anfallende Überangebot im Hüttengasverbund mindern die Wirtschaftlichkeit der Umsetzung auf 3,4 EUR₂₀₁₃/GJ. Die Umsetzung der Kokstrockenkühlung (EICO02) an allen fünf Kokereien würde bei einem durchschnittlichen Wirkungsgrad deutscher Hüttenkraftwerke von 30 % (vgl. Rubel et al. 2009) zu einer zusätzlichen Stromerzeugung von 4,5 PJ führen und einzelne Stahlhütten zu Nettostromerzeugern machen. Aufgrund der hohen Investitionen, der hohen Wartungskosten und der langen Nutzungsdauern von Kokereien, ist die Kokstrockenkühlung bei den unterstellten Strompreisen nicht wirtschaftlich darstellbar (19,3 EUR₂₀₁₃/GJ). Vor dem Hintergrund der hohen Stromeinsparungen, der hohen Verbreitung in China und Japan und der geringen Wirtschaftlichkeitsschwelle bei einem Opportunitätspreis des Strombezugs von 0,11 EUR₂₀₁₃/kWh ist eine Unterstützung der Umsetzung durch regulatorische Instrumente denkbar. Die Wärmerückgewinnung von Hochofenschlacke (EIBF04) kann 1,9 PJ bei -7,3 EUR₂₀₁₃/GJ zusätzlich zur internen Stromgewinnung beitragen, sofern das technische Hemmnis des niedrigen Wärmeübertragungskoeffizienten der Schlacke überwunden wurde. Unter Berücksichtigung des Gichtgasgedrucks der verbleibenden Hochofen kann der Einsatz von Gichtgasentspannungsturbinen (EIBF03) zusätzlich 1,4 PJ_{el} erzeugen. Die niedrigen Energieeinsparkosten von -9,4 EUR₂₀₁₃/GJ und nicht-energetische Vorteile für verminderte Lärmemissionen und

bessere Kontrolle des Innendrucks begründen u. a. die hohe Verbreitung der Maßnahmen in 2013.

Bei der Elektrostahlroute zeichnet sich die kontinuierliche Beschickung und Schrottvorwärmung über Ofenabwärmennutzung (EIEA06) mit einer Stromeinsparung von 3,9 PJ als effektiv aus. Die Maßnahme ist jedoch u. a. aufgrund der hohen Investitionen zum Jahr 2013 mit durchschnittlich 9,2 EUR₂₀₁₃/GJ nicht wirtschaftlich darstellbar. Eine Umsetzung an älteren Elektrolichtbogenöfen kann wirtschaftlich darstellbar sein, wie das untere Quartil mit - 1,7 EUR₂₀₁₃/GJ zeigt. Gleiches gilt für den Gleichstrom-Elektrolichtbogenofen (EIEA04), welcher in drei deutschen Stahlwerken zur Anwendung kommt und ein verbleibendes Energieeinsparpotenzial von 2,7 PJ aufweist. Die Wirtschaftlichkeit ist u. a. abhängig von der verbleibenden Nutzungsdauer des bestehenden Ofens und hat mit 30,0 EUR₂₀₁₃/GJ die höchste Standardabweichung aller untersuchten Maßnahmen. Neue Messsysteme (EIEA01) ermöglichen eine bessere Regulierung von Schaumslagge auf der Schmelze, welche insgesamt 0,5 PJ_{Strom} und 0,3 PJ_{Kohle} einsparen können. Zusammen mit optischen in-situ Temperaturmesssystemen (EIEA07) amortisieren sich die Investitionen mit - 5,8 EUR₂₀₁₃/GJ und - 15,1 EUR₂₀₁₃/GJ schnell. Neue Hochleistungstransformatoren (EIEA03) können bei höheren Leistungen längere Lichtbögen erzeugen. Die kumulierten Energieeinsparungen von 1,9 PJ können wirtschaftlich gesehen die hohen Investitionen für neue Transformatoren rechtfertigen, insbesondere, wenn diese am Ende ihrer Nutzungsdauer stehen. Die Wirtschaftlichkeit von neuen Transformatoren ist mit -14,3 EUR₂₀₁₃/GJ mit einer Standardabweichung von 4,0 EUR₂₀₁₃/GJ vergleichsweise hoch. Da die Leistungen und das Alter von Transformatoren negativ korrelieren, ist die Umsetzung von Hochleistungstransformatoren an älteren Transformatoren besonders wirtschaftlich darstellbar. Die Stromeinsparungen durch Hochleistungstransformatoren sind umso höher, je geringer die Leistung des Bestandstransformators ist. Die Ergebnisse und die Parameter der Energieeinsparmaßnahmen sind tabellarisch im Anhang C gelistet.

6.1.2 Halbstoff, Papier und Pappen

Die Energieeinsparmaßnahme mit dem höchsten Kapitalwert, erkennbar an dem Produkt aus Energieeinsparungen und spezifischen Energieeinsparkosten in Abb. 6-2, in der Herstellung von Papier und Pappen in Deutschland ist die chemische Modifikation von Fasern (PAPA06) mit Produktionskosteneinsparungen von 178 Mio. EUR₂₀₁₃ in 2013. Gleichzeitig ist, aufgrund des verringerten Mahlbedarfs in den anschließenden Produktionsprozessen, mit der chemischen Modifikation das größte Stromeinsparpotenzial (3,7 PJ) verbunden. Das Ergebnis spiegelt die hohen Erwartungen, die dieser Prozessinnovation in der Literatur entgegengebracht werden, wider. Die größten Brennstoffeinsparungen sind ebenfalls mit 9,3 PJ mit einer Prozessinnovation, d. h. der Impulstrochnung (PAPA08) verbunden. Die Umsetzung ist aufgrund des niedrigen Verhältnisses von Energieeinsparungen zu Investition mit hohen Energieeinsparkosten von 15,8 EUR₂₀₁₃/GJ verbunden. Die niedrigsten Energieeinsparkosten sind mit - 17,6 EUR₂₀₁₃/GJ in der Entfärbung von Altpapier mittels Säulenflotation (PAAL04) zu finden. Die Wirtschaftlichkeit des Niederdruck-TAD-Verfahrens (PAPA07) ist u. a. abhängig von der verbleibenden Nutzungsdauer der kapitalintensiven

Trockenpartie PAPA07 und weist mit 35,0 EUR₂₀₁₃/GJ die höchste Standardabweichung auf (s. Abb. 6-2). Die Schwarzlaugenvergasung (PAZE02) führt mit insgesamt 1,5 PJ bei den sechs Werken mit integrierter Zellstoffproduktion in Deutschland zu einer erhöhten Stromgewinnung aus dem Kuppelprodukt.

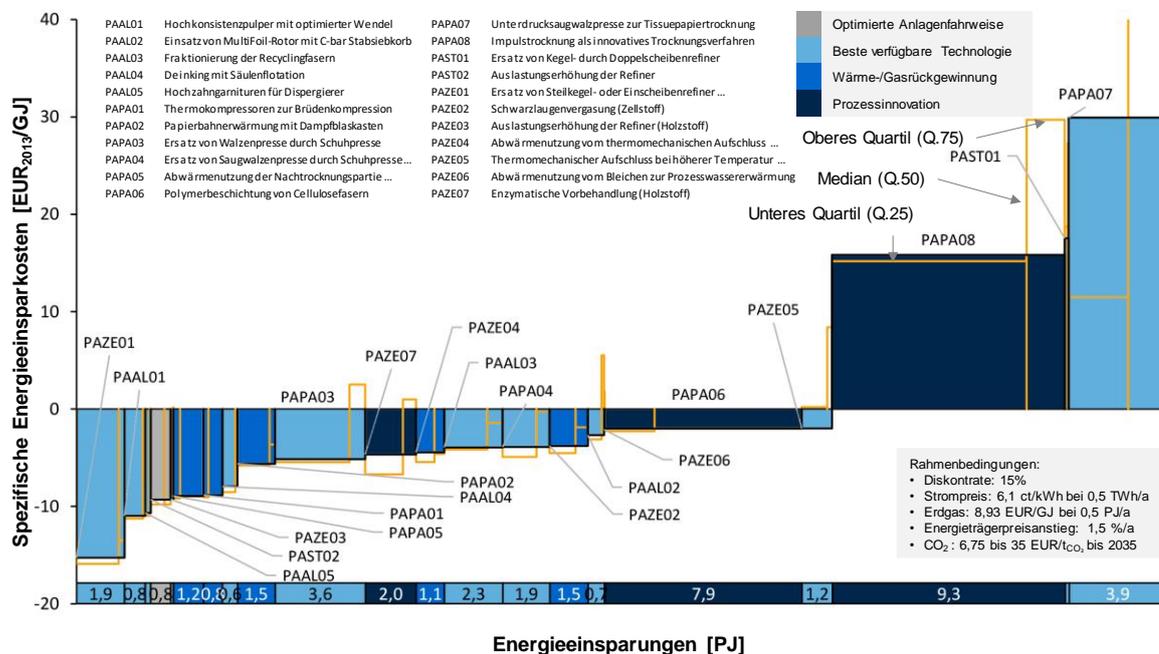


Abb. 6-2: Energieeinsparungen und Energieeinsparkosten von einzelnen Energieeinsparmaßnahmen für die Herstellung von Papieren und Pappen in Deutschland im Basisszenario für 2013

Bei Betrachtung der einzelnen Prozessschritte ist die Umrüstung auf Hochzahngarnituren der Dispergierer (PAAL05) nach der Säulenflotation (PAAL04) mit - 9,4 EUR₂₀₁₃/GJ die Maßnahme mit den niedrigsten Kosten für die Altpapieraufbereitung. Für die Holzstoff- und Vollstoffaufbereitung ist die Optimierung der Arbeitsweise der Refiner (PAZE03, PAST02) mit - 7,3 EUR₂₀₁₃/GJ bzw. - 9,7 EUR₂₀₁₃/GJ mit der größten Kapitalrendite versehen. Die nötigen Änderungen an den Förderanlagen und Lagern können mit vergleichsweise geringem Aufwand durchgeführt werden. Die erhöhte Auslastung der Refiner hat mit 0,1 und 0,8 PJ merkbare Energieeinsparungen zur Folge. In der Papiermaschine zeigt sich die Substitution der Presswalze durch eine Schuhpresse (PAPA03 und PAPA04) als rentabelste Maßnahme mit Produktionskosteneinsparungen von 191 Mio. EUR₂₀₁₃. Die niedrigsten Einsparkosten bietet die Abwärmenutzung zur Klar- und Siebwassererwärmung (PAPA05) mit - 9,4 EUR₂₀₁₃/GJ. Diese Maßnahme hat bereits eine hohe Diffusion erfahren, sodass in 2013 ein Energieeinsparpotenzial von 1,2 PJ verbleibt. Die Ergebnisse und die Parameter der Energieeinsparmaßnahmen sind tabellarisch im Anhang gelistet.

6.1.3 Ethylen, Propylen und Butadien

Der Einsatz von Katalysatoren zur Absenkung der Prozesstemperaturen (ETSP05) führt mit 48,6 PJ zu den größten Energieeinsparungen und Produktionskostenreduktionen von 246,5 Mio. EUR₂₀₁₃ (s. Abb. 6-3). Obwohl katalytische Spaltöfen in 2013 noch nicht kom-

merziell verfügbar sind wird bei dieser Energieeinsparmaßnahmen unterstellt, dass die bestehenden Spaltanlagen vollständig durch katalytische Spaltöfen ersetzt werden. Abhängig von dem Alter und der Intensität der Bestandanlage variieren die Energieeinsparkosten pro Anlage. Mit einer Standardabweichung von 2,4 EUR₂₀₁₃/GJ fallen die Variationen der Energieeinsparkosten ggü. einer Substitution zur besten verfügbaren Technologie (ETSP01) mit 3,3 EUR₂₀₁₃/GJ geringer aus. Ein Grund hierfür sind die höheren Investitionen für katalytische Spaltöfen ggü. der besten verfügbaren Technologien

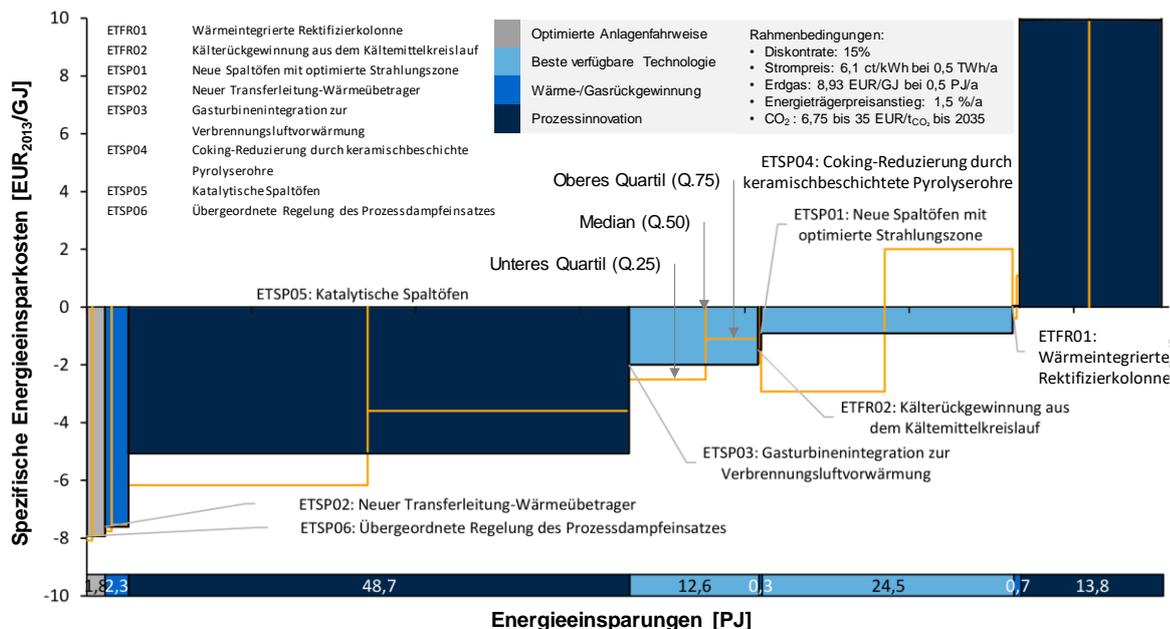


Abb. 6-3: Energieeinsparungen und Energieeinsparkosten von einzelnen Energieeinsparmaßnahmen für die Herstellung von Ethylen, Propylen und Butadien in Deutschland im Basisszenario im Jahr 2013

Von den in 2013 verfügbaren Maßnahmen versprechen der Wechsel zu Spaltöfen der neuesten Generation (ETSP01) mit 22,2 Mio. EUR₂₀₁₃, die Integration einer Gasturbine (ETSP03) mit 25,0 Mio. EUR₂₀₁₃ und die Nachrüstung von Wärmeübertrager der neuesten Generation (ETSP02) mit 17,4 Mio. EUR₂₀₁₃ die höchsten Produktionskosteneinsparungen. Neue Spaltöfen und die Nachrüstung von Wärmeübertrager stehen jedoch in Konkurrenz, da neue Spaltöfen bereits mit verbesserten Wärmeübertragern ausgestattet sind.

In der Ethylenherstellung ist der Anteil vom Strombedarf am gesamten Energieverbrauch mit unter 2 % gering, sodass die untersuchten Maßnahmen sich auf Brennstoffeinsparungen fokussieren. Bei der Gasturbinenintegration zur Verbrennungsluftvorwärmung (ETSP03) hat insbesondere die Art und Weise der Bilanzierung der Energieströme Auswirkungen auf das Energieeinsparpotenzial. Der wesentliche Zweck der Gasturbine besteht in der Verstromung von Brennstoffen. Der erzeugte Strom findet seinen Nutzen in anderen Teilen des Anlagenparks und wird daher als Produktionskosteneinsparung bilanziert. Die Verbrennungsabgase der Gasturbine können jedoch als Verbrennungsluft für die Unterfeuerung der Spaltöfen mit Energieeinsparkosten von -2,0 EUR₂₀₁₃/GJ genutzt werden. Mit -7,9 EUR₂₀₁₃/GJ hat die Einführung einer weiterentwickelten Prozesssteuerung (ETSP06)

die niedrigsten Einsparkosten. Sie spiegeln die kurzen Amortisationszeiten, die die Umsetzung von neuen Prozesssteuerungen in der Praxis erzielen konnten, wider. Die Ergebnisse und die Parameter der Energieeinsparmaßnahmen sind tabellarisch im Anhang E gelistet.

6.1.4 Ammoniak

Die weiterentwickelte Prozesssteuerung (AMSY04) weist für die Ammoniakherstellung in 2013 mit - 10,0 EUR₂₀₁₃/GJ die niedrigsten Energieeinsparkosten auf. Die größten kumulierten Produktionskosteneinsparungen (249 Mio. EUR₂₀₁₃) und Energieeinsparungen (6,0 PJ) in 2013 erzielen Niedrigdruck-Synthese-Reaktoren (AMSY02) (s. Abb. 6-4). Dies unterliegt der Einschränkung, dass bei der Einführung die erhöhte Nachfrage nach Ruthenium, einem essenziellen Rohstoff für die Maßnahme, keine Auswirkung auf den Marktpreis des seltenen Metalls hat.

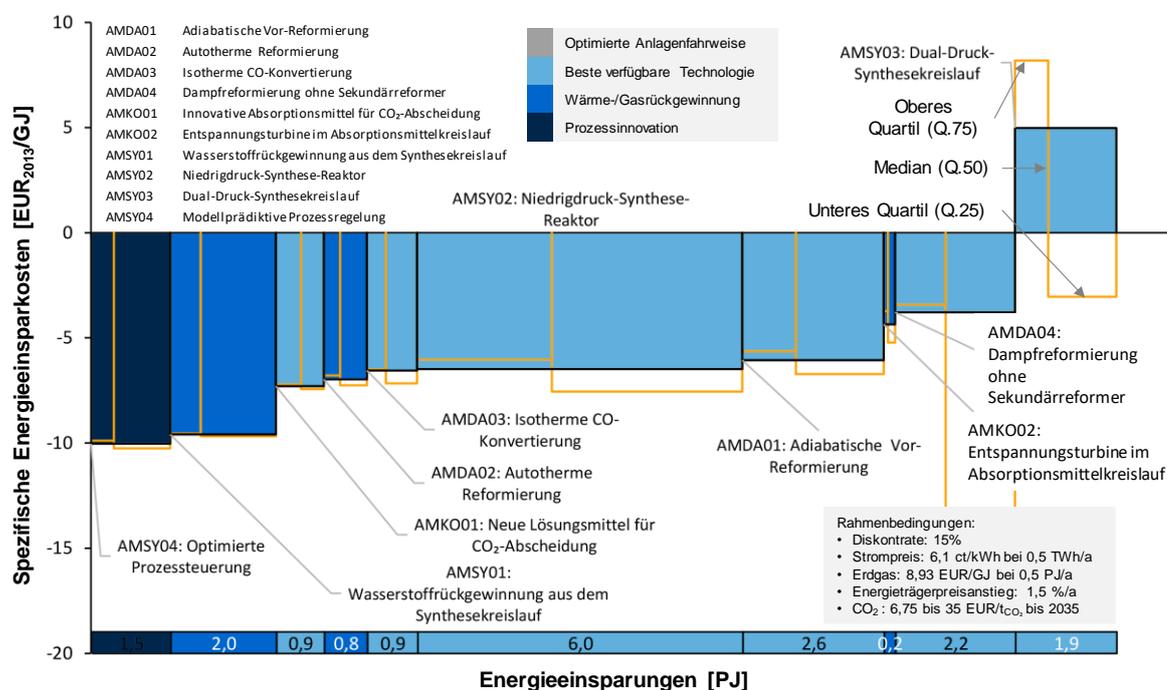


Abb. 6-4: Energieeinsparungen und Energieeinsparkosten von einzelnen Energieeinsparmaßnahmen für die Ammoniakherstellung in Deutschland im Basisszenario im Jahr 2013

Von den heute verfügbaren Maßnahmen ist die Wasserstoffrückgewinnung (AMSY01) mit kumulierten Produktionskosteneinsparungen von 119 Mio. EUR₂₀₁₃ die Maßnahme mit dem höchsten Kapitalwert, welche bereits in 2013 bei Neuanlagen weltweit angewendet wurde. Die Wirtschaftlichkeit der Substitution von Synthesereaktoren ist abhängig von dem Bestandsanlagenalter. Die Energieeinsparkosten variieren mit einer Standardabweichung von 1,1 EUR₂₀₁₃/GJ über alle sieben Ammoniakanlagen in Deutschland. Die stärkste Variation weist mit einer Standardabweichung von 15,5 EUR₂₀₁₃/GJ die Dampfpreformierung ohne Sekundärreformer (AMDA04), gefolgt von dem Dual-Druck-Synthesekreislauf (ANSY03) mit 10,6 EUR₂₀₁₃/GJ, auf, da bei beiden Maßnahmen die gesamte Produktionsroute von Reformierung bis Synthese substituiert werden muss. Neben den Energieeinsparungen ist der wesentliche Vorteil von Dampfpreformierungen ohne Sekundärreformer die niedrige Investition, sodass eine Umsetzung bei älteren Anlagen wirtschaftlich darstellbar

ist. Beim Dual-Druck-Synthesekreislauf (ANSY03) führt der zusätzliche Reformerkreislauf ggü. den Dampfreformierungen ohne Sekundärreformer zu höheren Investitionen. Der Dual-Druck-Synthesekreislauf ist nur in Einzelfällen wirtschaftlich darstellbar. Die Ergebnisse und die Parameter der Energieeinsparmaßnahmen sind tabellarisch im Anhang gelistet.

6.1.5 Chlor

Die Umrüstung vom Amalgamverfahren auf Membranverfahren (CHEL01, CHEL02, CHEL03, CHEL10 und CHEL13), die nicht Quecksilber nutzen, ist bei allen Elektrolysezellen in Deutschland in 2013 wirtschaftlich darstellbar. Die Selbstverpflichtung europäischer Chlorhersteller auf Quecksilber in der Chlorherstellung bis 2020 zu verzichten, würde demnach nicht nur aus ökologischen, sondern auch aus ökonomischen Gesichtspunkten vorteilhaft sein. Die ökonomischen Gründe umfassen u. a. den verminderten Energie- und Wartungsbedarf sowie das hohe Anlagenalter der Bestandsanlagen. Die Umrüstung vom Amalgamverfahren auf das Membranverfahren mit der höchsten Stromdichte von 6 kA/m² (CHEL03) erzielt von allen Membranverfahren (CHEL01, CHEL02, CHEL03) die niedrigsten Energieeinsparkosten von - 11,7 EUR₂₀₁₃/GJ (s. Abb. 6-5).

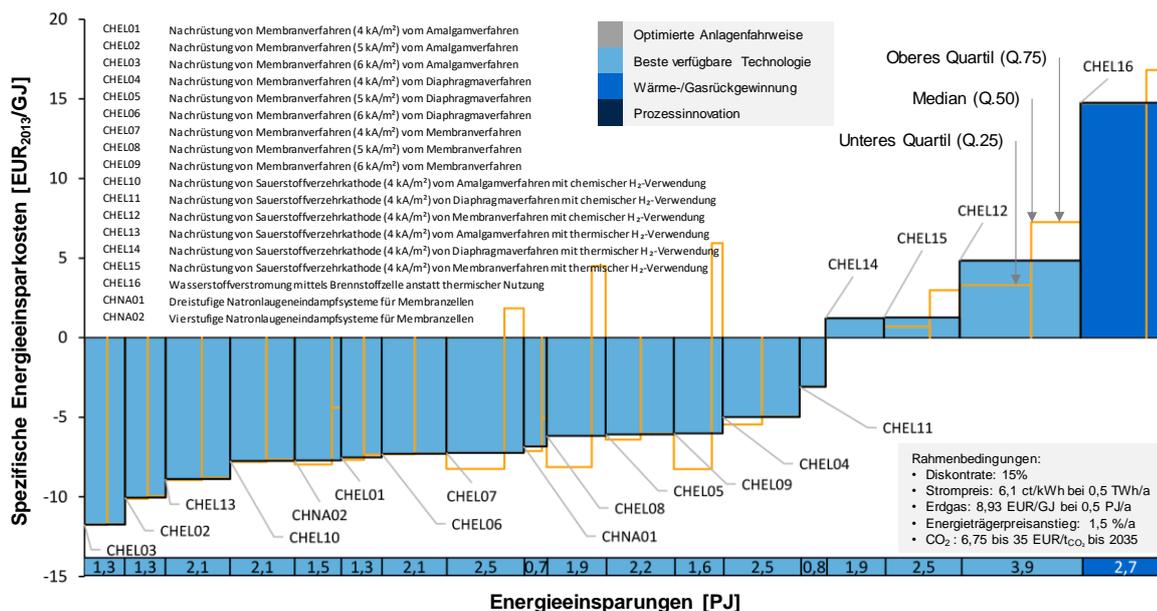


Abb. 6-5: Energieeinsparungen und Energieeinsparkosten von einzelnen Energieeinsparmaßnahmen für die Herstellung von Chlor in Deutschland im Basisszenario im Jahr 2013

Eine höhere Stromdichte von 6 kA/m² (CHEL03) geht mit geringeren Investitionen ggü. Zellen mit geringeren Stromdichten von 4 kA/m² (CHEL01) oder von 5 kA/m² (CHEL02) einher, jedoch auch mit einem höheren Strombedarf. Ebenfalls ist die Umrüstung vom Diaphragma- zum Membranverfahren mit hoher Stromdichte (CHEL06) wirtschaftlicher darstellbar, als die Umrüstung zu Membranen mit niedrigeren Stromdichten (CHEL04, CHEL05). Letztlich ist nur bei der Nachrüstung bestehender Membranelektrolysezellen der Einsatz von Membranen mit niedriger Stromdichte (CHEL07) wirtschaftlicher, als mit hohen Stromdichten (CHEL08, CHEL09). Ein Grund ist das größere Verhältnis von Stromeinsparungen zu Investitionsaufwand bei einer Neuzustellung ggü. einem Verfahrenswechsel.

Die Sauerstoffverzehrkathode nutzt den bei der Elektrolyse entstehenden Wasserstoff in der Zelle, sodass Wasserstoff nicht mehr als Kuppelprodukt zur Verfügung steht. Die Wirtschaftlichkeit wird u. a. von den Opportunitätskosten des Kuppelprodukts bestimmt, d. h., ob der Wasserstoff chemisch (CHEL10 bis CHEL12) oder thermisch (CHEL13, CHEL14) in der Bestandsanlage genutzt wurde. Tendenziell ist bei Standorten mit einer thermischen Nutzung des Wasserstoffs die Umrüstung zur Sauerstoffverzehrkathode wirtschaftlicher darstellbar, da die verminderte thermische Energie durch eine Verbrennung von Erdgas bereitgestellt werden kann. Die Substitution der Diaphragmaanlagen (CHEL11, CHEL14) bilden von den untersuchten Energieeinsparmaßnahmen eine Ausnahme, da die Produktionskapazitäten der Bestandsanlagen sich vergleichsweise stark unterscheiden. Mit Ausnahme des Amalgamverfahrens (CHEL10, CHEL13) ist die Umrüstung zur Sauerstoffverzehrkathode mit den unterstellten Rahmenparametern wirtschaftlich nicht darstellbar. Die Verstromung des Kuppelprodukts Wasserstoff (CHEL16) als Alternative zur thermischen Nutzung stellt mit 14,8 EUR₂₀₁₃/GJ die unwirtschaftlichste Maßnahme dar. Für Standorte mit chemischer Wasserstoffnutzung und Membranverfahren ist eine Umrüstung zur Sauerstoffverzehrkathode daher aus ökonomischen Gesichtspunkten nicht zu empfehlen. Die Ergebnisse und Parameter der Energieeinsparmaßnahmen sind tabellarisch im Anhang G gelistet.

6.1.6 Zement

Prozessinnovationen wie neue hydraulische Bindemittel (ZEIN01) und Drehrohröfen mit Wirbelschichtfeuerung (ZEIN02) würden mit 7,1 PJ bzw. 6,3 PJ die höchsten Energieeinsparungen in der Zementherstellung in Deutschland in 2013 erzielen, sofern diese kommerziell verfügbar wären (s. Abb. 6-6). Die Wirbelschichtfeuerung ist aufgrund der vergleichsweise hohen Kapital- und Wartungskosten mit 2,7 EUR₂₀₁₃/GJ durchschnittlich nicht wirtschaftlich darstellbar. Von den in 2013 verfügbaren Energieeinsparmaßnahmen zeichnen sich die Modernisierung der Rostkühler zu Schubrostkühlern (ZEKL05) mit -13,8 EUR₂₀₁₃/GJ und die Erhöhung des Anteils granulierter Hochofenschlacke (ZEZE01) mit -12,9 EUR₂₀₁₃/GJ als besonders wirtschaftlich aus.

Nach den Prozessinnovationen hat die Nachrüstung von Vorcalzinatoren am Drehrohröfen mit Zyklonvorwärmern (ZEKL02) mit 5,1 PJ die höchsten Energieeinsparungen, gefolgt von der Substitution von Dreh- oder Satellitenkühlern zu Rostkühlern (ZEKL04) mit 2,6 PJ. Obwohl beide Maßnahmen große Energieeinsparungen versprechen, ist von den beiden nur der Wechsel zum Rostkühler mit -8,1 EUR₂₀₁₃/GJ wirtschaftlich darstellbar. Die Wirtschaftlichkeit von Vorcalzinatoren ist u. a. abhängig von der verbleibenden Nutzungsdauer des Bestandskühlers. Bei 59 % der verbleibenden Klinkerkapazität in 2013 sind Vorcalzinatoren wirtschaftlich umsetzbar. Bei der Zusammenlegung von Ofenlinien (ZEKL09) ist das Verhältnis von Kapitalaufwand zu Brennstoffkostenreduktion vergleichsweise hoch. Diese Maßnahme wird erst wirtschaftlich darstellbar, wenn die Bestandsanlage ihr technisches Lebensende endgültig erreicht hat. Im Jahr 2013 war dies bei wenigen Werken der Fall, sodass eine Umsetzung der Maßnahme in 2013 zu hohen durchschnittlichen Energieeinsparkosten von 20,8 EUR₂₀₁₃/GJ führt.

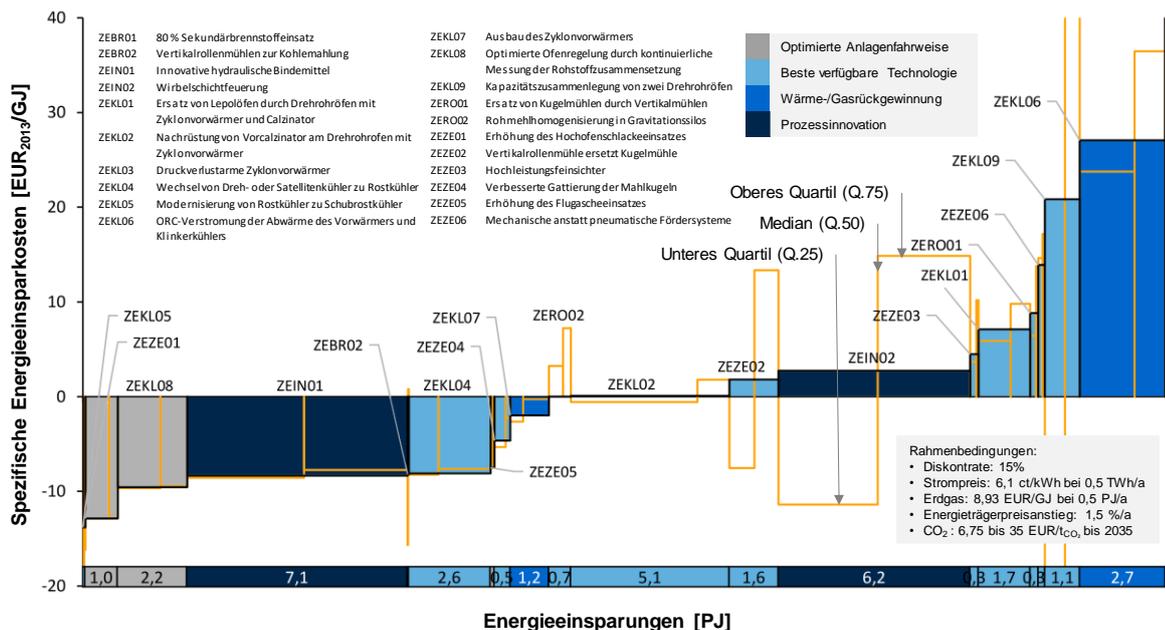


Abb. 6-6: Energieeinsparungen und Energieeinsparkosten von einzelnen Energieeinsparmaßnahmen für die Klinker und Zementherstellung in Deutschland im Basisszenario zum Jahr 2013

Ein Nebeneffekt bei der Umsetzung von brennstoffeinsparenden Energieeinsparmaßnahmen sind verminderte CO₂-Emissionen. Von der Untersuchung der Maßnahmen, die auf CO₂-Abscheidung und Speicherung (CO₂-Sequestrierung) abzielen, wurde aufgrund fragwürdiger Wirtschaftlichkeit bewusst abgesehen. Die Entwicklung neuer hydraulischer Bindemittel (ZEIN01) kann aber prozessbedingte CO₂-Emissionen in Höhe von 231 kg_{CO₂}/t_{Klinker} mindern. Demnach würden neue hydraulische Bindemittel als Maßnahme allein kumuliert mehr CO₂ mindern, als alle anderen Energieeinsparmaßnahmen zusammen. Dabei unterliegt dieses Potenzial der Annahme, dass die neuen Bindemittel nur die jährlich nachgefragte Menge vergleichbarer Zementsorten (CEM I) vollständig ersetzen. Auch der Einsatz von Sekundärbrennstoffen hat eine Sonderstellung inne. Aus überwiegend ökonomischen Gründen werden in Deutschland ca. 60 % des thermischen Energiebedarfs durch Sekundärbrennstoffe bereitgestellt. Sekundärbrennstoffe setzen sich zum Großteil aus Industrie- und Gewerbeabfällen, aber eben auch aus Anteilen von Biomasse zusammen (VDZ 2014). Die Steigerung des Sekundärbrennstoffanteils auf 80 % (ZEBR01) würde zu einer Minderung von 180 kt CO₂ und einem erhöhten Brennstoffbedarf von 1,5 PJ führen. Unter rein energetischen Gesichtspunkten kann der Einsatz von Sekundärbrennstoffen den spezifischen Energieverbrauch negativ beeinflussen. Die vermiedene Nutzung fossiler Rohstoffe kann trotz einer höheren Energieintensität dennoch zu einer Steigerung der Energieeffizienz beitragen. Dieser Effekt ist in einer endenergetischen Energieeinsparkostenkurve jedoch nicht abbildbar (s. Abb. 6-6).

Bei den Stromeinsparungen erzielt der Einsatz moderner Prozessleitsysteme (ZEKL08), welche kontinuierlich die chemische Zusammensetzung des Rohstoffs und des Produkts überwachen, mit - 9,6 EUR₂₀₁₃/GJ die niedrigsten Energieeinsparkosten gefolgt von der Erhöhung des Flugascheanteils (ZEZE05) mit - 7,5 EUR₂₀₁₃/GJ. Im Gegensatz zum Einsatz

von granulierter Hochofenschlacke (ZEZE01) muss Flugasche kaum noch vermahlen werden und es kommt zu zusätzlichen Stromeinsparungen. Die Energieeinsparungen werden von einem unterstellten Angebot von 250 kt/a begrenzt. Eine verbesserte Gattierung der Mahlkugeln (ZEZE04) ist mit -4,6 EUR₂₀₁₃/GJ wirtschaftlich darstellbar und birgt mit 0,5 PJ die zweitgrößten Stromeinsparungen. Die dazu in Konkurrenz stehende Maßnahme, Vertikalmühlen (ZEZE02), hält mit 2,1 PJ die größten Stromeinsparungen vor, ist jedoch bei den unterstellten Strompreisen nicht wirtschaftlich darstellbar (1,8 EUR₂₀₁₃/GJ). Mittels mechanischer Transportsysteme (ZERO01) lassen sich die Verluste in der Druckluftbereitstellung vermeiden und 0,2 PJ einsparen. Die Maßnahme ist jedoch mit hohem Investitionsaufwand verbunden und lässt sich in keinem der Zementwerke in Deutschland in 2013 wirtschaftlich darstellen. Die Ergebnisse und die Parameter der Energieeinsparmaßnahmen sind im Anhang gelistet.

6.1.7 Kalk

Die Einzelbetrachtungen der Energieeinsparmaßnahmen für die Kalkherstellung in Deutschland zeigen, dass insbesondere der Ersatz (KABR01-05) und der Umbau (KABR06) bestehender Kalkbrennöfen große Energieeinsparungen versprechen (s. Abb. 6-7).

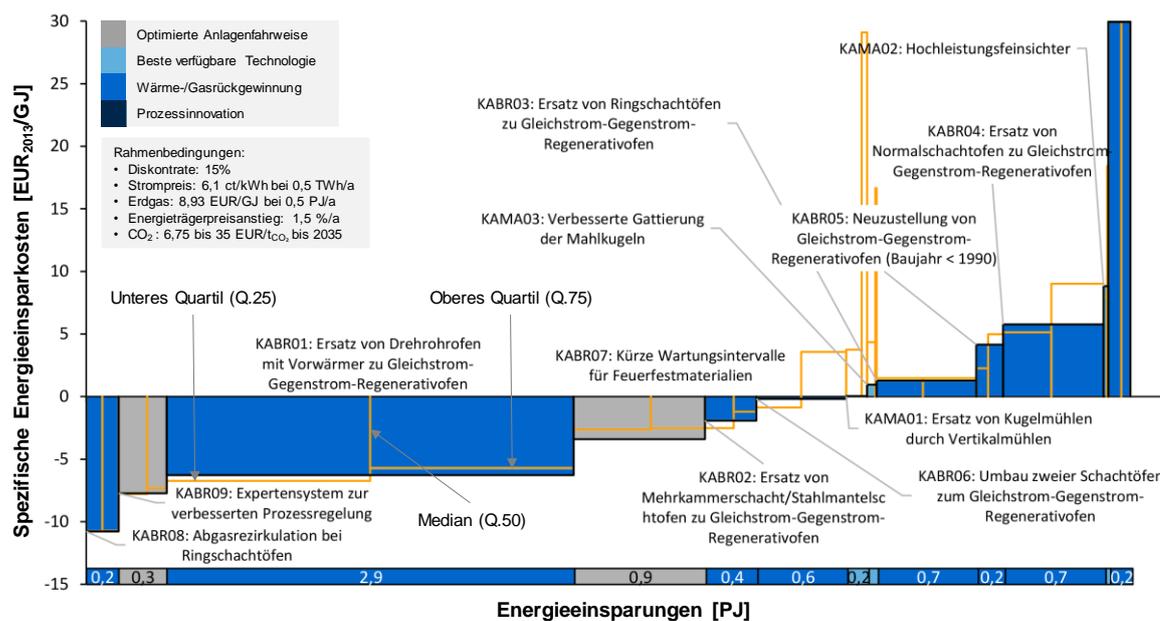


Abb. 6-7: Energieeinsparungen und Energieeinsparkosten von einzelnen Energieeinsparmaßnahmen für die Herstellung von Kalk in Deutschland im Basisszenario für das Jahr 2013

Insbesondere der Ersatz der wenigen verbleibenden Drehrohröfen durch Gleichstrom-Gegenstrom-Regenerativöfen (KABR01) führt aufgrund der vergleichsweise hohen Kapazitäten der Bestandsanlagen und der hohen Energieintensitätsreduktionen zu den höchsten Energieeinsparungen von 2,9 PJ bzw. 10 % des Brennstoffbedarfs in 2013 bei durchschnittlichen Energieeinsparkosten von -6,4 EUR₂₀₁₃/GJ. Je nach Bauart und Kapazität können Ringschächtofen ebenfalls durch Gleichstrom-Gegenstrom-Regenerativöfen ersetzt (KABR02, KABR03, KABR04), oder zwei geeignete Schächtofen nach diesem Verfahren verbunden werden (KABR06). Letzteres hat mit 0,5 PJ die höchsten Brennstoffeinsparungen zur Folge, die Wirtschaftlichkeit ist jedoch stark von der verbleibenden technischen Nutzungsdauer

der Bestandsanlagen abhängig. Bei durchschnittlichen Energieeinsparkosten von - 0,2 EUR₂₀₁₃/GJ, liegt das obere bzw. untere Quartil bei 3,5 EUR₂₀₁₃/GJ bzw. - 0,9 EUR₂₀₁₃/GJ. Aus ökonomischer Sicht ist ein Umbau von Normalschachtöfen (KABR04) und Ringschachtöfen (KABR03) zu Gleichstrom-Gegenstrom-Regenerativöfen mit durchschnittlich 0,9 EUR₂₀₁₃/GJ und 5,8 EUR₂₀₁₃/GJ nicht wirtschaftlich darstellbar. Ein Grund sind die geringen Produktionskapazitäten der Standorte, die diese Ofentypen einsetzen. Der Einsatz von Vertikalrollenmühlen ist nur bei wenigen Standorten mit hohen Kapazitäten als wirtschaftlich darstellbar. Die durchschnittlichen Energieeinsparkosten (1,3 EUR₂₀₁₃/GJ) liegen aufgrund der Inhomogenität der Mahlkapazitäten unterhalb des unteren Quartils (3,7 EUR₂₀₁₃/GJ). Der Einsatz von ORC-Anlagen (KABR10) ist aufgrund des ungünstigen Verhältnisses von geringem Volumenstrom der Ofenabwärme zum Kapitalkaufwand für die ORC-Anlage ggü. Drehrohröfen oder Glasschmelzwannen nicht wirtschaftlich darstellbar. Die Ergebnisse und die Parameter der Energieeinsparmaßnahmen sind im Anhang gelistet.

6.1.8 Behälter- und Flachglas

Der Einsatz von Sauerstoffbrennern an Flach- (FLSC01) und Behälterglaswannen (BESC03) ist bei Anlagenbetreibern in Deutschland umstritten, kann allerdings zu hohen Brennstoffeinsparungen von jeweils 3,1 PJ, bzw. 17 % und 1,9 PJ, bzw. 6 % des Energiebedarfs in 2013 führen. Hierbei wurde unterstellt, dass Anlagenbetreiber in eine Luftzerlegungsanlage zur Sauerstoffbereitstellung vor Ort investieren. Der zusätzliche Strombedarf für die kryogene Luftzerlegung ist in der Bilanzgrenze berücksichtigt und beträgt kumuliert für Deutschland in 2013 0,8 PJ für Flach- und 0,5 PJ für Behälterglaswannen. Im gewichteten Durchschnitt ist u. a. aufgrund der zusätzlichen Investition in die Luftzerlegungsanlage und der unterstellten Strompreise der Einsatz von Sauerstoffbrennern in der Herstellung von Behälterglas mit 0,6 EUR₂₀₁₃/GJ und von Flachglas mit 4,6 EUR₂₀₁₃/GJ nicht wirtschaftlich darstellbar. Aufgrund der größeren Kapazitäten und längeren Verweilzeiten der Schmelze ist der spezifische Investitionsaufwand für Flachglaswannen geringer, das vergleichsweise junge Bestandsanlagenalter mindert jedoch die Wirtschaftlichkeit. Bei Behälterglaswannen wurde die Anwendung auf Kapazitäten größer 100 kt/a begrenzt. Insbesondere bei Schmelzwannen mit höheren Kapazitäten und geringer verbleibender Nutzungsdauer kann eine Umstellung auf Sauerstoffbrenner mit - 8,9 EUR₂₀₁₃/GJ (unteres Quartil) wirtschaftlich sein. Von allen Behälterglaswannen weisen Sauerstoffbrenner mit einem Quartilsabstand von 10,7 EUR₂₀₁₃/GJ die zweihöchste Streuung der untersuchten Maßnahmen auf (s. Abb. 6-8). Geringere Stickoxide und andere Schadstoffemissionen führen zu nicht-energetischen Vorteilen. Schärfere Stickoxidgrenzwerte könnten zukünftig die Umsetzung von Sauerstoffbrennern fördern. Bis auf wenige Ausnahmen sind bereits alle Behälterglaswannen mit Brennersystemen der besten verfügbaren Technologie, mit regenerativer Brennluftvorwärmung, ausgestattet (BESC01, BESC02).

Reaktion an der Anodenoberfläche stark reduziert. Als Folge sinkt der Anodenkonsum und ebenso der thermische Energieverbrauch in der Anodenherstellung um 5,0 PJ und die brennstoff- und prozessbedingten CO₂-Emissionen um 0,65 MtCO₂. Die Anoden werden in Aluminiumhütten vor Ort gefertigt und sind Teil des Bilanzraums dieser Untersuchung. Gleichzeitig muss die fehlende exotherme Reaktion durch einen zusätzlichen Strombedarf von 2,7 PJ kompensiert werden. Das Verfahren befindet sich noch in der Entwicklung. Anlagenbetreiber stellen insbesondere die Wirtschaftlichkeit in Frage, da neben dem höheren Strombedarf hochwertige Metalle zur Anodenherstellung benötigt werden. Auf Grundlage der verfügbaren Informationen können inerte Anoden bei Elektrolysezellen älterer Generation eine Wirtschaftlichkeit erzielen, sie sind jedoch in der Mehrheit mit 1,6 EUR₂₀₁₃/GJ in 2013 nicht wirtschaftlich darstellbar. Eine weitere Prozessinnovation stellen benetzte Kathoden (ALEL03) dar. Hier kann der Abstand zwischen Anode und Kathode stark reduziert werden und in Deutschland zu Stromeinsparungen von 3,9 PJ führen. Im Gegensatz zu den inerten Anoden müssen bei benetzten Kathoden jedoch umfangreiche Änderungen der Elektrolysezelle vorgenommen werden, sodass die Stromeinsparungen den Aufwand mit 5,9 EUR₂₀₁₃/GJ bei den unterstellten Wirtschaftlichkeitskriterien nicht kompensieren. Bei einem kombinierten Einsatz (ALEL04) können die benetzten Kathoden den zusätzlichen Strombedarf der inerten Anoden kompensieren und 6,4 PJ an Endenergie einsparen. Die Energieeinsparkosten sind mit 3,0 EUR₂₀₁₃/GJ zwar niedriger als die Summe der Einzelergebnisse der jeweiligen Maßnahmen, im Durchschnitt ist jedoch auch die Kombination nicht wirtschaftlich darstellbar. Die verbreitete Elektrolysezellentechnologie (PBCWPF-Zelle) wurde in den letzten fünf Dekaden kontinuierlich verbessert, sodass ein Wechsel der Bestandszelle durch eine Zelle der neusten Generation zu Stromeinsparungen von 1,9 PJ führen könnte. Ein Austausch vor dem Ende der Nutzungsdauer ist jedoch durchschnittlich nicht wirtschaftlich darstellbar (2,8 EUR₂₀₁₃/GJ). In einer Reihe von Werken wurde in jüngster Zeit durch kontinuierliche Temperaturmessungen und neue Regelalgorithmen die Prozessregelung (ALEL05) mit sehr kurzen Amortisationszeiten verbessert. Auch in der Untersuchung erzielen sie mit - 13,8 EUR₂₀₁₃/GJ die niedrigsten Energieeinsparkosten und könnten 117 TJ einsparen (s. Abb. 6-9).

In der Sekundäraluminiumherstellung können insbesondere durch Brennluftvorwärmung hohe Energieeinsparungen erzielt werden. Die Schmelzofenbauart und der Fremdmetallanteil in den Ausgangsstoffen bedingen u. a. die Ofensysteme und damit die Anwendungsmöglichkeiten der Brennluftvorwärmung. Bspw. können bei dem weitverbreiteten Zweikammerherdofen Regeneratoren (ALSC02), jedoch keine Rekuperatoren (ALSC01) eingesetzt werden. Regeneratoren (-9,5 EUR₂₀₁₃/GJ) sind durchschnittlich wirtschaftlicher ggü. Rekuperatoren (-9,3 EUR₂₀₁₃/GJ) und führen mit 0,4 PJ zu höheren Energieeinsparungen (0,2 PJ). Beim direkten Vergleich ist zu beachten, dass Rekuperatoren (ALSC01) eher bei kleineren Schmelzkapazitäten eingesetzt werden als Regeneratoren (ALSC02). Rekuperatoren und Regeneratoren können nicht in allen Fällen am selben Ofensystem angewendet werden. Der Einsatz von Sauerstoffbrennern (ALSC03) könnte ggü. Regeneratoren zusätzlich 69 TJ einsparen, ist jedoch aufgrund des zusätzlichen Sauerstoffbedarfs weniger wirtschaftlich (- 4,3 EUR₂₀₁₃/GJ). Aufgrund vergleichsweise geringer Bedarfsmengen wurde

ein externer Zukauf von Sauerstoff angenommen, welcher die nicht-energetischen Betriebskosten erhöht.

Eine zusätzliche Nutzung der Ofenabwärme zur Einsatzstoffvorwärmung (ALSC04) ist nur bei wenigen Ofentypen möglich, sodass die Brennstoffeinsparungen mit 43 TJ gering ausfallen. Die Ergebnisse und die Parameter der Energieeinsparmaßnahmen sind im Anhang gelistet.

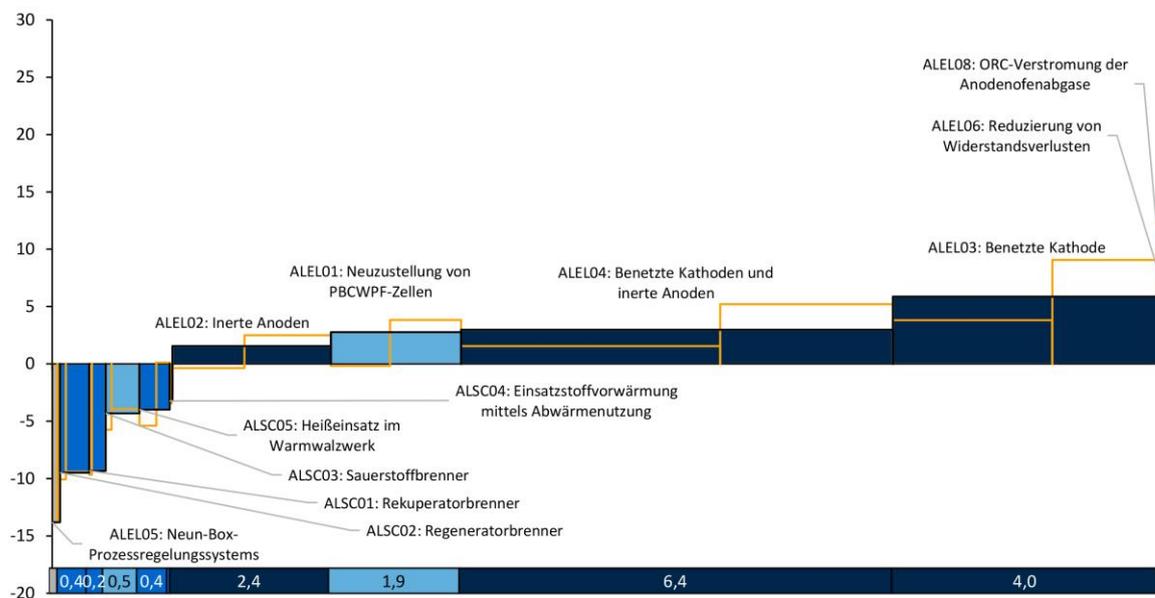


Abb. 6-9: Energieeinsparungen und Energieeinsparkosten von einzelnen Energieeinsparmaßnahmen für die Herstellung von Primär- und Sekundäraluminium in Deutschland im Basisszenario im Jahr 2013

6.2 Energieeinsparkostenkurven nach Produktgruppen

Die nachfolgenden Energieeinsparkostenkurven wurden mittels der einzelanlagenspezifischen Berechnungsmethode für ausgewählte energieintensive Produktgruppen in Deutschland im Jahr 2013 unter Berücksichtigung von Wechselwirkungen zwischen den Energieeinsparmaßnahmen erstellt. Die Wechselwirkungen können die Energieeinsparungen und Energieeinsparkosten ggü. einer Einzelumsetzung beeinflussen. Die Energieeinsparkostenkurven geben Aufschluss über die Energieeinspareffektivität und Kosteneffizienz von Energieeinsparmaßnahmen im Anlagenverbund sowie über die kumulierten Energieeinsparungen und die damit verbundenen Kosten. Aufgrund der heterogenen Ausprägung von energieintensiven Produktionsanlagen können sich auf Einzelanlagenebene negative spezifische Energieeinsparkosten einstellen, obwohl der gewichtete Mittelwert über alle Produktionsanlagen positive spezifische Energieeinsparkosten ausweist. Dies hat zur Folge, dass die Summe der wirtschaftlich darstellbaren Energieeinsparungen auf Einzelanlagenebene von dem Schnittpunkt der Energieeinsparkostenkurve mit der Nullstelle der Abszisse abweichen kann, welche in der Regel die wirtschaftlich darstellbaren und die nicht-wirtschaftlich darstellbaren Energieeinsparmaßnahmen unterteilt. Eine Energieeinsparmaßnahme, die auf Einzelanlagenniveau sowohl negative als auch positive Energieeinsparkosten aufweist, wird daher für die Darstellung in der Energieeinsparkostenkurve nach diesem Kriterium in zwei

Maßnahmen aufgeteilt. Diese Maßnahmen werden entsprechend ihres Vorzeichens mit einem Plus oder einem Minus nach der jeweiligen Maßnahmenkennung gekennzeichnet (s. Abb. 6-10). Für die resultierenden Maßnahmenpaare werden jeweils die im Eingang des Kapitels 6 erläuterten Streuungs- und Lagemaße ausgewiesen. Die Ergebnisdiskussion der Energieeinsparmaßnahmen erfolgt im Folgenden nach den ausgewählten, energieintensiven Produktgruppen.

6.2.1 Eisen und Stahl

Das technische Energieeinsparpotenzial bei der Herstellung von Eisen und Stahl in Deutschland beträgt 116,0 PJ bzw. 19 % des Energiebedarfs in 2013. Das wirtschaftlich darstellbare Energieeinsparpotenzial beträgt 48,1 PJ bzw. ca. 8 % des Energiebedarfs in 2013 (s. Abb. 6-10). Die Ausprägungen der Energieeinsparungen der beiden Produktionsrouten sind so unterschiedlich wie ihre Produktionsverfahren. So beträgt das Energieeinsparpotenzial in der Hochofenroute 80,1 PJ bzw. 15 %, wovon 37,3 PJ bzw. 7 % wirtschaftlich sind und in der Sekundärroute 17,7 PJ bzw. 23,7 %, wovon 8,0 PJ bzw. 11 % ggü. dem Energieverbrauch in 2013 wirtschaftlich darstellbar sind. Insgesamt können durch die Brennstoffreduktionen bis zu 7,2 Mt CO₂, oder 13,9 %, CO₂-Emissionen gemindert werden, wovon 3,5 Mt CO₂, oder 7 % im Vergleich zu den gesamten CO₂-Emissionen in 2013 wirtschaftlich minderbar sind. Das Minderungspotenzial liegt mit 94 % bei der Hochofenroute, die auch für 95 % der direkten CO₂-Emissionen in der Herstellung von Eisen und Stahl in 2013 verantwortlich ist.

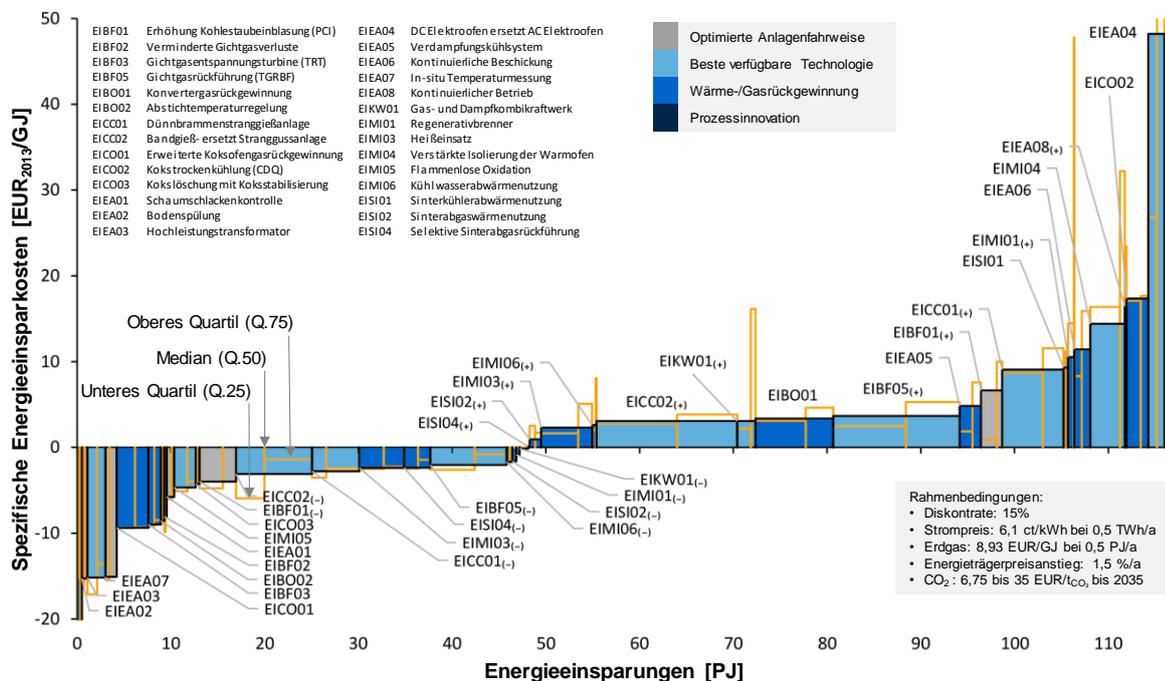


Abb. 6-10: Energieeinsparkostenkurve für die Herstellung von Oxygen- und Elektrostahl in Deutschland im Jahr 2013 im Basisszenario

Die Energieeinsparpotenziale für die Stahlherstellung vorheriger Studien zeigen abweichende Ergebnisse. Worrell et al. (2008b) schätzen das technische Energieeinsparpotenzial für die Herstellung von Eisen und Stahl weltweit auf 15 bis 40 %. UNIDO (2010) gibt ein

wirtschaftliches Energieeinsparpotenzial für OECD-Mitgliedstaaten von 10 % und für alle sonstigen Staaten von 30 % an. Nach Saygin et al. (2011b) können durch den Einsatz der besten verfügbaren Technologie 9 % in Industrie- und 30 % in Entwicklungsländern in 2007 an Energie eingespart werden. Kuder (2014) weist für die Herstellung von Eisen und Stahl in 2010 ein technisches Energieeinsparpotenzial von 12 % für Deutschland und 23 % für die EU-27 aus. Fleiter et al. (2013) differenzieren nach den Produktionsrouten und Energieträgern. So wird jeweils für 2035 ein technisches Energieeinsparpotenzial für Brennstoffe in der Hochofenroute von 10 % und ein Stromeinsparpotenzial in der Elektrostahlroute von 16 % gesehen. Ein Vergleich der Potenziale ist u. a. aufgrund abweichender geographischer und anlagentechnischer Bilanzräume sowie unterschiedlicher Berechnungsmethoden schwierig. Das geringere Energieeinsparpotenzial der Elektrostahlroute von Fleiter et al. (2013) lässt sich u. a. durch die dort unterstellten Diffusionsraten und die geringere Anzahl von untersuchten Energieeinsparmaßnahmen erklären.

Nach der einzelanlagen-spezifischen Berechnungsmethode wird im Fall von Energieeinsparmaßnahmen, die in einer exklusiven Wechselwirkung stehen, die jeweils wirtschaftlichste Maßnahme umgesetzt. Das Dünnbrammengießen (EICC01) steht in Konkurrenz zum Bandgießen (EICC02) und in Wechselwirkungen mit allen Maßnahmen, welche die anschließenden Warmwalzwerke (EIMI01 bis EIMI07) betreffen, da dort aufgrund der niedrigeren Querschnitt der Walzbedarf, damit der Energieverbrauch, gegenüber dem Ausgangszustand gemindert werden. In den Anlagen, bei denen das Bandgießen umgesetzt werden kann, erzielt die Maßnahme höhere Kosteneinsparungen als das Dünnbrammengießen. Die kumulierten Energieeinsparungen des Dünnbrammengießens sinken um 12,4 PJ und die durchschnittlichen Energieeinsparkosten steigen um 2,0 EUR₂₀₁₃/GJ gegenüber der Einzelmaßnahmenbetrachtung. In den Warmwalzwerken steht die Umsetzung unterschiedlicher Brennersysteme (EIMI01, EIMI02 und EIMI05) in einem exklusiven Verhältnis. Regenerativbrenner (EIMI01) erzielen tendenziell an Warmwalzwerken mit hohen Kapazitäten höhere Kosteneinsparungen als Rekuperativ- (EIMI02) und Sauerstoffbrenner (EIMI05). Rekuperativbrenner sind bei kleinen bis mittleren Anlagen hingegen das wirtschaftlichste Brennersystem. Das kumulierte Energieeinsparpotenzial an den Warmwalzwerken reduziert sich ggü. der Maßnahmen-einzelbetrachtung um 13,4 PJ. Die Erhöhung der Kohlenstaubeinblasrate auf 225 kg_{Kohle}/t_{Roheisen} (EIBF01) vermindert in Abhängigkeit von der aktuellen Einblasrate die Produktion von Koks in der Hüttenkokerei und steht in Konkurrenz zu der Nutzung von Pflanzenkohle. Die Nutzung von Pflanzenkohle (EIBF06) kann zwar zu zusätzlichen Energieeinsparungen und CO₂-Emissionsreduktionen führen (vgl. EC 2012a; Mathieson et al. 2011), aufgrund der hohen Kosten der Pflanzenkohle wären die Produktionskosten im Vergleich zur Steinkohle jedoch um 15,1 EUR₂₀₁₃/t_{Roheisen} höher (vgl. Norgate und Langberg 2009), weshalb die Maßnahme nicht zum Einsatz kommt. Gleiches gilt bspw. für die Kokstrockenkühlung (EICO02), welche von der Kokslöschung mit Koksstabilisierung (EICO03) aufgrund der wesentlich niedrigeren Investitionen und Wartungskosten verdrängt wird. Bei der Elektrostahlherstellung stehen u. a. verschiedene Energieeinsparmaßnahmen zur Ofenabwärmenutzung in Wechselwirkung. Der kontinuierliche Betrieb (EIEA08) und die kontinuierliche Beschickung (EIEA06) schließen sich gegenseitig aus. Zudem stehen

beide Maßnahmen in exklusiver Wechselwirkung mit dem Gleichstromelektrolichtbogenofen (EIEA04). Durch die Umsetzung einer der Maßnahmen verringert sich der Abwärmestrom des Ofens, sodass die Energieeinsparungen des Verdampfungskühlsystems (EIEA05) sich verringern. Insgesamt ist das Energieeinsparpotenzial am Elektrolichtbogenofen um 4,2 PJ ggü. der Maßnahmeneinzelbetrachtung verringert.

6.2.2 Halbstoff, Papier und Pappen

Das kumulierte Energieeinsparpotenzial in der Herstellung von Halbstoffen, Papier und Pappen in Deutschland beträgt 40,3 PJ bzw. 18 %, wovon 26,4 PJ bzw. 12 % des Energiebedarfs in 2013 wirtschaftlich darstellbar sind (s. Abb. 6-11). Ein Vergleich der Ergebnisse bisheriger Studien zeigt, dass die Ergebnisse der einzelanlagenspezifischen Berechnungsmethode tendenziell unter den Ergebnissen bisheriger Studien liegen. In den Jahren 1995 bis 2006 konnten nach prognos AG (2009) 22 % des Endenergiebedarfs durch die Umsetzung technologiebasierter Energieeinsparmaßnahmen gesenkt werden. Saygin et al. (2011b) gehen von einem verbleibenden technischen Energieeinsparpotenzial durch die Umsetzung der besten verfügbaren Technologie in Industrieländern im Jahr 2007 von 28 % aus. Für die USA wurden technische und wirtschaftliche Energieeinsparpotenziale für 2006 von jeweils 25 und 15 % identifiziert (Xu et al. 2013; U.S. EPA 2006). Kuder (2014) weist ein technisches Energieeinsparpotenzial für Papier und Pappen in der EU-27 und Deutschland zum Jahr 2010 von jeweils 28 und 17 % aus. Trotz methodischer und zeitlicher Unterschiede sind die Ergebnisse von Fleiter et al. (2012a) am ehesten mit der vorliegenden Untersuchung vergleichbar. So weisen Fleiter et al. (2012a) für eine Diskontrate von 15 % ein wirtschaftlich darstellbares Energieeinsparpotenzial von 24 PJ bzw. 11 % bis 2035 für Deutschland aus.

Für die Erstellung der Energieeinsparkostenkurve wurden die Wechselwirkungen der Energieeinsparmaßnahmen untereinander berücksichtigt. Die Fraktionierung der Recyclingpapierfasern (PAAL03) führt dazu, dass ein geringerer Stoffstrom entfärbt und dispergiert werden muss. Dadurch verringert sich der Energieverbrauch aller nachfolgenden Prozessschritte und dementsprechend das Energieeinsparpotenzial der Energieeinsparmaßnahmen, die dort ansetzen. Demnach reduzieren sich die Energieeinsparungen der Hochkonsistenzpulper (PAAL01), der Säulenflotation (PAAL04) und der Hochzahndispersierung (PAAL05) um jeweils etwa 15 %. Die kumulierten Energieeinsparungen der drei Maßnahmen reduzieren sich ggü. der Einzelbetrachtung um 156 TJ/a und die jährlichen Produktionskosteneinsparungen sinken um 5,7 Mio. EUR₂₀₁₃. Die Hochtemperaturvergasung (PAZE02) erlaubt einen 5 % höheren Verstromungsgrad der Schwarzlauge in der werksinternen KWK-Anlage. Die reduzierte thermische Energiebereitstellung ermöglicht eine 15 % höhere Abwärmenutzung der Nachrockenpartie (PAPA05), da hier die Wärmesenke der begrenzende Faktor ist. Die Brennstoffeinsparungen steigen um 181 TJ und die Produktionskosteneinsparungen um 33 %. Die enzymatische Vorbehandlung (PAZE07) verringert die mechanische Energie beim thermomechanischen Aufschluss (TMP). Aufgrund des geringen Wärmebedarfs sinken die Energieeinsparungen durch die Wärmerückgewinnung um

20 % bzw. 69 TJ. Aufgrund des geringen energetischen Ausgangsniveaus sinken die Energieeinsparungen der Substitution durch RTS-Refiner (PAZE05) um 297 TJ und die Energieeinsparkosten um 2,4 EUR₂₀₁₃/GJ. Innovative Trocknungsverfahren wie die Impulstrocknung (PAPA08) sollen die Entwässerung verbessern. Der geringere Feuchtigkeitsgehalt in der Papierbahn verringert die Energieeinsparungen der Schuhpresse (PAPA03) um 20 % bzw. 1,7 PJ und die Energieeinsparkosten um 3,9 EUR₂₀₁₃/GJ. Nach der mechanischen Entwässerung wird für die thermische Trocknung entsprechend weniger Prozessdampf benötigt, sodass die Energieeinsparungen der Brüdenkompression (PAPA01) um 209 TJ ggü. der Maßnahmeneinzelbetrachtung sinken. Wechselwirkungen zwischen der Saugwalzpresse (PAPA04) und dem Niederdruck-TAD-Verfahren (PAPA07) traten nicht auf, da die Verfahren bei unterschiedlichen Papiersorten zum Einsatz kommen. Die chemische Modifikation von Fasern (PAPA06) hat Auswirkungen auf den gesamten Papierherstellungsprozess und weist daher die meisten Wechselwirkungen auf. So reduziert sich das Energieeinsparpotenzial der Doppelscheibenrefiner (PAST01) und der Auslastungserhöhung (PAST02) um jeweils 15 %, von der Fraktionierung (PAPA03) und der Schuhpresse (PAPA04) um jeweils 40 % und das der Thermokompressoren (PAPA01) um 5 %. Das kumulierte Energieeinsparpotenzial dieser Maßnahmen verringert sich um 3,0 PJ und die jährlichen Produktionskosteneinsparungen sinken um 163 Mio. EUR₂₀₁₃ ggü. einer Maßnahmeneinzelbetrachtung.

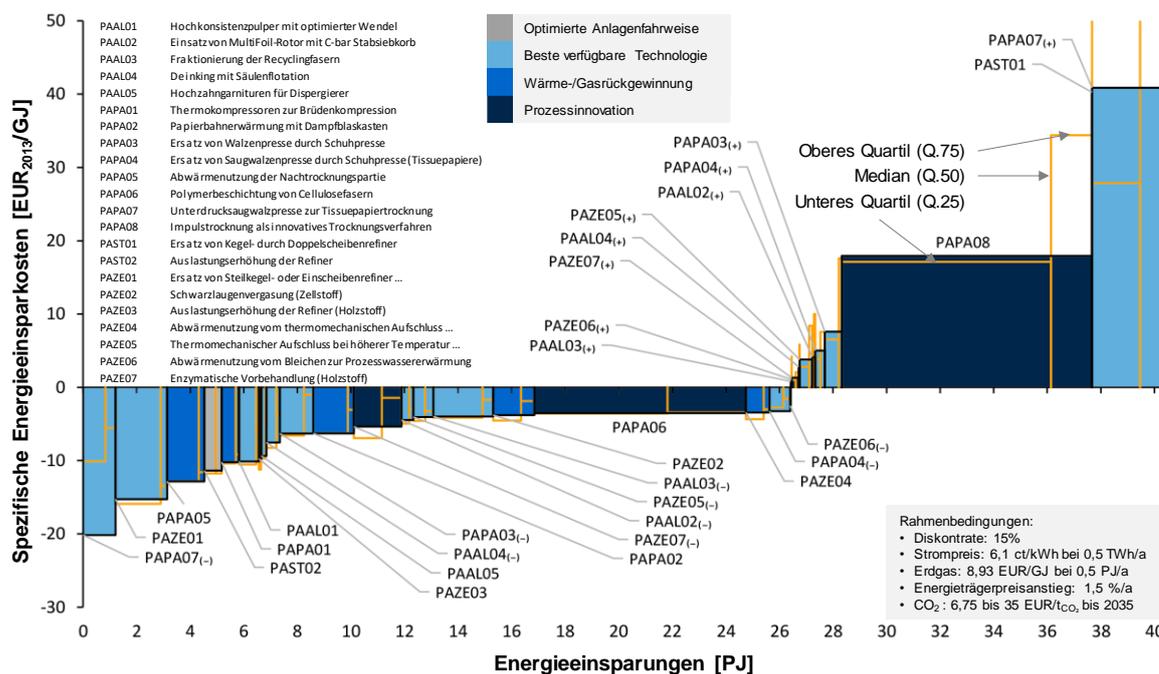


Abb. 6-11: Energieeinsparkostenkurve für die Herstellung von Zellstoff, Papier und Pappen in Deutschland im Basisszenario zum Jahr 2013

Insgesamt reduziert sich durch die beschriebenen Wechselwirkungen das technische Energieeinsparpotenzial von 45,0 auf 41,4 PJ und das wirtschaftliche Energieeinsparpotenzial von 29,0 auf 22,0 PJ ggü. einer Maßnahmeneinzelbetrachtung.

Es ist anzunehmen, dass die Entwicklung der vergangenen Jahre, d. h. der Rückgang der Produktionsmengen von grafischen Papieren und insbesondere Zeitungspapieren mit zunehmender Digitalisierung der Gesellschaft, auch zukünftig fortgesetzt wird. Dieser Rückgang wird durch die erhöhte Nachfrage nach Verpackungs-, Hygiene- und Spezialpapieren kompensiert, sodass die kumulierten Produktionsmengen von Papierprodukten stagnieren. Im Vergleich zu den grafischen Papieren haben die letztgenannten Papier- und Pappensorten durchschnittlich eine höhere Energieintensität, sodass insgesamt ein steigender Energieverbrauch in der Papier- und Pappenherstellung erwartet wird. Die abnehmende Nachfrage nach grafischen Papieren sowie die lange Nutzungsdauer von 40 Jahren und der integrierte Aufbau von Papiermaschinen können zudem hemmende Faktoren für die Umsetzung von wirtschaftlich darstellbaren Energieeinsparmaßnahmen sein.

6.2.3 Ethylen, Propylen und Butadien

Um die Energieintensität bestehender Dampfspaltöfen unabhängig von der Rohstoffeinsatzstruktur zu analysieren, wird in der vorliegenden Untersuchung als Bezug die produzierte Menge an hochwertigen Chemikalien (engl. High Value Chemicals (HVC)), d. h. Ethylen, Propylen und Butadien, gewählt. Für diese Produktgruppe gibt es in den Primärquellen abweichende Energiebedarfsangaben, sodass in einem eigenen Ansatz ein Energieverbrauch von 142,8 PJ für die Herstellung dieser Produktgruppe in Deutschland zum Jahr 2013 errechnet wurde. Dieser Energieverbrauch kann durch die Umsetzung aller untersuchten Energieeinsparmaßnahmen um 30,4 PJ bzw. 21 % ggü. 2013 gesenkt werden. Die Umsetzung von wirtschaftlich darstellbaren Energieeinsparmaßnahmen würde zu einer Energieeinsparung von 20,8 PJ bzw. 15 % ggü. 2013 führen (s. Abb. 6-12).

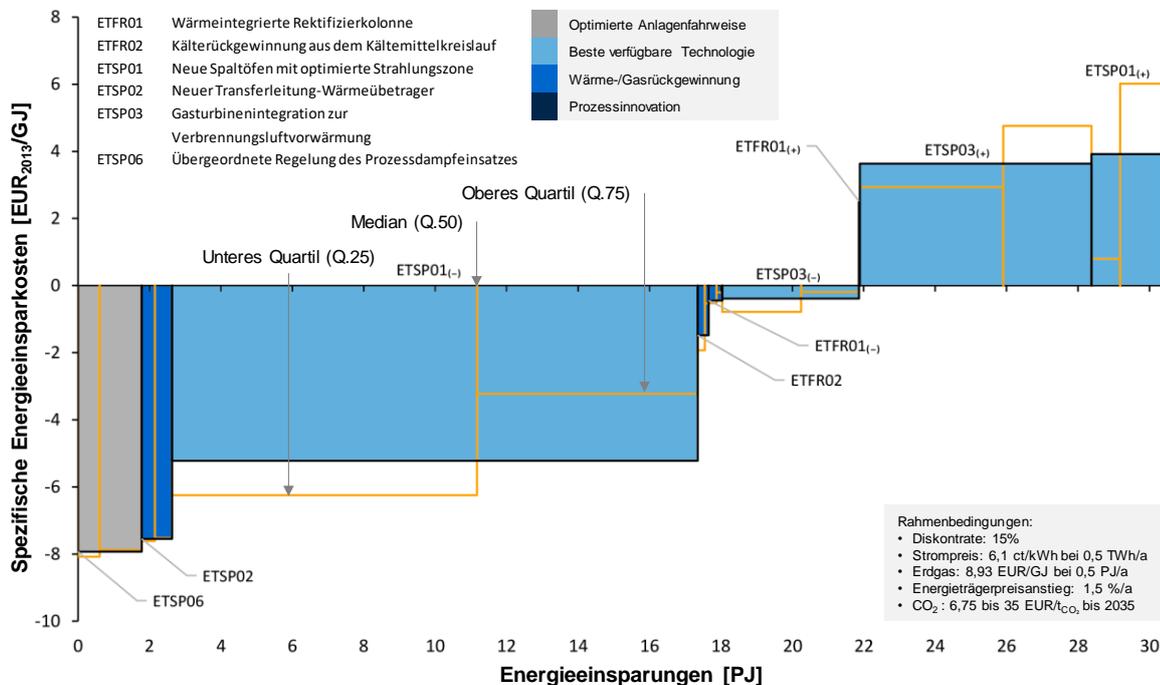


Abb. 6-12: Energieeinsparkostenkurve für die Herstellung von hochveredelten Chemikalien in der kumulierten Betrachtung im Basisszenario

Würden die Anlagenbetreiber alle untersuchten Maßnahmen umsetzen, senkt sich die gewichtete Energieintensität von 15,7 auf 12,2 GJ/t_{HVC}. Aufgrund von Wechselwirkungen und der gegebenen Rohstoffeinsatzstruktur, die einer ceteris-paribus Bedingung unterliegt, ist die erzielte Energieintensität höher als die 11,0 GJ/t_{HVC}, die für Anlagen nach der besten verfügbaren Technologie international angegeben werden (vgl. Ren et al. 2009; Roheisen et al. 2008). Saygin et al. (2011b) betrachten alle Produkte aus dem Dampfspaltöfen und sagen aus, dass in Industrieländern 23 % und in Entwicklungsländern 27 % der Energie in 2007 durch die Umsetzung von beste verfügbaren Technologien eingespart werden kann. Kuder (2014) und Fleiter et al. (2013) weisen für Deutschland jeweils für die Herstellung von Ethylen ein technisches Energieeinsparpotenzial von 12 und 8 % für die Jahre 2010 und 2035 aus. Die Abweichungen zu den vorliegenden Energieeinsparpotenzialen sind u. a. durch abweichende Bilanzgrenzen und Methoden erklärbar.

Die untersuchten Energieeinsparmaßnahmen für die Herstellung von Ethylen, Propylen und Butadien wurden so ausgewählt und festgelegt, dass Wechselwirkungen zwischen den Maßnahmen minimiert wurden. Verbleibende Wechselwirkungen bestehen im Wesentlichen in der exklusiven Umsetzung von Maßnahmen wie Dampfspaltöfen nach der besten verfügbaren Technologie (d. h. ETSP01, ETSP02) und dem Wechsel zu Prozessinnovationen (d. h. ETSP04, ETSP05). Das Verfahren der Dampfspaltung ist über 50 Jahre alt und wurde über die Jahre stetig verbessert. Ältere Anlagen können im Vergleich zu modernen Anlagen einen höheren Energieverbrauch aufweisen. Mit einem Durchschnittsalter von 29 Jahren bestehen die größten Energieeinsparungen in Deutschland in der Substitution der bestehenden Anlagen durch Anlagen auf dem Stand der besten verfügbaren Technologie. Bei Spaltöfen, die nach dem Jahr 2005 in Betrieb genommen wurden, ist ein vorzeitiger Neubau von Spaltöfen (ETSP01) in 2013 nicht wirtschaftlich darstellbar. Stattdessen erzielt hier der Austausch des Wärmeübertragers (ETSP02) höhere Produktionskosteneinsparungen. Insgesamt reduzieren sich die Energieeinsparungen von neuen Spaltöfen von 29,4 auf 24,0 PJ und von neuen Wärmeübertrager von 2,6 auf 1,4 PJ durch die gegenseitigen Wechselwirkungen. Des Weiteren senken sich die Energieeinsparkosten für neue Spaltöfen von - 8,2 EUR₂₀₁₃/GJ auf - 10,3 EUR₂₀₁₃/GJ und für neue Wärmeübertrager durch die Auswirkungen der Wechselwirkung von - 9,7 EUR₂₀₁₃/GJ auf - 10,0 EUR₂₀₁₃/GJ. Im Gegensatz zu der Maßnahmen-einzelbetrachtung (s. Abb. 6-3) wird in der Energieeinsparkostenkurve durch die Wechselwirkung der Neubau der Spaltöfen als die Maßnahmen mit den geringsten Energieeinsparkosten ausgewiesen (s. Abb. 6-12).

Die Umsetzung der wirtschaftlich darstellbaren Energieeinsparmaßnahmen durch die Anlagenbetreiber hängt u. a. von der zukünftigen Preiserwartung für die Produkte ab. Deutschland und Westeuropa haben weltweit, d. h. vor Asien (850-1 100 USD₂₀₁₂/t_{Ethylen}), USA (400-650 USD₂₀₁₂/t_{Ethylen}) und dem mittleren Osten (100-350 USD₂₀₁₂/t_{Ethylen}), mit ca. 1.150 USD₂₀₁₂/t_{Ethylen} aufgrund des hohen Naphthaanteils in der Rohstoffeinsatzstruktur, die höchsten Produktionskosten (vgl. Dow Chemical Company 2014). Beim Ausgangsstoff Ethan, der vorwiegend im mittleren Osten eingesetzt wird, ist die Ethylenausbeute höher (s. Tabelle E-1) und dadurch die spezifische Investition in Anlagen um bis zu 50 % geringer

(vgl. Hambrecht 2001). Die Anlagen in Deutschland sind abhängig von dem lokalen Rohstoffangebot aus den Raffinerien in Westeuropa. Die Nachfrage nach den Produkten aus dem Dampfspaltofen ist verknüpft mit der Nachfrage nach Kunststoffen und anderen organischen Produkten. Angetrieben durch das Bevölkerungswachstum in Asien geht VCI (2013) davon aus, dass die Nachfrage nach Petrochemikalien weltweit bis 2030 um jährlich 4,2 % ansteigt. Für Europa wird davon ausgegangen, dass die zukünftige Nachfrage mit 1,4 %/a steigt, die innereuropäische Produktionsrate jedoch nur um 0,4 %/a wächst, sodass die Nachfrage durch zusätzliche Importe gedeckt werden muss. Gleichzeitig wächst die Nachfrage nach Ethylen und Propylen unterschiedlich stark. Modernere Kunststoffe basieren zunehmend auf Propylen. Hierfür wäre der Ausgangsstoff Naphtha, der hauptsächlich in Westeuropa eingesetzt wird, von Vorteil, da ggü. Ethan der Propylenenertrag um durchschnittlich 16 % höher liegt.

6.2.4 Ammoniak

Die Herstellung von Ammoniak mittels Dampfreformierung ist erdgasintensiv. Einzelne Werke sind die größten industriellen Erdgasabnehmer in Deutschland. Ammoniakanlagen sind überwiegend in chemische Anlagenparks integriert. Der Austausch von Energie- und Stoffströmen der Ammoniakanlagen mit anderen Chemieanlagen erschwert eine konsistente Bilanzierung. In Anhang F wird gezeigt, dass insbesondere die Angaben für den Erdgas- und Dampfbedarf der Grundstoffchemie für Deutschland von Expertenschätzungen und vom statistischen Bundesamt um bis zu 40 % voneinander abweichen. Für die Produktion der 3 347 kt Ammoniak in Deutschland im Jahr 2013 wurde ein Energieverbrauch von 104,2 PJ errechnet. Mit einer Energieintensität von 29,5 GJ/t_{Ammoniak} mittels Dampfreformierung und 34,5 GJ/t_{Ammoniak} mittels partieller Oxidation in 2013 verfügen die Anlagen in Deutschland im weltweiten Vergleich über den niedrigsten durchschnittlichen spezifischen Energieeinsatz. Gegenüber der besten verfügbaren Technologie mit 28,0 GJ/t_{Ammoniak} bestehen jedoch noch Energieeinsparpotenziale. Das technische Energieeinsparpotenzial liegt bei 14,1 PJ bzw. 14 % des Endenergiebedarfs in 2013. Das wirtschaftliche Energieeinsparpotenzial liegt bei 11,6 PJ bzw. 12 % des Endenergiebedarfs von 2013 (s. Abb. 6-13).

Saygin et al. (2011b) sehen durch die Umsetzung der besten verfügbaren Technologie ein Energieeinsparpotenzial für Industrieländer von 11 % und für Entwicklungsländer von 25 % in 2007. Der Wert für Industrieländer ist mit dem Ergebnis der vorliegenden Einzelanlagenuntersuchung vergleichbar. Der europäische Chemieverband geht davon aus, dass der spezifische Energieverbrauch insbesondere in der Dampfreformierung durch Energieeinsparmaßnahmen wirtschaftlich um 20 % gesenkt werden kann (vgl. CEFIC 2013). Fleiter et al. (2013) gehen von technischen Energieeinsparpotenzialen von 12,8 PJ bis 2035 aus. Die Herstellung des Synthesegases wird nicht bilanziert, sodass ein Brennstoffeinsparpotenzial von 52 % im Verhältnis zum Energieverbrauch der Ammoniaksynthese in 2007 ausgewiesen wird. Nach der von Fleiter et al. (2013) festgelegten Bilanzgrenze betragen die Brennstoffeinsparungen 13 % im Verhältnis zum Brennstoffbedarf in 2013. Kuder (2014) geht von technischen Energieeinsparungen von 23,5 PJ für 2010 aus. Hierbei ist jedoch von einer abweichenden Bilanzierung der Energieträger auszugehen.

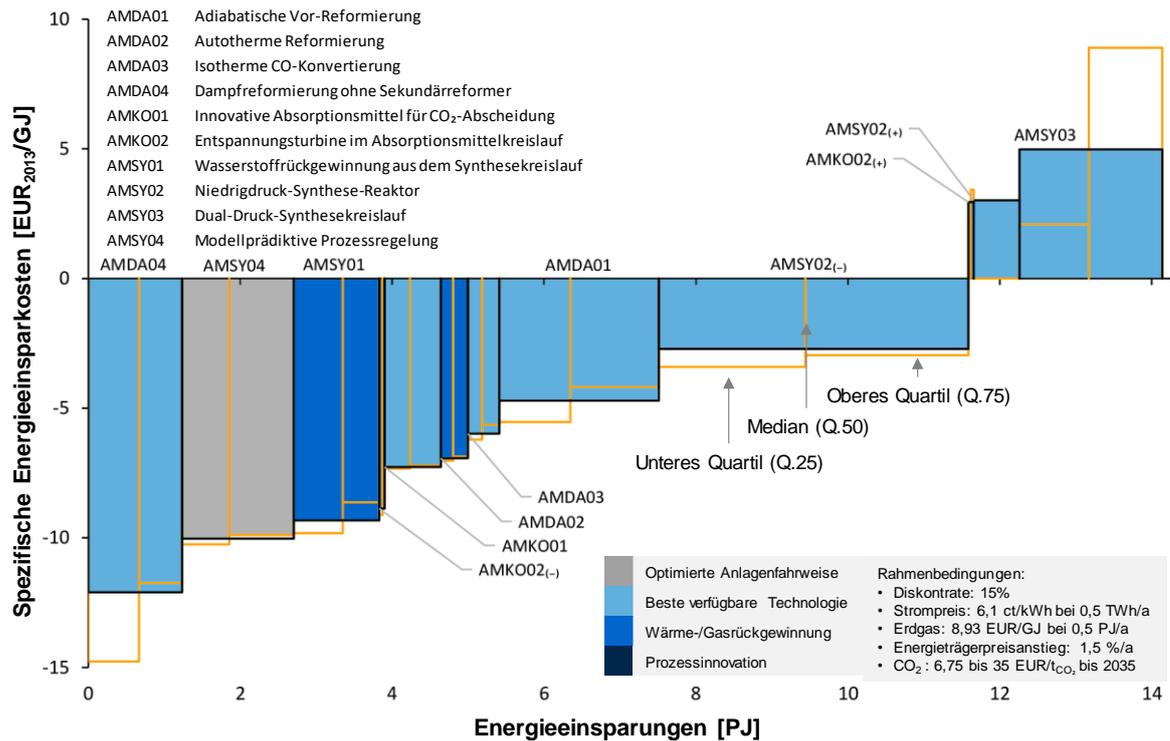


Abb. 6-13: Energieeinsparkostenkurve für die Herstellung von Ammoniak in Deutschland im Jahr 2013 im Basisszenario

In der Berechnungsmethode zur Erstellung der Energieeinsparkostenkurven wurden Wechselwirkungen zwischen Energieeinsparmaßnahmen berücksichtigt. Gegenüber der Maßnahmen Einzelbetrachtung sind die größten Auswirkungen bei der Dampfreformierung ohne Sekundärreformierung (AMDA04) zu finden. Diese Maßnahme liegt in exklusiver Wechselwirkung mit der autothermen Reformierung (AMDA02), der isothermen Konvertierung (AMDA03) und der Wasserstoffrückgewinnung (AMSY01). Die Umsetzung einer der Maßnahmen an einer Anlage erfolgt nur dann, wenn die Produktionskosteneinsparungen höher sind als die kumulierten Einsparungen der möglichen Kombinationen der beiden Konkurrenzmaßnahmen. Die gewichteten durchschnittlichen Energieeinsparkosten und das Energieeinsparpotenzial sinken durch die Wechselwirkungen um 8,3 EUR₂₀₁₃/GJ bzw. um 0,5 PJ. Durch den Einsatz neuer Lösungsmittel in der CO₂-Abscheidung (AMKO01) sinken der Massenstrom und der nötige Prozessdruck im Regenerationskreislauf, sodass an diesen Anlagen das Energieeinsparpotenzial einer Entspannungsturbine (AMKO02) um 50 % sinkt. In diesem Fall (AMKO02₍₊₎) steigen die Energieeinsparkosten auf 3,0 EUR₂₀₁₃/GJ. Bei Anlagen, bei denen eine CO₂-Abscheidung nicht umgesetzt werden kann, erzielt eine Entspannungsturbine (AMKO02₍₋₎) Energieeinsparkosten von - 9,0 EUR₂₀₁₃/GJ. Die höchsten Auswirkungen der Wechselwirkung auf das wirtschaftliche Energieeinsparpotenzial mit - 2,0 PJ ggü. der Einzelbetrachtung ist bei den Niedrigdruck-Synthese-Reaktoren (AMSY02) zu finden. Bei Anlagen, in denen die Maßnahmen keine Wechselwirkung erfahren, erzielt die Maßnahme (AMKO02₍₋₎) Energieeinsparkosten von - 2,7 EUR₂₀₁₃/GJ. Mit Wechselwirkungen (AMKO02₍₊₎) ist die Maßnahme bei Energieeinsparkosten von 3,0 EUR₂₀₁₃/GJ nicht mehr wirtschaftlich darstellbar. Niedrigdruck-Synthese-Reaktoren können in Kombination mit der Wasserstoffrückgewinnung angewendet werden. Bei dem

niedrigeren Prozessdruck muss der rückgewonnene Wasserstoff nicht komprimiert werden und führt zu zusätzlichen Energieeinsparungen von 30 %. Diese Maßnahmenkombination ist jedoch nur bei einer Anlage möglich und hat in der kumulierten Betrachtung mit 0,3 EUR₂₀₁₃/GJ höheren Energieeinsparkosten keine signifikanten Auswirkungen auf die Kosteneffizienz.

In der Ammoniakherstellung machen die Energieträgerkosten durchschnittlich 89 % der Produktionskosten aus (vgl. Egenhofer et al. 2014). In den USA betrug der Erdgaspreis in 2013 35 % vom europäischen Importpreis (vgl. IEA 2014a). Die durchschnittliche Energieintensität in den USA zur Herstellung von Ammoniak wird mit 37,9 GJ/t_{Ammoniak} angegeben (vgl. Broadhurst 2008). Die Umsetzung der hier wirtschaftlich darstellbaren Energieeinsparmaßnahmen kann diese Produktionskostendifferenz nicht ausgleichen. Es ist wohl demnach absehbar, dass der weltweit steigende Bedarf an Ammoniak, u. a. durch die Bevölkerungsentwicklung in Asien, nicht von Ammoniakanlagen in Deutschland gedeckt werden wird. So schätzt der VCI (2013), dass die weltweite Nachfrage um 3,4 %/a bis 2030 zunimmt, während die Inlandsproduktion im gleichen Zeitraum um 1,3 %/a in Deutschland ansteigt.

6.2.5 Chlor

Das wirtschaftliche und technische Energieeinsparpotenzial in der Herstellung von Chlor in Deutschland beträgt 6,4 PJ bzw. 14 % und 8,7 PJ bzw. 19 % des Energiebedarfs in 2013 (s. Abb. 6-14). Der europäische Chemieverband schätzt, dass insbesondere durch die Anwendung der Sauerstoffverzehrkathode der spezifische Strombedarf von 10,1 GJ/t_{Chlor} um 34 % auf 6,7 GJ/t_{Chlor} bis 2050 gesenkt werden kann (CEFIC 2013). Kuder (2014) und Fleiter et al. (2013) sehen technische Energieeinsparpotenziale von jeweils 13 % und 7 % für 2010 und 2035. In Kuder (2014) werden keine dezidierten Angaben zu den untersuchten Energieeinsparmaßnahmen getroffen. Das geringere Energieeinsparpotenzial von Fleiter et al. (2013) beruht u. a. auf zwei Aspekten. Erstens wird angenommen, dass aufgrund des jungen Bestandsanlagenalters ein Generationswechsel von Membrananlagen sukzessive abnimmt und ab 2015 einem schwachen Diffusionspfad folgt. Zweitens werden nur Bestandsanlagen mit der Sauerstoffverzehrkathode ausgestattet, die Wasserstoff nicht chemisch verwenden. Diese entsprechen 15 % der Gesamtkapazität in 2007 nach Fleiter et al. 2013.

Im Vergleich zu den anderen untersuchten Produktgruppen basiert der Großteil der Energieeinsparmaßnahmen auf einem Anlagenwechsel, der in einem exklusiven Verhältnis zu anderen Anlagenwechseln steht. Im Vergleich zur Maßnahmeneinzelbetrachtung reduziert sich die Anzahl von 18 auf sieben Maßnahmen. Für die Umrüstung von Anlagen mit Amalgamverfahrens und thermischer Wasserstoffverwertung führt der Wechsel zur Sauerstoffverzehrkathode (CHEL13) mit gewichteten durchschnittlichen Energieeinsparkosten von - 8,9 EUR₂₀₁₃/GJ zu der größten Kapitalrentabilität. CHEL13 wurde erstmals in 2013 kommerziell verfügbar. Bis 2020, dem Fristende der Selbstverpflichtung der europäischen Chlorhersteller auf das Amalgamverfahren zu verzichten, müssen mindesten vier Anlagen mit einer Gesamtkapazität von knapp 600 kt/a umgerüstet werden. Die Sauerstoffverzehrkathode bietet sich daher hierfür an. Bei der überwiegenden Mehrheit der Diaphragmaanla-

gen ist die Umstellung auf Membranverfahren mit hohen Stromdichten (CHEL06) die wirtschaftlichste Option. Bei Anlagen mit geringer Kapazität und geringem Anlagenalter ist die Nachrüstung der Sauerstoffverzehrkathode (CHEL11) lohnenswerter. Bei bestehenden Membrananlagen ist die Nachrüstung zu der neuesten Generation mit geringer Stromdichte (CHEL07) durchschnittlich mit - 6,3 EUR₂₀₁₃/GJ wirtschaftlich darstellbar. Die Energieeinsparkosten variieren mit einer Standardabweichung von 4,5 EUR₂₀₁₃/GJ stark, da die Produktionskosteneinsparungen insbesondere von der Zellengeneration der Bestandsanlage abhängig sind. Bei älteren Zellengenerationen (CHEL07₍₋₎) können Energieeinsparkosten von - 7,3 EUR₂₀₁₃/GJ erzielt werden. Ein Neubau von jüngeren Membranzellen (CHEL07₍₊₎) ist durchschnittlich mit 2,6 EUR₂₀₁₃/GJ nicht wirtschaftlich darstellbar. Die Membrananlagen mit geringen Kapazitäten sind aufgrund der höheren spezifischen Investitionen vor Ende ihrer Lebensdauer nicht auf die nächste Generation wirtschaftlich umrüstbar. Membranen mit einer Stromdichte von 5 kA/m² (CHEL08) erzielen die geringsten Umrüstkosten. Die Verstromung von Wasserstoff mit Brennstoffzellen (CHEL16) ist bei keinem der Standorte wirtschaftlich einsetzbar. Grund hierfür sind im Wesentlichen die niedrigen Opportunitäts-erlöse durch die Stromkosteneinsparung. Durch die Brennstoffzellen könnten jedoch 2,1 PJ bzw. 5 % des Strombedarfs rückgewonnen werden.

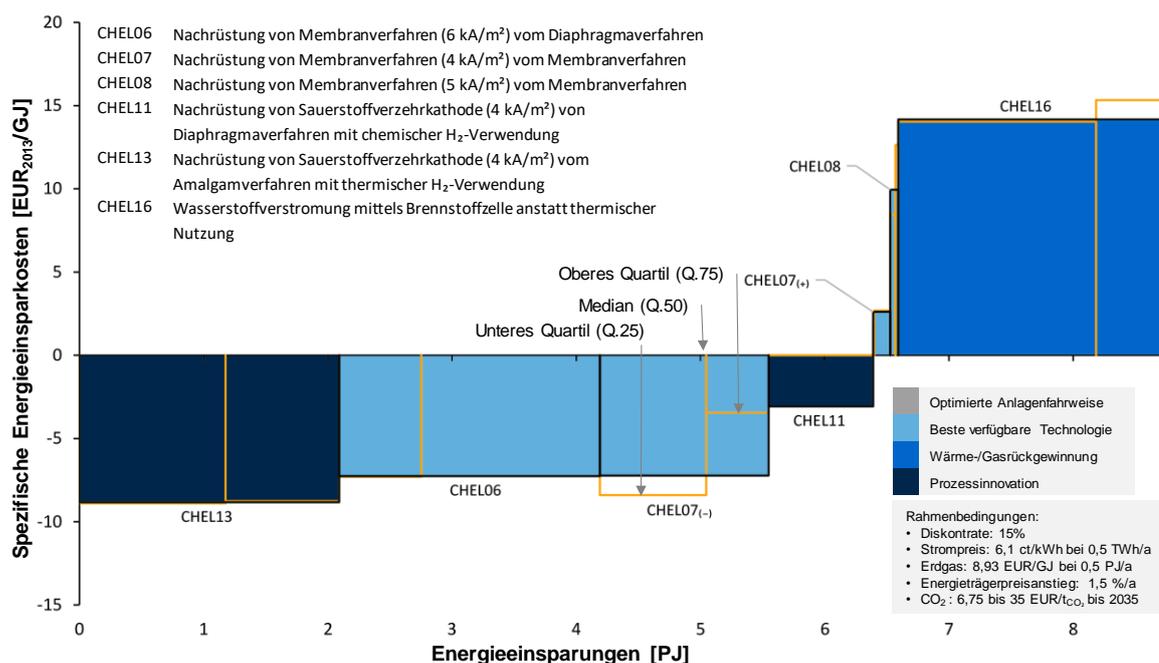


Abb. 6-14: Energieeinsparkostenkurve für die Herstellung von Chlor in Deutschland im Jahr 2013 im Basisszenario

Der Verband der chemischen Industrie geht davon aus, dass, infolge des Bevölkerungswachstums und der Industrialisierung insbesondere in Asien und Südamerika, die weltweite Nachfrage nach anorganischen Grundstoffen bis 2030 um 4,6 % wächst (VCI 2013). Erhöhte Anforderungen an den Transport und die vergleichsweise geringe Wertdichte bedingen die überwiegend lokale Herstellung von Chlor. Die zukünftige Entwicklung der Chlorproduktion in Deutschland ist daher in erster Linie von der Produktionsentwicklung der Fol-

geprodukte wie PVC abhängig. Aufgrund der Selbstverpflichtung und der Wirtschaftlichkeit des Verfahrenswechsels ist davon auszugehen, dass bis 2020 alle verbleibenden Amalgamanlagen durch Membrananlagen ersetzt oder außer Betrieb gesetzt werden.

6.2.6 Zement

Das kumulierte Energieeinsparpotenzial in der Zementherstellung in Deutschland im Jahr 2013 beträgt technisch 17,1 PJ bzw. 17 % und wirtschaftlich 10,2 PJ bzw. 10 % des Energiebedarfs in 2013 (s. Abb. 6-15). Das technische und das wirtschaftliche CO₂-Minderungspotenzial liegen bei 0,79 MtCO₂ bzw. 4 % und 1,17 MtCO₂ bzw. 6 % der CO₂-Emissionen von 2013. In prognos AG (2009) werden für die Jahre 1995 bis 2006 die realisierten Energieeinsparungen in der Verarbeitung von Steinen und Erden von 25 % angegeben. Saygin et al. (2011b) schätzten das Energieeinsparpotenzial für 2007 durch die Umsetzung der besten verfügbaren Technologie in Industrieländern auf 20 % und in Entwicklungsländern auf 25 %. Kuder (2014) errechnete für Deutschland ein technologisches Energieeinsparpotenzial von 12 % bzw. 11,8 PJ. Die IEA geht auf globaler Ebene von einem maximalen CO₂-Minderungspotenzial von 10 % aus (wbcSD und IEA 2009). Der deutsche Zementverband gibt basierend auf wbcSD und IEA (2009) an, dass es beim Neubau aller Ofenanlagen in Deutschland zu maximalen Brennstoffreduktionen von 7 % kommen kann. Laut Schlomann et al. (2011) gehen Anlagenbetreiber von Brennstoffeinsparungen von 5 % und Stromeinsparungen von 5 % bis 7 % aus. Die vorliegende Untersuchung identifizierte technische Energieeinsparungen für Brennstoff von 12,4 PJ bzw. 15 % und für Strom von 4,7 PJ bzw. 30 % jeweils bezogen auf den Energieverbrauch des Energieträgers in 2013. Abweichungen, insbesondere hinsichtlich des Stromeinsparpotenzials, lassen sich durch einen größeren Bilanzraum der vorliegenden Untersuchung erklären, da Energieeinsparmaßnahmen außerhalb des Ofensystems, wie Vertikalrollenmühlen (ZEZE02) und der erhöhte Einsatz von Zuschlagstoffen (ZEZE05), wesentlich zum Stromeinsparpotenzial beitragen.

In der Energieeinsparkostenkurve werden Prozessinnovationen (d. h. ZEIN01, ZEIN02) nicht berücksichtigt. Neue hydraulische Bindemittel (ZEIN01) stehen in einer exklusiven Wechselwirkung zu allen Energieeinsparmaßnahmen, die das Ofensystem betreffen. Die Abbildung von neuen hydraulischen Bindemitteln würde demnach die Energieeinsparungen der heute verfügbaren Maßnahmen mindern und die Energieeinsparkostenkurve für 2013 verzerren.

Die Kapazitätzusammenlegung von zwei Drehrohröfen (ZEKL09) ist eine der kapitalintensivsten Maßnahmen. Sie ist exklusiv zu allen Maßnahmen, die einen Neubau des Ofensystems beinhalten. Die Ofenzusammenlegung erzielt höhere Produktionskosteneinsparungen als die Konkurrenzmaßnahmen bei Anlagen, die das Ende ihrer technischen Nutzungsdauer erreicht haben. Es kommt so zu einer Umsetzung an drei Standorten. Durch die Wechselwirkungen kommt es neben geringeren, kumulierten Energieeinsparungen von 0,6 PJ zu einer Reduktion der Energieeinsparkosten von 54,8 EUR₂₀₁₃/GJ auf - 34,0 EUR₂₀₁₃/GJ durch die nicht-energetischen Vorteile, wie eine höhere Kapazität und die längere Nutzungsdauer. Die Nachrüstung von Vorcalzinatoren am Drehrohröfen mit Zyklonvorwärmer

(ZEKL02) und der Wechsel von Dreh- oder Satellitenkühler zu Rostkühler (ZEKL04) stehen in Wechselwirkung zu dem Umbau von Lepolöfen (ZEKL01) und der Erhöhung des Flugascheeinsatzes (ZEKL05). Die jeweiligen Energieeinsparungen reduzieren sich um 1,1 PJ und 1,3 PJ ggü. der Maßnahmeneinzelbetrachtung. Bei den Kugelmühlen stehen die Vertikalrollenmühle (ZEZE02) und die verbesserte Gattierung der Mahlkugeln (ZEZE04) in einem exklusiven Verhältnis. Ähnlich wie bei der Ofenzusammenlegung ist der Umbau zu Vertikalrollenmühlen kapitalintensiv und die Bestandsanlage weist eine lange Nutzungsdauer auf. Der Kapitalaufwand für die optimierte Gattierung (ZEZE04) ist wesentlich geringer, daher wird die Vertikalrollenmühle (ZEZE02) nur in den Anlagen umgesetzt, bei denen die Kugelmühle das Ende ihrer technischen Nutzungsdauer erreicht hat. Dort erreichen die Mühlen Energieeinsparkosten von - 10,4 EUR₂₀₁₃/GJ (ZEZE02₍₋₎). Hingegen bei neueren Bestandsanlagen ist ein Wechsel zu Vertikalrollenmühlen bei dem unterstellten Strompreis mit Energieeinsparkosten von - 13,1 EUR₂₀₁₃/GJ (ZEZE02₍₊₎) nicht wirtschaftlich darstellbar. Druckverlustarme Zyklonvorwärmer (ZEKL03) werden u. a. durch den Ausbau des Zyklonvorwärmers auf fünf Stufen (ZEKL07) beeinflusst. Hierbei wird angenommen, dass die fünfte Stufe bereits einen druckverlustarmen Zyklon verwendet, sodass die Energieeinsparungen von druckverlustarmen Zyklonen sich um 20 % verringert, wenn an derselben Anlage eine fünfte Zyklonstufe ausgebaut wurde. Das kumulierte Energieeinsparpotenzial von ZEKL03 verringert sich um 0,2 PJ und die durchschnittlichen Energieeinsparkosten steigen auf 74,5 EUR₂₀₁₃/GJ.

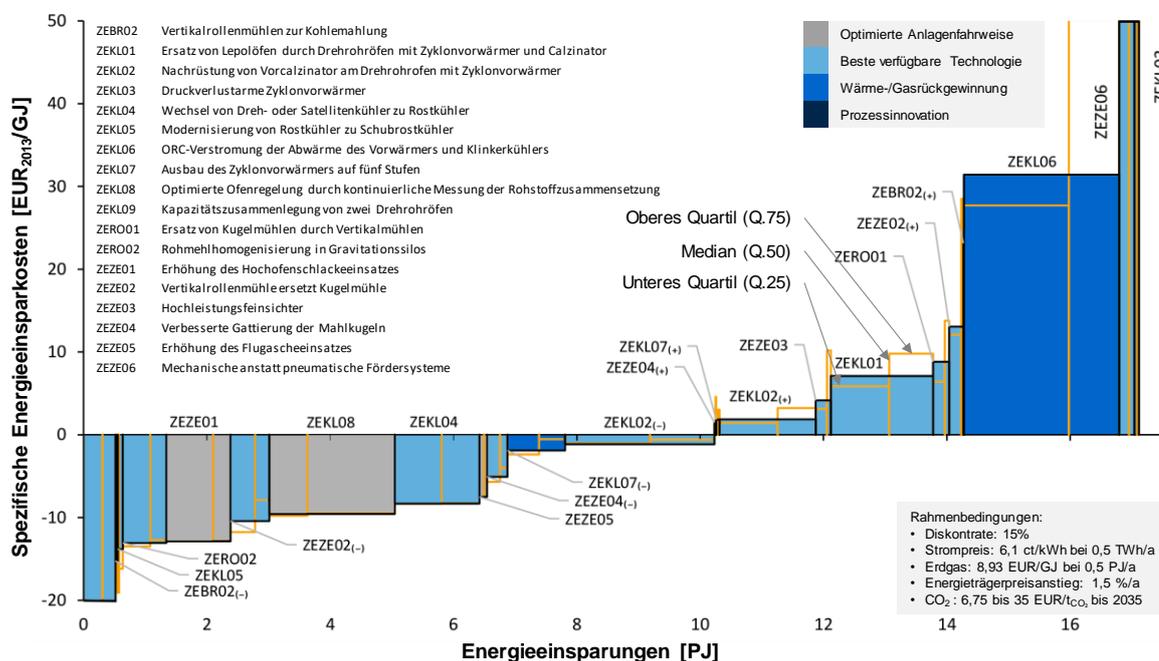


Abb. 6-15: Energieeinsparkostenkurve für die Zementherstellung in Deutschland in der kumulierten Betrachtung im Basisszenario

6.2.7 Kalk

Bei einer Umsetzung aller untersuchten Energieeinsparmaßnahmen kann der Energieverbrauch in der Kalkherstellung in Deutschland um 5,5 PJ bzw. um 20 % des Energiebedarfs

von 2013 gesenkt werden. Mit 4,8 PJ bzw. 17 % des Energiebedarfs von 2013 ist ein Großteil der Maßnahmen bei den unterstellten Rahmenbedingungen wirtschaftlich darstellbar (s. Abb. 6-16). Die Brennstoffeinsparungen mindern 0,8 MtCO₂ bzw. 10 % der CO₂-Emissionen der Kalkindustrie in 2013. Die prozessbedingten CO₂-Emissionen durch die Calzinierung von Kalkstein konnten durch die untersuchten Maßnahmen nicht gemindert werden. Die Kalkherstellung hat von den untersuchten Produktgruppen die höchsten relativen Energieeinsparungen vorzuweisen. International spricht Saygin et al. (2011b) der Kalkherstellung in Industrieländern ein technisches Energieeinsparpotenzial von 39 % zu. Kuder (2014) errechnet ein Energieeinsparpotenzial für die Kalkherstellung in Deutschland zum Jahr 2010 von 8,8 PJ, was 30 % des Energiebedarfs von 2010 entspricht. Fleiter et al. (2013) sagen aus, dass der Brennstoffbedarf um 22 % und der Strombedarf um 7 % durch die Umsetzung von Energieeinsparmaßnahmen bis 2035 reduziert werden kann. Die hohen Energieeinsparpotenziale in den bisherigen Studien sind u. a. durch die geringe Diffusion der besten verfügbaren Technologie, d. h. dem Gleichstrom-Gegenstrom-Regenerativofen, in Deutschland begründet. Die Wirtschaftlichkeit der Substitution des bestehenden Ofensystems ist durch die langen Nutzungsdauern der Bestandsanlagen eingeschränkt. Zwei nah beieinanderstehende Schachtöfen können entweder nach dem Gleichstrom-Gegenstrom-Verfahren nachgerüstet werden (KABR06) oder durch einen Gleichstrom-Gegenstrom-Regenerativofen ersetzt werden (KABR04). Ein Großteil der Bestandsanlage kann bei einer Nachrüstung weitergenutzt werden, sodass der Investitionsaufwand geringer ist und im Vergleich zu einem Neubau durchschnittlich höhere Produktionskosteneinsparungen verspricht. Da die beiden Maßnahmen nur exklusiv umgesetzt werden können, senkt sich das kumulierte Energieeinsparpotenzial von Gleichstrom-Gegenstrom-Regenerativöfen im Vergleich zur Maßnahmeneinzelbetrachtung um 0,6 PJ. Bei Ringschachtöfen besteht neben der Substitution zum Gleichstrom-Gegenstrom-Verfahren die Möglichkeit, den bestehenden Ofen mit einer Abgasrezirkulation nachzurüsten (KABR08). Diese Nachrüstung verspricht insbesondere bei Anlagen jüngeren Baujahrs mit geringeren Kapazitäten höhere Kapitalwerte als der Ersatz durch Gleichstrom-Gegenstrom-Regenerativöfen (KABR03). Die kumulierten Energieeinsparungen sinken ggü. der Maßnahmeneinzelbetrachtung um 0,7 PJ. Die Energieeinsparungen von sekundären und nachgeschalteten Maßnahmen, wie kürzere Wartungsintervalle für Feuerfestmaterial (KABR07) und ORC-Abwärmeverstromung (KABR10), stehen in Wechselwirkungen mit allen Maßnahmen, welche die Effizienz des Ofensystems verbessern (d. h. KABR01 bis KABR09). Das kumulierte Energieeinsparpotenzial von kürzeren Wartungsintervallen und ORC-Abwärmeverstromung senkt sich ggü. der Einzelbetrachtung um 0,2 PJ und 20 TJ. Das größte kumulierte Energieeinsparpotenzial mit 2,7 PJ stellt die Substitution der verbleibenden Drehrohröfen durch Gleichstrom-Gegenstrom-Regenerativöfen (KABR01) dar (s. Abb. 6-16).

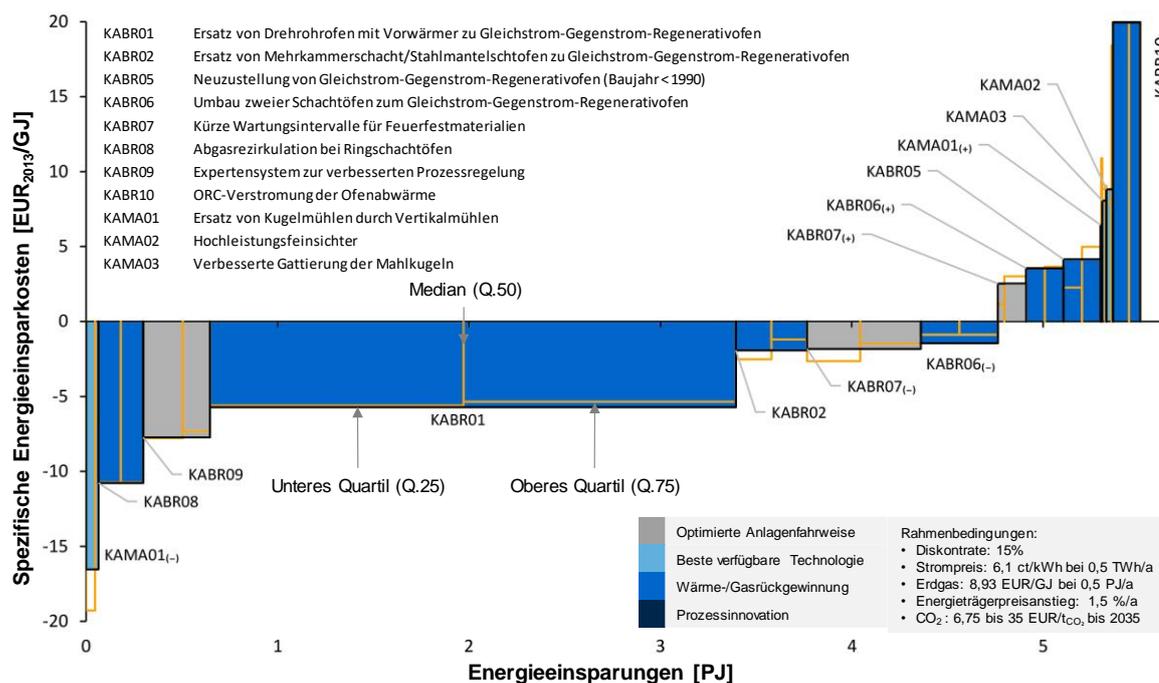


Abb. 6-16: Energieeinsparkostenkurve für die Herstellung von Kalk in Deutschland im Jahr 2013 im Basisszenario

Die Umsetzung der wirtschaftlichen Energieeinsparmaßnahmen durch Anlagenbetreiber wird u. a. durch die rückläufige Produktionsentwicklung gehemmt. In Deutschland werden 40 % der Kalkproduktion in der Stahlherstellung (u. a. im Hochofen mit 60 - 90 kg_{Kalk}/t_{Roheisen}) benötigt. Bei einem zukünftigen Produktionsroutenwechsel von Primär- zur Sekundärroute wird bei gleichbleibenden Produktionsmengen die Kalknachfrage in der Stahlindustrie aufgrund des geringen Kalkbedarfs der Sekundärroute (40 - 50 kg_{Kalk}/t_{Stahl}) weiter sinken (vgl. Purr et al. 2014).

6.2.8 Behälter- und Flachglas

Das technische Energieeinsparpotenzials in der Herstellung von Behälter- und Flachgläsern in Deutschland im Jahr 2013 beträgt 10,0 PJ bzw. 21 %, wovon 3,5 PJ bzw. 7 % des Energiebedarfs in 2013 wirtschaftlich darstellbar sind (s. Abb. 6-17). Insbesondere die wirtschaftlichen Energieeinsparpotenziale unterscheiden sich in der Flach- und Behälterglasherstellung. Das technische Energieeinsparpotenzial beträgt in der Behälterglasherstellung 6,5 PJ bzw. 22 %, in der Flachglasherstellung 3,5 PJ bzw. 19 % des Energiebedarfs in 2013. Das wirtschaftlich darstellbare Energieeinsparpotenzial für Behälterglas beträgt 2,3 PJ bzw. 8 %, für Flachglas 1,2 PJ bzw. 6 % des Energiebedarfs in 2013. Fleiter et al. (2013) identifizierten bei der Behälterglasherstellung mit 29 % und der Flachglasherstellung mit 15 % höhere Energieeinsparpotenziale. Nach van Limpt et al. (2012) liegt der theoretische Minimalbedarf bei 1,9 GJ/t bis 2,3 GJ/t und der Energieverbrauch ohne Wärmeverluste bei 2,3 GJ/t bis 4,0 GJ/t; Grenzwerte, die bei einem unterstellten Schmelzenergiebedarf von 6,1 GJ/t in 2013 mit den Ergebnissen von Fleiter et al. (2013) unterschritten werden. Kuder (2014) geht von einem technischen Energieeinsparpotenzial in der Glasherstellung in Deutschland von 8,4 PJ bzw. 15 % des Energiebedarfs in 2010 aus.

Die verstärkte Dämmung der Schmelzwanne (FLSC04, BESC09) und die Ofenabwärmeverstromung (BESC04, BESC05, FLSC02) sind durch stetige Wechselwirkungen mit Energieeinsparmaßnahmen zu Beginn der Thermoprozesskette betroffen. So führen der erhöhte Einsatz von Fremdscherben (BEGE01, BEGE02, BEGE03, FLGE01), die Gemengevorwärmung (BEGE05), die Reduzierung der Gemengebenetzung (FLGE02) und die Flussmitteleinsatzerhöhung (BEGE06) zu einem verringerten Energieverbrauch in der Schmelzwanne und mindern die Energieeinsparungen der Maßnahmen, die dort ansetzen. Insgesamt verringern sich die kumulierten Energieeinsparungen der Maßnahmen der Ofenabwärmeverstromung und der verstärkten Dämmung (BESC04, BESC05, BESC09, FLSC02 und FLSC04) um 1,2 PJ ggü. der Maßnahmeneinzelbetrachtung. Berücksichtigt sind hierbei die höheren Abgastemperaturen beim Einsatz von Sauerstoffbrennern (FLSC01, BESC03), die die Ofenabwärmeverstromung (BESC04, BESC05, FLSC02) um 20 % erhöhen können.

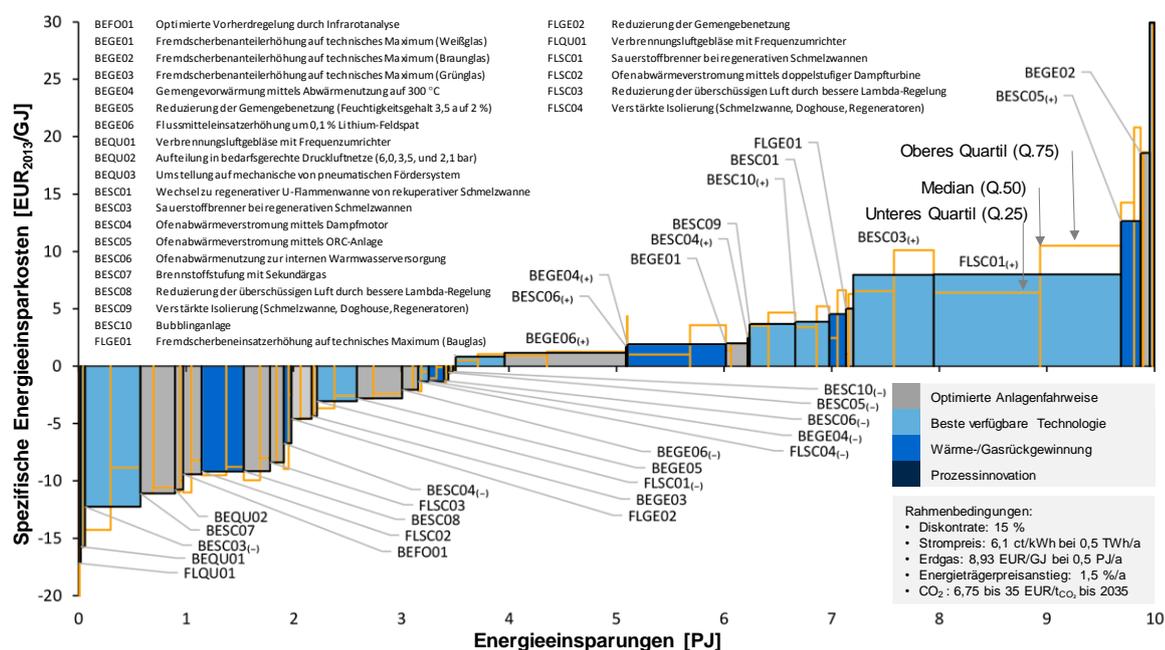


Abb. 6-17: Energieeinsparungskostenkurve für die Herstellung von Behälter- und Flachglas in Deutschland im Jahr 2013 im Basisszenario

In Kombination mit Sauerstoffbrennern können Dampfmaschinen (BESC04₍₋₎) und ORC-Anlagen (BESC05₍₋₎) mit - 9,0 EUR₂₀₁₃/GJ und - 0,6 EUR₂₀₁₃/GJ an Behälterglaswannen wirtschaftlich dargestellt werden. Ohne Sauerstoffbrenner sind Dampfmaschinen (BESC04₍₊₎) und ORC-Anlagen (BESC05₍₊₎) mit 2,5 EUR₂₀₁₃/GJ und 14,3 EUR₂₀₁₃/GJ in 2013 in Deutschland nicht wirtschaftlich darstellbar. Sauerstoffbrenner (BESC03) stehen in exklusiver Beziehung zum Wechsel eines Ofensystems mit Regenerativbefuerung (BESC01, BESC02). Sauerstoffbrenner (BESC03₍₋₎) können bei älteren Behälterglaswannen mit hohen Kapazitäten Energieeinsparkosten von - 14,3 EUR₂₀₁₃/GJ erzielen. Bei modernen Regenerativfeuerungen ist eine Umstellung auf Sauerstoffbrenner (BESC03₍₊₎) nicht wirtschaftlich darstellbar. Insgesamt verringern sich die Energieeinsparungen der Sauerstoffbrenner durch die Wechselwirkung um 0,2 PJ. Alle Flachglaswannen in Deutsch-

land sind in 2013 bereits mit Regenerativbrennern der besten verfügbaren Technologie ausgerüstet, sodass keine potenziellen Wechselwirkungen zu Sauerstoffbrennern (FLSC01) bestehen.

Die Erwartungen hinsichtlich der zukünftigen Entwicklung der Behälter- und Flachglasbranche in Deutschland sind unterschiedlich. So wird nach Purr et al. (2014) eher eine Stagnation im Behälterglas-sektor erwartet, während im Flachglas-sektor eine leicht ansteigende Produktion vorherzusehen ist (EIPPCB 2012b). Die Produktionsprognose für Flachglas bildet ein positives Fundament für zukünftige Investitionen, jedoch sind die Energieeinsparpotenziale in der Flachglasherstellung aufgrund des modernen Anlagenbestands in 2013 begrenzt. Die ernüchternde Produktionsprognose für die Behälterglasherstellung kann ein Hemmnis für die wirtschaftlich darstellbaren Energieeinsparmaßnahmen mit sich bringen.

6.2.9 Aluminium

Das kumulierte Energieeinsparpotenzial in der Herstellung von Primär- und Sekundäraluminium in Deutschland beträgt 3 PJ bzw. 10 % des Energiebedarfs von 2013, wovon 1,4 PJ bzw. 5 % wirtschaftlich darstellbar sind (s. Abb. 6-18). Die Energieeinsparpotenziale unterscheiden sich in der Herstellung von Primär- und Sekundäraluminium. Beim Primäraluminium können insgesamt 2,0 PJ bzw. 7,6 %, davon 0,4 PJ bzw. 1,5 % wirtschaftlich und beim Sekundäraluminium 0,9 PJ bzw. 28 %, davon 0,8 PJ wirtschaftlich bzw. 25 % jeweils bezogen auf den Energieverbrauch in 2013 eingespart werden. Saygin et al. (2011b) postulieren Energieeinsparpotenziale für das Jahr 2007 in Industrieländern durch die Umsetzung der besten verfügbaren Technologien von 7 % in der Primär- und 36 % in der Sekundäraluminiumherstellung. Fleiter et al. (2013) identifizieren ein technisches Energieeinsparpotenzial durch die Umsetzung von Energieeinsparmaßnahmen bis 2035 von 13 % für Strom und 21 % für Brennstoffe in der Primärroute sowie 19 % für Strom und 37 % für Brennstoffe in der Sekundärroute. Erreicht werden die hohen Stromeinsparungen in der Primärroute durch Prozessinnovationen. Für die Primäraluminiumherstellung wurden drei Prozessinnovationen (ALEL02, ALEL03 und ALEL04) untersucht. Diese sind noch in der Entwicklungsphase und stehen in Wechselwirkung mit heute verfügbaren Maßnahmen. Inerte Anoden (ALEL02) würden die Anodenproduktion so stark reduzieren, dass eine ORC-Verstromung der Anodenofenabgase (ALEL08) nicht möglich ist. Um eine Energieeinsparkostenkurve für das Jahr 2013 nicht zu verzerren, werden nur zum Jahr 2013 kommerziell verfügbare Technologien berücksichtigt. So führt der Wechsel bestehender Elektrolysezellen zu der neusten Generation (ALEL01) bei älteren Bestandsanlagen mit 1,0 PJ (ALEL01₍₋₎) zu höheren Energieeinsparungen ggü. neueren Bestandsanlagen (0,5 PJ) (ALEL01₍₊₎). Die Einführung einer optimierten Prozessregelung (ALEL05) kann zu einer Stromeinsparung von 0,1 PJ führen. Hingegen könnte mit Prozessinnovationen der kumulierte Strombedarf in der Primärroute um 3,9 PJ bzw. 15 % gesenkt werden und ist mit den Energieeinsparungen von Fleiter et al. (2013) vergleichbar. In der Sekundärroute stehen die Energieeinsparmaßnahmen, die das Brennersystem betreffen (d. h. ALSC01 bis ALSC03), in Exklusivität zueinander. Den höchsten Kapitalwert erwirtschaftet die Nachrüstung von Regeneratoren

(ALSC02) an bestehenden Schmelzöfen. Die Nachrüstung hat Auswirkungen auf den Abgasstrom und vermindert die Energieeinsparungen der Einsatzstoffvorwärmung (ALSC04) geringfügig um 2 TJ.

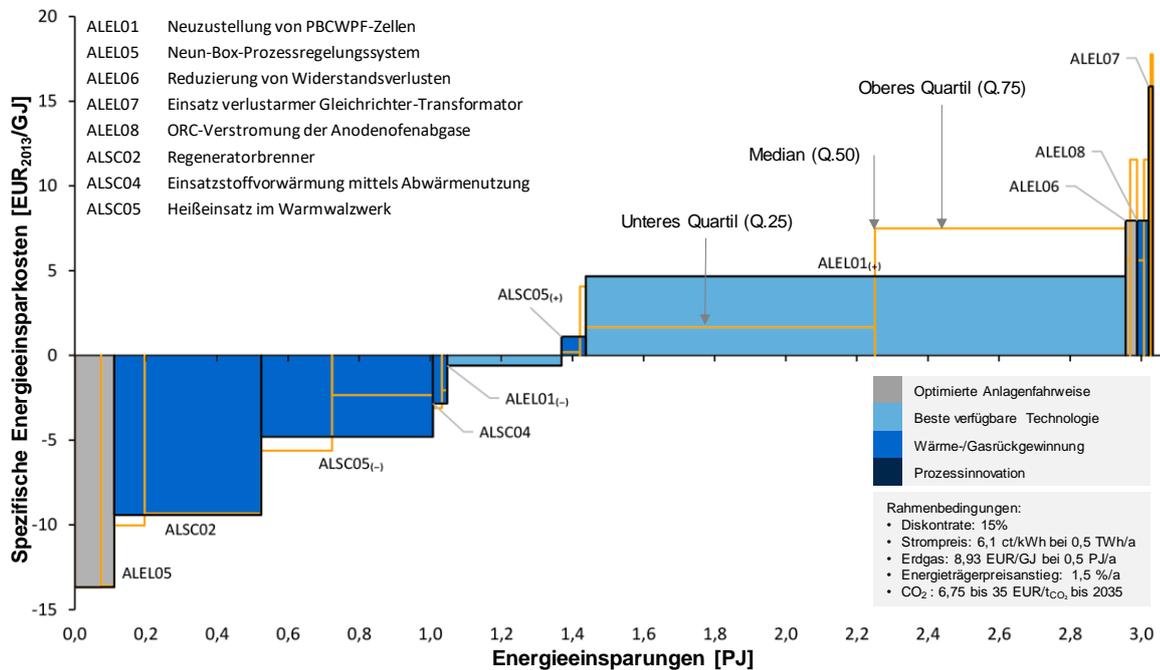


Abb. 6-18: Energieeinsparkostenkurve für die Herstellung von Primär- und Sekundäraluminium in Deutschland im Jahr 2013 im Basisszenario

Die deutschen Aluminiumhütten sehen sich einem zunehmenden, internationalen Wettbewerbsdruck ausgesetzt. So erreichte die Primäraluminiumproduktion in Deutschland zwischen 1975 bis 1990 bei 750 kt/a ihren Höhepunkt und sank auf 492 kt/a in 2013 ab. Fleiter et al. (2013) erwarten, dass sich dieser Trend für Primäraluminium bis 2035 fortsetzt. In diesem Zeitraum soll die Gesamtproduktionsmenge an Aluminium durch eine stark ansteigende Sekundäraluminiumproduktion dennoch weiter ansteigen. Niedrige Energieträgerpreise und stagnierende Produktionsmengen sind wesentliche Hemmnisse für die Erschließung der identifizierten Energieeinsparpotenziale in der Primäraluminiumproduktion (s. bspw. Brunke et al. 2014).

6.3 Energieeinsparkostenkurve von energieintensiven Produktionsprozessen in Deutschland

Die Energieeinsparkostenkurve in Abb. 6-19 zeigt, dass das technische Energieeinsparpotenzial 245,2 PJ bzw. 18 % und ein wirtschaftlich darstellbares Energieeinsparpotenzial von 134,2 PJ bzw. 10 % des Gesamtenergiebedarfs für die Herstellung der untersuchten energieintensiven Produktgruppen in Deutschland im Jahr 2013 beträgt.

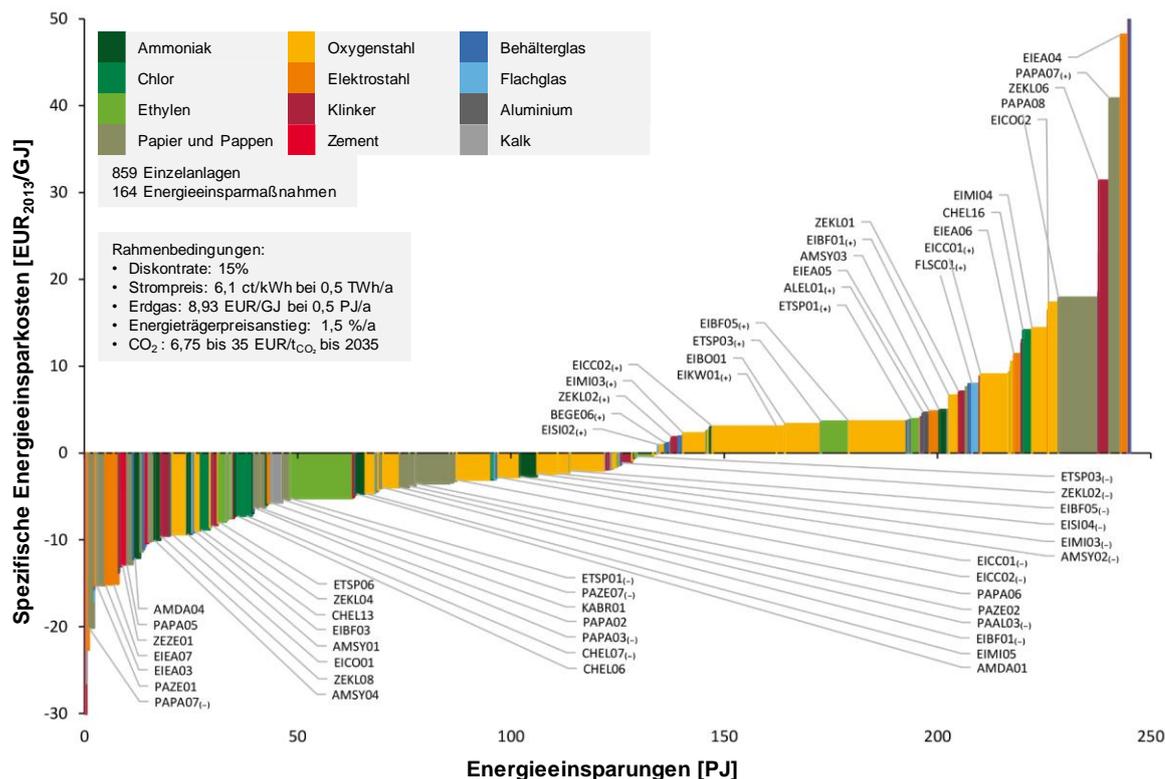


Abb. 6-19: Energieeinsparkostenkurve für die Herstellung von ausgewählten energieintensiven Produktgruppen in Deutschland zum Jahr 2013. Die Beschriftung der Maßnahmen erfolgte nur für eine Auswahl und ist nicht vollständig

Saygin et al. (2011b) schätzen das technische Energieeinsparpotenzial durch die Umsetzung der besten verfügbaren Technologien auf 19 % in der energieintensiven Industrie von Industrieländern in 2007. Kuder (2014) unterstellt ein Energieeinsparpotenzial in der deutschen Industrie im gewichteten Durchschnitt von 16,7 % im Jahr 2010. Die dena (2012) beziffert das wirtschaftliche Energieeinsparpotenzial für ein ambitioniertes Energieeffizienz-Szenario in 2020 auf 270 PJ, bzw. 11 % ggü. 2008. Pehnt et al. (2011) identifizieren ein wirtschaftliches Stromeinsparpotenzial bis 2020 von 160 PJ bzw. 20 % und ein wirtschaftliches Brennstoffeinsparpotenzial von 117,8 PJ bzw. 10 % bezogen auf den Energieverbrauch der deutschen Industrie in 2013. Fleiter et al. (2013) sehen für industrielle Produktionsprozesse ein technisches Energieeinsparpotenzial von 14,0 % bzw. 49 PJ für Strom und 14,4 % bzw. 214 PJ für Brennstoffeinsparungen bis 2035 ggü. 2007. Das technische Stromeinsparpotenzial der vorliegenden Untersuchung liegt bei 14 % bzw. 48,2 PJ und für Brennstoff bei 13 % bzw. 197,0 PJ. Im Durchschnitt weichen die produktübergreifenden Energieeinsparpotenziale der vorliegenden Untersuchung weniger als drei Prozent von bisherigen Studien ab. In der differenzierten Betrachtung zeigen sich unterschiedliche Abweichungen nach Produktgruppen (s. Abb. 6-20).

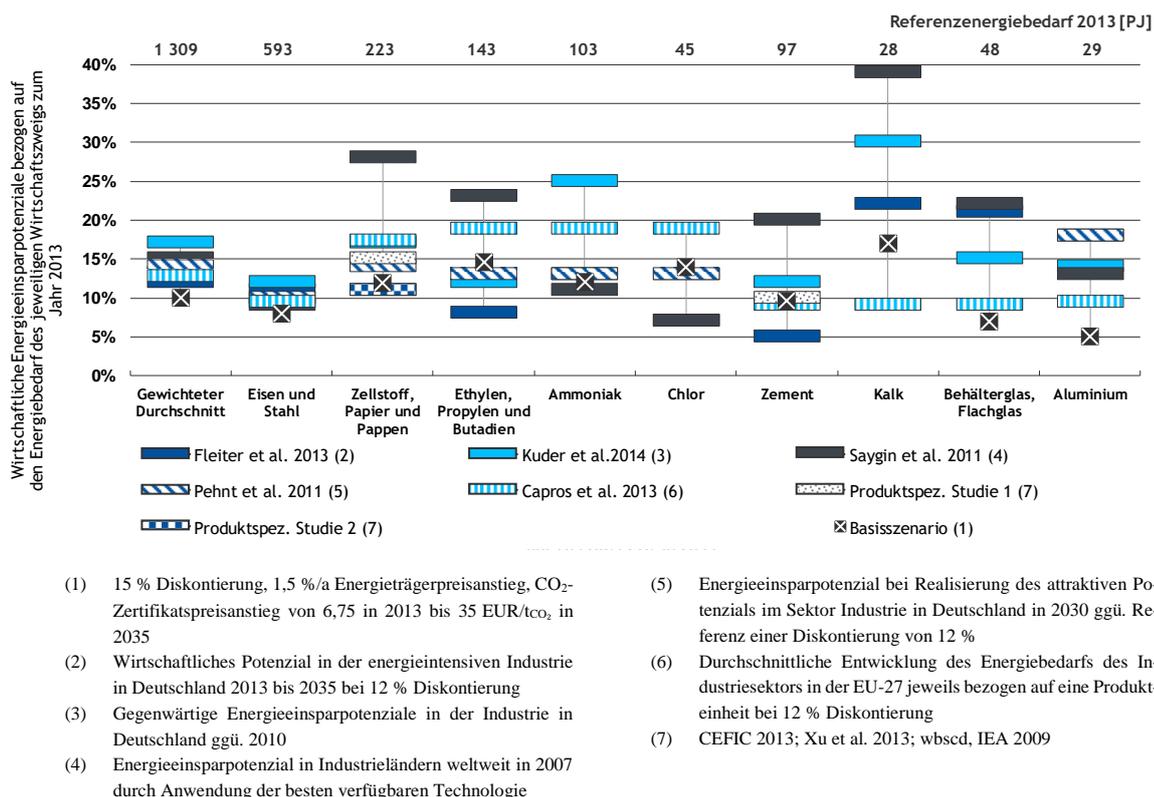


Abb. 6-20: Wirtschaftlich darstellbare Energieeinsparpotenziale der vorliegenden Untersuchung in der Herstellung der untersuchten Produktgruppen in Deutschland im Basisszenario im Jahr 2013 und Potenziale von Studien mit vergleichbaren Wirtschaftlichkeitskriterien

Die größten Abweichungen des wirtschaftlichen Energieeinsparpotenzials zu Studien mit vergleichbaren Wirtschaftlichkeitskriterien sind mit bis zu 25 Prozentpunkten in der Herstellung von Kalk zu finden. Die beste verfügbare Technologie für die Kalkherstellung ist der Gleichstrom-Gegenstrom-Regenerativofen, welcher bei einer vollständigen Diffusion theoretisch die mittlere Energieintensität um 30 % in Deutschland reduzieren könnte (vgl. Saygin et al. 2011). Durch die Berechnungsmethode der vorliegenden Untersuchung zeigte sich u. a., dass an einzelnen Anlagen eine andere der fünf Ofenarten bzw. eine Nachrüstung wirtschaftlicher war als eine Umsetzung zum Regenerativofen.

Bei der Herstellung von Behälter- und Flachglas zeigen sich Abweichungen von bis zu elf Prozentpunkten ggü. bisherigen Studien. Zum Jahr 2013 hat in Deutschland die beste verfügbare Technologie, d. h. regenerativbefeuerte Schmelzwannen, eine hohe Diffusion erfahren. Die einzelanlagenspezifische Berechnungsmethode zeigte Wechselwirkungen zwischen den verbleibenden Energieeinsparmaßnahmen (u. a. Abwärmenutzung zur Verstromung oder zur Gemengevorwärmung), welche die kumulierten Energieeinsparungen ggü. Einzelmaßnahmenbetrachtungen verringerten.

Das wirtschaftliche Energieeinsparpotenzial in der Herstellung von Papier und Pappen ist mit sechs Studien vergleichbar. Einzig zu Saygin et al. (2011) ergeben sich Abweichungen von 16 Prozentpunkten, da das Potenzial der Studie auf einer vollständigen Diffusion der besten verfügbaren Technologie unabhängig von der Produkt- und Rohstoffstruktur basiert.

Für die Ammoniakherstellung ist das wirtschaftliche Energieeinsparpotenzial vergleichbar mit drei von fünf Studien. Bei zwei Studien zeigen sich Abweichungen von bis zu 14 Prozentpunkten. Die Angaben von Studien und Statistiken für den Energieverbrauch der Ammoniakherstellung in Deutschland weichen tlw. stark voneinander ab. Da für die Herstellung Erdgas sowohl chemisch als auch energetisch genutzt wird, können die Abweichungen der Energieeinsparpotenziale u. a. durch eine inkonsistente Bilanzierung erklärt werden.

Das wirtschaftliche Energieeinsparpotenzial in der Herstellung von Chlor der vorliegenden Untersuchung liegt um bis zu sieben Prozentpunkten über den Ergebnissen bisheriger Studien. Zusätzliche Energieeinsparmaßnahmen wie die Natronlaugenkonzentration und die Optimierung der Elektrolysezelle sowie die Berücksichtigung von nicht-energetischen Vorteilen wie fehlende Kosten für die Quecksilberbeseitigung durch die einzelanlagenspezifische Berechnungsmethode können Erklärungen dafür sein.

In den verbleibenden Produktgruppen, d. h. Eisen und Stahl, Ethylen, Propylen, Butadien und Aluminium, sind die identifizierten wirtschaftlichen Energieeinsparpotenziale mit Studien vergleichbar, wenn sie auch tendenziell wenige Prozentpunkte unter dem Durchschnitt liegen. Die Wechselwirkungen zwischen Energieeinsparmaßnahmen, die durch die Berechnungsmethode auf Einzelanlagenebene berücksichtigt werden, können eine Erklärung für die durchschnittlich niedrigeren Energieeinsparpotenziale liefern.

Das identifizierte, technische Energieeinsparpotenzial unterteilt sich in 79 % Brennstoff- und 21 % Stromeinsparungen. Bezogen auf die Energieeinsatzstruktur können 16 % des Brennstoff- und 21 % des Stromeinsatzes eingespart werden. Die höheren relativen Stromeinsparungen sind u. a. auf die zusätzliche Stromerzeugung durch die Maßnahmen der Abwärmeverstromung zurückzuführen. Von den technischen Energieeinsparungen sind 55 % oder 134,2 PJ wirtschaftlich darstellbar. Dadurch könnte sich der Energieverbrauch zur Herstellung der betrachteten Produktgruppen um 10 % ggü. dem Jahr 2013 reduzieren. Durch das brennstoffbezogene Energieeinsparpotenzial könnten 12,9 Mt_{CO₂} bzw. 14 % der brennstoffbedingten CO₂-Emissionen der untersuchten Produktgruppen in 2013 gemindert werden. Die Minderung von 7,2 Mt_{CO₂} oder 8 % der brennstoffbedingten CO₂-Emissionen ist wirtschaftlich darstellbar. Für die Energieeinsparkostenkurven werden Wechselwirkungen zwischen Energieeinsparmaßnahmen berücksichtigt und deshalb ggü. der Maßnahmen-einzelbetrachtung 27 Maßnahmen nicht abgebildet (s. Abb. 6-19). Insbesondere reduzierte sich die Anzahl von Maßnahmen der besten verfügbaren Technologie von 70 auf 58 und die Anzahl von Prozessinnovationen von 13 auf vier Maßnahmen (s. Tabelle 6-1). Gegenüber der Einzelbetrachtung reduziert sich das Energieeinsparpotenzial durch die Wechselwirkung um 34 % für Brennstoffe und um 35 % für Strom (s. Tabelle 6-1). Bei Energieeinsparmaßnahmen, die in einer stetigen Wechselwirkung stehen, reduzierte sich das Potenzial um durchschnittlich 9 %. Da bei sich gegenseitig ausschließenden Maßnahmen jeweils die wirtschaftlichste Maßnahme umgesetzt wird, kommt es zu einer Steigerung der durchschnittlichen jährlichen Produktionskosteneinsparungen von -2,6 Mio. EUR₂₀₁₃ auf -1,8 Mio. EUR₂₀₁₃.

Tabelle 6-1: Durchschnittliche Ergebnisse von Energieeinsparmaßnahmen nach Kategorien in der kumulierten Betrachtung im Basisszenario in 2013

Energieeinsparmaßnahmenkategorie	Anzahl	Spezifische Energieeinsparkosten [EUR/GJ]	Brennstoffeinsparungen [TJ]	Stromeinsparungen [TJ]	Produktionskosteneinsparungen [Mio. EUR/a]
Optimierte Anlagenfahrweise	29	-6,09	589	127	4,13
Abwärme- und Abgasrückgewinnung	46	0,70	1 034	312	-1,87
Beste Verfügbare Technologie (BVT)	58	4,59	2 129	248	-2,93
Prozessinnovation	4	-1,40	3 527	2 212	-26,62
Summe	137	-	192 200	51 100	
Durchschnitt		0,85	1 476	301	-1,77

6.4 Sensitivitätsanalyse

In der Sensitivitätsanalyse werden die Diskontrate, der Strompreisanstieg, der Brennstoffpreisanstieg und der CO₂-Zertifikatspreis variiert, um die Auswirkungen auf die wirtschaftlich darstellbaren Energieeinsparungen sowie die spezifischen Energieeinsparkosten zu untersuchen und die Robustheit der Ergebnisse zu bewerten (s. Tabelle 6-2). Die Auswahl der Parameter für die Sensitivitätsanalyse wird auf drei Arten begründet. Erstens durch eine Unsicherheit hinsichtlich der zukünftigen Ausprägung des Parameters. Zweitens durch eine unterschiedliche Auffassung eines Parameters unter den Stakeholdern (u. a. Politik, Wissenschaft und Unternehmen) hinsichtlich dessen Ausprägung. Drittens durch einen hohen Einfluss auf das Ergebnis.

Tabelle 6-2: Multikriterielle Bewertung von Parametern hinsichtlich deren Untersuchungswürdigkeit in der Sensitivitätsanalyse

Parameter	Basisszenario	Untere Variation	Obere Variation
Diskontrate	15 %	3 %	30 %
Strompreisanstieg 2013 bis 2035	1,5 %/a	0,0 %/a	3,0 %/a
Brennstoffpreisanstieg 2013 bis 2035	1,5 %/a	0,0 %/a	3,0 %/a
CO ₂ -Zertifikatspreis in 2035 (linearer Preisanstieg von 6,8 EUR/tCO ₂ in 2013)	35,0 EUR/tCO ₂	6,8 EUR/tCO ₂	70,0 EUR/tCO ₂

6.4.1 Variation der Diskontrate

Mit Hilfe der Diskontrate wird der Wert von zukünftigen Energie- und Produktionskosteneinsparungen auf das Jahr 2013 berechnet. Die Diskontrate hat einen direkten Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit einer Energieeinsparmaßnahme. Welche Anforderungen an die Wirtschaftlichkeit einer Energieeinsparmaßnahme gestellt werden, hat unterschiedliche Ausprägungen innerhalb der Stakeholder (u. a. Politik, Wissenschaft und Unternehmen).

Die Variation der Diskontrate hat von allen untersuchten Parametern den größten Einfluss auf das wirtschaftliche Energieeinsparpotenzial (s. Abb. 6-21), auf die durchschnittlichen gewichteten spezifischen Energieeinsparkosten (s. Abb. 6-23) sowie auf den Verlauf der

Energieeinsparkostenkurve (s. Abb. 6-24). Das wirtschaftliche Energieeinsparpotenzial variiert zwischen 62,2 PJ und 236,6 PJ. In Relation zum Energieverbrauch in 2013 variiert das wirtschaftliche Energieeinsparpotenzial zwischen 5 und 18 %. Mit jedem zusätzlichen Prozentpunkt der Diskontrate sinkt das wirtschaftliche Energieeinsparpotenzial um durchschnittlich 6,6 PJ. Da die Umsetzungsreihenfolge von sich gegenseitig ausschließenden Energieeinsparmaßnahmen der Wirtschaftlichkeit der Maßnahmen folgt, variiert das technische Energieeinsparpotenzial zwischen 218,4 PJ und 260,4 PJ. Die durchschnittlichen Energieeinsparkosten variieren von -7,3 EUR₂₀₁₃/GJ bis 13,3 EUR₂₀₁₃/GJ (s. Abb. 6-23). Die Variation ist größer als jeder Energieträgerpreis im Jahr 2013. Der Verlauf der Energieeinsparkostenkurve verändert sich in Abhängigkeit der Diskontrate ebenfalls stark (s. Abb. 6-24). Die Energieeinsparkostenkurven weisen eine linearisierte Steigung von 0,10 für eine 3 % Diskontrate, 0,17 für eine 15 % Diskontrate und 0,39 für eine 30 % Diskontrate. Über den Verlauf der Energieeinsparkostenkurven in Abb. 6-24 ist zu erkennen, dass der nach Kesicki (2010) für die Bottom-Up-Modellierung typische „Penny-Switching“-Effekt, d. h. der sprunghafte Wechsel von Energieeinsparungen bei marginalen Veränderungen von Rahmenparametern, durch die Einzelanlagenbetrachtung nur geringfügig auftritt.

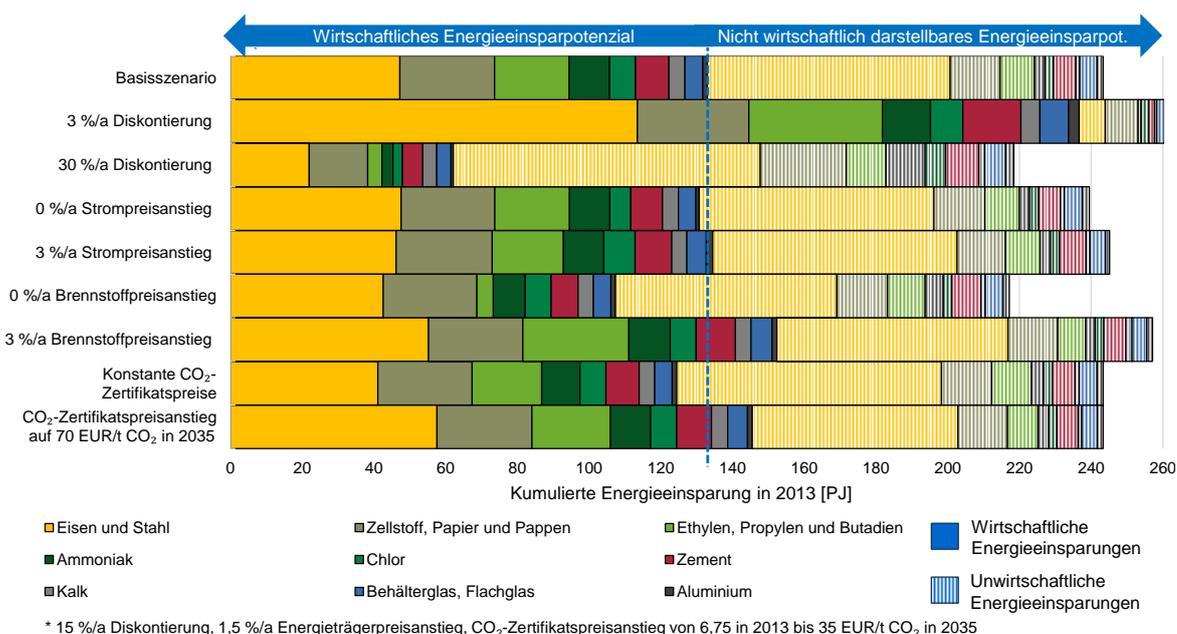


Abb. 6-21: Auswirkung von ausgewählten Parametervariationen auf das wirtschaftliche und nicht wirtschaftlich darstellbare Energieeinsparpotenzial bei der Herstellung von energieintensiven Produktgruppen in 2013

In der Übersicht über die Produkte variieren die Auswirkungen auf das wirtschaftliche Energieeinsparpotenzial von einer maximalen Bandbreite bei Eisen und Stahl von 91,5 PJ und bis 1,4 PJ bei Kalk (s. Abb. 6-21). Aufgrund des heterogenen Energiebedarfs macht eine Betrachtung der relativen Energieeinsparpotenziale die Auswirkungen der Diskontratenvariation vergleichbar (s. Abb. 6-22).

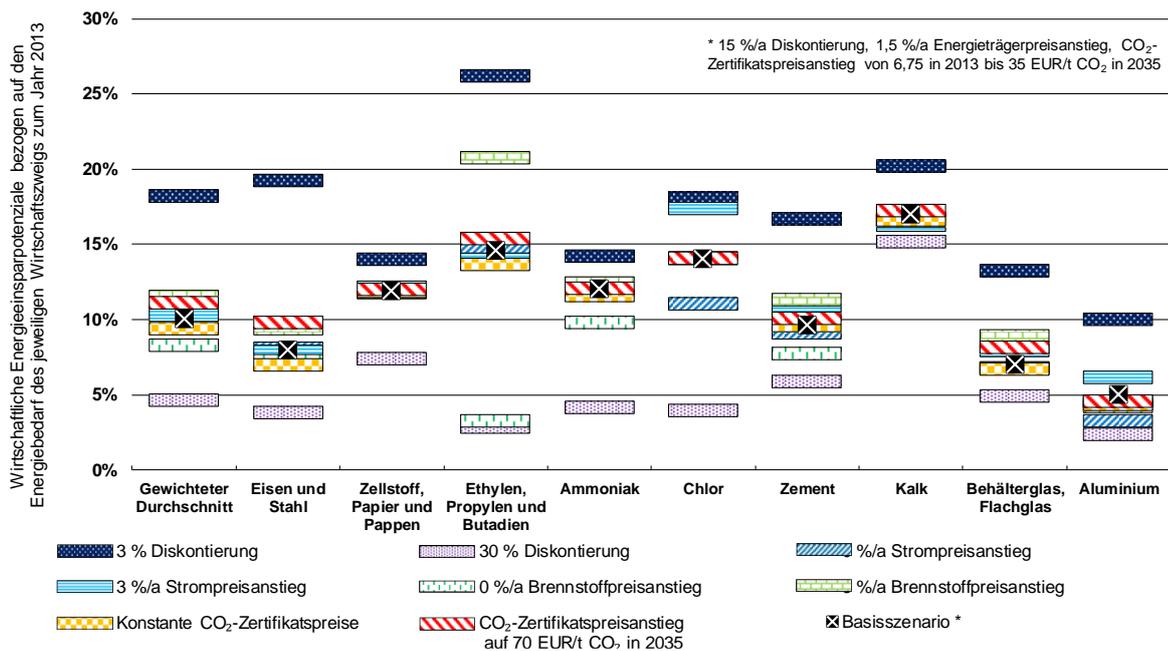


Abb. 6-22: Relatives, wirtschaftlich darstellbares Energieeinsparpotenzial in 2013 in Abhängigkeit der Parametervariationen

Die Bandbreite der Auswirkungen liegt bei bis zu 23 Prozentpunkten bei Ethylen und minimal bei 7 Prozentpunkten bei Aluminium. Eine Erhöhung der Diskontrate führt tendenziell zu einer Verminderung der Wirtschaftlichkeit von kapitalintensiven Energieeinsparmaßnahmen, da sich in der Regel die Kapitalinvestitionen über einen längeren Zeitraum amortisieren. In der Produktgruppe Ethylen ist der Wechsel zu neuen Spaltöfen mit hohem Kapitalaufwand verbunden. Gleichzeitig schließen neue Spaltöfen eine Nachrüstung von neuen Wärmeübertragern aus. Mit niedrigerer Diskontrate erzielen neue Spaltöfen eine höhere Produktionskosteneinsparung als die Nachrüstung von Wärmeübertragern. Das wirtschaftliche Energieeinsparpotenzial steigt auf 21,2 PJ. Bei einer Diskontrate von 30 % erzielt hingegen eine Nachrüstung ggü. den neuen Spaltöfen die höhere Wirtschaftlichkeit. Bei der Betrachtung der durchschnittlichen Energieeinsparkosten weist die Herstellung von Ethylen, Butadien und Propylen mit einer Bandbreite von 15,3 EUR₂₀₁₃/GJ nach Kalk die niedrigste Sensitivität auf (s. Abb. 6-23).

Papierprodukte haben mit 22,3 EUR₂₀₁₃/GJ hingegen die größte Bandbreite der Energieeinsparkosten und gleichzeitig mit 7 Prozentpunkten die geringste Bandbreite des wirtschaftlichen Energieeinsparpotenzials. Bei niedriger Diskontrate sinken zwar die durchschnittlichen Energieeinsparkosten, dennoch bleibt die Mehrheit der kapitalintensiven Maßnahmen mit insgesamt 9,2 PJ unwirtschaftlich. Analog verhält es sich bei Zement und Chlor. Hohe Bandbreiten beim relativen wirtschaftlichen Energieeinsparpotenzial weisen Eisen und Stahl sowie Chlor mit 15 und 14 Prozentpunkten auf. Bei beiden Produktgruppen stehen vergleichsweise viele Energieeinsparmaßnahmen in sich gegenseitig ausschließender Wechselwirkung, sodass die Umsetzungsreihenfolge mit unterschiedlichen Diskonraten sich stark ändert. Signifikante Maßnahmenwechsel sind bei Eisen und Stahl die Substitution zu neuen Hochöfen mit Gichtgasrückführung mit einer Bandbreite der wirtschaftlichen Energieeinsparungen von 23,6 PJ, die Substitution von Stranggieß- zu Bandgießanlagen mit

20,1 PJ und der Einsatz von Kokstrockenkühlung mit 3,2 PJ Strom. Beim Chlor ist insbesondere die Umsetzung von Membranzellen mit höheren Stromdichten (d. h. 6 kA/m²) mit einem zusätzlichen wirtschaftlichen Energieeinsparpotenzial von 2,5 PJ ausschlaggebend.

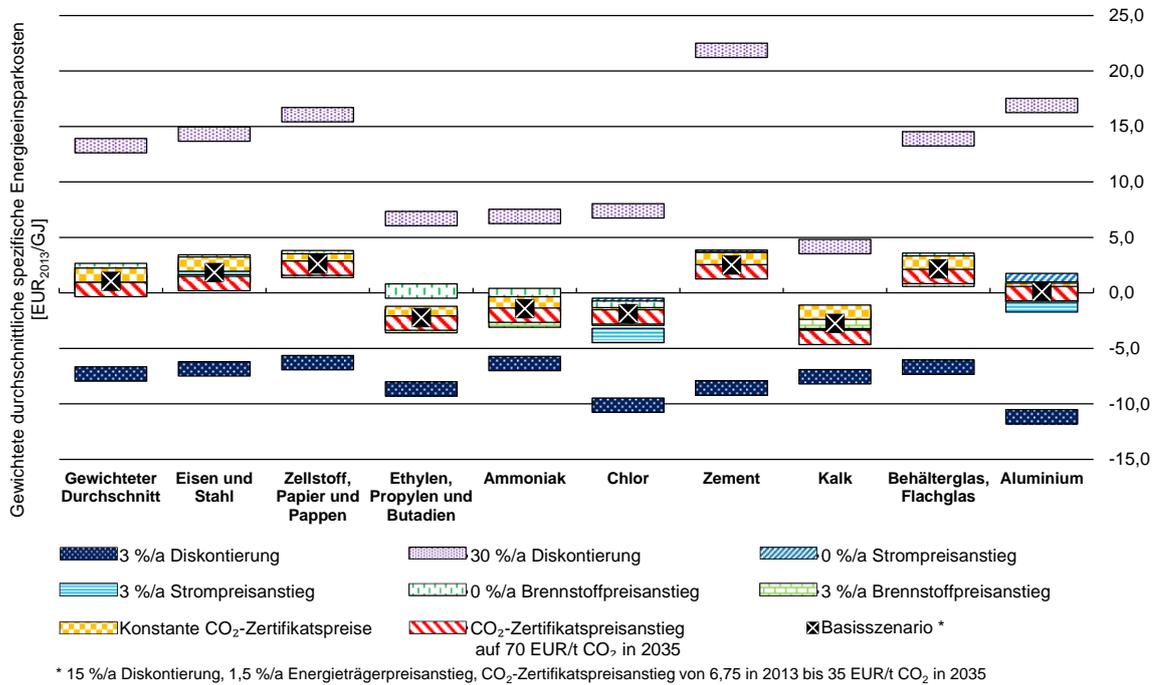


Abb. 6-23: Gewichtete, durchschnittlich spezifische Energieeinsparkosten in 2013 in Abhängigkeit der Parametervariationen

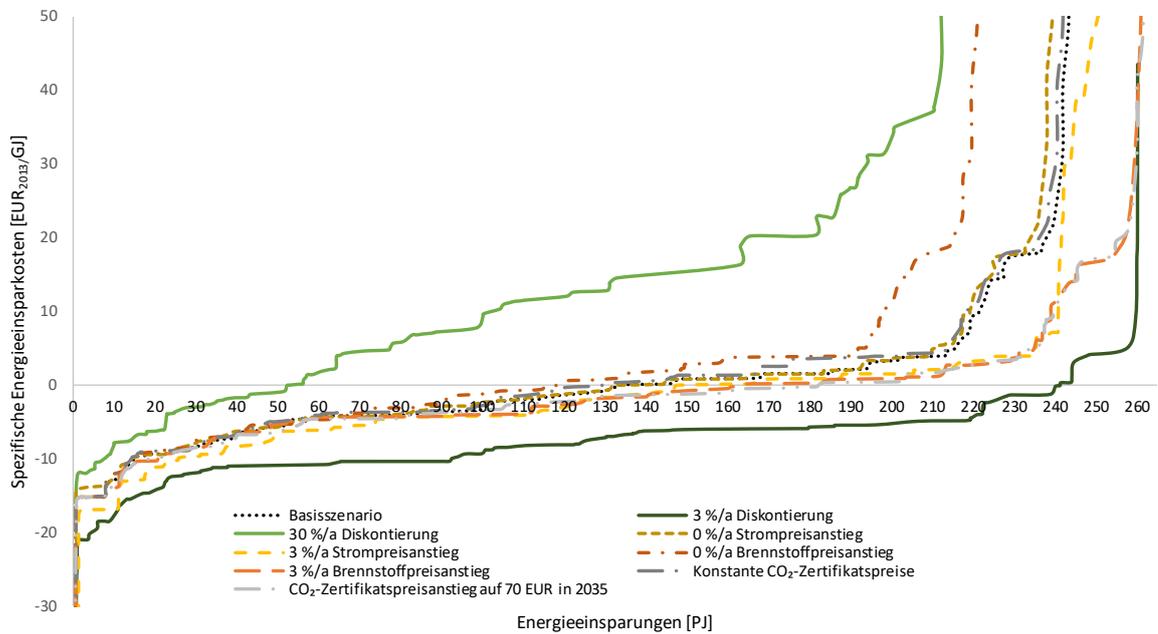


Abb. 6-24: Verlauf der Energieeinsparkostenkurve für die Herstellung ausgewählter energieintensiver Produkte in Deutschland in 2013 in Abhängigkeit von Parametervariationen

6.4.2 Variation des Strompreisanstiegs

Der Strompreis eines Unternehmens ist abhängig von den Energiebeschaffungskosten, den Transport- und Verteilungskosten sowie den zu entrichtenden Steuern und Abgaben. Als konservative Abschätzung wurde ein Anstieg der Strompreise von 1,5 %/a für den Zeitraum 2013 bis 2035 unterlegt. Die Variation des Strompreises hat von allen untersuchten Parametern den geringsten Einfluss auf das wirtschaftliche Energieeinsparpotenzial (s. Abb. 6-21), auf die durchschnittlich gewichteten Energieeinsparkosten (s. Abb. 6-23) und auf den Verlauf der Energieeinsparkostenkurve (s. Abb. 6-24). Das wirtschaftliche Energieeinsparpotenzial variiert mit einer maximalen Bandbreite von 3,8 PJ (s. Abb. 6-21). Mit jedem Prozentpunkt des Strompreisanstiegs werden durchschnittlich zusätzlich 1,26 PJ des technischen Energieeinsparpotenzials wirtschaftlich darstellbar. Die gewichteten durchschnittlichen Energieeinsparkosten sinken leicht mit zunehmendem Strompreisanstieg von 1,14 EUR₂₀₁₃/GJ bei 0 %/a auf 0,92 EUR₂₀₁₃/GJ bei 3 %/a Strompreisanstieg (s. Abb. 6-23). Die geringen Auswirkungen der Strompreisvariationen sind einerseits durch den geringen Anteil von 17 % an der Gesamtenergiebedarfsstruktur für die Herstellung der untersuchten Produktgruppen, andererseits durch den hohen Anteil an Brennstoffeinsparungen der untersuchten Energieeinsparmaßnahmen zu erklären. Im Durchschnitt spart eine Energieeinsparmaßnahme 340 MJ_{Strom}/t_{Produkt} und 664 MJ_{Brennstoffe}/t_{Produkt} ein.

Während die produktübergreifenden Auswirkungen gering ausfallen, hat die Variation des Strompreisanstiegs auf die Herstellung von insbesondere stromintensiven Produkten eine große Auswirkung. Die höchste Bandbreite in den Variationen des wirtschaftlichen Energieeinsparpotenzials weist Chlor sowohl absolut mit 2,9 PJ (s. Abb. 6-21) als auch relativ mit sechs Prozentpunkten (s. Abb. 6-22) auf. Im Gegensatz zu den Diskontratenvariationen kommt es hierbei zu keiner wirtschaftlich darstellbaren Veränderungen der Elektrolysezelle hinsichtlich der Stromdichte. Vielmehr wird die Neuzustellung von Membranelektrolysen durch den höheren Strompreisanstieg auch vor Ende der Nutzungsdauer wirtschaftlich. Die Verstromung des Wasserstoffs wird trotz höherer Opportunitätserslöse nicht wirtschaftlich darstellbar. In der Zementherstellung liegt die Bandbreite der wirtschaftlichen Energieeinsparpotenziale bei 1,4 PJ. In Brunke und Blesl (2014b) wurde gezeigt, dass bei einem zusätzlichen Strompreisanstieg um 1,5 ct/kWh die Substitution zu Vertikalmühlen vor Ende der Nutzungsdauer wirtschaftlich darstellbar wird. Die wirtschaftlichen Energieeinsparpotenziale in der Herstellung von Eisen und Stahl variieren in der Bandbreite um bis zu 1,4 PJ. In der stromintensiven Elektrostahlroute erhöht sich das wirtschaftliche Energieeinsparpotenzial durch die steigende Strompreisentwicklung von 4,5 PJ auf 5,8 PJ. Durch die höheren Strompreise werden kapitalintensive Umbauten wie die kontinuierliche Beschickung und Schrottvorwärmung über Ofenabwärmenutzung an weiteren Standorten wirtschaftlich. In der Papierherstellung hat die Variation der Strompreisanstiege eine geringe Auswirkung mit einer maximalen Bandbreite von 0,59 PJ. Die Mehrheit der Papierunternehmen decken ihren Energieverbrauch in Eigenversorgung mit KWK-Anlagen, um die Energiekosten zu senken (s. Anhang D). Ein erhöhter Strompreis könnte auch zu einer vermehrten Eigenstromerzeugung bspw. durch einen Zubau von weiteren KWK-Anlagen führen. KWK-Anlagen wurden in der Herstellung von Papier und Pappe aufgrund der fehlenden Auswirkungen auf

den Endenergieverbrauch nicht betrachtet. Neben der Herstellung von stromintensiven Produkten fallen Auswirkungen der Strompreisentwicklungen auf Energieeinsparmaßnahmen und deren Brennstoffeinsparungen zu Lasten eines höheren Strombedarfs an. Ein Beispiel ist der Einsatz von Sauerstoffbrennern mit Luftzerlegungsanlagen. Eine höhere Strompreisentwicklung mindert die Energieeinsparkosten um durchschnittlich 0,9 EUR₂₀₁₃/GJ. Umgekehrt verhält sich die Abwärmeverstromung mittels ORC-Anlagen oder mittels Dampfmotoren. Mit steigenden Strompreisen sinken die Energieeinsparkosten um 2,7 EUR₂₀₁₃/GJ, führen jedoch zu keinen zusätzlichen wirtschaftlichen Energieeinsparungen.

6.4.3 Variation des Brennstoffpreisanstiegs

Fossile Brennstoffe dominieren die Energiebedarfsstruktur der Herstellung der untersuchten Produktgruppen mit 83 %. Insbesondere bezüglich der zukünftigen Energieträgerpreisentwicklungen besteht eine Unsicherheit. Die Variation der Brennstoffpreisentwicklung hat von allen untersuchten Parametern, nach der Diskontrate, den zweitstärksten Einfluss auf das wirtschaftliche Energieeinsparpotenzial (s. Abb. 6-21), auf die durchschnittlich gewichteten Energieeinsparkosten (s. Abb. 6-23) und auf den Verlauf der Energieeinsparkostenkurve (s. Abb. 6-24). Das wirtschaftliche Energieeinsparpotenzial variiert mit einer maximalen Bandbreite von 35,4 PJ. Mit jedem zusätzlichen Prozentpunkt des Brennstoffpreisanstiegs werden durchschnittlich zusätzlich 11,8 PJ des technischen Energieeinsparpotenzials wirtschaftlich darstellbar. Die gewichteten Energieeinsparkosten sinken mit zunehmenden Brennstoffpreisentwicklungen von 1,73 EUR₂₀₁₃/GJ auf 0,51 EUR₂₀₁₃/GJ. Die Veränderungen der Brennstoffpreisentwicklungen haben insbesondere Auswirkungen auf den Verlauf der Kostenkurve im Bereich von positiven Energieeinsparkosten (s. Abb. 6-24). So beträgt die linearisierte Steigung der Kostenkurven 0,20 bei einem Brennstoffpreisanstieg von 0 %/a, 0,17 bei 1,5 %/a und 0,14 bei 3 %/a.

Die Auswirkungen der Variationen der Brennstoffpreisentwicklung auf die wirtschaftlichen Energieeinsparpotenziale fallen in den Produktgruppen unterschiedlich aus. Die höchste Sensitivität des wirtschaftlichen Energieeinsparpotenzials mit 4,6 PJ bis 29,6 PJ bzw. 3 % bis 21 % liegt in der Herstellung der Produktgruppe Ethylen. Bei Ethylen ist der Brennstoffanteil in der Energiebedarfsstruktur mit über 96 % von allen untersuchten Produktionsprozessen der höchste. Die starke Ausprägung der Variation ist anschaulich über den flachen Verlauf der Kostenkurven nah beim y-Achsenabschnitt ablesbar (s. Abb. 6-12). Im Wesentlichen sind in diesem Bereich die beiden Energieeinsparmaßnahmen neue Spaltöfen mit optimierter Strahlungszone und die Gasturbinenintegration zur Verbrennungsluftvorwärmung angesiedelt. Bei 1,5 %/a Preisanstieg sind neue Spaltöfen bei 88 % und die Gasturbinenintegration bei 27 % des technischen Energieeinsparpotenzials wirtschaftlich darstellbar. Bei einer Stagnation der Brennstoffpreisentwicklung sind beide Energieeinsparmaßnahmen dagegen nicht mehr wirtschaftlich. Die Zementherstellung reagiert mit einer Bandbreite von 8 bis 11 % am zweistärksten auf steigende Brennstoffpreisentwicklungen. Insbesondere die Nachrüstung mit einem Vorcalzinators an Drehrohröfen mit Zyklonvorwärmern wird mit steigenden Brennstoffpreisen um zusätzlich 2,2 PJ und 77 % des technischen Energieeinsparpotenzials wirtschaftlich darstellbar. Auch der Ausbau der Zyklonvorwärmer auf fünf

Stufen wird für vereinzelte Anlagen abhängig von der verbleibenden Nutzungsdauer der Bestandsanlage um zusätzlich 0,4 PJ wirtschaftlich. Die Sensitivität der Produktgruppe Eisen und Stahl fällt ggü. den Brennstoffpreisentwicklungen trotz hohem Brennstoffeinsatz mit unter zwei Prozentpunkten gering aus. Zwar steigen in der Maßnahmeneinzelbetrachtung die wirtschaftlichen Energieeinsparpotenziale bei der Gichtgasrückführung von 6,1 auf 10,1 PJ, beim Bandgießanlagen von 3,0 auf 8,1 PJ und bei der partiellen Sinterabgasrückführung von 0 auf 4,7 PJ, hingegen werden die Energieeinsparpotenziale durch die Wechselwirkungen u. a. durch zusätzliche Bandgießanlagen gemindert. Auch die Produktgruppe Papier weist als weiterer brennstoffintensiver Wirtschaftszweig eine geringe Sensitivität ggü. der Brennstoffpreisentwicklung auf. Zwar verändern sich die gewichteten durchschnittlichen Energieeinsparkosten von 1,0 mit stagnierenden Preisen auf 2,8 EUR₂₀₁₃/GJ mit 3% Preisanstieg, doch das wirtschaftliche Energieeinsparpotenzial verändert sich mit 160 TJ kaum.

6.4.4 Variation des CO₂-Zertifikatspreisanstiegs

Im Basisszenario wird von einem linearen Anstieg des CO₂-Zertifikatspreises von 6,75 EUR₂₀₁₃/tCO₂ in 2013 auf 35 EUR₂₀₁₃/tCO₂ in 2035 ausgegangen. Für die Sensitivitätsanalyse werden zusätzlich die Auswirkungen einer Stagnation und einer Verdopplung des CO₂-Zertifikatspreises auf 70 EUR₂₀₁₃/tCO₂ in 2035 untersucht. Führt eine Energieeinsparmaßnahme zur Minderung der Brennstoff- oder prozessbedingten CO₂-Emissionen, wird der verminderte Bedarf an CO₂-Zertifikaten in der Wirtschaftlichkeit berücksichtigt.

Die Variation der CO₂-Zertifikatspreisentwicklung hat nach der Diskontrate und der Brennstoffpreisentwicklung den drittgrößten Einfluss auf das wirtschaftliche Energieeinsparpotenzial (s. Abb. 6-21), auf die durchschnittlichen gewichteten Energieeinsparkosten (s. Abb. 6-23) und auf den Verlauf der Energieeinsparkostenkurve (s. Abb. 6-24). Das wirtschaftliche Energieeinsparpotenzial variiert mit einer maximalen Bandbreite von 21,1 PJ (s. Abb. 6-21). Mit jedem zusätzlichen Euro des CO₂-Zertifikatspreises in 2035 werden durchschnittlich 0,3 PJ des technischen Energieeinsparpotenzials zusätzlich wirtschaftlich darstellbar. Die gewichteten Energieeinsparkosten sinken mit zunehmendem CO₂-Zertifikatspreis in 2035 von 1,60 EUR₂₀₁₃/GJ auf 0,32 EUR₂₀₁₃/GJ bei 70 EUR₂₀₁₃/tCO₂ in 2035 (s. Abb. 6-23). Die Veränderungen der CO₂-Zertifikatspreise haben vergleichsweise moderate Auswirkungen auf den Verlauf der Kostenkurve (s. Abb. 6-24). So beträgt die linearisierte Steigung der Kostenkurven bei einer stagnierenden Entwicklung 0,17 und bei 70 EUR₂₀₁₃/tCO₂ in 2035 0,18.

Die Auswirkungen der Variationen der CO₂-Zertifikatspreisentwicklung auf die wirtschaftlichen Energieeinsparpotenziale fallen in den Produktgruppen unterschiedlich aus. Auffällig sind die hohen Auswirkungen bei Eisen und Stahl auf das wirtschaftliche Energieeinsparpotenzial von 41,1 PJ bis 57,6 PJ, bzw. in Relation zum Energieverbrauch in 2013 von 7 % bis 10 % im Vergleich zu den anderen Produktgruppen. Die überdurchschnittliche Sensitivität lässt sich im Wesentlichen auf die Gichtgasrückführung und die zusätzliche Kohlen-

staubeinblasung zurückführen, da beide Energieeinsparmaßnahmen nicht nur die brennstoffbedingten, sondern zusätzlich die prozessbedingten CO₂-Emissionen mindern. Das technische Minderungspotenzial der Gichtgasrückführung liegt bei 21,6 PJ und 6,4 MtCO₂. Im Vergleich zu konstanten CO₂-Zertifikatspreisen verändert sich das wirtschaftliche Minderungspotenzial von 8,1 PJ und 2,4 MtCO₂ auf 15,1 PJ und 4,5 MtCO₂. Die Gichtgasrückführung wird als eine von vier Maßnahmen von ULCOS, dem internationalen Konsortium aus Stahlunternehmen, vorgeschlagen, um die CO₂-Emissionen in der Stahlproduktion bis 2050 auf 50 % zu senken. Das wirtschaftliche Minderungspotenzial bei hohen CO₂-Zertifikatspreisen liegt bei 9 % in Relation zu den CO₂-Emissionen in 2013. Die direkte Nutzung von Kohlenstaub im Hochofen mindert den Koksbedarf und die mit der Herstellung verbundenen prozessbedingten CO₂-Emissionen in der Kokerei. Von dem technischen Minderungspotenzial von 6,5 PJ und 0,74 MtCO₂ werden 3,9 PJ und 0,47 MtCO₂ bei einer Stagnation und 5,2 PJ und 0,62 MtCO₂ bei einer hohen CO₂-Zertifikatspreisentwicklung erschlossen. Daneben wurden in der Einzelbetrachtung weitere Energieeinsparmaßnahmen betrachtet, die ebenfalls prozessbedingte CO₂-Emissionen mindern. Der Ersatz von Kohlenstoffanoden durch inerte Anoden reduziert die prozessbedingten CO₂-Emissionen vollständig um 0,65 MtCO₂. Die direkte Nutzung von Biokohlenstaub im Hochofen mindert zusätzlich bis zu 8,8 MtCO₂. Keramische Pyrolyserohre oder katalytische Spaltöfen mindern die prozessbedingten CO₂-Emissionen durch Katalysatorabbrand und Brennstoffe um bis zu 2,6 MtCO₂. In der Zementindustrie kann der Biomasseanteil in den Sekundärbrennstoffen bilanziell zu einer CO₂-Minderung von 0,16 MtCO₂ beitragen. Die Entwicklung neuartiger hydraulischer Bindemittel senkt zusätzlich die Emissionen des Calzinierungsprozesses um 1,6 MtCO₂. Nur Prozessinnovationen konnten von den untersuchten Energieeinsparmaßnahmen maßgeblich prozessbedingte CO₂-Emissionen mindern. Aufgrund ihrer fehlenden Marktreife zum Jahr 2013 wurden diese von der Energieeinsparkostenkurve ausgeschlossen, sodass die Auswirkungen der Variation der CO₂-Zertifikatspreisentwicklung in Abhängigkeit der CO₂-Emissionsfaktoren mit denen der Brennstoffpreisentwicklungen korrelieren.

7 Zusammenfassung und Ausblick

Die Ergebnisse der vorliegenden Arbeit werden in Abschnitt 7.1 zusammengefasst. Dieses Kapitel schließt in Abschnitt 7.2 mit einem Ausblick über zukünftige Forschungsfragen ab.

7.1 Zusammenfassung

Die Europäische Kommission priorisiert den Klimawandel, die weiträumige Nutzung von knappen Ressourcen und die Versorgungssicherheit zu den drei wesentlichen Herausforderungen der Energiepolitik. Eine verbesserte Energieeffizienz wurde dabei als kosteneffizienter Ansatz identifiziert, der einen Beitrag leisten kann, diese drei politischen Herausforderungen gleichzeitig anzugehen. Die Industrie hat einen Anteil von 28 % des Endenergiebedarfs von Deutschland in 2013 und ist für 35 % der Treibhausgase verantwortlich. 65 % des industriellen Energiebedarfs werden von 3,5 % der Unternehmen verursacht, die als energieintensive Industrie bezeichnet werden. Untersuchungen zeigten, dass Energieeinsparmaßnahmen von Anlagenbetreibern nicht umgesetzt werden, obwohl diese wirtschaftlich darstellbar sind. Dieses Phänomen wird als Energieeffizienzlücke bezeichnet und u. a. durch die Existenz von Hemmnissen begründet. Für die Formulierung energiepolitischer Ziele ist eine möglichst realitätsnahe Quantifizierung der Energieeffizienzlücke von Bedeutung.

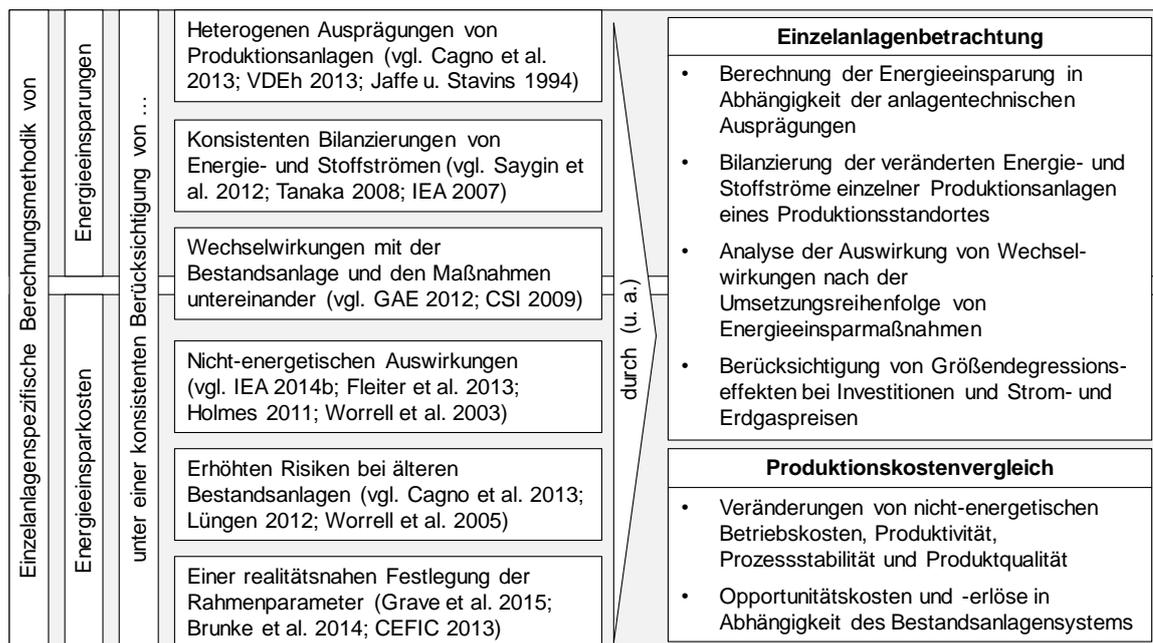


Abb. 7-1: Schematische Übersicht der Erweiterungen der Berechnungsmethoden für Energieeinsparungskostenkurven unter Berücksichtigung ausgewählter Limitierungen in der Berechnungsmethode von Energieeinsparungen und Energieeinsparkosten in Energieeffizienzuntersuchungen für die energieintensive Industrie

In der Untersuchung wurden unterschiedliche Limitierungen bisheriger Energieeffizienzuntersuchungen zusammengetragen. Diese umfassen u. a. den hohen Aggregationsgrad, welcher die technologischen Ausprägungen der heterogenen Produktionsanlagen nicht berücksichtigen kann, die inkonsistente Festlegung von Bilanzgrenzen bei hoch integrierten Produktionsprozessen, welche als wesentliche Ursache für methodische Fehler identifiziert

wurde, die fehlende Berücksichtigung von Wechselwirkungen von Energieeinsparmaßnahmen untereinander, die mangelnde Berücksichtigung von nicht-energetischen Vorteilen von Energieeinsparmaßnahmen, erhöhte Risiken für Anlagenbetreiber bei der Umsetzung von Maßnahmen an älteren Bestandsanlagen und schließlich eine mangelnde betriebswirtschaftliche Sichtweise in der Parameterfestlegung für die Wirtschaftlichkeitsberechnung (s. Abb. 7-1).

Das Ziel der Arbeit ist im ersten Schritt die Entwicklung einer Methodik zur Berechnung einzelanlagen spezifischer Energieeinsparungen sowie deren Energieeinsparkosten und im zweiten Schritt die Anwendung der einzelanlagen spezifischen Berechnungsmethodik auf eine detaillierte und konsistente Beschreibung ausgewählter energieintensiver, industrieller Produktionsprozesse in Deutschland.

Durch die Entwicklung einer einzelanlagen spezifischen Berechnungsmethodik konnten einzelne identifizierte Limitierungen bisheriger Energieeffizienz-Untersuchungen aufgegriffen und gemindert werden. So konnten die Energieeinsparungen und die Energieeinsparkosten der jeweiligen Energieeinsparmaßnahmen in Abhängigkeit zu den anlagentechnischen Ausprägungen wie Produktionskapazität, Auslastung, Energieträger-, Rohstoff-, nicht-energetische Betriebsstoff-, Hilfsmiteleinsetze und anderer anlagenspezifischer Parameter berechnet werden. Zudem war durch die einzelanlagen spezifische Berechnungsmethodik die Berücksichtigung von Wechselwirkungen bei der Umsetzung mehrerer Energieeinsparmaßnahmen in demselben Bilanzraum möglich. Eine entscheidende Rolle spielt dabei die Umsetzungsreihenfolge, bei der zwischen sich gegenseitig ausschließenden und sich beeinflussenden Energieeinsparmaßnahmen unterschieden wurde. Die Umsetzungsreihenfolge von sich gegenseitig ausschließenden Maßnahmen richtet sich nach der Wirtschaftlichkeit der Energieeinsparmaßnahme, d. h. dem Produkt aus Energieeinsparung und spezifischen Energieeinsparkosten. Die Umsetzungsreihenfolge von sich gegenseitig stetig beeinflussenden Energieeinsparmaßnahmen folgt hingegen einer Energieeinsparhierarchie, welche die Maßnahmen nach ihrer tendenziellen Fähigkeit, den Ressourceneinsatz aus einer Systemperspektive zu minimieren, priorisiert. Die konkrete Auswirkung von Wechselwirkungen auf die anlagenspezifischen Energieeinsparungen einer Energieeinsparmaßnahme wurde über einen Wechselwirkungsfaktor ausgedrückt.

Die Berechnung der Energieeinsparkosten basiert auf dem Vergleich der diskontierten Produktionskosten nach der Umsetzung der Energieeinsparmaßnahme und dem Ausgangszustand über den Zeitraum 2013 bis 2035. Die Produktionskostendifferenz wurde ins Verhältnis zu den jeweiligen Energieeinsparungen gesetzt, um den Kennwert der spezifischen Energieeinsparkosten zu erhalten. Die untersuchten Produktionskosten umfassen den Kapitalaufwand der Energieeinsparmaßnahme und der Bestandsanlage sowie die Veränderungen der energetischen und nicht-energetischen Betriebskosten. Bei der Berechnung des Kapitalaufwands wurde zwischen einer Substitutionsmaßnahme und einer Ergänzungsmaßnahme unterschieden. Im Fall der Substitutionsmaßnahme wurden die Opportunitätsverluste durch die Neuzustellung der Bestandsanlage berücksichtigt. Im Fall von Ergänzungsmaßnahmen wurden die ggf. höheren Opportunitätskosten für die Umsetzung an älteren Bestandsanlagen

berücksichtigt. Für beide Fälle wurden Größendegressionseffekte im spezifischen Kapitalaufwand und im Endkundenpreis für die leitungsgebundenen Energieträger Strom und Erdgas berücksichtigt. Die Erfassung der nicht-energetischen Betriebskosten ermöglichte es u. a. die Auswirkungen von nicht-energetischen Vorteilen von Energieeinsparmaßnahmen, wie eine erhöhte Produktivität oder einen verringerten Wartungsaufwand in der Wirtschaftlichkeitsberechnung, einzubeziehen. Abb. 7-1 fasst die identifizierten Limitierungen bisheriger Energieeffizienzuntersuchungen zusammen und stellt sie den Aspekten der einzelanlagenspezifischen Berechnungsmethode gegenüber.

Die entwickelte Methodik wurde auf die Herstellungsverfahren der zehn energieintensivsten Produktgruppen in Deutschland für das Jahr 2013 angewendet. Diese haben einen Gesamtenergiebedarf von 1 309 PJ bzw. 81 % des Energiebedarfs der energieintensiven Industrie und 51 % des Energiebedarfs des produzierenden Gewerbes in 2013. In bisherigen Energieeffizienzuntersuchungen konnten methodische Fehler auf inkonsistente Bilanzgrenzen zurückgeführt werden. Auf eine konsistente Festlegung des Bilanzraums der Herstellungsverfahren der untersuchten Produktgruppen wurde daher ein besonderes Augenmerk gelegt. Für die Einzelanlagenuntersuchung ist eine detaillierte Datengrundlage (u. a. Produktionskapazität, Produktionsmenge, Jahr der Inbetriebnahme, Jahr der letzten Modernisierung, Anwendungspotenziale der identifizierten Energieeinsparmaßnahme) erforderlich. Insgesamt wurden für die Herstellung von zehn Produktgruppen 859 Einzelanlagen identifiziert und deren Parameter dokumentiert. Für die Herstellungsverfahren wurden 164 in 2013 verfügbare Energieeinsparmaßnahmen identifiziert, die direkt am Produktionsprozess ansetzen. Maßnahmen, die zu keiner Energieeinsparung führen, einen Querschnittcharakter aufweisen oder im Wesen aus der Substitution von Primär- zu Sekundärprozessen bestehen, wurden aus der Untersuchung ausgeschlossen. Die Einzelanlagenuntersuchung machte die Datenerhebung der Energieeinsparmaßnahmen und des Anlagenbestands zu einer Herausforderung, die durch einen kombinierten Ansatz von Primär- und Sekundärdatenerhebungen gelöst wurde.

In der Maßnahmeneinzelbetrachtung wurden für die Produktgruppen die Auswirkungen der Umsetzung einer Energieeinsparmaßnahme an der jeweiligen Produktionsanlage ohne Wechselwirkungen bilanziert. Produktübergreifend ist festzuhalten, dass die 10 % der Energieeinsparmaßnahmen mit dem höchsten Kapitalwert (u. a. die flammenlose Oxidation in den Warmwalzwerken der Stahlherstellung, der Ersatz von Steilkegel- oder Einscheibenrefiner durch Doppelscheibenrefiner in der Papierzellstoffherstellung und die Gasturbinenintegration zur Verbrennungsluftvorwärmung an den Ethylen-Dampfpaltöfen) auf einer Substitution der Bestandsanlage durch die besten verfügbaren Technologie basieren. Hingegen ist diese Substitution bei jüngeren Bestandsanlagen nur in vereinzelten Fällen wirtschaftlich vertretbar. Das hohe durchschnittliche Bestandsanlagenalter ist ein Grund für die Wirtschaftlichkeit von Substitutionsmaßnahmen. Unter den zehn Prozent der Energieeinsparmaßnahmen mit den niedrigsten Energieeinsparkosten (u. a. verbesserte Prozessregelung durch in-situ Temperaturmessung am Elektrolichtbogenofen, Neun-Box-Prozessregelungssystem der Schmelzflusselektrolysezelle und die Brennstoffstufung mit Sekundärgas von

Behälterglasschmelzwannen) sind insbesondere Maßnahmen vertreten, die auf einer Optimierung der Anlagenfahrweise beruhen. Dementsprechend betragen die Energieeinsparungskosten der Energieeinsparmaßnahmen, die auf eine Optimierung der Anlagenfahrweise abzielen, -5,8 EUR₂₀₁₃/GJ, während die kapitalintensiveren Substitutionen durch die besten verfügbaren Technologie Energieeinsparungskosten von 0,7 EUR₂₀₁₃/GJ im gewichteten Durchschnitt über alle Maßnahmen aufweisen. Bei den 10 % der unwirtschaftlichsten Maßnahmen (u. a. Abwärmeverstromung der Kokstrockenkühlung und Abwärmeverstromung des Klinkerkühlers) handelt es sich überwiegend um Maßnahmen der Abwärmerückgewinnung.

Produktgruppenübergreifend wurde ein technisches Energieeinsparpotenzial von 245,2 PJ bzw. 18 % des Gesamtenergiebedarfs in 2013 errechnet. Von dem technischen Energieeinsparpotenzial konnten 55 % bzw. 134,2 PJ als wirtschaftlich dargestellt werden. Das Ausmaß der Energieeffizienzlücke in der Herstellung der ausgewählten energieintensiven Produkte kann in Anlehnung an das identifizierte, wirtschaftliche Energieeinsparpotenzial auf 10 % für das Jahr 2013 quantifiziert werden. Ein Vergleich der Ergebnisse mit bisherigen Energieeffizienzuntersuchungen zeigte, dass Untersuchungen mit vergleichbarem Bilanzraum und vergleichbaren Rahmenparametern das wirtschaftlich darstellbare Energieeinsparpotenzial zwei bis drei Prozentpunkte größer einschätzen. Die differenzierte Betrachtung nach Produktgruppen und Einzelanlagen zeigte wesentlich stärkere Abweichungen zu bisherigen Untersuchungen, die sich überwiegend auf die Erweiterung der Berechnungsmethodik und die Berücksichtigung der individuellen Ausprägung von Produktionsanlagen zurückführen ließen. Diese Abweichungen innerhalb der Produktgruppen scheinen sich jedoch im produktübergreifenden Potenzial soweit zu egalisieren, dass sie sich den Ergebnissen bisheriger Untersuchungen annähern.

In der Sensitivitätsanalyse wurden die Diskontrate, die Energieträgerpreisentwicklungen und der CO₂-Zertifikatspreisanstieg variiert, um die Auswirkungen auf das wirtschaftlich darstellbare Energieeinsparpotenzial und die Energieeinsparungskosten zu untersuchen. Die CO₂-Zertifikatspreise hatten, gefolgt von den Strompreisen, die geringsten Auswirkungen auf die wirtschaftlich darstellbaren Energieeinsparungen. So wurden mit jedem zusätzlichen Euro des CO₂-Zertifikatspreises durchschnittlich 0,3 PJ der technischen Energieeinsparungen wirtschaftlich darstellbar. Mit jedem Prozentpunkt des Strompreisanstiegs wurden durchschnittlich zusätzlich 1,3 PJ der technischen Energieeinsparungen wirtschaftlich darstellbar. Die stärksten Sensitivitäten auf die wirtschaftlich darstellbaren Energieeinsparungen hatten die Brennstoffpreisanstiege und die Diskontrate. Mit jedem zusätzlichen Prozentpunkt der jährlichen Brennstoffpreisentwicklung wurden zusätzlich 11,8 PJ der technischen Energieeinsparungen wirtschaftlich darstellbar. Mit jedem verringerten Prozentpunkt der Diskontrate steigen die wirtschaftlich darstellbaren Energieeinsparungen um durchschnittlich 6,6 PJ.

7.2 Ausblick und weiterer Forschungsbedarf

Auf Basis der Ergebnisse können vier Anknüpfungspunkte als weitergehender Forschungsbedarf abgeleitet werden. Der erste Anknüpfungspunkt umfasst die weitergehende Untersuchung von Hemmnissen (bspw. mangelnder Zugang zu Kapital), welche der Umsetzung der

identifizierten, wirtschaftlich darstellbaren Energieeinsparmaßnahmen entgegenstehen. Für die Erreichung von Energieeinsparzielen müssen bestehende Hemmnisse identifiziert und durch geeignete Maßnahmen gemindert werden. Es gilt hierbei zu beachten, dass Maßnahmen zur Minderung von Hemmnissen (bspw. Verpflichtungen zur Einführung von Energiemanagementsystemen, zinsvergünstigte Darlehen, Subventionen von Energieaudits) mit Kosten verbunden sind, welche ebenfalls dem Marginalprinzip unterliegen. Unter dem Ziel der Gesamtkostenminimierung ergibt sich die zusätzliche Fragestellung nach der Art und dem Umfang des Einsatzes.

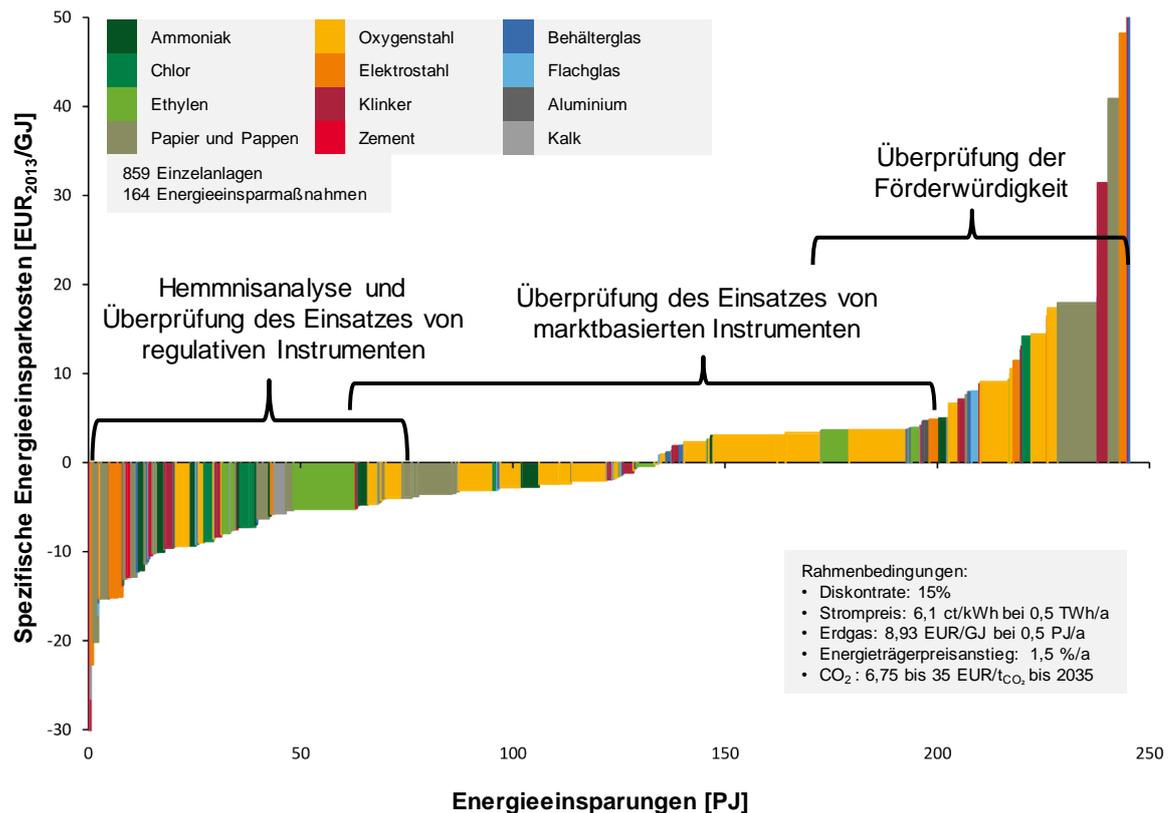


Abb. 7-2: Drei Bereiche der Energieeinsparkostenkurve für die Herstellung der untersuchten Produktgruppen im Basisszenario 2013 als Anknüpfungspunkte für weitergehende Forschungen

Für die Identifikation von Hemmnissen und die Ableitung von Minderungsmaßnahmen kann die erstellte Energieeinsparkostenkurve unterstützend eingesetzt werden, indem sie in drei Untersuchungsbereiche unterteilt wird (s. Abb. 7-2). Der erste Bereich umfasst die Maßnahmen mit hohen negativen Energieeinsparkosten. Diese Maßnahmen sollten in einer Einzelmaßnahmenuntersuchung einer weiterführenden Hemmnisanalyse unterzogen werden. Finden identifizierte Hemmnisse ihren Ursprung in einem Marktversagen, ist eine notwendige, jedoch keine hinreichende, Bedingung für einen regulatorischen Markteingriff gegeben. Der zweite Bereich umfasst die Energieeinsparmaßnahmen im Bereich um den Schnittpunkt der Energieeinsparkostenkurven. Zur Hebung des Investitionsanreizes könnte der Einsatz von markt- oder mengenbasierten politischen Instrumenten, unter Berücksichtigung bestehender Befreiung von Energiesteuern, Abgaben und Umlagen, untersucht werden. Der dritte und rechte Bereich der Kostenkurve umfasst Energieeinsparmaßnahmen mit

hohen Energieeinsparkosten. Eine regulatorische Auflage zur Umsetzung dieser Maßnahmen würde zu erheblichen zusätzlichen Kosten für die Anlagenbetreiber führen. Eine Option wäre eher die Untersuchung der Förderwürdigkeit u. a. von Forschungs- und Entwicklungsprojekten von ausgewählten Energieeinsparmaßnahmen, mit dem Ziel die Kosteneffizienz langfristig zu erhöhen. Beispiele für diese Maßnahmen umfassen die Kokstrockenkühlung, die Abwärmenutzung der Hochofenschlacke, die Brennstoffzellen-Wasserstoffverstromung der Chlorelektrolyse und die ORC-Abwärmeverstromung des Klinkerkühlers. Beste verfügbare Technologien wie Gleichstrom-Elektrolichtbogenöfen oder Klinkerdrehrohröfen mit Zyklonvorwärmer und Vorcalzinators sollten von dieser weitergehenden Untersuchung ausgenommen werden, da hierbei von einer natürlichen Diffusion auszugehen ist.

Der zweite Anknüpfungspunkt umfasst die Untersuchung der Auswirkungen von wirtschaftlich darstellbaren Energieeinsparmaßnahmen auf die Abwanderungsgefahr von energieintensiven Unternehmen in Deutschland. In der Problemstellung wurde ausgeführt, dass Betreiber energieintensiver Anlagen aufgrund der höheren Produktionskosten den Produktionsstandort Deutschland zunehmend in Frage stellen. Gleichzeitig produzieren energieintensive Anlagen in der Regel homogene Güter, die dem internationalen Wettbewerb ausgesetzt sind. Je höher die Energie- und Handelsintensität eines Anlagenbetreibers, desto stärker ist er von diesen Faktoren betroffen (s. Abb. 7-3).

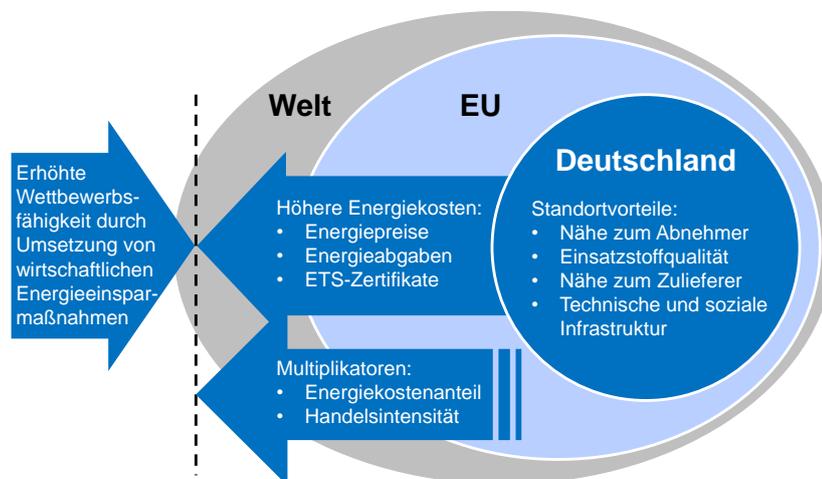


Abb. 7-3: Ausgewählte Push-und-Pull Faktoren für die Abwanderungsgefahr von energieintensiven Unternehmen aus Deutschland (eigene Darstellung in Anlehnung an Rieseberg und Wörlen 2010)

Die Umsetzung von kosteneffizienten Energieeinsparmaßnahmen kann sich durch Produktionskosten und nicht-energetische Vorteile (u. a. erhöhte Produktivität, erhöhte Produktqualität, erhöhte Ausfallssicherheit, geringere Wartungskosten oder ein geringerer Bedarf von Hilfs- und Zusatzstoffen) positiv auf die Produktionskosten auswirken und die Wettbewerbsfähigkeit der energieintensiven Industrie in Deutschland stärken. Die vorliegenden Energieeinsparkostenkurven bieten eine Grundlage für die Untersuchung der Produktionskostenminderungspotenziale durch die Umsetzung der wirtschaftlich darstellbaren Energieeinsparmaßnahmen. In einem weltweiten Gleichgewichtsmodell könnten die Auswirkungen

dieser Potenziale auf die Abwanderungsgefahr unter Berücksichtigung der weltweit abweichenden Preis- und Standortfaktoren untersucht werden.

Der dritte Anknüpfungspunkt betrifft den zeitlichen Verlauf der Diffusion von wirtschaftlich darstellbaren Energieeinsparmaßnahmen. Die in dieser Arbeit vorgestellte einzelanlagenspezifische Berechnungsmethodik und Datengrundlage kann durch eine realitätsnahe Simulation der Entwicklung und Umsetzung der untersuchten Energieeinsparmaßnahmen durch Anlagenbetreiber unter Berücksichtigung der verbleibenden Nutzungsdauer, der Wartungsintervalle der Anlagen, der Umsetzungsdauer, deren Verfügbarkeit und der Entwicklung der Investitionen und Betriebskosten erweitert werden. Durch eine modellendogene Diffusionsrate können potenzielle Lock-In-Effekte identifiziert und bewertet werden. So kann die kurzfristige Umsetzung von aus heutiger Sicht kosteneffizienten Maßnahmen die Umsetzungskosten von zukünftig kosteneffizienten Maßnahmen erhöhen, oder die Umsetzung gar verhindern.

Der vierte und letzte Anknüpfungspunkt umfasst die Berechnung einer gesamtkostenminimalen Umsetzungsreihenfolge von sich gegenseitig beeinflussenden Energieeinsparmaßnahmen in einem Bilanzraum. Die Lösung dieses Problems ist u. a. aufgrund der gegenseitigen Abhängigkeiten und der Vielzahl der Kombinationsmöglichkeiten nicht trivial. In der vorliegenden Arbeit wurde zur Approximation ein sequentiell-iterativer Ansatz auf Basis einer Energieeinsparhierarchie gewählt. Während die Auswirkungen einer gesamtkostenminimalen Umsetzungsreihenfolge auf die kumulierten Energieeinsparungen gegenüber dem Ansatz der vorliegenden Arbeit tendenziell wohl geringfügig ausfallen dürften, wären die Auswirkungen auf die Energieeinsparungen und auf die Energieeinsparkosten der Einzelmaßnahmen ausgeprägter. Denn, je später eine Energieeinsparmaßnahme umgesetzt wird, desto stärker wirken die Wechselwirkungen der vorhergehenden Maßnahmen auf die Energieeinsparungen. Ein Vergleich der vorliegenden Ergebnisse mit denen aus einer gesamtkostenminimalen Umsetzungsreihenfolge könnte die Güte der sequentiell-iterativen Umsetzungsreihenfolge quantifizieren.

8 Literaturverzeichnis

- Aalbu, J. (2015): Hydro Technology. Hg. v. Hydro. Online verfügbar unter <http://www.hydro.com/upload/Documents/Presentations/Investor/Hydro%20Technology%20Update.pdf>, zuletzt geprüft am 27.03.2015.
- Access Intelligence (2012): Economic Indicators. Marshall & Swift Equipment Cost Index. In: Chemical Engineering Journal (1), S. 56.
- Aden N.; Bradbury, J.; Tompkins, F. (2013): Energy efficiency in U.S. manufacturing. The case of midwest pulp and paper mills. Hg. v. World Resources Institute. Online verfügbar unter <http://pdf.wri.org/energy-efficiency-in-us-manufacturing-midwest-pulp-and-paper.pdf>, zuletzt geprüft am 18.07.2013.
- AGEB (2014): Energie in Zahlen. Arbeit und Leistungen der AG Energiebilanzen. Unter Mitarbeit von H.-J Ziesing, R. Görgen, U. Maaßen und M. Nickel. Hg. v. Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.
- Aichinger, Horst M. (2007): 6. CO₂-Monitoring-Fortschrittsbericht der Stahlindustrie in Deutschland. Beispiele von Maßnahmen der Stahlindustrie zur Steigerung der Energie- und Ressourceneffizienz mit CO₂-Minderungen in den Jahren 2003, 2004 und 2005. Unter Mitarbeit von J.-T Ghenda. Hg. v. Stahlinstitut VDEh. Düsseldorf.
- AISI (2010): Technology Roadmap Research Program for the Steel Industry. Hg. v. American Iron and Steel Institute (AISI) - Steelworks. Online verfügbar unter <http://www.steel.org/~~/media/Files/AISI/Making%20Steel/TechReportResearchProgramFINAL.ashx>, zuletzt geprüft am 28.01.2012.
- Aleris Recycling (German Works) GmbH (Hg.) (2012): Gemeinsame Umwelterklärung 2012. Für die Standorte: Werk Deizisau, Werk Grevenbroich, Werk Töging.
- Al-Mansour, F.; Merse, S.; Tomsic, M. (2003): Comparison of energy efficiency strategies in the industrial sector of Slovenia. In: Energy 28 (5), S. 421–440. DOI: 10.1016/S0360-5442(02)00141-X.
- APP (2009): Energy Efficiency and Resource Saving Technologies in Cement Industry. Hg. v. Asia-Pacific Partnership on Clean Development & Climate. Online verfügbar unter http://www.asiapacificpartnership.org/pdf/projects/cement/app_booklet_of_cement_technology.pdf, zuletzt geprüft am 29.04.2014.
- APP (2010): The State-of-the-Art Clean Technologies (SOACT) for Steelmaking Handbook. Raw materials through Steelmaking, including Recycling Technologies, Common Systems, and General Energy Saving Measures. Online verfügbar unter <http://asiapacificpartnership.org/pdf/Projects/Steel/SOACT-Handbook-2nd-Edition.pdf>, zuletzt geprüft am 11.09.2012.
- Appl, M. (2014a): Ammonia, 1. Introduction. In: John Wiley and Sons, Inc (Hg.): Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry. Weinheim, Germany: Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KG.
- Appl, M. (2014b): Ammonia, 2. Production Processes. In: John Wiley and Sons, Inc (Hg.): Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry. Weinheim, Germany: Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, S. 139–225.

- Appl, M. (2014c): Ammonia, 3. Production Plants. In: John Wiley and Sons, Inc (Hg.): Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry. Weinheim, Germany: Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, S. 227–261.
- Arens, M.; Worrel, E.; Schleich, J. (2012): Energy intensity development of the German iron and steel industry between 1991 and 2007. In: Energy Policy (45), S. 786–797.
- Asahi Kasei (Hg.) (2009): Recent Development of Asahi Kasei Chemicals' IM Technology to reduce Power consumption. Asahi Kasei Chemicals Corporation.
- Babich, A.; Senk, D.; Fernandez, M. (2010): Charcoal Behavior by Its Injection into the Modern Blast Furnace. In: ISIJ International 50 (1), S. 81–88.
- Backes, H.-P.; Brandenburger, D.; Meißner, M. (2011): Flugasche - Verfügbarkeit, Logistik, Potenzial. Hg. v. BauMineral GmbH. Herten. Online verfügbar unter http://www.baumineral.de/news/p/Flugasche_Verfuegbarkeit_Logistik_Potenzial_-_Stand_14_11_2011.pdf, zuletzt geprüft am 11.04.2013.
- Backlund, S.; Thollander, P.; Palm, J.; Ottosson, M. (2012): Extending the energy efficiency gap. In: Energy Policy 51, S. 392–396. DOI: 10.1016/j.enpol.2012.08.042.
- Balender, T.; Fandrich, R.; Jungblut, H.-A.; Kemper, G.; Müller, R.; Narzt, H.P et al. (2009): Zum Entwicklungsstand der Stranggießtechnologie. In: stahl und eisen 129 (7), S. 22–39.
- Bandusch, L.; Dettmer, B.; Fandrich, R.; Kleimt, B.; Krüger, K.; Ploner, P.P; Treppschuh, F. (2012): Electric steel production in Europe — efficient and challenging. In: stahl und eisen 132 (9), S. 29–40.
- Barrickman, L.; Leone, P. (2006): Leone Industries: Experience with Cullet Filter /Preheater. Proceedings 67th Conference on Glass Problems. Columbus OH, USA.
- BASF SE (Hg.) (2010): Die Chloralkalielektrolyse. Lernen mit BASF.
- Basten, M.; Bröker, H.; Eber, B.; Hilger, J.; Lütkehaus, M.; Reimer, T. et al. (2002): Zementrohstoffe in Deutschland. Geologie, Massenbilanz, Fallbeispiele. Hg. v. Bundesverband der Deutschen Zementindustrie e.V. Köln, Düsseldorf. Online verfügbar unter <https://www.vdz-online.de/fileadmin/gruppen/bdz/Themen/Rohstoffe/Zementrohstoffe.pdf>, zuletzt geprüft am 22.01.2013.
- Bätz, K. D. (2012): Druckluft als Utility. Energie-Outsourcing bietet vielfältige Vorteile. In: Kaeser Report (1), S. 15–16. Online verfügbar unter <http://www.kaeser.de/Images/2012-1-Gerresheimer-Gruppe-tcm6-361020.pdf>, zuletzt geprüft am 12.11.2013.
- bdew (Hg.) (2014): BDEW-Strompreisanalyse Juni 2014. Haushalte und Industrie. BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
- Beach, R. H.; Bullock, A. M.; Heller, K. B.; Domanico, J. L.; Muth, M.K., O'Connor, A.C.; Spooner, R. B. (2000): Lime Production: Industry Profile. Hg. v. U.S. Environmental Protection Agency. Research Triangle Institute. Durham, North Carolina, USA.
- Beaumont, N. J. and R. Tinch (2004). Abatement cost curves: a viable management tool for enabling the achievement of win-win waste reduction strategies?" Journal of Environmental Management 71 (3). S. 207-215

- Beck, A. (2014): Untersuchung des wirtschaftlichen Energieeinsparpotentials bei der Herstellung atmosphärischer Gase in Deutschland. Bachelorarbeit. Universität Stuttgart, Stuttgart. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung.
- Beer, J. de; Worrell, E.; Blok, K. (1998): Future Technologies for energy-efficient iron and steel making. In: *Annu. Rev. Energy Env.* (23), S. 123–205.
- Beer, M.; Corradini, R.; Gobmaier, T.; Köll, L.; Podhajsky, R.; Vogler, G.; Zotz, M. (2009): CO₂-Verminderung in Deutschland. Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (FfE). München.
- Behr, A.; Agar, D. W.; Jörisen, J. (2010): Einführung in die Technische Chemie. Heidelberg: Spektrum Akademischer Verlag.
- Bender, W.; Klima, R.; Lungen, H.B; Wuppermann, C.-D (2008): Resource efficiency in the steel industry in Germany - status 2008. In: *stahl und eisen* 128 (11), S. 125–132.
- Berardi, R. (2012): Premium Tissue goes Green. Cascades Tissue Gruppe vertraut auf Atmos Technologie. In: *Twogether* 33, S. 20–23.
- Bernstein, L.; Roy, J.; Delhotal, K. C.; Harnisch, J.; Matsushashi, R.; Price, L. et al. (Hg.) (2007): Industry. In *Climate Change 2007: Mitigation. Contribution of Working Group III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel*. Cambridge, United Kingdom, New York, NY, USA: Cambridge University Press.
- Beestermöller, R.; Fahl, U. (2013): Impacts of German energy policies on the competitiveness of national energy intensive industries. *EcoMod2013 International Conference on Economic Modeling*. Czech University of Life Sciences, Prague.
- Betz, C. (2013): Untersuchung der Potenziale einer Druckluftherzeugung aus industrieller Abwärme mittels Stirlingmotor. Masterarbeit. RWTH Aachen, Aachen. E.ON Energieforschungszentrum.
- Bezirksregierung Arnsberg (2011): 251. Antrag der Firma Portland Zementwerke Seibel und Söhne GmbH & Co. KG, Berger Str. 100, 59597 Erwitte auf Erteilung einer Genehmigung zur Änderung des Zementwerkes gemäß § 16 BImSchG. Hg. v. Bezirksregierung Arnsberg.
- Biehler, R. (1998): Skriptum zum Thema Kalk. Philipps-Universität Marburg.
- Blum, O.; Maur, B.; Öller, H.-J. (2007): Revision of Best Available Technique Reference Document for the Pulp & Paper Industry. Report Nr. 2. Use of energy saving techniques. Hg. v. DEHST. Umweltbundesamt; Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHST); PTS München. Online verfügbar unter http://www.dehst.de/SharedDocs/Downloads/Archiv/Perspektiven/BVT_UBA_Papier-Zellstoff.pdf?__blob=publicationFile, zuletzt geprüft am 05.03.2014.
- BMU (2002): Erste Allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Bundes-Immissionsschutzgesetz (Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft – TA Luft). TA Luft.
- BMU (Hg.) (2006): Materialienband AGE 2005. Vorträge in der UAG 1/2. adelphi consult; Arbeitsgruppe Emissionshandel zur Bekämpfung des Treibhauseffektes. Berlin. Online verfügbar unter http://www.bmub.bund.de/fileadmin/bmu-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/materialband_uag_12.pdf, zuletzt geprüft am 23.07.2014.

- BMU (2010): Das Energiekonzept der Bundesregierung 2010 und die Energiewende 2011. Hg. v. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.
- BMWi (Hg.) (2013): Zahlen und Fakten. Energiedaten. Nationale und Internationale Entwicklung. Online verfügbar unter <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/energiedaten.html>, zuletzt aktualisiert am 20.08.2013, zuletzt geprüft am 13.01.2014.
- BMWi (Hg.) (2014): Branchenskizze Papierindustrie. Online verfügbar unter <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Wirtschaft/branchenfokus,did=171720.html>, zuletzt aktualisiert am 20.10.2014, zuletzt geprüft am 20.10.2014.
- Bock, M.; Schmidt, H. (2008): Neustrukturierung des Kraftwerks bei Salzgitter Flachstahl. In: stahl und eisen 128 (9), S. 97–108.
- Boin, U.; Linsmeyer, T.; Neubacher, F.; Winter, B. (2000): Stand der Technik in der Sekundäraluminiumerzeugung im Hinblick auf die IPPC-Richtlinie. Hg. v. Umweltbundesamt GmbH. Wien.
- Bonavita, N. (2013): Can process automation increase energy efficiency? In: Hydrocarbon Processing, 06.01.2013. Online verfügbar unter <http://www.hydrocarbonprocessing.com/Article/3213538/Channel/194955/Can-process-automation-increase-energy-efficiency.html>, zuletzt geprüft am 20.10.2014.
- Born, C.; Grandrath, R. (2010): Wärmerückgewinnung aus dem Abgas von Elektrolichtbogenöfen. In: stahl und eisen 130 (12), S. 45–50.
- BP Gelsenkirchen GmbH (Hg.) (2012): BP Gelsenkirchen Standortbroschüre. Online verfügbar unter http://www.deutschebp.de/liveassets/bp_internet/germany/STAGING/home_assets/assets/bg_gelsenkirchen/downloads_pdf/Standortbroschuere.pdf, zuletzt geprüft am 03.02.2014.
- Brettschneider, W. (2007): Energiekostenreduzierung - auch in der Stoffaufbereitung, eine Herausforderung. In: Twogether (24).
- Broadhurst, P. V. (2008): Catalysts to Drive Environmental Improvements in Fertilizer Manufacture, 2008. Online verfügbar unter <http://www.faidelhi.org/FAI%20Seminar%202008/Presentations/Session%20III/Presentation%205.pdf>, zuletzt geprüft am 15.01.2015.
- Brucker, N. (2013): Die langfristige Entwicklung der Energieeffizienz ausgesuchter energieintensiver Branchen, Produkte und Prozesse. Eine Analyse unter Verwendung des Lernkurvenansatzes. Diplomarbeit. Universität Stuttgart, Stuttgart. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER).
- Bruinsma, O.S.L.; Krikken, T.; Cot, J.; Sarić, M.; Tromp, S. A.; Olujić, Ž.; Stankiewicz, A. I. (2012): The structured heat integrated distillation column. In: Chemical Engineering Research and Design 90 (4), S. 458–470. DOI: 10.1016/j.cherd.2011.08.023.
- Brune, M. (2005): Entwicklung und Optimierung von Oxy-Fuel Rekuperatorbrennern. Hg. v. Gaswärme-Institut e. V. Essen. Essen. Online verfügbar unter <http://www.gwi-essen.de/fileadmin/documents/igv/oxyfuel.pdf>, zuletzt geprüft am 15.10.2013.

- Brunke, J. (2012): Energieeinsparmaßnahmen und Anwendungspotenziale in der Herstellung von Eisen und Stahl in Deutschland. Interview mit H.B Längen am 30.10.2012 in Düsseldorf.
- Brunke, J.-C. (2013a): Diskussion über Maßnahmen zur Energieeinsparungen in der deutschen Zementindustrie und deren Anwendbarkeit. Institut für Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse (ITAS). Interview mit E. Nieke am 07.03.2013 per Telefon.
- Brunke, J.-C. (2013a): Substitutionspotenzial von pneumatischen zu mechanischen Fördersystemen in Zementwerken. AUMUND Fördererbau GmbH. Interview mit O. Mielenz am 23.05.2013 in Wiesbaden.
- Brunke, J.-C. (2013b): Zementherstellung bei Dyckerhoff AG. ZKG International Fachexkursion. Interview mit H. Schmiedtke am 23.05.2013 in Wiesbaden.
- Brunke, J.-C. (2013c): Energieeinsparmaßnahmen in der Mahltechnik. Gebr. Pfeiffer SE. Interview mit C. Woywadt am 24.05.2013 in Wiesbaden.
- Brunke, J.-C. (2013d): Diskussion über Energieeinsparmaßnahmen und Lastmanagement in der Glashütte Bad Wurzach. Interview mit M. Beutinger am 19.07.2013 in Bad Wurzach.
- Brunke, J.-C. (2013e): Energieeinsparpotenziale von Verdampfungskühlungssystem und kontinuierlicher Beschickung am Elektrolichtbogenofen in Deutschland. Interview mit C. Born am 23.07.2013 per Telefon.
- Brunke, J.-C. (2013f): Abwärmepotenziale im Zementwerk. Interview mit D. Schillo am 07.08.2013 in Dotternhausen.
- Brunke, J.-C. (2014): Diskussion über den Anlagenbestand und Energieeinsparmaßnahmen in der Herstellung von Flach- und Behälterglas in Deutschland. Interview mit B. Fleischmann am 20.02.2014 in Stuttgart.
- Brunke, J.-C.; Blesl, M. (2014a): A plant-specific bottom-up approach for assessing the cost-effective energy conservation potential and its ability to compensate rising energy-related costs in the German iron and steel industry. In: *Energy Policy* 67, S. 431–446. DOI: 10.1016/j.enpol.2013.12.024.
- Brunke, J.-C.; Blesl, M. (2014b): Energy conservation measures for the German cement industry and their ability to compensate for rising energy-related production costs. In: *Journal of Cleaner Production* 82, S. 94–111. DOI: 10.1016/j.jclepro.2014.06.074.
- Brunke, J.-C.; Blesl, M. (2014c): Energy conservation cost curves for industrial energy-efficiency policies and the system boundary – examples from the German container and flat glass industry. *Energy Systems Conference 2014*. Energy Institute. Elsevier Ltd. London, UK, 24.06.2014.
- Brunke, J.-C.; Johansson, M.; Thollander, P. (2014): Empirical investigation of barriers and drivers to the adoption of energy conservation measures, energy management practices and energy services in the Swedish iron and steel industry. In: *Journal of Cleaner Production* 84, S. 509–525. DOI: 10.1016/j.jclepro.2014.04.078.
- Brunke, J.-C.; Blesl, M. (2015a): Energy efficiency in the German cement industry against the background of more stringent energy policy targets and rising energy costs – Part 1. In: *ZKG International* (3), S. 56–71.

- Brunke, J.-C.; Blesl, M. (2015b): Techno-ökonomische Bewertung von Abwärmenutzungspotenzialen in der Herstellung von energieintensiven Produkten in Deutschland. VDI-Expertenforum "Energieeffizienz". Karlsruhe, 25.03.2015.
- Brunke, J.-C.; Blesl, M. (2015c): Power-to-Heat in der Industrie – Möglichkeiten und Potenziale zur Substitution fossiler Energieträger. Batteriespeicher und Power-To-Heat - Konkurrenz oder Koexistenz. VDE. Berlin, 22.10.2015.
- Bundesnetzagentur; Bundeskartellamt (2014): Monitoringbericht 2013. Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB
- BV Kalk (2009): Faszination Kalk. Hg. v. Bundesverband der Deutschen Kalkindustrie e.V.
- BV Kalk (2012): Der Bundesverband der Deutschen Kalkindustrie. Hg. v. Bundesverband der Deutschen Kalkindustrie e.V. Online verfügbar unter <http://www.kalk.de/bv-kalk/>, zuletzt aktualisiert am 30.07.2014, zuletzt geprüft am 30.07.2014.
- BV Kalk (2014): Geschäftsbericht 2013/2014 des Bundesverbandes der Deutschen Kalkindustrie e.V. Hg. v. Bundesverband der Deutschen Kalkindustrie e.V.
- BV Glas (2014): Jahresbericht 2013. Hg. v. Bundesverband Glasindustrie e.V. Online verfügbar unter http://www.bvglas.de/fileadmin/media/Presse/Publikationen/Jahresberichte/130726_Jahresbericht_BV_Glas_final_Druckfassung.pdf, zuletzt geprüft am 16.08.2015.
- Canadian Lime Institute (2001): Energy efficiency opportunity guide in the lime industry. Ottawa, Canada.
- Carello, G.; Deer, G.; Fox, B.; Cloutier, D. (2007): Power cost reduction through advanced quality control and refiner segment change at Tembec, Pine Falls. In: Paper and Board, S. 148–153. Online verfügbar unter [http://www.metso.com/Automation/pp_prod.nsf/WebWID/WTB-090519-2256F-B2BB8/\\$File/148_153_PowerCostRed.pdf](http://www.metso.com/Automation/pp_prod.nsf/WebWID/WTB-090519-2256F-B2BB8/$File/148_153_PowerCostRed.pdf), zuletzt geprüft am 04.07.2014.
- CEFIC (2013): European chemistry for growth. Unlocking a competitive, low carbon and energy efficient future. Hg. v. The European Chemical Industry Council. Online verfügbar unter <http://www.cefic.org/Documents/PolicyCentre/Energy-Roadmap-European-chemistry-for-growth-Full-report.pdf>, zuletzt geprüft am 04.06.2013.
- Cefic Petrochemicals Industry Sector (Hg.) (2014): Crackers capacities in Europe in 2013. Online verfügbar unter <http://www.petrochemistry.eu/about-petrochemistry/facts-and-figures/crackers-capacities.html>, zuletzt geprüft am 29.01.2015.
- Cella, G.; Cella, C.; Leong, N.; Suppaner, M. (2006): Successful introduction of the new QualiCal Synthesis Lime Kiln. 11th International Lime Congress. Prague.
- CEMEX Deutschland AG (2013): Gemeinsame Umwelterklärung 2013. Zementwerke Beckum und Rüdersdorf. Online verfügbar unter <http://www.cemex.de/umwelterklaerung/2013.htm>, zuletzt geprüft am 2013a.
- Chaiarekij, S.; Dhingra, H.; Ramarao, B. V. (2000): Deinking of recycled pulps using column flotation: energy and environmental benefits. In: Resources, Conservation and Recycling 28 (3-4), S. 219–226. DOI: 10.1016/S0921-3449(99)00046-4.
- Chauvel, Alain; Fournier, Gilles; Raimbault, Claude (2003): Manual of process economic evaluation. New, rev. and expanded ed. Paris: Ed. Technip (Institut Français du Pétrole publications).

- ChemCoast Park (Hg.) (2010): YARA: Land fördert Investition. Newsletter 03/2010. Online verfügbar unter http://www.chemcoastpark.de/documents/CCPB_Newsletter6_1003.pdf, zuletzt geprüft am 13.02.2014.
- Choate, W. T. (2007): U.S. Energy Requirements for Aluminium Productino. Historical Perspective, Theoretical Limits and Current Practices. Hg. v. US-EPA. Online verfügbar unter http://www.energy.gov/sites/prod/files/2013/11/f4/al_theoretical.pdf, zuletzt geprüft am 30.03.2015.
- Chu, M.-S; Yang, X.-F; Shen, F.-M; Yagi, J.-I; Nogami, H. (2006): Numerical Simulation of Innovative Operation of Blast Furnace Based on Multi-Fluid Model. In: Journal of Iron and Steel Research 13 (6), S. 8–15.
- CITEPA (Hg.) (2003): Final Background Document on the sector Glass Industry. Prepared in the framework of EGTEI. DFIU/IFARoheisen. Online verfügbar unter http://www.citepa.org/old/forums/egtei/egtei_doc-Proc-fer-n-fer.htm, zuletzt geprüft am 10.12.2013.
- Clauser, S. (2010): 1,2 Millionen Euro für neuen Sichter. Pfeiffer-Anlage geht bei Phoenix-Zementwerk in Betrieb. Online verfügbar unter http://www.phoenix-zement.de/cms/upload/presse/31-07-2010_presse.pdf, zuletzt aktualisiert am 31.07.2010.
- Cochez, E.; Nijs, W. (2010): Cement Production. IEA ETSAP - Technology Brief I03. Hg. v. IEA ETSAP .
- Conradt, J. (2010): Furnace Operation. Olefin Academy 2010, Munich. Hg. v. Olefin Academy.
- Conradt, R. (2008a): Kapitel 2. Rohstoffe für die Glasindustrie. Qualität-Verfügbarkeit-Preis, Mengeberechnung. Hg. v. Lehrstuhl für Glas & keramische Verbundwerkstoffe. RWTH Aachen. Online verfügbar unter <http://www.ghi.rwth-aachen.de/www/pdf/glas/BscWVGlas/Kapitel2.pdf>, zuletzt geprüft am 05.12.2013.
- Conradt, R. (2008b): Werkstoffverarbeitung Glas. Hg. v. RWTH Aachen. Lehrstuhl für Glas & keramische Verbundwerkstoffe. Online verfügbar unter <http://www.ghi.rwth-aachen.de/www/pdf/glas/BscWVGlas/Kapitel1.pdf>, zuletzt geprüft am 23.10.2013.
- Couper, J. R. (2003): Process Engineering Economics. Hoboken: Marcel Dekker Inc (Chemical Industries).
- CSI (2009): Development of State of the Art-Techniques in Cement Manufacturing: Trying to Look Ahead. Hg. v. Cement Sustainability Initiative (CSI) und european cement research academy (ECRA). Düsseldorf, Genf. Online verfügbar unter <http://www.wbcdcement.org/pdf/technology/Technology%20papers.pdf>, zuletzt geprüft am 22.02.2013.
- Currás, T. A. (2010): Barriers to investment in energy saving technologies. Case study for the energy intensive chemical industry in the Netherlands. Master thesis. Universiteit Utrecht.
- Dahlmann, P.; Endemann, G.; Kerkhoff, H.J; Lungen, H.B (2010a): Path to increase efficiency in the steel industry. Figures and Facts. Hg. v. Steel Institute VDEh and German Steel Federation. Online verfügbar unter http://www.stahl-online.de/english/documents/Increased_Efficiency_eng.pdf, zuletzt geprüft am 12.09.2013.

- Dahlmann, P.; Endemann, G.; Kerkhoff, H.J; Lüngen, H.B (2010b): Wege zur Effizienzsteigerung in der Stahlindustrie. Faktensammlung (Stand: September 2010). Online verfügbar unter http://www.stahl-online.de/medien_lounge/Hintergrundmaterial/Effizienzsteigerung_dt.pdf, zuletzt geprüft am 05.10.2012.
- Dahlmann, P.; Fandrich, R.; Lüngen, H.B (2012): Steelmaking in Europe — innovative and efficient. In: stahl und eisen 132 (10), S. 29–38.
- Dalchow, R. (2014): Edelmetall Ruthenium: Selten und unbekannt, aber wertvoll? Online verfügbar unter <http://www.gevestor.de/details/edelmetall-ruthenium-selten-und-unbekannt-aber-wertvoll-692248.html>, zuletzt geprüft am 05.01.2015.
- DECC (2011): Impact Assessment of Fourth Carbon Budget Level. Hg. v. Department of Energy and Climate Change (DECC). Online verfügbar unter https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/48080/1685-ia-fourth-carbon-budget-level.pdf, zuletzt geprüft am 07.01.2014.
- DEHST (2014): VET-Bericht 2013 - Treibhausgasemissionen der emissionshandlungspflichtigen stationären Anlagen in Deutschland im Jahr 2013. Hg. v. Deutsche Emissionshandlungsstelle (DEHSt) im Umweltbundesamt.
- dena (2012): Abschätzung: Wirtschaftlich erschließbare Endenergieeinsparpotenziale in Deutschland bis 2020. Online verfügbar unter http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Presse/Meldungen/2012/Abschaetzung_-_Wirtschaftlich_erschliessbare_Endenergiee.pdf, zuletzt geprüft am 25.08.2015.
- DESTATIS (2008): Gliederung der Klassifikation der Wirtschaftszweige. Ausgabe 2008 (WZ 2008). Hg. v. Statistisches Bundesamt. Wiesbaden.
- DESTATIS (2013): Produzierendes Gewerbe. Kostenstruktur der Unternehmen des Verarbeitenden Gewerbes sowie des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden. Fachserie 4 Reihe 4.3. Hg. v. Statistisches Bundesamt. Wiesbaden.
- DESTATIS (2014a): Daten zur Energiepreisentwicklung - Lange Reihen von Januar 2000 bis Juni 2014. Hg. v. Statistisches Bundesamt. Wiesbaden.
- DESTATIS (2014b): Erhebung über die Energieverwendung. Tabelle 2: Energieverbrauch nach Energieträgern. Berichtszeitraum: 2013. Hg. v. Statistisches Bundesamt. Wiesbaden.
- DESTATIS (2014c): Produzierendes Gewerbe. Produktion des Verarbeitenden Gewerbes sowie des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden. Jahr 2013. Fachserie 4/ Reihe 3.1. Hg. v. Statistisches Bundesamt. Wiesbaden.
- Deutsche Edelstahlwerke (2006): Produktionsablauf der Erzeugnisse. Online verfügbar unter <http://www.dew-stahl.com/fileadmin/files/dew-stahl.com/documents/Unternehmen/produktionsablauf.pdf>, zuletzt geprüft am 27.09.2012.
- Deutsche Edelstahlwerke (2009): Bericht zur nachhaltigen Entwicklung 2008. Online verfügbar unter http://www.dew-stahl.com/fileadmin/files/dew-stahl.com/documents/Unternehmen/Nachhaltigkeitsb_2008.pdf, zuletzt geprüft am 27.09.2012.
- Deutsche Edelstahlwerke (2010): Bericht zur nachhaltigen Entwicklung 2009. Online verfügbar unter [http://www.dew-stahl.com/](http://www.dew-stahl.com/fileadmin/files/dew-stahl.com/)

- documents/Unternehmen/Nachhaltigkeitsbericht_2009.pdf, zuletzt geprüft am 27.09.2012.
- Deutsche Edelstahlwerke (2012): Bericht zur nachhaltigen Entwicklung 2011. Online verfügbar unter http://www.dew-stahl.com/fileadmin/files/dew-stahl.com/documents/Unternehmen/dew_nachhaltig_2011_2.pdf, zuletzt geprüft am 27.09.2012.
- Diemer, P.; Killich, H.-J; Knop, K.; Lungen, H.B; Reinke, M.; Schmöle, P. (Hg.) (2004): Potentials for Utilization of Coke Oven Gas in Integrated Iron and Steel Works. Associação Brasileira de Metalurgia e Materiais. Sao Paulo: ABM.
- Diemer, P.; Knop, K.; Lungen, H.B; Reinke, M.; Wuppermann, C.-D (2007): Utilization of coke oven gas for the production of DRI. In: stahl und eisen 127 (1), S. 19–24.
- Dillinger Hütte: Geschäftsbericht 2011. Online verfügbar unter http://www.dillinger.de/imperia/md/content/dh/unternehmen/daten/gb_11_de.pdf, zuletzt geprüft am 01.10.2012.
- Dillinger Hütte (2012): Unternehmensbroschüre. Online verfügbar unter http://www.dillinger.de/imperia/md/content/dh/aktuelles/info/allgpup/unternehmensbroschuere_d_2012.pdf, zuletzt geprüft am 01.10.2012.
- Dombrowski, G.; Jager, H.-W; Lungen, H.B; Masuth, M.; Nelles, L.; Spitz, J. (2009): Standzeitverlängerung an Kokereien in Deutschland. In: stahl und eisen 129 (6), S. 39–44.
- Dow Chemical Company (Hg.) (2014): Maximizing Our Feedstock Advantage. Global Ethylene Cost Curve. Online verfügbar unter <http://www.dow.com/investors/why-invest-in-dow/feedstock-advantage.htm>, zuletzt geprüft am 05.02.2015.
- Dow Deutschland Anlagengesellschaft GmbH (Hg.) (2013): Integriertes Energiekonzept im Werk Stade.
- Du, S.-W; Chen, W.H (2006): Numerical prediction and practical improvement of pulverized coal combustion in blast furnace. In: International Communications in Heat and Mass Transfer 33, S. 327–334.
- Eberle, S. (2012): Wege zu einem effizienten Klimaschutz in der Aluminium- und Kupferindustrie. Studienarbeit. Universität Stuttgart, Stuttgart. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung.
- EC (2002): Glossar der Wettbewerbspolitik der EU. Kartellrecht und Kontrolle von Unternehmenszusammenschlüssen. Hg. v. Europäische Kommission. Brüssel.
- EC (2006): Case No COMP/M.4401 - Basell / Münchsmünster cracker and associated assets. Regulation (EC) No 139/2004 Merger Procedure. Online verfügbar unter http://ec.europa.eu/competition/mergers/cases/decisions/m4401_20061221_20310_en.pdf, zuletzt geprüft am 03.02.2014.
- EC (2006): RICHTLINIE 2006/32/EG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 5. April 2006 über Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen und zur Aufhebung der Richtlinie 93/76/EWG des Rates. In: Amtsblatt der Europäischen Union.
- EC (2008): Energy efficiency: delivering the 20 % target. Brüssel. Online verfügbar unter <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2008:0772:FIN:EN:PDF>, zuletzt geprüft am 24.06.2013.

- EC (2009): DIRoheisenCTIVE 2009/29/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 23 April 2009 amending Directive 2003/87/EC so as to improve and extend the greenhouse gas emission allowance trading scheme of the Community. In: Official Journal of the European Union L 140/63.
- EC (2010): Staatliche Beihilfe N 450/2009 – Deutschland - TGR-Projekt – Beihilfe an ArcelorMittal Eisenhüttenstadt GmbH. Brüssel. Online verfügbar unter http://ec.europa.eu/eu_law/state_aids/comp-2009/n450-09.pdf, zuletzt geprüft am 07.01.2013.
- EC (2012a): Guidance Document. Biomass issues in the EU ETS. MRR Guidance document No. 3, Final Version of 17 October 2012. Hg. v. European Commission. Online verfügbar unter http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/monitoring/docs/gd3_biomass_issues_en.pdf, zuletzt geprüft am 10.06.2013.
- EC (2012b): RICHTLINIE 2012/27/EU DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 25. Oktober 2012 zur Energieeffizienz, zur Änderung der Richtlinien 2009/125/EG und 2010/30/EU und zur Aufhebung der Richtlinien 2004/8/EG und 2006/32/EG.
- EC (2012c): Directive 2012/27/EU of the European Parliament and of the Council of 25 October 2012 on energy efficiency, amending Directives 2009/125/EC and 2010/30/EU and repealing Directives 2004/8/EC and 2006/32/EC Text with EEA relevance. EC. Brussels.
- EC (2015): Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss, den Ausschuss der Regionen und die Europäische Investitionsbank. Rahmenstrategie für eine krisenfeste Energieunion mit einer zukunftsorientierten Klimaschutzstrategie. Brüssel.
- Ecofys; Fraunhofer-Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung ISI; Öko-Institut (Hg.) (2009): Methodology for the free allocation of emission allowances in the EU ETS post 2012. Sector report for the chemical industry.
- Edwards, J. C. (2003): Steam Cracker Performance optimized by Process MRA. In: Control (5), S. 69–71.
- Effizienz-Agentur NRW (Hg.) (2005): Die neuen Erfolgsfaktoren der Papierindustrie. Online verfügbar unter http://www.efanrw.de/fileadmin/user_upload/Papierbroschuere.pdf.
- EFMA (Hg.) (2000): Best Available Techniques for Pollution Prevention and Control in the European Fertilizer Industry. PRODUCTION OF AMMONIA. European Fertilizer Manufacturers' Association (EFMA).
- Egenhofer, C.; Schrefler, L.; Rizos, V.; Infelise, F.; Luchetta, G. et al. (2014): Final report for a study on composition and drivers of energy prices and costs in energy intensive industries. The case of the Chemical Industry - Ammonia. Hg. v. Centre for European policy studies. Online verfügbar unter www.ceps.eu/system/files/Ammonia.pdf, zuletzt geprüft am 19.12.2014.
- Ehrenberg, A. (2006): Hüttensand - Ein leistungsfähiger Baustoff mit Tradition und Zukunft. In: Beton-Informationen 4 (4), S. 35–63.
- Eichhammer, W.; Fleiter, T.; Schlomann, B.; Faberi, S.; Fioretto, M.; Piccioni, N. et al. (2009): Study on the Energy Savings Potenzials in EU Member States, Candidate Countries and EEA Countries. for the European Commission Directorate-General Energy and Transport. Karlsruhe/Grenoble/Rome/Vienna/Wuppertal.

- Eichhammer, W.; Kohlhaas, M.; Neuhoff, K.; Rohde, C.; Rosenberg, A.; Schlomann, B. (2011): Untersuchung des Energiesparpotentials für das Nachfolgemodell ab dem Jahr 2013ff zu den Steuerbegünstigungen für Unternehmen des Produzierenden Gewerbes sowie der Land- und Forstwirtschaft bei der Energie- und Stromsteuer. Forschungsvorhaben fe 5/11. Berlin.
- EIPPCB (2003): Reference Document on Best Available Techniques in the Large Volume Organic Chemical Industry. Hg. v. EC. Integrated Pollution Prevention and Control.
- EIPPCB (2007): Reference Document on Best Available Techniques for the Manufacture of Large Volume Inorganic Chemicals - Ammonia, Acids and Fertilisers. European Commission.
- EIPPCB (2009a): Draft Reference Document on Best Available Techniques for the Non-Ferrous Metals Industries. Hg. v. European Commission. European IPPC Bureau.
- EIPPCB (2009b): Draft Reference Document on Best Available Techniques for the Production of Iron and Steel. Integrated Pollution Prevention and Control. Hg. v. European Commission.
- EIPPCB (2010a): Draft Reference Document on Best Available Technique in the Pulp and Paper Industry. Integrated Pollution Prevention and Control.
- EIPPCB (2010b): Reference Document on Best Available Techniques in the Cement, Lime and Magnesium Oxide Manufacturing Industries. European IPPC Bureau.
- EIPPCB (2012a): Best Available Techniques (BAT) Reference Document for Iron and Steel Production. Industrial Emissions Directive 2010/75/EU (Integrated Pollution Prevention and Control). Hg. v. European Commission.
- EIPPCB (2012b): Best Available Techniques (BAT) Reference Document for the Manufacture of Glass. Industrial Emissions Directive 2010/75/EU (Integrated Pollution Prevention and Control). Hg. v. European Commission. Joint Research Centre.
- EIPPCB (2013): Best Available Techniques (BAT) Reference Document for the Production of Pulp, Paper and Board. Draft in progress. Hg. v. European IPPC Bureau. Joint Research Centre.
- EIPPCB (2014): Best Available Techniques (BAT) Reference Document for the Production of Chlor-alkali. Unter Mitarbeit von T. Brinkmann, G. G. Santonja, F. Schorcht, S. Roudier und L. D. Sancho. Hg. v. European Commission. Joint Research Centre.
- Eisenkolb, J.; Fandrich, R.; Gerling, R.; Jung, H.P (2012): Stand und Trends der Blockguss- und Umschmelztechnik. In: stahl und eisen 132 (5), S. 49–59.
- Eisma, D. (2014): Energieeffizienz in der Aluminiumindustrie. TRIMET Aluminium SE. 4. Jahrestagung EUROFORUM, 21-22 Mai 2014. EUROFORUM. Aachen, 21.05.2014.
- Elordi, G.; Olazar, M.; Lopez, G.; Artetxe, M.; Bilbao, J. (2011): Continuous Polyolefin Cracking on an HZSM-5 Zeolite Catalyst in a Conical Spouted Bed Reactor. In: Ind. Eng. Chem. Res. 50 (10), S. 6061–6070. DOI: 10.1021/ie2002999.
- EMAS (Hg.) (2014): Sammlung EMAS Umwelterklärungen. Online verfügbar unter http://www.emas.de/fileadmin/user_upload/03_teilnahme/PDF-Dateien/emas-umwelterklaerungen-alle.pdf, zuletzt geprüft am 24.11.2014.

- EnergieAgentur.NRW (Hg.) (2013): Marktspiegel für 2013. Durchschnittsstrompreis über Verbrauch 2013 (ohne Steuern und Abgaben). Energiepreisspiegel. Online verfügbar unter <http://www.energieagentur.nrw.de/tools/marktspiegel/01.asp?id=&site=ea®ion=&jahr=2013>, zuletzt geprüft am 19.08.2014.
- energieintensive-industrie.de (Hg.) (2013): Informationsflyer Energieintensive Industrien (EID).
- Eppensteiner, W.; Gottschling, P.; Hofmann, T.; Schwaighofer, B. (2002): Dolomit. Nutzbare Gesteine von Niederösterreich und Burgenland. Hg. v. B. Schwaighofer und W. Eppensteiner. Universität für Bodenkultur Wien. Wien.
- EPS Ethylen-Pipeline-Süd GmbH & Co. KG (Hg.) (2013): EPS Imagebroschüre. Zukunft ist heute. Online verfügbar unter http://www.eps-pipeline.de/fileadmin/user_upload/Download/EPS_Imagebroschuere_final_d.pdf, zuletzt geprüft am 30.01.2015.
- Erdmann, G.; Zweifel, P. (2010): Energieökonomik. Theorie und Anwendungen. 2., verb. Aufl. Berlin: Springer.
- Erhard, K.; Arndt, T.; Miletzky, F. (2010): Einsparung von Prozessenergie und Steuerung von Papiereigenschaften durch gezielte chemische Fasermodifizierung. In: *European Journal of Wood and Wood Products* 68 (3), S. 271–280. DOI: 10.1007/s00107-010-0462-6.
- Euro Chlor (Hg.) (2014): Chlorine Industry Review 2013-2014. Brüssel. Online verfügbar unter http://www.eurochlor.org/media/86511/annual_report_2014_full_final2.pdf, zuletzt geprüft am 06.02.2015.
- European Central Bank (2013): Bilateral - Exchange rates - ECB Statistical Data Warehouse. Online verfügbar unter <http://sdw.ecb.europa.eu/browse.do?node=2018794>, zuletzt aktualisiert am 31.01.2013, zuletzt geprüft am 31.01.2013.
- eurostat (2008): NACE Rev. 2 - Statistische Systematik der Wirtschaftszweige in der Europäischen Gemeinschaft. Luxemburg (ISBN 978-92-79-04740-4).
- ESMAP, 2012. Planning for a Low Carbon Future: Lessons Learned from Seven Country Studies. Knowledge Series 011/12, Energy Sector Management Assistance Program – The World Bank, Washington DC, USA
- Fahl, U.; Heyden, E.; Wolf, S.; Haasz, T.; Brunke, J.-C.; Steurer, M. (2014): Energieeffizienz in Unternehmen. Erfolgsbeispiele aus Baden-Württemberg. Hg. v. Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg.
- Fahl, U.; Krüger, R.; Läge, E.; Rüffler, W.; Schaumann, P.; Voß, A. (1997): Kostenvergleich verschiedener CO₂-Minderungsmaßnahmen in der Bundesrepublik Deutschland. Band 40. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER). Stuttgart.
- Falqi, F. H. (2009): The miracle of petrochemicals. Olefins industry: an in-depth look at steam-crackers. Boca Raton, Fla: Universal-Publ.
- Fandrich, R.; Kleimt, B.; Liebig, H.; Pieper, T.; Treppschuh, F.; Urban, W. (2011): Stand der Pfannenmetallurgie und aktuelle Trends. In: *stahl und eisen* 131 (6/7), S. 75–89.
- Fandrich, R.; Lungen, H.B.; Harp, G.; Schütz, C.-H (2009): Entwicklungsstand des Oxygenstahl- und Elektrostahlverfahrens. In: *stahl und eisen* 129 (3), S. 20–30.

- Farugui, A., Mauldin, M., Schick, S., Seiden, K., Wikler, G., Gellings, C. W. (1990). Efficient Electricity Use: Estimates of Maximum Energy Saving. Electric Power. Research Institute, Palo Alto.
- Farla, Jacco C.M; Block, Kornelis (2001): The quality of energy intensity indicators for international comparison in the iron and steel industry. In: Energy Policy 29, S. 523–543.
- Fasse, M.; Hofer, J.; Sommer, U. (2013): Flucht nach Amerika. Die Sonderabgabe für erneuerbare Energien wird für viele deutsche Unternehmen zum Standortnachteil. In: Handelsblatt, 26.11.2013 (Nr. 228), S. 14.
- Fenke, H. (2010): Einsparung bis zu 350 000 Euro dank separater Netze. In: fluid (05). Online verfügbar unter http://imperia.mi-verlag.de/imperia/md/upload/article/flu10_5_024_025.pdf, zuletzt geprüft am 12.11.2013.
- Feralpi Stahl (2011): Nachhaltigkeitsbilanz 2009 - 2010. Online verfügbar unter <http://www.feralpi.de/tycon/file.php?id=408>, zuletzt geprüft am 01.10.2012.
- FfE (1999): Ganzheitliche Bilanzierung von Grundstoffen und Halbzeugen. Unter Mitarbeit von R. Corradini, C. Hutter und D. Köhler. Hg. v. Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (FfE). München.
- Flauger, J.; Weishaupt, G. (2014): Alunorf. In: Handelsblatt, 28.10.2014 (206), S. 25.
- Fleischmann, B.; Giese, A. (2009): Verbesserung des direkten Wärmeeintrages in die Glasschmelze durch Optimierung der Verbrennungsparameter bei unterschiedlichen Befeuerungsarten. AiF-Forschungsvorhaben Nr. 15015 N. Hg. v. Gaswärme-Institut e. V. Essen. Online verfügbar unter http://www.gwi-essen.de/fileadmin/documents/igv/15015N-Schlussbericht-Spektral_2.pdf, zuletzt geprüft am 15.10.2013.
- Fleiter, T.; Hagemann, R.; Hirzel, S.; Eichhammer, W.; Wietschel, M. (2009): Costs and potentials of energy savings in European industry – a critical assessment of the concept of conservation supply curves. In: ECEEE 2009, S. 1261–1272.
- Fleiter, T. (2010): Cost effective industrial energy efficient technologies: Options for electric motor systems and the pulp and paper industry. EFONET WORKSHOP 4.3 Increasing energy efficiency in industrial processes. Hg. v. Fraunhofer ISI.
- Fleiter, T.; Worrell, E.; Eichhammer, W. (2011): Barriers to energy efficiency in industrial bottom-up energy demand models – A review. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 15. S. 3099-3111.
- Fleiter, T. (2012): The adoption of energy-efficient technologies by firms. An integrated analysis of the technology, behavior and policy dimensions. Doktorarbeit. Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research ISI, Karlsruhe.
- Fleiter, T. (2013): Senkung des Energieverbrauchs von industriellen Prozesstechnologien – Ein Branchenüberblick. GREES Kolloquium "Effiziente Energienutzung", Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung. Stuttgart, 17.04.2013.
- Fleiter, T.; Fehrenbach, D.; Worrell, E.; Eichhammer, W. (2012a): Energy efficiency in the German pulp and paper industry – A model-based assessment of saving potentials. In: Energy 40 (1), S. 84–99. DOI: 10.1016/j.energy.2012.02.025.
- Fleiter, T.; Schleich, J.; Ravivanpong, P. (2012b): Adoption of energy-efficiency measures in SMEs—An empirical analysis based on energy audit data from Germany. In: Energy Policy 51, S. 863–875. DOI: 10.1016/j.enpol.2012.09.041.

- Fleiter, T.; Schlomann, B.; Eichhammer, W. (Hg.) (2013): Energieverbrauch und CO₂-Emissionen industrieller Prozesstechnologien. Einsparpotenziale, Hemmnisse und Instrumente. Stuttgart: Fraunhofer-Verlag (ISI-Schriftenreihe "Innovationspotenziale").
- Fraunhofer Institut (Hg.) (2010): Energy efficiency and CO₂ emissions reduction in the steel industry. Unter Mitarbeit von M. Arens. EFONET WORKSHOP 4.3 Increasing energy efficiency in industrial processes. Berlin, 19. Februar 2010.
- Fröhling, M. (2010): Schätzung von Investitionen. Anlagenwirtschaft. Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion (IIP). Karlsruhe, 2010.
- Fronde, M.; Grösche, P.; Halstrick-Schwenk, M.; Janßen-Timmen, R.; Oberheitmann, A. (2005): Die Klimavorsorgeverpflichtung der deutschen Wirtschaft: Monitoringbericht 2000 - 2002. Verifikation der Vereinbarungen zwischen der Regierung der Bundesrepublik Deutschland und der deutschen Wirtschaft zur Klimavorsorge und zur Minderung der CO₂-Emissionen und der Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung,. Hg. v. Leibniz-Informationszentrum Wirtschaft. Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung (RWI).
- Fronde, M.; Halstrick-Schwenk, M.; Janßen-Timmen, R.; Nolan, R. (2011): Die Klimavorsorgeverpflichtung der deutschen Wirtschaft: Monitoringbericht 2010. Verifikation der Vereinbarung zwischen der Regierung der Bundesrepublik Deutschland und der deutschen Wirtschaft zur Klimavorsorge. Hg. v. Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung (RWI). Essen. Online verfügbar unter <http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:hbz:061:3-14827>, zuletzt geprüft am 22.07.2014.
- Fuchs, W. (2011): Besondere Anstrengungen der Kalkindustrie im Rahmen der CO₂-Monitoring-Berichterstattung. Maßnahmen im Jahr 2010. Hg. v. Bundesverband der Deutschen Kalkindustrie e.V.
- Fürsch, M.; Lindenberger, D. (2012): Analyse der Stromkostenbelastung der energieintensiven Industrie. Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI). Online verfügbar unter http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Studien/Politik_und_Gesellschaft/2012/2012-09_Stromkostenbelastung.pdf, zuletzt geprüft am 01.12.2014.
- Fylak, M. (2012): Celitement. Entwicklung eines nachhaltigen Zements. BMBF-Forum für Nachhaltigkeit. FONAR2. Berlin, 22.10.2012.
- Gacon, N. (2015): Analyse und Bewertung des Verbesserungspotenzials des Energieintensitätsindex der Erdölraffinerie BP Lingen und Entwicklung eines Energiefahrplans. Masterarbeit. Universität Stuttgart, Stuttgart. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung.
- Gansen, H.; Japser, H. D. (2003): Energieoptimierung einer Sekundärschmelzhütte. In: GASWÄRME International (8), S. 498–502.
- Gebr. Pfeiffer (Hg.) (2011): Kompetenz in Kalk. Online verfügbar unter http://www.gpse.de/fileadmin/PDF/Broschueren/deutsch/Kompetenz_in_Kalk.pdf, zuletzt geprüft am 29.07.2014.
- Gehrckens, U. (2013): Energieintensive Industrien in Deutschland: Zwischen EU-Recht, Energiewende und internationalem Wettbewerb. Sitzung des Arbeitskreises Zukunftsenergien. Berlin, 17.04.2013.

- Geibler, J.; Rohn, H.; Schnabel, F.; Meier, J.; Wiesen, K.; Zieme, E. et al. (2011): Ressourceneffizienzatlas. Eine internationale Perspektive auf Technologien und Produkte mit Ressourceneffizienzpotenzial. Hg. v. Umwelt Energie GmbH Wuppertal Institut für Klima. Wuppertal.
- Geis, N.; Baudisch, M.; Gallhuber, E.; Haagen, H.-J.; Mahn, B.; Meininger, E. et al. (2008): APC-Einführung in der Ammoniakanlage bewirkt hohe Kapitalrendite. Hg. v. Honeywell (Journal - Aus der Praxis).
- Ghenda, J.-T (2009): 8. CO₂-Monitoring-Fortschrittsbericht der Stahlindustrie in Deutschland. Hg. v. Stahlinstitut VDEh. Düsseldorf. Online verfügbar unter http://www.stahl-online.de/Deutsch/Linke_Navigation/Wirtschaft_Politik/_Seiten-Umwelt-und-Energie/8_CO2-Monitoring_Fortschrittsbericht.pdf, zuletzt geprüft am 20.09.2012.
- Ghenda, J.-T (2010): 9. CO₂-Monitoring-Fortschrittsbericht der Stahlindustrie in Deutschland - Berichtsjahr 2009. VDEh. Düsseldorf. Online verfügbar unter http://www.stahl-online.de/Deutsch/Linke_Navigation/Wirtschaft_Politik/_Seiten-Umwelt-und-Energie/9_CO2-Monitoring-Fortschrittsbericht.pdf, zuletzt geprüft am 07.09.2012.
- Ghenda, J.-T (2011): 10. CO₂-Monitoring-Fortschrittsbericht der Stahlindustrie in Deutschland. Hg. v. Stahlinstitut VDEh. Düsseldorf. Online verfügbar unter http://www.stahl-online.de/wp-content/uploads/2014/03/10_CO2-Monitoring-Fortschrittsbericht_Stahlindustrie_2010.pdf, zuletzt geprüft am 06.05.2014.
- Ghosh, A. K. (2011): Fundamentals of Paper Drying – Theory and Application from Industrial Perspective. In: A. Ahsan (Hg.): Evaporation, Condensation and Heat transfer: InTech, S. 535–582.
- Giese, A. (2009): Energieeinsparung in der Aluminium- und Glasindustrie. Hg. v. Gaswärme-Institut e. V. Essen. Online verfügbar unter http://www.gwi-essen.de/fileadmin/documents/igv/KRdL-Expertenforum_Giese.pdf, zuletzt geprüft am 15.10.2013.
- Gitzhofer, K. (2007): BAT determination in selected industrial fields as a contribution to the fulfilment of the climate protection targets and further immission control legal requirements - Partial Project 02: German contribution to the Review of the Reference Document on Best Available Techniques in the Glass Manufacturing Industry. Hg. v. Umweltbundesamt. Hüttentechnische Vereinigung der Deutschen Glasindustrie e.V. (HVG). Online verfügbar unter <http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/publikation/long/3349.pdf>, zuletzt geprüft am 17.10.2013.
- GAE (Hg.) (2012): GAE reiterates concerns on Eco-Design of Furnaces Draft Final Report – calls for glass to be excluded. Online verfügbar unter http://www.glassallianceeurope.eu/images/cont/glass-alliance-europe-comments-to-the-draft-final-report-on-ecodesign-for-furnaces-vdef_file.pdf, zuletzt geprüft am 17.10.2013.
- Goodman, P.; Robertson, C.; Pitman, S.; Lyons, L.; Pahal, S.; Audard, G. (2012): Sustainable Industrial Policy – Building on the Eco-design Directive – Energy-Using Products Group Analysis / 2. Lot 4: Industrial and Laboratory Furnaces and Ovens – Tasks 1 – 5. Surrey, England.

- Gottwald, K. (2010): Wettbewerbsvorteile durch effizientere Anlagen. Der deutsche Chemieanlagenbau nutzt Krisenzeiten für Forschung und Entwicklung. In: CHEManager (9), S. 7–8.
- Grahl, C. (2004): GLASS FORMING & PROCESSING: Saving Energy with Lithium. Hg. v. Ceramic Industry. Online verfügbar unter <http://www.ceramicindustry.com/articles/glass-forming-processing-saving-energy-with-lithium>, zuletzt geprüft am 05.11.2013.
- Granderath, R. (2009): Intelligente Abwärmenutzung durch Dampferzeugung an Industrieöfen. In: GASWÄRME International 58 (5), S. 333–336.
- Grave, K.; Breitschopf, B. (2014): Strompreise und ihre Komponenten. Ein internationaler Vergleich. Online verfügbar unter http://www.isi.fraunhofer.de/isi-media/docs/x/de/publikationen/Strompreisvergleich_international_final.pdf, zuletzt geprüft am 12.05.2014.
- Grawe, J.; Schulz, E.; Winkler, R. (1991): Energiesparen mit Strom. 4. Aufl. Stuttgart, München, Landsberg, München: Bonn Aktuell, 1991 (Themen der Zeit).
- Günther, H. (2008): 40 Mio. Euro werden investiert. Noelle + von Campe baut neue Glashütte in Boffzen. In: WeserBote, 16.04.2008. Online verfügbar unter http://www.guenther-boffzen.de/html/16_04_2008.html, zuletzt geprüft am 19.11.2013.
- Gutiérrez, A. S.; Martínez, J.B.C.; Vandecasteele, C. (2013): Energy and exergy assessments of a lime shaft kiln. In: Applied Thermal Engineering 51, S. 273–280.
- Hagemoen, S. W. (2012): An Expert System Application for Lime Kiln Automation. Hg. v. Andritz Automation. Richmond, Canada.
- Hambrecht, J. (2001): Adding value through growth and innovation, Petrochemicals: The Road Ahead. BASF SE. Houson, 12.06.2001. Online verfügbar unter http://www.basf.com/group/corporate/de_DE/function/conversions:/publish/content/investor-relations/news-publications/presentations/2001/download/010612_hambrecht.pdf, zuletzt geprüft am 13.02.2014.
- Hansmersmann, A. (2014): Energieeinsparpotentiale in der deutschen Ammoniakindustrie. Studienarbeit. Universität Stuttgart. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER).
- Harder, J. (2006): End of the crisis in the German cement industry. In: ZKG International (10), S. 42–53.
- Harder, J. (2010a): Current modernization and maintenance concepts in the cement industry. Aktuelle Modernisierungs- und Instandhaltungskonzepte in der Zementindustrie. In: ZKG International (5), S. 24–38.
- Harder, J. (2010b): Grinding trends in the cement industry. In: ZKG International 64, S. 46–58.
- Harrington, R. (2011): Ardagh highlights greener processes as crucial for sustainable growth. Hg. v. FoodProductionDaily.com. Online verfügbar unter <http://www.foodproductiondaily.com/Packaging/Ardagh-highlights-greener-processes-as-crucial-for-sustainable-growth>, zuletzt geprüft am 14.11.2013.
- Harste, K.; Lüngen, H.B (2011): Quo vadis Stahlindustrie - wohin führt der Weg? In: stahl und eisen 131 (1), S. 49–57.

- Hasanbeigi, A.; Morrow, W.; Masanet, E.; Sathaye, J.; Xu, T. (2013a): Energy efficiency improvement and CO₂ emission reduction opportunities in the cement industry in China. In: *Energy Policy* 57, S. 287–297. DOI: 10.1016/j.enpol.2013.01.053.
- Hasanbeigi, A.; Morrow, W.; Sathaye, J.; Masanet, E.; Xu, T. (2013b): A bottom-up model to estimate the energy efficiency improvement and CO₂ emission reduction potentials in the Chinese iron and steel industry. In: *Energy* 50, S. 315–325. DOI: 10.1016/j.energy.2012.10.062.
- Hasanbeigi, Ali; Menke, Christoph; Price, Lynn (2010): The CO₂ abatement cost curve for the Thailand cement industry. In: *Journal of Cleaner Production* 18 (15), S. 1509–1518. DOI: 10.1016/j.jclepro.2010.06.005.
- Hauck, H. (2011): Seit mehr als 25 Jahren ist Aluminium unsere Leidenschaft. TRIMET – Präsentation zum Branchenforum: Energieeffizienz in der Metallverarbeitung. Voraussetzungen & Rahmenbedingungen zur erfolgreichen Umsetzung von Energieeffizienzmaßnahmen in der Industrie. Trimet AG. IHK Siegen. Siegen, 16.02.2011. Online verfügbar unter http://alt.ihk-siegen.de/fileadmin/Geschaeftsfelder/Innovation_und_Umwelt/Energie/Branchenforum_Hauck_TRIMET_Praesentation_16.02.2011.pdf, zuletzt geprüft am 04.08.2014.
- Hemrick, J. G.; Hayden, H.W.; Angelini, P.; Moore, R. E.; Headrick, W. L. (2005): Refractories for Industrial Processing: Opportunities for Improved Energy Efficiency. Prepared for the DOE-EEROeisen Industrial Technologies Program. Oak Ridge National Laboratory; Metals Manufacture, Process, and Controls Technology, Inc.
- Henkes, W. (2009): „Die Absatzwege der deutschen Behälterglasproduzenten brechen weg“. In: *RoheisenCYCLING magazin* (07), S. 15.
- Hertl, E.; Sket, P. (2006): Verfahren und Vorrichtung zum Wiederaufbereiten von Altpapier. Angemeldet durch Andritz AG am 2006. Veröffentlichungsnr: EP1731662 A1.
- Hicks, T. E.; Gries, J.J (2010): A Comparison of Superheat and Reheat Steam Cycles with Black Liquor Gasification for Pulp Mill Power Generation. 2010 TAPPI International Chemical Recovery Conference. Babcock & Wilcox Power Generation Group, Inc. Williamsburg, Virginia, USA
- Hirsch, A.; Van der Stel, J.; Sert, D. (2012): ULCOS top gas recycling blast furnace. In: *stahl und eisen* 132 (4), S. 31–40.
- Hirst, E.; Brown, M. A. (1990): Closing the efficiency gap: barriers to the efficient use of energy. In: *Resources, Conservation and Recycling* (3), S. 267–281.
- Holcim (Süddeutschland) AG (Hg.) (2013): Umweltbericht 2012. Umweltmaßnahmen des Zementwerks Dotternhausen. Online verfügbar unter http://www.holcim-sued.de/fileadmin/templates/DEUB/doc/Umwelt/Allgemein/Hol_Umweltbericht_2012_internet.pdf, zuletzt geprüft am 06.05.2014.
- Holcim (Süddeutschland) GmbH (Hg.) (2012): Umweltbericht 2011. Umweltmaßnahmen des Zementwerks Dotternhausen. Online verfügbar unter http://www.holcim-sued.de/fileadmin/templates/DEUB/doc/Umwelt/Allgemein/Holcim_Umweltbericht_2011_internet.pdf, zuletzt geprüft am 24.11.2014.
- Holcim (Süddeutschland) GmbH (Hg.) (2014): Umweltbericht 2013. Umweltmaßnahmen des Zementwerks Dotternhausen. Online verfügbar unter

- http://www.emas.de/fileadmin/user_upload/03_teilnahme/PDF-Dateien/emas-umwelterklaerungen-alle.pdf, zuletzt geprüft am 24.11.2014.
- Hollands, A.-P.; Libera, K.; Rummler, T.; Hagemann, R.; Harde, M.; Laing, D.; Steinmann, W.-D (2011): Concepts for energy recovery in mini-mills. In: stahl und eisen 131 (11), S. 111–120.
- Hölling, M.; Braun, U.; Jüchter, A.; Prölß, J. (2011): Steigerung der Energieeffizienz im Stahlwerk bei ArcelorMittal Hamburg. In: stahl und eisen 131 (11), S. 77–89.
- Holmes, K. J. (2011): Modeling the economics of greenhouse gas mitigation. Summary of a workshop. Washington, D.C.: National Academies Press.
- Huhn, F.; Krebber F.; Kühn-Gajdzik, J. (2011): Emissionsminderung an Koksöfen mit der Einzelkammerdruckregelung PROven. In: stahl und eisen 131 (1), S. 31–39.
- IEA (2007): Tracking industrial energy efficiency and CO2 emissions. In support of the G8 plan of action; energy indicators. Paris, France: International Energy Agency.
- IEA (2010): Energy Technology Perspectives 2010. Scenarios & Strategies to 2050.
- IEA (2012): World Energy Outlook 2012. Paris: OECD Publishing.
- IEA (2013): World Energy Outlook 2013. Paris: OECD Publishing.
- IEA (2014a): World Energy Outlook 2014. Paris: OECD Publishing.
- IEA (2014b): Capturing the Multiple Benefits of Energy Efficiency. A Guide to Quantifying the Value Added. Paris: OECD Publishing.
- IIP (2012): Coke Stabilization Quenching | Industrial Efficiency Technology & Measures. Hg. v. Institute for Industrial Productivity (IIP). Online verfügbar unter <http://ietd.iipnetwork.org/content/coke-stabilization-quenching>, zuletzt geprüft am 01.02.2013.
- IIP (2014): Industrial Efficiency Technology Database. Institute for Industrial Productivity (IIP). Online verfügbar unter <http://ietd.iipnetwork.org/>, zuletzt geprüft am 01.10.2015.
- Ilona, S.; Brandhuber, D. (2007): Stand der Technik zur Kalk-, Gips-, und Magnesiaherstellung. Beschreibung von Anlagen in Österreich. Wien.
- Imeläinen, H.; Loukiala, M.; Launonen, U. (2005): Lime kiln optimisation: Managing the inputs to stabilise the outcome. Presented at the 59th Appita Conference, Auckland, New Zealand 16-19 May 2005. Online verfügbar unter http://www.tappsa.co.za/archive3/Journal_papers/Lime_kiln_optimisation/lime_kiln_optimisation.html, zuletzt geprüft am 28.07.2014.
- Intratec Solutions LLC (Hg.) (2013): Plant Construction Cost Index. Online verfügbar unter <http://base.intratec.us/home/ic-index>, zuletzt geprüft am 27.11.2014.
- IPPC (2013): Acceptance of the Actions taken at the twelfth Session of Working Group I. Working Group I contribution to the IPCC Fifth Assessment Report (AR5), Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Hg. v. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR). Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). Online verfügbar unter http://www.de-ipcc.de/_media/IPCC_AR5_WG1_Approved_Summary_for_Policymarkers.pdf, zuletzt geprüft am 17.12.2013.

- Irretier, O. (2010): Energieeffizienz in Industrieofenbau und Wärmebehandlung - Maßnahmen und Potenziale. In: GASWÄRME International 59 (6).
- Irretier, O.; Schütt, W. (2011): Konvektive Erwärmung - Aspekte im Industrieofenbau. In: elektrowärme international (1), S. 33–41.
- Jaffe, A. B.; Stavins, R. N. (1994): The energy paradox and the diffusion of conservation technology. In: Resource and Energy Economics 16, S. 91–122.
- JCI (2007): Advanced Industrial Technologies for Energy Conservation in Japan. Unter Mitarbeit von Y. Osada und M. Hisatome. Hg. v. Japan Consulting Institute. The Japan Machinery Federation. Tokyo.
- Jeong, S. M.; Chae, J. H.; Kang, J.-H.; Lee, S. H.; Lee, W.-H. (2002): Catalytic pyrolysis of naphtha on the KVO₃-based catalyst. In: Catalysis Today 74 (3-4), S. 257–264. DOI: 10.1016/S0920-5861(02)00035-4.
- Jochem, E.; Schön, M.; Angerer, G.; Ball, M.; Bradke, H.; Celik, B. et al. (2004): Werkstoffeffizienz. Einsparpotenziale bei Herstellung und Verwendung energieintensiver Grundstoffe. Unter Mitarbeit von L. Behnke, K. Bolourian, D. Kohl und S. Mohr. Hg. v. Fraunhofer-Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung ISI.
- Johansson, M. T.; Söderström, M. (2011): Options for the Swedish steel industry - Energy efficiency measures and fuel conversion. In: Energy (36), S. 191–198.
- Jonckbloedt, R. (2008): Environmental impact of sintering and pelletizing at Corus IJmuiden. In: stahl und eisen 128 (2), S. 63–68, zuletzt geprüft am 27.11.2012.
- Jörissen, J.; Turek, T.; Weber, R. (2011): Chlorherstellung mit Sauerstoffverzehrkathoden. Energieeinsparung bei der Elektrolyse. In: Chemie in unserer Zeit 45 (3), S. 172–183. DOI: 10.1002/ciuz.201100545.
- Jung, H. (2013): Effiziente Energienutzung in der Papierindustrie. Kolloquium "Effiziente Energienutzung". Papiertechnische Stiftung (PTS). Graduierten- und Forschungsschule „Effiziente Energienutzung“ (GRoheisenES). Stuttgart, 10.07.2013.
- Jung, H.; Hutter, A.; Öller, H.-J. (2008): Entwicklungslinien für die Wärmeintegration in Papierfabriken zur Reduzierung des spezifischen Energiebedarfs bei gleichzeitiger Steigerung der Produktivität und Einhaltung der Abwasser-Temperatur-Grenzwerte. PTS-Forschungsbericht. Hg. v. Papiertechnische Stiftung PTS. München.
- Kämpfer, S. (2009): Forschungsinnovation für den Kunden. In: stahl und eisen 129 (6), S. 74–80.
- Karlsruhe Institut für Technologie (KIT) (2012): Bindendes Versprechen an die Umwelt. Celitement: Energieeffiziente Baumaterialien. Karlsruhe. Landgraf, M., presse@kit.edu. Online verfügbar unter http://www.pkm.kit.edu/kit_experten_1161.php, zuletzt geprüft am 10.04.2013.
- Katte, H. (2008): Zur wirtschaftlichen Bedeutung der Gemengeberechnung. In: GLAS-ingenieur (1), S. 1–4.
- Kawasaki Heavy Industries (2010): Top-Pressure Recovery Turbine Plant (TRT). Online verfügbar unter http://www.jase-w.eccj.or.jp/technologies/pdf/iron_steel/S-13.pdf, zuletzt geprüft am 28.01.2012.

- Keniry, J. (2001): The economics of inert anodes and wettable cathodes for aluminum reduction cells. In: JOM Journal of the Minerals, Metals and Materials 53 (5), S. 43–47.
- Kenny, M.; Oates, T. (2014): Lime and Limestone. In: John Wiley and Sons, Inc (Hg.): Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry. Weinheim, Germany: Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA.
- Kesicki, F. (2010): Marginal abatement cost curves for policy making – expert-based vs. model-derived curves. 33rd IAEE International Conference. Rio de Janeiro, 06.05.2010.
- Kirschen, M.; Badr, K.; Cappel, J.; Drescher, A. (2009): A cost-effective method to reduce energy consumption and CO₂ emissions in steelmaking. In: stahl und eisen 129 (9), S. 20–27.
- Kleiser, G. (2006): Single-NipcoFlex-Pressen – der wirtschaftlichste Weg zu hohen Trockengehalten für holzfreie Papiere. In: Twogether 21, S. 28–31.
- Knop, C. (2013): Die Welt braucht alle Energieträger. Energieagentur warnt Europa und Japan vor Exportverlusten / Amerika hat langfristigen Preisvorteil. In: Frankfurter Allgemeine Zeitung, 13.11.2013, S. 11.
- Köchner, H.; Lamp, T. (2009): Neue Techniken der kontinuierlichen optischen Temperaturmessung im Stahlwerk. In: stahl und eisen 129 (3), S. 39–44.
- Kompetenz in Zement (2011). Hg. v. Gebr. Pfeiffer. Online verfügbar unter http://www.gpse.de/fileadmin/PDF/Broschueren/deutsch/Kompetenz_in_Zement.pdf, zuletzt geprüft am 21.05.2013.
- Korkhaus, J. (2006): Korrosionsschäden – in petrochemischen Anlagen (Teil 1). In: Schweißtechnik Soudure 95 (3). Online verfügbar unter http://www.svsxass.ch/UserFiles/File/pdfdocs/svs_zeitschrift_06-3.pdf, zuletzt geprüft am 31.01.2014.
- Köwener, D. (2008): So rechnen Sie richtig! Bewertungsverfahren für Investitionsentscheidungen. Hg. v. Bayerisches Landesamt für Umwelt. Online verfügbar unter http://www.izu.bayern.de/download/pdf/Bewertungsverfahren_Investitionsentscheidungen.pdf, zuletzt geprüft am 20.01.2014.
- Köwener, D. (2013): LEEN lernende Energieeffizienz Netzwerke. GROHEISENES Kolloquium "Effiziente Energienutzung", Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER). Stuttgart, 07.11.2013.
- Kramer, K. J.; Masanet, E.; Xu, T.; Worrell, E. (2009): Energy Efficiency Improvement and Cost Saving Opportunities for the Pulp and Paper Industry. LBNL-2268E. Hg. v. Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory.
- Kuder, R. (2014): Energieeffizienz in der Industrie. Modellgestützte Analyse des effizienten Energieeinsatzes in der EU-27 mit Fokus auf den Industriesektor. Universität Stuttgart, Stuttgart. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung.
- Kuder, R.; Blesl, M.; Fahl, U.; Voß, A. (2013): Energieeffizienz – Diskussion der aktuellen Begriffsverwendung und Herleitung eines erweiterten Verständnisses. Arbeitsbericht Nr. 12. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER).

- Kuik, O.; Brander, L.; Tol, R.S.J. (2009): Marginal abatement costs of greenhouse gas emissions: A meta-analysis. In: *Energy Policy* 37 (4), S. 1395–1403. DOI: 10.1016/j.enpol.2008.11.040.
- Kuramochi, Takeshi; Ramírez, Andrea; Turkenburg, Wim; Faaij, André (2011): Techno-economic assessment and comparison of CO₂ capture technologies for industrial processes: Preliminary results for the iron and steel sector. In: *Energy Procedia* 4, S. 1981–1988. DOI: 10.1016/j.egypro.2011.02.079.
- Küttner GmbH & Co. KG (Hg.) (2014): Aluminium. Umschmelz- und Raffinationstechnik.
- Kvande, H.; Drabløs, P. A. (2014): The aluminum smelting process and innovative alternative technologies. In: *J. Occup. Environ. Med.* 56 (5 Suppl), S. S23-32. DOI: 10.1097/JOM 0000000000000062.
- Laurijssen, J.; De Gram, F. J.; Worrell, E.; Faaij, A. (2010): Optimizing the energy efficiency of conventional multi-cylinder dryers in the paper industry. In: *Energy* 35 (9), S. 3738–3750. DOI: 10.1016/j.energy.2010.05.023.
- Lech-Stahlwerke (2012): Umweltbericht 2011. Online verfügbar unter http://www.lech-stahlwerke.de/files/assets/02_news/lsw_ub_190312.pdf, zuletzt geprüft am 27.09.2012.
- Leisin, M. (2013): Untersuchung des Energieeinspar-potentials im Schmelzprozess der deutschen Behälter- und Flachglasindustrie. Universität Stuttgart. Institut für Energiewirtschaft und rationelle Energieanwendung (IER).
- Levihn, F. (2015): Investments, system dynamics, energy management, and policy: a solution to the metric problem of bottom-up supply curves. Doctoral Thesis in KTH Industrial Economics and Management. Stockholm, Schweden.
- LfU (1997): Anlagenbezogene CO₂-Minderungspotentiale in der Glasindustrie. Unter Mitarbeit von Energieconsulting Heidelberg. Hg. v. Bayerisches Landesamt für Umwelt.
- LfU (2001): Niedertemperaturverstromung mittels einer ORC-Anlage im Werk Lengfurt der Heidelberger Zement AG. Auswertung der Messergebnisse aus vier Messkampagnen zur Untersuchung der Anlageneffizienz. Hg. v. Bayerisches Landesamt für Umweltforschung. Online verfügbar unter http://www.lfu.bayern.de/energie/co2_minderung/doc/orc_endbericht.pdf, zuletzt geprüft am 22.01.2013.
- LfU (2003): Klimaschutz durch effiziente Energieverwendung in der Papierindustrie - Nutzung von Niedertemperaturabwärme. Hg. v. Bayerisches Landesamt für Umwelt. Papiertechnische Stiftung (PTS). Augsburg.
- LfU (2005): Effiziente Energieverwendung in der Industrie - Teilprojekt "Metallschmelzbetriebe". Effiziente Energienutzung in Nicht-Eisen-Metall-Schmelzbetrieben. Hg. v. Bayerisches Landesamt für Umwelt. Augsburg.
- Liszio, P. (2003): Neue Kokerei Schwelgern sichert zukunftsorientierte Kokserzeugung. In: *stahl und eisen* 123 (6/7), S. 51–54.
- Liszio, P.; Lungen, H.B; Nelles, L. (2012): Aktueller Stand der Technik bei der Kokserzeugung. In: *stahl und eisen* 132 (11), S. 41–57.
- Liu, G.; Müller, D. B. (2012): Addressing sustainability in the aluminum industry: a critical review of life cycle assessments. In: *Journal of Cleaner Production* 35, S. 108–117. DOI: 10.1016/j.jclepro.2012.05.030.

- LKAB (2011): Annual Report and Sustainability Report 2010. Online verfügbar unter http://www.lkab.com/Global/Documents/Finansiella%20rapporter/Annual%20Report%20eng/LKAB_Annual%20Report_and_Sustainability_report_2010.pdf, zuletzt geprüft am 13.04.2012.
- Loh, H.P; Loyns, J.; White, C. W. (2002): Process Equipment Cost Estimation, Final Report. Online verfügbar unter <http://www.osti.gov/scitech/servlets/purl/797810>, zuletzt geprüft am 09.12.2013.
- Lucas K.; Gebhardt, M.; Kohl, H.; Steinrötter, T. (2002): Preisatlas. Ableitung von Kostenfunktionen für Komponenten der rationellen Energienutzung. Hg. v. Stiftung Industrieforschung. Institut für Energie- und Umwelttechnik e.V.
- Lychatz, B.; Optiz, A.; Braune, E. (2009): Konstruktive Maßnahmen erhöhen die Standzeit der RH-Anlage bei ArcelorMittal Eisenhüttenstadt. In: stahl und eisen 129 (7), S. 51–58.
- LyondellBasell (Hg.) (2009): Standortinfo. Ausgabe 4. Die Mitarbeiter-Zeitung für Wesseling und Knapsack.
- Mach, A. (2011): Modernisierung und Effizienzsteigerung eines Mehrzweckkammerofens mit Rekuperatorbrennern und Strahlrohren aus APM. In: F. Schalm S. Beneke (Hg.): Prozesswärme. Energieeffizienz in der industriellen Thermoprozesstechnik. Eine Sonderpublikation der Zeitschriften Gaswärme International und elektrowärme international. Essen: Vulkan Verlag GmbH.
- Madlool, N.A; Saidur, R.; Rahim, N.A; Kamalisarvestani, M. (2013): An overview of energy savings measures for cement industries. In: Renewable and Sustainable Energy Reviews 19, S. 18–29. DOI: 10.1016/j.rser.2012.10.046.
- Maerz Ofenbau AG (Hg.) (2002): The MAERZ® Parallel Flow Regenerative Lime Kiln.
- Maerz Ofenbau AG (2006): Annular Shaft Kiln. Zürich.
- Mah, R. S. H.; Nicholas, J. J., Wodnik, R. B. (1977): Distillation with secondary reflux and vaporization: A comparative evaluation. In: AIChE Journal 23 (5), S. 651–659.
- Mairose-Gundermann, R. (2007): Ein heißer Ofen. In: RP-Online, 20.09.2007. Online verfügbar unter <http://www.rp-online.de/nrw/staedte/mettmann/ein-heisser-ofen-aid-1.894994>, zuletzt geprüft am 24.07.2014.
- MAN (2007): South America's most modern blast furnace commissioned. In: The Echo - The Magazine of the MAN Ferrostaal Group (12).
- Manninen, J.; Puumalainen, T.; Talja, R.; Pettersson, H. (2002): Energy aspects in paper mills utilising future technology. In: Applied Thermal Engineering 22 (8), S. 929–937. DOI: 10.1016/S1359-4311(02)00010-8.
- Marion, M. (2009): Gewinnung und Nutzung von Konvertergas bei der Saarstahl AG. In: stahl und eisen 129 (7), S. 61–67.
- Marion, M.; Hirz, R.-P; Grote, F.; Weber, S.; Winning, G.; Adler, W.; Bender, W. (2008): Steigerung der Energieeffizienz bei Schmiedeöfen. In: stahl und eisen 128 (7), S. 29–32.
- Martin, A. R.; Drotz, M.; Talja, R.; Kaijaluoto, S.; Puumalainen, T. (2004): Energy analysis of impulse technology: research-scale experimental papermaking trials and simulations of industrial applications. In: Applied Thermal Engineering 24 (16), S. 2411–2425. DOI: 10.1016/j.applthermaleng.2004.03.002.

- Martin, N.; Anglani, N.; Einstein, D.; Khrushch, M.; Worrell, E.; Price, L. (2000a): Opportunities to Improve Energy Efficiency and Reduce Greenhouse Gas Emissions in the U.S. Pulp and Paper Industry. Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory. Online verfügbar unter <https://www.energystar.gov/ia/business/industry/LBNL-46141.pdf>, zuletzt geprüft am 08.07.2014.
- Martin, N.; Worrell, E.; Ruth, M.; Price, L.; Elliot, R.N; Shipley, A.M; Thorne, J. (2000b): Emerging Energy-Efficient Industrial Technologies. Hg. v. Lawrence Berkeley National Laboratory. Online verfügbar unter <http://ies.lbl.gov/iespubs/46990.pdf>, zuletzt geprüft am 08.06.2013.
- Marquet, I. (2014): Untersuchung der Anwendbarkeit von Investitionsschätzungsmethoden hinsichtlich Energieeinsparmaßnahmen in ausgewählten energieintensiven Industrien. Diplomarbeit. Universität Stuttgart, Stuttgart. IER.
- Mathieson, J.G; Rogers, H.; Somerville, M.A; Jahanshahi, S.; Ridgeway, P. (2011): Potenzial for the use of biomass in the iron and steel industry. Hg. v. BlueScope Steel Research. Port Kembla, Australien.
- Matthes, F. C. (2013): Aktuelle Stromkosten für die energieintensiven Industrien in Deutschland. Öko-Institut e.V. Online verfügbar unter <http://germanwatch.org/de/download/7861.pdf>, zuletzt geprüft am 06.03.2014.
- Mayer, W. (2013): cFORoheisenTA. Ergebnisse des Forschungsverbundes „Energieeffiziente Technologien und Anwendungen“. Straubing: Attenkofer. Online verfügbar unter http://www.wz-straubing.de/RoheisenT/download/FORoheisenTA_Tagungsband_WZ-SR.pdf, zuletzt geprüft am 07.04.2015.
- McKane, Aimee; Hasanbeigi, Ali (2011): Motor systems energy efficiency supply curves: A methodology for assessing the energy efficiency potential of industrial motor systems. In: Energy Policy 39 (10), S. 6595–6607. DOI: 10.1016/j.enpol.2011.08.004.
- McKinsey & Co. (2009b): Pathways to a Low-Carbon Economy. Version 2 of the Global Greenhouse Gas Abatement Cost Curve. Hg. v. McKinsey & Company. Online verfügbar unter <https://solutions.mckinsey.com/climatedesk/default.aspx>, zuletzt geprüft am 02.05.2014.
- McKinsey & Co. (2009a): Kosten und Potenziale der Vermeidung von Treibhausgasemissionen in Deutschland. Eine Studie von McKinsey & Company, Inc., erstellt im Auftrag von „BDI initiativ – Wirtschaft für Klimaschutz“. Hg. v. Bundesverband der deutschen Industrie e.V. (BDI). Online verfügbar unter http://www.bdi.eu/download_content/Publikation_Treibhausgasemissionen_in_Deutschland.pdf, zuletzt geprüft am 22.10.2013.
- MD Papier GmbH; Rhein Papier GmbH (Hg.) (2013): Umweltbilanz 2012. UPM Plattling. Online verfügbar unter http://www.upm.com/EN/RoheisenSPONSIBILITY/Principles-and-Performance/reports/Documents/EMAS2012/Plattling_EMAS_2012_DE.pdf, zuletzt geprüft am 04.03.2014.
- Meier, A. K. (1982): Supply Curves of Conserved Energy. Ph.D. - thesis. Lawrence Berkeley National Laboratory. Online verfügbar unter <http://escholarship.org/uc/item/20b1j10d>, zuletzt geprüft am 10.09.2013.

- Meijer, K.; Denys, M.; Lasar, J.; Birat, J. P.; Still, G.; Overmaat, B. (2009): ULCOS: Ultra Low CO₂ Steelmaking. In: *Ironmaking and Steelmaking* 36 (4), S. 249–251.
- Membran Technology and Research Inc. (Hg.) (2014): Hydrogen recovery from ammonia plant purge gas. Online verfügbar unter http://www.mtrinc.com/hydrogen_recovery_from_ammonia_plant_purge_gas.html, zuletzt geprüft am 04.01.2015.
- Memoli, F.; Giavani, C.; Grasselli, A. (2009): Consteel EAF and conventional EAF: A comparison in maintenance practice. In: *stahl und eisen* 129 (12), S. 51–57.
- Memoli, F.; Guzzon, M.; Glavani, C. (2012): The Evolution of Preheating and the Importance of Hot Heel in Supersized Consteel® Systems. In: *Iron & Steel Technology* (1), S. 70–78.
- MetSoc (Hg.) (2010): Economics of Slag Heat Recovery from Ferronickel Slags. Unter Mitarbeit von L. Rodd, T. Kohler, C. Walker und N. Voermann. COM2010. Vancouver, BC, 03-06. Oktober 2010.
- Meyer, F. (2008): Glas herstellen - energieeffizient und schadstoffarm. Hg. v. FIZ Karlsruhe GmbH. Gaswärme-Institut e. V. Essen. Online verfügbar unter <http://www.bine.info/nc/themen/publikation/glas-herstellen-energieeffizient-und-schadstoffarm/>, zuletzt geprüft am 15.10.2013.
- Milani, A.; Saponaro, A. (2001): Diluted Combustion Technologies. In: *IFRF Combustion Journal* (01), S. 2–32.
- Morales, O. (2014): Energieeinsparmaßnahmen und deren Anwendungspotenzial in der deutschen Aluminiumindustrie. Universität Stuttgart, Stuttgart. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER).
- Morris, J.; Paltsev, S.; Reilly, J. (2012): Marginal Abatement Costs and Marginal Welfare Costs for Greenhouse Gas Emissions Reductions: Results from the EEPa Model. In: *Environ Model Assess* 17 (4), S. 325–336. DOI: 10.1007/s10666-011-9298-7.
- Mößinger, S. (2014): Energieeinsparpotenziale in der deutschen Papierindustrie. Diplomarbeit. Universität Stuttgart, Stuttgart. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER).
- Moussallem, I.; Jörissen, J.; Kunz, U.; Pinnow, S.; Turek, T. (2008): Chlor-alkali electrolysis with oxygen depolarized cathodes: history, present status and future prospects. In: *Journal of Applied Electrochemistry* 38 (9), S. 1177–1194. DOI: 10.1007/s10800-008-9556-9.
- Moussallem, I.; Pinnow, S.; Turek, T. (2009): Möglichkeiten zur Energierückgewinnung aus Wasserstoff bei der Chlor-Alkali-Elektrolyse. In: *Chemie Ingenieur Technik* 81 (4), S. 489–493. DOI: 10.1002/cite.200800172.
- Moya, J. A.; Pardo, N.; Mercier, A. (2011): The potential for improvements in energy efficiency and CO₂ emissions in the EU-27 cement industry and the relationship with the capital budgeting decision criteria. In: *Journal of Cleaner Production* 19 (11), S. 1207–1215. DOI: 10.1016/j.jclepro.2011.03.003.
- Nakaiwa, M.; Huang, K.; Endo, T.; Ohmori, T.; Akiya, T.; Takamatsu, T. (2001): Internally Heat-Integrated Distillation Columns: A review. In: *Chemical Engineering Research and Design* 81, S. 162–177.
- NEDO (2008): Global Warming Countermeasures. Japanese Technologies for Energy Savings / GHG Emissions Reduction. New Energy and Industrial Technology

- Development Organization. Online verfügbar unter http://www.iipnetwork.org/Japanese_Technologies_for_Energy_Savings.pdf, zuletzt geprüft am 06.05.2014.
- Neuhaus, T.; Schrooten, T.; Baldauf, J. (2010): Explosionsschutz für die Entstaubung von Kohlemahlanlagen. In: ZKG International (11).
- Ney, G.; Harste, K.; Richter, K.-J.; Reinstädler, U.; Wagner, S.; Korte, E. et al. (2011): Die neue Vorblockstranggießanlage S3 bei Saarstahl. In: stahl und eisen 131 (9), S. 33–42.
- Nielsen, S. E. (2007): Latest developments in ammonia production technology. Presented at "FAI International Conference in Fertiliser Technology". Hg. v. Haldor Topsøe A/S. Online verfügbar unter http://www.topsoe.com/sites/default/files/latest_developments_in_ammonia_production_technology.pdf, zuletzt geprüft am 20.12.2014.
- Nieuwlaar, E. (2001): ICARUS 4. Sector study for the chemical industry. Utrecht: Sectie NW&S, Universiteit Utrecht.
- Nikolaus Sorg GmbH & Co KG (Hg.) (2008): Glass Melting Technology. GlasE/10.08/V2.2. Lohr am Main. Online verfügbar unter http://www.sorg.de/pdf/glas_melting.pdf, zuletzt geprüft am 04.11.2013.
- Nord, D. (2014): Techno-economic investigation of energy efficiency measures for the German aluminium and copper industry. Master thesis. Universität Stuttgart, Stuttgart.
- Norgate, T.; Langberg, D. (2009): Environmental and Economic Aspects of Charcoal Use in Steelmaking. In: ISIJ International 49 (4), S. 580–595.
- Nowicki, C.; Gosselin, L. (2012): An Overview of Opportunities for Waste Heat Recovery and Thermal Integration in the Primary Aluminum Industry. In: JOM 64 (8), S. 990–996. DOI: 10.1007/s11837-012-0367-4.
- Nuss, Philip; Gardner, Kevin H.; Bringezu, Stefan (2013): Environmental Implications and Costs of Municipal Solid Waste-Derived Ethylene. In: Journal of Industrial Ecology, S. n/a. DOI: 10.1111/jiec.12066.
- Oda, J.; Akimoto, K.; Sano, F.; Tomoda, T. (2007): Diffusion of energy efficient technologies and CO2 emission reductions in iron and steel sector. In: Energy Economics 29 (2007) 868–888 29, S. 868–888.
- PCRA (2009): Practical Guide to Energy Conservation. A Ready Reckoner on Energy Conservation Measures. New Delhi, Indien: Ministry of Petroleum and Natural Gas, Government of India.
- Pehnt, M. (2010): Energieeffizienz - Definition, Indikatoren, Wirkungen. In: Martin Pehnt (Hg.): Energieeffizienz. Ein Lehr- und Handbuch. 1., korrigierter Nachdr. Berlin: Springer, S. 1–35.
- Pehnt, M.; Arens, M.; Duscha, M.; Eichhammer, W.; Fleiter, T.; Gerspacher, A. et al. (2011): Energieeffizienz: Potenziale, volkswirtschaftliche Effekte und innovative Handlungs- und Förderfelder für die Nationale Klimaschutzinitiative. IFEU, Fraunhofer ISI Prognos GWS IfnE IROheisenES. Heidelberg, Karlsruhe, Berlin, Osnabrück, Freiburg.
- Perschall, B. (2009): Modernisierung des Lafarge Werkes Wössingen: Nächster Abschnitt abgeschlossen. Interview. In: ZKG International, 2009 (01/2009). Online

- verfügbar unter
http://www.zkg.de/de/artikel/zkg_Modernisierung_des_Lafarge_Werkes_Woessingen_Naechster_Abschnitt_68471.html.
- Pfeifer, H.; Högner, W.; Fredriksson, P.; von Schéele, J.; Paul, R. (2009): Energieeffizienz und Minderung des CO₂-Ausstoßes durch Sauerstoffverbrennung. In: stahl und eisen 129 (8), S. 51–62.
- Photos, E. (1989): The Question of Meteoritic versus Smelted Nickel-Rich Iron: Archaeological Evidence and Experimental Results 39 (3), S. 403–421.
- Pierenkemper, T. (2010): Gewerbe und Industrie im 19. und 20. Jahrhundert. 2., um einen Nachtr. erw. Aufl. München: Oldenbourg Wissenschaftsverlag (Enzyklopädie deutscher Geschichte, Bd. 29). Online verfügbar unter <http://www.oldenbourg-link.com/doi/book/10.1524/9783486701456>.
- Pressglas-Korrespondenz (Hg.) (2011): Indischer Investor übernimmt Agenda Glas AG Gardelegen. Online verfügbar unter <http://www.pressglas-korrespondenz.de/aktuelles/pdf/pk-2011-3w-dgg-agenda-glas-hindustan.pdf>, zuletzt geprüft am 14.11.2013.
- prognos AG (Hg.) (2009): Energieeffizienz in der Industrie - Eine makroskopische Analyse der Effizienzentwicklung unter besonderer Berücksichtigung der Rolle des Maschinen- und Anlagenbaus. Berlin.
- Purr, K.; Strenge, U.; Werner, K.; Nissler, D.; Will, M.; Guido, K.; Volkens, A. (2014): Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050. Hg. v. Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau. Online verfügbar unter <http://www.umweltbundesamt.de/publikationen/treibhausgasneutrales-deutschland-im-jahr-2050-0>, zuletzt geprüft am 22.07.2014.
- Puurtinen, A.; Muhonen, J. (2011): Effect of Initial Dewatering Layout of a Gap Former on Sheet Structure and Printability. Hg. v. Metso Corporation. Whitepaper presented at PaperCon.
- Quaschnig, V. (2011): Regenerative Energiesysteme. Technologie - Berechnung - Simulation. 7. Aufl. München: Hanser.
- Quinkertz, R. (2002): Optimierung der Energienutzung bei der Aluminiumherstellung. RWTH Aachen, Aachen. Fakultät für Maschinenwesen.
- Rafiqul, I.; Weber, C.; Lehmann, B.; Voß, A. (2005): Energy efficiency improvements in ammonia production—perspectives and uncertainties. In: Energy 30 (13), S. 2487–2504. DOI: 10.1016/j.energy.2004.12.004.
- Rau, Udo (2009): Saar-Stahlindustrie mit gutem Jahr 2008. Branche sieht sich trotz aktueller Global-Krise für die Zukunft gut aufgestellt. In: Wirtschaft im Saarland (01).
- Reichel, J.; Rose, L.; Damazio, M. A.; Carvalho, R. G.; Loss, H. B.; Pinto, E. M. et al. (2009): Schaumslaggeverfahren bei der Edelstahlherstellung im Elektrolichtbogenofen. In: stahl und eisen 129 (1), S. 23–30.
- Reidetschläger, J.; Stiasny, H.; Hötzing, S.; Aichinger, C.; Fulgencio, A. (2012): Selective waste gas recirculation system for sintering plants. Selektive Abgasrückführung für Sinteranlagen. In: stahl und eisen 132 (1), S. 25–30.
- Reinert, A. (2014): Energieeinsparpotenziale in der deutschen Chlorindustrie. Studienarbeit. Universität Stuttgart. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER).

- Rejek, U. (2005): Advanced Control bei der BP Gelsenkirchen. Sommerkolloquium 2005 "Advanced Control in der leittechnischen Praxis", 2005.
- Remme, U. (2006): Zukünftige Rolle erneuerbarer Energien in Deutschland: Sensitivitätsanalysen mit einem linearen Optimierungsmodell. Dissertation. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER). Universität Stuttgart.
- Ren, Tao; Daniëls, Bert; Patel, Martin K.; Blok, Kornelis (2009): Petrochemicals from oil, natural gas, coal and biomass: Production costs in 2030–2050. In: *Resources, Conservation and Recycling* 53 (12), S. 653–663. DOI: 10.1016/j.resconrec.2009.04.016.
- Roheisen, T.; Patel, M.K; Blok, K. (2008): Steam cracking and methane to olefins: Energy use, CO₂ emissions and production costs. In: *Energy*. DOI: 10.1016/j.energy.2008.01.002.
- Roheisen, T.; Patel, M.; Blok, K. (2006): Olefins from conventional and heavy feedstocks: Energy use in steam cracking and alternative processes. In: *Energy* 31 (4), S. 425–451. DOI: 10.1016/j.energy.2005.04.001.
- Ren, T. (2004): Energy Efficiency and Innovative Emerging Technologies for Olefin Production. European Conference on Energy Efficiency. Wien, 21.10.2004.
- RHI AG (Hg.) (2012): Zustellkonzepte für Kalköfen. Lining Concepts for Lime Kilns. Wien.
- Ribbenhed, M.; Thorén, M.; Sternhufvud, C. (2008): CO₂ emission reduction costs for iron ore-based steelmaking in Sweden. In: *Journal of Cleaner Production* 16, S. 125–134.
- Rieseberg, S.; Wörlen, C. (2010): Befreiungen der energieintensiven Industrie in Deutschland von Energieabgaben. Berlin. Online verfügbar unter http://www.rosalux.de/fileadmin/rls_uploads/pdfs/Themen/Nachhaltigkeit/RLS-Studie_Energieintensive_Industrie.pdf, zuletzt geprüft am 16.12.2013.
- Rieth, M. (2002): Kehl PM 2, SM 2 – Bilderbuchstart im Doppelpack. In: *Twogether* 14, S. 8–11.
- Risonarta, V.; Echterhof, T.; Voj, L. P.; Pfeifer, H.; Jung, H.P; Lenz, S. (2009): Optimization of the electric arc furnace process at Deutsche Edelstahlwerke. In: *stahl und eisen* 129 (11), S. 55–64.
- Rodden, G. (2008): ATMOS technology takes off - Voith's Tissue Process Technology Center. In: *Pulp & Paper magazine*, 31.10.2008. Online verfügbar unter <http://www.risiinfo.com/techchannels/powerenergy/PPMagOctober-ATMOS-technology-takes-off.html>, zuletzt geprüft am 16.07.2014.
- Rohde, C. (2013): Erstellung von Anwendungsbilanzen für das Jahr 2012 für das verarbeitende Gewerbe mit Aktualisierungen für die Jahre 2009-2011. Studie für die Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (AGEB) - Entwurf. Hg. v. AG Energiebilanzen e.V. Fraunhofer ISI. Online verfügbar unter http://www.ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=isi-anwendungsbilanz_industrie_2011-2012.pdf, zuletzt geprüft am 24.03.2014.
- Rohdes, A. K. (1996): New ammonia process, catalyst proven in Canadian plant. In: *Oil & Gas Journal* 94 (47). Online verfügbar unter <http://www.ogj.com/articles/print/volume-94/issue-47/in-this-issue/refining/new->

- ammonia-process-catalyst-proven-in-canadian-plant.html, zuletzt geprüft am 05.01.2015.
- Röhrenbacher, H. (2008): Finanzierung und Investition. Finanzplanung mit Cash-flow-Statements. 3., überarb. Aufl. Wien: Linde (Linde international).
- Rößle, T.; Stuhlenmiller, T. (2012): Grundlagen zur Investitionsrechnung. Statische Investitionsrechenverfahren. HSA Augsburg - 14.12.2012. f10 - Forschungszentrum für Erneuerbare Energien Neuburg gGmbH, 14.12.2012. Online verfügbar unter http://www.hs-augsburg.de/~rk/downloads/14_12_12_hsa-agb1-kompatibilitaetsmodus.pdf, zuletzt geprüft am 25.11.2013.
- Rubel, H.; Wörtler, M.; Schuler, F. (2009): Focusing on sustainable steelmaking - now. In: stahl und eisen 129 (11), S. 48–50.
- Ruge, L. (2012): Förderprozesstechnik der Zementindustrie. Bachelorthesis. Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg, Hamburg. IBAU Hamburg. Online verfügbar unter http://opus.haw-hamburg.de/volltexte/2012/1532/pdf/Foerderprozesstechniken_der_Zementindustrie.pdf, zuletzt geprüft am 14.03.2013.
- Rycroft, M. (2014): Heat recovery from slag improves energy efficiency of furnaces. In: energize (4), S. 55–57.
- Sabourin, M. (2006): Energy savings in TMP using High Efficiency Refining. 2006 Forum on Energy: Immediate Solutions, Emerging Technologies. And. TAPPI. Appleton, Wisconsin, USA, 15.05.2006. Online verfügbar unter <http://www.tappi.org/content/pdf/events/06energy-papers/6-4.pdf>, zuletzt geprüft am 09.07.2014.
- Sagermann, T. (2012): Elektrolichtbogenofen erbringt höhere Produktivität bei geringerem Energieverbrauch. In: stahl und eisen 132 (9), S. 76–78.
- Saint-Gobain Oberland AG (Hg.) (2013): Unternehmen + Umwelt. Konsolidierte Umwelterklärung nach der EG-Verordnung. Ausgabe 5 · Mai 2013. Online verfügbar unter http://de.verallia.com/sites/verallia.germany/files/files/Umwelterkl%C3%A4rung_2013-klein.pdf.
- Salzgitter AG (2010): Beständigkeit durch Fortschritt. Corporate Responsibility-Bericht 2009. Salzgitter AG. Online verfügbar unter http://www.salzgitter-ag.com/cr/2009/0_download/szag_cr_2009.pdf, zuletzt geprüft am 24.09.2012.
- Sappi Ehingen AG (Hg.) (2013): Umwelterklärung 2012. Sappi Stockstadt GmbH. Online verfügbar unter <http://www.sappi.com/regions/eu/SappiEurope/Mills/Stockstadt%20Mill/2012%20Umwelterkl%C3%A4rung.pdf>, zuletzt geprüft am 27.02.2014.
- Sathaye, J.; Xu, T.; Galitsky, C. (2010): Bottom-up Representation of Industrial Energy Efficiency Technologies in Integrated Assessment Models for the Cement Sector. Hg. v. Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory. Online verfügbar unter <http://eaei.lbl.gov/publications/bottom-representation-industrial-ener>, zuletzt geprüft am 06.05.2014.
- Saygin, D.; Patel, M.K (2009): Material and Energy Flows in the chemical sector of Germany per Processes and Sub-sectors -Update 2009. Hg. v. Destatis) Federal Statistical Office (Statistisches Bundesamt. Utrecht University Group Science, Technology and Society / Copernicus Institute. Online verfügbar unter <https://www.destatis.de/EN/Publications/Specialized/EnvironmentalEconomicAc>

- counting/MaterialEnergyChemical.pdf?__blob=publicationFile, zuletzt geprüft am 04.06.2013.
- Saygin, D.; Patel, M.K; Worrell, E.; Tam, C.; Gielen, D.J (2011a): Potenzial of best practice technology to improve energy efficiency in the global chemical and petrochemical sector. In: *Energy* 36 (9), S. 5779–5790. DOI: 10.1016/j.energy.2011.05.019.
- Saygin, D.; Worrell, E.; Patel, M. K.; Gielen, D. J. (2011b): Benchmarking the energy use of energy-intensive industries in industrialized and in developing countries. In: *Energy* 36 (11), S. 6661–6673. DOI: 10.1016/j.energy.2011.08.025.
- Saygin, D.; Worrell, E.; Tam, C.; Trudeau, N.; Gielen, D.J; Weiss, M.; Patel, M.K (2012): Long-term energy efficiency analysis requires solid energy statistics: The case of the German basic chemical industry. In: *Energy* 44 (1), S. 1094–1106. DOI: 10.1016/j.energy.2012.01.062.
- Schaeffer, H. A.; Langfeld, R. (2014): *Werkstoff Glas. Alter Werkstoff mit großer Zukunft*. Berlin, Heidelberg, s.l: Springer Berlin Heidelberg (Technik im Fokus).
- Schaper, R. (2014): *Ausgezeichnete Strategien und Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz in einem integrierten Hüttenwerk*. 4. Jahrestagung EUROFORUM. Salzgitter Flachstahl, 21.05.2014.
- Schenk, M. (Hg.) (2009): *Innovative Lösungen für die Instandhaltung von Anlagen. Industriearbeitskreis Kooperation im Anlagenbau. Arbeitsbericht 11/2009*. Fraunhofer-Institut für Fabrikbetrieb und -automatisierung (IFF). Online verfügbar unter <http://www.iff.fraunhofer.de/content/dam/iff/de/dokumente/publikationen/industriearbeitskreis-anlagenbau-2009-11-arbeitsbericht-fraunhofer-iff.pdf>, zuletzt geprüft am 30.01.2014.
- Schlesinger, M.; Hofer, P.; Kemmler, A.; Kirchner, A.; Koziel, S.; Ley, A. et al. (2014): *Entwicklung der Energiemärkte - Energiereferenzprognose*. Hg. v. BMWi. Prognos AG, EWI, GWS. Basel/Köln/Osnabrück. Online verfügbar unter <http://www.bmwi.de/DE/Mediathek/publikationen,did=644920.html>, zuletzt geprüft am 13.08.2014.
- Schlichting, M.; Ondrovic, J.; Woodberry, P.; Michael, D. (2009): Energy and environmental advantages with the Castrip process. In: *stahl und eisen* 129 (9), S. S44-S51.
- Schliephake, H.; Born, C.; Granderath, R.; Memoli, F.; Simmons, J. (2011): Heat Recovery for the EAF of Georgsmarienhütte, Germany. In: *Iron & Steel Technology* (5), S. 330–335.
- Schlomann, B.; Fleiter, T.; Hirzel, S.; Arens, M.; Rohde, C.; Eichhammer, W. et al. (2011): *Möglichkeiten, Potenziale, Hemmnisse und Instrumente zur Senkung des Energieverbrauchs und der CO₂-Emissionen von industriellen Branchentechnologien durch Prozessoptimierung und Einführung neuer Verfahrenstechniken (Schlussbericht)*. Forschungs- und Entwicklungsvorhaben FKZ 3709 46 130. Karlsruhe, Berlin.
- Schmid, Christiane (2004): *Energieeffizienz in Unternehmen*, s.l, Zürich. Online verfügbar unter <http://e-collection.ethbib.ethz.ch/show?type=diss&nr=15398>, zuletzt geprüft am 16.10.2015
- Schmidt-Jürgensen, R. (2010): *Innovationssprung durch Bandgießen. Innovative Technologien für Ressourceneffizienz - rohstoffintensive Produktionsprozesse*.

- Salzgitter AG. Berlin, 2010. Online verfügbar unter http://www.fona.de/pdf/forum/2010/beitrag/c7_schmidt_juergensen_rune_01_presentation_forum_2010.pdf, zuletzt geprüft am 06.11.2012.
- Schmittinger, P.; Florkiewicz, T.; Curlin, L. C.; Lüke, B.; Scannell, R.; Navin, T. et al. (2012): Chlorine. In: Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry. Weinheim, Germany: Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, S. 532–615.
- Schröder, A. (2009): Umrüstung auf PLURALIS macht sich bezahlt. Energie sparen mit neuen Refinern und Refinergarnituren. In: *Twogether* 28, S. 37–39.
- Schwarz, H.-G. (2004): Aluminum Production and Energy. In: *Encyclopedia of Energy* 1, S. 81–95. DOI: 10.1016/B0-12-176480-X/00372-7.
- Schwarz, H.-G. (2008): Technology diffusion in metal industries: driving forces and barriers in the German aluminium smelting sector. In: *Journal of Cleaner Production* 16 (1), S. S37–S49. DOI: 10.1016/j.jclepro.2007.10.024.
- Seefeld, F.; Weinert, K. (2013): Endenergieeinsparziel gem. Art. 7 EED und Abschätzung der durch politische Maßnahmen erreichbaren Energieeinsparungen. Endbericht. Hg. v. prognos AG. Online verfügbar unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/endenergieeinsparziel-abschaetzung-der-durch-politische-massnahmen-erreichbaren-energieeinsparungen,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, zuletzt geprüft am 24.06.2013.
- Seefeld, F.; Wunsch, M.; Michelsen, C.; Baumgartner, W.; Ebert-Bolla, O.; Matthes, U. et al. (2007): Potenziale für Energieeinsparung und Energieeffizienz im Lichte aktueller Preisentwicklungen. Endbericht 18/06. Hg. v. prognos AG. Basel, Berlin.
- Selder, H. (2007): Verfahren zur Aufbereitung von Altpapier. Patent. Veröffentlichungsnummer: DE102007029806.
- Senegačnik, A.; Oman, J.; Sirok, B. (2008): Annular shaft kiln for lime burning with kiln gas recirculation. In: *Applied Thermal Engineering* (28), S. 785–792. DOI: 10.1016/j.applthermaleng.2007.04.015.
- Sheikhi, S.; Angerbauer, A.; Wuppermann, C.-D (2009): Entwicklungen auf dem Gebiet der Flachstahlprodukte. Developments in flat steel production. In: *stahl und eisen* 129 (8), S. 20–34.
- Siemens AG (2008): Gut gerüstet für den Boom. NSG Group/Pilkington Building Products, Deutschland. Dank der Modernisierung mit Simatic PCS 7 ist die Solarglaslinie von Pilkington in Weiherhammer jetzt noch effizienter, wirtschaftlicher und flexibler. In: *GlassFocus* (14-15). Online verfügbar unter http://www.industry.siemens.com/datapool/industry/automation/Tech-Art/2012/AM_Glass_NS_GlassFocus_2008/d.pdf, zuletzt geprüft am 15.10.2013.
- Siemens AG (2011): Optimal ist gerade genug. In: *Industry Journal* (2), S. 67–70. Online verfügbar unter http://www.siemens.com/industryjournal/pool/02-2011/01_78_Komplett_301_D.pdf, zuletzt geprüft am 02.12.2013.
- Siemens AG (2012a): Energetisch optimierte Glasschmelztechnik. HORN Glass Industries AG, Deutschland. In: *Focus on Glass and Solar Industry*, S. 16–17.
- Siemens AG (Hg.) (2012b): Freie Bahn für die Energiewende. Trends in der Glas- und Solarindustrie. *Focus on Glass and Solar Industry* 2012. Online verfügbar unter

- http://www.industry.siemens.com/verticals/global/de/solar-industry/Documents/FocusGlasSolar_2012_DE.pdf, zuletzt geprüft am 11.12.2013.
- Siitonen, S.; Tuomaala, M.; Ahtila, P. (2010): Variables affecting energy efficiency and CO₂ emissions in the steel industry. In: *Energy Policy* 38 (5), S. 2477–2485. DOI: 10.1016/j.enpol.2009.12.042.
- Smolka, K. (2014): Energiewende verrückt. Deutscher Strom zu billig. In: *Frankfurter Allgemeine Zeitung*, 12.01.2014.
- Solomon, S.; Qin, D.; Manning, M.; Marquis, M.; Averyt, K.; Tignor, M.; Miller, H.L. (2007): *Climate change 2007. The physical science basis ; contribution of Working Group I to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. 1. Aufl. New York: UNEP.
- Spang, B.; Roetzel, W. (2013): *Kosten und Wirtschaftlichkeit von Wärmeübertragern*. In: *VDI-Wärmeatlas. Mit 320 Tabellen*. Unter Mitarbeit von P. Stephan. VDI Gesellschaft Verfahrenstechnik und Chemieingenieurwesen. 11. Aufl. Berlin: Springer Vieweg (VDI-Buch), S. 133–136.
- Sporer, D. (2010): Erste NipcoFlex T erfolgreich angelaufen. Northern Tissue Group setzt als Vorreiter auf neu entwickelte Schuhpresse. In: *Twogether* 30, S. 28–29.
- Sprung, S. (2012): *Cement*. In: *Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry*. Weinheim, Germany: Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA.
- Sprung, S.; Sybertz, F.; Thielen, G. (1997): Die neue deutsche Zementnorm DIN 1164-1. The new German cement standard DIN 1164-1. Hg. v. VDZ. Online verfügbar unter http://www.vdz-online.de/fileadmin/gruppen/vdz/3LiteraturRecherche/Fachaufsaetze/1991_2000/betontechnischer_Bericht_95_97_7_19_neue_deutsche_zementnorm_din_1164-1.pdf, zuletzt geprüft am 17.06.2014.
- SSAB (2009): *The Steel Book*. Online verfügbar unter http://www.ssab.com/Global/SSAB/Brochures/en/001_The%20Steel%20Book.pdf, zuletzt geprüft am 18.01.2012.
- Stahlinstitut VDEh (Hg.) (2013): *Stellungnahme zur Studie des Fraunhofer Instituts*. Online verfügbar unter http://www.stahl-online.de/wp-content/uploads/2013/10/2013-11-12-Stellungnahme-Fraunhofer_3.pdf, zuletzt geprüft am 16.02.2016.
- Stemmermann, P.; Schweike, U.; Garbev, K.; Beuchle, G.; Möller, H. (2010): Celitement – a sustainable prospect for the cement industry. Celitement – eine nachhaltige Perspektive für die Zementindustrie. In: *Cement International* 8 (5), S. 52–66.
- Stipp, P. (2004): Sicherheit inklusive. Integration der Brennerautomatisierung in die Sicherheitssteuerung reduziert Aufwand. In: *Chemie Technik* 33 (12), S. 8–10.
- Stoft, S. (1995): *The Economics of Conserved-Energy "Supply" Cruves*. Hg. v. University of California Energy Institute. Lawrence Berkeley National Laboratory. Berkeley (Program on Workable Energy).
- Tanaka, K. (2008): Assessment of energy efficiency performance measures in industry and their application for policy. In: *Energy Policy* 36 (8), S. 2887–2902. DOI: 10.1016/j.enpol.2008.03.032.

- Tanaka, K. (2012): A comparison study of EU and Japan methods to assess CO₂ emission reduction and energy saving in the iron and steel industry. In: *Energy Policy* 51, S. 578–585. DOI: 10.1016/j.enpol.2012.08.075.
- Taylor, Simon (2012): The ranking of negative-cost emissions reduction measures. In: *Energy Policy* 48, S. 430–438. DOI: 10.1016/j.enpol.2012.05.071.
- tenova (2011): iRecovery and EFSOP, Technologies that care for the environment (4). Online verfügbar unter http://www.tenovagroup.com/pdf/newsletter/144-TNewsn4_low.pdf, zuletzt geprüft am 12.12.2012.
- tenova (Hg.) (2012): CONSTEEL® EVOLUTION: AN INNOVATION WITH SOLID ROOTS. Online verfügbar unter <http://www.tenovagroup.com/pdf/brochure/101-Consteel%20Evolution%20brochure.pdf>, zuletzt geprüft am 18.07.2013.
- Thollander, P. (2008): Towards increased energy efficiency in Swedish industry. Barriers, driving forces & policies. Dissertation. Linköping University. Linköping Institute of Technology.
- ThyssenKrupp AG (2004): Aktiv im Umweltschutz. Online verfügbar unter http://www.thyssenkrupp-nirosta.de/fileadmin/media/PDF/TKN_Umwelt.pdf, zuletzt geprüft am 07.09.2012.
- ThyssenKrupp AG (2011): Werke- und Produktionsanlagen. Hg. v. ThyssenKrupp Steel Europe AG. Duisburg (0105).
- ThyssenKrupp Uhde GmbH (Hg.) (2012a): Chlor-alkali electrolysis plants. Superior membrane process. Online verfügbar unter http://www.thyssenkrupp-industrial-solutions.com/fileadmin/documents/brochures/uhde_brochures_pdf_en_10.pdf, zuletzt geprüft am 10.02.2015.
- ThyssenKrupp Uhde GmbH (2012b): The new Schwelgern coke plant. Online verfügbar unter http://www.thyssenkrupp-uhde.de/fileadmin/documents/brochures/uhde_brochures_pdf_en_17.pdf, zuletzt aktualisiert am 13.01.2012, zuletzt geprüft am 11.12.2012.
- Toulouevski, Y.N; Zinurov, I.Y (2010): Innovation in Electric Arc Furnaces: Scientific Basis for Selection. Heidelberg: Springer Verlag.
- Towsey, P.S; Cameron, I.; Gordon, Y. (2011): Comparison of Byproduct and Heat-Recovery Cokemaking Technologies. In: *Iron & Steel Technology* (3), S. 42–50.
- Turpeinen, E.; Raudaskoski, R.; Pongracz, E.; Keiski, R.L (2008): Thermodynamic analysis of conversion of alternative hydrocarbon-based feedstocks to hydrogen. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 33, S. 6635–6643.
- U.S. EPA (Hg.) (2006): Pulp and Paper Industry Energy Bandwidth Study Report. Report for AIChE. Jacobs Engineering Group Inc., Institute of Paper Science and Technology (IPST), Georgia Institute of Technology. Online verfügbar unter <http://www.epa.gov/nsr/ghgdocs/pulpandpaper.pdf>, zuletzt geprüft am 12.02.2014.
- UBA (2003): Emissionfaktoren (EF) für CO₂ in Deutschland. Hg. v. Umweltbundesamt. Online verfügbar unter http://www.umweltdaten.de/luft/emissionen/bericht/aktuelle-daten/schadstoffe/co2/CO2_0401.pdf, zuletzt geprüft am 10.01.2013.
- UBA (2004): Integrierte Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung (IVU). Referenzdokument über die Besten Verfügbaren, Techniken in der Zellstoff- und

- Papierindustrie. Zusammenfassung in deutscher Übersetzung. Online verfügbar unter http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/419/dokumente/bvt_zellstoff-papierindustrie_zf.pdf, zuletzt geprüft am 03.03.2014.
- UBA (2007): Ökonomische Bewertung von Umweltschäden. Methodenkonvention zur Schätzung externer Umweltkosten. Hg. v. Umweltbundesamt. Dessau.
- UBA (2010): Merkblatt über die Besten Verfügbaren, Techniken in der Zement-, Kalk- und Magnesiumoxidindustrie. Unter Mitarbeit von M. Bernicke und S. Plickert. Hg. v. Umweltbundesamt. Dessau.
- UBA (2015): Projektionsbericht 2015. gemäß Verordnung 525/2013/EU. Dessau.
- Uhde GmbH (Hg.) (2009): Ammonia. Online verfügbar unter <http://www.thyssenkrupp-uhde-asia-pacific.com/fileadmin/documents/brochures/0a2d5391-b166-484d-847d-3cbfd941f06b.pdf>, zuletzt geprüft am 19.02.2014.
- UNIDO (2010): Global Industrial Energy Efficiency Benchmarking. An Energy Policy Tool Working Paper.
- UPM GmbH (Hg.) (2013a): Gemeinsame Umwelterklärung 2012. UPM Zellstoff- und Papierfabriken. Online verfügbar unter http://www.upm.com/EN/RoheisenSPONSIBILITY/Principles-and-Performance/reports/Documents/EMAS2012/UPM_GlobalEMAS_2012_de.pdf, zuletzt geprüft am 04.03.2014.
- UPM GmbH (Hg.) (2013b): Umweltbilanz 2012. UPM Augsburg. Online verfügbar unter http://www.upm.com/EN/RoheisenSPONSIBILITY/Principles-and-Performance/reports/Documents/EMAS2012/Augsburg_EMAS_2012_DE.pdf, zuletzt geprüft am 04.03.2014.
- US-EPA (2000): Using Coke Oven Gas in a Blast Furnace Saves Over \$6 Million Annually at a Steel Mill. Hg. v. U.S. Department of Energy. Online verfügbar unter https://www1.eere.energy.gov/manufacturing/tech_deployment/pdfs/usstechn.pdf, , zuletzt geprüft am 11.12.2012.
- US-EPA (2010): Available and Emerging Technologies for Reducing Greenhouse Gas Emissions from the Iron and Steel Industry. Hg. v. United States - Environmental Protection Agency.
- Utermöhlen, R.; Hennig, R. (2012): Stromerzeugung aus Abwärme von Glasschmelzen – Entwicklung und erster Einsatz eines optimierten Prototypens. Hg. v. Deutsche Bundesstiftung Umwelt (DBU). Braunschweig. Online verfügbar unter [http://www.dbu.de/OPAC/ab/DBU-Abschlussbericht-AZ-26032 %20.pdf](http://www.dbu.de/OPAC/ab/DBU-Abschlussbericht-AZ-26032%20.pdf), zuletzt geprüft am 26.11.2013.
- van Limpt, H.; Beerkens, R.; Habraken, A. (2012): Overview of Methods to Recover Energy from Flue Gases of Glass Furnaces. - Impact on Glass Furnace Energy Consumption -. Hg. v. GlassTrend. CelSian Glass & Solar.
- VCI (Hg.) (2013): Die deutsche Chemische Industrie 2030. Verband der Chemischen Industrie e.V. (VCI); prognos AG; Chemie Wirtschaftsförderungsgesellschaft mbH.
- VCI (2014): Chemiewirtschaft in Zahlen 2014. Hg. v. Verband der Chemischen Industrie e.V. (VCI). Frankfurt. Online verfügbar unter <https://www.vci.de/vci/downloads->

- vci/publikation/chemiewirtschaft-in-zahlen-2014.pdf, zuletzt geprüft am 02.02.2015.
- VDEh (2013): PLANTFACTS database. Hg. v. Steel Institute VDEh. Technical information department. Online verfügbar unter http://www.stahl-online.de/english/linke_Navigation/Technology_Research/_documents/PLANTS_FACTSE.pdf, zuletzt geprüft am 25.04.2014.
- VDEh (2014): Statistisches Jahrbuch der Stahlindustrie 2013/2014: Verlag Stahleisen GmbH.
- VDI (2008): Emissionsminderung – Aluminiumschmelzanlagen. VDI 2286. Düsseldorf.
- VDI (2013): Emissionsminderung – Aluminiumschmelzflusselektrolyse. Düsseldorf.
- VDI (2014): VDI-Richtlinie Energiekenngrößen. Grundlagen – Methodik. VDI 4661. Hg. v. Verein Deutscher Ingenieure (VDI).
- VDI (Hg.) (2015): VDI-Richtlinie 4661. Energiekenngrößen. Grundlagen - Methodik. Düsseldorf.
- VDP (2013a): Leistungsbericht Papier 2013. Unter Mitarbeit von T. Morgenhauer und A. G. Geiger. Hg. v. Verband Deutscher Papierfabriken e. V.
- VDP (Hg.) (2013b): Papier 2012 - Ein Leistungsbericht. Verband Deutscher Papierfabriken e. V.
- VDP (Hg.) (2013c): Papier Kompass 2013. Verband Deutscher Papierfabriken e. V.
- VDZ (1998): Monitoring-Bericht 1998. Verminderung der CO₂-Emissionen. Beitrag der deutschen Zementindustrie. Hg. v. Verein Deutscher Zementwerke e.V.
- VDZ (2005): Monitoring-Bericht 2000 - 2003. Verminderung der CO₂-Emissionen. Beitrag der deutschen Zementindustrie. Siebte aktualisierte Erklärung zur Klimavorsorge. Hg. v. Verein Deutscher Zementwerke e.V.
- VDZ (2008): Zement-Taschenbuch. 51. Aufl. Düsseldorf: Verlag Bau + Technik.
- VDZ (2009): Tätigkeitsbericht 2007-2009. Hg. v. Verein Deutscher Zementwerke e.V.
- VDZ (2010): Monitoring-Bericht 2008-2009. Verminderung der CO₂-Emissionen Beitrag der deutschen Zementindustrie. Zehnte aktualisierte Erklärung zur Klimavorsorge. Hg. v. Verein Deutscher Zementwerke e.V.
- VDZ (2012): Zahlen und Daten 2012. Düsseldorf: Bau+Technik GmbH.
- VDZ (2013a): Umweltdaten der deutschen Zementindustrie 2011. Environmental Data of the German Cement Industry. Hg. v. Verein Deutscher Zementwerke e.V. Düsseldorf. Online verfügbar unter http://www.vdz-online.de/fileadmin/gruppen/vdz/3LiteraturRecherche/Umweltdaten/Umweltdaten_2012_DE_GB.pdf, zuletzt geprüft am 08.05.2014.
- VDZ (2014): Zahlen und Daten 2013. Düsseldorf: Bau+Technik GmbH.
- VDZ (2015): Tätigkeitsbericht 2012-2015. Hg. v. Verein Deutscher Zementwerke e.V. Verlag Bau+Technik GmbH. Düsseldorf. Online verfügbar unter https://www.vdz-online.de/fileadmin/gruppen/vdz/3LiteraturRecherche/TB12-15/VDZ-Taetigkeitsbericht_2012-2015.pdf, zuletzt geprüft am 28.09.2015.
- Verlagshaus Jaumann (2013): Effizienz gesteigert. In: Die Oberbadische, 11.05.2013. Online verfügbar unter <http://www.verlagshaus-jaumann.de/inhalt.lokales->

- effizienz-gesteigert.6256a3b2-f205-46be-8522-e6a9f3565eb1.html, zuletzt geprüft am 24.07.2014.
- Vogt, M.; Kirschbaum, S.; Meyer, B.; Blum, O.; Meyer, J.; Schubert, A. (2008): Branchenleitfaden für die Papierindustrie. Institut für Energie- und Umwelttechnik e.V.; RWTH Aachen; Papiertechnische Stiftung (PTS); EUtech Energie & Management GmbH. Online verfügbar unter <http://www.branchenenergiekonzepte.de/pdf/Papierindustrie-Leitfaden-Energieeffizienz.pdf>, zuletzt geprüft am 03.03.2014.
- Vogt-Schilb, A.; Hallegatte, S. (2013): Marginal abatement cost curves and the optimal timing of mitigation measures. In: *Energy Policy* 66, S. 645–653. DOI: 10.1016/j.enpol.2013.11.045.
- Voß, A. (2009): Grundlagen der rationellen Energieanwendung (Energiesysteme II). Energieanwendung. Vorlesungsmanuskript. Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle. Stuttgart, 2009
- Vollmuth, H. J. (2009): Bilanzen richtig lesen, besser verstehen, optimal gestalten: Haufe-Mediengruppe.
- von Schéele, J.; Gartz, M.; Lantz, M. T.; Riegert, J. P.; Söderlund, S. (2008): Flameless oxyfuel combustion for increased production an dreduced CO₂ and NO_x emissions. In: *stahl und eisen* 128 (7), S. 35–42.
- Wächter, P. (2013): The usefulness of marginal CO₂-e abatement cost curves in Austria. In: *Energy Policy* 61, S. 1116–1126. DOI: 10.1016/j.enpol.2013.06.125.
- Wahlgreen, M.; Karlsson, L.; Sabourin, M.; Aichinger, J. (2004): Operating experience with new RTS lines at Holmen Hallstavik. In: *Pulp & Paper Canada* 105 (9), S. 27–30.
- Warscheid, Lothar (2012): Stahlwerk Bous: 100 Millionen Euro Inverstition, wenn neue Zufahrtstraße kommt. In: *Saarbrücker Zeitung*, 19.07.2012.
- wbcsd; IEA (2009): Cement Technology Roadmap 2009. Carbon emissions reductions up to 2050. Hg. v. World Business Council for Sustainable Development (wbcsd) und International Energy Agency (IEA).
- Weber, T. (2008): Enhanced Energy Efficiency and Emission Reduction Through Advacne Oxy-Fuel Technology in the Aluminium Remelting Industry. TMS Conference. New Orleans, LA, 12.03.2008.
- Weber, T.; Westenberg, J. (2013): Pneumatische Fördersysteme in der Zement- und zementverarbeitenden Industrie. Hg. v. Gericke. Online verfügbar unter <www.gericke.net> Pfad: Branchenlösung, Baustoffe, Waggonentladung, zuletzt geprüft am 14.03.2013.
- Weddige, H.-J (2009): CEPS – Benchmarking Insights from Steel – Benchmarks and the Environment. ThyssenKrupp Steel Europe AG, 08.07.2009. Online verfügbar unter <http://www.ceps.eu/files/Insights.pdf>, zuletzt geprüft am 23.08.2012.
- Weishar, C. (2008): Energieeffizienzsteigerung am Standort Dillingen durch Bau eines Gichtgaskraftwerkes. In: *stahl und eisen* 128 (6), S. 53–59.
- Wendt, P.; Friedhelm, K. (2010): Modernisierung und Effizienz von Thermoprozessanlagen. In: *GASWÄRME International* 59 (6), S. 445–453.
- Whipple, D. F.; Teufert, J.; Domagala, J. (2010): Hocheffiziente Beheizungssysteme für Aluminiumschmelzöfen. In: *GASWÄRME International* 59 (5), S. 340–346.

- Woidasky, Jörg; Ostertag, Katrin; Seitz, Ralph; Kleimt, Bernd; Dettmer, Bernd; Haverkamp, Vico et al. (2012): Erhöhung der Energie- und Materialeffizienz der Stahlerzeugung im Lichtbogenofen. In: *Chemie Ingenieur Technik* 84 (10), S. 1714–1724. DOI: 10.1002/cite.201200076.
- Wolochin, I. (2014): Untersuchung der Energieeinsparpotenziale in der Kalkindustrie in Deutschland. Studienarbeit. Universität Stuttgart, Stuttgart. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER).
- Woltering, P.; Hofmann, P.; Funck, F.; Kiefer, R.; Bäumer, U.-S.; Donst, D.; Schmitt, C. (2013): Energiesparende Chlorproduktion. In: *ThyssenKrupp techforum* (18-24). Online verfügbar unter https://www.thyssenkrupp.com/documents/Publikationen/Techforum/techforum_1_13_de.pdf, zuletzt geprüft am 11.02.2014.
- Worrell, E. (2008): Energy Efficiency Improvement and Cost Saving Opportunities for the Petrochemical Industry. An ENERGY STAR® Guide for Energy and Plant Managers. Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory. Online verfügbar unter <http://www.energystar.gov/ia/business/industry/Petrochemicals.pdf>, zuletzt geprüft am 04.02.2014.
- Worrell, E.; Biermans, G. (2005): Move over! Stock turnover, retrofit and industrial energy efficiency. In: *Energy Policy* 33 (7), S. 949–962. DOI: 10.1016/j.enpol.2003.10.017.
- Worrell, E.; Blinde, P.; Maarten, N.; Blomen, E.; Masanet, E. (2010): Energy Efficiency Improvement and Cost Saving Opportunities for the U.S. Iron and Steel Industry. An ENERGY STAR® Guide for Energy and Plant Managers.
- Worrell, E.; Blok, K. (1994): Energy savings in the nitrogen fertilizer industry in the Netherlands. In: *Energy* 19 (2), S. 195–209. DOI: 10.1016/0360-5442(94)90060-4.
- Worrell, E.; Galitsky, C. (2005): Energy Efficiency Improvement and Cost Saving Opportunities For Petroleum Refineries. An ENERGY STAR® Guide for Energy and Plant Managers. Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory. Berkeley. Online verfügbar unter http://www.energystar.gov/ia/business/industry/ES_Petroleum_Energy_Guide.pdf, zuletzt geprüft am 29.12.2014.
- Worrell, E.; Galitsky, C. (2008): Energy Efficiency Improvement and Cost Saving Opportunities for Cement Making. An ENERGY STAR® Guide for Energy and Plant Managers. Hg. v. Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory. Online verfügbar unter <http://www.energystar.gov/ia/business/industry/LBNL-54036.pdf?5d92-a6b3=>, zuletzt geprüft am 22.02.2013.
- Worrell, E.; Galitsky, C.; Masanet, E.; Graus, W. (2008a): Energy Efficiency Improvement and Cost Saving Opportunities for the Glass Industry. An ENERGY STAR® Guide for Energy and Plant Managers. Online verfügbar unter <http://www.energystar.gov/ia/business/industry/Glass-Guide.pdf>, zuletzt geprüft am 17.10.2013.
- Worrell, E.; Price, L.; Neelis, M.; Galitsky, C.; Zhou, N. (2008b): World Best Practice Energy Intensity Values for Selected Industrial Sectors. Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory.

- Worrell, E.; Ruth, M.; Laitner, J. A.; Finman, H. (2001): Productivity benefits of industrial energy efficiency measures. Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory. Berkely and Washington, USA.
- Worrell, E.; Laitner, J. A.; Ruth, M.; Finman, H. (2003): Productivity benefits of industrial energy efficiency measures. In: *Energy* 28 (11), S. 1081–1098. DOI: 10.1016/S0360-5442(03)00091-4.
- Wörtler, M.; Schuler, F.; Voigt, N.; Schmidt, T.; Dahmann, P.; Lungen, H.B; Ghenda, J.-T (2013): Steel's Contribution to a Low-Carbon Europe 2050. Technical and Economic Analysis of the Sector's CO₂ Abatement Potenzial. Hg. v. Boston Consulting Group und Stahlinstitut VDEh. Online verfügbar unter http://www.stahl-online.de/Deutsch/Linke_Navigation/MedienLounge/_Dokumente/130613_BCG_Low-Carbon_Roadmap.pdf, zuletzt geprüft am 29.06.2013.
- Wünning, J. (1991): Flammenlose Oxidation von Brennstoff mit hochvorgewärmter Luft. In: *Chemie Ingenieur Technik* 63 (12), S. 1243–1245.
- Wünning, J. (2014): Rekuperator- und Regeneratorbrenner. In: GWI (Hg.): 5. gwi-Praxistagung. Effiziente Brennertechnik für Industrieöfen, 31.03.-02.04.2014. Essen: Vulkan Verlag GmbH, S. 77–102.
- WVM (2014): Metallstatistik 2013. Hg. v. Wirtschaftsvereinigung Metalle.
- Xie, D. (2010): Dry granulation: a sustainable process for full value recovery. A novel dry method for slag granulation could help the cement, iron and steel industries develop sustainable practices and derive value from waste. Hg. v. CISRO. Online verfügbar unter <http://www.csiro.au/science/Dry-Slag-Granulation>, zuletzt aktualisiert am 10.09.2012, zuletzt geprüft am 07.02.2013.
- XPAR Vision B.V. (Hg.) (2011): Wiegand Glas fully equipped with XPAR Vision camera systems. Online verfügbar unter <http://www.xparvision.com/news-2-2/wiegand-glas-fully-equipped-with-xpar-vision-camera-systems>, zuletzt geprüft am 12.11.2013.
- Xu, C.; Da-qiang, C. (2010): A Brief Overview of Low CO₂ Emission Technologies for Iron and Steel Making. In: *Journal of Iron and Steel Research* 17 (3).
- Xu, T.; Sathaye, J.; Kramer, K. (2013): Sustainability options in pulp and paper making: Costs of conserved energy and carbon reduction in the US. In: *Sustainable Cities and Society* 8, S. 56–62. DOI: 10.1016/j.scs.2013.01.006.
- Xylia, M.; Silveira, S.; Kuder, R.; Blesl, M.; Brunke, J.-C. (2014): Low-CO₂ steel production: European perspective on the steel market and the role of scrap. Working Paper. Hg. v. KTH. Energy Systems Analysis Agency. Online verfügbar unter <http://urn.kb.se/resolve?urn=urn:nbn:se:kth:diva-145126>, zuletzt geprüft am 19.12.2014.
- Young, M. (2010): "Wild Rose" trotz dem Borkenkäfer. Neue Schupresse löst Rohstoffproblem bei Alberta Newsprint. In: *Twogether* 30, S. 14–15.
- Zemp, R.; Stahel, J.; Burgmann, W. (2008): Vorteile mechanischer Pumpen für die Entgasung von Stahlschmelzen. In: *stahl und eisen* 128 (5), S. 45–48.
- ZGK (2012): ZKG-Handbuch Zementanlagenbau 2011/2012. Leitpfaden für Einsteiger in die Zementindustrie. Unter Mitarbeit von A. Kern. 1. Aufl. Gütersloh: Bauverlag BV GmbH.

- Zhang, G.; Dong, Y.; Feng, M.; Zhang, Y.; Zhao, W.; Cao, H. (2010): CO₂ reforming of CH₄ in coke oven gas to syngas over coal char catalyst. In: *Chemical Engineering Journal* 156, S. 519–523.
- Ziebig, A.; Stanek, W. (2001): Forecasting of the energy effects of injecting plastic waste into the blast furnace in comparison with other auxiliary fuels. In: *Energy* 26, S. 1159–1173.
- Zimmermann, H.; Walzl, R. (2012): Ethylene. In: *Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry*. Weinheim, Germany: Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA.
- Zippe, P.; Kloss, W. (2011): Verbundvorhaben zur Entwicklung und Demonstration einer 2. Generation von Schmelzgutvorwärmern im Einsatz an Sauerstoff- Brennstoff beheizten Glasschmelzwannen als umweltentlastende Technologie. Abschlussbericht über ein Forschungsvorhaben, gefördert von der Deutschen Bundesstiftung Umwelt unter dem Az: 24506. Hg. v. Deutsche Bundesstiftung Umwelt (DBU). Online verfügbar unter <http://www.dbu.de/OPAC/ab/DBU-Abschlussbericht-AZ-24506.pdf>, zuletzt geprüft am 28.10.2013.
- ZKG (2011): Lafarge Werk Wössingen: Dank modernisierter Ofenlinie bestens für neue Produkte und alternative Brennstoffe gerüstet. Interview. In: *ZKG International*, 2011 (01). Online verfügbar unter http://www.zkg.de/de/artikel/zkg_2011-01_Lafarge_Werk_Woessingen_Dank_modernisierter_Ofenlinie_bestens_fuer_n_eue_1045549.html.
- Zuliani, D.J; Scipolo, V.; Born, C. (2009): Opportunities to reduce costs and lower GHG emissions in EAF and BOF steelmaking. In: *stahl und eisen* 129 (9), S. 10–18.

Anhang A Rahmenparameterannahmen

In diesem Abschnitt werden die Parameterannahmen wie Energieträgerpreisentwicklung, Heizwerte, spezifische CO₂-Emissionen die für die Berechnungen der Energieeinsparungen und Energieeinsparkosten notwendig sind gelistet. Zudem werden Umrechnungsfaktoren wie Preis- und Lokalitätsindizes und Währungskurse die den identifizierten Parametern von Energieeinsparmaßnahmen unterstellt sind.

Tabelle A-1: Unterstellte Heizwerte von Energieträgern (eigene Zusammenstellung basierend auf Arens et al. 2012; Liszio et al. 2012; Tanaka 2012; Towsey et al. 2011; Marion 2009; Bender et al. 2008; Weishar 2008; Gitzhofer 2007; Diemer et al. 2004)

Energieträger	Heizwert	Einheit
Braunkohle	25,70	MJ/kg
Erdgas	36,97	MJ/m ³ (S.T.P.)
Erdgas	54,60	MJ/kg
Gichtgas	3,50	MJ/m ³ (S.T.P.)
Heizöl	40,30	MJ/m ³ (S.T.P.)
Heizöl	37,70	MJ/l
Koks	28,43	MJ/kg
Koksofengas	17,41	MJ/m ³ (S.T.P.)
Sauerstoffkonvertergas	9,20	MJ/m ³ (S.T.P.)
Schweröl	41,02	MJ/m ³ (S.T.P.)
Schweröl	41,90	MJ/l
Steinkohle	29,31	MJ/kg
Wasserstoff	141,86	MJ/kg

Tabelle A-2: Unterstellte CO₂-Emissionsfaktoren von Energieträgern (eigene Zusammenstellung basierend auf Hölling et al. 2011; Quaschnig 2011; Bender et al. 2008; Harder 2006; Ren et al. 2006; UBA 2003; Ecofys et al. 2009)

Energieträger	tCO ₂ /GJ
Biomasse	0,000
Braunkohle	0,101
Erdgas	0,056
Gichtgas	0,105
Heizöl	0,077
Holz	0,110
Koks	0,129
Koksofengas, Raffineriegas (u. a. Naphtha), Schwarzlauge	0,048
Schweröl	0,073
Sekundärbrennstoffe	0,086
Steinkohle	0,095
Strom	0,160

Tabelle A-3: Unterstellte Standortfaktoren für die Konvertierung des Investitionsaufwands für internationale Anlagen auf Deutschland (eigene Zusammenstellung basierend auf Intratec Solutions LLC 2013; Couper 2003)

Land	Standortfaktor
China	0,7953
Dänemark	1,4600
Deutschland	1,2734
Großbritannien	1,7600
Japan	1,1749
Kanada	1,3200
Niederlande	1,0400
Schweden	1,7900
USA	1,0000

Tabelle A-4: Preisindizes für die Zeitanpassung von Investition in Energieeinsparmaßnahmen. (eigene Berechnung basierend auf Marquet 2014; Intratec Solutions LLC 2013; Access Intelligence 2012)

Jahr	Marshall & Swift Preisindex für Prozessausrüstung für die Gesamtindustrie	Intratec Preisindex für Prozessausrüstung für die Chemieindustrie
1926	0	-
1954	184	-
1971	321	-
1990	745*	43,4
1991	779*	48,8
1992	815*	54,2
1993	849*	59,6
1994	884*	65,1
1995	919*	70,5
1996	953*	75,9
1997	988*	81,3
1998	1 023*	86,7
1999	1 058*	92,2
2000	1 089	100,0
2001	1 100*	101,0
2002	1 104	102,1
2003	1 150*	106,3
2004	1 179	119,4
2005	1 272*	128,9
2006	1 302	135,3
2007	1 373	141,0
2008	1 449	157,7
2009	1 276*	138,9
2010	1 457	146,4
2011	1 537	156,6
2012	1 537*	156,7
2013	1 544*	157,4

* Kein Preisindex von Marshall & Swift kostenfrei zugänglich. Der Werte wurden mit dem Intratec Preisindex interpoliert (s. Intratec Solutions LLC 2013)

Tabelle A-5: Unterstellte Energieträger- und CO₂-Zertifikatspreisentwicklung für den Betrachtungszeitraum von 2013 bis 2035 entsprechend dem Basisszenario

Jahr	Energieträgerpreise [EUR/GJ]															
	Strom	Heizöl, leicht	Heizöl, schwer	Steinkohle	Koks	Braunkohle	Erdgas	Petrolkoks	Raffineriegas	Kokereigas, LPG, Raffineriegas	Gichtgas	Fernwärme	Hausmüll und hausmüllähnlich	Biomasse	Prozessdampf	Sekundärbrennstoffe
2013	15,8	18,9	11,8	5,4	9,3	3,2	8,9	9,3	9,0	6,3	14,7	2,3	5,4	9,9	3,0	6,8
2014	16,1	19,2	12,0	5,5	9,5	3,3	9,1	9,5	9,2	6,4	15,0	2,3	5,5	10,1	3,1	8,0
2015	16,3	19,4	12,1	5,5	9,6	3,3	9,2	9,6	9,3	6,5	15,2	2,3	5,6	10,2	3,1	9,3
2016	16,6	19,7	12,3	5,6	9,8	3,4	9,3	9,8	9,4	6,6	15,4	2,4	5,7	10,4	3,1	10,6
2017	16,8	20,0	12,5	5,7	9,9	3,4	9,5	9,9	9,6	6,7	15,7	2,4	5,8	10,5	3,1	11,9
2018	17,1	20,3	12,7	5,8	10,1	3,5	9,6	10,1	9,7	6,8	15,9	2,4	5,9	10,7	3,1	13,2
2019	17,3	20,6	12,9	5,9	10,2	3,5	9,8	10,2	9,9	6,9	16,1	2,5	6,0	10,8	3,2	14,5
2020	17,6	21,0	13,1	6,0	10,4	3,6	9,9	10,4	10,0	7,0	16,4	2,5	6,0	11,0	3,2	15,7
2021	17,8	21,3	13,3	6,1	10,5	3,6	10,1	10,5	10,2	7,1	16,6	2,6	6,1	11,2	3,2	17,0
2022	18,1	21,6	13,5	6,2	10,7	3,7	10,2	10,7	10,3	7,2	16,9	2,6	6,2	11,3	3,2	18,3
2023	18,4	21,9	13,7	6,3	10,8	3,7	10,4	10,8	10,5	7,3	17,1	2,6	6,3	11,5	3,3	19,6
2024	18,6	22,2	13,9	6,3	11,0	3,8	10,5	11,0	10,6	7,4	17,4	2,7	6,4	11,7	3,3	20,9
2025	18,9	22,6	14,1	6,4	11,2	3,9	10,7	11,2	10,8	7,6	17,6	2,7	6,5	11,9	3,3	22,2
2026	19,2	22,9	14,3	6,5	11,3	3,9	10,8	11,3	11,0	7,7	17,9	2,7	6,6	12,0	3,3	23,4
2027	19,5	23,3	14,5	6,6	11,5	4,0	11,0	11,5	11,1	7,8	18,2	2,8	6,7	12,2	3,4	24,7
2028	19,8	23,6	14,7	6,7	11,7	4,0	11,2	11,7	11,3	7,9	18,4	2,8	6,8	12,4	3,4	26,0
2029	20,1	24,0	15,0	6,8	11,8	4,1	11,3	11,8	11,5	8,0	18,7	2,9	6,9	12,6	3,4	27,3
2030	20,4	24,3	15,2	6,9	12,0	4,2	11,5	12,0	11,6	8,1	19,0	2,9	7,0	12,8	3,5	28,6
2031	20,7	24,7	15,4	7,0	12,2	4,2	11,7	12,2	11,8	8,3	19,3	3,0	7,1	13,0	3,5	29,9
2032	21,0	25,0	15,6	7,1	12,4	4,3	11,8	12,4	12,0	8,4	19,6	3,0	7,2	13,2	3,6	31,1
2033	21,3	25,4	15,9	7,3	12,6	4,3	12,0	12,6	12,2	8,5	19,9	3,1	7,3	13,4	3,6	32,4
2034	21,6	25,8	16,1	7,4	12,8	4,4	12,2	12,8	12,3	8,6	20,2	3,1	7,4	13,6	3,7	33,7
2035	22,0	26,2	16,4	7,5	12,9	4,5	12,4	12,9	12,5	8,8	20,5	3,1	7,6	13,8	3,7	35,0

Anhang B Produktübergreifende Ergebnisse

Tabelle B-1: Ergebnisse der identifizierten Energieeinsparmaßnahmen in der Einzelbetrachtung zum Jahr 2013 im Basisszenario

ID	Name der Energieeinsparmaßnahme	Brennstoff- einsparung [TJ]	Stromeinspa- rungen [TJ]	Produktions- kosteneinspa- rungen [Mio. EUR]	Energieein- sparkosten [EUR/GJ]
FLQU01	Verbrennungsluftgebläse mit Frequenzrichter	0	22	0,37	-17,17
PAZE01	Ersatz von Steilkegel- oder Einscheibenrefiner durch Doppelscheibenrefiner (Holzstoff)	0	1 926	29,39	-15,26
EIEA07	Verbesserte Prozessregelung durch in-situ Temperaturmessung	0	1 195	18,03	-15,09
EIEA03	Hochleistungstransformator (205 MVA)	0	1 926	27,49	-14,27
ALEL05	Neun-Box-Prozessregelungssystem	0	117	1,61	-13,81
ZEKL05	Modernisierung von Rostkühler zu Schubrostkühler	83	0	1,14	-13,80
ZEZE01	Erhöhung des Hochofenschlackeeinsatzes	1 039	0	13,37	-12,86
CHEL03	Nachrüstung von Membranverfahren (6 kA/m ²) des Amalgamverfahrens	-722	2 036	15,43	-11,74
BESC07	Brennstoffstufung mit Sekundärgas	302	30	3,67	-11,03
PAAL01	Hochkonsistenzpulver mit optimierter Wendel	0	831	9,10	-10,96
KABR08	Abgasrezirkulation bei Ringschachtöfen	234	0	2,52	-10,78
BEQU02	Aufteilung in bedarfsgerechte Druckluftnetze (6,0, 3,5, und 2,1 bar)	0	74	0,80	-10,75
PAAL05	Hochzahngarnituren für Dispergierer	0	221	2,36	-10,67
CHEL02	Nachrüstung von Membranverfahren (5 kA/m ²) des Amalgamverfahrens	-722	2 036	13,20	-10,04
ZEKL08	Optimierte Ofenregelung durch kontinuierliche Messung der Rohstoffzusammensetzung	2 077	151	21,30	-9,56
ALSC02	Regeneratorbrenner	434	0	4,12	-9,49
BEFO01	Optimierte Vorherdregelung durch Infrarotanalyse	171	0	1,61	-9,42
EIBF03	Gichtgasentspannungsturbine (TRT)	0	1 415	13,32	-9,42
EICO01	Erweiterte Koksofengasrückgewinnung	3 376	0	31,65	-9,37
ALSC01	Rekuperatorbrenner	244	0	2,28	-9,33
PAST02	Auslastungserhöhung der Refiner	0	796	7,40	-9,30
PAZE03	Auslastungserhöhung der Refiner (Holzstoff)	0	113	1,05	-9,28
BESC08	Reduzierung der überschüssigen Luft durch verbesserte Lambda-Regelung	231	23	2,33	-9,20
PAPA05	Abwärmenutzung der Nachtrocknungspartie zur Klar- und Siebwassererwärmung	1 207	0	10,79	-8,93
CHEL13	Nachrüstung von Sauerstoffverzehrkathode (4 kA/m ²) des Amalgamverfahrens mit thermischer H ₂ -Verwendung	-722	2 813	18,56	-8,88
PAPA01	Thermokompressoren zur Brüdenkompression	756	0	6,69	-8,85
EIBO02	Verbesserte Abstichtemperaturregelung durch in-situ Temperaturmessung	0	367	3,14	-8,56
AMKO02	Entspannungsturbine im Absorptionsmittelkreislauf	0	211	1,77	-8,41
FLSC03	Reduzierung der überschüssigen Luft durch verbesserte Lambda-Regelung	128	0	1,07	-8,39
ZEIN01	Innovative hydraulische Bindemittel	7 074	0	58,97	-8,34
ZEBR02	Vertikalrollenmühlen zur Kohlemahlung	0	44	0,36	-8,20
ZEKL04	Wechsel von Dreh- oder Satellitenkühler zu Rostkühler	2 663	-37	21,26	-8,10
FLSC02	Ofenabwärmeverstromung mittels doppelstufiger Dampfturbine	36	329	2,96	-8,09
EIBF02	Verminderte Gichtgasverluste beim Doppelglockenverschluss	264	0	2,13	-8,07
PAAL04	Deinking mit Säulenflotation	0	602	4,79	-7,96
ETSP06	Übergeordnete Regelung des Prozessdampfeinsatzes	1 782	0	14,13	-7,93
EIBF04	Hochofenschlackeabwärmenutzung zur Prozessdampferzeugung	0	1 865	14,60	-7,83
CHEL10	Nachrüstung von Sauerstoffverzehrkathode (4 kA/m ²) des Amalgamverfahrens mit chemischer H ₂ -Verwendung	-722	2 813	16,18	-7,74
KABR09	Expertensystem zur verbesserten Prozessregelung	323	25	2,69	-7,73
CHNA02	Vierstufige Natronlaugeneindampfsysteme für Membranzellen	1 505	0	11,59	-7,70
EIEA02	Bodenspülung	0	580	4,43	-7,63
ETSP02	Neuer Transferleitung-Wärmeübertrager	2 281	0	17,35	-7,60
CHEL01	Nachrüstung von Membranverfahren (4 kA/m ²) vom Amalgamverfahren	-722	2 036	9,88	-7,51
ZEZE05	Erhöhung des Flugascheeinsatzes	107	17	0,93	-7,51

ID	Name der Energieeinsparmaßnahme	Brennstoff- einsparung [TJ]	Stromeinspa- rungen [TJ]	Produktions- kosteneinspa- rungen [Mio. EUR]	Energieein- sparkosten [EUR/GJ]
CHEL06	Nachrüstung von Membranverfahren (6 kA/m ²) vom Diaphrag- maverfahren	562	1 537	15,29	-7,28
CHEL07	Nachrüstung von Membranverfahren (4 kA/m ²) vom Membranver- fahren	1 164	1 341	18,11	-7,23
CHNA01	Dreistufige Natronlaugeneindampfsysteme für Membranzellen	744	0	5,08	-6,83
KABR01	Ersatz von Drehrohrofen mit Vorwärmer zu Gleichstrom-Gegen- strom-Regenerativofen	2 940	4	18,47	-6,27
AMSY04	Modellprädiktive Prozessregelung	1 471	0	9,07	-6,17
CHEL08	Nachrüstung von Membranverfahren (5 kA/m ²) vom Membranver- fahren	1 341	568	11,76	-6,16
CHEL05	Nachrüstung von Membranverfahren (5 kA/m ²) vom Diaphrag- maverfahren	562	1 651	13,43	-6,07
CHEL09	Nachrüstung von Membranverfahren (6 kA/m ²) vom Membranver- fahren	1 341	239	9,49	-6,01
EIEA01	Verbesserte Schaumslaggenkontrolle	482	304	4,54	-5,78
AMSY01	Wasserstoffrückgewinnung aus dem Synthesekreislauf	1 961	0	11,23	-5,73
PAPA02	Papierbahnerwärmung mit Dampfblaskasten	1 512	0	8,51	-5,63
EIMI05	Flammenlose Oxidation	6 581	0	35,79	-5,44
EIMI02	Rekuperatorbrenner	3 077	0	16,33	-5,31
PAPA03	Ersatz von Walzenpresse durch Schuhpresse	3 614	0	18,60	-5,15
ETSP05	Katalytische Spaltöfen	48 677	0	246,59	-5,07
CHEL04	Nachrüstung von Membranverfahren (4 kA/m ²) vom Diaphrag- maverfahren	562	1 931	12,42	-4,98
PAZE07	Enzymatische Vorbehandlung (Holzstoff)	0	2 041	9,52	-4,66
ZEZE04	Verbesserte Gattierung der Mahlkugeln	0	507	2,35	-4,64
FLGE02	Reduzierung der Gemengebenetzung	170	17	0,86	-4,59
PAZE04	Abwärmennutzung vom thermomechanischen Aufschluss zur Prozess- dampferzeugung (TMP)	1 339	-207	5,03	-4,44
BEGE03	Fremdscherbenanteilerhöhung auf das technische Maximum (Grün- glas))	50	0	0,22	-4,35
ALSC03	Sauerstoffbrenner	503	0	2,17	-4,31
EICO03	Kokslöschung mit Koksstabilisierung (CSQ)	411	0	1,75	-4,26
EISI03	Partielle Sinterabgasrückführung	4 805	-226	18,81	-4,11
ALSC05	Heißeinsatz im Warmwalzwerk	450	0	1,79	-3,99
PAAL03	Fraktionierung der Recyclingfasern	2 170	169	9,21	-3,94
PAPA04	Ersatz von Saugwalzenpresse durch Schuhpresse (Tissuepapiere)	1 884	0	7,33	-3,89
PAZE02	Schwarzlaugenvergasung (Zellstoff)	0	1 534	5,81	-3,79
AMKO01	Innovative Absorptionsmittel für CO ₂ -Abscheidung	888	0	3,06	-3,44
KABR07	Kürze Wartungsintervalle für Feuerfestmaterialien	950	0	3,23	-3,40
ALSC04	Einsatzstoffvorwärmung mittels Abwärmennutzung	42	0	0,14	-3,24
CHEL11	Nachrüstung von Sauerstoffverzehrkathode (4 kA/m ²) von Diaphrag- maverfahren mit chemischer H ₂ -Verwendung	562	279	2,59	-3,08
BEGE05	Reduzierung der Gemengebenetzung (Feuchtigkeitsgehalt 3,5 auf 2 %)	421	0	1,18	-2,80
AMSY02	Niedrigdruck-Synthese-Reaktor	6 035	0	16,35	-2,71
AMDA03	Isotherme CO-Konvertierung	930	0	2,50	-2,69
PAAL02	Einsatz von MultiFoil-Rotor mit C-bar Stabsiebkorb	0	653	1,75	-2,68
EIMI01	Regeneratorbrenner	5 086	0	12,92	-2,54
EISI02	Sinterabgaswärmennutzung zur Dampferzeugung und Verstromung	1 150	849	4,49	-2,24
AMDA01	Adiabatische Vor-Reformierung	2 624	0	5,86	-2,23
EISI04	Selektive Sinterabgasrückführung	2 791	0	6,15	-2,20
PAZE06	Abwärmennutzung vom Bleichen zur Prozesswassererwärmung	25	0	0,05	-2,11
PAPA06	Polymerbeschichtung von Cellulosefasern	4 190	3 714	15,87	-2,01
ETSP03	Gasturbinenintegration zur Verbrennungsluftvorwärmung	12 553	0	25,03	-1,99
PAZE05	Thermomechanischer Aufschluss bei höherer Temperatur und Refi- nerintensität (Holzstoff)	0	1 214	2,41	-1,98
ZEKL07	Ausbau des Zyklonvorwärmers auf fünf Stufen	1 241	0	2,45	-1,97
KABR02	Ersatz von Mehrkammerschacht/Stahlmantelschtofen zu Gleich- strom-Gegenstrom-Regenerativofen	372	0	0,71	-1,92
ETFR02	Kälterückgewinnung aus dem Kältemittelkreislauf	307	0	0,45	-1,48
EIBF01	Erhöhung Kohlestaubeinblasung (PCI) auf 225 kg/t Roheisen	6 160	0	6,80	-1,10
ETSP01	Neue Spaltöfen mit optimierte Strahlungszone	24 453	0	22,19	-0,91

ID	Name der Energieeinsparmaßnahme	Brennstoff- einsparung [TJ]	Stromeinspa- rungen [TJ]	Produktions- kosteneinspa- rungen [Mio. EUR]	Energieein- sparkosten [EUR/GJ]
EIMI03	Heißeinsatz	11 471	0	7,66	-0,67
BESC06	Ofenabwärmenutzung zur internen Warmwasserversorgung	56	0	0,03	-0,53
BESC04	Ofenabwärmeverstromung mittels Dampfmotor	189	163	0,08	-0,21
KABR06	Umbau zweier Schachtofen zum Gleichstrom-Gegenstrom-Regenerativofen	539	111	0,12	-0,19
ZERO02	Rohmehlhomogenisierung in Gravitationssilos	707	0	0,00	0,01
AMDA04	Dampfreformierung ohne Sekundärreformer	2 224	0	-0,05	0,02
KAMA01	Ersatz von Kugelmöhlen durch Vertikalmöhlen	0	151	-0,01	0,03
ETFR01	Wärmeintegrierte Rektifizierkolonne	800	-107	-0,03	0,04
ZEKL02	Nachrüstung von Voralcalinator am Drehrohrofen mit Zyklonvorwärmer	5 090	0	-0,44	0,09
EIMI06	Kühlwasserabwärmenutzung zur internen Warmwasserversorgung	1 142	-23	-0,24	0,22
FLSC04	Verstärkte Isolierung (Schmelzwanne, Doghouse, Regeneratoren)	1 088	0	-0,25	0,23
BESC03	Sauerstoffbrenner bei regenerativen Schmelzwanne	1 906	-496	-0,90	0,64
BEGE06	Flussmitteleinsatzerhöhung um 0,1 % Lithium-Feldspat	1 277	0	-1,00	0,78
EICC02	Bandgieß- ersetzt Stranggussanlage	23 119	0	-20,85	0,90
KAMA03	Verbesserte Gattierung der Mahlkugeln	0	69	-0,07	0,94
CHEL14	Nachrüstung von Sauerstoffverzehrkathode (4 kA/m ²) von Diaphragmaverfahren mit thermischer H ₂ -Verwendung	-1 241	3 129	-2,31	1,22
CHEL15	Nachrüstung von Sauerstoffverzehrkathode (4 kA/m ²) von Membranverfahren mit thermischer H ₂ -Verwendung	549	1 907	-3,11	1,26
KABR03	Ersatz von Ringschachtofen zu Gleichstrom-Gegenstrom-Regenerativofen	706	15	-0,91	1,27
EIEA05	Verdampfungskühlsystem zur Strom- und Dampferzeugung	999	1 658	-3,91	1,47
BEGE04	Gemengevorwärmung mittels Abwärmenutzung auf 300 °C	1 056	0	-1,56	1,48
ALEL02	Inerte Anoden	5 026	-2 669	-3,66	1,55
EIBF05	Gichtgasrückführung (TGRBF)	23 983	0	-42,89	1,79
ZEZE02	Vertikalrollenmühle ersetzt Kugelmühle	0	1 576	-2,84	1,80
BEGE01	Fremdscherbenanteilerhöhung auf das technische Maximum (Weißglas)	202	0	-0,40	1,99
BESC05	Ofenabwärmeverstromung mittels ORC-Anlage	189	220	-0,92	2,25
ZEIN02	Wirbelschichtfeuerung	6 900	-745	-16,82	2,73
AMDA02	Autotherme Reformierung	1 397	-596	-2,19	2,74
ALEL01	Neuzustellung von PBCWPF-Zellen	0	1 936	-5,35	2,76
BESC09	Verstärkte Isolierung (Schmelzwanne, Doghouse, Regeneratoren)	683	1	-2,00	2,93
ALEL04	Benetzte Kathoden und inerte Anoden	5 026	1 398	-19,11	2,98
EIKW01	Gas- und Dampfkombikraftwerk	1 945	0	-5,96	3,06
EIBO01	Konvertergasrückgewinnung	8 291	0	-27,81	3,35
BESC10	Bubblinganlage	339	0	-1,21	3,57
ZEBR01	80 % Sekundärbrennstoffeinsatz	-1 460	-15	6,09	4,13
KABR05	Neuzustellung von Gleichstrom-Gegenstrom-Regenerativofen (Baujahr < 1990)	185	9	-0,80	4,15
ZEZE03	Hochleistungsfeinsichter	0	269	-1,20	4,48
BESC01	Wechsel zu regenerativer U-Flammenwanne von rekuperativer Schmelzwanne	156	0	-0,71	4,54
FLSC01	Sauerstoffbrenner bei regenerativen Schmelzwanne	3 151	-820	-10,75	4,61
CHEL12	Nachrüstung von Sauerstoffverzehrkathode (4 kA/m ²) von Membranverfahren mit chemischer H ₂ -Verwendung	791	3 126	-18,97	4,84
FLGE01	Fremdscherbeneinsatzhöhung auf das technische Maximum (Bauglas)	51	17	-0,34	5,02
KABR04	Ersatz von Normalschachtofen zu Gleichstrom-Gegenstrom-Regenerativofen	616	111	-4,19	5,76
ALEL03	Benetzte Kathode	0	3,952	-23,17	5,86
EICC01	Dünnbrammenstranggieß- ersetzt Stranggussanlage	24 066	0	-143,13	5,95
ZEKL01	Ersatz von Lepolöfen durch Drehrohrofen mit Zyklonvorwärmer und Calzinator	1 658	0	-11,77	7,10
ALEL06	Reduzierung von Widerstandsverlusten	0	32	-0,26	7,95
ALEL08	ORC-Verstromung der Anodenofenabgase	0	32	-0,26	7,95
KAMA02	Hochleistungsfeinsichter	0	34	-0,30	8,82
ZERO01	Ersatz von Kugelmöhlen durch Vertikalmöhlen	0	261	-2,30	8,82
EISI01	Brennluftvorwärmung durch Sinterkühlerabwärmenutzung	481	0	-4,31	8,96

ID	Name der Energieeinsparmaßnahme	Brennstoff- einsparung [TJ]	Stromeinspa- rungen [TJ]	Produktions- kosteneinspa- rungen [Mio. EUR]	Energieein- sparkosten [EUR/GJ]
EIEA06	Kontinuierliche Beschickung und Schrottvorwärmung über Ofenabwärmennutzung	0	3 912	-35,91	9,18
AMSY03	Dual-Druck-Synthesekreislauf	1 880	0	-18,19	9,67
EIEA08	Kontinuierlicher Betrieb mit Abwärmeverstromung	0	1 342	-13,54	10,09
BEQU01	Verbrennungsluftgebläse mit Frequenzumrichter	39	0	-0,44	11,02
EIMI04	Verstärkte Isolierung der Wärmofen	4 315	0	-51,02	11,82
ZERO01	Mechanische anstatt pneumatische Fördersysteme	0	211	-2,94	13,90
CHEL16	Wasserstoffverstromung mittels Brennstoffzelle anstatt thermischer Nutzung	0	2 738	-40,40	14,76
EIBF06	Biokohlestaubeinblasung mit 137,8 kg/t Roheisen	13 060	0	-199,04	15,24
ALEL07	Einsatz verlustarmer Gleichrichter-Transformator	0	12	-0,18	15,52
PAPA08	Impulstrocknung als innovatives Trocknungsverfahren	9 338	0	-147,77	15,83
ETSP04	Coking-Reduzierung durch keramischbeschichtete Pyrolyseröhre	13 795	0	-234,95	17,03
PAST01	Ersatz von Kegel- durch Doppelscheibenrefiner	0	159	-2,79	17,54
BEGE02	Fremdscherbenanteilerhöhung auf das technische Maximum (Braun- glas)	84	0	-1,56	18,57
EICO02	Kokstrockenkühlung (CDQ)	0	4 535	-87,68	19,33
ZEKL09	Kapazitätzusammenlegung von zwei Drehrohröfen	1 055	65	-23,34	20,83
ZEKL06	ORC-Verstromung der Abwärme des Vorwärmers und Klinkerküh- lers	0	2 740	-74,14	27,06
PAPA07	Unterdrucksaugwalzpresse zur Tissuepapiertrocknung	3 875	0	-115,95	29,93
EIEA04	DC Elektroofen ersetzt AC Elektroofen	0	2 680	-84,05	31,37
BESC02	Wechsel zu regenerativer U-Flammenwanne von regenerativer, quer- befeuerter Schmelzwanne	47	0	-1,78	38,34
KABR10	ORC-Verstromung der Ofenabwärme	0	159	-7,05	44,32
ZEKL03	Druckverlustarme Zyklonvorwärmer	0	106	-6,25	58,81
BEQU03	Umstellung auf mechanische von pneumatischen Fördersystem	0	43	-5,01	117,24

Tabelle B-2: Ergebnisse der untersuchten Energieeinsparmaßnahmen zum Jahr 2013 im Basisszenario

ID	Name der Energieeinsparmaßnahme	Brennstoff-einsparung [TJ]	Stromeinsparungen [TJ]	Produktionskosteneinsparungen [Mio. EUR]	Energieeinsparkosten [EUR/GJ]
ZEKL09	Kapazitätzusammenlegung von zwei Drehrohröfen	488	30	18,48	-34,01
KAMA01	Ersatz von Kugelmühlen durch Vertikalmühlen	0	73	0,00	-22,57
FLQU01	Verbrennungsluftgebläse mit Frequenzumrichter	0	22	0,00	-17,17
BEQU01	Verbrennungsluftgebläse mit Frequenzumrichter	0	39	0,00	-15,73
EIEA02	Bodenspülung	0	580	0,00	-15,27
PAZE01	Ersatz von Steilkegel- oder Einscheibenrefiner durch Doppelscheibenrefiner (Holzstoff)	0	1 926	0,00	-15,26
EIEA03	Hochleistungstransformator	0	1 926	0,00	-15,17
EIEA07	Verbesserte Prozessregelung durch in-situ Temperaturmessung	0	1 195	0,00	-15,09
ZEKL05	Modernisierung von Rostkühler zu Schubrostkühler	83	0	51,98	-13,80
ALEL05	Neun-Box-Prozessregelungssystem	0	111	0,00	-13,68
ZEZE01	Erhöhung des Hochofenschlackeeinsatzes	1 039	0	234,92	-12,86
PAPA05	Abwärmenutzung der Nachrocknungspartie zur Klar- und Siebwassererwärmung	1 389	0	67,62	-12,84
EIEA08	Kontinuierlicher Betrieb mit Abwärmeverstromung	0	704	0,00	-12,10
PAST02	Auslastungserhöhung der Refiner	0	650	0,00	-11,36
BESC07	Brennstoffstufung mit Sekundärgas	292	30	16,93	-11,09
KABR08	Abgasrezirkulation bei Ringschachtöfen	234	0	30,17	-10,78
BEQU02	Aufteilung in bedarfsgerechte Druckluftnetze (6,0, 3,5, und 2,1 bar)	0	74	0,00	-10,75
PAPA01	Thermokompressoren zur Brüdenkompression	651	0	42,34	-10,21
PAAL01	Hochkonsistenzpulper mit optimierter Wendel	0	737	0,00	-10,11
PAZE03	Auslastungserhöhung der Refiner (Holzstoff)	0	93	0,00	-9,74
ZEKL08	Optimierte Ofenregelung durch kontinuierliche Messung der Rohstoffzusammensetzung	1 897	138	173,34	-9,57
ALSC02	Regeneratorbrenner	413	0	23,15	-9,42
BEFO01	Optimierte Vorherdregelung durch Infrarotanalyse	171	0	0,00	-9,42
EICO01	Erweiterte Koksofengasrückgewinnung	3 376	0	162,06	-9,37
PAAL05	Hochzahngarnituren für Dispergierer	0	188	0,00	-9,36
FLSC02	Ofenabwärmeverstromung mittel doppelstufiger Dampfturbine	33	360	0,00	-9,18
BESC08	Reduzierung der überschüssigen Luft durch verbesserte Lambda-Regelung	221	23	12,91	-9,15
EIBF03	Gichtgasentspannungsturbine (TRT)	0	1 336	0,00	-8,98
CHEL13	Nachrüstung von Sauerstoffverzehrkathode (4 kA/m ²) vom Amalgamverfahren mit thermischer H ₂ -Verwendung	-722	2 813	-40,41	-8,83
EIBO02	Verbesserte Abstichttemperaturregelung durch in-situ Temperaturmessung	0	367	0,00	-8,56
FLSC03	Reduzierung der überschüssigen Luft durch verbesserte Lambda-Regelung	128	0	7,16	-8,39
ZEKL04	Wechsel von Dreh- oder Satellitenkühler zu Rostkühler	1 391	-19	11,69	-8,32
ZEBR02	Vertikalrollenmühlen zur Kohlemahlung	0	44	0,00	-8,20
EIBF02	Verminderte Gichtgasverluste beim Doppelglockenverschluss	264	0	27,73	-8,07
ETSP06	Übergeordnete Regelung des Prozessdampfeinsatzes	1 782	0	94,43	-7,93
KABR09	Expertensystem zur verbesserten Prozessregelung	323	25	12,24	-7,73
ETSP02	Neuer Transferleitung-Wärmeträger	849	0	44,98	-7,55
ZEZE05	Erhöhung des Flugascheeinsatzes	107	17	24,97	-7,51
AMDA04	Dampfreformierung ohne Sekundärreformer	1 234	0	69,09	-7,37
CHEL06	Nachrüstung von Membranverfahren (6 kA/m ²) vom Diaphragmaverfahren	562	1 537	31,50	-7,26
PAAL04	Deinking mit Säulenflotation	0	535	0,00	-6,80
CHEL07	Nachrüstung von Membranverfahren (4 kA/m ²) vom Membranverfahren	695	800	38,93	-6,32
PAPA02	Papierbahnerwärmung mit Dampfblaskasten	1 512	0	84,67	-6,28
AMSY04	Modellprädiktive Prozessregelung	1 471	0	82,36	-6,17
EIEA01	Verbesserte Schaumslackenkontrolle	482	304	45,59	-5,78
KABR01	Ersatz von Drehrohröfen mit Vorwärmer zu Gleichstrom-Gegenstrom-Regenerativöfen	2 744	4	317,06	-5,72
AMSY01	Wasserstoffrückgewinnung aus dem Synthesekreislauf	1 125	0	72,22	-5,53

ID	Name der Energieeinsparmaßnahme	Brennstoff-einsparung [TJ]	Stromeinsparungen [TJ]	Produktionskosteneinsparungen [Mio. EUR]	Energieeinsparkosten [EUR/GJ]
CHNA02	Vierstufige Natronlaugeindampfsysteme für Membranzellen	903	0	50,57	-5,48
BESC04	Ofenabwärmeverstromung mittels Dampfmotor	40	49	2,27	-4,82
EIMI05	Flammenlose Oxidation	2 294	0	151,48	-4,67
PAZE07	Enzymatische Vorbehandlung (Holzstoff)	0	2 041	0,00	-4,66
FLGE02	Reduzierung der Gemengebenetzung	170	17	9,52	-4,59
ZEZE04	Verbesserte Gattierung der Mahlkugeln	0	358	0,00	-4,57
BEGE03	Fremdscherbenanteilerhöhung auf das technische Maximum (Grün- glas))	50	0	2,82	-4,35
EICO03	Kokslöschung mit Koksstabilisierung (CSQ)	411	0	0,05	-4,26
ETSP01	Neue Spaltöfen mit optimierte Strahlungszone	16 710	0	885,65	-4,13
ZEZE02	Vertikalrollenmühle ersetzt Kugelmühle	0	860	0,00	-4,12
ALSC05	Heißeinsatz im Warmwalzwerk	450	0	25,17	-3,99
PAAL03	Fraktionierung der Recyclingfasern	2 102	164	0,00	-3,90
PAZE02	Schwarzlaugenvergasung (Zellstoff)	0	1 534	0,00	-3,79
PAPA06	Polymerbeschichtung von Cellulosefasern	4 190	3 714	234,64	-3,51
AMKO01	Innovative Absorptionsmittel für CO ₂ -Abscheidung	740	0	41,45	-3,45
PAZE04	Abwärmenutzung vom thermomechanischen Aufschluss zur Prozess- dampferzeugung (TMP)	1 085	-207	63,45	-3,43
BESC06	Ofenabwärmenutzung zur internen Warmwasserversorgung	0	56	0,00	-3,34
CHEL11	Nachrüstung von Sauerstoffverzehrkathode (4 kA/m ²) von Diaphrag- maverfahren mit chemischer H ₂ -Verwendung	562	279	31,50	-3,07
AMKO02	Entspannungsturbine im Absorptionsmittelkreislauf	0	141	0,00	-2,97
ALSC04	Einsatzstoffvorwärmung mittels Abwärmenutzung	40	0	2,25	-2,83
BEGE05	Reduzierung der Gemengebenetzung (Feuchtigkeitsgehalt 3,5 auf 2 %)	421	0	23,56	-2,80
PAAL02	Einsatz von MultiFoil-Rotor mit C-bar Stabsiebkorb	0	557	0,00	-2,72
AMDA03	Isotherme CO-Konvertierung	414	0	23,18	-2,28
EISI04	Selektive Sinterabgasrückführung	2 791	0	360,03	-2,20
PAZE06	Abwärmenutzung vom Bleichen zur Prozesswassererwärmung	25	0	1,20	-2,11
PAZE05	Thermomechanischer Aufschluss bei höherer Temperatur und Refiner- intensität (Holzstoff)	0	1 214	0,00	-1,98
AMSY02	Niedrigdruck-Synthese-Reaktor	4 678	0	295,75	-1,98
KABR02	Ersatz von Mehrkammerschacht/Stahlmantelschtofen zu Gleichstrom- Gegenstrom-Regenerativofen	372	0	47,98	-1,92
ZEKL07	Ausbau des Zyklonvorwärmers auf fünf Stufen	990	0	77,00	-1,68
PAPA03	Ersatz von Walzenpresse durch Schuhpresse	1 884	0	202,37	-1,64
ETFR02	Kälterückgewinnung aus dem Kältemittelkreislauf	307	0	16,28	-1,48
EIBF01	Erhöhung Kohlestaubeinblasung (PCI) auf 225 kg/t Roheisen	6 160	0	743,20	-1,10
KABR07	Kürze Wartungsintervalle für Feuerfestmaterialien	741	0	95,65	-0,96
AMDA01	Adiabatische Vor-Reformierung	2 099	0	146,96	-0,89
PAPA04	Ersatz von Saugwalzenpresse durch Schuhpresse (Tissuepapiere)	1 131	0	105,52	-0,63
BESC03	Sauerstoffbrenner bei regenerativen Schmelzwannen	1 706	-444	95,52	-0,29
ETFR01	Wärmeintegrierte Rektifizierkolonne	471	-63	24,96	-0,25
ZERO02	Rohmehlhomogenisierung in Gravitationssilos	707	0	59,81	-0,02
ZEKL02	Nachrüstung von Voralcalzinator am Drehrohröfen mit Zyklonvorwär- mer	3 984	0	150,74	0,04
EIMI03	Heißeinsatz	10 207	0	642,36	0,11
EIMI06	Kühlwasserabwärmenutzung zur internen Warmwasserversorgung	1 117	-23	62,53	0,18
KABR06	Umbau zweier Schachtofen zum Gleichstrom-Gegenstrom-Regenera- tivofen	496	102	63,97	0,18
FLSC04	Verstärkte Isolierung (Schmelzwanne, Doghouse, Regeneratoren)	552	0	60,90	0,45
BEGE06	Flussmitteleinsatzerhöhung um 0,1 % Lithium-Feldspat	1 277	0	71,53	0,78
EISI02	Sinterabgaswärmenutzung zur Dampferzeugung und Verstromung	1 150	510	38,66	0,79
EICC02	Bandgieß- ersetzt Stranggussanlage	23 119	0	1 294,68	0,90
BEGE04	Gemengevorwärmung mittels Abwärmenutzung auf 300 °C	1 056	0	59,12	1,48
EIBF05	Gichtgasrückführung (TGRBF)	21 634	0	6.370,10	1,51
BEGE01	Fremdscherbenanteilerhöhung auf das technische Maximum (Weiß- glas)	202	0	11,32	1,99
ETSP03	Gasturbinenintegration zur Verbrennungsluftvorwärmung	10 314	0	546,62	2,14
AMDA02	Autotherme Reformierung	622	-265	34,83	2,71

ID	Name der Energieeinsparmaßnahme	Brennstoff-einsparung [TJ]	Stromeinsparungen [TJ]	Produktionskosteneinsparungen [Mio. EUR]	Energieeinsparkosten [EUR/GJ]
EIKW01	Gas- und Dampfkombikraftwerk	1 945	0	204,19	3,06
EIBO01	Konvertergasrückgewinnung	8 291	0	546,24	3,35
BESC09	Verstärkte Isolierung (Schmelzwanne, Doghouse, Regeneratoren)	424	1	0,47	3,68
ALEL01	Neuzustellung von PBCWPF-Zellen	0	1 840	0,00	3,75
EICC01	Dünnbrammenstranggieß- ersetzt Stranggussanlage	11 592	0	649,15	3,91
KABR05	Neuzustellung von Gleichstrom-Gegenstrom-Regenerativofen (Baujahr < 1990)	185	9	23,84	4,15
ZEZE03	Hochleistungsfeinsichter	0	244	0,00	4,15
BESC01	Wechsel zu regenerativer U-Flammenwanne von rekuperativer Schmelzwanne	156	0	8,71	4,54
EIEA05	Verdampfungskühlsystem zur Strom- und Dampferzeugung	999	1 273	0,00	4,82
FLGE01	Fremdscherbeneinsatzhöhung auf das technische Maximum (Bauglas)	51	17	2,86	5,02
FLSC01	Sauerstoffbrenner bei regenerativen Schmelzwannen	2 930	-820	176,45	6,06
EIMI01	Regeneratorbrenner	1 018	0	533,40	6,69
ZEKL01	Ersatz von Lepolöfen durch Drehrohröfen mit Zyklonvorwärmer und Calzinator	1 658	0	147,39	7,10
ALEL06	Reduzierung von Widerstandsverlusten	0	32	0,00	7,95
ALEL08	ORC-Verstromung der Anodenofenabgase	0	32	0,00	7,95
KAMA03	Verbesserte Gattierung der Mahlkugeln	0	22	0,00	8,06
KAMA02	Hochleistungsfeinsichter	0	34	0,00	8,82
ZERO01	Ersatz von Kugelmühlen durch Vertikalmühlen	0	261	0,00	8,82
EIS101	Brennluftvorwärmung durch Sinterkühlerabwärmenutzung	481	0	50,22	9,31
AMSY03	Dual-Druck-Synthesekreislauf	1 880	0	105,29	9,67
CHEL08	Nachrüstung von Membranverfahren (5 kA/m ²) vom Membranverfahren	31	33	1,76	9,94
EIEA06	Kontinuierliche Beschickung und Schrottvorwärmung über Ofenabwärmenutzung	0	1 699	0,00	11,43
CHEL16	Wasserstoffverstromung mittels Brennstoffzelle anstatt thermischer Nutzung	0	2 136	0,00	14,17
EIMI04	Verstärkte Isolierung der Wärmofen	3 675	0	215,26	14,41
ALEL07	Einsatz verlustarmer Gleichrichter-Transformator	0	12	0,00	15,87
EICO02	Kokstroeknkühlung (CDQ)	0	2 319	115,94	17,35
PAPA08	Impulstrocknung als innovatives Trocknungsverfahren	9 338	0	522,92	17,92
BEGE02	Fremdscherbenanteilerhöhung auf das technische Maximum (Braunglas)	84	0	4,72	18,57
PAPA07	Unterdrucksaugwalzpresse zur Tissuepapiertrocknung	3 875	0	216,97	21,77
BESC10	Bubblinganlage	0	339	0,00	22,74
ZEKL06	ORC-Verstromung der Abwärme des Vorwärmers und Klinkerkühlers	0	2 518	0,00	31,41
PAST01	Ersatz von Kegel- durch Doppelscheibenrefiner	0	6	0,00	40,26
EIEA04	DC Elektroofen ersetzt AC Elektroofen	0	1 724	0,00	48,20
KABR10	ORC-Verstromung der Ofenabwärme	0	142	169,85	52,75
ZERO01	Mechanische anstatt pneumatische Fördersysteme	0	248	0,00	67,84
ZEKL03	Druckverlustarme Zyklonvorwärmer	0	72	0,00	74,53
BEQU03	Umstellung auf mechanische von pneumatischen Fördersystem	0	43	0,00	117,24
BESC05	Ofenabwärmeverstromung mittels ORC-Anlage	0	89	138,44	162,70

Anhang C Eisen- und Stahl

In diesem Kapitel wird die Eisen- und Stahlindustrie hinsichtlich ihrer Branchenstruktur, Produktionsprozesse und Energieverbrauch in Abschnitt C 1 analysiert. Die Parameter und Wechselwirkungen der identifizierten Energieeinsparmaßnahmen für die Herstellung von Eisen und Stahl in Deutschland werden tabellarisch in Abschnitt C 2 gelistet. In Abschnitt C 3 werden die Daten und technischen Energieeinsparpotenziale von Einzelanlagen, auf denen die kumulierten Berechnungen basieren, tabellarisch gelistet.

C 1 Industrieanalyse

In der Stahlherstellung wird unterschieden zwischen einem integrierten Hüttenwerk welches Oxygenstahl bzw. Hochofenstahl herstellt und einem Elektrostahlwerk. In Deutschland wird an 21 Standorten Stahl hergestellt, in sechs davon sind Hüttenwerke und in 19 Elektrostahlwerke. Duisburg ist mit drei Hüttenwerken, namentlich der ThyssenKrupp Steel Europe AG (8,5 Mt Rohstahlerzeugung in 2013), dem Hüttenwerke Krupp Mannesmann (HKM) GmbH (4,5 Mt) und der ArcelorMittal Ruhrort (1,9 Mt) und einer Gesamtkapazität 14,9 Mt und einem Anteil an der Gesamtrohstahlerzeugung von 35 % in 2013 das historisch gewachsene Zentrum der Stahlerzeugung in Deutschland. Die drei Hochöfen der Salzgitter AG, mit zusammen 4,2 Mt Rohstahlerzeugung in 2013, bilden den zweitgrößten Stahlstandort in Deutschland. Elektrostahlwerke stellen weniger hohe Anforderung an die Infrastrukturanbindung u. a. für den Import von Eisenerz und Kohle und sind geographisch weniger konzentriert. Die beiden Elektrolichtbogenöfen der Badischen Stahlwerke mit einer Rohstahlerzeugung von 1,8 Mt in 2013 machen den Standort Kehl zum größten Elektrostahlwerk in Deutschland. Die Peiner Träger GmbH in der gleichnamigen Stadt ist mit 1,5 Mt der zweitgrößte Elektrostahlstandort, gefolgt von den Brandenburger Elektrostahlwerke GmbH, welche dem Konzern Riva angehören, mit 1,3 Mt Rohstahl in 2013 (VDEh 2014).

Die Unternehmensstruktur ist heterogen. ThyssenKrupp ist mit 12,2 Mt, oder 28 % an der Gesamterzeugung der Marktführer hinsichtlich der Oxygenstahlproduktion. Erst mit einem Abstand folgen Salzgitter und ArcelorMittal mit einer Rohstahlproduktion von jeweils 7,4 und 7,3 Mt auf dem zweiten und dritten Platz. Am Standort von ArcelorMittal in Hamburg wird mittels Erdgas Eisenerz direkt zu Eisenschwamm reduziert, ein Verfahren das in Europa nur an einem weiteren Standort in Schweden zum Einsatz kommt und in der Arbeit nicht weiter betrachtet wird. Die nächst größeren Hüttenwerke gehören den Unternehmen Hüttenwerke Krupp Mannesmann (HKM) GmbH (4,5 Mt), Saarstahl (2,7 Mt) und Dillinger Hüttenwerke (2,3 Mt). Danach folgen die Elektrostahlwerke angeführt von dem RIVA Konzern (2,3 Mt), den Badischen Stahlwerken (1,8 Mt) und der Georgsmarinenhütte (1,2 Mt). Die verbleibenden Unternehmen haben eine Rohstahlerzeugung von überwiegend unter einer Megatonne (VDEh 2014).

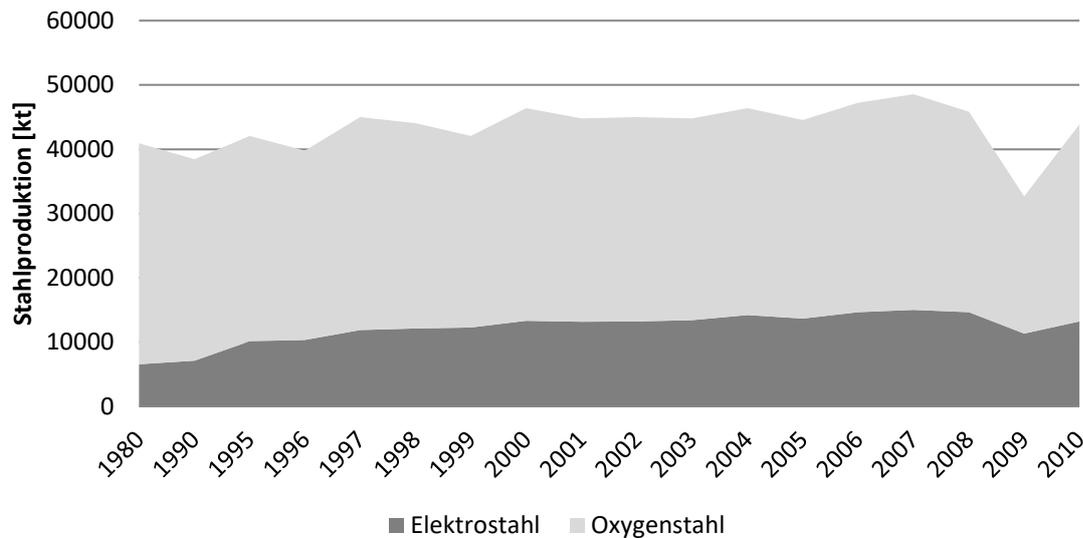


Abb. C-1: Produktionsentwicklung unterteilt nach Oxygen- und Elektrostahl von 1980 bis 2010 in Deutschland (eigene Darstellung basierend auf VDEh 2014)

C 1.1 Produktionsrouten

Dieser Abschnitt beschreibt die drei in Deutschland eingesetzten Routen zur Stahlproduktion. Die einzelnen Prozesse sind in der Abb. C-3 veranschaulicht. Die nachfolgenden Beschreibungen sollen ein Grundverständnis für die Stahlproduktion liefern und helfen ausgewählte Prozesse in den Gesamtkontext einzuordnen. Die nachfolgenden Unterabschnitte beleuchten die jeweiligen unterschiedlichen Produktionsrouten bis zu dem Punkt an dem Rohstahl entsteht. Die darauffolgenden Produktionsprozesse, d. h. Sekundärmetallurgie, Gießen, Walzen und die Veredelung sind, bis zu einem gewissen Grad, unabhängig von der genutzten Produktionsroute (vgl. Abb. C-3).

Oxygenstahlroute

Eisen wird als Werkstoff schon seit über 4 500 Jahren von der Menschheit benutzt. In den frühen Anfängen wurden aus eisenhaltigen Meteoriten mittels Kraftanwendung und niedrigen Temperaturen einfache Werkzeuge geformt (Photos 1989). Die erste eigentliche Eisenproduktion begann vor 3 000 Jahren indem Holzkohle als Brennstoff und als Reduktionsmittel in kleinen Öfen eingesetzt wurde. Im dreizehnten Jahrhundert traten in Deutschland erste Vorformen für den Hochofen auf, deren Design grundsätzlich noch in modernen Hochöfen Gültigkeit hat. In Großbritannien wurde in den 1750igern begonnen Koks anstatt Kohle zu verwenden, da die schwache Struktur die Höhe der Hochöfen und damit die Kapazität minderte. Im Jahr 1850 stellte Henry Bessemer ein Konverter vor, welcher die exotherme Oxidationsenergie von Kohlenstoff und anderen im Eisen befindlichen Unreinheiten nutzte um Stahl zu erzeugen. 1952 wurde schließlich eine verbesserte Version des Bessemer Verfahrens vorgestellt; der Sauerstoffkonverter. Heutzutage wird mittels des Sauerstoffkonverters mit einem Anteil von 72 % der Großteil des weltweiten Stahls produziert und Experten schätzen, dass dies auch auf lange Sicht so bleiben wird (Worrell et al. 2010). Als wesentliche Gründe können die Fähigkeit Stähle mit hoher Qualität zu produzie-

ren und die vergleichsweise niedrigen energetischen Kosten für Kohle genannt werden. Aufgrund der Bedeutung dieser Route wird sie auch Primärroute genannt. Andere Name sind eisenerzbasierte Route oder auch Hochofenroute. In Deutschland betrug ihr Anteil knapp 70 % an der gesamten Stahlproduktion (s. Abb. C-1).

In Abb. C-3 wird der Oxygenstahlprozess dargestellt, welcher nachfolgend kurz beschrieben wird. Wie eingangs erwähnt wurde wird heutzutage anstatt Steinkohle Koks im Hochofen eingesetzt. In der Kokerei wird Kohle zu Koks verkocht. In der Sinteranlage werden Eisenerze agglomeriert und homogenisiert. Neben Sinter werden Eisenerzpellets in deutschen Hochofen eingesetzt. Da die in der Pelletisierung anfallenden Nebenprodukte im Betrieb der Eisenerzmine verwendet werden können und vice versa befinden sich die Pelletisierungsanlagen meist in den Abbaugebieten und damit außerhalb der Untersuchungsgrenze. Eine der größten Eisenerzpellet-Firmen in Europa ist die schwedische Firma LKAB, ansässig im Norden des Landes in der Stadt Kiruna, welche auch deutsche Hüttenwerke beliefert (LKAB 2011). Der Vorteil von Eisenerzpellets ist, dass diese mit 66,6 % einen sehr hohen Eisenanteil aufweisen und damit den Reduktionsmitteleinsatz im Hochofen verringern. Nachteilig ist der höhere Preis weshalb der Eisenerzmöller (altdeutsch für Eisenerzgemisch) in 2010 durchschnittlich aus 58,9 % Sinter, 27,3 % Pellets und 13,7 % Stückerz zusammengesetzt war (Ghenda 2011). Im Hochofen wird der Eisenerzmöller mittels des endogen gebildeten Reduktionsgases zu Eisenerz reduziert. Der Koks dient hierbei zu Bereitstellung der nötigen thermischen Energie sowie zur Bildung des Reduktionsgases. Der Kohlenstoffanteil des flüssigen Eisens im Sauerstoffkonverter wird weiter auf 1,5 % oder weniger reduziert sodass Rohstahl entsteht.

Elektrostahlroute

Ein gänzlich anderer Ansatz zur Stahlerzeugung wird mit dem Elektrolichtbogenofenverfahren verfolgt, welches im späten 19. Jahrhundert aufkam (Beer et al. 1998). Mittels elektrischer Energie werden Lichtbögen erzeugt welche die nötige thermische Energie für das Schmelzbad liefern. Hierbei wird zwischen dem Gleichstromelektroofen, bei dem sich die Lichtbögen zwischen einer Kathode und dem Ofenboden als Anode bilden und dem Wechselstromelektroofen, bei dem sich die Lichtbögen zwischen den drei Lanzen bilden, unterschieden. Eine weitere Form ist der Induktionselektroofen, bei dem die im flüssigen Stahl auftretende Wirbelströme zur Erhitzung beitragen. Jedoch wird der Induktionsofen hauptsächlich für sehr kleine Chargen eingesetzt und daher hier nicht weiter betrachtet. In Deutschland wurden 2010 knapp 30 % des Stahls über die Elektrostahlroute hergestellt (VDEh 2014). Da hierbei größtenteils Stahlschrott aus dem Recycling verwendet wird, wird diese Route auch als schrottbasierte Route bezeichnet. Durch den direkten Einsatz von Altmetallen wird im Gegensatz zur Oxygenstahlroute rund ein Drittel weniger Energie benötigt. Ein Energieeinsparpotenzial eröffnet sich demnach durch eine Substitution der Primär- durch die Sekundärroute. Der Grad der Substitution ist jedoch begrenzt durch mehrere Faktoren. Zunächst ist das Angebot an Stahlschrott begrenzt durch die lange Lebenszyklusdauer von Stahl und der Recyclingquote. Dazu drückt sich die Knappheit des Gutes auch monetär in volatilen Marktpreisen aus. Ein dritter begrenzender Faktor liegt der Tatsache zugrunde, dass Legierungszuschläge im Stahlschrott wie Zink und Kupfer nur unter hohem Aufwand

entfernt werden können. Das hat zur Auswirkung, dass über die Sekundärroute nicht jede Art von Stahl hergestellt werden kann. Ein typischer Produktionsmix von Elektrostählen umfasst Baustähle, rost-, säure- und hitzebeständige Stähle sowie Werkzeugstähle, jedoch im Vergleich zum Oxygenstahl in kleineren Produktionsmengen (vgl. Fandrich et al. 2011). Die Bestimmung des optimalen Grad an Elektrostahl an der Gesamtproduktion ist ein komplexes Unterfangen, da neben Annahmen über die zukünftige Entwicklung von Rohstoff- und Energieträgerpreisen auch die Entwicklung der internationalen Nachfrage nach einzelnen Stahlsorten eine Rolle spielt. Diese Option wird hier nicht weiter untersucht.

Halbzeugproduktion

Sobald der flüssige Stahl die gewünschte Qualität erreicht, muss er in die Endform gebracht werden. In Deutschland und Europa wird mit 97 % die Mehrheit des Stahls mittels Stranggussanlagen gegossen. Nur ca. 3 % oder 1 455 kt der deutschen Stahlproduktion wurden 2010 in einer stationären Form, die sogenannte Kokille, zu einem Block gegossen (VDEh 2014). Dieses wesentlich energieintensivere Verfahren ist heute noch für spezielle Anforderungen in Gebrauch die Stahlblöcke von einem Gesamtgewicht bis zu 250t benötigen (vgl. Eisenkolb et al. 2012). Aufgrund des geringen Anteils an der Gesamtproduktion wird in der gesamtdeutschen Untersuchung der Energieeinsparungen das Blockgussverfahren vernachlässigt. In Warmwalzwerken wird der Stahl zu Halbzeugen wie Brammen, Warmband oder Knüppel gewalzt. In den Kaltwalzwerken wird der Warmbandstahl ein zweites Mal ohne vorheriges Erhitzen gewalzt um noch dünnere, glattere und auch härtere Bleche herzustellen. Vor dem Walzvorgang werden die Bleche in Schwefel- oder Salzsäurebäder gebeizt. Die Flexibilität und Härte wird durch aufeinander folgende Glüh- und Abschreckvorgänge eingestellt. Für zusätzlichen Schutz vor Korrosion können die Flacherzeugnisse je nach Einsatzbedarf verzinkt, verchromt, verzinkt, aluminert oder kunststoffbeschichtet werden (FfE 1999). Aufgrund der Vielzahl von Verfahrensschritten und unterschiedlichen Abfolgen, in Kombination mit einer ca. doppelt so niedrigen Energieintensität im Vergleich zu den Warmwalzwerken, werden die den Warmwalzwerken nachfolgende Prozesse in der Untersuchung nicht berücksichtigt.

Hüttengasverbund und Verbundkraftwerke

Zur Stahlerzeugung wurden 2012 an fünf Standorten 15 Hochöfen im Stoff- und Energieverbund betrieben (VDEh 2013). Diese sogenannten integrierten Hüttenwerke umfassen neben den Hochöfen auch Sinteranlagen, Sauerstoffkonverter, Walzwerke, Verbundkraftwerke und, mit einer Ausnahme, auch Kokereien (Arens et al. 2012). Überschüssige Prozessgase werden abhängig von thermodynamischer und wärmetechnischer Qualität sowie Menge in nach- oder vorgeschalteten Prozessen eingesetzt und erhöhen so die Verbundeffizienz des Hüttenwerks (vgl. Abb. C-2). Das energiereiche Koksofengas wird nach einer Reinigung in fast allen Produktionsbetrieben eingesetzt, was primär den Erdgasbedarf senkt und aufgrund seines hohen Wasserstoffgehaltes auch an externe Abnehmer weiterverkauft werden kann (vgl. Liszio et al. 2012; Aichinger 2007). Das energieärmere Hochofengas wird direkt am Hochofen zur Heißwinderzeugung genutzt und aufbereitet in Kombination mit energiereicheren Gasen wie Koksofengas oder Erdgas im Verbundkraftwerk verstromt

(vgl. Weishar 2008). Das schwefelfreie Konvertergas wird in den Wärmeöfen der Walzwerke genutzt oder ebenfalls verstromt. Aichinger (2007) liefert eine umfassende Energiematrix die auch Stoff- und Energieströme berücksichtigt die in dieser Untersuchung ausgeschlossen wurden.

Die Wahl der energiewirtschaftlichen optimalen Einsatzstelle eines Gases hat für die Energieeinsparung und Minderung der CO₂-Emissionen auf Werksebene eine große Bedeutung. Ziel des integrierten Hüttenwerkes ist die kostenoptimale Nutzung der anfallenden Kuppelgase bei Minimierung der Fackelverluste. Die gleichzeitige Berücksichtigung eines Gleichgewichtszustands zwischen der anfallenden Erzeugung und dem Bedarf stellt eine komplexe Herausforderung dar (Aichinger 2007).

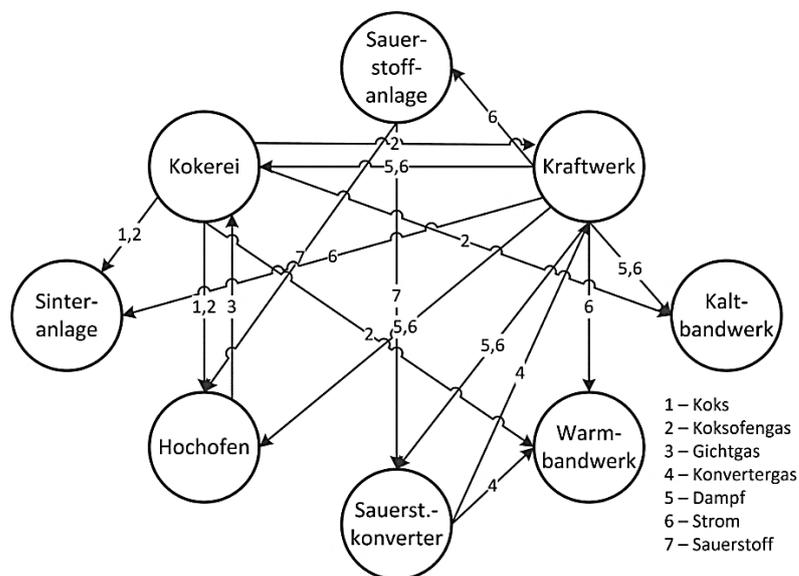


Abb. C-2: Gaserzeugung und Verbundeffizienz eines integrierten Hüttenwerkes nach (eigene Darstellung nach Ghenda 2011).

In den sechs integrierten Hüttenwerken in Deutschland wurden 2010 sieben Verbundkraftwerke betrieben (Ghenda 2011). Ein Verbundkraftwerk befindet sich üblicherweise auf dem Werksgelände und wird durch das Hüttenwerk, oder zusammen mit einem Energieversorgungsunternehmen als Gemeinschaftskraftwerk betrieben. Das Verbundkraftwerk dient dabei als „Drehscheibe“ für die Steuerung des Energieverbunds, sodass im Normalbetrieb eine vollständige Nutzung der überschüssigen gasförmigen Kuppelenergien erreicht und die Abfackelung minimiert wird. Neben Strom kann das Verbundkraftwerk die Produktionsbetriebe mit Prozessdampf versorgen, woraus sich zusätzliche Möglichkeiten der Flexibilität und Effizienzsteigerung ergeben können (Aichinger 2007).

C 1.2 Produktionsprozesse

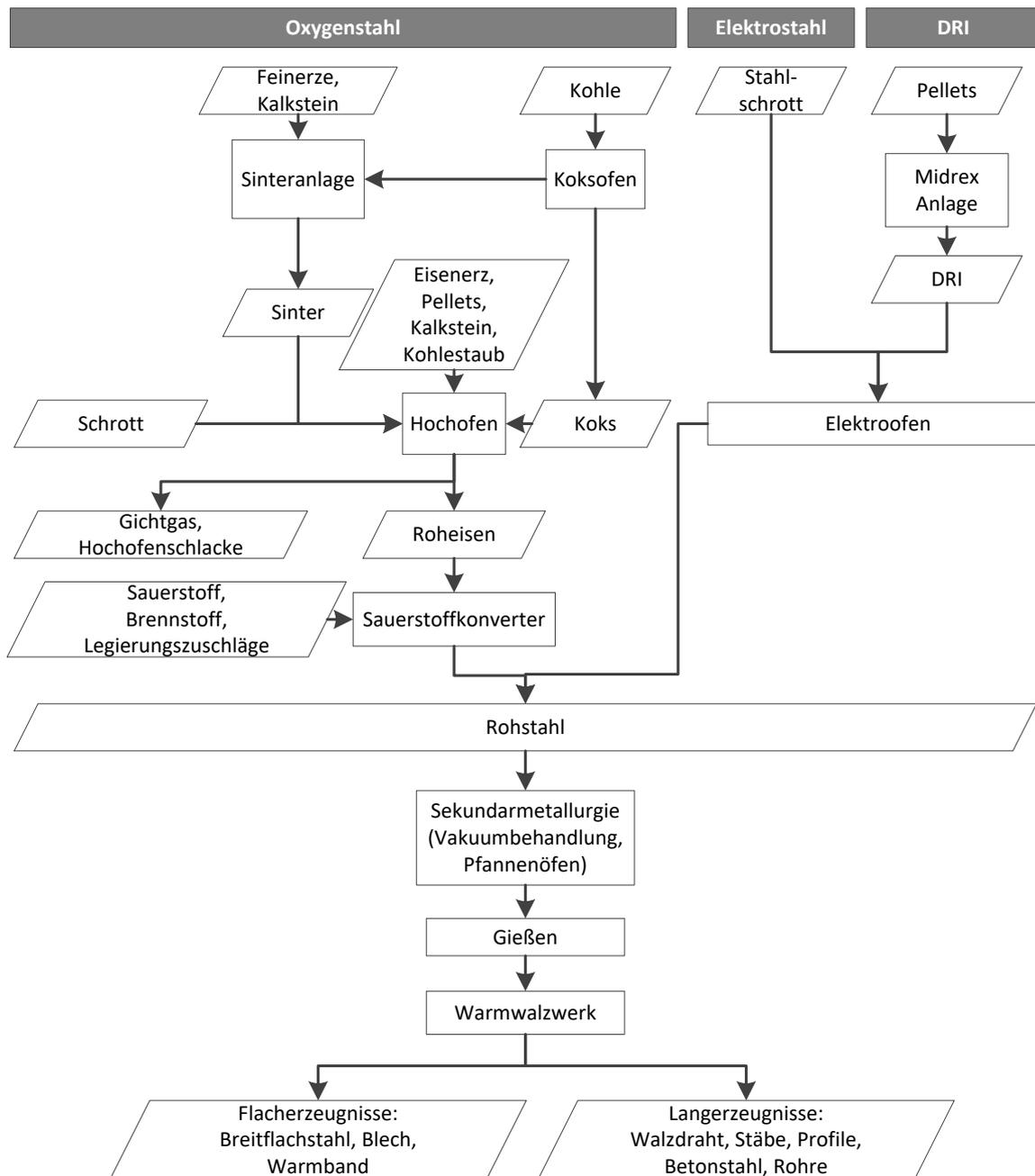


Abb. C-3: Produktionsrouten von Eisen und Stahl in Deutschland (eigene Darstellung basierend auf Arens et al. 2012; Jochem et al. 2004).

Kokerei

In der Kokerei wird Kohle zu Koks veredelt. Dieser Vorgang wird Verkokung oder auch Entgasung genannt. Im Gegensatz zu Kohle weist Koks einige wesentliche Vorteile auf, weshalb dieser energieintensive Schritt für die heutige Verhüttung noch so wichtig ist. Koks ist aufgrund seiner Struktur poröser und weist eine höhere mechanische Stabilität auf. Im Hochofen führt das dazu, dass der Möller nicht unter seinem Eigengewicht zusammenbricht und gleichzeitig eine günstige Permeabilität vorherrscht, sodass das entstehende Redukti-

onsgas den Hochofen durchströmen kann. Darüber hinaus weiß Koks einen wesentlich geringen Anteil von dem in der Hochofenschmelze unerwünschten Schwefel auf, da dieser in der Kokerei entgast wurde.

Um Koks herzustellen wird der Koksofen von oben mit gemahlener Kohle beschickt, welche dann von der Seite durch brennendes Gas erhitzt wird. Die einzelnen Ofenkammern sind zu großen Batterien zusammengeschlossen. Die größte Kokerei in Deutschland, die Kokerei Schwelgern der Fa. ThyssenKrupp, weist zwei Batterien mit je 70 Kammern auf (vgl. ThyssenKrupp Uhde GmbH 2012b). Die Kuppelprodukte, wie das sehr energiereiche Koksofengas und Teer, werden aufgefangen und weiterverarbeitet. Durchschnittlich werden 75 %_{gew.} der Kohle zu Koks, 25 %_{gew.} entweichen als Gas. Die Verkokung findet anerob bei hohen Temperaturen von 1000-1400 °C über einen Zeitraum von 16-25 h statt. Der glühende Koks wird anschließend mit Wasser gelöscht. Der dabei entstehende Wasserdampf sprengt im Koks gebundene toxische Elemente wie Phenole, Dioxine und Schwermetalle auf, sorgt aber auch für die Entstehung von großen Mengen von Staub, welche zusammen mit dem Wasserdampf entsteigen. Dies ist ein wesentlicher Grund dafür, dass Kokereien nur mit hohen Umweltauflagen in Deutschland betrieben werden dürfen (vgl. Liszio et al. 2012; Dahlmann et al. 2010b; Dombrowski et al. 2009). Die Energie im entweichenden Wasserdampf verlässt den Koksofen überwiegend ungenutzt.

In Deutschland existieren fünf Kokereien von denen vier in Hüttenwerken fest integriert sind und im Besitz der Firmen ThyssenKrupp Steel Europe AG, Salzgitter AG, Hüttenwerke Krupp Mannesmann (HKM) GmbH sind (vgl. Liszio et al. 2012; Huhn et al. 2011; Ghenda 2011; Dombrowski et al. 2009; Ghenda 2010). Nur die Zentralkokerei Saar befindet sich nicht auf einem Hüttenwerksgelände, versorgt aber über ein externes Verbundnetz die Vertriebe der Dillinger Hüttenwerke, der Saarstahl AG und den Fernwärme-Verbund Saar GmbH mit Koksofengas und Abwärme (vgl. Dillinger Hütte; Dillinger Hütte 2012; Ghenda 2010, 2011; Dombrowski et al. 2009). Die Gesamtkapazität der fünf Kokereien beträgt zum Jahr 2012 9 700 kt pro Jahr und deckt damit zu ca. dreiviertel den Koksbedarf der deutschen Hüttenwerke (Liszio et al. 2012; Dombrowski et al. 2009). Das letzte Viertel des Koksbedarfs wird auf internationalen Handelsmärkten dazugekauft. Während der Wirtschaftskrise fiel dieser Anteil bedeutend kleiner aus, da die Hüttenwerke erst einmal die Restbestände verbrauchten. Laut Dahlmann et al. (2010b) beträgt der spezifische Energieverbrauch in Deutschland 3,45 GJ/t_{Koks}, Schlomann et al. (2011) hingegen geht von 4,2 GJ/t_{Koks} aus, was sich in etwa mit dem Wert 3,25 GJ/t_{Koks} aus der eigenen Berechnung deckt. Die Abweichung lässt sich durch unterschiedliche Bilanzgrenzen, bspw. werden hier nicht alle Brennstoffe berücksichtigt, erklären. Auf den Gesamtprozess der Hochofenroute bezogen macht die Kokerei mit 1,24 GJ/t_{Roheisen} 7-8 % des Gesamtenergieverbrauchs der Hochofenroute aus.

Sinteranlage

Eisenerz fällt in seiner natürlichen Form als Stückerz oder als Feinerz an. Während Stückerze mit einem hohen Eisenanteil sich direkt für den Hochofeneinsatz eignen und mit einem Anteil von 13,7 % in deutschen Eisenerzmöllern seine Anwendung fand (vgl. Ghenda

2011), jedoch vergleichsweise selten vorkommen, müssen Feinerze zu größeren Stücken agglomeriert werden. Hierzu kommen weltweit zwei Verfahren zum Einsatz, die Sinterung und die Pelletisierung. Letzteres ist aufgrund diverser Vorteile, u. a. durch den Austausch von Kuppelprodukten, nur in Eisenerzabbaugebieten zu finden und daher für Deutschland irrelevant. In der Sinterung werden Feinerze, Koksgruss (feiner Koks mit bis zu 5 mm), Kalksplit und weitere Kreis- und Zuschlagstoffen zusammengemischt und in die Sinteranlage gegeben. Das Mischgut wird auf einem Wanderrost ausgebreitet und mittels Gasbrenner angezündet. Üblicherweise wird hierfür das niederwertige Gichtgas, aber auch Koks-ofen- und Erdgas eingesetzt. Während das Mischgut auf dem Wanderrost sich durch die Anlage bewegt, wird mittels Unterdruck die Luft von oben nach unten durch das Gemisch gesogen um eine gleichmäßige Verbrennung zu ermöglichen. Bei Temperaturen von 1 300-1 480 °C wird das Eisenerz vorreduziert und zu einem porigen Sinterkuchen gebacken, welcher dann am Ende der Anlage in die geforderte Größe für den Hochofen gebrochen wird (IEA 2007). Gegen Ende der Sinterung, bzw. im letzten Drittel der Anlage, bilden sich zunehmend umweltbelastende Stoffe wie Dioxine, weshalb in einem nachgeschalteten Schritt die Abluft nachverbrannt werden muss um diese aufzubrechen. Wie die Kokerei ist der Betrieb von Sinteranlagen in Deutschland nur unter Einhaltung von strengen Umweltauflagen möglich (vgl. Jonckbloedt 2008). In Deutschland sind neun Sinteranlagen im integrierten Hüttenverbund im Betrieb mit einer Gesamtkapazität von 30,0 Mt pro Jahr. 2010 wurden nach der konjunkturellen Erholung 28,6 Mt. erzeugt (Liszio et al. 2012; Ghenda 2011; Huhn et al. 2011; Dombrowski et al. 2009). Im Gegensatz zu den anderen Prozessen nahm der spezifischer Energieverbrauch nicht kontinuierlich über die Zeit ab, sondern stieg sogar leicht ab dem Jahr 2003 auf 2,08 GJ/t_{Sinter} für Brennstoffe und 0,12 GJ/t_{Sinter} für Strom an (Arens et al. 2012). Laut VDEh ist der wesentliche Grund hierfür in der konstanten Absenkung des Al₂O₃- und SiO₂-Gehaltes des Sinters sowie dessen Erhöhung der Basizität (CaO/SiO₂) zu finden (Ghenda 2011).

Hochofen

Die eisenhaltigen Materialien (Sinter, Pellets und Stückerz) werden zum sogenannten Eisenerzmöller zusammengemischt und zusammen mit den Reduktionsmitteln (Koks) und Additiven (Kalk, Kalkstein) zur Entfernung von Unreinheiten von oben in den Hochofen geschüttet. Wichtige Bestandteile des Hochofens sind die Kaltwindgebläse welche für die nötige Luftströmung von 3-5 bar sorgen, sowie die Heißwindöfen welche die Temperaturen der Luft auf 900-1350 °C erhitzen. Die komprimierte und erhitzte Luft wird im unteren Teil durch Blasformen eingebracht. Zusätzliche Reduktionsmittel wie Kohlenstaub, Öl, Erdgas oder andere kohlenstoffhaltige Stoffe können durch die Blasformen ebenfalls eingeblasen werden. Um den enormen Temperaturen im Hochofen standzuhalten sind die Blasformen üblicherweise wassergekühlt. Im unteren Bereich des Hochofens wird der Koks vergast und das entstehende Kohlenstoffmonoxid reduziert das Eisenerz. Während der poröse und mechanisch stabilere Koks die Durchgasbarkeit des Möllers sicherstellt, sorgt der hohe Luftdruck dafür, dass der Hochofen gleichmäßig durchströmt wird. Schließlich schmilzt das reduzierte Eisen und sammelt sich am Boden. Der Kalk wird im Hochofen zu Calciumoxid

gebrannt, welches die Bildung von Schlacke fördert. Die Schlacke wiederum schließt Unreinheiten aus dem Eisenerz ein und schwimmt schließlich am Boden auf dem geschmolzenen Eisen und kann so leichter entfernt werden. Das heiße Gas, welches den Hochofen an der Spitze verlässt wird Gichtgas genannt und weißt noch einen Druck von 2-3 bar auf (Worrell et al. 2010). Das Gichtgas hat einen vergleichsweise niedrigen Heizwert von 3-3,5 MJ/Nm³ und wird in den Heißwindöfen des Hochofens, in der Sinteranlage oder zu Verstromung im Hüttenverbundkraftwerk genutzt (Worrell et al. 2010; Towsey et al. 2011). Der Hochofen ist eine vergleichsweise alte Technologie, die in den letzten 50 Jahren kontinuierlich optimiert wurde, sodass in dieser Zeit der spezifische Reduktionsmittelverbrauch um 40 % gesenkt werden konnte (Dahlmann et al. 2010b). Während das energetische Minimum mit 10,4 GJ/t_{Roheisen} angegeben wird (IEA 2007), wiesen die 16 deutschen Hochöfen mit einer Gesamtkapazität von 32 980 kt im Jahr einen durchschnittlichen spezifischen Energieverbrauch von 12 GJ/t_{Roheisen} auf. Der Hochofen hat mit 80 % den größten Anteil am Gesamtenergieverbrauch in der Stahlerzeugung und ist für 73,3 % der aus der Eisen- und Stahlindustrie kommenden CO₂ Emissionen in der EU15 verantwortlich (Weddige 2009).

Sauerstoffkonverter

Im Sauerstoffkonverter wird das Roheisen aus dem Hochofen zusammen mit Stahlschrott zu Stahl verfeinert indem reiner Sauerstoff in das flüssige Metall injiziert wird. Der Sauerstoff oxidiert den verbliebenden Kohlenstoffanteil im Eisen von 4-5 % und drückt ihn auf Werte unter 1 %, je nach gewünschter Stahlqualität. Unerwünschte Verunreinigung wie Silizium, Mangan und Schwefel werden in der Schlacke, deren Bildung durch Zusatz von Additiven gefördert wird, akkumuliert oder entweichen im Abgas. Der Oxidationsprozess verläuft stark exotherm und die Temperaturen erreichen Werte bis zu 1650 °C, sodass Stahlschrott zur Kühlung hinzugegeben wird. Worrell et al. (2010) sieht im Sauerstoffkonverter das größte Einsparpotenzial, da das entstehende, CO-reiche Abgas rückgewonnen werden und den Sauerstoffkonverter vom Energieverbraucher zum Netto-Energieerzeuger mit 0,4-0,7 GJ/t_{Rohstahl} wandeln kann (Siitonen et al. 2010). Die 21 deutschen Sauerstoffkonverter weisen einen durchschnittlichen spezifischen Energieverbrauch von 0,6 GJ/t_{Rohstahl} mit einer Gesamtkapazität von 37,3 Mt pro Jahr auf. Der spezifische Energieverbrauch verschlechterte sich über die Jahre 1995-2007 von 0,4 GJ/t_{Rohstahl} auf den heutigen Wert von 0,6 GJ/t_{Rohstahl}, da in dieser Zeit Sauerstoffkonverter stillgelegt wurden die über Gasrückgewinnung verfügten (Arens et al. 2012).

Elektrolichtbogenofen

Im Elektrolichtbogenofen wird Stahlschrott zusammen mit Roheisen oder Eisenschwamm geschmolzen und durch Sauerstoffeinblasen in Qualitätsstahl gewandelt. Die nötige thermische Energie für das Schmelzbad liefern Lichtbögen die mittels elektrischer Energie erzeugt werden. Hierbei wird zwischen dem Gleichstromelektroofen, bei dem sich die Lichtbögen zwischen einer Kathode und dem Ofenboden als Anode bilden, und dem Wechselstromelektroofen, bei dem sich die Lichtbögen zwischen den drei Lanzen bilden, unterschieden. In einem vorgeschalteten Schritt werden die unterschiedlichen Stahlschrotte so zusammengemischt, dass sie unter möglichst geringer Zugabe von Legierungsmittel die ge-

wünschte Stahlqualität ergeben. Je nach Werk kann der Korb, in dem sich das Stahlschrottgemisch befindet mittels Erdgasbrenner vorgewärmt werden. Dieser Schritt ist vor allem wichtig, wenn der Stahlschrott einen hohen Feuchtigkeitsgehalt durch bspw. Schnee aufweist. Durch den Strom im Elektrolichtbogenofen würde Wasserstoff entstehen und es käme zu unerwünschten Knallgasexplosionen. Im Elektrolichtbogenofen wird das Stahlgemisch mittel hoher elektrischer Energie möglichst schnell zur Schmelze gebracht, um einerseits eine hohe Wirtschaftlichkeit zu erzielen und andererseits den kritischen Temperaturbereich von 400-600 °C möglichst rasch zu durchschreiten um die Bildung von Dioxinen zu verhindern. Der geschmolzene Stahl wird, ähnlich dem Sauerstoffkonverter, in der Sekundärmetallurgie auf die gewünschte Stahlqualität eingestellt.

$$\begin{aligned}
 W_{el} = & 375 \text{ [kWh/t]} + 0,3 \text{ [kWh/t} \cdot \text{K]}(T_A - 1600 \text{ }^\circ\text{C}) \\
 & + 1 \text{ [kWh/t} \cdot \text{min]} (t_s + t_N) + 400 \text{ [kWh/t]} \left(\frac{G_E}{G_A} - 1 \right) \\
 & + 80 \text{ [kWh/t]} \frac{G_{DRI} + G_{HBI}}{G_A} - 350 \text{ [kWh/t]} \frac{G_{HM}}{G_A} \\
 & + 1000 \text{ [kWh/t]} \frac{G_Z}{G_A} - 4 \text{ [kWh/m}^3_{\text{O}_2}] M_{Br} \\
 & - 4,3 \text{ [kWh/m}^3_{\text{O}_2}] M_L - 2,8 \text{ [kWh/m}^3_{\text{O}_2}] M_N
 \end{aligned} \tag{C-1}$$

W_{el}	Spezifischer elektrischer Energieverbrauch	T_A	Abstichtemperatur
G_E	Masse metallischer Einsatz	t_s	Power-on Zeit
G_A	Abstichmasse	t_N	Power-off Zeit
G_{DRI}	Masse direkt reduziertes Eisen	M_{Br}	Spezifischer Sauerstoffbedarf (Brenner)
G_{HBI}	Masse Eisenerzbriketts	M_L	Spezifischer Sauerstoffbedarf (Lanze)
G_{HM}	Masse flüssiges Eisen	M_N	Spezifischer Sauerstoffbedarf (Nachverbrennung)
G_Z	Masse Schlackenbildner		

Seit der Einführung erster Elektrolichtbogenofen Mitte der 60iger Jahren konnte durch diverse Maßnahmen der spezifische Energieverbrauch für Strom von 2 268 auf 1 242 GJ/t_{Rohstahl}, die Tap-to-Tap-Zeiten (d. h. die Abstich-zu-Abstich-Zeit) von 180 auf 40 min und der Elektrodenverbrauch von 6,5 auf 1,1 kg/t_{Rohstahl} gesenkt werden (Harste und Längen 2011). Der Stromverbrauch macht mit 50-60 % den größten Anteil in diesem Prozessschritt aus. Um diese Gewichtung zu verdeutlichen, nutzen diverse Publikationen ein Sankey-Diagramm, was im Gegensatz zu einem Flussdiagramm die Energieströme als Pfeile mengenproportional darstellt (vgl. Bandusch et al. 2012; Woidasky et al. 2012; Hollands et al. 2011; Granderath 2009; Pfeifer et al. 2009). Um den spezifischen Strombedarf eines Elektrolichtbogenofens zu berechnen kann die Formel von Köhle herangezogen werden. Sie beruht auf eine Vielzahl von Chargendaten verschiedener Elektrolichtbogenofen und stellt den Zusammenhang zwischen dem spezifischen elektrischen Energieverbrauch des Elektrolichtbogenofens und der Vielzahl von Einflussgrößen dar (Pfeifer et al. 2009) (s. Formel (C-1)).

Sekundärmetallurgie

In der Sekundärmetallurgie wird der Stahl weiter homogenisiert, die gewünschte Legierung und Gießtemperatur eingestellt und ggf. unerwünschte Gase über Vakuumanlagen entfernt um letztendlich die gewünschte Stahlqualität zu erreichen. Es gibt hierbei eine Vielzahl an Optionen in der Abfolge der einzelnen Verfahrensschritte die durchgeführt, bzw. einzelne Schritte auch ausgelassen werden können (vgl. Abb. C-4).

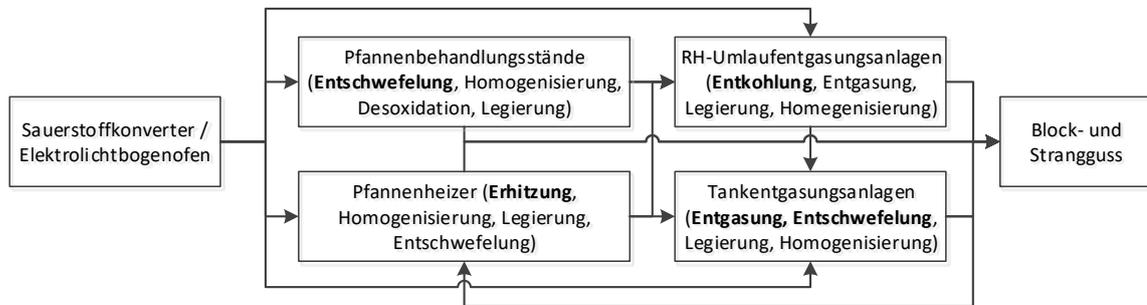


Abb. C-4: Sekundärmetallurgische Prozessrouten – Möglichkeiten und Flexibilität (eigene Darstellung basierend auf Dahlmann et al. 2012)

Grundsätzlich werden in der Oxygenstahlproduktion nachdem Sauerstoffkonverter die Legierungsmittel hinzugegeben. Die Schmelze wird anschließend in einer Spülbehandlung homogenisiert und entschwefelt. Im Pfannenofen wird die Schmelze abermals mittels elektrischer Energie erhitzt um die Zugabe von weiteren Legierungselementen zu ermöglichen. In einer Vakuumbehandlung mittels RH (Ruhrstahl-Heraeus)-Verfahren oder VD (engl. Vacuum degassing)-Verfahren wird die Schmelze entkohlt und entgast (Lychatz et al. 2009). In Elektrostahlwerken sind fast immer zur Verarbeitung von größeren Legierungsmittelmengen und zur Absenkung der Abstichtemperatur Pfannenöfen zu finden. In einer Pfannenstandentgasungsanlage werden meist Entschwefelung und Entgasung durchgeführt. Der gewünschte Reinheitsgrad wird abschließend im Spülstand eingestellt (Fandrich et al. 2011). Der Energieverbrauch der Sekundärmetallurgie setzt sich zusammen aus dem Energieverbrauch der einzelnen Verfahrensschritte und macht als Ganzes einen vergleichsweise geringen Anteil am Gesamtenergiebedarf der Eisen- und Stahlproduktion aus. Aufgrund der Vielzahl von Verfahrensschritten ist es schwer, die Untersuchung auf eine verträgliche Anzahl von Technologien zu fokussieren, die maßgeblich zur Energieeinsparung führen würden. Vielversprechende Ansätze sind verbesserte Pfannenfeuer (vgl. Deutsche Edelstahlwerke 2010), Wärmerückgewinnung, Optimierung der Produktionsplanung, mechanische Pumpen anstatt Dampfstrahlensysteme und der Einsatz eines Prozessleitsystems (vgl. Zemp et al. 2008; IEA 2007).

Stranggießanlagen

Nachdem der flüssige Rohstahl im Elektrolichtbogenofen oder im Sauerstoffkonverter hergestellt wurde, wird in der Sekundärmetallurgie die gewünschte Stahlqualität eingestellt. Nach der Sekundärmetallurgie muss der flüssige Stahl in die Rohmaterialform gebracht werden. Der Obergriff für diesen Schritt wird Urformen genannt. Das älteste Gießverfahren stellt das Blockgussverfahren dar, welches seit 160 Jahren in Anwendung ist (Eisenkolb et al. 2012). Hierbei wird der flüssige Stahl in wassergekühlte Gussform, sogenannte Kokillen,

gegossen wo er erstarrt. Bis vor 50 Jahren wurden sämtliche Stahlformen über den Blockguss hergestellt in dem der Stahlblock in Wärmeöfen nochmals erhitzt und bis zum Halbzeug gewalzt wurde. Ein hoher Energieverbrauch und Materialverlust von insgesamt ca. 14 % waren die Folge (FfE 1999). Das Blockgussverfahren wird heutzutage nur noch angewandt, wenn die Anforderung des Endnutzers dies erfordert. So werden hauptsächlich drehende Teile in der Energietechnik, wie bspw. Turbinenläufer und Rotoren, aus einem Stahlstück gefertigt (Eisenkolb et al. 2012). In Deutschland verwenden vor allem die Stahlwerke Bous GmbH und die Deutschen Edelstahlwerke in Siegen das Blockgussverfahren (vgl. Eisenkolb et al. 2012; Warscheid 2012; Rau 2009; Deutsche Edelstahlwerke 2006).

Ende der sechziger Jahre kam dann das Stranggussverfahren auf, was heutzutage in Deutschland eine nahezu vollständige Diffusion aufweisen kann. So wurden 2010 ca. 97 % des erzeugten Stahls im Strang gegossen. In diesem Verfahren wird der flüssige Stahl in einen Trichter mit einem steuerbaren Auslass gegossen, der so geregelt ist, dass ein konstantes Level gehalten wird. Der Stahl fließt dann in wassergekühlte Rohrkokillen aus Kupfer. Die Rohrkokille ist so geformt, dass sie dem Stahl die typische Brammenform, d. h. ein rechteckiger Querschnitt und die Länge entspricht dem Vielfachen der Breite, verleiht. Durch die Kühlung erstarrt der Stahl an den Rändern und wird durch Rollen in die waagerechte umgelenkt und dabei gleichzeitig weiter mit Wasser gekühlt. In der Waagerechten wird der Stahlstrang mit Scheren zu Brammen geschnitten und durchläuft mehrere Stufen der Oberflächenbehandlung (bspw. Zunderwäsche, Rotorhaspel) (vgl. ThyssenKrupp AG 2011; SSAB 2009; FfE 1999). Durch den kontinuierlichen Gießvorgang wird die Produktivität der Anlage erhöht und die spezifischen Energieeinsätze auf $0,14 \text{ GJ/t}_{\text{Stahl}}$ gesenkt (Worrell et al. 2010). Der kombinierte spezifische Energieverbrauch einer konventionellen Brammen-Stranggießanlage und dem Warmwalzwerk liegt zwischen 2,1 und 3,5 $\text{GJ/t}_{\text{Warmband}}$, die spezifischen CO_2 -Emissionen bei $0,28 \text{ t}_{\text{CO}_2/\text{t}_{\text{Warmband}}}$ (Schmidt-Jürgensen 2010; Dahlmann et al. 2010b). In Deutschland waren 2012 17 Stranggussanlagen in Betrieb mit einer Gesamtkapazität von 32 Mt/a. Dieses Verfahren ist üblicherweise im integrierten Hüttenverbund zu finden, mit Ausnahme von ThyssenKrupp Nirosta, da die Anlage auf eine kontinuierliche Beschickung mit flüssigen Stahl angewiesen ist und auch entsprechend große Kapazitäten verarbeiten kann. Zum Vergleich, der arithmetische Mittelwert der Produktionskapazität deutscher Anlagen beträgt 1 800 kt im Jahr.

Warmwalzwerke

Die von der Stranggießanlage kommenden Brammen werden in den Warmwalzwerken zu Halbzeugen gewalzt. In der Untersuchung werden unterschiedliche Anlagentypen berücksichtigt; Block- und Brammenwalzwerk, schwere Profilstraße, Mittelstahlstraße, Knüppel- und Halbzeugstraße, Stabstahlstraße, Drahtstraße und Warmbandstraße. Die Produktionsgeschwindigkeit des Gießprozesses weicht meist von der der Warmwalzwerke ab, sodass die Brammen zwischengelagert werden müssen und abkühlen. Vor dem Warmwalzen werden deshalb die Brammen in Wärmeöfen wieder auf $1\,250 \text{ °C}$ Temperatur gebracht. Die vier in der Untersuchung berücksichtigten Bauarten von Öfen sind Stoß-, Tief-, Hubbalken und Tunnelöfen. Für die Erzeugung von Warmband bspw. werden die 220-250 mm dicken Brammen in der Vorstraße auf eine Stärke von 30-60 mm gewalzt. Unter Einsatz weiterer

Produktionsprozess	Sinteranlage	Kokerei	Hochofen (BF)	Sauerstoffkonverter (BOF)	Elektrolichtbogenofen (EAF)	Gießen und Warmwalzen	Oxygenstahl	Elektrostahl	Summe
Sekundärbrennstoffe [GJ/t]									
Biomasse [GJ/t]									
Sonstige fossile Brennstoffe [GJ/t]									
Koksofengas/Raffineriegas [GJ/t]						0,32	0,32	0,32	0,32
Gichtgas [GJ/t]						0,31	0,31	0,31	0,31
Fernwärme [GJ/t]									
Spezifischer Stromeinsatz [GJ/t]	0,06	0,03	0,54	0,14	2,03	0,62	1,39	2,65	1,79
Spezifische brennstoffbedingte CO ₂	0,09	0,12	1,37	0	0,05	0,12	1,70	0,18	1,22
Emissionen [t CO ₂ /t]									
Gesamtenergieeinsatz [PJ]	26,43	14,92	350,05	5,83	39,23	95,04	518,61	74,36	592,97
Brennstoffeinsatz [PJ]	24,85	14,63	334,56	1,81	11,9	72,44	478,05	38,68	516,72
Stromeinsatz [PJ]	1,58	0,29	15,49	4,02	27,33	22,6	40,56	35,69	76,25
Brennstoffbedingte CO ₂ -Minderungen [Mt CO ₂]	2,30	1,00	39,19	0,10	0,74	4,51	49,51	2,41	51,92

C 2 Energieeinsparmaßnahmen

Tabelle C-4: Identifizierte Parameter von Energieeinsparmaßnahmen für die Herstellung von Eisen und Stahl

ID	Name	Prozess ¹	Stromeinsparung [MJ/t _{stahl}]	Brennstoffeinsparung [MJ/t _{stahl}]	CO ₂ -Minderungen [kg CO ₂ /t _{stahl}]	Investition [EUR ₂₀₁₃ /t _{stahl}]	Veränderung nicht-energetischer Betriebskosten [EUR ₂₀₁₃ /t _{stahl}]	Nutzungsdauer [a]	Modularitätsfaktor
EIBF01	BF	Erhöhung Kohlestaubeinblasung (PCI) auf 225 kg/t _{Roheisen}	-	-	-	8,9	0,0	20	0,5
EIBF02	BF	Verminderte Gichtgasverluste beim Doppelglockenverschluss	0	66	7	0,5	0,0	15	0,8
EIBF03	BF	Gichtgasentspannungsturbine (TRT)	200	0	0	7,1	0,0	15	0,5
EIBF04	BF	Hochofenschlackeabwärmenutzung zur Prozessdampferzeugung	70	0	0	3,3	0,0	15	0,3
EIBF05	BF	Gichtgasrückführung (TGRBF)	0	900	265	106,6	-8,5	15	0,5
EIBF06	BF	Biokohlestaubeinblasung mit 137,8 kg/t _{Roheisen}	0	569	382	0,0	15,1	99	0,0
EIBO01	BO	Konvertergasrückgewinnung	0	750	49	38,0	0,0	10	0,5
EIBO02	BO	Verbesserte Abstichttemperaturregelung durch in-situ Temperaturmessung	18	0	0	0,6	0,0	20	0,5
EICC01	CC	Dünnbrammenstranggieß- ersetzt Stranggussanlage	0	1050	59	117,2	0,0	20	0,2
EICC02	CC	Bandgieß- ersetzt Stranggussanlage	0	1690	95	97,1	0,0	20	0,2
EICO01	CO	Erweiterte Koksofengasrückgewinnung	-	-	-	5,0	0,0	20	0,5
EICO02	CO	Kokstroekenkühlung (CDQ)	550	0	28	99,0	0,7	18	0,2
EICO03	CO	Kokslöschung mit Koksstabilisierung (CSQ)	0	102	0	2,4	0,0	20	0,5
EIEA01	EA	Verbesserte Schaumslaggenkontrolle	41	65	6	3,4	0,0	20	0,2
EIEA02	EA	Bodenspülung	70	0	0	1,0	0,6	20	0,2
EIEA03	EA	Hochleistungstransformator (205 MVA)	-	-	-	5,9	0,0	30	0,0
EIEA04	EA	DC Elektroofen ersetzt AC Elektroofen	320	0	0	165,4	0,0	20	0,5
EIEA05	EA	Verdampfungskühlsystem zur Strom- und Dampferzeugung	166	100	0	22,8	0,0	20	0,3
EIEA06	EA	Kontinuierliche Beschickung und Schrottvorwärmung über Ofenabwärmenutzung	723	0	0	166,7	0,0	20	0,0

C 3 Parameter und technische Energieeinsparpotenziale von Einzelanlagen

C 3.1 Sinteranlagen

Tabelle C-9: Ausgewählte Anlagendaten von Sinteranlagen in Deutschland zum Jahr 2013 und die jeweiligen technischen Energieeinsparpotenziale der identifizierten Energieeinsparmaßnahmen

Unternehmen	Ort	Kapazität [kt/a]	Produktion 2013 [kt/a]	Baujahr	Letzte Mo- dernisie- rung	Technische Energieeinsparpotenziale [TJ]			
						EIS101	EIS102	EIS103	EIS104
ArcelorMittal Bremen GmbH	Bremen	*	*	*	*	136	223	512	312
ArcelorMittal Eisenhüttenstadt GmbH	Eisenhüttenstadt	*	*	*	*	0	231	530	323
Hüttenwerke Krupp Mannesmann (HKM) GmbH	Duisburg	*	*	*	*	0	0	0	0
ROGESA Roheisengesellschaft Saar GmbH	Dillingen	*	*	*	*	80	131	300	183
ROGESA Roheisengesellschaft Saar GmbH	Dillingen	*	*	*	*	156	255	585	356
Salzgitter AG	Salzgitter	*	*	*	*	109	180	411	251
ThyssenKrupp Steel Europe AG	Duisburg	*	*	*	*	0	176	402	245
ThyssenKrupp Steel Europe AG	Duisburg	*	*	*	*	0	517	1 183	721
ThyssenKrupp Steel Europe AG	Duisburg	*	*	*	*	0	287	658	401
Summe		*	*			481	2 000	4 579	2 791
Mittelwert		3 300	3 002	1970	1998	53	222	509	310

*Wert entstammt der Plantfacts-Datenbank (s. VDEh 2013)

C 3.2 Kokereien

Tabelle C-10: Ausgewählte Anlagendaten von Kokereien in Deutschland zum Jahr 2013 und die jeweiligen technischen Energieeinsparpotenziale der identifizierten Energieeinsparmaßnahmen

Unternehmen	Ort	Kapazität [kt/a]	Produktion 2013 [kt/a]	Baujahr	letzte Modernisierung	Anzahl Batterien	Anzahl Kammern	Kokskühlung	Technische Energieeinsparpotenziale [TJ]		
									EICO01 [TJ]	EICO02	EICO03
ArcelorMittal Bremen GmbH	Bottrop	*	*	*	*	*	*	Nass	1 425	935	173
Hüttenwerke Krupp Mannesmann (HKM) GmbH	Duisburg	*	*	*	*	*	*	CSQ	0	1 085	0
Salzgitter AG	Salzgitter	*	*	*	*	*	*	Nass	1 068	701	130
ThyssenKrupp Steel Europe AG	Duisburg	*	*	*	*	*	*	CSQ	0	1 234	0
Zentralkokerei Saar GmbH	Dillingen	*	*	*	*	*	*	Nass	883	580	108
Summe		*	*						3 376	4 535	411
Mittelwert		1 900	1 649	1988	2	11			675	907	82

*Wert entstammt der Plantfacts-Datenbank (s. VDEh 2013)

C 3.3 Hochofen

Tabelle C-11: Ausgewählte Anlagendaten von Hochöfen in Deutschland zum Jahr 2013

Unternehmen	Ort	Kapazität [kt/a]	Produktion 2013 [kt/a]	Baujahr	Letzte Modernisierung	Gichtgasdruck [bar]	Kohlenstraubeinblasung 2013 [kg/t _{Roheisen}]
ArcelorMittal Bremen GmbH	Bremen	*	*	*	*	*	*
ArcelorMittal Bremen GmbH	Bremen	*	*	*	*	*	*
ArcelorMittal Eisenhüttenstadt GmbH	Eisenhüttenstadt	*	*	*	*	*	*
ArcelorMittal Eisenhüttenstadt GmbH	Eisenhüttenstadt	*	*	*	*	*	*
Hüttenwerke Krupp Mannesmann (HKM) GmbH	Duisburg	*	*	*	*	*	*
Hüttenwerke Krupp Mannesmann (HKM) GmbH	Duisburg	*	*	*	*	*	*
ROGESA Roheisengesellschaft Saar GmbH	Dillingen	*	*	*	*	*	*
ROGESA Roheisengesellschaft Saar GmbH	Dillingen	*	*	*	*	*	*
Salzgitter AG	Salzgitter	*	*	*	*	*	*
Salzgitter AG	Salzgitter	*	*	*	*	*	*
Salzgitter AG	Salzgitter	*	*	*	*	*	*
ThyssenKrupp Steel Europe AG	Duisburg	*	*	*	*	*	*
ThyssenKrupp Steel Europe AG	Duisburg	*	*	*	*	*	*
ThyssenKrupp Steel Europe AG	Duisburg	*	*	*	*	*	*
Summe		*	*				
Mittelwert		2 188	1 903	1983	2 005	3	124

*Wert entstammt der Plantfacts-Datenbank (s. VDEh 2013)

Tabelle C-12: Technische Energieeinsparpotenziale [TJ] von Hochöfen in Deutschland zum Jahr 2013 der identifizierten Energieeinsparmaßnahmen

Unternehmen	Ort	Technische Energieeinsparpotenziale [TJ]					
ArcelorMittal Bremen GmbH	Bremen	421	0	0	158	2 036	1 286
ArcelorMittal Bremen GmbH	Bremen	675	0	218	76	979	0
ArcelorMittal Eisenhüttenstadt GmbH	Eisenhüttenstadt	90	149	0	30	392	0
ArcelorMittal Eisenhüttenstadt GmbH	Eisenhüttenstadt	195	0	292	102	1 315	0
Hüttenwerke Krupp Mannesmann (HKM) GmbH	Duisburg	436	115	435	152	1 958	1 237
Hüttenwerke Krupp Mannesmann (HKM) GmbH	Duisburg	471	0	470	164	2 114	1 336
ROGESA Roheisengesellschaft Saar GmbH	Dillingen	132	0	0	134	1 723	1 088
ROGESA Roheisengesellschaft Saar GmbH	Dillingen	156	0	0	158	2 036	1 286
Salzgitter AG	Salzgitter	432	0	0	49	626	0
Salzgitter AG	Salzgitter	1 081	0	0	122	1 566	989
Salzgitter AG	Salzgitter	1 081	0	0	122	1 566	989
ThyssenKrupp Steel Europe AG	Duisburg	360	0	0	122	1 566	989
ThyssenKrupp Steel Europe AG	Duisburg	630	0	0	213	2 741	1 731
ThyssenKrupp Steel Europe AG	Duisburg	0	0	0	262	3 367	2 127
Summe		6 160	264	1 415	1 865	23 983	13 060
Mittelwert		440	19	101	133	1 713	933

*Wert entstammt der Plantfacts-Datenbank (s. VDEh 2013)

C 3.4 Sauerstoffkonverter

Tabelle C-13: Ausgewählte Anlagendaten von Sauerstoffkonvertern in Deutschland zum Jahr 2013 und die jeweiligen technischen Energieeinsparpotenziale [TJ] der identifizierten Energieeinsparmaßnahmen

Unternehmen	Ort	Kapazität [kt/a]	Produktion 2013 [kt/a]	Baujahr	Letzte Modernisierung		Abstichgewicht	Technisches Energieeinsparpotenzial [TJ]	
					Anzahl			EIBO01 [TJ]	EIBO02 [TJ]
ThyssenKrupp Steel Europe AG	Duisburg	*	*	*	*	*	*	3 190	77
ThyssenKrupp Steel Europe AG	Duisburg	*	*	*	*	*	*	0	86
Salzgitter AG	Salzgitter	*	*	*	*	*	*	0	80
Hüttenwerke Krupp Mannesmann (HKM) GmbH	Duisburg	*	*	*	*	*	*	0	0
ArcelorMittal Bremen GmbH	Bremen	*	*	*	*	*	*	2 170	52
Saarstahl AG	Völklingen	*	*	*	*	*	*	0	0
ArcelorMittal Eisenhüttenstadt GmbH	Eisenhüttenstadt	*	*	*	*	*	*	0	34
AG der Dillinger Hüttenwerk	Dillingen	*	*	*	*	*	*	1 583	38
ArcelorMittal Duisburg GmbH	Duisburg	*	*	*	*	*	*	1 349	0
Summe		*	*			*	*	8 291	17 740
Mittelwert		4 141	3 238	1 971	2 004	2	242	921	1 971

*Wert entstammt der Plantfacts-Datenbank (s. VDEh 2013)

C 3.5 Elektrolichtböfen

Tabelle C-14: Anlagendaten von Elektrolichtböfen in Deutschland zum Jahr 2013

Unternehmen	Ort	Kapazität [kt/a]	Produktion 2013 [kt/a]	Baujahr	Letzte Mo- demisierung	Abstich- gewicht [t]	Spez. Leis- tung (KVA/t)
ArcelorMittal Hamburg GmbH	Hamburg	*	*	*	*	*	*
B.E.S. Brandenburger Elektro- stahlwerke GmbH	Brandenburg	*	*	*	*	*	*
B.E.S. Brandenburger Elektro- stahlwerke GmbH	Brandenburg	*	*	*	*	*	*
Badische Stahlwerke GmbH	Kehl	*	*	*	*	*	*
Badische Stahlwerke GmbH	Kehl	*	*	*	*	*	*
Benteler Steel/Tube GmbH	Lingen	*	*	*	*	*	*
BGH Edelstahl Freital GmbH	Freital	*	*	*	*	*	*
BGH Edelstahl Freital GmbH	Siegen	*	*	*	*	*	*
Buderus Edelstahl GmbH	Wetzlar	*	*	*	*	*	*
Deutsche Edelstahlwerke	Siegen	*	*	*	*	*	*
Deutsche Edelstahlwerke	Witten	*	*	*	*	*	*
ESF Elbe-Stahlwerke Feralpi GmbH	Riesa	*	*	*	*	*	*
GMH Georgsmarienhütte GmbH	Georgsmarinen- hütte	*	*	*	*	*	*
GMH Schmiedewerke / Elektro- stahlwerke Gröditz GmbH	Gröditz	*	*	*	*	*	*
H.E.S. Hennigsdorfer Elektro- stahlwerke GmbH	Hennigsdorf	*	*	*	*	*	*
H.E.S. Hennigsdorfer Elektro- stahlwerke GmbH	Hennigsdorf	*	*	*	*	*	*
Lech-Stahlwerke GmbH	Meitingen	*	*	*	*	*	*
Lech-Stahlwerke GmbH	Meitingen	*	*	*	*	*	*
Peiner Träger GmbH (Salzgitter)	Peine	*	*	*	*	*	*
Peiner Träger GmbH (Salzgitter)	Peine	*	*	*	*	*	*
Saarstahl AG / Saarschmiede GmbH	Völklingen	*	*	*	*	*	*
Stahlwerk Bous GmbH (GMH)	Bous	*	*	*	*	*	*
Stahlwerk Thüringen GmbH	Unterwellen- born	*	*	*	*	*	*
ThyssenKrupp Nirosta GmbH	Bochum	*	*	*	*	*	*
ThyssenKrupp Nirosta GmbH	Krefeld	*	*	*	*	*	*
Trierer Stahlwerk	Trier	*	*	*	*	*	*
Summe		*	*				
Mittelwert		641	518	1 986	2 001	97	834

*Wert entstammt der Plantfacts-Datenbank (s. VDEh 2013)

Tabelle C-15: Technische Energieeinsparpotenziale der identifizierten Energieeinsparmaßnahmen an Sauerstoffkonvertern in Deutschland zum Jahr 2013

Unternehmen	Ort	Technisches Energieeinsparpotenzial [TJ]							
		EIEA01	EIEA02	EIEA03	EIEA04	EIEA05	EIEA06	EIEA07	EIEA08
ArcelorMittal Hamburg GmbH	Hamburg	0	0	0	258	215	0	87	0
B.E.S. Brandenburger Elektrostahlwerke GmbH	Brandenburg	68	45	125	207	172	467	70	160
B.E.S. Brandenburger Elektrostahlwerke GmbH	Brandenburg	68	45	125	207	172	467	70	160
Badische Stahlwerke GmbH	Kehl	0	62	164	284	236	642	96	220
Badische Stahlwerke GmbH	Kehl	0	62	164	284	236	642	96	220
Benteler Steel/Tube GmbH	Lingen	53	35	85	160	133	0	54	0
BGH Edelstahl Freital GmbH	Freital	8	0	20	0	0	0	8	0
BGH Edelstahl Freital GmbH	Siegen	0	8	36	0	0	0	13	0
Buderus Edelstahl GmbH	Wetzlar	37	25	85	0	0	0	38	0
Deutsche Edelstahlwerke	Siegen	51	34	78	155	129	0	52	0
Deutsche Edelstahlwerke	Witten	51	0	82	155	129	0	52	0
ESF Elbe-Stahlwerke Feralpi GmbH	Riesa	55	37	117	168	0	0	57	0
GMH Georgsmarienhütte GmbH	Georgsmarienhütte	0	57	97	0	0	0	87	0
GMH Schmiedewerke / Elektrostahlwerke Gröditz GmbH	Gröditz	8	6	24	0	21	0	9	0
H.E.S. Hennigsdorfer Elektrostahlwerke GmbH	Hennigsdorf	42	28	86	129	107	292	44	100
H.E.S. Hennigsdorfer Elektrostahlwerke GmbH	Hennigsdorf	42	28	86	129	107	292	44	100
Lech-Stahlwerke GmbH	Meitingen	0	0	99	147	122	0	50	0
Lech-Stahlwerke GmbH	Meitingen	0	0	96	137	114	0	46	0
Peiner Träger GmbH (Salzgitter)	Peine	85	0	45	258	215	584	0	200
Peiner Träger GmbH (Salzgitter)	Peine	76	51	76	0	193	525	78	180
Saarstahl AG / Saarschmiede GmbH	Völklingen	25	0	57	0	64	0	26	0
Stahlwerk Bous GmbH (GMH)	Bous	30	0	67	0	75	0	31	0
Stahlwerk Thüringen GmbH	Unterwellenborn	85	57	110	0	215	0	87	0
ThyssenKrupp Nirosta GmbH	Bochum	0	0	0	0	0	0	0	0
ThyssenKrupp Nirosta GmbH	Krefeld	0	0	0	0	0	0	0	0
Trierer Stahlwerk	Trier	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe [PJ]		0,8	0,6	1,9	2,7	2,7	3,9	1,2	1,3
Mittelwert		30	22	74	103	102	150	46	52

*Wert entstammt der Plantfacts-Datenbank (s. VDEh 2013)

C 3.6 Stranggießanlagen

Tabelle C-16: Ausgewählte Anlagendaten von Stranggießanlagen in Deutschland zum Jahr 2013 mit den technischen Energieeinsparpotenzialen der identifizierten Energieeinsparmaßnahmen

Unternehmen	Ort	Kapazität [kt/a]	Produktion 2013 [kt/a]	Baujahr	Letzte Modernisierung	Technische Energieeinsparpotenziale [TJ]	
						EICC01	EICC02
AG der Dillinger Hüttenwerke	Dillingen	*	*	*	*	1 260	2 028
AG der Dillinger Hüttenwerke	Dillingen	*	*	*	*	1 260	2 028
AG der Dillinger Hüttenwerke	Dillingen	*	*	*	*	1 470	2 366
ArcelorMittal Bremen GmbH	Bremen	*	*	*	*	0	0
ArcelorMittal Eisenhüttenstadt GmbH	Eisenhüttenstadt	*	*	*	*	0	0
Hüttenwerke Krupp Mannesmann (HKM) GmbH	Duisburg	*	*	*	*	1 050	1 690
Hüttenwerke Krupp Mannesmann (HKM) GmbH	Duisburg	*	*	*	*	0	3 042
Hüttenwerke Krupp Mannesmann (HKM) GmbH	Duisburg	*	*	*	*	3 150	5 070
Salzgitter Flachstahl AG	Salzgitter	*	*	*	*	1 512	0
Salzgitter Flachstahl AG	Salzgitter	*	*	*	*	1 890	0
Salzgitter Flachstahl AG	Salzgitter	*	*	*	*	1 260	0
Salzgitter Flachstahl AG	Salzgitter	*	*	*	*	1 260	2 028
ThyssenKrupp Nirosta GmbH	Bochum	*	*	*	*	0	0
ThyssenKrupp Nirosta GmbH	Krefeld	*	*	*	*	0	0
ThyssenKrupp Nirosta GmbH	Krefeld	*	*	*	*	0	0
ThyssenKrupp Steel Europe AG	Duisburg	*	*	*	*	3 528	0
ThyssenKrupp Steel Europe AG	Duisburg	*	*	*	*	0	0
ThyssenKrupp Steel Europe AG	Duisburg	*	*	*	*	3 024	4 867
ThyssenKrupp Steel Europe AG	Duisburg	*	*	*	*	3 402	0
Summe		*	*			24 066	23 119
Mittelwert		1 796	1 706	1 984	2 004	1 267	1 217

*Wert entstammt der Plantfacts-Datenbank (s. VDEh 2013)

C 3.7 Warmwalzwerke

Tabelle C-17: Ausgewählte Anlagendaten von Warmwalzwerken in Deutschland zum Jahr 2013

Unternehmen	Ort	Kapazität [kt/a]	Produktion 2013 [kt/a]	Baujahr	Letzte Modernisierung	Anlagenart	Wärmöfen Anzahl	Wärmöfen Bauart	Wärmöfen Nennleistungen [t/h]
ArcelorMittal Bremen GmbH	Bremen	*	*	*	*	*	*	*	*
ArcelorMittal Eisenhüttenstadt GmbH	Eisenhüttenstadt	*	*	*	*	*	*	*	*
ArcelorMittal Hamburg GmbH	Hamburg	*	*	*	*	*	*	*	*
ArcelorMittal Ruhrort GmbH	Duisburg	*	*	*	*	*	*	*	*
ArcelorMittal Ruhrort GmbH	Duisburg	*	*	*	*	*	*	*	*
B.E.S. Brandenburger Elektrostahlwerke GmbH	Brandenburg	*	*	*	*	*	*	*	*
Badische Stahlwerke GmbH	Kehl	*	*	*	*	*	*	*	*
Badische Stahlwerke GmbH	Kehl	*	*	*	*	*	*	*	*
BGH Edelstahl Freital GmbH	Freital	*	*	*	*	*	*	*	*
BGH Edelstahl Freital GmbH	Freital	*	*	*	*	*	*	*	*
Buderus Edelstahl GmbH	Wetzlar	*	*	*	*	*	*	*	*
Buderus Edelstahl GmbH	Wetzlar	*	*	*	*	*	*	*	*
Buderus Edelstahl GmbH	Wetzlar	*	*	*	*	*	*	*	*
Deutsche Edelstahlwerke	Siegen	*	*	*	*	*	*	*	*
Deutsche Edelstahlwerke	Witten	*	*	*	*	*	*	*	*
Elbe-Stahlwerke Feralpi GmbH	Riesa	*	*	*	*	*	*	*	*
Georgsmarienhütte GmbH	Georgsmarienhütte	*	*	*	*	*	*	*	*
H.E.S. Hennigsdorfer Elektrostahlwerke GmbH	Hennigsdorf	*	*	*	*	*	*	*	*
Lech-Stahlwerke GmbH	Meitingen	*	*	*	*	*	*	*	*
Lech-Stahlwerke GmbH	Meitingen	*	*	*	*	*	*	*	*
Peiner Träger GmbH	Peine	*	*	*	*	*	*	*	*
Peiner Träger GmbH	Peine	*	*	*	*	*	*	*	*
Saarstahl AG	Völklingen	*	*	*	*	*	*	*	*
Saarstahl AG	Völklingen	*	*	*	*	*	*	*	*
Salzgitter Flachstahl AG	Salzgitter	*	*	*	*	*	*	*	*
Stahlwerk Thüringen GmbH	Unterwellenborn	*	*	*	*	*	*	*	*
ThyssenKrupp Steel Europe AG	Bochum	*	*	*	*	*	*	*	*
ThyssenKrupp Steel Europe AG	Duisburg	*	*	*	*	*	*	*	*
ThyssenKrupp Steel Europe AG	Duisburg	*	*	*	*	*	*	*	*
ThyssenKrupp Steel Europe AG	Duisburg	*	*	*	*	*	*	*	*
ThyssenKrupp Steel Europe AG	Duisburg	*	*	*	*	*	*	*	*
Trierer Stahlwerk	Trier	*	*	*	*	*	*	*	*
Summe [kt]		*	*	*	*	*	*	*	*
Mittelwert		1 300	1 234	1973	2005		2		374

*Wert entstammt der Plantfacts-Datenbank (s. VDEh 2013)

Tabelle C-18: Technische Energieeinsparpotenziale der identifizierten Energieeinsparmaßnahmen an Warmwalzwerken in Deutschland zum Jahr 2013

Unternehmen	Ort	Technische Energieeinsparpotenziale [TJ]					
		EIMI01	EIMI02	EIMI03	EIMI04	EIMI05	EIMI06
ArcelorMittal Bremen GmbH	Bremen	285	0	2 605	754	0	137
ArcelorMittal Eisenhüttenstadt GmbH	Eisenhüttenstadt	125	0	0	331	808	60
ArcelorMittal Hamburg GmbH	Hamburg	349	296	0	138	338	25
ArcelorMittal Ruhrort GmbH	Duisburg	40	0	367	106	259	19
ArcelorMittal Ruhrort GmbH	Duisburg	465	395	638	185	451	33
B.E.S. Brandenburger Elektrostahlwerke GmbH	Brandenburg	465	395	638	185	451	33
Badische Stahlwerke GmbH	Kehl	252	214	0	100	244	18
Badische Stahlwerke GmbH	Kehl	0	0	0	215	0	39
BGH Edelstahl Freital GmbH	Freital	5	0	43	12	30	2
BGH Edelstahl Freital GmbH	Freital	7	0	64	18	45	3
Buderus Edelstahl GmbH	Wetzlar	33	28	45	13	32	2
Buderus Edelstahl GmbH	Wetzlar	50	43	0	20	49	4
Buderus Edelstahl GmbH	Wetzlar	0	0	0	46	113	8
Deutsche Edelstahlwerke	Siegen	23	0	213	62	150	0
Deutsche Edelstahlwerke	Witten	17	0	0	46	113	8
Elbe-Stahlwerke Feralpi GmbH	Riesa	35	0	319	92	226	0
Georgsmarienhütte GmbH	Georgsmarienhütte	46	0	425	123	301	22
H.E.S. Henningsdorfer Elektrostahlwerke GmbH	Henningsdorf	38	0	346	100	244	18
Lech-Stahlwerke GmbH	Meitingen	15	0	133	38	94	7
Lech-Stahlwerke GmbH	Meitingen	147	125	202	58	143	11
Peiner Träger GmbH	Peine	31	0	287	83	203	15
Peiner Träger GmbH	Peine	45	0	415	120	293	22
Saarstahl AG	Völklingen	0	0	74	22	53	4
Saarstahl AG	Völklingen	0	0	191	55	135	10
Salzgitter Flachstahl AG	Salzgitter	0	0	2 297	664	0	121
Stahlwerk Thüringen GmbH	Unterwellenborn	387	329	0	154	376	28
ThyssenKrupp Steel Europe AG	Bochum	237	0	2 169	628	0	114
ThyssenKrupp Steel Europe AG	Duisburg	697	593	0	0	677	50
ThyssenKrupp Steel Europe AG	Duisburg	775	659	0	0	752	56
ThyssenKrupp Steel Europe AG	Duisburg	174	0	0	0	0	84
ThyssenKrupp Steel Europe AG	Duisburg	343	0	0	0	0	165
Trierer Stahlwerk	Trier	0	0	0	0	0	0
Summe		5 086	3 077	11 471	4 369	6 581	1 119
Mittelwert		159	96	358	137	206	35

*Wert entstammt der Plantfacts-Datenbank (s. VDEh 2013)

Anhang D Zellstoff, Papier und Pappen

In diesem Kapitel wird die Papierindustrie hinsichtlich ihrer Branchenstruktur, Produktionsprozesse und Energieverbrauch in Abschnitt D 1 analysiert. Die Parameter und Wechselwirkungen der identifizierten Energieeinsparmaßnahmen für die Herstellung von Zellstoff, Papier und Pappen in Deutschland werden tabellarisch in Abschnitt D 2 gelistet. In Abschnitt D 3 werden die Daten und technischen Energieeinsparpotenziale von Einzelanlagen, auf denen die kumulierten Berechnungen basieren, tabellarisch gelistet.

D 1 Industrieanalyse

Die Papierindustrie umfasst sowohl die Herstellung von Holzstoff, Zellstoff, Papier, Karton und Pappe als auch die Papier-, Karton- und Pappenverarbeitung, wobei letzteres nicht als energieintensiv betrachtet wird. Die Papierhersteller können in wenige große Hersteller unterschieden werden, die sowohl Massentypen wie Zeitungs- und andere grafische Papiere und Verpackungspapiere als auch mittlere und kleine Spezial- und Nischenpapiere (bspw. Thermopapier) herstellen. Zwölf Unternehmen weisen eine Kapazität von 500 kt/a und mehr auf und sind damit für über 67 % (15,3 Mt) der Produktion in 2011 verantwortlich. Die 38 Unternehmen mit einer Kapazität größer als 100 kt/a produzieren 93 % der Gesamtproduktion. Die verbleibenden 7 % werden von weiteren 50 Unternehmen produziert. Insgesamt erwirtschafteten die 96 Unternehmen 2011 in 164 Werken einen Umsatz von 14,3 Mrd. EUR mit 40 000 Beschäftigten (BMW i 2014; VDP 2013a).

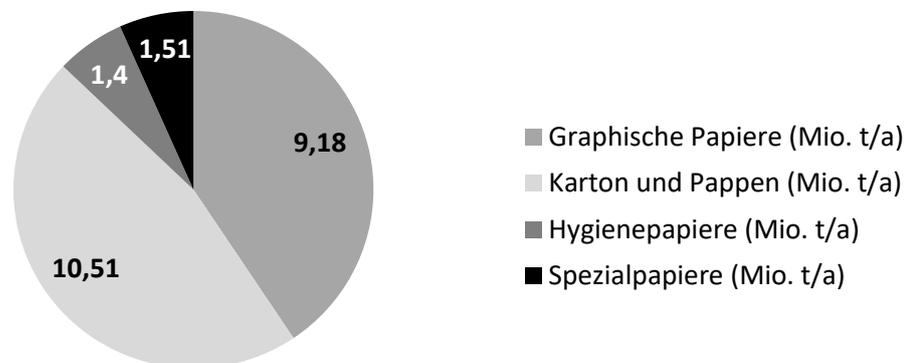


Abb. D-1: Gesamte Papierproduktion in Deutschland nach vier Produktkategorien in 2013 (VDP 2013a)

In Deutschland werden über 3 000 verschiedene Papiersorten hergestellt, die sich in der Glattheit der Oberfläche, Festigkeit, Flächengewicht und den eingesetzten Rohstoffen unterscheiden. Diese Papiersorten lassen sich in die nachfolgenden vier Kategorien einteilen, wobei in nur wenigen Fällen Papiersorten aus mehr als einer Kategorie in derselben Papierfabrik hergestellt werden (s. Abb. D-1):

- Graphische Papiere bspw. Magazinpapiere, Zeitungspapiere, Druckpapiere, Kopierpapiere, Thermopapiere, Durchschreibepapiere.
- Karton und Pappen zu Verpackungszwecken bspw. Wellpappenrohstoffe, Faltschachtelkarton, Eierkarton, Kistenpappe, Kraftliner, Testliner, nassfestes Papier, Packpapiere.

- Hygienepapiere bspw. Toilettenpapier, Taschentücher, Servietten, Papierhandtücher, Krepppapiere, Küchenrollen.
- Technische Papiere und Spezialpapiere bspw. Backpapiere, Thermopapiere, Filterpapiere, Dekorpapiere, Isolierpapiere, Schleifpapiere, Tapetenrohre, Zigarettenpapiere.

Mit 10 510 und 9 180 kt in 2013 machen Karton und Pappen und die grafischen Papiere den Großteil der Produktion aus (s. Abb. D-1). Die Anteile von Spezial- und Hygienepapier sind mit 1 510 kt und 1 400 kt ungleich geringer. Abhängig von der zu produzierenden Papierart können die Primär- oder Sekundärfaserstoffe, oder ein Gemisch daraus, als Rohstoff eingesetzt werden. Primärfaserstoffe sind Zellstoff und Holzstoff, welche in sechs integrierten Papierfabriken in Deutschland hergestellt werden. Um auf die in 2012 benötigten 4 640 kt Zellstoff und 1 230 kt Holzstoff zu kommen, mussten 66 % Zellstoff und 15 % Holzstoff aus dem europäischen Ausland importiert werden. Sekundärfaserstoffe werden aus Altpapier gewonnen. Die Altpapierquote stieg kontinuierlich seit 2000 von 60 % auf 72 % in 2013 (16 168 kt), die weltweit höchste Einsatzquote. Daneben wurde 4 800 kt an Füllstoffen und Papierhilfsmitteln benötigt (VDP 2013a) (s. Abb. D-2).

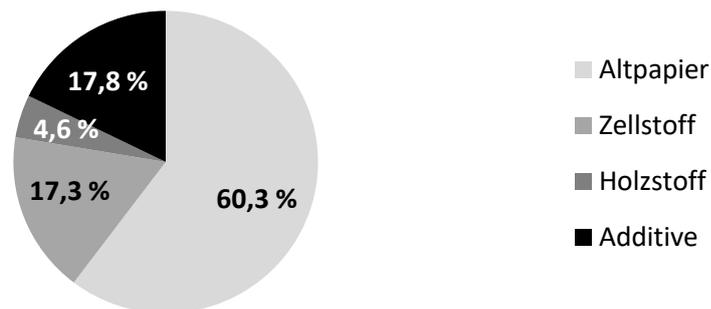


Abb. D-2: Prozentualer Anteil der in der Papierindustrie in Deutschland eingesetzten Rohstoffe in 2013 (VDP 2013a)

D 1.1 Produktionsprozesse

Die Produktionsprozesse in der Papierindustrie lassen sich in die Halbstoffaufbereitung (Zell-, Holz- oder Altpapierstoff), Stoffaufbereitung, Papiermaschine und Veredlung unterteilen (s. Abb. D-3). Jeder Hauptbereich für sich kann unterschiedliche Teilprozesse aufweisen und für sich alleine stehen. Üblich ist jedoch die Integration von Halbstoffherzeugung, Stoffaufbereitung und Papiermaschine in eine Papierfabrik (Vogt et al. 2008).

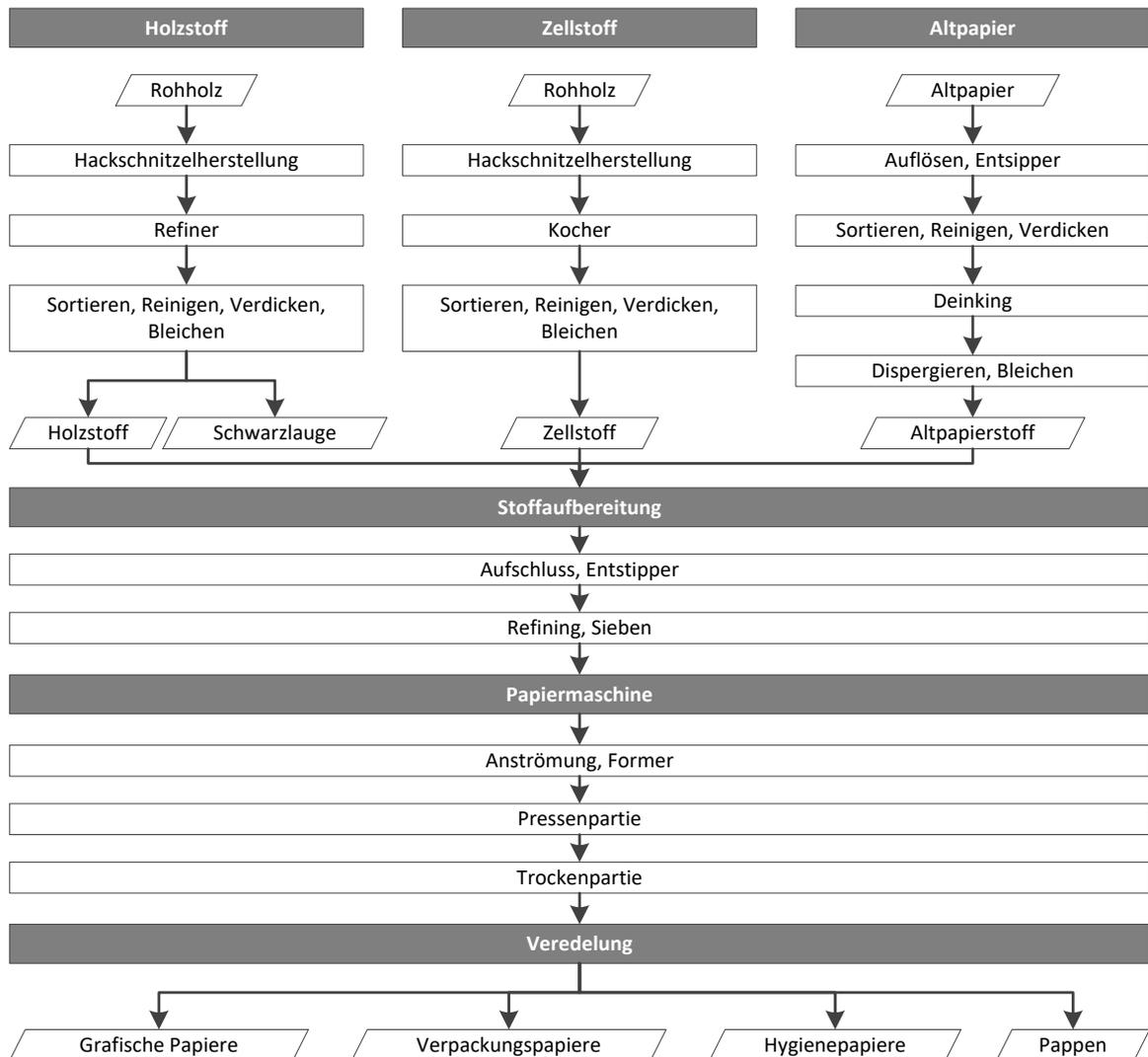


Abb. D-3: Produktionsprozesse, Rohstoffe, Zwischenprodukte, Produkte und deren Zuordnung zu den Verfahrensschritten in der Herstellung von Papier und Pappen in Deutschland (eigene Darstellung basierend auf UPM GmbH 2013a; Aden N. et al. 2013; Kramer et al. 2009; LfU 2003)

Halbstoffherzeugung

Bei der Halbstoffherzeugung wird zunächst zwischen Primär- und Sekundärfasern unterschieden. Für die Erzeugung von Primärfasern werden Holzstämmen oder Holzhackschnitzeln entweder mechanisch oder chemisch aufgeschlossen. Mit einer Altpapierquote von 73 % in 2013 und steigend sind Sekundärfasern die wichtigste Quelle von Faserstoffen in Deutschland (VDP 2013c).

Holzstoffherzeugung

Unter Holzstoff werden Faserstoffe verstanden, die unter mechanischen Aufwand aus dem verholzten Faserverbund gelöst worden sind. Aufgrund der hohen Reibungsenergien wird ein signifikanter Teil der eingesetzten mechanischen Energie ($5\,580\text{ MJ/t}_{\text{Holzstoff}}$) in thermische Energie umgewandelt, die als Abwärme mit $1\,350\text{ MJ/t}_{\text{Holzstoff}}$ nutzbar ist. Zur Zerkleinerung kommen entweder Schleifer (Stein-Verfahren) (engl. *GroundWood pulping (GW)*) oder Refiner (engl. *Refiner Mechanical Pulping (RMP)*) zum Einsatz (s. Abb. D-4). Beim Stein-

schliffverfahren wird das Holz auf einen rotierenden Schleifstein gepresst und der anfallende Stoff muss durch mehrstufige Trennverfahren von Sand und Rinde getrennt werden (LfU 2003). In Deutschland werden die 1 043 kt/a Holzstoff mittels Refiner-Verfahren hergestellt, bei dem Hackschnitzel auf rotierenden Scheiben zerfasert (Scheibenrefiner) und so das im Holz enthaltene Lignin nicht abgetrennt wird, was eine höhere Ausbeute an Faserstoffen bis zu 95 % verspricht (Kramer et al. 2009). Die kürzeren Fasern und das im Faserbrei enthaltene Lignin führen jedoch dazu, dass im Vergleich zu Zellstoff, Holzstoff eine geringere Festigkeit aufweist und schneller vergilbt. Vorteile der Nutzung von Holzstoff sind dagegen die Glätte des Papiers, die gute Bedruckbarkeit, die oftmals eine Nachbehandlung durch Streichen der Oberfläche unnötig macht, geringe Investitionen und Fehleranfälligkeit (EIPPCB 2010a). Bei dem Refiner-Verfahren gibt es verschiedene Variationen, die durch Vorbehandlung der Hackschnitzel oder durch Anpassung der Betriebsweise die Qualität erhöhen und u. U. den Energieverbrauch reduzieren sollen. Beim thermomechanischen Verfahren (engl. *Thermomechanical pulping (TMP)*) werden die Holzhackschnitzel mit Dampf vorbehandelt und aufgeweicht, was zu einer längeren Faserlänge und höheren Qualität führt, weshalb TMP weltweit am häufigsten eingesetzt wird (Kramer et al. 2009). Bei der chemisch-thermomechanischen Behandlung (engl. *ChemoThermoMechanical Pulping (CTMP)*) werden die Hackschnitzel analog zur Zellstoffherstellung mit Chemikalien versetzt.

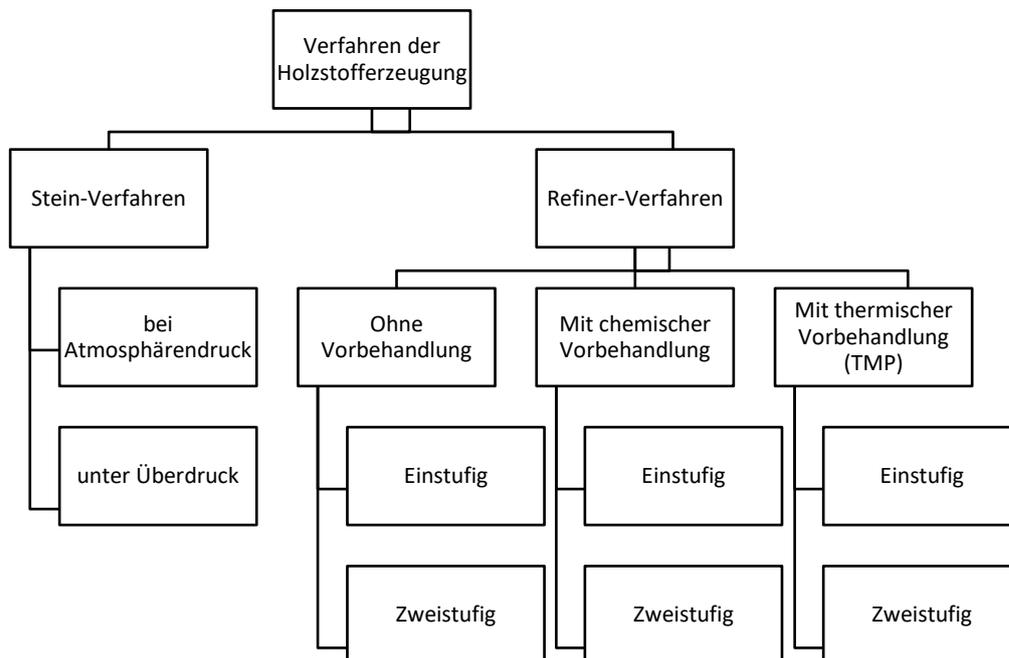


Abb. D-4: Einordnung der Verfahren der Holzstofferzeugung (eigene Darstellung basierend auf LfU 2003)

Zellstofferzeugung

Im Gegensatz zur Holzstofferzeugung werden die Hackschnitzel unter Einsatz von Chemikalien gekocht und das im Holz enthaltene Lignin abgetrennt, sodass sich der entstehende Faserbrei durch eine gute Faserlänge auszeichnet welche die Qualität des Papiers positiv beeinflussen. Zwar ist der spezifische elektrische Energieverbrauch wesentlich geringer, jedoch benötigt der Kocher mit 2 420 MJ/t einen hohen thermischen Energieeinsatz. Auch ist

die Faserausbeute mit 37 % der Masse des eingesetzten Holzes wesentlich geringer, jedoch wird im selben Prozentanteil Lignin als Nebenprodukt abgetrennt, was sich als Schwarzlauge fast vollständig in der Papierindustrie als Energieträger nutzen lässt und für den hohen Biomasseanteil in der Energiestruktur sorgt.

Bei der Zellstofferzeugung wird zwischen dem Sulfat- und dem Sulfitverfahren unterschieden. Während weltweit das Sulfatverfahren das dominierende Verfahren und 95 % des importierten Zellstoffs (3 527 kt/a in 2013) in Deutschland mittels Sulfatverfahren hergestellt worden ist, hat in Deutschland die Produktion mittels Sulfitverfahrens mit 627 kt/a einen großen Anteil an der Gesamtproduktion von 1 593 kt in 2013 (VDP 2013c). Beim Sulfatverfahren werden die Hackschnitzel in einem Druckreaktor mit einer Natriumhydroxid-(NaOH) und Natriumsulfid-(Na₂S) Lösung über mehrere Stunden bei 160-170 °C gekocht, sodass fast alle nichtfasrigen Bestandteile des Holzes aufgelöst werden. Anschließend kann das Kesselwasser regeneriert werden um die Chemikalien zurückzugewinnen (EIPPCB 2013). Hingegen nutzt das Sulfitverfahren eine Lösung aus Schwefelsäure (H₂SO₃) und Hydrogensulfat (HSO₃). Zwar sind die Nachteile ggü. dem Sulfatverfahren eine geringere Faserstärke, Anfälligkeit gegen Störstoffe und eine geringere Ligninabscheidungsrate, jedoch weißt das Verfahren auch eine geringere Geruchsbildung im Vergleich zum Sulfatverfahren auf, weshalb mehr Genehmigungen für einen Anlagenbetrieb in Deutschland für das Sulfitverfahren erteilt wurden (Möbinger 2014; EIPPCB 2013).

Altpapieraufbereitung

Die Aufbereitung von Altpapier zu Sekundärfasern hat mit einem spezifischen Energieverbrauch von 2 070 MJ/t Sekundärfaser (s. Tabelle) energetische und ökonomische Vorteile ggü. der Nutzung von Primärfasern. Mit einem Anteil von 72 % am gesamten Faserstoffeinsatz ist die Einsatzquote von Sekundärfasern mit 16 168 kt/a höher als deren Gewinnung durch Recycling in Deutschland. Dies begründet sich in Importen aus europäischen Nachbarländern von 3 999 kt Altpapier in 2013 (VDP 2013c). Hochwertige und feste Papiersorten können u. U. keine Sekundärfasern einsetzen, sodass der Altpapiereinsatz ohne Substitution von Papierqualitäten in der Verbraucherstruktur nicht steigerbar ist.

Die Altpapieraufbereitung umfasst mehrere Schritte, die sich nach der Papierqualität und nach der Beschaffenheit der Rohstoffe richtet. Tabelle D-1 zeigt die grundlegenden Schritte und deren Anwendungsfall während Tabelle D-4 den damit verbundenen elektrischen und thermischen Energieverbrauch aufzeigt. Im ersten Schritt erfolgt die Suspendierung des Altpapiers, d. h. die Zerlegung des Fasergefüges in Einzelfasern mit Hilfe von Wasser und ggf. weiteren Chemikalien, in einem Rührtrank (Pulper) oder in einer Auflösetrommel bei einem typischen Feststoffgehalt von 5-7 %. Ähnlich wie bei den anderen Halbstoffverfahren erfolgt die Reinigung des Faserbreis mittels Sortierern auf mechanischem Wege. Sollen grafische, oder hygienische Papier oder helle Pappen produziert werden, müssen die Druckfarben mittels Flotation entfernt werden, was auch als Deinking bezeichnet wird (Möbinger 2014; LfU 2003).

Tabelle D-1: Prozessschritte der Altpapieraufbereitung und deren Anwendungsfall bei Papiersorten (Vogt et al. 2008)

Prozessschritt	Suspendieren	Sortieren / Cleaning	Flotation / Wäsche	Dispergieren / Mahlen
Vorgang	Zerfaserung, Deinking	Entfernen von Verunreinigungen / Stickys	Druckfarben-entfernung	Fragmentieren von Verunreinigungen, Erhöhung der Festigkeitseigenschaften
Anwendungsfall	Verpackungspapieren und Pappen, Druck- und Pressepapieren, Hygienepapieren		Druck- und Pressepapieren, Hygienepapieren	Verpackungspapieren und Pappen, Druck- und Pressepapieren, Hygienepapieren

Papiermaschine

Die Papiermaschine ist das voluminöse Herzstück einer Papierfabrik und ist unterteilt in die Bereiche: Siebpartie, Pressenpartie und Trockenpartie welche nachfolgend genauer erläutert werden. In der Papiermaschine wird die Faserstoffsuspension zu einem durchgehenden und homogenen Papier geformt und entwässert. Der spezifische Energieverbrauch pro Teilprozess ist in Tabelle D-4 aufgezeigt.

Siebpartie

Die Suspension aus der Halbstoffherzeugung weist einen Trockengehalt von 10 % auf und wird gleichmäßig auf die Siebpartie aufgetragen (Kramer et al. 2009). Die in Deutschland zum Formen des Faservlieses eingesetzte Maschine ist die Langsiebmaschine. Aufgrund des noch hohen Wassergehalts wird dieser Teil der Papiermaschine auch Nassende genannt. Die Glättung und Entwässerung des Vlieses auf einen Trockengehalt von bis zu 24 % erfolgt mit Hilfe der Gravitationskraft, wobei Unterdrucksauger unterstützend eingesetzt werden können. Darüber befinden sich Streichleisten, die mechanisch das Vlies weiter entwässern und für eine homogene Verteilung sorgen. Langsiebmaschinen können bis zu einer Produktionsgeschwindigkeit von 1200 m/min eingesetzt werden. Darüber kommen Gapformer zur Anwendung, die die Suspension zwischen zwei rotierende, walzenförmige Rundsiebe einspritzt, sodass bei geringer Maschinengröße, eine gleichmäßige Entwässerung bis zu 2000 m/min erreicht werden kann (Möbinger 2014; Puurtinen und Muhonen 2011).

Pressenpartie

In der Pressenpartie werden das Wasser und die Luft aus den Faserzwischenräumen und Faseroberflächen mechanisch verdrängt. Das in den Fasern selber enthaltene Wasser kann dabei nur geringfügig entfernt werden (Vogt et al. 2008). In der Pressenpartie können verschiedenen Technologien angewendet werden, wobei meist zwei Technologien gleicher oder verschiedener Bauart hintereinandergeschaltet sind. Es wird einerseits nach der Bahnführung unterschieden (d. h. offen oder geschlossen) und andererseits nach der Presstechnologie (d. h. Vollmantel-, Saug- und Schuhpresse). Die älteste Pressentechnologie ist die Vollmantelpresse in Verbindung mit offener Bahnführung. Hierbei kommen zwei übereinander angeordnete Presswalzen zum Einsatz, wobei eine aus Stahl und eine aus Granit

besteht. Nachteile sind die geringen Produktionsgeschwindigkeiten von nur bis zu 400 m/min und der geringe Trockengehalt von 28 % aufgrund der Gravitationstrocknung. Im Gegensatz zu Vollmantelpressen besteht bei der Saugpresse die untere Walze aus einem perforierten Mantel durch den mittels Unterdruck das ausgepresste Wasser am Mantel gehalten wird und so eine Rückbefeuchtung der Papierbahn verhindert. Wird das Verfahren geschlossen betrieben, wird die Presssektion beidseitig von Press- oder Führungsilzen umschlossen, was höhere Produktionsgeschwindigkeiten von über 1200 m/min ohne Bahnflattern oder Abrissgefahr und Trockengehalte von 45-48 % ermöglicht (Möbinger 2014; Vogt et al. 2008).

Trockenpartie

Die Trockenpartie ist mit einem thermischen Energieverbrauch von 3 078 MJ/t_{Papier} der energieintensivste Prozess in der Papierherstellung (s. Tabelle D-4), obwohl dieser Schritt mit 1,1 bis 1,3 kg_{Wasser}/kg_{Papier} im Vergleich zur Form- und Pressenpartie mit 2 kg bzw. 2,6 kg weniger Wasser entfernt. In der Trockenpartie sind die Potenziale zur mechanischen Entwässerung bereits ausgeschöpft, sodass die Restfeuchte durch thermische Energie entzogen werden muss. Dies führt dazu, dass die relativen Kostenanteile zur Entwässerung mit 78 % in der Trockenpartie vergleichsweise hoch sind. Zum Vergleich: 10 % für die Siebpartie und 12 % in der Presspartie. Die Trockenpartie macht etwa 60 % der Gesamtlänge und fast 40 % der Gesamtinvestition einer Papiermaschine aus (Ghosh 2011). In der Trockenpartie können mehrere Trockenverfahren eingesetzt werden (Möbinger 2014; Kramer et al. 2009; Vogt et al. 2008):

- Das in Deutschland häufigste und älteste Verfahren ist die Kontaktrocknung mittels dampfbeheiztem Zylinder in einer Slalombahnführung.
- Für ein homogenes Feuchtigkeitsprofil können Heißluftblaswalzen in Kombination mit Kontaktrocknen eingesetzt werden.
- Die sogenannte Yankee-Trocknung nutzt konvektive Trocknung im Prallströmverfahren mit Luftströmen von bis zu 700 °C und 160 m³/s durch Heißlufttrockenhäuben mit dampfbeheiztem Zentralzylinder. Die Yankee-Trocknung kommt häufig bei Hygiene- und Filterpapier zum Einsatz.
- Ebenfalls beim Hygienepapier kommt die weiterentwickelte Durchstromtrocknung (engl. Through Air Drying (TAD)) zum Einsatz.
- Zur Strichtrocknung in Streichmaschinen kann elektromagnetische Strahlung im Infrarotbereich eingesetzt werden. Dies ermöglicht eine gute Regelung des Feuchtprofils und eine hohe Wärmeübertragungsleistung jedoch nur mit geringen Wirkungsgraden.

D 1.2 Energieeinsatz

Obwohl der spezifische thermische Energieverbrauch im Zeitraum zwischen 1955 und 2012 um 72 % gesenkt werden konnte, blieb dieser im neuen Jahrtausend (2000-2012) annähernd konstant. In diesem Zeitraum konnten die spezifischen CO₂ Emission pro Tonne Papier ebenfalls hauptsächlich durch Energieträgersubstitution (bspw. Erneuerbare Energien und Erdgas ersetzen Steinkohle und Rohöl) signifikant reduziert werden (Fleiter et al. 2012a),

während der spezifische Stromeinsatz zwischen 1955 und 2012 nur um 16 % gesenkt werden konnte (s. Tabelle D-4). Der Unterschied lässt sich durch die Umsetzung von Maßnahmen mit kurzen Amortisationszeiten wie Nutzung von Dampf zur Trocknung und Abwärmeintegration in der Papiermaschine sowie durch die Verbesserung der Wärmedämmung der Trockenhaube und Dampferzeugung erklären (Vogt et al. 2008). Hingegen kommt es durch Prozessleittechnik, höhere Produktionsgeschwindigkeiten und Produktqualitäten zu einem höheren Strombedarf, der den Anstrengungen der elektrischen Energieeinsparung gegenübersteht. Eine wichtige Entwicklung bei der Energieträgerstruktur ist die zunehmende Stromeigenerzeugung in KWK-Anlagen (s. Abb. D-5). Aufgrund des hohen Energiebedarfs, der sich aus einem günstigen Verhältnis von thermischer zu elektrischer Energie zusammensetzt, gepaart mit moderaten Prozesstemperaturen und hohen Jahresarbeitsstunden, eignen sich KWK-Anlagen für ein Papierunternehmen besonders, um die Energiekosten zu reduzieren. So deckten bereits 2006 47 % der Verpackungspapierhersteller einen Teil ihres Stromeinsatzes durch eine KWK-Anlage ab (Vogt et al. 2008).

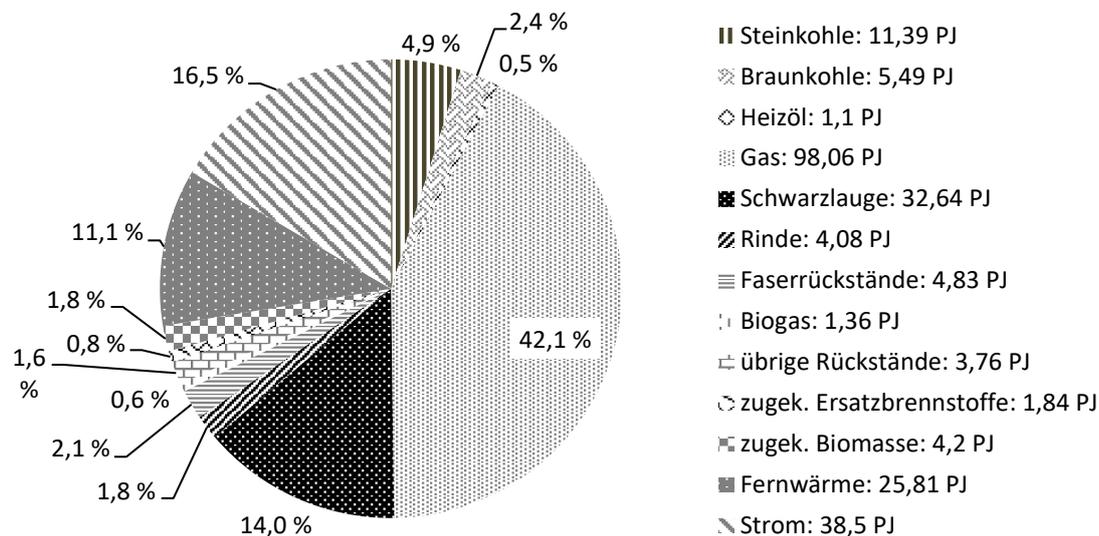


Abb. D-5: Einsatz aller Primär- und Sekundärenergieträger in der deutschen Papierindustrie 2012 (eigene Darstellung basierend auf VDP 2013a)

Zwar zeigt Abb. D-6 einen Wert für den spezifischen Energieverbrauch pro Tonne Papier pro Jahr, der spezifische Energieverbrauch variiert jedoch stark in Abhängigkeit von der hergestellten Papier- bzw. Pappensorte (s. Tabelle D-2). Grundsätzlich führt der Einsatz von Sekundärfasern aus Altpapier zu einem geringeren spezifischen Energieeinsatz. Zwar ist die Druckfarbenentfernung, das sogenannte Deinking, ebenfalls mit Energieaufwand verbunden, jedoch im Vergleich zur Holzstoff- und Zellstoffherstellung wesentlich geringer (s. Tabelle D-2). Aufgrund der geforderten Qualität wie Helligkeit oder Oberfläche (gestrichen, oder ungestrichen) und an der geforderten Einsatzquote von Holzstoff, Zellstoff und Altpapier schwankt der Energieverbrauch für die Herstellung grafischer Papiere stark. Auch können hochwertige und voluminöse Hygienepapiere nicht mechanisch gepresst und müssen daher mit erhöhtem thermischen Einsatz getrocknet werden. Der Begriff Spezialpapiere umfasst heterogene Papiersorten wie Dekor-, Thermo-, Fotoroh- und Zigarettenpapiere, die

aufgrund ihrer Qualitätsansprüche, Herstellungsverfahren und geringen Produktionsvolumina zu einem vergleichsweise hohen spezifischen Energieverbrauch führen. Tabelle D-2 stellt die qualitativen Auswirkungen von Produktionsmethoden und Papieranforderung auf den spezifischen Energieverbrauch dar.

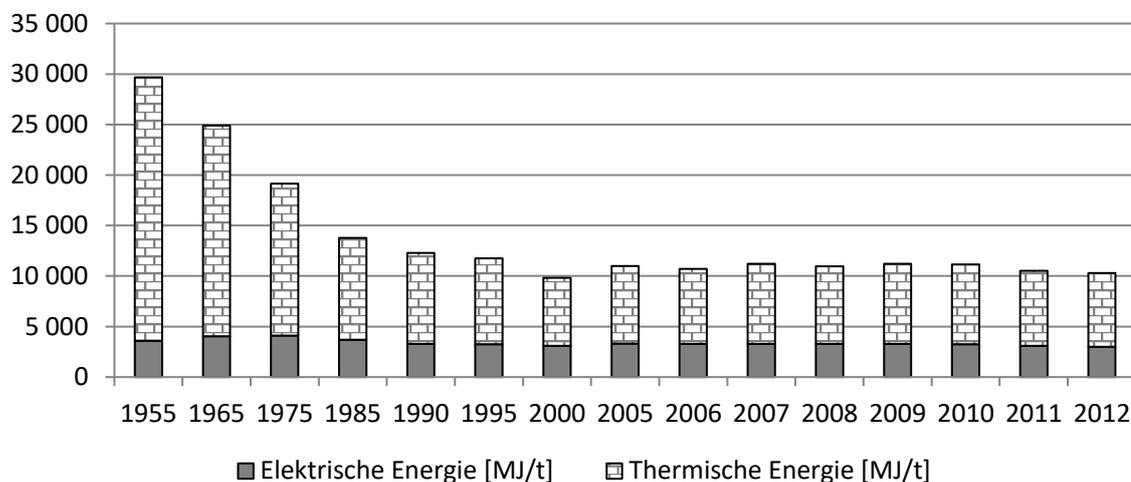


Abb. D-6: Durchschnittlicher spezifischer Energieverbrauch deutscher Papierfabriken pro Tonne produzierten Endproduktes seit 1955 (VDP 2013a)

Tabelle D-2: Maximaler, minimaler und im Modell angenommener gewichteter durchschnittlicher spezifischer Energieverbrauch für die Herstellung verschiedener Papiersorten in Deutschland im Jahr 2013 (eigene Berechnung basierend auf Mößinger 2014; EIPPCB 2013; Jung 2013; Fleiter et al. 2012a; Blum et al. 2007; U.S. EPA 2006; UBA 2004)

Sortenbereich	Spezifischer Energieverbrauch [MJ/t Produkt]					
	Elektrische Energie			Thermische Energie		
	Min.	Max.	Modell	Min.	Max.	Modell
Grafische Papiere	3 240	7 560	6 386	3 600	7 560	6 599
- Holzstoffhaltige gestrichene Papiere (integriert) (umfasst Papiersorten: Ultra Light Weight Coated ULWC, Light Weight Coated LWC, Medium Weight Coated MWC, Heavy Weight Coated HWC)	4 320	7 560	5 940	3 600	6 480	5 040
- Ungestrichene holzstofffreie Papiere (nicht-integriert) (Zeitungspapier)	1 800	3 600	2 340	4 680	7 560	6 120
- Gestrichene holzstofffreie Papiere (nicht-integriert)	2 160	3 600	2 592	4 320	7 560	6 012
- Grafische Papier aus Altpapier (mit Deinking)	3 240	5 040	4 140	3 600	5 760	4 680
Technische Papier und Pappen	1 260	7 920	3 629	3 240	28 800	13 597
- Pappe aus Altpapier (mit Deinking)	1 620	7 920	2 570	3 600	28 800	6 444
- Pappe aus Altpapier (ohne Deinking)	1 260	7 920	2 300	3 240	28 800	6 444
- Holzstofffreie Spezialpapiere	2 160	10 800	6 480	5 760	16 200	10 980
Verpackungspapiere aus Altpapier (ohne Deinking)	1 080	2 520	1 907	3 960	6 480	5 531
Hygienepapier/Tissue (nicht integriert)	2 880	7 200	5 549	6 840	28 800	19 619

Tabelle D-3: Qualitative Auswirkung des Einsatzes verschiedener Produktionsmethoden auf den spezifischen elektrischen und thermischen Energieverbrauch einer Papier- bzw. Pappensorte (Mößinger 2014).

Methode	Einfluss auf elektr. Energieeinsatz	Einfluss auf therm. Energieeinsatz
Einsatz von Altpapier	--	--
Einsatz/Produktion von Holzstoff	+++	--
Einsatz/Produktion von Zellstoff	++	+++
Zusatz von chemischen Hilfsmitteln	-	-
Verzicht auf Bleichung	-	o
Verzicht auf Deinking	-	o
Verzicht auf Pressung	-	+++
Nachbehandlung durch Streichen der Oberfläche	+	+
Spezielle Oberflächenbeschichtungen	++	++

(+++ stark steigernd, ++ mäßig steigernd, + schwach steigernd, - - - stark senkend, - - mäßig senkend, - schwach senkend, o neutral)

Tabelle D-4: Elektrischer und thermischer Energieverbrauch pro Teilprozess in der Herstellung von Papier und Pappe in Deutschland (eigene Berechnung basierend auf Fleiter 2013; Fleiter et al. 2012a; U.S. EPA 2006; Blum et al. 2007; Vogt et al. 2008)

Prozess	Teilprozess	Elektrischer Energieverbrauch [MJ/t]	Thermischer Energieverbrauch [MJ/t]
Holzschliff- erzeugung	Hackschnitzelherstellung	144	151
	Refiner	5 580	-1 350
	Sortieren	72	0
	Reinigung	144	0
	Verdickung	72	0
	Bleichen	288	0
Zellstoff- erzeugung	Hackschnitzelherstellung	108	180
	Kocher	18	2 420
	Sortieren	72	0
	Reinigung	144	0
	Verdickung	72	0
	Bleichen	216	0
Altpapier- aufbereitung	Auflösen, Entstipper	108	0
	Sortieren	144	0
	Reinigung	144	0
	Eindicken	36	0
	Deinking	126	0
	Dispergieren	720	540
	Bleichen	108	144
Stoffaufbereitung	Aufschluss, Entstipper	36	0
	Refining	468	0
	Sieben	108	0
Papiermaschine	Anströmung	184	0
	Former	176	0
	Pressenpartie	187	234
	Trockenpartie	144	3 078
	SpeedSizer	18	90
	Aufrollung	18	0
	Unterstützungsprozesse (Luftdruck, Abwasserbehandlung)	216	551

D 2 Energieeinsparmaßnahmen

Tabelle D-5: Identifizierte Energieeinsparmaßnahmen und Langnamen für die Herstellung von Zellstoff, Papier und Pappen in Deutschland

ID	Prozess	Name
PAAL01	Altpapieraufbereitung	Hochkonsistenzpulper mit optimierter Wendel
PAAL02	Altpapieraufbereitung	Einsatz von MultiFoil-Rotor mit C-bar Stabsiebkorb
PAAL03	Altpapieraufbereitung	Fraktionierung der Recyclingfasern
PAAL04	Altpapieraufbereitung	Deinking mit Säulenflotation
PAAL05	Altpapieraufbereitung	Hochzahngarnituren für Dispergierer
PAPA01	Papierherstellung	Thermokompressoren zur Brüdenkompression
PAPA02	Papierherstellung	Papierbahnerwärmung mit Dampfblaskasten
PAPA03	Papierherstellung	Ersatz von Walzenpresse durch Schuhpresse
PAPA04	Papierherstellung	Ersatz von Saugwalzenpresse durch Schuhpresse (Tissuepapiere)
PAPA05	Papierherstellung	Abwärmenutzung der Nachrocknungspartie zur Klar- und Siebwassererwärmung
PAPA06	Papierherstellung	Polymerbeschichtung von Cellulosefasern
PAPA07	Papierherstellung	Unterdrucksaugwalzpresse zur Tissuepapier Trocknung
PAPA08	Papierherstellung	Impulstrocknung als innovatives Trocknungsverfahren
PAST01	Stoffaufbereitung	Ersatz von Kegel- durch Doppelscheibenrefiner
PAST02	Stoffaufbereitung	Auslastungserhöhung der Refiner
PAZE01	Zellstoffherstellung	Ersatz von Steilkegel- oder Einscheibenrefiner durch Doppelscheibenrefiner (Holzstoff)
PAZE02	Zellstoffherstellung	Schwarzlaugenvergasung (Zellstoff)
PAZE03	Zellstoffherstellung	Auslastungserhöhung der Refiner (Holzstoff)
PAZE04	Zellstoffherstellung	Abwärmenutzung vom thermomechanischen Aufschluss zur Prozessdampferzeugung (TMP)
PAZE05	Zellstoffherstellung	Thermomechanischer Aufschluss bei höherer Temperatur und Refinerintensität (Holzstoff)
PAZE06	Zellstoffherstellung	Abwärmenutzung vom Bleichen zur Prozesswassererwärmung
PAZE07	Zellstoffherstellung	Enzymatische Vorbehandlung (Holzstoff)

Tabelle D-6: Identifizierte Parameter von Energieeinsparmaßnahmen für die Herstellung von Zellstoff, Papier und Pappen in Deutschland

ID	Stromein-sparung [MJ/t Papier]	Brennstoffein-sparung [MJ/t Papier]	CO ₂ Minderung [kg CO ₂ / t Papier]	Investition [EUR ₂₀₁₃ /t Papier]	Veränderung nicht-energeti-sche Betriebskosten [EUR ₂₀₁₃ /t Papier]	Nutzungsdauer [a]	Modularitätsfaktor
PAAL01	56	0	0	3,3	0,0	10	0,0
PAAL02	65	0	0	6,2	0,0	10	0,0
PAAL03	17	216	0	9,6	0,0	15	0,3
PAAL04	42	0	0	4,0	-0,1	10	0,3
PAAL05	22	0	0	1,3	0,0	15	0,3
PAPA01	0	90	5	0,7		20	0,3
PAPA02	0	180	10	4,5		15	0,3
PAPA03	0	480	27	32,5	0,0	20	0,3
PAPA04	0	800	45	39,0	0,0	20	0,3
PAPA05	0	143	8	1,1	0,0	20	0,3
PAPA06	164	185	10	4,6	3,4	20	0,0
PAPA07	0	1 645	92	674,3	0,0	20	0,0
PAPA08	0	667	37	96,7	0,0	10	0,0
PAST01	36	0	0	7,2	0,0	10	0,0
PAST02	180	0	0	6,2		5	0,5
PAZE01	1 080	0	0	22,2	0,0	5	0,1
PAZE02	875	0	0	91,7	0,0	20	0,0
PAZE03	180	0	0	6,2		5	0,5
PAZE04	-536	3 475	195	41,1	0,0	20	0,3
PAZE05	1 198	0	0	97,8	0,0	15	0,1
PAZE06	0	25	1	0,9	0,0	20	0,3
PAZE07	1 862	0	0	120,2	2,8	15	0,1

Tabelle D-7: Wechselwirkungsfaktoren von Energieeinsparmaßnahmen für die Zellstoffherstellung in Deutschland

	PAZE01	PAZE02	PAZE03	PAZE04	PAZE05	PAZE06
PAZE01	-		1,00			
PAZE02		-				
PAZE03	1,00		-			
PAZE04				-	0,19	
PAZE05					-	
PAZE06						-

Tabelle D-8: Wechselwirkungsfaktoren von Energieeinsparmaßnahmen für die Altpapieraufbereitung in Deutschland

	PAAL01	PAAL02	PAAL03	PAAL04	PAAL05
PAAL01	-		0,12		
PAAL02		-	0,12		
PAAL03			-		
PAAL04			0,12	-	
PAAL05			0,12		-

Tabelle D-9: Wechselwirkungsfaktoren von Energieeinsparmaßnahmen für Papiermaschinen in Deutschland

	PAST01	PAST02	PAPA01	PAPA02	PAPA03	PAPA04	PAPA05	PAPA06	PAPA07
PAST01	-	1,00							
PAST02	1,00	-							
PAPA01			-	0,02	0,07	0,11			0,22
PAPA02			0,01	-	0,07	0,11			0,22
PAPA03					-	1,00			1,00
PAPA04					1,00	-			1,00
PAPA05					0,07	0,11	-		0,22
PAPA06								-	
PAPA07					1,00	1,00			-

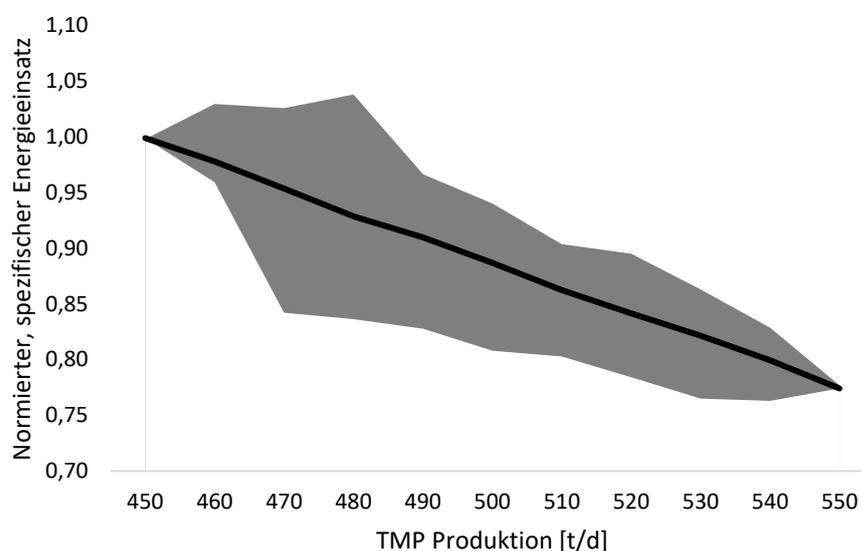


Abb. D-7: Negative Korrelation von Thermomechanischen Pulp (TMP) Produktion und normierten spezifischen Energieverbrauch auf Basis der Beobachtungen (graue Fläche) (eigene Darstellung basierend auf Carello et al. 2007)

Tabelle D-10: Wirkungsgrad von Scheibenrefinern (Vogt et al. 2008)

Scheibendurchmesser [Zoll]	Drehzahl [U/min]	Maximale Belastung [kW]	Leerlaufleistung [kW]	Wirkungsgrad [%]
20	1 000	250	65	74
26	750	400	90	78
34	600	750	140	81
42	500	1 300	210	84
52	450	2 400	315	87

Tabelle D-11: Energieverbrauch und -rückgewinnung in der mechanischen Holzstoffherstellung (eigene Zusammenstellung basierend auf EIPPCB 2013)

Mechanischer Holzschliff und Mahlgrad [ml CSF] ^a	Energieverbrauch [kWh/t _{Holzschliff}] ^b	Anteil Energierückgewinnung	
		Heißwasser [%]	Prozessdampf [%]
GW 350 – 30	1 100 – 2 200	20	0
PGW 350 – 30	1 100 – 2 200	30	20
PGW-S 350 – 30	1 110 – 2 300	30	20
RMP 350 – 30	1 600 – 3 000	30	20
TMP 400 – 30	1 800 – 3 600	20	40 – 80
CTMP 700 – 30	1 000 – 4 300	20	40 – 45

^a Canadian-Freeness Test (CSF), drückt die Geschwindigkeit einer verdünnten Zellstoffsuspension in Abhängigkeit des Mahlgrad aus. GW = Groundwood pulping, PGW = Pressure Groundwood pulping, RMP = Refiner Mechanical Pulping, TMP = ThermoMechanical Pulping, CTMP = ChemiThermoMechanical Pulping.

^b Der Energieverbrauch bezieht sich auf 100 % trockenen Holzstoff. Diese Zahlen sind nur indikative Werte die für eine Vielzahl von Holzstoffsorten und Endprodukten um ± 10 % abweichen können.

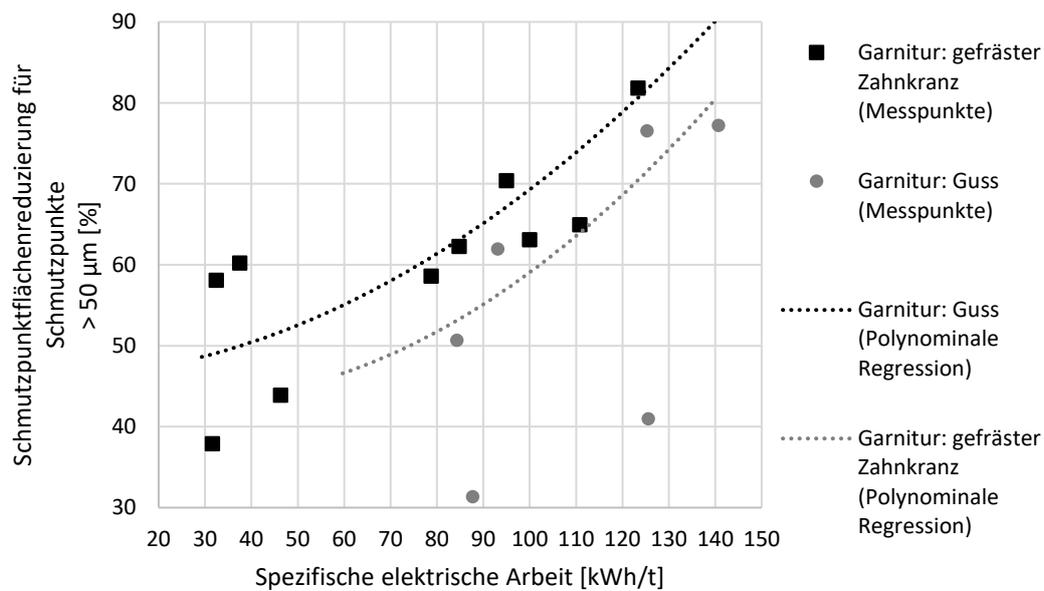


Abb. D-8: Spezifische elektrische Arbeit für Tissue aus Multiprint mit Hochzahngarnitur und mit gefrästen Zahnkranzgarnitur in Abhängigkeit der Schmutzpunktfächenreduzierung (eigene Darstellung basierend auf Brettschneider 2007)

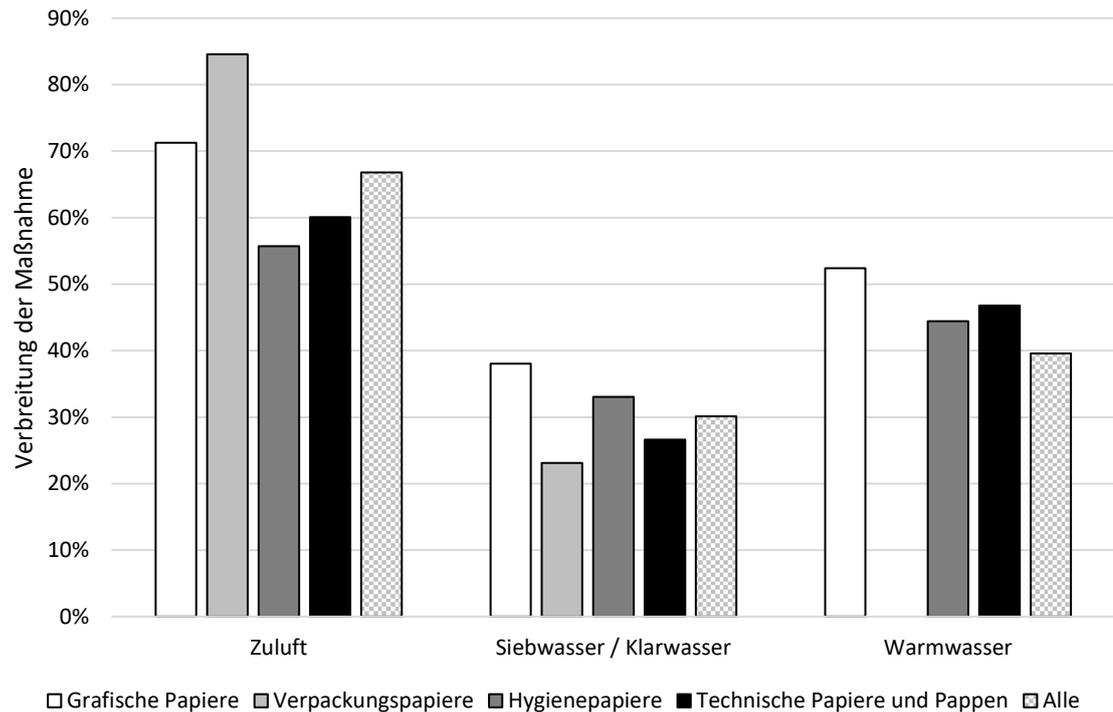


Abb. D-9: Verbreitung von Wärmerückgewinnung an Papiermaschinen in einer bundesweiten Umfrage der Arbeitsgemeinschaft „BEK Papier“ im Jahr 2006 mit 46 teilnehmenden Betrieben (eigene Darstellung basierend auf Vogt et al. 2008)

Tabelle D-12: Temperaturniveaus von typischen Abwärmequellen aus der Papierproduktion (eigene Zusammenstellung basierend auf Vogt et al. 2008)

Abwärmestrom	Temperaturbereich
Abwasser Papiermaschine	20–40 °C
Abwasser Stoffaufbereitung mit DI	40–60 °C
Abwasser Stoffaufbereitung ohne DI	30–50 °C
Abwasser Schleiferei / TMP Anlage	60–70 °C
Abluft Produktionshalle	30–40 °C
Abluft Vakuumpumpen	40–50 °C
Abluft Vakuümgebläse	130–160 °C
Abluft Trockenpartie PM	60–80 °C
Abluft Trockenpartie SM	100–140 °C

D 3 Daten und technische Energieeinsparpotenziale von Einzelanlagen

D 3.1 Zellstoffherstellung

Tabelle D-13: Ausgewählte Daten zu Anlagen zur Zellstoffherstellung in Deutschland zum Jahr 2013 (basierend auf Mößinger 2014 und eigener Recherche)

Unternehmen	Ort	Verfahren	Produkte*	Kapazität [kt/a]	Produktion 2013 [kt/a]	Baujahr	Letzte Modernisierung
Zellstoff Stendal GmbH	Stendal	Sulfat	Sulfatzellstoff	620	600	2004	2004
UPM GmbH	Plattling	GW	LWC, SC	500	371	1982	2012
Zellstoff- und Papierfabrik Rosenthal GmbH	Blankenstein	Sulfat	Sulfatzellstoff	360	348		1999
Norske Skog Walsum GmbH	Duisburg	TMP	Holzstoff, LWC, MWC	340	252	1962	2006
UPM GmbH	Mannheim	Sulfit	hygiene Papiere	250	242	2004	2004
UPM GmbH	Augsburg	GW	LWC, SC	125	93		2000
Sappi Limited	Stockstadt	Sulfit	WFC, WFU	210	203	1970	1970
Sappi Limited	Ehingen	Sulfit	WFC, Papierzellstoff	196	190		2006
Sappi Limited	Hannover	Sulfit	Spezialpapiere	175	169		1995
UPM GmbH	Schongau	TMP	Newsprint und SC-B	100	74	1877	2000
Stora Enso Oyj	Maxau	GW	LWC, SC	90	67	1883	2004
Stora Enso Oyj	Maxau	TMP	Holzstoff, LWC, MWC	80	59	1883	2004
UPM GmbH	Ettringen	GW	Newsprint und SC	60	44	1897	2005
Arctic Paper Monchenschwangen GmbH	Monchenschwangen	GW	LWC, SC	50	37	1868	1969
August Koehler AG	Weisenbach	GW	Holzschliffpappe	20	15	1903	1969
Mayr-Melnhof Karton AG	Baiersbrunn	GW	Pappe	2	1		2002
Summe				3 178	2 766		
Mittelwert				199	173	1930	1997

* LWC = Light Weighted Coated, SC = super-calendered, Medium Weighted Coated, WFC = woodfree coated, WFU = woodfree uncoated

Tabelle D-14: Technische Energieeinsparpotenziale der identifizierten Energieeinsparmaßnahmen in der Zellstoffherstellung in Deutschland zum Jahr 2013

Unternehmen	Ort	Technische Energieeinsparpotenziale [TJ]					
		PAZE01	PAZE02	PAZE03	PAZE04	PAZE05	PAZE06
Zellstoff Stendal GmbH	Stendal	648	525	0	0	0	0
UPM GmbH	Plattling	0	0	67	0	444	9
Zellstoff- und Papierfabrik Rosenthal GmbH	Blankenstein	376	305	0	0	0	0
Norske Skog Walsum GmbH	Duisburg	0	0	0	740	302	6
UPM GmbH	Mannheim	261	212	0	0	0	0
UPM GmbH	Augsburg	100	0	17	0	111	2
Sappi Limited	Stockstadt	220	178	0	0	0	0
Sappi Limited	Ehingen	0	166	0	0	0	0
Sappi Limited	Hannover	183	148	0	0	0	0
UPM GmbH	Schongau	80	0	0	218	89	2
Stora Enso Oyj	Maxau	0	0	12	0	80	2
Stora Enso Oyj	Maxau	0	0	0	174	71	1
UPM GmbH	Ettringen	0	0	8	0	53	1
Arctic Paper Monchenwangen GmbH	Monchenwangen	40	0	7	0	44	1
August Koehler AG	Weisenbach	16	0	3	0	18	0
Mayr-Melnhof Karton AG	Baiersbronn	2	0	0	0	2	0
Summe		1 926	1 534	113	1 133	1 214	25
Mittelwert		120	96	7	71	76	2

D 3.2 Altpapieraufbereitung

Tabelle D-15: Ausgewählte Daten zu Anlagen zur Altpapieraufbereitung in Deutschland zum Jahr 2013 (basierend auf eigener Recherche und Mößinger 2014)

Unternehmen	Ort	Produkte	Altpapier-einsatz [kt/a]	Produktion 2013 [kt/a]	Baujahr	Letzte Mo-demisierung
A. Obenauf GmbH	Bad Harzburg		17	15	1890	2000
Albert Köhler GmbH & Co. KG	Gengenbach	Div. Pappen	51	46		1998
Delkeskamp Verpackungspapiere GmbH	Nortrup	Wellpappenrohpa-piere	121	110		2002
DS Smith Paper Deutschland GmbH	Aschaffenburg	Verpackungspapiere	402	365		2005
DS Smith Paper Deutschland GmbH	Witzenhausen	Verpackungspapiere	380	345		2000
Feinpappenwerk Gebr. Schuster GmbH & Co. KG	Herbertshausen		33	30		2002
Gebr. Grünwald GmbH & Co. KG	Kirchhudem-Hofolpe		50	45	1985	1998
Hamburger Rieger GmbH	Spremberg	Weißes Wellpappenrohpa-piere	363	330	älter	1971
Hamburger Rieger GmbH, Papierfabrik Spremberg / Hamburger Containerboard	Trostberg	Weißes Wellpappenrohpa-piere	160	145	1992	2002
Hamburger Rieger GmbH, Papierfabrik Spremberg / Hamburger Containerboard	Trostberg	Weißes Wellpappenrohpa-piere	33	30	1925	1985
Hans Kolb Papierfabrik GmbH & Co. KG	Kaufbeuren	Wellpappe	66	60	1933	2002

Unternehmen	Ort	Produkte	Altpapier- einsatz [kt/a]	Produktion 2013 [kt/a]	Baujahr	Letzte Mo- dernisierung
Julius Schulte Trebsen GmbH & Co KG	Trebsen	Verpackungspapiere, Gipskarton, Wellpappenpapiere	168	200	1888	2001
Karl Kurz GmbH & Co. KG	Halblech/Trauchgau		22	20		1997
Karl Kurz GmbH & Co. KG	Rosengarten-Tullau		18	16	1878	1980
Klinge Paperwerke GmbH & Co. KG	Delmenhorst	Wellpappe	61	55	1955	2001
Klinge Paperwerke GmbH & Co. KG	Grunbach	Wellpappe	70	64	1936	2005
Klinge Paperwerke GmbH & Co. KG	Hilpoltstein	Wellpappe	77	70	1960	2000
Klinge Paperwerke GmbH & Co. KG	Weener	Wellpappenrohpaper	275	250	1961	2002
Klinge Paperwerke GmbH & Co. KG	Werne	Wellpappe	66	60	1968	2008
Koehler Greiz GmbH & Co. KG	Greiz	Farbige Papier und Kartons	198	180	1971	1971
Köhler Paper Group	Kehl	Folienpapiere, Thermopapiere	60	180	1988	2000
Kübler & Niethammer Papierfabrik Kriebstein AG	Kriebstein	Grafische und Verpackungspapier	110	100		1993
LEIPA Georg Leinfelder GmbH	Schrobenhausen	Karton	121	110		2000
LEIPA Georg Leinfelder GmbH	Schrobenhausen	Grafische Papiere	21	19		2000
LEIPA Georg Leinfelder GmbH	Schwedt	Grafische Papiere, LWC	580	528		2000
LEIPA Georg Leinfelder GmbH	Schwedt	Karton- und Wellpappenrohpaper	270	246		2000
Mayr-Melnhof Karton AG	Gernsbach	Karton	165	150		2000
Mayr-Melnhof Karton AG	Neuss	Karton	385	350		2000
Metsä Board Zanders GmbH	Bergisch Gladbach		55	50	1829	1989
Metsä Tissue GmbH	Kreuzau		110	200	1868	1968
Mondi Packaging Raubling GmbH	Raubling		242	220	1908	2002
Moritz J. Weig GmbH & Co. KG	Mayen	Faltschachtelkarton, Gipskarton	550	500	1931	2000
PAKA Glashütter Pappen- und Kartonagenfabrik GmbH	Glashütte	Div. Pappen	17	15	1992	1992
Palm Verpackungsgruppe	Aalen-Neukochen	Wellpappenrohpaper	286	260	1872	2000
Palm Verpackungsgruppe	Aalen-Neukochen	Newsprint	99	90	1872	1983
Palm Verpackungsgruppe	Eltmann	Zeitungsdruckpapier	594	540	1994	1994
Palm Verpackungsgruppe	Wörth	Wellpappenrohpaper	715	650	2002	2002
Papier und Kartonfabrik Varel GmbH & Co. KG.	Varel	Wellpappenrohpaper u. Karton	935	850		2005
Papierfabrik Adolf Jass GmbH & Co. KG	Fulda	Verpackungspapiere	572	520	1960	2005
Papierfabrik Adolf Jass GmbH & Co. KG	Schwarza	Verpackungspapiere	528	480	2005	2005
Papierfabrik Hainsberg GmbH	Freital-Hainsberg		30	62		1985
Papierfabrik Peters GmbH & Co. KG	Gelsenkirchen	Wellpappenrohpaper	226	205	1972	2005
Papierfabrik Schoellershammer GmbH & Co. KG	Düren	Wellpappenrohpaper	279	253		2000
Pfleiderer Teisbach GmbH & Co. KG	Teisnach	Spezialpapiere	43	39	1881	2000
Progroup AG	Burg	Wellpappenrohpaper	385	350		2005
Progroup AG	Eisenhüttenstadt	Wellpappenrohpaper	715	650		2010
Reno de Medici Arnsberg GmbH	Arnsberg		210	230	1903	2007

Unternehmen	Ort	Produkte				
			Altpapier- einsatz [kt/a]	Produktion 2013 [kt/a]	Baujahr	Letzte Mo- dernisierung
Schönfelder Papierfabrik GmbH	Schönfeld	Grafische Papiere	50	45		1997
Schumacher Packaging GmbH	Schwarzenberg	Pappe	50	45		2005
Smurfit Kappa Gruppe	Baden	Recyclingkarton	165	150		1970
Smurfit Kappa Gruppe	Diemelstadt-Wrexen	Wellpappenroh papier	341	310		2000
Smurfit Kappa Gruppe	Herzberg	Vollpappe	297	270		2005
Smurfit Kappa Gruppe	Hoya	Wellpappenroh papier, Faltschachtelkarton	468	425		2008
Smurfit Kappa Gruppe	Viersen	Wellpappenroh papier	77	70		2004
Smurfit Kappa Gruppe	Zülpich	Braunes Papier	425	400		2004
Sprick GmbH Papier- und Wellpappenwerke & Co.	Bielefeld		55	50		2000
Steinbeis Papier GmbH	Glückstadt	Grafische Papiere	140	257		2005
Stora Enso Oyj	Eilenburg	Newsprint,	450	345	1992	2005
Stora Enso Oyj	Maxau	Hochqualitäts-Druckpapier	390	520	1883	2000
Svenska Cellulosa AB	Kostheim	Tissue	151	162		2008
Svenska Cellulosa AB	Mannheim	Tissue	284	304		1973
Svenska Cellulosa AB	Mannheim	Verpackungspapier, Tissue	55	50	2004	2004
Svenska Cellulosa AB	Witzenhausen	Tissue	28	30		2004
UPM GmbH	Augsburg	LWC, SC	125	500		2000
UPM GmbH	Hürth	Newsprint	275	250	2003	2002
UPM GmbH	Plattling	LWC und SC	200	780	1982	2007
UPM GmbH	Schongau	Newsprint und SC-B	550	650	1877	2003
UPM GmbH	Schwedt	Newsprint	319	290	2005	2005
Wepa Gruppe	Arnsberg/Müschede	Tissue, Handtuchpapier, Industrierollen	92	99	1953	2000
Wepa Gruppe	Kriebstein, Sachsen	Tissue	75	80		2000
Wepa Gruppe	Leuna	Tissue	131	140	2004	2004
Wepa Gruppe	Mainz	Tissue	54	58		2013
Wepa Gruppe	Marsberg/Giershagen	Tissue	51	85	1968	2000
Werra Group, Thüringer Hygienepapier GmbH	Schmalkalden		27	29		2004
Werra Papier Wernshausen GmbH	Wernshausen	Tissue	47	50	1872	1997
Summe [Mt]			16,3	16,7		
Mittelwert			217	223	1943	1999

Tabelle D-16: Technische Energieeinsparpotenziale der identifizierten Energieeinsparmaßnahmen in der Zellstoffherstellung in Deutschland zum Jahr 2013

Unternehmen	Ort	Technische Energieeinsparpotenziale [TJ]				
		PAAL01	PAAL02	PAAL03	PAAL04	PAAL05
A. Obenauf GmbH	Bad Harzburg	0	0	0	0	0
Albert Köhler GmbH & Co. KG	Gengenbach	3	3	12	2	1
Delkeskamp Verpackungspapiere GmbH	Nortrup	7	8	28	5	3
DS Smith Paper Deutschland GmbH	Aschaffenburg	22	0	0	17	0
DS Smith Paper Deutschland GmbH	Witzenhausen	21	25	88	16	8
Feinpappenwerk Gebr. Schuster GmbH & Co. KG	Herbertshausen	2	2	8	1	1
Gebr. Grünewald GmbH & Co. KG	Kirchhündem-Hofolpe	3	3	12	2	1
Hamburger Rieger GmbH	Spremberg	20	24	85	15	8
Hamburger Rieger GmbH, Papierfabrik Spremberg / Hamburger Containerboard	Trostberg	9	10	37	7	4
Hamburger Rieger GmbH, Papierfabrik Spremberg / Hamburger Containerboard	Trostberg	2	2	8	1	1
Hans Kolb Papierfabrik GmbH & Co. KG	Kaufbeuren	4	4	15	3	1
Julius Schulte Trebsen GmbH & Co KG	Trebsen	9	11	39	7	4
Karl Kurz GmbH & Co. KG	Halblech/Trauchgau	1	1	5	1	0
Karl Kurz GmbH & Co. KG	Rosengarten-Tullau	1	1	4	1	0
Klinge Paperwerke GmbH & Co. KG	Delmenhorst	3	4	14	3	1
Klinge Paperwerke GmbH & Co. KG	Grunbach	4	0	0	3	0
Klinge Paperwerke GmbH & Co. KG	Hilpoltstein	4	5	18	3	2
Klinge Paperwerke GmbH & Co. KG	Weener	15	18	64	12	6
Klinge Paperwerke GmbH & Co. KG	Werne	0	0	0	0	0
Koehler Greiz GmbH & Co. KG	Greiz	11	13	46	8	4
Köhler Paper Group	Kehl	3	4	14	3	1
Kübler & Niethammer Papierfabrik Kriebstein AG	Kriebstein	6	7	26	5	2
LEIPA Georg Leinfelder GmbH	Schrobenhausen	7	8	28	5	3
LEIPA Georg Leinfelder GmbH	Schrobenhausen	1	1	5	1	0
LEIPA Georg Leinfelder GmbH	Schwedt	32	38	135	24	13
LEIPA Georg Leinfelder GmbH	Schwedt	15	18	63	11	6
Mayr-Melnhof Karton AG	Gernsbach	9	11	38	7	4
Mayr-Melnhof Karton AG	Neuss	22	25	90	16	8
Metsä Board Zanders GmbH	Bergisch Gladbach	3	4	13	2	1
Metsä Tissue GmbH	Kreuzau	6	7	26	5	2
Mondi Packaging Raubling GmbH	Raubling	14	16	56	10	5
Moritz J. Weig GmbH & Co. KG	Mayen	31	36	128	23	12
PAKA Glashütter Pappen- und Kartonagenfabrik GmbH	Glashütte	1	1	4	1	0
Palm Verpackungsgruppe	Aalen-Neukochen	16	19	67	12	6
Palm Verpackungsgruppe	Aalen-Neukochen	6	6	23	4	2
Palm Verpackungsgruppe	Eltmann	33	39	138	25	13
Palm Verpackungsgruppe	Wörth	40	46	166	30	16
Papier und Kartonfabrik Varel GmbH & Co. KG.	Varel	52	0	0	39	0
Papierfabrik Adolf Jass GmbH & Co. KG	Fulda	32	0	0	24	0
Papierfabrik Adolf Jass GmbH & Co. KG	Schwarza	30	0	0	22	0
Papierfabrik Hainsberg GmbH	Freital-Hainsberg	2	2	7	1	1
Papierfabrik Peters GmbH & Co. KG	Gelsenkirchen	13	0	0	9	0
Papierfabrik Schoellershammer GmbH & Co. KG	Düren	16	18	65	12	6
Pfleiderer Teisbach GmbH & Co. KG	Teisnach	2	3	10	2	1
Progroup AG	Burg	22	0	0	16	0
Progroup AG	Eisenhüttenstadt	0	0	0	0	0
Reno de Medici Arnsberg GmbH	Arnsberg	12	0	0	0	0
Schönfelder Papierfabrik GmbH	Schönfeld	3	0	0	2	0
Schumacher Packaging GmbH	Schwarzenberg	3	3	12	2	1
Smurfit Kappa Gruppe	Baden	9	11	38	7	4
Smurfit Kappa Gruppe	Diemelstadt-Wrexen	19	22	79	14	8

Unternehmen	Ort	Technische Energieeinsparpotenziale [TJ]				
		PAAL01	PAAL02	PAAL03	PAAL04	PAAL05
Smurfit Kappa Gruppe	Herzberg	17	0	0	12	0
Smurfit Kappa Gruppe	Hoya	0	0	0	0	0
Smurfit Kappa Gruppe	Viersen	4	5	18	3	2
Smurfit Kappa Gruppe	Zülpich	24	28	99	18	9
Sprick GmbH Papier- und Wellpappenwerke & Co.	Bielefeld	3	4	13	2	1
Steinbeis Papier GmbH	Glückstadt	8	0	0	0	0
Stora Enso Oyj	Eilenburg/Sachsen	25	0	0	19	0
Stora Enso Oyj	Maxau	22	25	91	16	9
Svenska Cellulosa AB	Kostheim	0	0	0	0	0
Svenska Cellulosa AB	Mannheim	16	18	66	12	6
Svenska Cellulosa AB	Mannheim	3	4	13	2	1
Svenska Cellulosa AB	Witzenhausen	2	2	7	1	1
UPM GmbH	Augsburg	7	8	29	5	3
UPM GmbH	Hürth	15	18	64	12	6
UPM GmbH	Plattling	11	0	0	0	0
UPM GmbH	Schongau	31	36	128	23	12
UPM GmbH	Schwedt	18	0	0	13	0
Wepa Gruppe	Arnsberg/Müschede	5	6	21	4	2
Wepa Gruppe	Kriebstein, Sachsen	4	5	17	3	2
Wepa Gruppe	Leuna	7	9	30	5	3
Wepa Gruppe	Mainz	0	0	0	2	0
Wepa Gruppe	Marsberg/Giershagen	3	3	12	2	1
Werra Group, Thüringer Hygienepapier GmbH	Schmalkalden	2	2	6	1	1
Werra Papier Wernshausen GmbH	Wernshausen	3	3	11	2	1
Summe [PJ]		0,83	0,65	2,34	0,62	0,22
Mittelwert [TJ]		11	9	31	8	3

D 3.3 Papierherstellung

Tabelle D-17: Ausgewählte Daten zu Papiermaschinen in Deutschland zum Jahr 2013 (basierend auf eigener Recherche und Mößinger 2014)

Unternehmen	Ort	Produkte	Rohstoffe	Baujahr	Letzte Modernisierung	Papiermaschinen
A. Obenauf GmbH	Bad Harzburg	Verpackung	Altpapier	1890	1987	2
Albert Köhler GmbH & Co. KG	Gengenbach	Verpackung	100 % Altpapier		1987	1
Albert Köhler GmbH & Co. KG	Gengenbach	Verpackung	100 % Altpapier		1987	1
Albert Köhler GmbH & Co. KG	Gengenbach	Verpackung	100 % Altpapier		1987	1
Arctic Paper Monchenwangen GmbH	Monchenwangen	Grafisch, GW	Holzschliff	1868	1992	1
Arctic Paper Monchenwangen GmbH	Monchenwangen	Grafisch, GW	Holzschliff	1868	1992	1
Arctic Paper Monchenwangen GmbH	Monchenwangen	Grafisch, GW	Holzschliff	1868	1992	1
August Koehler AG	Weisenbach	Verpackung, GW, RMP		1903	1969	1
Brigl & Bergmeister GmbH	Uetersen	Grafisch	Zellstoff	1904	2006	1
Brigl & Bergmeister GmbH	Uetersen	Grafisch	Zellstoff)	1904	2000	1
Carl Macher GmbH & Co. KG	Brunnenthal	Verpackung			1990	1
Delipapier GmbH	Arneburg	Hygiene	Zellstoff	2006	2006	1
Delkeskamp Verpackungspapier GmbH	Nortrup	Verpackung	100 % Altpapier		2007	1
Dresden Papier GmbH	Heidenau	Spezial	Faserrohstoffe		1990	1

Unternehmen	Ort	Produkte	Rohstoffe	Baujahr	Letzte Mo-	Papierma- schinen
					dernisierung	
Drewsen Spezialpapiere GmbH & Co. KG	Lachendorf	Spezial	FSC oder PEFC Stoffe	1925	2000	1
Drewsen Spezialpapiere GmbH & Co. KG	Lachendorf	Spezial	FSC oder PEFC Stoffe	1925	2011	1
Drewsen Spezialpapiere GmbH & Co. KG	Lachendorf	Spezial	FSC oder PEFC Stoffe	1925	1990	1
DS Smith Paper Deutschland GmbH	Aschaffenburg	Verpackung	100 % Altpapier		2005	1
DS Smith Paper Deutschland GmbH	Witzenhausen	Verpackung	100 % Altpapier		2005	1
Feinpappenwerk Gebr. Schuster GmbH & Co. KG	Herbertshausen	Verpackung	100 % Altpapier		1991	1
Felix Schöller Gruppe	Günzach	Spezial	kein Altpapier-einsatz		1985	1
Felix Schöller Gruppe	Neustadt	Spezial	kein Altpapier-einsatz		1987	1
Felix Schöller Gruppe	Osnabrück	Spezial	kein Altpapier-einsatz		1992	1
Felix Schöller Gruppe	Penig	Spezial	kein Altpapier-einsatz		1993	1
Felix Schöller Gruppe	Weissenborn	Spezial	kein Altpapier-einsatz		2000	1
Gebr. Grünwald GmbH & Co. KG	Kirchhündem-Hof- folpe	Verpackung	100 % Altpapier	1985	1998	1
Glatfelder Gernsbach GmbH & Co. KG	Gernsbach	Spezial	Hadern und Zellulose.		1990	5
Hamburger Rieger GmbH,	Spremberg	Verpackung	100 % Altpapier		2002	1
Hamburger Rieger GmbH,	Trostberg	Verpackung	100 % Altpapier	1992	2002	1
Hamburger Rieger GmbH,	Trostberg	Verpackung	100 % Altpapier	1925	2002	1
Hans Kolb Papierfabrik GmbH & Co. KG	Kaufbeuren	Verpackung	100 % Altpapier	1933	2008	1
Hans Kolb Papierfabrik GmbH & Co. KG	Kaufbeuren	Verpackung	100 % Altpapier	1933	1982	1
J. Tönnesmann & Vogel GmbH & Co. KG	Menden	Spezial	Zellstoff		1990	1
Julius Schulte Trebsen GmbH & Co KG	Trebsen	Verpackung	80 % Altpapier	1888	2001	1
Kanzan Spezialpapiere GmbH	Düren	Spezial		1990	2006	1
Karl Kurz GmbH & Co. KG	Halblech/Trauch- gau	Verpackung	100 % Altpapier		1997	1
Karl Kurz GmbH & Co. KG	Rosengarten- Tullau	Verpackung	100 % Altpapier	1878	1980	1
Kartonfabrik Buchmann GmbH	Annweiler	Verpackung		1927	2009	1
Kartonfabrik Buchmann GmbH	Annweiler	Verpackung		1927	2003	1
Kimberly-Clark GmbH	Koblenz	Hygiene	65 kt aus Frischfasern		1990	1
Klinge Paperwerke GmbH & Co. KG	Delmenhorst	Verpackung	100 % Altpapier	1955	2000	1
Klinge Paperwerke GmbH & Co. KG	Grunbach	Verpackung	100 % Altpapier	1936	2000	1
Klinge Paperwerke GmbH & Co. KG	Hilpoltstein	Verpackung	100 % Altpapier	1960	2000	1
Klinge Paperwerke GmbH & Co. KG	Weener	Verpackung	100 % Altpapier	1961	1980	1
Klinge Paperwerke GmbH & Co. KG	Werne	Verpackung	100 % Altpapier	1968	2005	1
Koehler Greiz GmbH & Co. KG	Greiz	Grafisch	100 % Altpapier	1971	1990	1

Unternehmen	Ort	Produkte	Rohstoffe	Baujahr	Letzte Mo-	Papierma- schinen
					dernisierung	
Köhler Paper Group	Kehl	Spezial	2/3 Zellstoff, 1/3 Altpapier	1988	2000	1
Köhler Paper Group	Kehl	Spezial	2/3 Zellstoff, 1/3 Altpapier	1988	2001	1
Köhler Paper Group	Kehl	Spezial	2/3 Zellstoff, 1/3 Altpapier	1988	1988	1
Köhler Paper Group	Oberkirch	Spezial	Zellstoff		1995	1
Köhler Paper Group	Oberkirch	Spezial	Zellstoff		1995	1
Köhler Paper Group	Oberkirch	Spezial	Zellstoff		1995	1
Kübler & Niethammer Papier- fabrik Kriebstein AG	Kriebstein	Verpackung	100 % Altpa- papier		2002	1
LEIPA Georg Leinfelder GmbH	Schrobenhausen	Verpackung	100 % Altpa- papier		2000	1
LEIPA Georg Leinfelder GmbH	Schrobenhausen	Grafisch	100 % Altpa- papier		1990	1
LEIPA Georg Leinfelder GmbH	Schwedt	Grafisch	100 % Altpa- papier		2001	1
LEIPA Georg Leinfelder GmbH	Schwedt	Grafisch	100 % Altpa- papier		2003	1
LEIPA Georg Leinfelder GmbH	Schwedt	Verpackung	100 % Altpa- papier	1961	1993	1
Mayr-Melnhof Karton AG	Baiers- bronn/Frohnleiten	Verpackung, GW, RMP	Frischfasern RMP		2002	1
Mayr-Melnhof Karton AG	Baiers- bronn/Frohnleiten	Verpackung, GW, RMP	Frischfasern RMP		2012	1
Mayr-Melnhof Karton AG	Gernsbach	Verpackung	100 % Altpa- papier		1990	1
Mayr-Melnhof Karton AG	Neuss	Verpackung	100 % Altpa- papier		2000	2
Metsä Board Zanders GmbH	Bergisch Glad- bach	Verpackung	100 % Altpa- papier	1829	1992	1
Metsä Board Zanders GmbH	Bergisch Glad- bach/Gohrsmühle	Grafisch	Zellstoff	1992	1992	1
Metsä Board Zanders GmbH	Düren	Grafisch	Zellstoff		1990	3
Metsä Tissue GmbH	Düren	Hygienepa- papier	Zellstoff		2010	1
Metsä Tissue GmbH	Kreuzau	Hygienepa- papier	50 % Altpapier	1868	2002	1
Metsä Tissue GmbH	Kreuzau	Hygienepa- papier	50 % Altpapier	1868	1990	1
Mitsubishi HiTec Paper Europe GmbH	Bielefeld	Spezial	Zellstoff	1799	1979	1
Mitsubishi HiTec Paper Europe GmbH	Bielefeld	Spezial	Zellstoff	1799	1987	1
Mitsubishi HiTec Paper Europe GmbH	Flensburg	Spezial	Zellstoff		1990	2
Mondi Packaging Raubling GmbH	Raubling	Verpackung	100 % Altpa- papier	1908	2010	2
Moritz J. Weig GmbH & Co. KG	Mayen	Verpackung	100 % Altpa- papier	1931	2000	1
Moritz J. Weig GmbH & Co. KG	Mayen	Verpackung	100 % Altpa- papier	1931	2006	1
Munksjö Dettingen GmbH	Dettingen	Spezial	FSC oder PEFC Stoffe	1861	2004	1
Munksjö Dettingen GmbH	Dettingen	Spezial	FSC oder PEFC Stoffe	1861	1990	1
Munksjö Germany Holding GmbH	Aalen-Unterko- chen	Spezial	FSC oder PEFC Stoffe	1909	1993	1
Munksjö Germany Holding GmbH	Aalen-Unterko- chen	Spezial	FSC oder PEFC Stoffe	1909	1993	1
Neu Kaliss Spezialpapier GmbH	Neu Kaliß	Spezial	Zellstoffe	1996	2002	1

Unternehmen	Ort	Produkte	Rohstoffe	Baujahr	Letzte Mo-	Papierma- schinen
					dernisierung	
Newark Viersen GmbH	Viersen	Verpackung	100 % Altpapier		2009	1
Norske Skog Walsum GmbH	Duisburg	Grafisch, TMP	Altpapier, Holzstoff und Zellstoff	1962	1990	2
PAKA Glashütter Pappen- und Kartonagenfabrik GmbH	Glashütte	Verpackung	100 % Altpapier	1992	1990	2
Palm Verpackungsgruppe	Aalen-Neukochen	Verpackung	100 % Altpapier	1872	1993	1
Palm Verpackungsgruppe	Aalen-Neukochen	Grafisch	100 % Altpapier	1872	1990	1
Palm Verpackungsgruppe	Eltmann	Grafisch	100 % Altpapier	1994	2003	1
Palm Verpackungsgruppe	Wörth	Verpackung	100 % Altpapier	2002	2002	1
Papier- u. Kartonfabrik Varel GmbH	Varel	Verpackung	100 % Altpapier	2004	2004	1
Papier- u. Kartonfabrik Varel GmbH	Varel	Verpackung	100 % Altpapier		2011	1
Papier- u. Kartonfabrik Varel GmbH	Varel	Verpackung	100 % Altpapier		1990	1
Papier- u. Kartonfabrik Varel GmbH	Varel	Verpackung	100 % Altpapier		1990	1
Papierfabrik Adolf Jass GmbH & Co. KG	Fulda	Verpackung	100 % Altpapier	1960	2000	1
Papierfabrik Adolf Jass GmbH & Co. KG	Fulda	Verpackung	100 % Altpapier	1960	2000	1
Papierfabrik Adolf Jass GmbH & Co. KG	Schwarza	Verpackung	100 % Altpapier	2003	2003	1
Papierfabrik Hainsberg GmbH	Freital-Hainsberg	Grafisch	50 % Altpapier	1985	1985	1
Papierfabrik Hainsberg GmbH	Freital-Hainsberg	Grafisch	50 % Altpapier	2009	2009	1
Papierfabrik Peters	Gelsenkirchen	Verpackung	100 % Altpapier	1972	2002	1
Papierfabrik Scheufelen GmbH + Co. KG	Scheufelen	Grafisch	FSC oder PEFC Stoffe	1851	1990	2
Papierfabrik SCHOELLE-RohstahlHAMMER	Düren	Verpackung	100 % Altpapier	1950	1990	1
Papierfabrik SCHOELLE-RohstahlHAMMER	Düren	Verpackung	100 % Altpapier	1973	1990	1
Papierfabrik Vreden GmbH	Vreden	Verpackung		2010	2010	1
Papierfabrik Vreden GmbH	Vreden	Verpackung		1952	1990	1
Pfleiderer Teisbach GmbH & Co. KG	Teisnach	Spezial	Zellulose, Altpapier.	1881	1990	2
Progroup AG	Burg	Verpackung	100 % Altpapier		2000	1
Progroup AG	Eisenhüttenstadt	Verpackung	100 % Altpapier		2010	1
Reno de Medici Arnsberg GmbH	Arnsberg	Verpackung	100 % Altpapier	1903	1993	1
Reno de Medici Arnsberg GmbH	Arnsberg	Verpackung	100 % Altpapier	1957	1990	1
Sappi Gruppe	Ehingen	Grafisch, Sulfitzellstoff	Papierzellstoff		2006	1
Sappi Gruppe	Hanover, Alfeld Mill	Spezial, Sulfitzellstoff	Papierzellstoff		1990	1
Sappi Gruppe	Hanover, Alfeld Mill	Spezial, Sulfitzellstoff	Papierzellstoff		2013	1
Sappi Gruppe	Hanover, Alfeld Mill	Spezial, Sulfitzellstoff	Papierzellstoff		1995	1
Sappi Gruppe	Hanover, Alfeld Mill	Spezial, Sulfitzellstoff	Papierzellstoff		1990	1

Unternehmen	Ort	Produkte	Rohstoffe	Baujahr		
				Baujahr	Letzte Modernisierung	Papiermaschinen
Sappi Gruppe	Hanover, Alfeld Mill	Spezial, Sulfitzellstoff	Papierzellstoff		1991	1
Sappi Gruppe	Stockstadt	Grafisch, Sulfitzellstoff	Papierzellstoff	1970	2000	1
Sappi Gruppe	Stockstadt	Grafisch, Sulfitzellstoff	Papierzellstoff	1963	2000	1
Schönfelder Papierfabrik GmbH	Schönfeld	Grafisch, Spezial	100 % Altpapier	1911	2006	1
Schumacher Packaging GmbH	Schwarzenberg	Verpackung	100 % Altpapier		2008	1
Schwarzwald Papierwerke AG, Smurfit Kappa Gruppe	Tittisee-Neustadt Baden	Speziale Verpackung	Papierzellstoff 100 % Altpapier	1886 1882	1990 1970	2 1
Smurfit Kappa Gruppe	Diemelstadt-Wrexen/Haupt	Verpackung	100 % Altpapier	1970	1970	1
Smurfit Kappa Gruppe	Diemelstadt-Wrexen/Haupt	Verpackung	100 % Altpapier	1975	1995	1
Smurfit Kappa Gruppe	Herzberg	Verpackung	100 % Altpapier	2006	2006	1
Smurfit Kappa Gruppe	Herzberg	Verpackung	100 % Altpapier		2002	1
Smurfit Kappa Gruppe	Hoya	Verpackung	100 % Altpapier		2008	1
Smurfit Kappa Gruppe	Hoya	Verpackung	100 % Altpapier		1990	1
Smurfit Kappa Gruppe	Viersen	Verpackung	100 % Altpapier	1870	2004	1
Smurfit Kappa Gruppe	Zülpich	Verpackung	100 % Altpapier	1997	1997	1
Smurfit Kappa Gruppe	Zülpich	Verpackung	100 % Altpapier	1970	2000	1
Sprick GmbH Papier- und Wellpappenwerke & Co.	Bielefeld	Verpackung	100 % Altpapier		2005	1
Steinbeis Papier GmbH	Glückstadt	Grafisch	50 % Altpapier		2003	1
Stora Enso GmbH	Eilenburg/Sachsen	Grafisch	100 % Altpapier	1992	2003	1
Stora Enso GmbH	Hagen/Kabel	Grafisch	Rundholz, Holzschliff CTMP, Zellstoff	1980	1980	1
Stora Enso GmbH	Hagen/Kabel	Grafisch	Rundholz, Holzschliff CTMP, Zellstoff	1992	1992	1
Stora Enso GmbH	Maxau	Grafisch, GW, TMP	Altpapier, Rundholz, Holzstoff, Zellstoff	1981	2004	1
Stora Enso GmbH	Maxau	Grafisch, GW, TMP	Altpapier, Rundholz, Holzstoff, Zellstoff	1988	1988	1
Svenska Cellulosa AB	Kostheim	Hygiene	15 % Zellstoff, 85 % Altpapier		2013	2
Svenska Cellulosa AB	Kostheim	Hygiene	15 % Zellstoff, 85 % Altpapier		1990	2
Svenska Cellulosa AB	Mannheim	Hygiene	15 % Zellstoff, 85 % Altpapier	1970	2002	1
Svenska Cellulosa AB	Mannheim	Verpackung	100 % Altpapier	2004	2004	1
Svenska Cellulosa AB	Mannheim	Hygiene, Sulfitzellstoff	Papierzellstoff	2004	2004	1

Unternehmen	Ort	Produkte	Rohstoffe	Baujahr	Letzte Mo-	Papierma- schinen	
					dernisierung		
Svenska Cellulosa AB	Witzenhausen	Hygiene	15 % Zellstoff, 85 % Altpapier		1972	1	
UPM GmbH	Augsburg	Grafisch, GW	100 % Altpa- pier		2000	1	
UPM GmbH	Augsburg	Grafisch, GW	100 % Altpa- pier		1990	1	
UPM GmbH	Dörpen/Nordland	Grafisch	Zellstoff	1969	1990	4	
UPM GmbH	Ettringen	Grafisch, GW	Holzstoff	1897	2000	2	
UPM GmbH	Hürth	Grafisch	100 % Altpa- pier, Reste mind. 125 kt	2003	2003	1	
UPM GmbH	Plattling	Grafisch, GW	50 % Altpapier	1982	2007	1	
UPM GmbH	Plattling	Grafisch, GW	100 % Altpa- pier	1982	1988	1	
UPM GmbH	Plattling	Grafisch, GW	100 % Altpa- pier	1982	2005	1	
UPM GmbH	Schongau	Grafisch, TMP	80 % Altpapier	1877	2000	1	
UPM GmbH	Schongau	Grafisch, TMP	80 % Altpapier	1877	2002	1	
UPM GmbH	Schongau	Grafisch, TMP	80 % Altpapier	1877	1990	1	
UPM GmbH	Schwedt	Grafisch	100 % Altpa- pier		2003	1	
UPM GmbH	Schwedt	Grafisch	100 % Altpa- pier		2009	1	
UPM GmbH	Schwedt	Grafisch	100 % Altpa- pier		2003	1	
Wepa Gruppe	Arns- berg/Müschede	Hygiene	85 % Altpapier, 15 % TCF- Zellstoff.	1953	1996	1	
Wepa Gruppe	Arns- berg/Müschede	Hygiene	85 % Altpapier, 15 % TCF- Zellstoff.	1953	1983	1	
Wepa Gruppe	Kriebstein, Sach- sen	Hygiene	85 % Altpapier, 15 % TCF- Zellstoff.	1996	1996	1	
Wepa Gruppe	Kriebstein, Sach- sen	Hygiene	85 % Altpapier, 15 % TCF- Zellstoff.	2003	2003	1	
Wepa Gruppe	Leuna	Hygiene	85 % Altpapier, 15 % TCF- Zellstoff.	2004	2004	1	
Wepa Gruppe	Mainz	Hygiene	85 % Altpapier, 15 % TCF- Zellstoff.		2013	1	
Wepa Gruppe	Mars- berg/Giershagen	Hygiene	60 % Altpapier, 40 % Zellstoff	1968	1989	1	
Wepa Gruppe	Mars- berg/Giershagen	Hygiene	60 % Altpapier, 40 % Zellstoff	1968	1987	1	
Wepa Gruppe	Mars- berg/Giershagen	Hygiene	60 % Altpapier, 40 % Zellstoff	1968	1974	1	
Werra Gruppe	Schmalkalden	Hygienepa- pier	85 % Altpapier, 15 % TCF- Zellstoff.		2004	1	
Werra Gruppe	Wernshausen	Hygienepa- pier	85 % Altpapier, 15 % TCF- Zellstoff.	1872	1997	1	
Summe						186	
Mittelwert					1936	1997	1,13

Tabelle D-18: Ausgewählte Daten zu Papiermaschinen in Deutschland zum Jahr 2013 und technische Energieeinsparpotenziale der identifizierten Energieeinsparmaßnahmen

Unternehmen	Ort	Kapazität [kt/a]	Produktion 2013 [kt/a]	Technische Energieeinsparpotenziale [TJ]			
				PAST01	PAST02	PAPA01	PAPA02
A. Obenauf GmbH	Bad Harzburg	15	14	0	0	1	2
Albert Köhler GmbH & Co. KG	Gengenbach	9	8	0	0	1	1
Albert Köhler GmbH & Co. KG	Gengenbach	18	17	0	0	1	3
Albert Köhler GmbH & Co. KG	Gengenbach	18	17	0	0	1	3
Arctic Paper Monchenwangen GmbH	Monchenwangen	110	99	2	9	9	18
Arctic Paper Monchenwangen GmbH	Monchenwangen	110	99	2	9	9	18
Arctic Paper Monchenwangen GmbH	Monchenwangen	110	99	2	9	9	18
August Koehler AG	Weisenbach	23	21	1	4	2	4
Brigl & Bergmeister GmbH	Uetersen	185	167	0	0	0	0
Brigl & Bergmeister GmbH	Uetersen	65	59	0	0	0	0
Carl Macher GmbH & Co. KG	Brunnenthal	100	90	0	0	8	16
Delipapier GmbH	Arneburg	60	54	0	0	0	0
Delkeskamp Verpackungspapiere GmbH	Nortrup	110	99	0	0	0	0
Dresden Papier GmbH	Heidenau	60	54	0	0	5	10
Drewsen Spezialpapiere GmbH & Co. KG	Lachendorf	88	79	0	0	0	0
Drewsen Spezialpapiere GmbH & Co. KG	Lachendorf	44	40	0	0	0	0
Drewsen Spezialpapiere GmbH & Co. KG	Lachendorf	44	40	0	0	4	7
DS Smith Paper Deutschland GmbH	Aschaffenburg	365	330	0	0	0	0
DS Smith Paper Deutschland GmbH	Witzenhausen	345	312	0	0	0	0
Feinpappenwerk Gebr. Schuster GmbH & Co. KG	Herbertshausen	30	27	0	0	0	0
Felix Schöller Gruppe	Günzach	56	51	0	0	5	9
Felix Schöller Gruppe	Neustadt	26	24	0	0	2	4
Felix Schöller Gruppe	Osnabrück	108	108	0	0	10	19
Felix Schöller Gruppe	Penig	28	25	0	0	2	5
Felix Schöller Gruppe	Weissenborn	105	95	0	0	0	0
Gebr. Grünwald GmbH & Co. KG	Kirchhudem-Hofolpe	45	41	0	0	0	0
Glatfelder Gernsbach GmbH & Co. KG	Gernsbach	50	50	0	0	4	9
Hamburger Rieger GmbH,	Spremberg	330	298	0	0	0	0
Hamburger Rieger GmbH,	Trostberg	145	131	0	0	0	0
Hamburger Rieger GmbH,	Trostberg	30	27	0	0	0	0
Hans Kolb Papierfabrik GmbH & Co. KG	Kaufbeuren	40	36	0	0	0	0
Hans Kolb Papierfabrik GmbH & Co. KG	Kaufbeuren	20	18	0	0	2	3
J. Tönnemann & Vogel GmbH & Co. KG	Menden	18	16	0	0	1	3
Julius Schulte Trebsen GmbH & Co KG	Trebsen	200	181	0	0	0	0
Kanzan Spezialpapiere GmbH	Düren	60	54	0	0	0	0
Karl Kurz GmbH & Co. KG	Halblech/Trauchgau	20	18	0	0	0	0
Karl Kurz GmbH & Co. KG	Rosengarten-Tullau	16	14	0	0	1	3
Kartonfabrik Buchmann GmbH	Annweiler	100	90	0	0	0	0
Kartonfabrik Buchmann GmbH	Annweiler	100	90	0	0	0	0
Kimberly-Clark GmbH	Koblenz	65	59	0	0	5	11
Klinge Papierwerke GmbH & Co. KG	Delmenhorst	55	50	0	0	0	0
Klinge Papierwerke GmbH & Co. KG	Grunbach	64	58	0	0	0	0
Klinge Papierwerke GmbH & Co. KG	Hilpoltstein	70	63	0	0	0	0
Klinge Papierwerke GmbH & Co. KG	Weener	250	226	0	0	20	41
Klinge Papierwerke GmbH & Co. KG	Werne	60	54	0	0	0	0
Koehler Greiz GmbH & Co. KG	Greiz	180	163	0	0	15	29
Köhler Paper Group	Kehl	58	52	0	0	0	0
Köhler Paper Group	Kehl	120	108	0	0	0	0
Köhler Paper Group	Kehl	12	11	0	0	1	2
Köhler Paper Group	Oberkirch	47	42	0	0	4	8
Köhler Paper Group	Oberkirch	47	42	0	0	4	8
Köhler Paper Group	Oberkirch	47	42	0	0	4	8

Unternehmen	Ort	Kapazität [kt/a]	Produktion 2013 [kt/a]	Technische Energieeinsparpotenziale [TJ]			
				PAST01	PAST02	PAPA01	PAPA02
Kübler & Niethammer Papierfabrik Kriebstein AG	Kriebstein	100	90	0	0	0	0
LEIPA Georg Leinfelder GmbH	Schrobenhausen	110	110	0	0	0	0
LEIPA Georg Leinfelder GmbH	Schrobenhausen	19	19	0	0	2	3
LEIPA Georg Leinfelder GmbH	Schwedt	227	227	0	0	0	0
LEIPA Georg Leinfelder GmbH	Schwedt	300	300	0	0	0	0
LEIPA Georg Leinfelder GmbH	Schwedt	246	246	0	0	22	44
Mayr-Melnhof Karton AG	Baiersbronn/Frohnleiten	50	45	0	0	0	0
Mayr-Melnhof Karton AG	Baiersbronn/Frohnleiten	50	45	0	0	0	0
Mayr-Melnhof Karton AG	Gernsbach	150	136	0	0	12	24
Mayr-Melnhof Karton AG	Neuss	350	316	0	0	0	0
Metsä Board Zanders GmbH	Bergisch Gladbach	50	45	0	0	4	8
Metsä Board Zanders GmbH	Bergisch Gladbach/Gohrsmühle	60	54	0	0	5	10
Metsä Board Zanders GmbH	Düren	20	18	0	0	2	3
Metsä Tissue GmbH	Düren	100	90	0	0	0	0
Metsä Tissue GmbH	Kreuzau	100	90	0	0	0	0
Metsä Tissue GmbH	Kreuzau	100	90	0	0	8	16
Mitsubishi HiTec Paper Europe GmbH	Bielefeld	75	68	0	0	6	12
Mitsubishi HiTec Paper Europe GmbH	Bielefeld	75	68	0	0	6	12
Mitsubishi HiTec Paper Europe GmbH	Flensburg	30	27	0	0	2	5
Mondi Packaging Raubling GmbH	Raubling	220	199	0	0	0	0
Moritz J. Weig GmbH & Co. KG	Mayen	285	258	0	0	0	0
Moritz J. Weig GmbH & Co. KG	Mayen	340	307	0	0	0	0
Munksjö Dettingen GmbH	Dettingen	25	23	0	0	0	0
Munksjö Dettingen GmbH	Dettingen	25	23	0	0	2	4
Munksjö Germany Holding GmbH	Aalen-Unterkochen	33	30	0	0	3	5
Munksjö Germany Holding GmbH	Aalen-Unterkochen	40	36	0	0	3	7
Neu Kaliss Spezialpapier GmbH	Neu Kaliß	18	16	0	0	0	0
Newark Viersen GmbH	Viersen	60	54	0	0	0	0
Norske Skog Walsum GmbH	Duisburg	435	393	12	60	35	71
PAKA Glashütter Pappen- und Kartona- genfabrik GmbH	Glashütte	15	14	0	0	1	2
Palm Verpackungsgruppe	Aalen-Neukochen	260	235	0	0	21	42
Palm Verpackungsgruppe	Aalen-Neukochen	90	81	0	0	7	15
Palm Verpackungsgruppe	Eltmann	540	488	0	0	0	0
Palm Verpackungsgruppe	Wörth	650	588	0	0	0	0
Papier- u. Kartonfabrik Varel GmbH	Varel	250	226	0	0	0	0
Papier- u. Kartonfabrik Varel GmbH	Varel	200	181	0	0	0	0
Papier- u. Kartonfabrik Varel GmbH	Varel	200	181	0	0	16	33
Papier- u. Kartonfabrik Varel GmbH	Varel	200	181	0	0	16	33
Papierfabrik Adolf Jass GmbH & Co. KG	Fulda	260	235	0	0	0	0
Papierfabrik Adolf Jass GmbH & Co. KG	Fulda	260	235	0	0	0	0
Papierfabrik Adolf Jass GmbH & Co. KG	Schwarza	480	434	0	0	0	0
Papierfabrik Hainsberg GmbH	Freital-Hainsberg	45	41	0	0	4	7
Papierfabrik Hainsberg GmbH	Freital-Hainsberg	18	16	0	0	0	0
Papierfabrik Peters	Gelsenkirchen	205	205	0	0	0	0
Papierfabrik Scheufelen GmbH + Co. KG	Scheufelen	300	271	0	0	24	49
Papierfabrik SCHOELLERohstahlHAM- MER	Düren	127	127	0	0	11	23
Papierfabrik SCHOELLERohstahlHAM- MER	Düren	127	127	0	0	11	23
Papierfabrik Vreden GmbH	Vreden	39	35	0	0	0	0
Papierfabrik Vreden GmbH	Vreden	39	35	0	0	3	6
Pfleiderer Teisbach GmbH & Co. KG	Teisnach	39	35	0	0	3	6
Progroup AG	Burg	350	316	0	0	0	0

Unternehmen	Ort	Kapazität [kt/a]	Produktion 2013 [kt/a]	Technische Energieeinsparpotenziale [TJ]			
				PAST01	PAST02	PAPA01	PAPA02
Progroup AG	Eisenhüttenstadt	650	588	0	0	0	0
Reno de Medici Arnsberg GmbH	Arnsberg	115	104	0	0	9	19
Reno de Medici Arnsberg GmbH	Arnsberg	115	104	0	0	9	19
Sappi Gruppe	Ehingen	260	235	5	25	0	0
Sappi Gruppe	Hanover, Alfeld Mill	200	181	5	23	16	33
Sappi Gruppe	Hanover, Alfeld Mill	33	29	5	23	0	0
Sappi Gruppe	Hanover, Alfeld Mill	33	29	5	23	0	0
Sappi Gruppe	Hanover, Alfeld Mill	33	29	5	23	3	5
Sappi Gruppe	Hanover, Alfeld Mill	330	298	5	23	27	54
Sappi Gruppe	Stockstadt	225	203	5	27	0	0
Sappi Gruppe	Stockstadt	225	203	5	27	0	0
Schönfelder Papierfabrik GmbH	Schönfeld	45	41	0	0	0	0
Schumacher Packaging GmbH	Schwarzenberg	45	41	0	0	0	0
Schwarzwald Papierwerke AG,	Tittisee-Neustadt	36	33	0	0	3	6
Smurfit Kappa Gruppe	Baden	150	136	0	0	12	24
Smurfit Kappa Gruppe	Diemelstadt-Wrexen/Haupt	102	92	0	0	8	17
Smurfit Kappa Gruppe	Diemelstadt-Wrexen/Haupt	205	185	0	0	0	0
Smurfit Kappa Gruppe	Herzberg	170	154	0	0	0	0
Smurfit Kappa Gruppe	Herzberg	100	90	0	0	0	0
Smurfit Kappa Gruppe	Hoya	213	192	0	0	0	0
Smurfit Kappa Gruppe	Hoya	213	192	0	0	17	35
Smurfit Kappa Gruppe	Viersen	70	63	0	0	0	0
Smurfit Kappa Gruppe	Zülpich	250	226	0	0	20	41
Smurfit Kappa Gruppe	Zülpich	150	136	0	0	0	0
Sprick GmbH Papier- und Wellpappenwerke & Co.	Bielefeld	50	45	0	0	0	0
Steinbeis Papier GmbH	Glückstadt	257	257	0	0	0	0
Stora Enso GmbH	Eilenburg/Sachsen	345	312	0	0	0	0
Stora Enso GmbH	Hagen/Kabel	350	316	0	0	28	57
Stora Enso GmbH	Hagen/Kabel	350	316	0	0	28	57
Stora Enso GmbH	Maxau	260	235	6	31	0	0
Stora Enso GmbH	Maxau	260	235	6	31	21	42
Svenska Cellulosa AB	Kostheim	660	597	0	0	0	0
Svenska Cellulosa AB	Kostheim	102	92	0	0	8	17
Svenska Cellulosa AB	Mannheim	304	275	0	0	0	0
Svenska Cellulosa AB	Mannheim	50	45	0	0	4	8
Svenska Cellulosa AB	Mannheim	324	324	8	38	29	58
Svenska Cellulosa AB	Witzenhausen	30	27	0	0	2	5
UPM GmbH	Augsburg	400	362	7	35	0	0
UPM GmbH	Augsburg	100	90	7	35	8	16
UPM GmbH	Dörpen/Nordland	1 000	904	0	0	81	163
UPM GmbH	Ettringen	460	416	2	11	0	0
UPM GmbH	Hürth	250	226	0	0	0	0
UPM GmbH	Plattling	380	344	19	93	0	0
UPM GmbH	Plattling	200	181	19	93	16	33
UPM GmbH	Plattling	200	181	19	93	0	0
UPM GmbH	Schongau	250	226	4	18	0	0
UPM GmbH	Schongau	200	181	4	18	0	0
UPM GmbH	Schongau	200	181	4	18	16	33
UPM GmbH	Schwedt	97	87	0	0	0	0
UPM GmbH	Schwedt	97	87	0	0	0	0
UPM GmbH	Schwedt	97	87	0	0	0	0
Wepa Gruppe	Arnsberg/Müschede	65	65	0	0	0	0
Wepa Gruppe	Arnsberg/Müschede	33	33	0	0	3	6

Unternehmen	Ort	Kapazität [kt/a]	Produktion 2013 [kt/a]	Technische Energieeinsparpotenziale [TJ]			
				PAST01	PAST02	PAPA01	PAPA02
Wepa Gruppe	Kriebstein, Sachsen	40	36	0	0	0	0
Wepa Gruppe	Kriebstein, Sachsen	40	36	0	0	0	0
Wepa Gruppe	Leuna	140	127	0	0	0	0
Wepa Gruppe	Mainz	58	58	0	0	0	0
Wepa Gruppe	Marsberg/Giershagen	85	77	0	0	7	14
Wepa Gruppe	Marsberg/Giershagen	85	77	0	0	7	14
Wepa Gruppe	Marsberg/Giershagen	85	77	0	0	7	14
Werra Gruppe	Schmalkalden	29	26	0	0	0	0
Werra Gruppe	Wernshausen	50	45	0	0	0	0
Summe [Mt bzw. PJ]		24,8	22,6	0,16	0,77	0,76	1,51
Mittelwert		150	137	1	5	5	9

Tabelle D-19: Technische Energieeinsparpotenziale der identifizierten Energieeinsparmaßnahmen für Papiermaschinen in Deutschland zum Jahr 2013

Unternehmen	Ort	Technische Energieeinsparpotenziale [TJ]					
		PAPA03	PAPA04	PAPA05	PAPA06	PAPA07	PAPA08
A. Obenauf GmbH	Bad Harzburg	7	0	2	5	0	9
Albert Köhler GmbH & Co. KG	Gengenbach	4	0	1	3	0	6
Albert Köhler GmbH & Co. KG	Gengenbach	8	0	2	6	0	11
Albert Köhler GmbH & Co. KG	Gengenbach	8	0	2	6	0	11
Arctic Paper Monchenwangen GmbH	Monchenwangen	48	0	14	35	0	0
Arctic Paper Monchenwangen GmbH	Monchenwangen	48	0	14	35	0	0
Arctic Paper Monchenwangen GmbH	Monchenwangen	48	0	14	35	0	0
August Koehler AG	Weisenbach	10	0	3	7	0	14
Brigl & Bergmeister GmbH	Uetersen	0	0	0	58	0	0
Brigl & Bergmeister GmbH	Uetersen	0	0	0	21	0	0
Carl Macher GmbH & Co. KG	Brunnenthal	43	0	13	32	0	60
Delipapier GmbH	Arneburg	0	43	0	19	89	36
Delkeskamp Verpackungspapiere GmbH	Nortrup	0	0	0	35	0	66
Dresden Papier GmbH	Heidenau	26	0	8	19	0	36
Drewsen Spezialpapiere GmbH & Co. KG	Lachendorf	0	0	0	28	0	53
Drewsen Spezialpapiere GmbH & Co. KG	Lachendorf	0	0	0	14	0	26
Drewsen Spezialpapiere GmbH & Co. KG	Lachendorf	19	0	6	14	0	26
DS Smith Paper Deutschland GmbH	Aschaffenburg	0	0	0	115	0	220
DS Smith Paper Deutschland GmbH	Witzenhausen	0	0	0	109	0	208
Feinpappenwerk Gebr. Schuster GmbH & Co. KG	Herbertshausen	0	0	0	9	0	18
Felix Schöller Gruppe	Günzach	24	0	7	18	0	0
Felix Schöller Gruppe	Neustadt	11	0	3	8	0	0
Felix Schöller Gruppe	Osnabrück	52	0	15	38	0	0
Felix Schöller Gruppe	Penig	12	0	4	9	0	0
Felix Schöller Gruppe	Weissenborn	0	0	0	33	0	0
Gebr. Grünewald GmbH & Co. KG	Kirchhundem-Hofolpe	0	0	0	14	0	27
Glatfelder Gernsbach GmbH & Co. KG	Gernsbach	24	0	7	17	0	0
Hamburger Rieger GmbH,	Spremberg	0	0	0	104	0	199
Hamburger Rieger GmbH,	Trostberg	0	0	0	46	0	87
Hamburger Rieger GmbH,	Trostberg	0	0	0	9	0	18
Hans Kolb Papierfabrik GmbH & Co. KG	Kaufbeuren	0	0	0	12	0	24
Hans Kolb Papierfabrik GmbH & Co. KG	Kaufbeuren	9	0	3	6	0	12
J. Tönnemann & Vogel GmbH & Co. KG	Menden	8	0	2	6	0	0

Unternehmen	Ort	Technische Energieeinsparpotenziale [TJ]					
		PAPA03	PAPA04	PAPA05	PAPA06	PAPA07	PAPA08
Julius Schulte Trebsen GmbH & Co KG	Trebsen	0	0	0	63	0	121
Kanzan Spezialpapiere GmbH	Düren	0	0	0	19	0	0
Karl Kurz GmbH & Co. KG	Halblech/Trauchgau	0	0	0	6	0	12
Karl Kurz GmbH & Co. KG	Rosengarten-Tullau	7	0	2	5	0	10
Kartonfabrik Buchmann GmbH	Annweiler	0	0	0	32	0	60
Kartonfabrik Buchmann GmbH	Annweiler	0	0	0	32	0	60
Kimberly-Clark GmbH	Koblenz	0	47	8	21	97	39
Klinge Papierwerke GmbH & Co. KG	Delmenhorst	0	0	0	17	0	33
Klinge Papierwerke GmbH & Co. KG	Grunbach	0	0	0	20	0	39
Klinge Papierwerke GmbH & Co. KG	Hilpoltstein	0	0	0	22	0	42
Klinge Papierwerke GmbH & Co. KG	Weener	108	0	32	79	0	151
Klinge Papierwerke GmbH & Co. KG	Werne	0	0	0	19	0	36
Koehler Greiz GmbH & Co. KG	Greiz	78	0	23	57	0	0
Köhler Paper Group	Kehl	0	0	0	18	0	0
Köhler Paper Group	Kehl	0	0	0	38	0	0
Köhler Paper Group	Kehl	5	0	2	4	0	0
Köhler Paper Group	Oberkirch	20	0	6	15	0	0
Köhler Paper Group	Oberkirch	20	0	6	15	0	0
Köhler Paper Group	Oberkirch	20	0	6	15	0	0
Kübler & Niethammer Papierfabrik Kriebsteint AG	Kriebstein	0	0	0	32	0	60
LEIPA Georg Leinfelder GmbH	Schrobenhausen	0	0	0	38	0	74
LEIPA Georg Leinfelder GmbH	Schrobenhausen	9	0	3	7	0	13
LEIPA Georg Leinfelder GmbH	Schwedt	0	0	0	79	0	151
LEIPA Georg Leinfelder GmbH	Schwedt	0	0	0	105	0	200
LEIPA Georg Leinfelder GmbH	Schwedt	118	0	35	86	0	164
Mayr-Melnhof Karton AG	Baiersbronn/Frohnleiten	0	0	0	16	0	30
Mayr-Melnhof Karton AG	Baiersbronn/Frohnleiten	0	0	0	16	0	30
Mayr-Melnhof Karton AG	Gernsbach	65	0	19	47	0	90
Mayr-Melnhof Karton AG	Neuss	0	0	0	110	0	211
Metsä Board Zanders GmbH	Bergisch Gladbach	22	0	6	16	0	30
Metsä Board Zanders GmbH	Bergisch Gladbach/Gohrsmühle	26	0	8	19	0	0
Metsä Board Zanders GmbH	Düren	9	0	3	6	0	0
Metsä Tissue GmbH	Düren	0	72	0	32	149	60
Metsä Tissue GmbH	Kreuzau	0	72	0	32	149	60
Metsä Tissue GmbH	Kreuzau	0	72	13	32	149	60
Mitsubishi HiTec Paper Europe GmbH	Bielefeld	33	0	10	24	0	0
Mitsubishi HiTec Paper Europe GmbH	Bielefeld	33	0	10	24	0	0
Mitsubishi HiTec Paper Europe GmbH	Flensburg	13	0	4	9	0	0
Mondi Packaging Raubling GmbH	Raubling	0	0	0	69	0	133
Moritz J. Weig GmbH & Co. KG	Mayen	0	0	0	90	0	172
Moritz J. Weig GmbH & Co. KG	Mayen	0	0	0	107	0	205
Munksjö Dettingen GmbH	Dettingen	0	0	0	8	0	0
Munksjö Dettingen GmbH	Dettingen	11	0	3	8	0	0
Munksjö Germany Holding GmbH	Aalen-Unterkochen	14	0	4	10	0	0
Munksjö Germany Holding GmbH	Aalen-Unterkochen	17	0	5	13	0	0
Neu Kaliss Spezialpapier GmbH	Neu Kaliß	0	0	0	6	0	0
Newark Viersen GmbH	Viersen	0	0	0	19	0	36
Norske Skog Walsum GmbH	Duisburg	189	0	56	137	0	262
PAKA Glashütter Pappen- und Kartonagenfabrik GmbH	Glashütte	7	0	2	5	0	9
Palm Verpackungsgruppe	Aalen-Neukochen	113	0	34	82	0	157
Palm Verpackungsgruppe	Aalen-Neukochen	39	0	12	28	0	0
Palm Verpackungsgruppe	Eltmann	0	0	0	170	0	326
Palm Verpackungsgruppe	Wörth	0	0	0	205	0	392
Papier- u. Kartonfabrik Varel GmbH	Varel	0	0	0	79	0	151

Unternehmen	Ort	Technische Energieeinsparpotenziale [TJ]					
		PAPA03	PAPA04	PAPA05	PAPA06	PAPA07	PAPA08
Papier- u. Kartonfabrik Varel GmbH	Varel	0	0	0	63	0	121
Papier- u. Kartonfabrik Varel GmbH	Varel	87	0	26	63	0	121
Papier- u. Kartonfabrik Varel GmbH	Varel	87	0	26	63	0	121
Papierfabrik Adolf Jass GmbH & Co. KG	Fulda	0	0	0	82	0	157
Papierfabrik Adolf Jass GmbH & Co. KG	Fulda	0	0	0	82	0	157
Papierfabrik Adolf Jass GmbH & Co. KG	Schwarza	0	0	0	151	0	289
Papierfabrik Hainsberg GmbH	Freital-Hainsberg	20	0	6	14	0	0
Papierfabrik Hainsberg GmbH	Freital-Hainsberg	0	0	0	6	0	0
Papierfabrik Peters	Gelsenkirchen	0	0	0	72	0	137
Papierfabrik Scheufelen GmbH + Co. KG	Scheufelen	130	0	39	95	0	0
Papierfabrik SCHOELLERohstahlHAM-MER	Düren	61	0	18	44	0	85
Papierfabrik SCHOELLERohstahlHAM-MER	Düren	61	0	18	44	0	85
Papierfabrik Vreden GmbH	Vreden	0	0	0	12	0	24
Papierfabrik Vreden GmbH	Vreden	17	0	5	12	0	24
Pfleiderer Teisbach GmbH & Co. KG	Teisnach	17	0	5	12	0	0
Progroup AG	Burg	0	0	0	110	0	211
Progroup AG	Eisenhüttenstadt	0	0	0	205	0	392
Reno de Medici Arnsberg GmbH	Arnsberg	50	0	15	36	0	69
Reno de Medici Arnsberg GmbH	Arnsberg	50	0	15	36	0	69
Sappi Gruppe	Ehingen	0	0	0	82	0	0
Sappi Gruppe	Hanover, Alfeld Mill	87	0	26	63	0	0
Sappi Gruppe	Hanover, Alfeld Mill	0	0	0	10	0	0
Sappi Gruppe	Hanover, Alfeld Mill	14	0	4	10	0	0
Sappi Gruppe	Hanover, Alfeld Mill	14	0	4	10	0	0
Sappi Gruppe	Hanover, Alfeld Mill	143	0	43	104	0	0
Sappi Gruppe	Stockstadt	0	0	0	71	0	0
Sappi Gruppe	Stockstadt	0	0	0	71	0	0
Schönfelder Papierfabrik GmbH	Schönfeld	0	0	0	14	0	27
Schumacher Packaging GmbH	Schwarzenberg	0	0	0	14	0	27
Schwarzwald Papierwerke AG,	Tittisee-Neustadt	16	0	5	11	0	22
Smurfit Kappa Gruppe	Baden	65	0	19	47	0	90
Smurfit Kappa Gruppe	Diemelstadt-Wrexen/Haupt	44	0	13	32	0	62
Smurfit Kappa Gruppe	Diemelstadt-Wrexen/Haupt	0	0	0	65	0	123
Smurfit Kappa Gruppe	Herzberg	0	0	0	54	0	103
Smurfit Kappa Gruppe	Herzberg	0	0	0	32	0	60
Smurfit Kappa Gruppe	Hoya	0	0	0	67	0	128
Smurfit Kappa Gruppe	Hoya	92	0	28	67	0	128
Smurfit Kappa Gruppe	Viersen	0	0	0	22	0	42
Smurfit Kappa Gruppe	Zülpich	108	0	32	79	0	151
Smurfit Kappa Gruppe	Zülpich	0	0	0	47	0	90
Sprick GmbH Papier- und Wellpappenwerke & Co.	Bielefeld	0	0	0	16	0	30
Steinbeis Papier GmbH	Glückstadt	0	0	0	90	0	0
Stora Enso GmbH	Eilenburg/Sachsen	0	0	0	109	0	0
Stora Enso GmbH	Hagen/Kabel	152	0	45	110	0	0
Stora Enso GmbH	Hagen/Kabel	152	0	45	110	0	0
Stora Enso GmbH	Maxau	0	0	0	82	0	0
Stora Enso GmbH	Maxau	113	0	34	82	0	0
Svenska Cellulosa AB	Kostheim	0	477	0	208	982	398
Svenska Cellulosa AB	Kostheim	0	74	13	32	152	62
Svenska Cellulosa AB	Mannheim	0	220	0	96	452	183
Svenska Cellulosa AB	Mannheim	0	0	6	16	0	30
Svenska Cellulosa AB	Mannheim	0	259	46	113	533	216
Svenska Cellulosa AB	Witzenhausen	0	22	4	9	45	18

Unternehmen	Ort	Technische Energieeinsparpotenziale [TJ]					
		PAPA03	PAPA04	PAPA05	PAPA06	PAPA07	PAPA08
UPM GmbH	Augsburg	0	0	0	126	0	0
UPM GmbH	Augsburg	43	0	13	32	0	0
UPM GmbH	Dörpen/Nordland	434	0	130	316	0	0
UPM GmbH	Ettringen	0	0	0	145	0	0
UPM GmbH	Hürth	0	0	0	79	0	0
UPM GmbH	Plattling	0	0	0	120	0	0
UPM GmbH	Plattling	87	0	26	63	0	0
UPM GmbH	Plattling	0	0	0	63	0	0
UPM GmbH	Schongau	0	0	0	79	0	0
UPM GmbH	Schongau	0	0	0	63	0	0
UPM GmbH	Schongau	87	0	26	63	0	0
UPM GmbH	Schwedt	0	0	0	31	0	0
UPM GmbH	Schwedt	0	0	0	31	0	0
UPM GmbH	Schwedt	0	0	0	31	0	0
Wepa Gruppe	Arnsberg/Müschede	0	52	0	23	107	43
Wepa Gruppe	Arnsberg/Müschede	0	26	5	11	53	22
Wepa Gruppe	Kriebstein, Sachsen	0	29	0	13	59	24
Wepa Gruppe	Kriebstein, Sachsen	0	29	0	13	59	24
Wepa Gruppe	Leuna	0	101	0	44	208	84
Wepa Gruppe	Mainz	0	46	0	20	95	39
Wepa Gruppe	Marsberg/Giershagen	0	61	11	27	126	51
Wepa Gruppe	Marsberg/Giershagen	0	61	11	27	126	51
Wepa Gruppe	Marsberg/Giershagen	0	61	11	27	126	51
Werra Gruppe	Schmalkalden	0	21	0	9	43	17
Werra Gruppe	Wernshausen	0	36	0	16	74	30
Summe [PJ]		3,61	1,88	1,21	7,91	3,88	9,34
Mittelwert		22	11	7	48	23	57

Anhang E Ethylen, Propylen und Butadien

In diesem Kapitel wird die Ethylenherstellung hinsichtlich ihrer Branchenstruktur, Produktionsprozesse und Energieverbrauch in Abschnitt E 1 analysiert. Die Parameter und Wechselwirkungen der identifizierten Energieeinsparmaßnahmen für die Herstellung von Ethylen, Propylen und Butadien in Deutschland werden tabellarisch in Abschnitt E 2 gelistet. In Abschnitt E 3 werden die Daten und technischen Energieeinsparpotenziale von Einzelanlagen, auf denen die kumulierten Berechnungen basieren, tabellarisch gelistet.

E 1 Industrieanalyse

Gemessen an der Produktionskapazität von Ethylen ist Deutschland mit 5,65 Mt und einem Anteil von 24 % an der Gesamtproduktionskapazität, gefolgt von den Niederlanden mit 17 %, Frankreich mit 13 % und Belgien mit 10 % der größte Produzent in der EU-27 (23 862 kt Ethylen) (vgl. Cefic Petrochemicals Industry Sector 2014). Ethylen ist ein gefährliches und hochentzündliches Gas, welches entweder komprimiert in Pipelines, oder verflüssigt mittels Schiffen transportiert wird. Der Aufwand für die Verflüssigung ist vergleichsweise hoch, sodass entweder die Dampfspaltöfen sich in geographischer Nähe ihrer Abnehmer befinden oder an eine Ethylen-Pipeline angeschlossen sind. Die strategische Bedeutung für die Ethylen-Pipeline ist hoch, sodass die Europäische Kommission vorschlägt die räumlichen Märkte abhängig von dem Pipeline-Netzwerk abzugrenzen (Ecofys et al. 2009; EC 2006). Die Ethylen-Pipeline ARG verbindet die Petrochemie in den Niederlanden (u. a. Rotterdam) und Belgien (u. a. Antwerpen) mit der Petrochemie in Westdeutschland (u. a. Köln, Gelsenkirchen, Wesseling, Ludwigshafen) (Zimmermann und Walzl 2012). Eine in 2013 fertiggestellte Ethylen-Pipeline Süd verbindet die Ethylen-Pipeline in Bayern (u. a. Münchmünster, Burghausen) mit Ludwigshafen (EPS Ethylen-Pipeline-Süd GmbH & Co. KG 2013). Die Dampfspaltöfen in Böhlen haben Anschluss an eine Pipeline nach Stade, sodass die Heide Raffinerie als einzige Anlage in Deutschland ohne Pipeline Anschluss verbleibt, jedoch über gute Transportwege per Schiff verfügt.

In Abhängigkeit von der Ausgangsstoffzusammensetzung gestaltet sich die Produktzusammensetzung. Für die Diskussion der Herstellerstruktur wird die kumulierte Produktionsmenge von hochveredelten Chemikalien (HVC), d. h. Ethylen, Propylen und Butylen, betrachtet. Mit einer Produktionsmenge von 1 640 und 1 659 kt_{HVC} haben die Dampfspaltanlagen von LyondellBasell Polyfine GmbH in Wesseling und INEOS in Dormagen die größte Produktionsmenge und jeweils einen Anteil von 19 % an der Gesamtproduktion in Deutschland im Jahr 2013. Mit einer Produktionsmenge von 1 117 kt_{HVC} und 12 % Anteil an der Gesamtproduktionskapazität ist der Dampfspaltöfen OM6 der größte in Deutschland (vgl. LyondellBasell 2009). Der Spaltöfen OM4 am selben Standort stellt in Deutschland eine Ausnahme dar, da OM4 ausschließlich Gasöle als Ausgangsstoff nutzt. Die kleinsten Anlagen werden von der Fa. Shell betrieben. Der Dampfspaltöfen in Heide weist eine Produktionsmenge von 227 kt_{HVC} und einer Leistung von 7,5 t/h Ethylen in 2013 auf. Die Dampfspaltöfen 2A und 2B der Fa. Shell in Wesseling mit einer kombinierten Produktionsmenge von 758 kt HVC oder eine 8 % oder Gesamtproduktionsmenge in 2013 sind die größten

Anlagen in Deutschland mit einer jeweiligen Leistung von 12,8 und 12,6 t/h Ethylen. Während die wirtschaftliche Nutzungsdauer von Dampfspaltanlagen von Unternehmen mit 20 Jahren angegeben wird (vgl. Nuss et al. 2013), wird die reale Anlagennutzungsdauer auf 50 bis 70 Jahre geschätzt (vgl. Fleiter et al. 2013). Die ältesten Anlagen mit einer Inbetriebnahme in 1950, 1960 und 1965 sind die Dampfspaltöfen in Dormagen, Wesseling (2B), und in Ludwigshafen (Cracker I). Die letzten Investitionen wurden 2007 und 2006 in Gelsenkirchen und Burghausen getätigt. In Gelsenkirchen wurde eine Batterie aus 17 alten Spaltöfen durch eine neue mit fünf Spaltöfen vom Typ Selas-Linde (s. a. Falqi 2009) ersetzt (Gottwald 2010). In Burghausen ersetzte die Fa. OMV drei alte Spaltöfen durch einen neuen Spaltöfen für 26 Mio. EUR mit einer Durchsatzleistung von 42,3 t_{Ethylen}/h (Stipp 2004). Das erhobene durchschnittliche Anlagenalter für Deutschland beträgt 29 Jahre und liegt etwas unter der Angabe von Fleiter et al. (2013) mit 35 Jahren. Der ermittelte durchschnittliche Auslastungsgrad beträgt 83,8 % und ist damit etwas höher als die angegebenen 77,6 % für die Spaltöfen in der EU-27 von Cefic Petrochemicals Industry Sector (2014).

E 1.1 Produkte

Wie im vorhergehenden Abschnitt ausgeführt wird neben Ethylen in Dampfspaltöfen eine Reihe von weiteren Produkten gewonnen. Ethylen (Wirtschaftszweig 2014.11.300) ist der Ausgangsstoff für 30 % der petrochemischen Produkte. Als wichtiger chemischer Grundstoff wird Ethylen, wie auch Propylen und Butadien, an der Börse gehandelt. Der durchschnittliche Preis in 2013 für einen Monatsbezug in Europa war 1 230 EUR/t_{Ethylen} (vgl. VCI 2014). 50 % der Ethylenproduktion wird genutzt um den Kunststoff Polyethylen herzustellen, aber auch die Weiterverarbeitung zu Polystyrol, Glykol, Vinylacetat und Polyvinylchlorid (PVC) nimmt einen bedeutenden Teil ein (Schenk 2009; EIPPCB 2003). Die Produktionsmenge in 2013 betrug 4 849 kt. So hat Propylen (Wirtschaftszweig 2014.11.400) mit einem Preis von 1 091 EUR/t_{Propylen} in 2013 einen ebenfalls hohen wirtschaftlichen Wert (vgl. VCI 2014). Über 50 % des Propylen wird zu Polyethylen weiterverarbeitet. Im Gegensatz zu Ethylen und Butadien wird Propylen nicht ausschließlich mittels Dampfspaltöfen hergestellt (EIPPCB 2003). Abhängig von der Produktausbeute in Tabelle wurde geschätzt, dass von der Gesamtherstellung in Deutschland (3 875 kt in 2013 nach DESTATIS 2014c), ca. 62 % oder 2 401 kt in Dampfspaltöfen hergestellt wurden. 1997 betrug das Verhältnis in Westeuropa ca. 76 % (vgl. EIPPCB 2003). Die Nachfrage nach Propylen stieg in dem letzten Jahrzehnt stärker, als die jährliche Nachfrage nach Ethylen und es ist davon auszugehen, dass der Trend weiter anhält (s. Abschnitt 6.2.3). Die Steigerung der alternativen Produktion von Propylen soll die Abweichung zwischen den 15 Jahren erklären. Laut EIPPCB (2003) werden 47 % des produzierten Butadiens (Wirtschaftszweig 2014.11.5000) in Europa genutzt, um Kautschuk und Latex herzustellen. Mit einem Preis von 998 EUR/t_{Butadien} in 2013 (vgl. VCI 2014) ist Butadien als Produkt für die Betreiber von Dampfspaltöfen ebenfalls von wirtschaftlichen Interesse. Die Produktionsmengen von 714 kt in 2013 ist jedoch im Vergleich zu Ethylen und Propylen wesentlich geringer (s. Tabelle E-1).

Tabelle E-1: Prozentuale Produktausbeute in Abhängigkeit der eingesetzten Ausgangsstoffe in Deutschland zum Jahr 2013 für einen Durchgang im Spaltofen (basierend auf Behr et al. 2010; Roheisen et al. 2008; Ren et al. 2006; EIPPCB 2003)

Produkt [%]	Ausgangsstoff				
	Ethan	Propan	Butan	Naphtha	Gasöl
Ethylen	56	40,9	40,4	34	20,6
Propylen	1	11,5	14,4	17	14
Methan	4,2	25,2	20,1	16	10,9
Butadien	1,6	4,5	4,3	4,9	4,9
C ₅ /C ₆ kettige Kohlenwasserstoffe	1,8	5,9	10,7	3,9	1,9
Acetylen	0,4	0,5	0,8	0,7	0,2
Wasserstoff	4,3	1,3	1,2	1	0,5
Rest	30,7	10,2	8,1	22,5	47
Summe	100	100	100	100	100

E 1.2 Produktionsprozesse

Die untersuchten Teilschritte zur Herstellung von hochwertigen Chemikalien (HVC), d. h. Ethylen, Propylen und Butadien, wurden in Abschnitt 5.3 abgegrenzt. Weltweit arbeiten Anlagen zur Herstellung von HVC nach derselben Funktionsweise, bspw. nutzen alle Anlagen kryogene Zerlegung zur Produktaufteilung. Unterschiede gibt es nur in der Abfolge der Trennungsschritte, Anzahl der Kältekreisläufe und Säulen und des Druckniveaus (Conradt 2010). Im Weiteren unterscheidet sich die Anlagenkonfiguration von gasförmigen zu flüssigen Ausgangsstoffen, darin, dass das eine Primärfraktionierung ist, bei der im Kreislauf geführtes Öl, Teer und andere ölige Stoffe entfernt werden (Zimmermann und Walzl 2012). Der dominierende Ausgangsstoff in Deutschland ist Naphtha, daher werden im folgenden die Prozessschritte für die Herstellung von Ethylen, Propylen und Butadien für flüssige Ausgangsstoffe beschrieben. Abb. E-1 zeigt eine schematische Übersicht über die Prozessschritte.

Pyrolyse

Mit Hilfe von Wasserdampf werden Kohlenwasserstoffe aus Erdöl thermisch gespalten, um u. a. Ethylen zu erhalten. Dieser Prozess wird Pyrolyse oder Dampfkracken (engl. steam cracking) genannt und wird in Dampfspaltöfen durchgeführt. In der Konvektionszone wird der Strom der Ausgangsstoffe in einem Wärmeübertrager mittels Rauchgas zunächst erwärmt und schließlich mit Dampf vermischt, um auf die fürs kracken nötige Temperatur von 500 bis 680 °C, abhängig vom Ausgangsstoff, zu erhitzen. Der Strom wird in einen befeuerten Röhrenreaktor geleitet, in dem mit kontrollierter Verweilzeit, Temperaturprofil und Teildruck, der Stoffstrom für 0,1 bis 0,5 Sekunden auf 750 bis 875 °C kurzzeitig erhitzt wird. Um Sekundärreaktionen der entstehenden Moleküle wie bspw. Ethylen zu verhindern wird der Massenstrom innerhalb von 0,02 bis 0,1 s auf 550 bis 650 °C abgeschreckt. Die Abschreckung des Spaltgases in der Transferleitung erfolgt durch Wasser. Der entstehende Dampf wird in die Dampftrommel geleitet und nachfolgend in der Konvektionszone des Spaltofens überhitzt (Zimmermann und Walzl 2012).

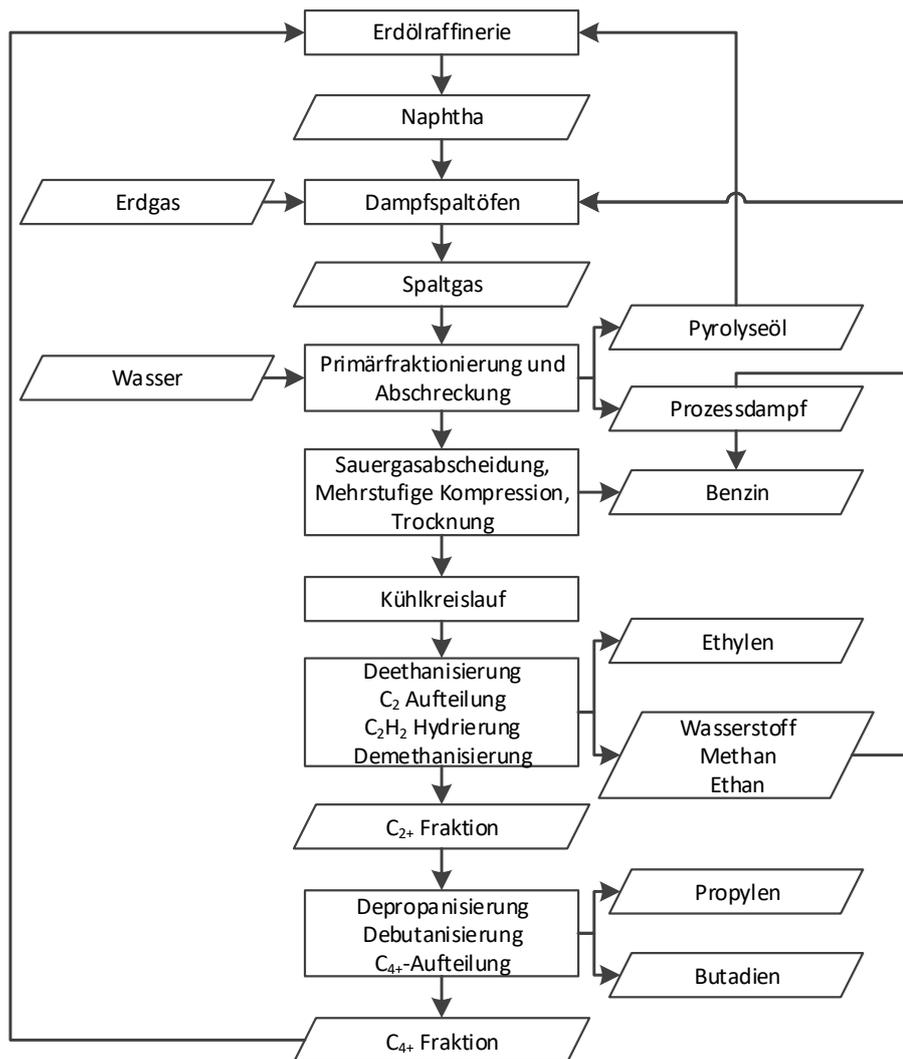


Abb. E-1: Schematische Darstellung der untersuchten Prozessschritte zur Herstellung von Ethylen, Propylen und Butadien mittels des Naphtha mit vorgeschalteter Deethanisierung (eigene Darstellung basierend auf Zimmermann und Walzl 2012; Conradt 2010; Ren et al. 2009)

Primärfraktionierung und Abschreckungskolonne

Das Spaltgas trifft in der Rektifikationskolonne auf im Kreislauf geführtes Öl, und, an der Spitze der Kolonne auf Pyrolysebenzin von der nachgeschalteten Wasserabschreckung. Das Spaltgas verlässt die Spitze der Kolonne bei 100 °C, ohne Öl, jedoch mit dem aufgelösten Dampf. Das Öl dient dazu die Wärme des Spaltgases zu nutzen, u. a. zur Erwärmung von Prozesswasser und der Ausgangstoffe. Das Spaltgas aus der Primärfraktionierung wird in eine Abschreckungskolonne geleitet, wo es mittels großer Mengen von Wasser abgekühlt wird. So werden der aufgelöste Dampf und schwere Benzinfraktionen kondensiert und am Boden der Kolonne gesammelt. Die Wärme des Kühlwassers wird in den nachfolgenden Fraktionierungsschritten genutzt. Die kondensierten Benzinfraktionen werden entweder wieder in den Kopf der Primärfraktionierung eingeleitet, oder an die Erdölraffinerie zurückgeleitet, um hochwertiges Benzin zu erhalten (Zimmermann und Walzl 2012).

Kompression, Sauergasabscheidung und Trocknung

Die weiteren Prozessschritte erfordern eine Kompression des Spaltgases aus der Abschreckungskolonne auf 32 bis 38 bar. Die Kompression erfolgt in der Regel durch einen mit einer Dampfturbine angetriebenen vier- bis fünfstufigen Kreiselpverdichter mit jeweiligen Kühlungsphasen zwischen den Stufen. Bei der Kompression tritt Wasser und Kohlenwasserstoffe auf, und bei späteren Stufen, Sauergases, die entfernt werden müssen. Das Sauergas wird zwischen der dritten und vierten, oder vierten und fünften Stufe mit Natronlauge oder mit einer regenerativen Absorbtionsmittel herausgewaschen. Das Spaltgas reichert sich in jeder Kompressionsstufe und jeder Zwischenkühlung mit Wasser an. Das Wasser wird durch Adsorption an Molekularsieben entfernt, um die Bildung von Hydraten und Eis zu verhindern (Zimmermann und Walzl 2012).

Rektifikation

In Rektifikationskolonnen wird das komprimierte Spaltgas in unterschiedlich langkettige Kohlenwasserstoffe zerlegt. Das Prinzip der kryogene Zerlegung wird bei allen Anlagen mit Dampfspaltöfen angewendet, nur die erste Zerlegungsstufe unterscheidet sich im Wesentlichen vom Anlagentyp zu Anlagentyp. Grundsätzlich kann die Demethanisierung, die Deethanisierung oder die Depropanisierung als erster Schritt erfolgen. Abb. E-1 zeigt die Deethanisierung als ersten Schritt, da im Vergleich dieses Verfahren den niedrigsten Energie- und Kapitalbedarf aufweist. Bei dem Verfahren wird im ersten Schritt der getrocknete Spaltgasstrom in einen Teil mit Ethan und leichteren Komponenten und in einen Teil mit C₃ und schweren Komponenten aufgeteilt. Der erste Teilstrom ist reich an Wasserstoff und bedarf keiner Hydrierung. In der Demethanisierung wird dieser Teilstrom in Wasserstoff und Methan zerlegt. Der Reststrom wird in u. a. Ethylen und Ethan zerlegt. Das Ethan wird dem Dampfspaltofen wieder zugeführt. Der zweite, schwerere Teilstrom wird in der Depropanisierung in einen Bodenstrom aus C₄ kettigen Kohlenwasserstoffen und schwereren Elementen und in einen Kopfstrom aus Methylacetylen, Propadien, Propan und Propen zerlegt. Der Kopfstrom wird hydriert um Methylacetylen und Propadien zu entfernen, oder um sie mit Absorbionsmitteln rückzugewinnen. In der Depropanisierung wird das Propen verkauft und das Propan in den Kreislauf zurückgeführt. Der Bodenstrom aus der Depropanisierung wird in die Debutanisierung geleitet um u. a. C₄, C₅ kettige Kohlenwasserstoffe, rohes Pyrolysebenzin und Aromate zu erhalten (Zimmermann und Walzl 2012).

E 1.3 Energieverbrauch

Spezifischer Energieverbrauch

Um die Abhängigkeit der Produktausbeute von der Ausgangsstoffzusammensetzung zu berücksichtigen, wird der Energieverbrauch ins Verhältnis der Produktionsmenge von hochwertigen Chemikalien (HVC) gesetzt. Nach Schätzungen von Saygin et al. (2011a), dessen Definition von HVC mit der Definition in Abschnitt 5.3 identisch ist, beläuft sich der durchschnittliche spezifische Energieeinsatz, ohne Strom und Ausgangstoffe, für Dampfspaltöfen in Deutschland im Jahr 2006 auf 15,7 GJ/t_{HVC}. Der Strombedarf ist trotz eines hohen Leistungsbedarfs der Kompressoren (bspw. 89 MW für eine 1 000 kt Ethylenanlage nach Conradt (2008)), aufgrund der Nutzung von Prozessdampf als Antriebskraft vergleichsweise

gering. Fleiter et al. (2013) vernachlässigen den Strombedarf, Ren et al. (2006) gibt einen Strombedarf von 1 GJ/t Ethylen und Conradt (2008) von ca. 0,15 GJ/t_{HVC} (basierend auf 7,3 MW_{el} für vorher genannte Anlage) an. Da sich Conradt (2008) auf eine moderne Anlage mit einer mehr als einer doppelt so großen Kapazität im Vergleich zu den Dampfspaltöfen in Deutschland bezieht, wird von einem Strombedarf von 0,55 GJ/t_{HVC} und einem resultierenden Energieverbrauch von 16,3 GJ/t_{HVC} ausgegangen. Der thermodynamische minimale Energieverbrauch liegt bei ungefähr 5,0 GJ/t_{HVC} (Ren et al. 2006). Mit 55 % am Gesamtenergiebedarf ist die für die Spaltung benötigte Wärme der energieintensivste Prozessschritt (s. Tabelle E-1). Der Energieverbrauch für die Fraktionierung fällt aufgrund der Wärmerückgewinnung und Nutzung des Prozessdampfes als Antrieb mit 5 % am Gesamtbedarf relativ gering aus. Die Tiefkühlung des getrennten Produktstroms hat mit 9 % einen nicht-vernachlässigbaren Anteil. Letztlich ist die Kombination von zunächst hohen Prozessstemperaturen von 700 bis 1400 °C und anschließender starker Prozesskühlung auf - 60 bis - 160 °C ein wesentlicher Grund für den hohen Energieverbrauch in der Herstellung von HVC. Abhängig vom Erdgasbedarf ergeben sich die energetischen CO₂-Emissionen von 0,879 tCO₂/t_{HVC} in Deutschland. Die CO₂-Emissionen für die Herstellung der Ausgangsstoffe, wie bspw. Naphtha, und die mit der Stromumwandlung verbunden sind, werden nicht berücksichtigt, da sie außerhalb der Bilanzgrenze liegen.

Tabelle E-1: Durchschnittliche Energiebedarfsstruktur für die Herstellung von HVC in Deutschland zum Jahr 2013 mittels Naphtha-Dampfspaltung (eigene Abschätzung basierend auf Conradt 2008; Saygin et al. 2011a; Currás 2010; Ren et al. 2006)

Prozessabschnitt	Subabschnitt	Anteil [%]	Spezifischer Energieeinsatz	
			[GJ/t _{HVC}]	[GJ/t _{Ethylen}]
Pyrolyse	Benötigte Wärme zur Spaltung	55 %	8,9	16,2
	Abwärmenutzung und Verluste	20 %	3,3	6,0
Fraktionierung und Verdichtung		5 %	0,8	1,5
Trennung	Entgasung und Kohlenstoffsplitter	11 %	1,8	3,3
	Tiefkühlung	9 %	1,4	2,6
Summe		100 %	16,3	29,6

Absoluter Energieverbrauch in Deutschland in 2013

Die Produktion von HVC ist dem Wirtschaftszweig 20.14 *Herstellung von sonstigen organischen Grundstoffen und Chemikalien* angegliedert. Eine produktspezifische Aufschlüsselung des Energiebedarfs, bspw. wie bei der Produktionsmenge, ist von DESTATIS nicht verfügbar. Stattdessen wird für Wirtschaftszweig 20.14 ein gesamter Energieverbrauch von 701,4 PJ in 2013 angegeben (DESTATIS 2014b). Dieser beinhaltet den nicht-energetischen Energieverbrauch als auch den Energieverbrauch für die Herstellung sonstiger organischer Chemikalien die nicht als HVC klassifiziert werden. Unter der Annahme von Roheisen et al. (2008), dass der Prozesswärmebedarf überwiegend mittels Erdgas gedeckt wird, ist der Erdgasbedarf von WZ 20.14 von 174,5 PJ für 2013 als Obergrenze anzusehen. Über den im vorherigen Unterabschnitt definierten spezifischen Energieverbrauch (16,3 GJ/t_{HVC}) und die Produktionsmenge von HVC (8 787 kt_{HVC} in 2013) wird ein Brennstoffbedarf von 138,0 PJ

ein Strombedarf von 4,8 PJ und ein Gesamtenergiebedarf von 142,8 PJ unterstellt. Die kumulierten CO₂-Emissionen für die Herstellung von HVC in Dampfspaltöfen werden auf 7 724 Mt_{CO₂} in 2013 geschätzt

E 2 Energieeinsparmaßnahmen

Tabelle E-2: Identifizierte Parameter für Energieeinsparmaßnahmen für die Herstellung von Ethylen, Propylen und Butadien in Deutschland

ID	Prozess ¹	Name	Stromeinsparung [MJ/t HVC]	Brennstoffeinsparung [MJ/t HVC]	CO ₂ -Minderungen [kg CO ₂ /t HVC]	Investition [EUR ₂₀₁₃ /t HVC]	Veränderung nicht-energetischer Betriebskosten [EUR ₂₀₁₃ /t HVC]	Nutzungsdauer	Modularitätsfaktor
ETFR01	FR	Wärmeintegrierte Rektifizierkolonne	-22	165	9	3,4	0,0	15	0,3
ETFR02	FR	Kälterückgewinnung aus dem Kältemittelkreislauf	0	154	8	3,5	0,0	15	0,3
ETSP01	SP	Neue Spaltöfen mit optimierte Strahlungszone	0	3 000	159	225,1	0,0	25	0,0
ETSP02	SP	Neuer Transferleitung-Wärmeübertrager	0	314	17	1,7	0,0	15	1,0
ETSP03	SP	Gasturbinenintegration zur Verbrennungsluftvorwärmung	0	2 041	108	87,1	-5,5	15	0,2
ETSP04	SP	Coking-Reduzierung durch keramischbeschichtete Pyrolyserohre	0	1 570	83	299,4	0,0	25	0,0
ETSP05	SP	Katalytische Spaltöfen	0	5 540	294	164,3	0,0	25	0,0
ETSP06	SP	Übergeordnete Regelung des Prozessdampfeinsatzes	0	471	25	2,0	0,0	10	0,5

¹ FR = Fraktionierung, SP = Spaltöfen

Tabelle E-3: Wechselwirkungsfaktoren von Energieeinsparmaßnahmen für die Herstellung von Ethylen, Propylen und Butadien in Deutschland

	ETSP01	ETSP02	ETSP03	ETSP04	ETSP06	ETFR01	ETFR02
ETSP01	-	1,00					
ETSP02	1,00	-					
ETSP03	0,30	0,30	-				
ETSP04	0,14	0,02		-			
ETSP06					-		
ETFR01						-	1,00
ETFR02						1,00	-

E 3 Daten und technische Energieeinsparpotenziale von Einzelanlagen

Tabelle E-4: Jahr der Inbetriebnahme und der letzten Modernisierung und Produktionsmengen in 2013 von Dampfspaltöfen zur Ethylenherstellung in Deutschland zum Jahr 2013

Unternehmen	Ort	Wesentliches Jahr der Inbetriebnahme	Letzte Modernisierung	Ethylen [kt/a]	Propylen [kt/a]	Butadien [kt/a]	HVC [kt/a]
Basell Polyolefine GmbH	Munchsmunster	1973	1998	318	93	29	441
BASF AG	Ludwigshafen	1980	2005	391	168	48	607
BASF AG	Ludwigshafen	1965	1990	217	88	26	331
BP Gelsenkirchen GmbH	Gelsenkirchen	2007	2007	556	231	69	856
BP Gelsenkirchen GmbH	Gelsenkirchen	2002	2002	477	210	64	751
Dow Chemical Co.	Böhlen	1995	1995	547	235	68	849
INEOS Gruppe	Köln/Dormagen	2002	2002	537	231	66	834
INEOS Gruppe	Köln/Dormagen	1950	2000	531	228	66	825
Klesch Group	Heide	1973	1999	146	63	18	227
LyondellBasell Polyfine GmbH	Wesseling	2001	2001	732	299	86	1 117
LyondellBasell Polyfine GmbH	Wesseling	1995	1995	288	174	61	523
OMV Deutschland GMBH	Burghausen	2006	2008	443	173	51	667
Shell Deutschland Oil GmbH	Wesseling	1970	1995	254	109	31	394
Shell Deutschland Oil GmbH	Wesseling	1960	2010	234	101	29	364
Summe				5 672	2 401	714	8 787
Mittelwert		1984	2001	405	172	51	628

Tabelle E-5: Einsatzstoffstruktur und spezifischer Energieverbrauch von Dampfspaltöfen zur Ethylenherstellung in Deutschland zum Jahr 2013

Unternehmen	Ort	Ethan	Propan	Butan	Naphtha	Gasöle	Spez. Energieverbrauch
Basell Polyolefine GmbH	Munchsmunster	13 %	17 %	17 %	53 %	0 %	16,48
BASF AG	Ludwigshafen	0 %	0 %	0 %	100 %	0 %	14,66
BASF AG	Ludwigshafen	0 %	5 %	5 %	90 %	0 %	19,39
BP Gelsenkirchen GmbH	Gelsenkirchen	0 %	3 %	10 %	73 %	14 %	14,06
BP Gelsenkirchen GmbH	Gelsenkirchen	0 %	0 %	9 %	60 %	29 %	15,46
Dow Chemical Co.	Böhlen	0 %	0 %	0 %	100 %	0 %	17,31
INEOS Gruppe	Köln/Dormagen	0 %	0 %	0 %	100 %	0 %	15,46
INEOS Gruppe	Köln/Dormagen	0 %	0 %	0 %	100 %	0 %	15,97
Klesch Group	Heide	0 %	0 %	0 %	100 %	0 %	16,22
LyondellBasell Polyfine GmbH	Wesseling	0 %	0 %	10 %	90 %	0 %	15,71
LyondellBasell Polyfine GmbH	Wesseling	0 %	0 %	0 %	0 %	100 %	17,31
OMV Deutschland GMBH	Burghausen	3 %	6 %	6 %	84 %	2 %	13,72
Shell Deutschland Oil GmbH	Wesseling	0 %	0 %	0 %	100 %	0 %	17,31
Shell Deutschland Oil GmbH	Wesseling	0 %	0 %	0 %	100 %	0 %	12,88
Summe							
Mittelwert		1 %	2 %	4 %	82 %	10 %	15,85

Tabelle E-6: Technische Energieeinsparpotenziale der identifizierten Energieeinsparmaßnahmen an Dampfpaltöfen zur Ethylenherstellung in Deutschland zum Jahr 2013

Unternehmen	Ort	Technische Energieeinsparpotenziale [TJ]							
		ETFR01	ETFR02	ETSP01	ETSP02	ETSP03	ETSP04	ETSP05	ETSP06
Basell Polyolefine GmbH	Munchsmunster	38	41	1 666	138	661	726	2 785	218
BASF AG	Ludwigshafen	48	0	1 190	190	809	889	2 731	0
BASF AG	Ludwigshafen	26	0	2 212	104	584	641	3 052	0
BP Gelsenkirchen GmbH	Gelsenkirchen	67	0	0	0	1 095	1 204	3 339	0
BP Gelsenkirchen GmbH	Gelsenkirchen	58	0	2 074	236	1 057	1 162	3 983	0
Dow Chemical Co.	Böhlen	67	72	3 916	267	1 338	1 470	6 074	441
INEOS Gruppe	Köln/Dormagen	66	0	2 302	262	1 174	1 290	4 421	0
INEOS Gruppe	Köln/Dormagen	65	70	2 696	259	1 199	1 317	4 792	395
Klesch Group	Heide	18	19	801	71	336	369	1 379	111
LyondellBasell Polyfine GmbH	Wesseling	88	0	3 367	351	1 597	1 755	6 204	0
LyondellBasell Polyfine GmbH	Wesseling	37	39	2 410	164	823	905	3 738	271
OMV Deutschland GMBH	Burghausen	54	0	0	0	832	915	2 372	0
Shell Deutschland Oil GmbH	Wesseling	31	34	1 818	124	621	683	2 820	205
Shell Deutschland Oil GmbH	Wesseling	29	31	0	114	427	469	989	141
Summe [PJ]		0,70	0,31	24,5	2,28	12,6	13,8	48,7	1,78
Mittelwert [TJ]		49	22	1 747	163	897	985	3 477	127

Anhang F Ammoniak

In diesem Kapitel wird die Ammoniakherstellung hinsichtlich ihrer Branchenstruktur, Produktionsprozesse und Energieverbrauch in Abschnitt F 1 analysiert. Die Parameter und Wechselwirkungen der identifizierten Energieeinsparmaßnahmen für die Herstellung von Ammoniak in Deutschland werden tabellarisch in Abschnitt F 1 gelistet. In Abschnitt F 3 werden die Daten und technischen Energieeinsparpotenziale von Einzelanlagen, auf denen die kumulierten Berechnungen basieren, tabellarisch gelistet.

F 1 Industrieanalyse

Deutschland hat mit einer Produktionsmenge 2 757 kt Stickstoff (vgl. DESTATIS 2014c) bzw. 3 347 kt Ammoniak in 2013 einen Anteil an der weltweiten Produktion von unter 2 %. Ammoniak wird in Deutschland an fünf Standorten in sieben Anlagen produziert. Während an drei Standorten das für die Ammoniakherstellung benötigte Synthesegas mittels Dampfreformierung von Erdgas erzeugt wird, werden in Gelsenkirchen und Brunsbüttel Destillationsrückstände, Gasöle und Schweröl destilliert. Die fünf Standorte werden nachfolgend analysiert.

YARA Brunsbüttel GmbH

Die Ammoniakanlage in Brunsbüttel wurde 1978 in Betrieb genommen und seit 2004 von der Fa. YARA betrieben. Die Partialoxidationsanlage mit vier Reaktoren ermöglicht sowohl einen optimierten Rohstoffeinsatz von Erdgas als auch von Rückständen der Mineralölproduktion. Ein Teil des benötigten Wasserstoffs wird von der Fa. Bayer am selben Standort geliefert. Der Großteil des produzierten Ammoniaks wird zu Harnstoff verarbeitet, der Rest wird am Standort genutzt oder exportiert. In 2004 wurde die Prozesssteuerung optimiert. 2010 erhöhte YARA die Harnstoffproduktion von 550 kt/a auf 640 kt/a. Die Kapazität in 2013 wird auf 658 kt/a geschätzt (s. Tabelle F-5).

Ruhr Öl GmbH

Am Standort Gelsenkirchen-Scholven stellt die Fa. Ruhr Öl GmbH, ein Unternehmen von BP, petrochemische Grundstoffe her, u. a. 1 000 kt Ethylen und 500 kt Propylen in 2010 (s. a. Abschnitt 5.3). Rückstände aus dem Coker und dem Visbreaker aus der Rohöldestillation werden genutzt, um mittels partieller Oxidation geschätzte 411 kt/a Ammoniak zu produzieren (vgl. Rejek 2005; EIPPCB 2007). Zwei Drittel der Produktion (251 kt/a) werden am Standort genutzt. Der Rest (ca. 160 kt/a) wird zu Kunststoffen weiterverarbeitet, u. a. in der am Standort ansässigen Fa. Sabic Polyofine (BP Gelsenkirchen GmbH 2012).

INEOS Köln GmbH

Am Standort Dormagen betreibt die Fa. INEOS Köln GmbH die älteste Ammoniakanlage (Inbetriebnahme 1970) und die Anlage mit der geringsten Kapazität (ca. 296 kt in 2013) in Deutschland (s. Tabelle F-5). Am Standort wird Ammoniak in einem Zwischenschritt zu Salpetersäure und Acrylnitril verarbeitet und dann weiterverarbeitet u. a. zu Lösemittel, Waschmittel, Kunststoffe, Synthesefaser und Pflanzenschutzmittel. Zwar wird an dem Standort auch mittels Spaltanlagen Ethylen hergestellt (s. Abschnitt 5.3). Das Synthesegas

wird jedoch mittels der Dampfreformierung von Erdgas hergestellt (vgl. Hansmersmann 2014).

BASF SE Ludwigshafen

In Ludwigshafen wurden zum Jahr 2013 in zwei Ammoniakanlagen ca. 843 kt Ammoniak produziert (s. Tabelle F-5). Das Ammoniak wird an dem hochintegrierten Standort weiterverarbeitet zu Düngemittel, Leime auf Harnstoffbasis, Amine und Ausgangsstoffe für Polyamid-Kunststoffe (Hansmersmann 2014). Die Ammoniakanlage Nr. 4 vom Typ Braun-Purifier wurde 1982 in Betrieb genommen. Die Prozessluft wird mittels einer Gasturbine verdichtet, deren Verbrennungsluft für die Brenner des Primärreformers eingesetzt werden. Das CO₂ wird mittels Absorption mit einem von der BASF lizenzierten Lösungsmittel herausgewaschen (s. Abschnitt 5.4.2). 2008 wurde eine weiterentwickelte Prozesssteuerung implementiert (Geis. N. et al. 2008).

SKW Stickstoffwerke Piesteritz GmbH

Die Fa. SKW betreibt die beiden größten Ammoniakanlagen in Deutschland mit einer Gesamtkapazität von ca. 1 086 kt im Jahr 2013 (s. Tabelle F-5). Die Synthesegasherstellung erfolgt mittels der Dampfreformierung von Erdgas. Ein Erdgasbedarf von 36 PJ in 2010 macht das Unternehmen nach eigenen Aussagen zum größten industriellen Erdgaskonsumenten Deutschlands. Am Standort Piesteritz werden die Kuppelprodukte Wärme und Kohlenstoffdioxid seit 2012 in dem größten Gewächshaus in Deutschland zur Tomatenzucht genutzt. 2008 wurde der Rohrbündelübertrager in Anlagen Nr. 1 und 2011 u. a. das Prozessleitsystem erneuert (Hansmersmann 2014).

F 1.1 Produktionsprozesse

In der Literatur wird zunehmend der Gesamtproduktionsprozess der Ammoniakherstellung mit dem Begriff „Ammoniaksynthese“ referenziert. Die Ammoniaksynthese wird nicht mehr isoliert, sondern als Teil des Gesamtprozesses betrachtet (Appl 2014b). Dieser Entwicklung folgend und den hohen Energieverbrauch berücksichtigend wird die vorgelagerte Synthesegasherstellung ebenfalls untersucht. Der gesamte Prozess kann unterteilt werden in die Synthesegasherstellung und den Synthesekreislauf, welche in den nachfolgenden Unterabschnitten genauer erläutert werden.

Synthesegasherstellung

Bei der Synthesegasherstellung wird unterschieden zwischen der Dampfreformierung von Erdgas (ca. zwei Drittel der Synthesegasproduktion in Deutschland in 2013) und der partiellen Oxidation von Rohöldestillationsrückständen.

Dampfreformierung

Die Dampfreformierung umfasst die Unterschritte Entschwefelung, Primärreformierung, Sekundärreformierung, CO-Konvertierung, CO₂-Abscheidung und Reinigung und Methanisierung (s. Abb. F-1), die nachfolgend erläutert werden. Um den Katalysator der Reformer zu schützen, werden Schwefelanteile im Erdgas mittels Wasserstoff aus dem Synthesekreislauf hydriert und mittels Zinkoxid vollständig absorbiert. Um das für das Synthesegas notwendigen stöchiometrischen Verhältnis zu erlangen, erfolgt die Reformierung zweistufig.

Im ersten Reformier reagieren 60 bis 65 % der Ausgangsstoffe in indirekt beheizten Röhren bei 400 bis 600 °C mit nickelhaltigen Katalysatoren zu Wasserstoff (s. Formel (F-1)).



Im zweiten Reformier wird das Gasgemisch mit Luft vermischt und zu einem Teil verbrannt, um das Temperaturniveau auf 1 200 °C zu erhöhen. So wird die endothermische Reaktion vervollständigt und der Stickstoff für das Synthesegas hinzugefügt (Appl 2014b). Die Einzelschritte, die jeweiligen Rohstoffe und Produkte sind zur Übersicht in Abb. F-1 abgebildet. Die anschließende CO-Konvertierung und Reinigung ist für beide Verfahren ähnlich und wird weiter unten erläutert.

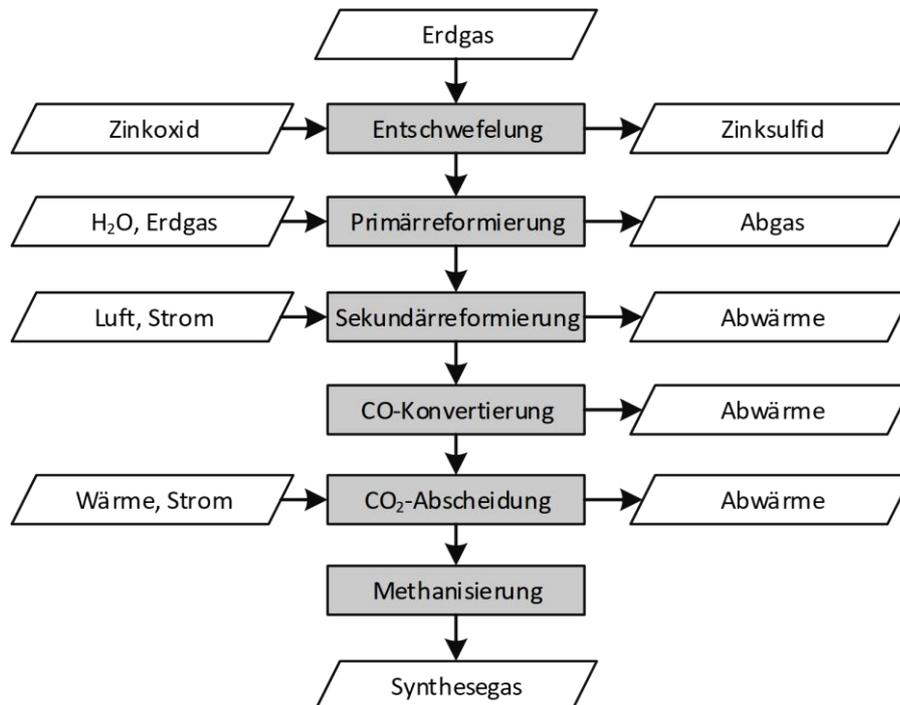


Abb. F-1: Einzelschritte zur Herstellung von Synthesegas mittels Dampfreformierung (eigene Darstellung basierend auf EFMA 2000)

Partielle Oxidation

Die Herstellung von Synthesegas mittels partieller Oxidation hat durchschnittlich einen 30 % höheren Energieverbrauch und einen 40 % höheren Investitionsaufwand, wird aber aufgrund der höheren Flexibilität ggü. den Ausgangsstoffen in Deutschland an zwei Standorten eingesetzt. Die partielle Oxidation umfasst die Einzelschritte Vergasung, Rußentfernung, Entschwefelung, CO-Konvertierung, CO₂-Abscheidung und Reinigung (s. Abb. F-1), welche nachfolgend erläutert werden.

Der für die Vergasung notwendige Sauerstoff wird in der Regel in Luftzerlegungsanlagen hergestellt, da der ebenfalls anfallende Stickstoff für das Synthesegas ebenfalls genutzt werden kann. Die Kohlenwasserstoffe, Sauerstoff und eine geringen Menge Dampf werden durch eine Düse in den Generator eingeführt und reagieren zu CO und Wasserstoff (s. Formel (F-2)).



Der Generator wird bei ca. 80 bar und Temperaturen von 1 200 °C bis 1 400 °C gefahren. Aufgrund von unzureichender Durchmischung fallen ungefähr 2 % des Rohstoffs als Ruß an, die in einem weiteren Schritt mittels Druckwasserwäsche entfernt werden müssen. Abhängig von der Konfiguration, wird das Gas entweder abgeschreckt, oder gibt seine Wärme an einen Abhitzeessel weiter (Appl 2014b).

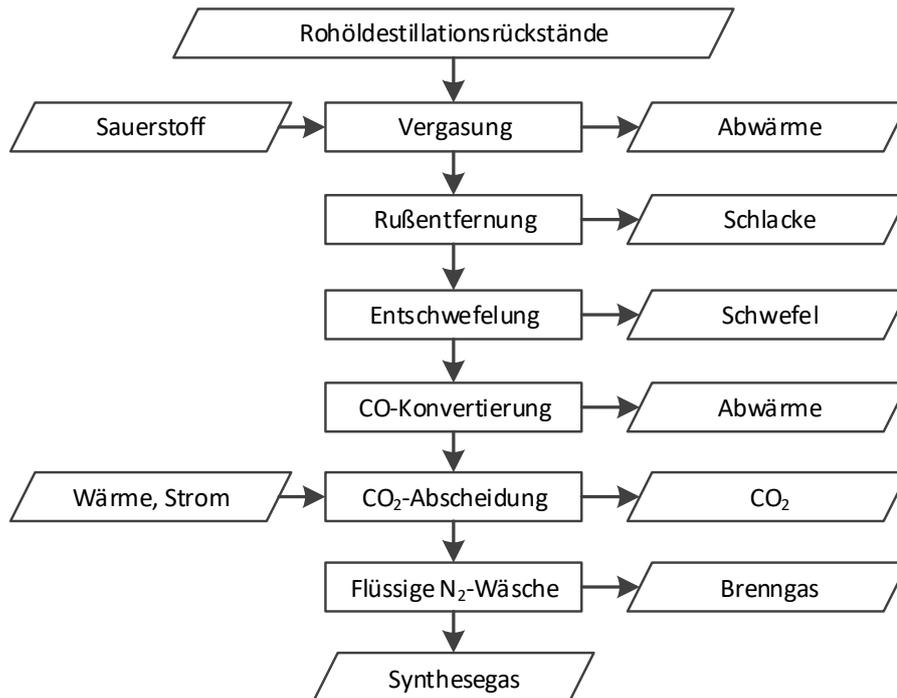


Abb. F-2: Einzelschritte zur Herstellung von Synthesegas mittels partieller Oxidation von Rohöldestillationsrückständen (eigene Darstellung basierend auf EFMA 2000)

CO-Konvertierung

Die Ammoniaksynthese benötigt nur Wasserstoff und Stickstoff, sodass alle Kohlenstoffoxide entfernt werden müssen. Abhängig vom Ausgangsstoff, kann das Zwischengas jedoch einen CO-Anteil von 10 % bis 50 % aufweisen. Bei der Wassergas-Wechselreaktion wird das Kohlenstoffmonoxid genutzt, um Wasser zu zusätzlichen Wasserstoff zu reduzieren (s. Formel (F-3)).



Die Reaktion ist mit -41,2 kJ/mol exotherm. Die entstehende Wärme wird in zwei Stufen abgeführt um das Gleichgewicht der Reaktion auf die rechte Seite zu schieben. Die CO-Konvertierung in der partiellen Oxidation unterscheidet sich zu der Dampfreformierung, da, abhängig von dem Ausgangsstoff, der Schwefelanteil (hauptsächlich H₂S) und der CO-Anteil wesentlich höher sind (Appl 2014b).

CO₂-Abscheidung

Das in der CO-Konvertierung entstehende CO₂ muss entfernt werden (s. Formel (F-4)). Die Menge entspricht dem Umfang der Kohlenstoffe die in den Ausgangsstoffen vorhanden waren. Das CO₂ kann entweder chemisch oder physikalisch absorbiert werden. Die in dem chemischen Absorptionsverfahren verwendeten Lösungsmittel sind vor allem wässrige Aminlösungen, die einen hohen Energieverbrauch zur Regeneration haben (s. Abschnitt 5.4.2). Zwei in der Regel verwendete, physikalische Absorption Lösungsmittel sind Glykol-Dimethylether und Propylencarbonat (EIPPCB 2007).

Reinigung

Die verbleibenden geringen Mengen an Fremdstoffen im Synthesegas sind für den Katalysator der Ammoniaksynthese schädlich und müssen entfernt werden. In der Dampfreformierung werden geringe Mengen an CO und CO₂ bei 300 °C in einem Reaktor mit Nickelkatalysator hydriert (s. Formel (F-4)).



Das Synthesegas aus der partiellen Oxidation muss von CO, CH₄ und Argon mittels flüssigem Stickstoff befreit werden. Dieser Vorgang fügt gleichzeitig den nötigen Stickstoff in das Synthesegas (EIPPCB 2007).

Ammoniaksynthesekreislauf

Die Ammoniaksynthese findet in einem Reaktor mit Eisenkatalysator bei 100 bis 250 bar und 350 °C bis 550 °C statt. Hierfür muss das Synthesegas zunächst mittels Kompressoren auf nötigen Druck verdichtet werden. Die Kompressoren werden überwiegend mit dem Prozessdampf aus der Abwärme von der Synthesereaktion betrieben. Auch ein Antrieb mittels Gasturbine ist möglich. Aufgrund der ungünstigen Gleichgewichtsbedingungen reagieren pro Durchgang nur 20 % bis 30 % des Synthesegases zu Ammoniak (s. Formel (F-5)).



Die Synthese ist mit -46 kJ/mol exotherm und die überschüssige Wärme muss abgeführt, da sonst sich die Reaktionsgeschwindigkeit verlangsamt. Dies geschieht einerseits direkt durch frisches Synthesegas und andererseits indirekt durch einen Wärmeübertrager im Synthesekreislauf, der die Wärme des Gasgemisches nach dem Reaktor nutzt, um das frische Synthesegas aufzuwärmen. Ein anschließender Abhitzeessel kühlt das Gasgemisch weiter und erzeugt gleichzeitig Prozessdampf. Dem nachgeschaltet sind Luft- und Wasserkühler, die das Gasgemisch soweit herunterkühlen, dass das entstandene Ammoniak kondensiert. Das entstandene Ammoniak wird entfernt. Das verbleibende Synthesegas wird im Kreislauf zusammen mit frischem Synthesegas dem Reaktor wieder zugeführt (Hansmersmann 2014; EIPPCB 2007).

F 1.2 Energieeinsatz

Seit der ersten Ammoniaksynthese in 1913 sank der spezifische Energieverbrauch von 80 GJ/t_{Ammoniak} in den 1930igern, über 60 GJ/t_{Ammoniak} in 1955 auf einen heutigen weltweiten

Durchschnitt von $35 \text{ GJ/t}_{\text{Ammoniak}}$ (vgl. EIPPCB 2009a; Bernstein et al. 2007; Rafiqul et al. 2005). Neue Anlagenkonzepte können den spezifischen Energieverbrauch auf $26,8 \text{ GJ/t}_{\text{Ammoniak}}$ reduzieren (s. Abschnitt 5.4.3) und nähern sich an das theoretische Minimum von $19,4 \text{ GJ/t}_{\text{Ammoniak}}$ (vgl. Bernstein et al. 2007; Rafiqul et al. 2005). Der kumulierte Energieverbrauch ist abhängig von der Art der Synthesegasherstellung. So benötigt die partielle Oxidation einen höheren Energieverbrauch und ist auch kapitalintensiver. Das Verfahren lohnt sich an Standorten wo vergleichsweise günstige Rohstoffe, wie Rückstände der Rohöldestillation, vorhanden sind. Saygin et al. (2012) bilanzierten im Auftrag des Umweltbundesamtes die Energie- und Stoffströme in der Grundstoffchemie in Deutschland in den Jahren 1995 bis 2008. Sie gehen für die partielle Oxidation von einem spezifischen energetischen Bedarf von $5,5 \text{ GJ/t}_{\text{Ammoniak}}$ und von einem nicht-energetischen Bedarf von $29 \text{ GJ/t}_{\text{Ammoniak}}$ aus. Für das konventionelle Verfahren mittels Dampfreformierung wird ein energetischer Bedarf von $8,7 \text{ GJ/t}_{\text{Ammoniak}}$ und ein nicht-energetischer Bedarf von $20,3 \text{ GJ/t}_{\text{Ammoniak}}$, jeweils für 2013, angesetzt. Zuzüglich wird für beide Verfahren ein Strombedarf von $0,5 \text{ GJ/t}_{\text{Ammoniak}}$ unterstellt (vgl. Fleiter et al. 2013; Rafiqul et al. 2005). Dies weicht zwar von dem energetischen, spezifischen Energieverbrauch $16,6 \text{ GJ/t}_{\text{Ammoniak}}$ der in Saygin et al. (2011a) für Deutschland in 2006 unterstellt wird ab, liegt aber innerhalb der Bandbreite für typischen Energiebedarfe in EIPPCB (2009a) und Saygin et al. (2012). Der Energieverbrauch unterscheidet sich in einzelnen Prozessschritten stark und wird im nachfolgenden für die Dampfreformierung dargestellt. Die Ammoniaksynthese ist mit $\Delta_R H_{298} = -46,2 \text{ kJ/mol}$ exotherm und entspricht ungefähr $2,7 \text{ GJ/t}_{\text{Ammoniak}}$ (s. Tabelle F-1).

Tabelle F-1: Durchschnittliche Energiebedarfsstruktur für die Ammoniakherstellung in Deutschland mittels Dampfreformierung (eigene Berechnung basierend auf EIPPCB 2009a; Rafiqul et al. 2005)

	Spezifischer Energieverbrauch [$\text{GJ/t}_{\text{Ammoniak}}$]		
	Erdgas	Dampf	Strom
Rohstoffeinsatz am Reformier	20,30		
Energieverbrauch am Reformier	7,60		
Primärreformier		3,97	
Sekundärreformier			
Abhitzekessel		-4,63	
CO ₂ -Abscheidung		0,99	0,20
Methanisierung			
Synthesekreislauf		-2,70	0,20
Dampfkessel	0,90	-2,17	
Kompressor		4,54	
Sonstige			0,10
Fackel	0,20		
Summe	29,00	0,00	0,50

Die Nutzung der Abwärme zur Erzeugung von Prozessdampf führte wesentlich zur bisherigen Reduktion des spezifischen Energiebedarfs bei (Appl 2014b). Im Gegensatz zur Synthese ist die Dampfreformierung mit $\Delta_R H = -206,2 \text{ kJ/mol}$ stark endotherm, sodass der

F 3 Daten und technische Energieeinsparpotenziale von Einzelanlagen

Tabelle F-5: Anlagendaten zur Synthesegas- und Ammoniakherstellung in Deutschland zum Jahr 2013

Unternehmen	Ort	Produktion [t/d]	Produktion [kt/a]	Baujahr	Letzte Mo- dernisie- rung	Synthesegasher- stellung	Einsatz- stoff
Ruhr Öl GmbH	Gelsenkirchen- Scholven	1 250	411	1973	1990	Part. Ox.	Gasöl
Yara Brunsbüttel GmbH	Brunsbüttel	2 000	658	1978	2010	Part. Ox.	Schweröl
INEOS Köln GmbH	Dormagen	900	296	1970	1990	Dampfref..	Erdgas
BASF AG	Ludwigshafen	1 200	395	1971	1988	Dampfref.	Erdgas
BASF AG	Ludwigshafen	1 360	447	1982	2002	Dampfref.	Erdgas
SKW Stickstoffwerke Piesteritz GmbH	Lutherstadt	1 650	543	1974	1994	Dampfref.	Erdgas
SKW Stickstoffwerke Piesteritz GmbH	Wittenberg	1 650	543	1975	2008	Dampfref.	Erdgas
Summe		10 010	3 293				
Mittelwert		1 430	470	1975	1997		

Tabelle F-6: Technische Energieeinsparpotenziale der identifizierten Energieeinsparmaßnahmen in der Dampfreformierung zur Synthesegasherstellung in Deutschland zum Jahr 2013

Unternehmen	Ort	Technische Energieeinsparpotenziale [TJ]					
		AMDA01	AMDA02	AMDA03	AMDA04	AMKO01	AMKO01
INEOS Köln GmbH	Dormagen	349	107	124	296	148	28
BASF AG	Ludwigshafen	466	142	165	395	197	37
BASF AG	Ludwigshafen	528	161	187	447	0	42
SKW Stickstoffwerke Piesteritz GmbH	Lutherstadt	641	195	227	543	271	51
SKW Stickstoffwerke Piesteritz GmbH	Wittenberg	641	195	227	543	271	51
Summe		2 624	801	930	2 224	888	211
Mittelwert		525	160	186	445	127	30

Tabelle F-7: Technische Energieeinsparpotenziale der identifizierten Energieeinsparmaßnahmen in der Ammoniaksynthese in Deutschland zum Jahr 2013

Unternehmen	Ort	Technische Energieeinsparpotenziale [TJ]			
		AMSY01	AMSY02	AMSY03	AMSY04
Ruhr Öl GmbH	Gelsenkirchen-Scholven	329	754	617	247
Yara Brunsbüttel GmbH	Brunsbüttel	526	1 206	0	395
INEOS Köln GmbH	Dormagen	237	543	0	178
BASF AG	Ludwigshafen	0	723	592	0
BASF AG	Ludwigshafen	0	820	671	0
SKW Stickstoffwerke Piesteritz GmbH	Lutherstadt	434	995	0	326
SKW Stickstoffwerke Piesteritz GmbH	Wittenberg	434	995	0	326
Summe		1 961	6 035	1 880	1 471
Mittelwert		280	862	269	210

Anhang G Chlor

In diesem Kapitel wird die Chlorherstellung hinsichtlich ihrer Branchenstruktur, Produktionsprozesse und Energieverbrauch in Abschnitt G 1 analysiert. Die Parameter und Wechselwirkungen der identifizierten Energieeinsparmaßnahmen für die Herstellung von Chlor in Deutschland werden tabellarisch in Abschnitt G 2 gelistet. In Abschnitt G 3 werden die Daten und technischen Energieeinsparpotenziale von Einzelanlagen, auf denen die kumulierten Berechnungen basieren, tabellarisch gelistet.

G 1 Industrieanalyse

Mit einer Gesamtproduktion von 3 896 kt Chlor in 2013 nach DESTATIS (2014c) ist Deutschland mit einem Anteil von 45 % der mit Abstand größte Chlorproduzent in der EU-27, gefolgt von Belgien und den Niederlanden mit insgesamt 1 527 kt (16 %) und Frankreich mit 1 024 kt (11 %). Die Gesamtkapazität in Deutschland betrug 2013 5 078 kt Chlor, sodass der Auslastungsgrad mit 77 % zu beziffern ist. Produziert wird Chlor in Deutschland an 19 Standorten von elf Unternehmen. Der größte Hersteller ist die Fa. Dow Chemical mit einer Kapazität von 1 835 kt/a und einem Marktanteil von 36 %. Das Werk in Stade ist mit einer Gesamtproduktionskapazität von 1 585 kt/a der größte Produktionsstandort. Das zweitgrößte Werk ist Dormagen mit 480 kt/a. Zweigrößter Hersteller ist die Fa. Bayer MaterialScience AG mit einer Gesamtkapazität von 1 310 kt/a an drei Standorten. Drittgrößter Hersteller ist die Fa. Vinnolit GmbH & Co. KG mit 430 kt/a. Die zwei größten Hersteller haben demnach knapp 62 % Anteil an der Gesamtproduktionskapazität in Deutschland. Der Herfindahl-Index beträgt 2 214 und es besteht damit nach dem Verständnis der Europäischen Kommission eine hohe Marktkonzentration (vgl. EC 2002). Die durchschnittliche Kapazität pro Standort beträgt 221 kt/a. An vier Standorten, nämlich Ibbenbüren, Ludwigshafen, Höchst und Lülsdorf, wird in Deutschland noch mit dem Amalgam-Verfahren Chlor produziert. Die Gesamtkapazität beträgt 599 kt/a und 20 % der europäischen Gesamtkapazität. Die Unternehmen, die den europäischen Chlorverband (Euro Chlor) angehören, haben sich selbst auferlegt bis 2020 komplett auf das Amalgamverfahren zu verzichten. In zwei Werken, Brunsbüttel und Dormagen, wird von der Fa. Bayer MaterialScience AG über die Elektrolyse von Chlorwasserstoff Chlor mit einer Gesamtkapazität von 290 kt/a produziert. Dieses Verfahren ist von der lokalen Kuppelproduktion des Ausgangsstoffes abhängig und bildet mit einer Gesamtkapazität in der EU-27 von 376 kt/a eher eine Ausnahme. Das ermittelte durchschnittliche Anlagenalter in 2013 beträgt 23 Jahre. Die jüngsten Anlagen mit einem durchschnittlichen Alter von zehn Jahren produzieren nach dem Membran-Verfahren. Amalgam-Anlagen sind mit einem durchschnittlichen Jahr der Inbetriebnahme in 1963 die ältesten Anlagen in Deutschland. Die neusten Anlagen wurden 2013 in Uederingen nach dem Membran-Verfahren von der Fa. ThyssenKrupp, in Rheinberg nach dem Diaphragma-Verfahren und 2011 in Burghausen nach dem Membran-Verfahren erbaut. Chlor ist aufwendig zu speichern und zu transportieren, weshalb Chlor überwiegend in Pipeline-Nähe, d. h. im Umkreis von unter 10 km vom Konsumenten, produziert wird. In 2013 in der EU-27 wurde dementsprechend nur ein kleiner Teil von unter 5 % auf der Straße, auf der Schiene, oder auf Wasserwegen transportiert (vgl. Euro Chlor 2014). Die Anlagen zur

Chlorherstellung in Deutschland sind größtenteils in einem Chemiapark integriert, sodass in Deutschland der transportierte Anteil noch geringer ausfallen dürfte (EIPPCB 2014).

Tabelle G-1: Spezifischer Energieverbrauch für die Herstellung von Chlor und Natronlauge in Abhängigkeit von verschiedenen Verfahren und Stromdichte. (eigene Zusammenstellung basierend auf EIPPCB 2014; Reinert 2014; Fleiter et al. 2013; ThyssenKrupp Uhde GmbH 2012a; Schmittinger et al. 2012; Saygin et al. 2011a; Currás 2010; Asahi Kasei 2009)

Verfahren	Genera- tion	Kommerzi- ell verfü- bar ab Jahr	Strom- dichte [kA/m ²]	Spezifischer Energieverbrauch [GJ/t _{Chlor}]			
				Gleich- strombedarf Elektrolyse	Dampf- bedarf zur Aufkonzent- ration der Natronlauge	Restlicher Strombedarf der Anlage	Gesamtener- giebedarf
Amalgam	-	1960	10	12,24	0,00	0,56	12,96
Diaphragma	-	1970	2	10,08	8,23	0,69	18,10
Diaphragma	-	2000	1	9,43	7,60	0,69	16,89
Chlorwas- serstof- felektrolyse	-	1964		12,33	0,00	0,56	13,05
Membran	1.	1985	4	9,84	2,95	0,39	13,17
Membran	2.	1990	4	9,16	2,74	0,39	12,32
Membran	2.	1994	4	8,75	2,55	0,39	11,73
Membran	2.	1996	4	8,59	2,45	0,39	11,48
Membran	3.	1998	4	8,33	2,35	0,39	11,14
Membran	3.	2001	4	8,17	2,21	0,39	10,85
Membran	4.	2005	4	8,07	2,01	0,39	10,57
Membran	5.	2008	4	7,85	1,86	0,39	10,22
Membran	6.	2013	4	7,81	1,57	0,39	9,92
Membran	3.	2001	5	8,47	2,21	0,39	11,15
Membran	4.	2005	5	8,37	2,01	0,39	10,87
Membran	5.	2008	5	8,13	1,86	0,39	10,51
Membran	6.	2013	5	8,10	1,57	0,39	10,21
Membran	4.	2005	6	8,65	2,01	0,39	11,15
Membran	5.	2008	6	8,41	1,86	0,39	10,78
Membran	6.	2013	6	8,26	1,57	0,39	10,37

Anmerkung: Das Produktionsverhältnis ist eine Tonne Chlor zu 1,128 Tonnen Natronlauge mit einer Konzentration von 50 %. Zur Aufkonzentration wird Prozessdampf mit einer Exergie von 2,5 GJ/t Dampf und einem Wirkungsgrad der Dampfkessel von 90 % unterstellt.

G 1.1 Ausgangstoffe, Produkt und Folgeprodukte

Für die Herstellung von Chlor mittels Amalgam- und Membran-Verfahren wird in der Regel aus festen Salzen hergestellt. Diese stammen entweder als Steinsalz aus der Salzmine, aus der Verdampfung von Meerwasser, oder aus der Vakuumverdampfung einer Sole aus einer Mine. In Europa und den USA wird überwiegend Steinsalz genutzt. Das Salz wird in Wasser aufgelöst. Nach einem Prozessdurchlauf wird die verbleibende Salzlösung durch das Hinzufügen von Steinsalz erneuert und kann in den Kreislauf geführt werden. Im Steinsalz ist der Anteil der unerwünschten Chemikalien wie bspw. Calcium und Magnesium, höher als beim Meersalz, sodass die Salzlösung gereinigt werden muss. Beim Diaphragma-Verfahren wird hingegen die Salzlösung nur einmal durch den Prozess geleitet (Schmittinger et al. 2012). Eine Ausnahme ist die Chlorwasserstoffelektrolyse. Der Chlorwasserstoff entstammt als Kuppelprodukt aus der Chlorierung von organischen Verbindungen wie Ethylen.

Chlor (Wirtschaftszweig 2013 21 110) ist das elft häufigste Element in der Lithosphäre. Es ist hochreaktiv und reagiert mit fast allen Elementen. Deshalb ist es sehr selten in seiner Reinform vorzufinden und für den menschlichen Organismus giftig. Chlor kommt in allen drei Aggregatzuständen vor. Bei Temperaturen ab -34 °C und normalen Druck ist es ein grünlich-gelbes Gas. Beim Wechslen in flüssigen Zustand unter -34 °C wechselt es zu einer gelblichen Flüssigkeit. Ab einer Temperatur von ca. -100 °C erstarrt Chlor zu einem durchsichtigen Feststoff (Schmittinger et al. 2012).

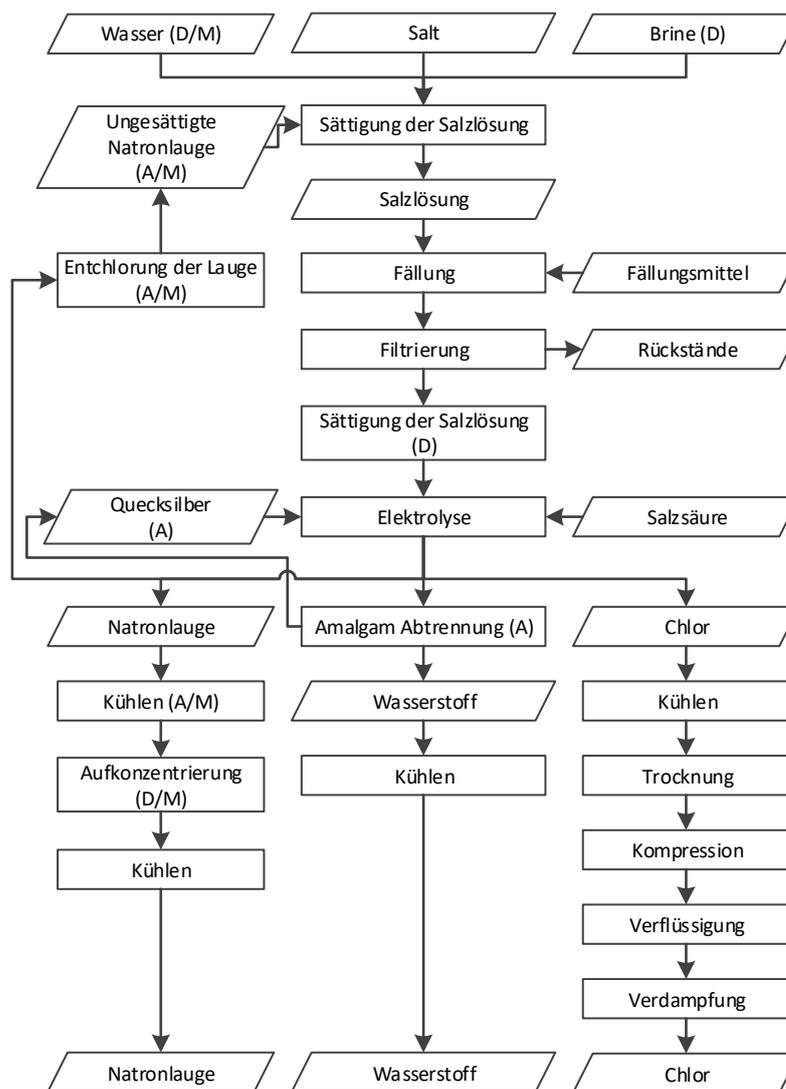


Abb. G-1: Schematische Darstellung der Prozessschritte zur Herstellung von Chlor mittels dem Amalgam (A)-, Diaphragma (D)- und Membranverfahren (M) (eigene Darstellung basierend auf Schmittinger et al. 2012)

Chlor ist eines der meistgenutzten Grundchemikalien und bildet den Ausgangsstoff für 55 % der chemischen Produkte. Etwa 33 % der Chlorproduktion in der EU-27 werden für die Herstellung von Polyvinylchlorid (PVC), ein Kunststoff der insbesondere für seinen Einsatz als Fußbodenbelag, Rohr oder Kabelummantelung bekannt ist, benötigt. 30 % werden genutzt zur Herstellung von Isocyanaten wie Toluol-2,4-diisocyanat (TDI), eines der bedeutendsten chemischen Zwischenprodukte für die Herstellung von Plastiken, Lacken, Klebstoffen und Schaumstoffen. Der Anteil von anorganischen Produkten zur Desinfektion,

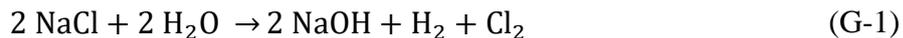
Wasserbehandlung und Farbpigmente beträgt 14 %. Die verbleibenden Anteile setzen sich aus sonstigen organischen Produkte (10 %), Epichlorhydrin (5 %), Chlormethan (5 %) und Lösungsmittel (3 %) zusammen. Für Deutschland in 2013 kann von einer ähnlichen Verteilung ausgegangen werden. Einzelne Unternehmen weichen von dem Mittelwert ab. So werden bspw. bei der Fa. BASF 50 % der Chlorproduktion vor Ort für die Herstellung von Propylenoxid, 30 % PVC, 15 % Isocyanate und 5 % an Kleinabnehmer verschickt während bei der Fa. VESTOLIT GmbH & Co KG fast ausschließlich PVC produziert wird.

G 1.2 Beschreibung der Produktionsprozesse

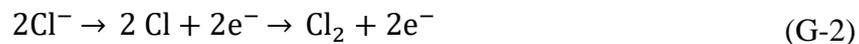
In diesem Unterabschnitt werden die Produktionsschritte zur Herstellung von Chlor mittels dem Amalgam-, Diaphragma- und Membranverfahren beschrieben. Eine Übersicht ist Abb. G-1 zu entnehmen.

Chloralkalielektrolyse

In der Chloralkalielektrolyse wird eine wässrige Lösung von Natriumchlorid elektrolytisch durch Gleichstrom zerlegt, um die Produkte Chlor, Wasserstoff und Natronlauge zu erhalten (s. Formel (G-1)).



Die Gesamtreaktion teilt sich auf die Reaktionen an der Kathode und an der Anode auf. An der Anode entsteht das Chlor (s. Formel (G-2)).



Die Reaktionen an der Anode unterscheiden sich in den vier in Deutschland zur Anwendung kommenden Verfahren, die nachfolgend erläutert werden. Jedes Verfahren nutzt eine andere Methode, um das an der Anode produzierte Chlor von dem an der Kathode produzierten Wasserstoff und der Natronlauge getrennt zu halten. Mit Ausnahme der Chlorwasserstoffelektrolyse wird bei allen Verfahren die gereinigte und gesättigte Salzsole in die Elektrolysezelle eingebracht. Der entstehende Wasserstoff aus der Kathodenkammer ist sehr rein (> 99,9 %), wird gekühlt und über elektrisch isolierte Leitungen zu einem Behälter mit Wasserdichtung abtransportiert. Der Wasserstoff wird überwiegend am Standort stofflich, bspw. für das Synthesegas zur Ammoniakherstellung, aber auch energetisch genutzt.

Amalgamverfahren

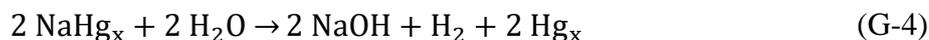
Das Amalgamverfahren ermöglichte Ende des 18. Jahrhunderts die erste Großindustrielle Produktion von Chlor. Trotz konstanter Entwicklung, wie bspw. höherer Stromdichten von 2 auf 15 kA/m², ist der Gleichstrombedarf mit 12,2 GJ/t_{Chlor} hoch, die entstehende Natronlauge Bedarf jedoch mit 50 % Gewichtprozent kaum zusätzlicher Aufkonzentrierung. In den 1970iger Jahren verbreitet sich die Bedenken mit dem Umgang von Quecksilber und dessen Auswirkung auf die Umwelt in der Bevölkerung, sodass seit 1984 weltweit keine Amalgamverfahren mehr installiert wurden. Die Mitglieder des europäischen Chlorverbands haben

sich selbst verpflichtet bis 2020 kein Chlor mittels Amalgamverfahren zu produzieren (Schmittinger et al. 2012).

Beim Amalgamverfahren fließt Quecksilber den leicht geneigten Grund der Zelle entlang. Der Grund ist an dem negativen Pol des Gleichstroms angeschlossen. Auf dem Quecksilber fließt in gleicher Richtung die frische Salzlösung. Die Anoden sind so angeordnet, dass es einen kleinen Spalt zwischen Anoden und Quecksilberkathode gibt. An der Kathode wird Natriumamalgam erzeugt (s. Formel (G-3)).



Das Amalgam wird aus der Zelle geführt und reagiert in einem Reaktor im Gegenstromverfahren zu Wasserstoff und Natronlauge (s. Formel (G-4)).



Die entsättigte Salzlösung aus der Zelle wird in dem Kreislauf geführt und mit Steinsalz wieder gesättigt (Schmittinger et al. 2012) (s. Abb. G-1).

Diaphragmaverfahren

In den USA wurde das Diaphragmaverfahren bereits Ende des 18. Jahrhunderts eingesetzt, wo es lange Zeit das dominierende Verfahren war (EIPPCB 2014). Beim Diaphragmaverfahren wird der Anodenbereich vom Kathodenbereich durch eine durchlässige, üblicherweise aus Asbest bestehende Membran getrennt. Die gesättigte Salzlösung wird in den Anodenraum eingeleitet und strömt durch die Membran in den Kathodenraum. Für das Verfahren können günstigerere Solen eingesetzt werden, wenn diese durch Fällung und Filterung vorher gereinigt werden. Eine ätzende Lösung aus 11 % Natronlauge und 18 % Natriumchlorid verlässt die Zelle. Bei der Aufkonzentrierung wird ein Teil des Salzes entfernt welches wieder in den Kreislauf geführt werden kann. An der Anode entsteht, wie bei allen drei Hauptverfahren, das Chlor (s. Formel G-1)). Das Chlor enthält Sauerstoff welches durch Verflüssigen und Verdampfen abgetrennt werden muss. Wasserstoff entsteht an der Kathode (s. Formel (G-5)).



Zwar ist der Strombedarf für die Elektrolyse geringer als im Vergleich zum Amalgamverfahren, es wird jedoch mehr thermische Energie zur Aufkonzentrierung benötigt (Schmittinger et al. 2012). In Deutschland produzieren zwei Anlagen nach dem Verfahren. Die Anlage in Stade hält mit 1 030 kt/a die größte Produktionskapazität in Deutschland. Zur Weiterverarbeitung zu Propylenoxid am Standort reicht die niedrigkonzentrierte Natronlauge aus, sodass kein zusätzlicher thermischer Energieverbrauch zur Aufkonzentrierung benötigt wird.

Membranverfahren

Die Entwicklung des Membranverfahrens wurde in den 1970ern vor allem in Japan durch das Verbot des Amalgamverfahrens vorangetrieben. Das Membranverfahren ist heutzutage die Beste Verfügbare Technik für die Herstellung von Chlor. Bei diesem Verfahren sind die Kathode und Anode durch eine kationendurchlässige Membran getrennt, sodass nur Natriumionen und ein wenig Wasser durch die Membran gelangt. Wie bei allen drei Hauptverfahren entsteht das Chlor an der Anode. An der Kathode entsteht Wasserstoff und Hydroxylionen, welche zusammen mit Natrium zur Natronlauge reagieren (s. Formel (G-6)).



Wie beim Amalgamverfahren wird die Sole dechloriert und in den Kreislauf geführt, sodass Steinsalze benötigt werden, welche die Sole wieder sättigen. Die Lebensdauer der teuren Membran hängt von der Reinheit der Sole ab, weshalb die Sole, neben Fällung und Filtrierung, zusätzlich in einem Ionentauscher gereinigt wird. Die Lauge verlässt die Zelle mit einer Konzentration von 30 – 36 %, der Chloridgehalt ist gering und vergleichbar mit dem Amalgamverfahren. Die Vorteile ggü. den anderen Verfahren sind der niedrigere spezifische Energieverbrauch, die hohe Reinheit der Natronlauge, die umweltunbedenkliche Produktion, und die Flexibilität ggü. der Stromdichte. Letzteres ermöglicht die Produktionsleistung in Abhängigkeit von Strompreissignalen, jedoch mit Auswirkung auf den spezifischen Energieeinsatz, in einer gewissen Bandbreite zu verändern (Schmittinger et al. 2012). Diese Optimierung der Betriebskosten führt jedoch zu keinen Energieeinsparungen und ist daher außerhalb des Betrachtungsraums. Das Membranverfahren wurde kontinuierlich weiterentwickelt, sodass die Verfahren der neusten Generation einen niedrigen spezifischen Gleichstrombedarf haben und im Austausch zu Energieeinsparungen führen können.

Chlorwasserstoffelektrolyse

Die elektrolytische Zersetzung von in Wasser gelöstem Chlorwasserstoff, auch Salzsäure genannt, gehört nicht zu den drei klassischen Verfahren zur Herstellung von Chlor. Der erste kommerzielle Einsatz des Verfahrens 1964 in Bitterfeld ist eher angebotsgetrieben, da Chlorwasserstoff ein häufiges Nebenprodukt in der Herstellung organischer Chemikalien ist. Seitdem wurden weltweit acht Anlagen in Betrieb genommen, zwei davon in Deutschland an den Standorten Brunsbüttel und Dormagen. Bei dem Verfahren wird Salzsäure (22 % HCl) in die Zellen in zwei getrennten Kreisläufen, einem Katholyt- und einem Anolytkreislauf, eingespeist. Während der Elektrolyse sinkt die Konzentration auf 17 % und die Temperatur steigt von 65 auf 80 °C. Ein Teil der verbrauchten Säure wird von dem Katholytkreislauf abgetrennt, in der Absorptionsanlage zu 30 % aufkonzentriert und wieder in den Hauptstrom gespeist. Ein Diaphragma oder eine Membran trennt den Anodenbereich vom Kathodenbereich und verhindert das Vermischen der gasförmigen Produkte. Der Vorteil der Elektrolyse sind sehr reine Produkte ohne weiteren Nachbehandlungsbedarf (Schmittinger et al. 2012).

Aufkonzentration der Natronlauge

Um das Kuppelprodukt Natronlauge als Rohstoff zu verkaufen, muss es auf einen Gewichtsanteil von 50 % konzentriert werden (EIPPCB 2014). In Abschnitt G 1.1 wurde aufgeführt, dass die Konzentration und die Qualität der Natronlauge stark in den einzelnen Verfahren variieren. Obwohl einzelnen Werke keine hochkonzentrierte Natronlauge benötigen, wurde für den Verfahrensvergleich die Konzentration auf 50 % festgelegt. Das Amalgamverfahren produziert eine reine und bereits mit 50 % konzentrierte Natronlauge, welche für den Verkauf von Quecksilber befreit werden muss. Das Membranverfahren erzeugt Natronlauge mit einer Konzentration von 32 % und einer ähnlichen Reinheit wie das Amalgamverfahren. Die Aufkonzentrierung erfolgt in der Regel in zwei oder drei Stufen mittels Platten- oder Röhrenübertrager und Dampf. Das Diaphragmaverfahren generiert die am niedrigsten konzentrierte Natronlauge (11 %), sodass die Lauge in drei oder vierstufigen Verdampfern aufkonzentriert werden muss. Eine höhere Anzahl der Stufen verringert den Energieeinsatz, erhöht jedoch den Investitionsaufwand (s. Abschnitt 5.5.2). Nach der Aufkonzentration verbleibt allerdings noch ein Anteil von 1 % Natriumchlorid in der Natronlauge, weshalb sich die Lauge aus Diaphragmaverfahren nicht für alle Produkte eignet (EIPPCB 2014).

G 1.3 Energieeinsatz

Zur Herstellung von Chlor wird Energie sowohl als Strom und als Wärme (Dampf) verwendet. Etwa die Hälfte des Stromverbrauchs wird zur Umwandlung der Enthalpie der Produkte benötigt. Der Rest wird in Wärme an die Luft in dem Gebäude und den Produkten, die gekühlt werden müssen überführt. Die Wärme wird zum Teil durch Vorwärmen der Sole zurückgeführt. Überschüssige Wärme kann auch zum Erhitzen umgebenden Gebäuden oder zur Herstellung von Dampf, der für die Konzentration der Natronlauge eingesetzt benötigt, verwendet werden. Für die Elektrolyse werden große Mengen an Gleichstrom mit hoher Stromstärke benötigt wird. Hierfür muss der Wechselstrom vom Mittelspannungsnetz über Transformatoren und Gleichrichter angepasst werden. Die Verluste für die Umwandlung liegen im Bereich 94 bis 98 % (EIPPCB 2014). Schmittinger et al. (2012) schätzt Sie auf 108 bis 144 MJ/t_{Chlor}. Unter normalen Betriebsbedingungen lässt sich der Strombedarf der Elektrolyse nach Formel (G-7) berechnen (EIPPCB 2014; Schmittinger et al. 2012).

$$w = A \cdot (U_0 + K \cdot j) \quad (\text{G-7})$$

w	Spezifischer Strombedarf der Elektrolyse in kWh/t _{Chlor}
A	Koeffizient für die Fläche
U_0	Ist ein konstanter Term in Volt der sich aus der Bauart der Zelle bestimmt, bspw. ca. 2,35 V für Diaphragma und Membran-Zellen, ca. 3,15 V für Amalgam-Zellen)
K	Faktor K in Vm ² /kA ist u. a. von der Geometrie und dem Abstand der Elektroden voneinander, d. h. letztlich von der Zellenart, abhängig.
j	Ist die Stromdichte unter normalen Betriebsbedingungen in kA/m ²

Die Faktoren A , U_0 und K sind für dieselbe Zellenbauart nahezu konstant, sodass der spezifische Strombedarf der Elektrolyse im Wesentlichen abhängig von der Zellenart und Stromdichte j ist. Allgemein gilt eine Stromdichte von 4 kA/m² als wirtschaftlich optimal für Anlagenbetreiber mit hohen Strompreisen, führt jedoch höheren Kapitalaufwand nach sich.

Zellen mit einer Stromdichte von 6 kA/m^2 haben zwar einen etwas höheren Strombedarf, dafür jedoch einen geringeren Kapitalaufwand. Der gewichtete Durchschnitt in Deutschland wurde auf $4,65 \text{ kA/m}^2$ geschätzt.

Neben dem Gleichstrombedarf für die Elektrolyse wird ein restlicher Strombedarf für Unterstützungsprozesse (u. a. Druckluft, Pumpen) auf $0,7 \text{ GJ/t}_{\text{Chlor}}$ angegeben. Natronlauge ist ein wichtiges Kuppelprodukt in der Chlorherstellung, dessen Verkauf ein Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit hat. Die Konzentration der Natronlauge schwankt von Verfahren zu Verfahren, sodass ein unterschiedlicher Dampfbedarf zur Aufkonzentration besteht. Mit einem durchschnittlichen Anteil von 50 % Natronlauge ist beim Amalgam das Kuppelprodukt bereits ausreichend hoch konzentriert und benötigt daher keinen Dampf. Die geringste Konzentration hat das Diaphragma-Verfahren von durchschnittlich 10 % und damit einen hohen Dampfbedarf von etwa $8,2 \text{ GJ/t}_{\text{Chlor}}$ um auf 50 % Konzentrationen zu kommen. Die größte Chloranlage in Deutschland in Stade mit 1030 kt/a Produktionskapazität arbeitet zwar nach dem Diaphragma-Verfahren, die entstehende Natronlauge muss für die Weiterverarbeitung zu Propylenoxid jedoch nicht aufkonzentriert werden, sodass dieser Energieverbrauch entfällt. Beim Membran-Verfahren fällt die Natronlauge in 32 % Konzentration an, sodass der Dampfbedarf mit $2,2 \text{ GJ/t}_{\text{Chlor}}$ vergleichsweise gering ist (EIPPCB 2014). Das Membranverfahren wurde über die letzten zwei Dekaden kontinuierlich weiterentwickelt, sodass sich die Technologien hinsichtlich ihres Energiebedarfs unterscheiden. Wesentliche Weiterentwicklungen werden als Generation zusammengefasst. Auf Basis von Anlagenherstellerangaben wie der Fa. ThyssenKrupp Uhde GmbH und Fa. Asahi Kasei KK wurde der Energieverbrauch für das Jahr ab dem die Technologie kommerziell verfügbar war zusammengestellt. Die sechste Generation ist mit einem Energieverbrauch der Elektrolyse von $7,8 \text{ GJ/t}_{\text{Chlor}}$ nach EIPPCB (2014) für die Chlorherstellung die beste verfügbare Technologie.

Der gewichtete durchschnittliche Energieverbrauch liegt bei insgesamt $11,36 \text{ GJ/t}_{\text{Chlor}}$, wobei $1,47 \text{ GJ/t}_{\text{Chlor}}$ für die Aufkonzentration der Natronlauge und $0,48 \text{ GJ/t}_{\text{Chlor}}$ für den restlichen Anlagenbetrieb benötigt werden. Bei einer Produktionsmenge von $3\,896 \text{ kt}$ in 2013 ergibt sich ein Gesamtenergiebedarf von $44,25 \text{ PJ}$, wobei $38,42 \text{ PJ}$ elektrisch und $5,71 \text{ PJ}$ thermische Energie sind. DESTATIS 2014b gibt für den Wirtschaftszweig 20.13 *Herstellung von sonstigen anorganischen Grundstoffen und Chemikalien* einen Gesamtenergiebedarf von $93,93 \text{ PJ}$ an, wobei $34,91 \text{ PJ}$ auf Erdgas und $18,76 \text{ PJ}$ entfallen. Der identifizierte Strombedarf übersteigt die DESTATIS 2014b Angaben um das Doppelte liegt aber unter den identifizierten $55,62 \text{ PJ}$ von Fleiter et al. (2013) für 2007.

G 2 Energieeinsparmaßnahmen

Tabelle G-2: Identifizierte Parameter von Energieeinsparmaßnahmen für die Chlorherstellung und Natronlaugenkonzentration in Deutschland

ID	Name	Stromersparung	Brennstoffeinsparung	CO ₂ -Minderungen	Investition	Veränderung nicht-energetischer Betriebskosten	Nutzungsdauer	Modularitätsfaktor
		[MJ/t _{Chlor}]	[MJ/t _{Chlor}]	[kg CO ₂ /t _{Chlor}]	[EUR ₂₀₁₃ /t _{Chlor}]	[EUR ₂₀₁₃ /t _{Chlor}]		
CHEL01	Nachrüstung von Membranverfahren (4 kA/m ²) vom Amalgamverfahren	4 430	-1 570	0	196,0	9,5	30	0,0
CHEL02	Nachrüstung von Membranverfahren (5 kA/m ²) vom Amalgamverfahren	4 140	-1 570	0	156,8	9,5	30	0,0
CHEL03	Nachrüstung von Membranverfahren (6 kA/m ²) vom Amalgamverfahren	3 980	-1 570	0	130,5	9,5	30	0,0
CHEL04	Nachrüstung von Membranverfahren (4 kA/m ²) vom Diaphragmaverfahren	2 270	6 660	0	281,8	0,5	30	0,0
CHEL05	Nachrüstung von Membranverfahren (5 kA/m ²) vom Diaphragmaverfahren	1 980	6 660	0	225,7	0,5	30	0,0
CHEL06	Nachrüstung von Membranverfahren (6 kA/m ²) vom Diaphragmaverfahren	1 820	6 660	0	188,3	0,5	30	0,0
CHEL07	Nachrüstung von Membranverfahren (4 kA/m ²) vom Membranverfahren	530	570	0	84,2	0,0	30	0,0
CHEL08	Nachrüstung von Membranverfahren (5 kA/m ²) vom Membranverfahren	240	570	0	67,8	0,0	30	0,0
CHEL09	Nachrüstung von Membranverfahren (6 kA/m ²) vom Membranverfahren	80	570	0	56,7	0,0	30	0,0
CHEL10	Nachrüstung von Sauerstoffverzehrkatode (4 kA/m ²) vom Amalgamverfahren mit chemischer H ₂ -Verwendung	6 110	-1 570	-88	214,6	35,0	30	0,0
CHEL11	Nachrüstung von Sauerstoffverzehrkatode (4 kA/m ²) von Diaphragmaverfahren mit chemischer H ₂ -Verwendung	3 960	6 660	373	300,4	35,0	30	0,0
CHEL12	Nachrüstung von Sauerstoffverzehrkatode (4 kA/m ²) von Membranverfahren mit chemischer H ₂ -Verwendung	2 220	570	32	102,8	35,0	30	0,0
CHEL13	Nachrüstung von Sauerstoffverzehrkatode (4 kA/m ²) vom Amalgamverfahren mit thermischer H ₂ -Verwendung	6 110	-1 570	-88	214,6	31,0	30	0,0
CHEL14	Nachrüstung von Sauerstoffverzehrkatode (4 kA/m ²) von Diaphragmaverfahren mit thermischer H ₂ -Verwendung	3 960	6 660	373	300,4	31,0	30	0,0
CHEL15	Nachrüstung von Sauerstoffverzehrkatode (4 kA/m ²) von Membranverfahren mit thermischer H ₂ -Verwendung	2 220	570	32	102,8	31,0	30	0,0

ID	Name	Stromersparung [MJ/t _{Chlor}]	Brennstoffersparung [MJ/t _{Chlor}]	CO ₂ -Minderungen [kg CO ₂ /t _{Chlor}]	Investition [EUR ₂₀₁₃ /t _{Chlor}]	Veränderung nicht-energetischer Betriebskosten [EUR ₂₀₁₃ /t _{Chlor}]	Nutzungsdauer	Modularitätsfaktor
CHEL16	Wasserstoffverstromung mittels Brennstoffzelle anstatt thermischer Nutzung	2 220	570	32	100,7	21,1	10	0,0
CHNA01	Dreistufige Natronlaugeneindampfsysteme für Membranzellen	0	490	27	11,0	0,0	10	0,1
CHNA02	Vierstufige Natronlaugeneindampfsysteme für Membranzellen	0	650	36	15,0	0,0	10	0,1

Tabelle G-3: Wechselwirkungsfaktoren von Energieersparmaßnahmen in der Chlorherstellung und Natronlaugenkonzentration in Deutschland

	CHEL01	CHEL02	CHEL03	CHEL04	CHEL05	CHEL06	CHEL07	CHEL08	CHEL09	CHEL10	CHEL11	CHEL12	CHEL13	CHEL14	CHEL15	CHEL16	CHNA01	CHNA02
CHEL01	-	1	1							1			1					
CHEL02	1	-	1							1			1					
CHEL03	1	1	-							1			1					
CHEL04				-	1	1					1			1				
CHEL05				1	-	1					1			1				
CHEL06				1	1	-					1			1				
CHEL07							-	1	1			1			1			
CHEL08							1	-	1			1			1			
CHEL09							1	1	-			1			1			
CHEL10	1	1	1							-								1
CHEL11				1	1	1					-							1
CHEL12							1	1	1			-						1
CHEL13	1	1	1										-					1
CHEL14				1	1	1								-				1
CHEL15							1	1	1						-			1
CHEL16										1	1	1	1	1	1	-		
CHNA01																	-	1
CHNA02										0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4		1	-

G 3 Daten und technische Energieeinsparpotenziale von Einzelanlagen

Tabelle G-4: Anlagendaten zur Chloralkalielektrolyse in Deutschland zum Jahr 2013 (basierend auf Reinert 2014 und eigener Recherche)

Unternehmen	Ort	Kapazität [kt/a]	Produktion 2013 [kt/a]	Verfahren ¹	Baujahr	Stromdichte [kA/m ²]	Elektrolyse [GJ/t]	Sonstiger Strombedarf [GJ/t]	Dampfbedarf [GJ/t]	Gesamtenergiebedarf [GJ/t]
Akzo Nobel Base Chemicals GmbH	Bitterfeld	99	76	M	2000	4,0	8,33	0,39	2,35	11,07
Akzo Nobel Base Chemicals GmbH	Höchst	167	128	Hg	1960	10,0	12,24	0,56	0,00	12,80
Akzo Nobel Base Chemicals GmbH	Ibbenbüren	125	96	Hg	1964	10,0	12,24	0,56	0,00	12,80
BASF SE	Ludwigshafen	170	130	Hg	1970	10,0	12,24	0,56	0,00	12,80
BASF SE	Ludwigshafen	215	165	M	2003	5,0	8,47	0,39	2,21	11,07
Bayer MaterialScience AG	Brunsbüttel	210	161	HCl	1980	10,0	12,33	0,56	0,00	12,89
Bayer MaterialScience AG	Dormagen	80	61	HCl	1980	10,0	12,33	0,56	0,00	12,89
Bayer MaterialScience AG	Dormagen	400	307	M	1999	4,0	8,33	0,39	2,35	11,07
Bayer MaterialScience AG	Leverkusen	360	276	M	2002	5,0	8,47	0,39	2,21	11,07
Bayer MaterialScience AG	Uerdingen	260	199	M	2013	5,0	8,10	0,39	1,57	10,06
CABB GmbH	Gersthofen	45	35	M	2000	4,0	8,33	0,39	2,35	11,07
The Dow Chemical Co.	Schkopau	250	192	M	1999	4,0	8,33	0,39	2,35	11,07
The Dow Chemical Co.	Stade	1 030	790	D	1970	0,6	10,08	0,69	0,00	10,77
The Dow Chemical Co.	Stade	555	426	M	1999	4,0	8,33	0,39	2,35	11,07
Evonik Industries AG	Lülsdorf	137	105	Hg	1963	10,0	12,24	0,56	0,00	12,80
Leuna-tenside GmbH	Leuna	15	12	M	2000	4,0	8,33	0,39	2,35	11,07
Solvay Chemicals GmbH	Rheinberg	110	84	D	2013	2,0	9,43	0,69	8,23	18,35
Solvay Chemicals GmbH	Rheinberg	110	84	M	2003	5,0	8,10	0,39	1,57	10,06
VESTOLIT GmbH & Co. KG	Marl	260	199	M	2007	5,0	8,37	0,39	2,01	10,77
Vinnolit GmbH & Co. KG	Gendorf	180	138	M	2009	6,0	8,41	0,39	1,86	10,66
Vinnolit GmbH & Co. KG	Knapsack	160	123	M	2006	5,0	8,37	0,39	2,23	10,99
Vinnolit GmbH & Co. KG	Knapsack	90	69	M	2009	4,0	8,41	0,39	1,86	10,66
Wacker Chemie AG	Burghausen	50	38	M	2011	6,0	8,41	0,39	1,86	10,66
Summe [Mt]		5,08	3,90							
Mittelwert		221	169		1994	5,77	9,49	0,46	1,73	11,68

¹ D = Diaphragma-Verfahren, Hg = Amalgam-Verfahren, M = Membran-Verfahren, HCl =HCl-Elektrolyse

Tabelle G-5: Technische Energieeinsparpotenziale der identifizierten Energieeinsparmaßnahmen in der Chloralkalielektrolyse in Deutschland zum Jahr 2013

Unternehmen	Ort	Technische Energieeinsparpotenziale [TJ]							
		CHEL01	CHEL02	CHEL03	CHEL04	CHEL05	CHEL06	CHEL07	CHEL08
Akzo Nobel Base Chemicals GmbH	Bitterfeld	0	0	0	0	0	0	99	77
Akzo Nobel Base Chemicals GmbH	Höchst	366	366	366	0	0	0	0	0
Akzo Nobel Base Chemicals GmbH	Ibbenbüren	274	274	274	0	0	0	0	0
BASF SE	Ludwigshafen	373	373	373	0	0	0	0	0
BASF SE	Ludwigshafen	0	0	0	0	0	0	215	167
Bayer MaterialScience AG	Brunsbüttel	0	0	0	0	0	0	0	0
Bayer MaterialScience AG	Dormagen	0	0	0	0	0	0	0	0
Bayer MaterialScience AG	Dormagen	0	0	0	0	0	0	400	311
Bayer MaterialScience AG	Leverkusen	0	0	0	0	0	0	359	279
Bayer MaterialScience AG	Uerdingen	0	0	0	0	0	0	0	0
CABB GmbH	Gersthofen	0	0	0	0	0	0	45	35
The Dow Chemical Co.	Schkopau	0	0	0	0	0	0	250	194
The Dow Chemical Co.	Stade	0	0	0	1 794	1 541	1 438	0	0
The Dow Chemical Co.	Stade	0	0	0	0	0	0	555	431
Evonik Industries AG	Lülsdorf	301	301	301	0	0	0	0	0
Leuna-tenside GmbH	Leuna	0	0	0	0	0	0	15	12
Solvay Chemicals GmbH	Rheinberg	0	0	0	699	672	661	0	0
Solvay Chemicals GmbH	Rheinberg	0	0	0	0	0	0	0	0
VESTOLIT GmbH & Co. KG	Marl	0	0	0	0	0	0	200	142
Vinnolit GmbH & Co. KG	Gendorf	0	0	0	0	0	0	123	83
Vinnolit GmbH & Co. KG	Knapsack	0	0	0	0	0	0	150	115
Vinnolit GmbH & Co. KG	Knapsack	0	0	0	0	0	0	61	41
Wacker Chemie AG	Burghausen	0	0	0	0	0	0	34	23
Summe		1 314	1 314	1 314	2 493	2 213	2 099	2 505	1 909
Mittelwert		57	57	57	108	96	91	109	83

Tabelle G-6: Technische Energieeinsparpotenziale der identifizierten Energieeinsparmaßnahmen in der Chloralkalielektrolyse in Deutschland zum Jahr 2013

Unternehmen	Ort	Technische Energieeinsparpotenziale [TJ]							
		CHEL09	CHEL10	CHEL11	CHEL12	CHEL13	CHEL14	CHEL15	CHEL16
Akzo Nobel Base Chemicals GmbH	Bitterfeld	65	0	0	227	0	0	0	0
Akzo Nobel Base Chemicals GmbH	Höchst	0	583	0	0	583	0	0	168
Akzo Nobel Base Chemicals GmbH	Ibbenbüren	0	436	0	0	436	0	0	126
BASF SE	Ludwigshafen	0	593	0	0	593	0	0	171
BASF SE	Ludwigshafen	140	0	0	493	0	0	0	0
Bayer MaterialScience AG	Brunsbüttel	0	0	0	0	0	0	0	0
Bayer MaterialScience AG	Dormagen	0	0	0	0	0	0	0	0
Bayer MaterialScience AG	Dormagen	262	0	0	918	0	0	0	0
Bayer MaterialScience AG	Leverkusen	235	0	0	0	0	0	826	362
Bayer MaterialScience AG	Uerdingen	0	0	0	394	0	0	0	0
CABB GmbH	Gersthofen	29	0	0	103	0	0	0	0
The Dow Chemical Co.	Schkopau	164	0	0	574	0	0	0	0
The Dow Chemical Co.	Stade	0	0	0	0	0	1 889	0	1 035
The Dow Chemical Co.	Stade	363	0	0	0	0	0	1 274	558
Evonik Industries AG	Lülsdorf	0	478	0	0	478	0	0	138
Leuna-tenside GmbH	Leuna	10	0	0	34	0	0	0	0
Solvay Chemicals GmbH	Rheinberg	0	0	842	0	0	0	0	0
Solvay Chemicals GmbH	Rheinberg	0	0	0	0	0	0	0	0
VESTOLIT GmbH & Co. KG	Marl	110	0	0	537	0	0	0	0
Vinnolit GmbH & Co. KG	Gendorf	61	0	0	0	0	0	356	181
Vinnolit GmbH & Co. KG	Knapsack	95	0	0	358	0	0	0	0
Vinnolit GmbH & Co. KG	Knapsack	30	0	0	178	0	0	0	0
Wacker Chemie AG	Burghausen	17	0	0	99	0	0	0	0
Summe		1 580	2 091	842	3 916	2 091	1 889	2 456	2 738
Mittelwert		69	91	37	170	91	82	107	119

Tabelle G-7: Technische Energieeinsparpotenziale der identifizierten Energieeinsparmaßnahmen in der Natronlaugenkonzentration in Deutschland zum Jahr 2013

Unternehmen	Ort	Technische Energieeinsparpotenziale [TJ]	
		CHNA01	CHNA02
Akzo Nobel Base Chemicals GmbH	Bitterfeld	37	2
Akzo Nobel Base Chemicals GmbH	Höchst	0	0
Akzo Nobel Base Chemicals GmbH	Ibbenbüren	0	0
BASF SE	Ludwigshafen	0	0
BASF SE	Ludwigshafen	57	3
Bayer MaterialScience AG	Brunsbüttel	0	0
Bayer MaterialScience AG	Dormagen	0	0
Bayer MaterialScience AG	Dormagen	151	8
Bayer MaterialScience AG	Leverkusen	95	5
Bayer MaterialScience AG	Uerdingen	0	0
CABB GmbH	Gersthofen	17	1
The Dow Chemical Co.	Schkopau	95	5
The Dow Chemical Co.	Stade	0	0
The Dow Chemical Co.	Stade	210	12
Evonik Industries AG	Lülsdorf	0	0
Leuna-tenside GmbH	Leuna	6	0
Solvay Chemicals GmbH	Rheinberg	0	0
Solvay Chemicals GmbH	Rheinberg	0	0
VESTOLIT GmbH & Co. KG	Marl	30	2
Vinnolit GmbH & Co. KG	Gendorf	0	0
Vinnolit GmbH & Co. KG	Knapsack	46	3
Vinnolit GmbH & Co. KG	Knapsack	0	0
Wacker Chemie AG	Burghausen	0	0
Summe		744	42
Mittelwert		32	2

Anhang H Zement

In diesem Kapitel wird die Zementindustrie hinsichtlich ihrer Branchenstruktur, Produktionsprozesse und Energieverbrauch in Abschnitt H 1 analysiert. Die Parameter und Wechselwirkungen der identifizierten Energieeinsparmaßnahmen für die Herstellung von Klinker und Zement in Deutschland werden tabellarisch in Abschnitt H 2 gelistet. In Abschnitt H 3 werden die Daten und technischen Energieeinsparpotenziale von Einzelanlagen, auf denen die kumulierten Berechnungen basieren, tabellarisch gelistet.

H 1 Industrieanalyse

Mit der ersten Zementfabrik stieg der Zementabsatz in Deutschland kontinuierlich an bis 1972 der Peak-Absatz von 42 310 kt erreicht wurde. In den Folgejahren sankt der Zementabsatz tendenziell jedoch mit starken Fluktuationen in Abhängigkeit der Wirtschaftslage (ZGK 2012; Harder 2006). In 2013 wurde in 22 Unternehmen mit 49 Werken (34 integrierte Werke, 14 reine Mahlwerke, 1 Mischwerk) 23 127 kt Klinker und 31 308 kt Zement hergestellt. Der thermische Energieverbrauch der hauptsächlich für das Klinkerbrennen benötigt wird betrug 93,9 PJ oder 2,867 GJ/t_{Zement} spezifisch. Der elektrische Energieverbrauch betrug 13 PJ oder 399 MJ/t_{Zement} spezifisch, wobei 38 % davon in den Mühlen aufgewendet wird (VDZ 2015). Während in Deutschland der Zementabsatz stagniert, steigt der weltweite Zementbedarf jährlich um 9 % an. Weltweit werden 3,3 Mrd. Tonnen Zement hergestellt, wovon 57 % allein auf China fallen (ZGK 2012). Die gegenläufige Entwicklung des Zementbedarfs Deutschland im Vergleich zur Welt führte dazu, dass in den letzten Dekaden Zementwerke die seit dem 18. Jahrhundert in Familienbesitz waren von international agierenden Konzernen aufgekauft wurden. Die größten Unternehmen in Deutschland sind HeidelbergCement mit 7 970 kt, Dyckerhoff 5 270 kt, Holcim mit 4 180 kt (Holcim Deutschland und Holcim Süddeutschland AG zusammen), Schwenk Zement mit 4 060 kt und Lafarge mit 2 700 kt Zement Produktionskapazität. Es bleibt abzuwarten, ob die verbleibenden Werke (9 820 kt) weiterhin in Hand von Einzelunternehmen bleiben. Die Fusion von Holcim und Lafarge in 2015 wird denn Wettbewerb und damit den Druck auf die Einzelunternehmen weiter erhöhen.

H 1.1 Produktionsprozesse

Die Produktionsprozesse für die Herstellung von Zement sind in Abb. H-2 dargestellt. Im Folgenden werden die untersuchten Prozesse beschrieben.

Rohmaterialaufbereitung

Die Rohmaterialien werden im Zementwerk zunächst aufgrund ihrer Materialbeschaffenheit in Rund- oder Längsmischbetten eingelagert und homogenisiert. Die homogenisierten Rohmaterialien werden anschließend in der Rohmaterialmühle zusammen mit Zuschlagstoffen wie Quarzsand oder Eisenerz vermahlen. Dabei werden sie von den Abgasen des Klinkerbrennprozesses getrocknet, da die Materialien eine übliche Aufgabefeuchte von 3-8 % aufweisen. Das gemahlene Rohmehl wird anschließend in Homogenisiersilos gelagert (ZGK 2012).

Klinkerproduktion

Das Rohmehl aus den Homogenisiersilos wird zunächst dem Zyklonvorwärmer zugeführt. Dort heizen die Ofenabgase das Rohmehl stufenweise auf. In modernen Ofensystemen wird das erhitzte Rohmehl im Calzinator mittels einer Zusatzfeuerung bereits weitestgehend kalziniert. Im Drehrohrofen wird das Rohmehl bei Brennguttemperaturen von 1 450 °C vollständig kalziniert und gesintert, sodass der Klinker am Ende des Ofens über einen Sinterkühler auf unter 100 °C abgekühlt werden kann (ZGK 2012).

Zementproduktion

In den Zementmühlen wird der Klinker unter Zugabe von Sulfatträgern wie Gips oder anderen Zumahlstoffen, wie Hüttensand (s. Abb. H-1) oder Flugasche, zu der gewünschten Zementsorte vermahlen. Im Gegensatz zur Rohmehlvermahlung sind unterschiedliche Mahlsysteme wie Kugelmühlen, Kombimahlanlagen mit Hochdruck-Walzenpressen oder auch Vertikalmühlen im Einsatz. Mit zunehmender Feinheit, gemessen in Blaine [cm^2/g], steigt der Mühlaufwand annähernd linear an (vgl. VDZ 2008). Oftmals kommt ein Verbund von Mühlen zum Einsatz, wenn in einem Werk mehrere Zementsorten hergestellt werden. Zwar besteht jedes Zementwerk aus mindestens einer Zementvermahlung, gleiches muss aber nicht für die Klinkerproduktion gelten, sodass letztere Werke ihren Klinker importieren. Der fertige Zement wird in das Zementlager mittels pneumatischen Fördersystemen transportiert und von da aus gegebenenfalls verpackt und weiter per Bahn, Schiff oder LKW verschifft.

Tabelle H-1: Zementarten und Zusammensetzung nach ENV 197-1 (eigene Zusammenstellung basierend auf Sprung et al. 1997)

Zementart		Hauptbestandteile außer Klinker	
Kurzzeichen	Benennung	Art	Massenanteil in %
CEM I	Portlandzement	-	0
CEM II/A-S	Portlandhüttenzement	Hüttensand	6-35
CEM II/B-S			
CEM II/A-D	Portlandsilikastaubzement	Silikastaub	6-10
CEM II/A-P	Portlandpuzzolanzement	Puzzolan	6-35
CEM II/B-P			
CEM II/A-Q			
CEM II/B-Q			
CEM II/A-V	Portlandflugaschezement	Flugasche	6-35
CEM II/B-V			
CEM II/A-W			
CEM II/B-W			
CEM II/A-T	Portlandschieferzement	Gebannter Schiefer	6-35
CEM II/A-B-T			
CEM II/A-L	Portlandkalksteinzement	Kalkstein	6-35
CEM II/B-L			
CEM II/A-M	Portlandkompositzement	Alle von CEM II	6-35
CEM II/B-M			
CEM III/A	Hochofenzement	Hüttensand	36-95
CEM III/B			
CEM III/C			
CEM IV/A	Puzzolanzement	Puzzolane	11-55
CEM IV/B			
CEM V/A	Kompositzement	Hüttensand und Puzzolane	36-80
CEM V/B			

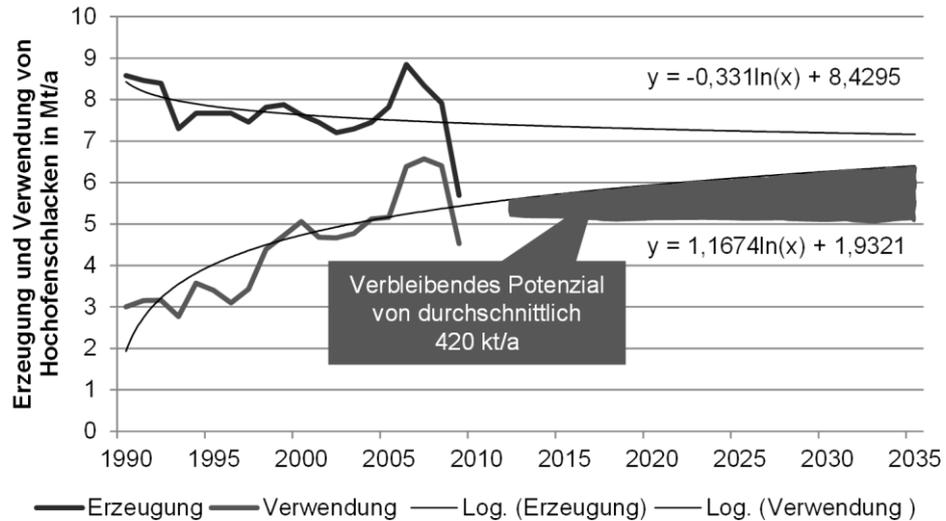


Abb. H-1: Logarithmische Extrapolation der Erzeugung und Verwendungen von granulierter Hochofenschlacke in Deutschland im Zeitraum 2013-2035 basierend auf Ghenda (2011)

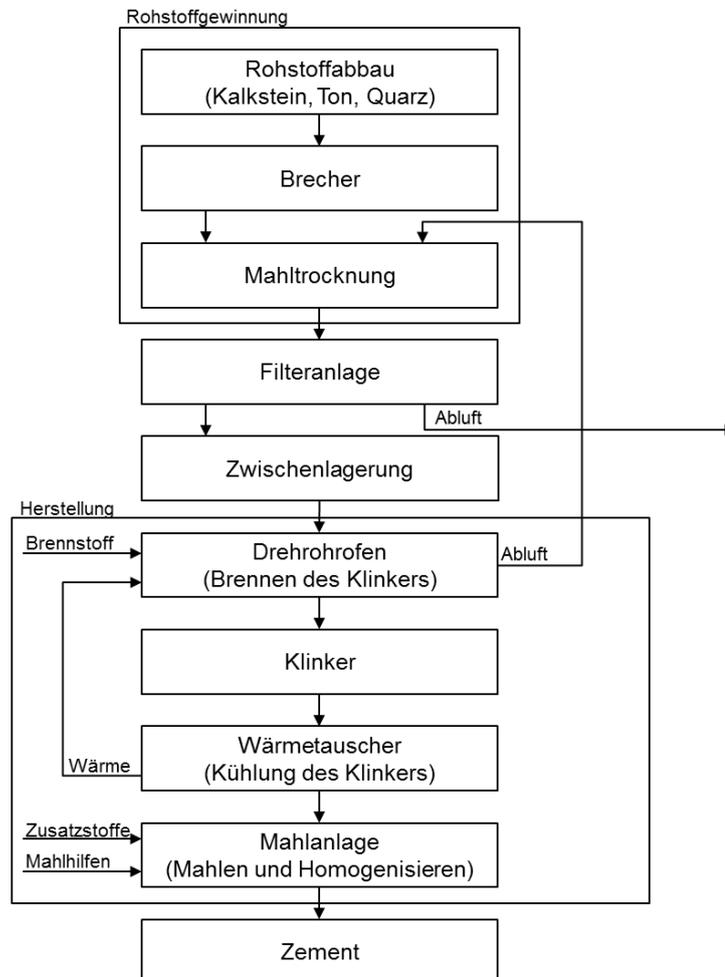


Abb. H-2: Produktionsprozesse der Zementherstellung (Marquet 2014)

H 1.2 Energieeinsatz

Im Fokus der Untersuchung steht die Calzinierung von Kalk zu Branntkalk bei Temperaturen von 1 450 °C und einem theoretischen Energieverbrauch von 1 650 MJ/t_{Zement} bis

1 800 MJ/t_{Zement}. Sekundärbrennstoffe (u. a. Industrie- und Gewerbeabfälle, Altreifen, Altöle) stellen einen Großteil der thermischen Energie bereit (s. Abb. H-3). Der elektrische Energieverbrauch von durchschnittliche 396 MJ/t_{Zement} verteilt sich im Wesentlichen mit 30 % auf die Rohmaterialaufbereitung, 22 % auf die Klinkerproduktion und 38 % auf die Zementproduktion (CSI 2009).

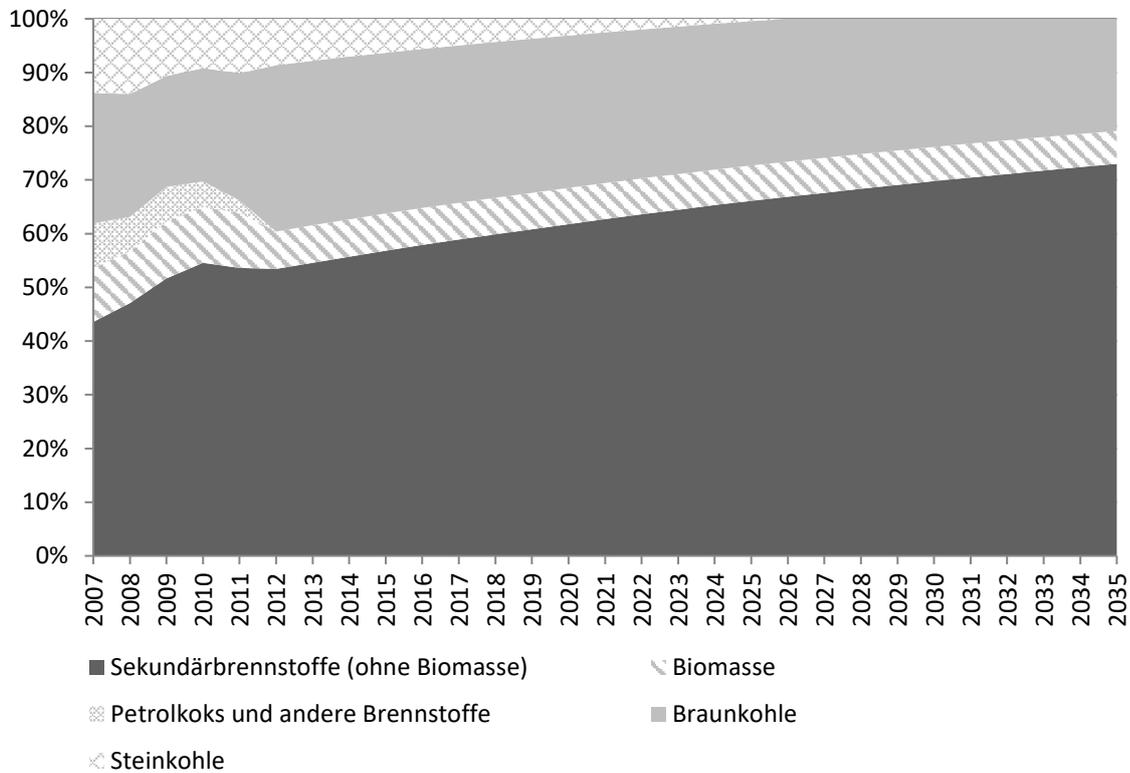


Abb. H-3: Entwicklung der Brennstoffeinsatzstruktur in der Klinkerherstellung (eigene Berechnung basierend auf VDZ 2015, 2010, 2009, 2005)

H 2 Energieeinsparmaßnahmen

Tabelle H-2: Identifizierte Parameter von Energieeinsparmaßnahmen für die Herstellung von Klinker und Zement in Deutschland

ID	Name	Stromeinsparung [MJ/t Produkt]	Brennstoffeinsparung [MJ/t Produkt]	CO ₂ -Minderungen [kg CO ₂ /t Produkt]	Investition [EUR ₂₀₁₃ /t Produkt]	Veränderung n.e. Betriebskosten [EUR ₂₀₁₃ /t Produkt]	Nutzungsdauer	Modularitätsfaktor
ZEBR01	BR 80 % Sekundärbrennstoffeinsatz	-3	-300	32	5,0	-1,7	20	0
ZEBR02	BR Vertikalrollenmühlen zur Kohlemahlung	5	0	0	1,8	0,0	20	0,0
ZEIN01	IN Innovative hydraulische Bindemittel	0	1 210	278	190,7	0,0	30	0,0
ZEIN02	IN Wirbelschichtfeuerung	-32	300	11	31,7	0,4	30	0,0
ZEKL01	KL Ersatz von Lepolöfen durch Drehrohröfen mit Zyklonvorwärmer und Calzinator	18	900	80	85,0	0,0	40	0,0
ZEKL02	KL Nachrüstung von Vorcalzinator am Drehrohröfen mit Zyklonvorwärmer	0	430	16	22,6	0,0	40	0,5
ZEKL03	KL Druckverlustarme Zyklonvorwärmer	9	0	0	3,7	0,0	20	0,2
ZEKL04	KL Wechsel von Dreh- oder Satellitenkühler zu Rostkühler	-13	200	8	8,8	0,0	20	0,2
ZEKL05	KL Modernisierung von Rostkühler zu Schubrostkühler	0	25	1	0,8	0,0	20	0,0
ZEKL06	KL ORC-Verstromung der Abwärme des Vorwärmers und Klinkerkühlers	167	0	0	31,0	0,0	20	0,2
ZEKL07	KL Ausbau des Zyklonvorwärmers auf fünf Stufen	0	90	7	4,0	0,0	20	0,5
ZEKL08	KL Optimierte Ofenregelung durch kontinuierliche Messung der Rohstoffzusammensetzung	8	116	4	1,6	0,0	10	0,2
ZEKL09	KL Kapazitätsszusammenlegung von zwei Drehrohröfen	11	175	7	148,3	0,0	40	0,0
ZERO01	RO Ersatz von Kugelmühlen durch Vertikalrollenmühlen	40	0	0	9,8	0,0	20	0,0
ZERO01	RO Mechanische anstatt pneumatische Fördersysteme	11	0	0	8,7	0,0	20	0,2
ZERO02	RO Rohmehlhomogenisierung in Gravitationsilos	10	0	0	3,0	0,0	25	0,0
ZEZE01	ZE Erhöhung des Hochofenschlackeeinsatzes	0	183	41	0,3	0,1	20	0,0
ZEZE02	ZE Vertikalrollenmühle ersetzt Kugelmühle	93	0	0	15,3	0,0	20	0,2
ZEZE03	ZE Hochleistungsfeinsichter	14	0	0	1,8	0,0	20	0,2
ZEZE04	ZE Verbesserte Gattierung der Mahlkugeln	22	0	0	1,7	0,0	10	0,2
ZEZE05	ZE Erhöhung des Flugascheeinsatzes	97	600	140	0,1	0,1	20	0,0

¹ BR = Brennstoffaufbereitung, KL = Klinkerproduktion, RO = Rohmaterialaufbereitung, ZE = Zementproduktion, IN = Innovation

Tabelle H-3: Wechselwirkungsfaktoren von Energieeinsparmaßnahmen für die Herstellung von Klinker und Zement in Deutschland

	ZEKL01	ZEKL02	ZEKL03	ZEKL04	ZEKL05	ZEKL06	ZEKL07	ZEKL08	ZEKL09	ZEZE01	ZEZE02	ZEZE03	ZEZE04	ZEZE05
ZEKL01	-	1	1	1			1		1	0,05				0,15
ZEKL02	1	-								0,05				0,15
ZEKL03	1		-				0,2			0,05				0,15
ZEKL04	1			-	1					0,05				0,15
ZEKL05				1	-					0,05				0,15
ZEKL06	0,2	0,11		0,05	0,01	-	0,02	0,03	0,05	0,05				0,15
ZEKL07	1						-			0,05				0,15
ZEKL08			0,02					-		0,05				0,15
ZEKL09	1								-	0,05				0,15
ZEBR01														
ZEBR02														
ZEZE01										-				1
ZEZE02											-	1	1	0,03
ZEZE03											1	-		0,03
ZEZE04											1		-	0,03
ZEZE05										1				-

H 3 Daten und technische Energieeinsparpotenziale von Einzelanlagen

H 3.1 Rohmaterialaufbereitung

Tabelle H-4: Anlagendaten und technische Energieeinsparpotenziale der identifizierten Energieeinsparmaßnahmen in der Rohmaterialaufbereitung für die Zementherstellung in Deutschland zum Jahr 2013

Unternehmen	Ort	Rohmaterialkapazität [kt p. a.]	Rohmaterialmühle	Baujahr Mühle	ZERO01 [TJ]	Homogenisiersilos ¹	Baujahr Si- los	ZERO02 [TJ]	Baujahr Fördersys- teme	ZERO01 [TJ]
CEMEX Ost-Zement GmbH	Rüdersdorf	2 838	Walzenschüssel	1990	0	pneu	2010	27	2010	0
CEMEX WestZement GmbH	Beckum / Kollenbach	1 206	Walzenschüssel	1990	0	pneu	2010	12	2010	0
Dyckerhoff AG	Amöneburg	284	Walzenschüssel	2005	0	mech	2005	0		0
Dyckerhoff AG	Geseke	525	Rohr	2004	21	mech	2004	0	2004	21
Dyckerhoff AG	Göllheim	1 206	Rohr	1981	48	pneu	2013	12		0
Dyckerhoff AG	Lengerich	2 043	Walzenschüssel	2001	0	pneu	2001	20	2001	81
Dyckerhoff AG / Deuna Zemet GmbH	Deuna	1 476	Rohr	1992	58	beides	1992	0	2000	58
HeidelbergCement AG	Burglengenfeld	1 135	Vertikal	1974	0	mech	1974	0	2011	45

Unternehmen	Ort	Rohmateri- alkapazität [kt p. a.]	Rohmateri- almühle	Baujahr Mühle	ZERO01 [TJ]	Homogeni- siersilos ¹	Baujahr Si- los	ZERO02 [TJ]	Baujahr Fördersys- teme	ZERO01 [TJ]
HeidelbergCe- ment AG	Ennigerloh- Nord	1 419	Kugel	2000	56			0	1990	56
HeidelbergCe- ment AG	Geseke	1 135	Rohr	1996	0		1996	0	1996	45
HeidelbergCe- ment AG	Hannover	1 022	Walzen- schüssel	1979	0	pneu	1981	10	1959	0
HeidelbergCe- ment AG	Leimen	710		1994	0	pneu	1994	7		0
HeidelbergCe- ment AG	Lengfurt	1 185	Walzen- schüssel	1981	0	pneu	1970	11	2000	0
HeidelbergCe- ment AG	Paderborn	420		1981	0	pneu	1981	4		0
HeidelbergCe- ment AG	Schelklin- gen	1 030	Rohr	1990	0	pneu	1990	10	1990	0
Holcim (Deutschland) AG	Höver	2 043	Walzen- schüssel	1981	0	pneu	1973	20	1973	0
Holcim (Deutschland) AG	Lägerdorf	1 856	Nas- saufbe- reitung	2002	0	nass	2002	0	2011	73
Holcim (Süd- deutschland) AG	Dotternhau- sen	883	Walzen- schüssel	1981	0	pneu	1981	8		0
Lafarge Ze- ment Karsdorf GmbH	Karsdorf	2 157	Vertikal	1981	0	grav		0	1990	85
Lafarge Ze- ment Wössin- gen GmbH	Wössingen	908	Rohr	2009	0	pneu	1978	9	1990	36
Märker Ze- ment GmbH	Harburg	1 135	Vertikal	1981	0	pneu	1981	11		0
Phoenix Ze- mentwerke	Beckum	568	Kugel	1981	22	grav		0	1990	22
Portlandze- mentwerk "Wotan" H. Schneider KG	Üxheim- Ahütte	497	Kugel	2000	20		2000	0	1990	20
Portland-Ze- mentwerk Wittekind	Erwitte	1 135	Vertikal u. Kugel	1981	0			0	1990	45
Portland-Ze- mentwerke Gebr. Seibel GmbH & Co. KG	Erwitte	624		1981	0			0		0
Schwenk Ze- ment KG	Allmending- en	1 135	Walzen- schüssel	2014	0	pneu	2002	11	2011	0
Schwenk Ze- ment KG	Bernburg	1 419	Vertikal	1990	0	pneu	1990	14		0
Schwenk Ze- ment KG	Karlstadt	1 362	Kugel	2010	0		2010	0	2010	0
Schwenk Ze- ment KG	Mergelstet- ten	1 135	Vertikal	1981	0	pneu	1981	11	2010	45
Solnhofer Portland-Ze- mentwerke GmbH & Co. KG	Solnhofen	596	Vertikal	1981	0	pneu	1981	6		0
Spenner Ze- ment GmbH & Co KG,	Erwitte	1 171	Vertikal	1980	0	grav	2001	0	1990	46

Unternehmen	Ort	Rohmateri-	Rohmateri-	Baujahr	ZERO01	Homogeni-	Baujahr Si-	ZERO02	Baujahr	ZERO01
		alkapazität [kt p. a.]	almühle	Mühle	[TJ]	siersilos ¹	los	[TJ]	Fördersys- teme	[TJ]
Südbayer. Portland-Ze- mentwerk Gebr. Wies- böck & Co. GmbH	Rohrdorf	1 135	Vertikal	2006	0	pneu	1981	11		0
Zement- und Kalkwerke Otterbein GmbH & Co. KG	Großenlü- der/Müs	227	Kugel	1980	9	ka		0		0
Zementwerk Seibel und Söhne oHg	Erwitte	681	Kugel	1995	27			0	1990	27

¹ pneu = pneumatisch, mech = mechanisch und grav = gravitation

H 3.2 Klinkerherstellung

Tabelle H-5: Gegenüberstellung der ermittelten Daten (IER) und (VDZ 2014) bezüglich der Anzahl und Kapazität von Anlagen zur Klinkerherstellung in Deutschland zum Stand 2012

Ofentyp	Anzahl		Tageskapazität (t/d)	
	VDZ	IER	VDZ	IER
Öfen mit Zyklonvorwärmer	39	38	100 460	89 500
Öfen mit Rostvorwärmer	6	6	5 050	7 050
Summe	45	44	105 510	96 550
			Mittlere Tageskapazität (t/d)	
			VDZ	IER
Öfen mit Zyklonvorwärmer			2 355	2 355
Öfen mit Rostvorwärmer			917	1 175

Tabelle H-6: Anlagendaten und technische Energieeinsparpotenziale der Maßnahmen ZEKL01 bis ZEKL03 in der Klinkerherstellung in Deutschland zum Jahr 2013 (basierend auf Brunke und Blesl 2014b)

Unternehmen	Ort	Kapazität	Kapazität	Produktion	Baujahr	Drehrohr	Schachtofen	Lepolofen	ZEKL01	ZEKL02	ZEKL03
		[kt/a]	[t/d]	[kt/a]	Ofen	[Anzahl]	[Anzahl]	[Anzahl]			
CEMEX OstZe- ment GmbH	Rüders- dorf	2 000	6 000	1 717	2008	3			0	0	0
CEMEX West- Zement GmbH	Beckum / Kollen- bach	850	3 000	730	1990	1			0	314	7
Dyckerhoff AG	Amöne- burg	200	700	172	2002	1			0	0	0
Dyckerhoff AG	Deuna	1 040	4 000	893	1991	4			0	0	8
Dyckerhoff AG	Geseke	370	1 200	318	2004	1			0	0	0
Dyckerhoff AG	Göllheim	850	3 000	730	2005	2			0	314	0
Dyckerhoff AG	Lengerich	1 440	3 700	1 236	2001	1			0	0	0
HeidelbergCe- ment AG	Burglen- genfeld	800	4 000	687	1974	2			0	0	6

Unternehmen	Ort	Kapazität	Kapazität	Produktion	Baujahr	Drehrohr	Schachtofen	Lepolofen	ZEKL01	ZEKL02	ZEKL03
		[kt/a]	[t/d]	[kt/a]	Ofen	[Anzahl]	[Anzahl]	[Anzahl]			
HeidelbergCement AG	Ennigerloh-Nord	1 000	3 500	859	1981	1			0	369	0
HeidelbergCement AG	Geseke	800	3 000	687	1993	1			0	295	6
HeidelbergCement AG	Hannover	720	2 500	618	1997	1			0	0	6
HeidelbergCement AG	Leimen	500	1 500	429	1972	0	0	2	386	185	4
HeidelbergCement AG	Lengfurt	835	3 150	717	1993	1			0	308	7
HeidelbergCement AG	Paderborn	296	1 200	254	1994	1			0	109	0
HeidelbergCement AG	Schelklingen	726	2 200	623	1999	0		2	561	268	0
Holcim (Deutschland) AG	Höver	1 440	3 000	1 236	2008	1			0	0	0
Holcim (Deutschland) AG	Lägerdorf	1 308	4 500	1 123	2007	1			0	0	11
Holcim (Süd-deutschland) AG	Dotternhausen	622	1 650	534	1995	1			0	0	0
Lafarge Zement Karsdorf GmbH	Karsdorf	1 520	6 000	1 305	1995	2	0	0	0	561	12
Lafarge Zement Wössingen GmbH	Wössingen	640	2 400	549	2009	1			0	0	0
Märker Zement GmbH	Harburg	800	3 000	687	1974	1			0	295	0
Phoenix Zementwerke	Beckum	400	1 500	343	1964	1			0	148	3
Portlandzementwerk "Wotan" H. Schneider KG	Üxheim-Ahütte	350	1 000	300	1996	1			0	129	3
Portland-Zementwerk Wittekind	Erwitte	800	3 500	687		1	10		0	0	0
Portland-Zementwerke Gebr. Seibel GmbH & Co. KG	Erwitte	440	1 700	378	1995	0	0	1	340	162	4
Schwenk Zement KG	Allmendingen	800	4 000	687	2011	1	0	0	0	295	0
Schwenk Zement KG	Bernburg	1 000	5 000	859	1990	1	0	0	0	0	8
Schwenk Zement KG	Karlstadt	960	3 500	824	1969	1	0	0	0	354	8
Schwenk Zement KG	Mergeltetten	800	3 000	687	1981	1	0	0	0	295	0
Solnhöfer Portland-Zementwerke GmbH & Co. KG	Solnhofen	420	2 400	361	1981	1	0	0	0	155	3
Spanner Zement GmbH & Co KG,	Erwitte	825	2 500	708	2007	2	0	0	0	0	0

Unternehmen	Ort	Kapazität	Kapazität	Produktion	Baujahr	Drehrohr	Schachtofen	Lepolofen	ZEKL01	ZEKL02	ZEKL03
		[kt/a]	[t/d]	[kt/a]	Ofen	[Anzahl]	[Anzahl]	[Anzahl]			
Südbayer. Portland-Zementwerk Gebr. Wiesböck & Co. GmbH	Rohrdorf	800	3 000	687	2006	1	0	0	0	295	6
Zement- und Kalkwerke Otterbein GmbH & Co. KG	Großenlüder/Müs	160	600	137	2007	1	2	0	0	59	0
Zementwerk Seibel und Söhne oHG	Erwitte	480	1 650	412	1995	0	0	1	371	177	4
Summe [Mt/kt]		26,99	96,55	23,17		39	12	6	1 658	5 090	106
Mittelwert		794	2 840	682	1 994	1	1	0	49	150	3

Tabelle H-7: Anlagendaten und technische Energieeinsparpotenziale [TJ] der identifizierten Energieeinsparmaßnahmen in der Klinkerherstellung in Deutschland zum Jahr 2013

Unternehmen	Ort	Baujahr	Klinkerküh-	ZEKL04	ZEKL05	ZEKL06	Vorwärmer-	Baujahr	ZEKL07
		Kühler	ler	[TJ]	[TJ]	[TJ]	stufen	Vorwärmer	[TJ]
CEMEX OstZement GmbH	Rüdersdorf	1995	Rost	0	43	243	5	2008	0
CEMEX WestZement GmbH	Beckum / Kollenbach	1972	Rohr	0	0	85	4	1990	66
Dyckerhoff AG	Amöneburg	1998	Rohr	0	0	20	3	2002	0
Dyckerhoff AG	Geseke	2004	Rost	0	0	45	4	2004	29
Dyckerhoff AG	Göllheim	2005	Rost	0	0	85	4	2005	66
Dyckerhoff AG	Lengerich	2001	Rost	0	0	175	5	2001	0
Dyckerhoff AG / Deuna Zemet GmbH	Deuna	1996	Rost	0	0	126	4	1992	80
HeidelbergCement AG	Burglengenfeld	2005	Rost	0	0	80	4	1974	62
HeidelbergCement AG	Ennigerloh-Nord	1974	Sateliten	762	0	100	4	2000	77
HeidelbergCement AG	Geseke	1993	Schub	0	0	97	4	1996	62
HeidelbergCement AG	Hannover	1997	Rost	0	0	72	4	1997	56
HeidelbergCement AG	Leimen	1972	Rost	0	0	61	N/A	1972	0
HeidelbergCement AG	Lengfurt	1993	Rost	0	0	0	4	1993	65
HeidelbergCement AG	Paderborn	1967		0	0	30			0
HeidelbergCement AG	Schelklingen	2010	Sateliten	553	0	73	0		0
Holcim (Deutschland) AG	Höver	1973	Rost	0	0	144	4	2008	111
Holcim (Deutschland) AG	Lägerdorf	1996	Rost	0	0	131	4	1994	101
Holcim (Süddeutschland) AG	Dotternhausen	2008	Rost	0	0	76	5		0
Lafarge Zement Karsdorf GmbH	Karsdorf	1991	Rost	0	0	185	4	1981	117
Lafarge Zement Wössingen GmbH	Wössingen	2009	Pendel	0	14	78	5	2009	0
Märker Zement GmbH	Harburg	2010	Sateliten	609	0	80	4	1998	62
Phoenix Zementwerke	Beckum	1964	Rost	0	9	49	4	1964	31
Portlandzementwerk "Wotan" H. Schneider	Üxheim-Ahütte	1996	Rost	0	0	43	4	1996	27

Unternehmen	Ort	Baujahr	Kühler	Klinkerkühler	ZEKL04 [TJ]	ZEKL05 [TJ]	ZEKL06 [TJ]	Vorwärmerstufen	Baujahr Vorwärmer	ZEKL07 [TJ]
KG										
Portland-Zementwerk Wittekind	Erwitte	1990	Rost		0	0	97	5		0
Portland-Zementwerke Gebr. Seibel GmbH & Co. KG	Erwitte	1995	Rost		335	0	44	0	1995	0
Schwenk Zement KG	Allmendingen	2011	Rost		0	0	80	4	2011	62
Schwenk Zement KG	Bernburg	1990	Schub		0	0	72	6	1990	0
Schwenk Zement KG	Karlstadt	1969	Rost		0	0	117	4	1969	74
Schwenk Zement KG	Mergelstetten		Rost		0	57		6		0
Solnhofener Portland-Zementwerke GmbH & Co. KG	Solnhofen		Rost		0	0	42	4	1981	32
Spenner Zement GmbH & Co KG,	Erwitte	2007	Rost		0	0	83		2007	0
Südbayer. Portland-Zementwerk Gebr. Wiesböck & Co. GmbH	Rohrtdorf		Pendel		0	17	0	4	1981	62
Zement- und Kalkwerke Otterbein GmbH & Co. KG	Großenlüder/Müser	2007	Schub		0	0	23		2007	0
Zementwerk Seibel und Söhne oHG	Erwitte	1995	Rost		366	0	48	0	1981	0
Summe					2 625	83	2 740	116		1 241
Mittelwert		1993			150	2	81	4	1993	37

Tabelle H-8: Anlagendaten und technische Energieeinsparpotenziale der identifizierten Energieeinsparmaßnahmen in der Klinkerherstellung in Deutschland zum Jahr 2013

Unternehmen	Ort	ZEKL08 [TJ]	Sekundärbrennstoffe [%]	ZEBR01 [TJ]	ZEBR01 [kt CO ₂]	ZEBR02 [TJ]	ZEIN01 [PJ]	ZEIN02 [PJ]
CEMEX OstZement GmbH	Rüdersdorf	214	73 %	-36	3,90	9	0,00	0,46
CEMEX WestZement GmbH	Beckum / Kollenbach	91	77 %	-7	0,71	0	0,88	0,20
Dyckerhoff AG	Amöneburg	21	53 %	-14	1,50	0	0,00	0,00
Dyckerhoff AG	Geseke	0	68 %	-12	1,24	0	0,00	0,09
Dyckerhoff AG	Göllheim	91	57 %	-51	5,44	0	0,00	0,20
Dyckerhoff AG	Lengerich	154	42 %	-142	15,24	0	0,00	0,33
Dyckerhoff AG / Deuna Zement GmbH	Deuna	111	50 %	-81	8,69	0	0,00	0,24
HeidelbergCement AG	Burglengenfeld	85	60 %	-42	4,46	4	0,83	0,18
HeidelbergCement AG	Ennigerloh-Nord	0	70 %	-26	2,78	0	1,04	0,23
HeidelbergCement AG	Geseke	85	0 %	-166	17,82	0	0,00	0,18
HeidelbergCement AG	Hannover	77	60 %	-37	4,01	0	0,00	0,17
HeidelbergCement AG	Leimen	53	52 %	-36	3,87	2	0,00	0,11
HeidelbergCement AG	Lengfurt	89	70 %	-22	2,33	0	0,00	0,19
HeidelbergCement AG	Paderborn	32	70 %	-8	0,82	0	0,00	0,07
HeidelbergCement AG	Schelklingen	78	60 %	-38	4,04	3	0,00	0,17
Holcim (Deutschland) AG	Höver	154	70 %	-37	4,01	7	0,00	0,33
Holcim (Deutschland) AG	Lägerdorf	0	70 %	-34	3,64	6	0,00	0,30
Holcim (Süddeutschland) AG	Dotternhausen	0	40 %	-65	6,93	0	0,00	0,14

Unternehmen	Ort							
		ZEKL08 [TJ]	Sekundärbrennstoffe [%]	ZEBR01 [TJ]	ZEBR01 [kt CO ₂]	ZEBR02 [TJ]	ZEIN01 [PJ]	ZEIN02 [PJ]
Lafarge Zement Karsdorf GmbH	Karsdorf	162	80 %	0	0,00	0	0,00	0,35
Lafarge Zement Wössingen GmbH	Wössingen	68	60 %	-33	3,56	3	0,00	0,15
Märker Zement GmbH	Harburg	85	60 %	-42	4,46	0	0,83	0,18
Phoenix Zementwerke	Beckum	43	60 %	-21	2,23	0	0,00	0,09
Portlandzementwerk "Wotan" H. Schneider KG	Üxheim-Ahütte	0	40 %	-36	3,90	0	0,00	0,08
Portland-Zementwerk Wittekind	Erwitte	85	60 %	-42	4,46	0	0,83	0,18
Portland-Zementwerke Gebr. Seibel GmbH & Co. KG	Erwitte	0		-92	9,80	0	0,00	0,10
Schwenk Zement KG	Allmendingen	0	96 %	0	0,00	4	0,00	0,18
Schwenk Zement KG	Bernburg	107	60 %	-52	5,57	5	0,00	0,23
Schwenk Zement KG	Karlstadt	103	10 %	-175	18,71	0	1,00	0,22
Schwenk Zement KG	Mergelstetten	85	100 %	0	0,00	0	0,83	0,18
Solnhofer Portland-Zementwerke GmbH & Co. KG	Solnhofen	0	60 %	-22	2,34	0	0,00	0,10
Spenner Zement GmbH & Co. KG,	Erwitte	0	46 %	-73	7,81	0	0,00	0,19
Südbayer. Portland-Zementwerk Gebr. Wiesböck & Co. GmbH	Rohrdorf	85	90 %	0	0,00	0	0,83	0,18
Zement- und Kalkwerke Otterbein GmbH & Co. KG	Großenlüder/Müs	17	60 %	-8	0,89	0	0,00	0,04
Zementwerk Seibel und Söhne oHg	Erwitte	51	60 %	-25	2,67	2	0,00	0,11
Summe		2 229		-	158	44	7	6
				1 474				
Mittelwert		66	60 %	-43	4,64	1	0,21	0,18

H 3.3 Zementherstellung

Tabelle H-9: Anlagendaten zur Zementvermahlung in Deutschland zum Jahr 2013 (Brunke und Blesl 2014b)

Unternehmen	Ort	Art					
			Kapazität [kt/a]	Produktion [kt/a]	Zementarten	Zementmühle	Letzte Modernisierung
CEMEX HüttenZement GmbH	Dortmund	Mahlw.	750	562	III	Kugel	1979
CEMEX OstZement GmbH	Eisenhüttenstadt	Mahlw.	750	562	III	Kugel	2008
CEMEX OstZement GmbH	Rüdersdorf	Integr. W.	2 400	1 798	I, II, III	Vert + Kugel	1992
CEMEX WestZement GmbH	Beckum / Kollenbach	Integr. W.	800	599	I, II, III	Vert + Kugel	1997
CEMEX WestZement GmbH	Duisburg-Schwelgern	Mahlw.	1 000	749	III	Vert + Kugel	1981
dornburger zement GmbH & Co. KG	Dornburg-Camburg	Mahlw.	500	375	I, II, III	Vert + Kugel	1995
Dyckerhoff AG	Amöneburg	Integr. W.	280	210	I, II, III	Kugel	1981
Dyckerhoff AG	Geseke	Integr. W.	370	277	I, II, III	Vert + Kugel	2001
Dyckerhoff AG	Göllheim	Integr. W.	800	599	I,II	Kugel	1981

Unternehmen	Ort	Art	Kapazität [kt/a]	Produktion [kt/a]	Zementarten	Zementmühle	Letzte Modernisierung
Dyckerhoff AG	Lengerich	Integr. W.	1 800	1 349	I, II, III	Vert + Kugel	1991
Dyckerhoff AG	Neuss	Mahlw.	700	525	I, II, III	Vert + Kugel	1992
Dyckerhoff AG	Neuwied	Mahlw.	300	225	III	Vert + Kugel	2010
Dyckerhoff AG / Deuna Zemet GmbH	Deuna	Integr. W.	1 300	974	I, II, III	Vert + Kugel	2004
HeidelbergCement AG	Burglengenfeld	Integr. W.	1 100	824	I, II, III	Kugel	1979
HeidelbergCement AG	Ennigerloh-Nord	Integr. W.	1 200	899	I, II, III	Kugel	1991
HeidelbergCement AG	Geseke	Integr. W.	1 200	899	I	Vert + Kugel	2004
HeidelbergCement AG	Hannover	Integr. W.	900	674	I, II, III	Kugel	1992
HeidelbergCement AG	Königs Wusterhausen	Mahlw.	1 200	899	I, II, III	Vert + Kugel	1990
HeidelbergCement AG	Leimen	Integr. W.	800	599	I, II, III	Vert + Kugel	1999
HeidelbergCement AG	Lengfurt	Integr. W.	1 000	749	I, II, III	Kugel	1979
HeidelbergCement AG	Mainz	Mahlw.	1 400	1 049	II, III	Kugel	2009
HeidelbergCement AG	Paderborn	Integr. W.	370	277	I, II	Kugel	1981
HeidelbergCement AG	Schelklingen	Integr. W.	1 400	1 049	I, II	Kugel	1998
Holcim (Deutschland) AG	Bremen	Mahlw.	300	225	III	Kugel	1985
Holcim (Deutschland) AG	Höver	Integr. W.	1 800	1 349	I, II, III	Kugel	1996
Holcim (Deutschland) AG	Lägerdorf	Integr. W.	1 600	1 199	I, II, III	Kugel	1981
Holcim (Deutschland) AG	Lübeck	Mahlw.	100	75	I, II, III	Vert + Kugel	1981
Holcim (Deutschland) AG	Rostock	Mahlw.	100	75	I, II	Kugel	1980
Holcim (Süddeutschland) AG	Dotternhausen	Integr. W.	780	584	I, II	Kugel	1970
LAFARGE ZEMENT GMBH	Sötenich	Mahlw.	500	375	I, II, III	Vert + Kugel	1978
Lafarge Zement Karsdorf GmbH	Karsdorf	Integr. W.	1 900	1 424	I, II, III	Vert + Kugel	1985
Lafarge Zement Wössingen GmbH	Wössingen	Integr. W.	800	599	III	Vert + Kugel	1981
Märker Zement GmbH	Harburg	Integr. W.	1 000	749	I, II	Vert + Kugel	1995
Märker Zement GmbH	Lauffen	Mahlw.	300	225	II, III	Vert + Kugel	1981
Phoenix Zementwerke	Beckum	Integr. W.	500	375	II, III	Kugel	1969
Portlandzementwerk "Wotan"	Üxheim-Ahütte	Integr. W.	350	262	I, II, III	Kugel	1998
H. Schneider KG	Erwitte	Integr. W.	1 000	749	I, II, III	Kugel	2006
Portland-Zementwerk Wittekind	Erwitte	Integr. W.	550	412	I, II, III	Vert + Kugel	1989
Portland-Zementwerke Gebr. Seibel GmbH & Co. KG	Erwitte	Integr. W.	550	412	I, II, III	Vert + Kugel	1989
Schwenk Zement KG	Allmendingen	Integr. W.	1 000	749	I, II, III	Kugel	1982
Schwenk Zement KG	Bernburg	Integr. W.	860	644	I, II	Vert + Kugel	2001
Schwenk Zement KG	Karlstadt	Integr. W.	1 200	899	II	Vert + Kugel	1989
Schwenk Zement KG	Mergelstetten	Integr. W.	1 000	749	I, II	Kugel	1982
Sebald Zement GmbH	Pommelsbrunn	Mahlw.	300	225	II	Kugel	2010
Solnhofer Portland-Zementwerke GmbH & Co. KG	Solnhofen	Integr. W.	420	315	I, II, III	Kugel	1990

Unternehmen	Ort	Art	Technische Energieeinsparpotenziale [TJ]				
			Kapazität [kt/a]	Produktion [kt/a]	Zementarten	Zementmühle	Letzte Modernisierung
Spenner Zement GmbH & Co KG,	Duisburg	Mahlw.	0	0	I, II, III	Kugel	1999
Spenner Zement GmbH & Co KG,	Erwitte	Integr. W.	1 000	749			
Südbayer. Portland-Zementwerk Gebr. Wiesböck & Co. GmbH	Rohrdorf	Integr. W.	1 000	749	I, II	ball	1969
Zement- und Kalkwerke Otterbein GmbH & Co. KG	Großenlinder/Müs	Integr. W.	200	150	I, II, III	ball	2009
Zementwerk Berlin GmbH & Co. KG	Berlin	Mahlw.	300	225	I, II, III	ball	2010
Zementwerk Seibel und Söhne oHg	Erwitte	Integr. W.	600	450	I, II, III	ball	1981
Summe			41 780	31 308			
Mittelwert			836	626			###

Tabelle H-10: Technische Energieeinsparpotenziale der identifizierten Energieeinsparmaßnahmen in der Zementvermahlung in Deutschland zum Jahr 2013

Unternehmen	Ort	Technische Energieeinsparpotenziale [TJ]				
		ZEZE01	ZEZE02	ZEZE03	ZEZE04	ZEZE05
CEMEX HüttenZement GmbH	Dortmund	0	0	0	12	0
CEMEX OstZement GmbH	Eisenhüttenstadt	0	0	0	12	0
CEMEX OstZement GmbH	Rüdersdorf	0	25	0	0	0
CEMEX WestZement GmbH	Beckum / Kollenbach	0	8	56	13	0
CEMEX WestZement GmbH	Duisburg-Schwegern	0	0	0	16	0
dornburger zement GmbH & Co. KG	Dornburg-Camburg	0	0	35	8	0
Dyckerhoff AG	Amöneburg	0	0	20	5	38
Dyckerhoff AG	Geseke	0	0	0	0	0
Dyckerhoff AG	Göllheim	0	0	56	13	109
Dyckerhoff AG	Lengerich	0	19	0	0	0
Dyckerhoff AG	Neuss	0	0	49	12	0
Dyckerhoff AG	Neuwied	0	0	21	5	0
Dyckerhoff AG / Deuna Zemet GmbH	Deuna	0	0	91	21	0
HeidelbergCement AG	Burglengenfeld	0	0	77	18	0
HeidelbergCement AG	Ennigerloh-Nord	0	13	84	20	0
HeidelbergCement AG	Geseke	0	0	84	20	0
HeidelbergCement AG	Hannover	0	0	0	15	0
HeidelbergCement AG	Königs Wusterhausen	0	0	84	20	0
HeidelbergCement AG	Leimen	0	0	0	13	0
HeidelbergCement AG	Lengfurt	0	0	70	16	0
HeidelbergCement AG	Mainz	0	15	98	23	0
HeidelbergCement AG	Paderborn	0	0	0	6	0
HeidelbergCement AG	Schelklingen	0	0	0	23	0
Holcim (Deutschland) AG	Bremen	0	0	0	5	0
Holcim (Deutschland) AG	Höver	0	0	126	0	246
Holcim (Deutschland) AG	Lägerdorf	0	17	0	26	0
Holcim (Deutschland) AG	Lübeck	0	0	7	2	0
Holcim (Deutschland) AG	Rostock	0	0	7	2	0
Holcim (Süddeutschland) AG	Dotternhausen	0	0	0	0	0
LAFARGE ZEMENT GMBH	Sötenich	0	0	35	8	68
Lafarge Zement Karsdorf GmbH	Karsdorf	0	0	133	31	0
Lafarge Zement Wössingen GmbH	Wössingen	0	0	56	13	109
Märker Zement GmbH	Harburg	0	0	70	0	0
Märker Zement GmbH	Lauffen	0	0	21	5	0
Phoenix Zementwerke	Beckum	0	5	35	8	0

Unternehmen	Ort	Technische Energieeinsparpotenziale [TJ]				
		ZEZE01	ZEZE02	ZEZE03	ZEZE04	ZEZE05
Portlandzementwerk "Wotan" H. Schneider KG	Üxheim-Ahütte	0	0	24	0	48
Portland-Zementwerk Wittekind	Erwitte	0	0	0	16	0
Portland-Zementwerke Gebr. Seibel GmbH & Co. KG	Erwitte	0	0	0	9	75
Schwenk Zement KG	Allmendingen	0	0	0	0	137
Schwenk Zement KG	Bernburg	0	0	0	14	0
Schwenk Zement KG	Karlstadt	0	13	0	20	0
Schwenk Zement KG	Mergelstetten	0	0	70	0	0
Sebald Zement GmbH	Pommelsbrunn	0	0	21	5	0
Solnhofer Portland-Zementwerke GmbH & Co. KG	Solnhofen	0	0	0	7	57
Spenner Zement GmbH & Co KG,	Duisburg	0	0	0	0	0
Spenner Zement GmbH & Co KG,	Erwitte	0	10	70	16	0
Südbayer. Portland-Zementwerk Gebr. Wiesböck & Co. GmbH	Rohrdorf	0	0	0	16	0
Zement- und Kalkwerke Otterbein GmbH & Co. KG	Großenlüder/Müs	0	0	14	0	27
Zementwerk Berlin GmbH & Co. KG	Berlin	0	0	21	0	41
Zementwerk Seibel und Söhne oHG	Erwitte	0	0	42	10	82
Summe		0	0	124	1 576	507
Mittelwert		0	2	32	10	21

Anhang I Kalk

In diesem Kapitel wird die Kalkindustrie hinsichtlich ihrer Branchenstruktur, Produktionsprozesse und Energieverbrauch in Abschnitt I 1 analysiert. Die Parameter und Wechselwirkungen der identifizierten Energieeinsparmaßnahmen für die Herstellung von Kalk in Deutschland werden tabellarisch in Abschnitt I 2 gelistet. In Abschnitt I 3 werden die Daten und technischen Energieeinsparpotenziale von Einzelanlagen, auf denen die kumulierten Berechnungen basieren, tabellarisch gelistet.

I 1 Industrieanalyse

100 Unternehmen werden durch den Bundesverband der Deutschen Kalkindustrie vertreten. Mit 3 300 Mitarbeitern produzierten diese Unternehmen 6,3 Mt Kalk mit einem Gesamtumsatz von ca. 700 Mio. EUR in 2012 (BV Kalk 2012). In der Recherche zum Anlagenbestand wurden 21 Unternehmen identifiziert. Die Abweichung zu den Verbandsangaben kommt mit dem Fokus auf die Herstellung von Branntkalk zustande. Die Firmen wurden in drei Kategorien nach Anzahl der Brennöfen unterteilt. Kleine Unternehmen mit bis zu drei Brennöfen, mittlere Unternehmen mit vier bis zu zehn Brennöfen und große Unternehmen mit über zehn Brennöfen (s. Tabelle I-1).

Tabelle I-1: Struktur deutscher Kalkhersteller in Abhängigkeit von der Anzahl der Brennöfen (eigene Zusammenstellung basierend auf Wolochin 2014)

Kategorie	Anzahl Unternehmen	Anzahl der Brennöfen	%-Anzahl
< 4 Brennöfen	15	24	20 %
4 bis 10 Brennöfen	3	17	14 %
> 10 Brennöfen	3	78	66 %
Summe	21	119	100 %

Die Tabelle I-1 zeigt eine Konzentration der Bruttowertschöpfung auf drei Unternehmen. So besitzen 14 % der Unternehmen 66 % der identifizierten Brennöfen, während 71 % der Unternehmen 20 % der identifizierten Brennöfen besitzen. Die Fa. Rheinkalk GmbH ist der größte Kalkhersteller in Deutschland und besitzt mit einer Produktion von 1 800 kt gebrannter Kalkerzeugnisse das größte Kalkwerk in Europa. Das Unternehmen besitzt fünf der letzten sechs Drehrohröfen in Deutschland (s. Abschnitt I 2.2). Die hohe Leistung der Drehrohröfen ist für die hohe Gesamtkapazität der Fa. Rheinkalk GmbH bei vergleichsweise geringer Ofenanzahl verantwortlich. So besitzt der zweitgrößte Hersteller die Fa. Fels-Werke GmbH elf Öfen mehr als die Fa. Rheinkalk GmbH. Der drittgrößte Hersteller ist die Fa. Schaefer Kalk GmbH & Co KG (Wolochin 2014).

I 2 Produkte und Rohstoffe

Unter dem Begriff Kalk versteht man im weitesten Sinne die natürlichen Rohstoffvorkommen wie Calciumcarbonat, Kalkstein, Marmor und Kreide sowie den Dolomitstein. In dieser Arbeit wird Kalk als Synonyme für veredelte Kalkerzeugnisse d. h. für Branntkalk, Löschkalk und Kalkhydrat verwendet (BV Kalk 2014). Der Rohstoff Kalkstein besteht im Wesentlichen aus Calciumcarbonat (CaCO_3). Unterschiedliche Entstehungsbedingungen hin-

sichtlich Druck, Temperatur und Lösungsverhältnis führten dazu das Kalkstein in unterschiedlichen Zusammensetzungen und Kristallformen wie Kalzit, Aragonit und Vaterit vorkommen (Ilona und Brandhuber 2007; Eppensteiner et al. 2002). 90 % der Kalkerzeugnisse werden aus CaCO_3 hergestellt, die restlichen 10 % aus Dolomit mit einer Zusammensetzung von 40 bis 44 % Magnesiumcarbonat (MgCO_3) und 54 bis 58 % Calciumcarbonat (CaCO_3) (Wolochin 2014; EIPPCB 2010b). Die Normbezeichnung von Baukalkarten in Deutschland, die DIN 1060, entspricht der Europäischen Norm EN-459-1. Die Zusammensetzung und Bezeichnungen können Tabelle I-2 entnommen werden.

Tabelle I-2: Normbezeichnung für Kalk und chemische Zusammensetzung (eigene Zusammenstellung nach DIN EN 459-1)

Benennung	Kurzzeichen	CaO + MgO	MgO	CO ₂	SO ₃	freier Kalk
Weißkalk 90	CL 90	≥ 90	≤ 5	≤ 4	≤ 2	-
Weißkalk 80	CL 80	≥ 80	≤ 5	≤ 7	≤ 2	-
Weißkalk 70	CL 70	≥ 70	≤ 5	≤ 12	≤ 2	-
Hydraulischer Kalk 2	HL 2	-	-	-	≤ 3	≥ 8
Hydraulischer Kalk 3,5	HL 3,5	-	-	-	≤ 3	≥ 6
Hydraulischer Kalk	HL 5	-	-	-	≤ 3	≥ 3
Dolomitmalk 85	DL 85	≥ 85	≥ 30	≤ 7	≤ 2	-
Dolomitmalk 80	DL 80	≥ 80	≥ 5	≤ 7	≤ 2	-

Zwar tritt der Endverbraucher mit dem Produkt Kalk selten in Kontakt, seine Einsatzgebiete sind jedoch vielfältig (s. Abb. I-1). Mit 2 300 kt/a findet Kalk in der Eisen- und Stahlindustrie den größten Absatz. Im Hochofen werden 10-20 kg Branntkalk und 100-200 kg Kalkstein pro Tonne Roheisen eingesetzt, um die mineralischen Verunreinigung im Eisenerz als Hochofenschlacke zu binden. In der Sekundärmetallurgie werden 40-60 kg Branntkalk je Tonne Stahl eingesetzt, um ebenfalls Begleitstoffe wie Silicium, Phosphor und Schwefel in der Schlacke zu binden. In der Glasherstellung werden je Tonne Glas 200-300 kg Kalk als Härtebildner eingesetzt. Auch wird das Flussmittel Soda hauptsächlich mittels Kalk aus Rohstoff hergestellt. Bei der Zellstoffherstellung in der Papierindustrie wird Calciumhydrogensulfid benötigt um die Holzfasern aufzulösen, sodass aufgrund der hohen benötigten Mengen meist Kalk direkt bei den Papierfabriken vor Ort gebrannt wird. Als Baustoff kann Kalk direkt als Mörtel zum Verputzen, als Kalksandstein im Bau eingesetzt werden, oder er wird dem Beton zugemischt um die Festigkeit zu erhöhen. Im Straßenbau wird Kalk und Kalkstein seit Jahrtausenden eingesetzt, da dieser sowohl von den Autobahnen bis hin zum Fußweg die Eigenschaften der Deckschicht hinsichtlich Beanspruchungsfähigkeit und Witterungsbeständigkeit der Tragschicht verbessert. 20 % der Kalkproduktion findet im Umweltschutz ein breites Einsatzgebiet, da es Säuren neutralisieren, wasserunlösliche Verbindungen bilden, Schlämme verfestigen, Keime abtöten und die Wasserhärte einstellen kann. Über unterschiedliche Verfahren wie das Trockenadditiv-, Trockensorption, oder Sprühabsorptionsverfahren wird Kalk zur Abgasreinigung eingesetzt (BV Kalk 2012).

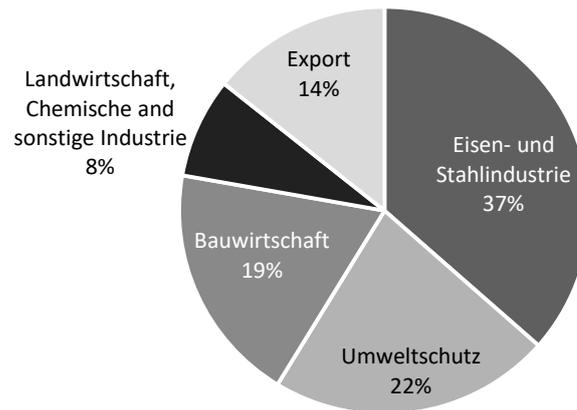


Abb. I-1: Einsatzgebiete von in Deutschland hergestelltem Kalk zum Jahr 2012 (eigene Zusammenstellung basierend auf BV Kalk 2012)

I 2.1 Energieeinsatz

Laut dem Bundesverband der Deutschen Kalkindustrie konnte der spezifische Energieverbrauch von 1990 bis 2001 um 7 % von 5,4 GJ/t_{Kalk} auf 5,0 GJ/t_{Kalk} gesenkt werden. Gleichzeitig konnten die brennstoffbedingten Emissionen um 10 % von 0,45 auf 0,41 tCO₂/t_{Kalk} gemindert werden (BV Kalk 2009). Nach Frondel et al. (2011) konnte im Zeitraum 1990 bis 2012 der spezifische Energieverbrauch von 5,4 auf 4,4 GJ/t Kalk bei 6 540 kt Kalk in 2012 gesenkt werden. Der Anteil der elektrischen Energie am gesamten Energieverbrauch schwankt in 2010 bis 2012 zwischen 8,4 und 9,4 %. Der spezifische Energieverbrauch ist u. a. von der Brennofenart abhängig. In Tabelle sind die häufigsten Brennofentypen nach spezifischen Energieverbrauch klassifiziert. In den Referenzdokumenten für die Beste Verfügbare Technologie wie EIPPCB (2010b) und UBA (2010) sind Spannbreiten für die Energieintensität angegeben. Zusammen mit den identifizierten Kapazitäten der jeweiligen Brennöfen in Abschnitt I 4.2 wurde ein Mittelwert gewählt, sodass der mit der Produktionsmenge gewichtete Mittelwert mit den Angaben von Frondel et al. (2011) konsistent ist.

Tabelle I-3: Typischer Strom- und Brennstoffbedarf unterschiedlicher Brennöfen in Deutschland (eigene Abschätzung basierend auf Wolochin 2014; Fleiter et al. 2013; EIPPCB 2010b; UBA 2010; Ilona und Brandhuber 2007; Canadian Lime Institute 2001)

Ofentyp	Brennstoffbedarf [GJ/t _{Kalk}]	Ø Brennstoff- bedarf [GJ/t _{Kalk}]	Stromeinsatz [MJ/t _{Kalk}]	Ø Stromeinsatz [MJ/t _{Kalk}]	Kapazität [t/d]
Drehrohrofen	6,0 – 9,2	7,6	65-90	77	160 - 1500
Drehrohrofen mit Vorwärmer	5,1 – 7,8	6,45	61-162	111	150 - 1500
GGR-Ofen	3,5 ³ – 3,8	3,7	72-144	108	100 - 600
Ringschachtofen	3,8 – 4,7	4,2	65-126 ¹ < 180 ²	95 ¹ 140 ²	80 - 300
Mischfeuerofen	3,4 – 4,7	4,0	18-54	36	60 - 200
Sonstige Brennöfen	3,8 – 5,1	4,5	72-144	108	10 - 200

¹ Korngröße: 40 – 150 mm

² Korngröße: < 40 mm

³ Minimale Werte von 3,2 GJ/t_{Kalk} wie sie in UBA (2010) angegeben sind, können nur bei einem hohen Rest CO₂-Gehalt des Branntkalks erreicht werden und sind daher hier nicht aufgeführt (Ilona und Brandhuber 2007). Als erreichbarer Wert für neue GGR-Öfen wird 3,6 GJ/t_{Kalk} angenommen.

I 2.2 Produktionsprozesse

In der Kalkherstelle werden die Produktionsprozesse Rohmaterialaufbereitung, Kalkbrennen und Mahlen betrachtet und im Folgenden beschrieben. Abb. I-2 zeigt den Ablauf des gesamten Produktionsprozesses zur Herstellung von Kalk auf.

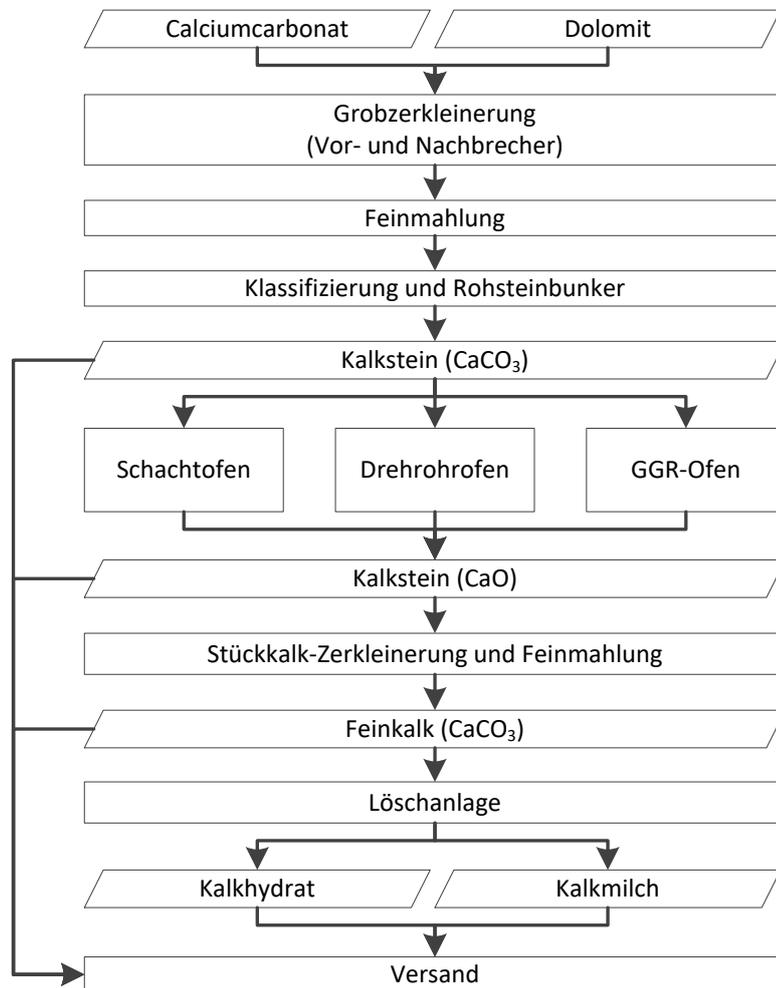


Abb. I-2: Produktionsprozesse, Rohstoffe, Zwischenprodukte, Produkte und deren Zuordnung zu den Verfahrensschritten in der Herstellung von Kalkerzeugnissen in Deutschland (eigene Darstellung basierend auf BV Kalk 2014; Ilona und Brandhuber 2007; Canadian Lime Institute 2001; Beach et al. 2000)

Rohmaterialaufarbeitung

In mehreren hintereinander geschalteten Brechern wird das grobe Material aus dem Steinbruch zerkleinert. Hierzu werden abhängig von der Härte und Korngrößenverteilung Kiesel-, Backen- und Kniehebelbrecher eingesetzt. Verunreinigungen werden durch Sieben von dem Rohgestein getrennt. Ist eine besonders hohe Qualität erforderlich, werden mittels Waschtrommeln auch feinste Anteile noch herausgewaschen. Der gereinigte Kalkstein wird über Siebanlagen sortiert und in dem Rohmaterialsilo gebunkert. Ein Teil kann direkt als ungebrannter Kalkstein verkauft werden, der Großteil wird jedoch im Brennofen gebrannt.

Kalkbrennen

Das Herz eines Kalkwerks sind die Brennöfen. Hier findet unter thermischen Einfluss die Zersetzung des Calciumcarbonats (CaCO₃) in Calciumoxid (CaO) und Kohlendioxid (CO₂)

statt. Die dafür nötigen Temperaturen sind abhängig vom Partialdruck des CO_2 der bei 900 °C ungefähr dem Druck der Atmosphäre, d. h. 1,013 bar entspricht. Der theoretische Energieverbrauch beträgt damit $1,784\text{ kJ/kg}_{\text{CaCO}_3}$ (vgl. Gutiérrez et al. 2013) oder $3,010\text{ kJ/kg}_{\text{CaCO}_3}$ (vgl. Kenny und Oates 2014). Der Calcinierungsvorgang ist komplex und umfasst mehrere Schritte. Zunächst wird die Wärme auf die Oberfläche der Teilchen und durch die äußere Schicht des Kalks übertragen. Die thermische Energie wird dann von der chemischen Reaktion absorbiert. Das CO_2 was dabei erzeugt wird, wandert gegen den Wärmestrom zur Oberfläche des Partikels und diffundiert dort in die Ofenabgase (Kenny und Oates 2014). Der technische Kalkkreislauf in Abb. I-3 veranschaulicht die chemische Umwandlung bis hin zum Kalkhydrat.

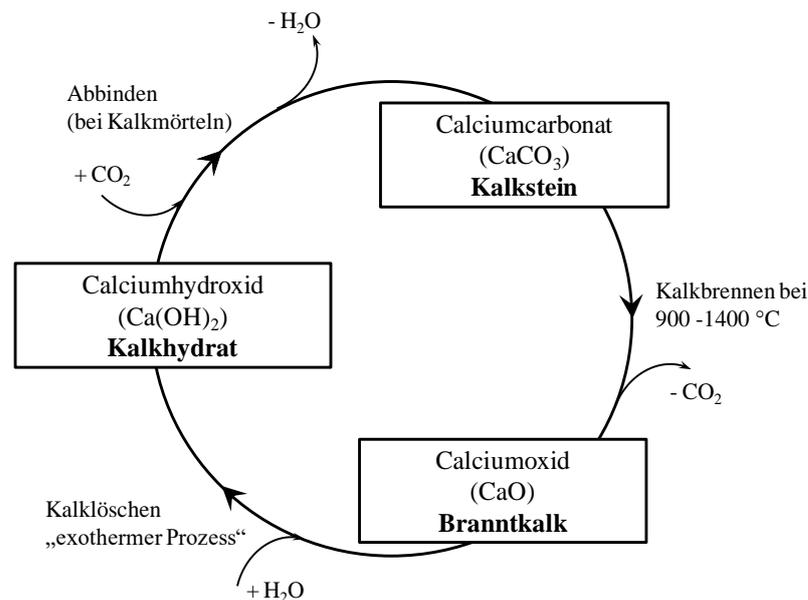


Abb. I-3: Technischer Kalkkreislauf (Wolochin 2014 basierend auf Biehler 1998)

Seit den ersten Kalköfen die in die Seite eines Hügels gebaut wurden, haben sich im Lauf der Zeit unterschiedliche Bauarten entwickelt die unterschiedlich charakterisiert sind und im Folgenden erläutert werden. Aus historisch gewachsenen Gründen oder um die Vorteile unterschiedlicher Bauformen zu vereinen betreiben Unternehmen häufig zwei Öfen unterschiedlicher Bauart am selben Standort. Die Faktoren zur Auswahl der Ofentechnologie umfassen (EIPPCB 2010b):

- Charakteristik des Rohmaterials
- Korngröße und mechanische Eigenschaften nach der Aufbereitung
- Geforderte Qualität der Kalkerzeugnisse (s. Tabelle I-2)
- Produktionskapazität
- Typ und Verfügbarkeit der Energieträger (insbesondere bei Sekundärbrennstoffen)
- Investitionsaufwand und operative Kosten für Energieträger und Wartung

Tabelle I-4: Qualitative Charakterisierung unterschiedlicher Ofentypen (eigene Zusammenstellung basierend auf BMU 2006)

Ofentyp	Brennstoffverbrauch	Reaktivität	Kapazität	Brennstoff-Flexibilität	Investition
Drehrohrofen	hoch	klein-hoch	hoch	hoch	hoch
Drehrohrofen mit Vorwärmer	mittel	klein-hoch	hoch	hoch	hoch
Schachtofen mit Mischfeuerung	klein	klein-mittel	klein-mittel	klein	klein
GGR-Ofen	klein	mittel-hoch	mittel-hoch	mittel	mittel
Ringschachtofen	klein	mittel-hoch	mittel-hoch	mittel	mittel

Brennofenarten

In den nachfolgenden Abschnitten wird die Funktionsweise der fünf am häufigsten in Deutschland installierten Ofentypen beschrieben.

Normalschachttöfen

Schachttöfen sind die in Deutschland am häufigsten eingesetzte Brennofenart. Der Kalkstein wird an der Spitze in das zylinderähnliche vertikal stehende Brennsystem gegeben und in der Vorwärmzone zunächst getrocknet, vorgewärmt und zunehmend über die Länge entsäuert. Der Branntkalk sinkt im Ofen nach unten, wird gekühlt und entnommen. Das Rohmaterial wird vor der Beschickung mit Kohle oder Koks vermischt, wobei höhere Schachttöfen den Einsatz des strukturell stabileren Koks bedingen um noch einen gute Durchgasbarkeit ermöglicht. Flüssige, gasförmige oder pulverartige Brennstoffe werden über Brennerlanzen direkt in die Brennzone eingebracht (BV Kalk 2014). Ein grundsätzliches Problem der Schachttöfen ist die gleichmäßige Verteilung der thermischen Energie über die Länge des Ofens und das sie in der Regel nur gröbere Kalksteinkörnungen brennen (Kenny und Oates 2014). Die fünf in Deutschland am häufigsten eingesetzten Ofendesign zum Kalkbrennen gehen dieses Problem auf unterschiedliche Weise an.

Schachtofen mit Mischfeuerung

Der Schachtofen mit Mischfeuerung ist eine Weiterentwicklung des Normalschachttöfens. Im Unterschied zum Letzteren wird der Brennstoff nicht mit dem Rohstoff zusammengesetzt, sondern konsekutiv aufgegeben. Weiterhin kann der Mischfeuerungsofen nur mit Koks mit geringer Reaktivität und geringem Ascheanteil befeuert werden. Die Koksgröße ist nur geringfügig kleiner als die des Kalksteins, sodass der Koks sich mit durch den Ofen bewegt anstatt hindurch rieselt. Der Netto-Energieverbrauch ist mit $4\,000\text{ MJ/t}_{\text{Kalk}}$ vergleichsweise niedrig (s. Tabelle). Der Vorteil wird jedoch durch die hohen spezifischen Energieträgerkosten von Koks neutralisiert. Das Abgas hat einen sehr hohen CO_2 -Anteil, sodass sich dieser Ofentyp lohnt wo Kalk und CO_2 gebraucht werden, wie bspw. beim Ausfällen von Calciumkarbonat, zur Herstellung von Soda nach dem Solvay-Verfahren und in der Verarbeitung von Zuckerrüben. Die Qualität des Kalks ist moderat, mit einer geringeren Reaktivität als der des Kalks aus dem Drehrohrofen (EIPPCB 2010b; Kenny und Oates 2014).

Ringschachtofen

Der Ringschachtofen ist von den Schachöfen der am meisten in Deutschland eingesetzte Schachtofentyp. Das Hauptmerkmal des Ofens ist ein zentraler Zylinder, der die Breite des Brennraums begrenzt und für eine gute Wärmeverteilung sorgt. Der Zylinder ermöglicht es auch die Verbrennungsgase von den unteren Brennern aus dem Schachtofen zu ziehen und wieder in die Brennkammer der unteren Brenner einzuleiten. Diese Rezirkulierung senkt die Flammentemperaturen der unteren Brenner und sorgt dafür, dass die letzte Stufe der Calzinierung mit niedrigeren, Temperaturen verläuft. Dies führt zu einer hohen Qualität des Kalks mit hoher Reaktivität (s. Tabelle I-4). Mittels eines Rekuperators können 30 % der Abgase zur Erhitzung der Brennluft genutzt und ein Netto-Energieverbrauch von 4 180 MJ/t Kalk erreicht werden (s. Tabelle I-3). Der Ofen kann mit gasförmigen, flüssigen oder festen Brennstoffen betrieben werden (Kenny und Oates 2014).

Gleichstrom-Gegenstrom-Regenerativ-Ofen

Der Gleichstrom-Gegenstrom-Regenerativ-Ofen (GGR-Ofen) wurde in Wopfingen entwickelt und erstmals 1957 eingesetzt (Ilona und Brandhuber 2007). Aufgrund des geringen Energieverbrauchs und größeren Kapazität von bis zu 1000 t/d werden üblicherweise ältere Schachöfen durch einen neuen GGR-Ofen ersetzt. Im Jahr 2002 waren bereits über 151 GGR-Öfen in Europa installiert (Maerz Ofenbau AG 2002). Der GGR-Ofen besteht aus zwei oder drei miteinander verbundenen Schächten, wobei im Folgenden die zwei-Schacht Variante beschrieben wird. Der Betrieb verläuft in zwei sich gegenseitig abwechselnden Stufen mit einer jeweiligen Dauer von zehn Minuten. In der ersten Stufe wird Brennstoff in den ersten Schacht eingebracht und verbrennt mit der Verbrennungsluft die von oben nach unten geblasen wird. Die thermische Energie wird teilweise vom endothermischen Calzinierungsprozess aufgenommen. Gleichzeitig wird Luft im unteren Ende des Ofens eingeblasen, welche die Verbrennungsgase und das entstehende CO₂ mit einer Temperatur von ca. 1050 °C in den zweiten Schacht bläst. Im zweiten Schacht nimmt die von unten eingeblasene Luft dieses Gasgemisch auf und trägt es in den Vorwärmer des zweiten Schachts. Nach 10 Minuten wird in der zweiten Stufe der Vorgang umgekehrt. Die regenerative Wärmerückgewinnung wärmt die Brennluft auf 800 °C vor und ermöglicht einen Energieverbrauch von 3 700 MJ/t_{Kalk} (s. Tabelle I-3). Ein weiterer Vorteil ist, dass die Calzinierung bei moderaten Temperaturen von 1 100 °C abgeschlossen wird und so ein qualitativ hochwertiger Kalk mit hoher Reaktivität und geringen CaCO₃ Anteil produziert werden kann (s. Tabelle I-4). Der Ofen kann mit gasförmigen, flüssigen oder festen Brennstoffen betrieben werden (Kenny und Oates 2014).

Drehrohrofen

Das Prinzip der Drehrohrofen die in der Kalkindustrie eingesetzt werden gleicht denen der Zementindustrie. Der Energieverbrauch liegt mit 5020-8370 MJ/t_{Kalk} weit über dem von Schachöfen (s. Tabelle I-3) und ihr Kapitalaufwand ist ebenfalls um ein vielfaches höher. Jedoch kann ein Drehrohrofen hochqualitativen Kalk mit niedrigem CaCO₃ und Schwefel Anteil auch noch mit niederwertigen Brennstoffen wie Sekundärbrennstoffen produzieren. Eine Herausforderung bei der Nutzung von Drehrohrofen zum Kalkbrennen ist die Bildung von „Ring“ auf dem Feuerfestmaterial durch eine Verbindung von Kalkstaub mit Lehm,

Asche und, falls vorhanden, Natrium- und Kaliumsalzen. Diese Ringbildungen stellen besonders Öfen mit Vorwärmern vor Schwierigkeiten, sodass oftmals auf diesen verzichtet wird. Zumal ohne Vorwärmer der größte Anteil von Schwefel in der Kohle eliminiert wird. Oftmals werden Drehrohröfen an einem Standort komplementär zu Schachtöfensystemen verwendet, da sie feinere Kalksteine und Kalksteine mit einer unterschiedlichen Charakteristik brennen (Kenny und Oates 2014).

I 3 Energieeinsparmaßnahmen

Tabelle I-5: Identifizierte Parameter von Energieeinsparmaßnahmen in der Kalkherstellung in Deutschland

ID	Prozess ¹	Name	Stromeinsparung [MJ/t _{Kalk}]	Brennstoffeinsparung [MJ/t _{Kalk}]	CO ₂ -Minderungen [kg CO ₂ /t _{Kalk}]	Investition [EUR ₂₀₁₃ /t _{Kalk}]	Veränderung nicht-energetischer Betriebskosten [EUR ₂₀₁₃ /t _{Kalk}]	Nutzungsdauer	Modularitätsfaktor
KABR01	BR	Ersatz von Drehrohröfen mit Vorwärmer zu Gleichstrom-Gegenstrom-Regenerativöfen	3	2.850	270	33,7	0,0	30	0,0
KABR02	BR	Ersatz von Mehrkammer-schacht/Stahlmantelschöfen zu Gleichstrom-Gegenstrom-Regenerativöfen	0	1 150	148	33,7	0,0	30	0,0
KABR03	BR	Ersatz von Ringschachtöfen zu Gleichstrom-Gegenstrom-Regenerativöfen	13	600	77	33,7	0,0	30	0,0
KABR04	BR	Ersatz von Normalschachtofen zu Gleichstrom-Gegenstrom-Regenerativöfen	72	400	52	33,7	0,0	30	0,0
KABR05	BR	Neuzustellung von Gleichstrom-Gegenstrom-Regenerativöfen (Baujahr < 1990)	10	200	26	33,7	0,0	30	0,0
KABR06	BR	Umbau zweier Schachtofen zum Gleichstrom-Gegenstrom-Regenerativöfen	72	350	45	22,3	0,0	30	0,0
KABR07	BR	Kürze Wartungsintervalle für Feuerfestmaterialien	0	217	0	0,0	1,5	5	1,0
KABR08	BR	Abgasrezirkulation bei Ringschachtöfen	0	199	26	0,7	0,0	10	0,5
KABR09	BR	Expertensystem zur verbesserten Prozessregelung	8	116	4	1,6	0,0	10	0,2
KABR10	BR	ORC-Verstromung der Ofenabwärme	167	0	0	46,5	0,0	20	0,2
KAMA01	MA	Ersatz von Kugelmöhlen durch Vertikalmöhlen	30	0	0	7,7	0,0	20	0,0
KAMA02	MA	Hochleistungsfeinsichter	14	0	0	2,5		20	0,2
KAMA03	MA	Verbesserte Gattierung der Mahlkugeln	22	0	0	2,4	0,0	10	0,3

¹ BR = Brennofen, MA = Mahlung

Tabelle I-6: Wechselwirkungsfaktoren von Energieeinsparmaßnahmen in der Kalkherstellung in Deutschland

	KABR01	KABR02	KABR03	KABR04	KABR05	KABR06	KABR07	KABR08	KABR09	KABR10
KABR01	-									
KABR02		-								
KABR03			-					1,00		
KABR04				-		1,00				
KABR05					-					
KABR06				1,00		-				
KABR07	0,30	0,20	0,70	0,05	0,02		-			
KABR08			1,00					-		
KABR09									-	
KABR10	0,66	0,27	0,14	0,09	0,05	0,08		0,05	0,03	-

I 4 Daten und technische Energieeinsparpotenziale von Einzelanlagen

I 4.1 Rohmaterialaufbereitung

Tabelle I-7: Anlagendaten und technische Energieeinsparpotenziale der identifizierten Energieeinsparmaßnahmen in der Rohmaterialaufbereitung für die Kalkherstellung in Deutschland zum Jahr 2013 (basierend auf Wolochin 2014 und eigener Recherche)

Unternehmen	Ort	Kapazität [kt/a]	Produktion [kt/a]	Baujahr	Technische Energieeinsparpotenziale [TJ]		
					KAMA01	KAMA02	KAMA03
Heidelberger Kalk	Istein	105	80	2013	0,00	1,15	0,00
Heidelberger Kalk	Walhalla	105	80	2013	0,00	0,00	0,00
Schaefer Kalk	Hahnstätten	368	280	1986	8,41	0,00	6,16
Schaefer Kalk	Steeden	406	310	2007	0,00	4,46	0,00
Märker Kalk GmbH	Herrlingen	144	109	2007	0,00	1,58	0,00
Märker Kalk GmbH	Harburg	105	80	1985	2,40	0,00	1,76
Hanss G. Hauri KG	Merdingen	53	40	1987	1,20	0,00	0,88
Wolfgang Endress Kalk- und Schotterwerk GmbH & Co. KG		37	28	1964	0,84	0,00	0,62
Kalkwerk Hufgard GmbH	Hufgard	77	59	1973	1,76	0,00	1,29
Johan Bergmann GmbH	Azendorf	151	115	1995	3,44	0,00	2,52
Hermann Trollius GmbH	Hörmannsdorf	53	40	2013	0,00	0,00	0,00
DüKa Düngerkalkgesellschaft mbH	Barbing	53	40	1987	1,20	0,00	0,88
Kalkwerk Rygol GmbH & Co. KG	Painten	53	40	1987	1,20	0,00	0,88
FELS-Werke GmbH	Rüdersdorf	221	168	2002	5,05	2,42	0,00
FELS-Werke GmbH	Kaltes Tal	459	350	2006	10,49	5,04	0,00
FELS-Werke GmbH	Münchehof	364	278	2004	8,33	4,00	0,00
FELS-Werke GmbH	Gillersheim	39	29	1987	0,88	0,00	0,65
FELS-Werke GmbH	Hornberg	193	147	1987	4,41	0,00	3,23
FELS-Werke GmbH	Rübeland	259	198	2004	5,93	2,85	0,00
FELS-Werke GmbH	Saal	469	358	1987	10,73	0,00	7,86
Kalkwerke Meister GmbH	Großenlüder	77	59	1968	1,76	0,00	1,29
Zement- und Kalkwerke Otterbein GmbH	Großenlüder	77	59	2008	1,76	0,85	0,00

Rheinkalk GmbH	Flanders- bach/Dornap	1 610	1 228	1970	36,85	0,00	26,97
Rheinkalk GmbH	Hönnetal	819	625	2008	18,75	9,00	0,00
Rheinkalk GmbH	Messinghausen	116	88	1987	2,64	0,00	1,94
Rheinkalk GmbH	Rheinkalk Len- gerich	210	160	1987	4,81	0,00	3,52
Kalkwerke Otto Breckweg GmbH & Co. KG	Kalkwerke Breckweg in Rheine	110	84	1972	2,52	0,00	1,85
Calcis Warstein GmbH & Co. KG	Warstein	180	138	2011	0,00	0,00	0,00
Calcis Warstein GmbH & Co. KG	Lienen	256	195	2013	0,00	0,00	0,00
Calcis Warstein GmbH & Co. KG	Wettringen	37	28	1987	0,84	0,00	0,62
Nikolaus Müller Kalkwerk-Naturstein- werke GmbH & Co KG	Üxheim - Ahütte	37	28	1987	0,84	0,00	0,62
Wünschendorfer Dolomitwerk GmbH	Wünschendorf	39	29	1987	0,88	0,00	0,65
Wünschendorfer Dolomitwerk GmbH	Caaschwitz	39	29	2007	0,88	0,42	0,00
Oetelshofen Kalk	Wuppertal	263	200	1970	6,01	0,00	4,40
Zellstoff Rosenthal	Blankenstein	245	187	2007	5,61	2,69	0,00
Kalk- und Mergelwerke Heinrich Müll- er GmbH & Co. KG	Kalk- Halle/Westfal- len	39	29	1987	0,88	0,00	0,65
Summe		7 859	5 996		151	34	69
Mittelwert		218	167	1993	4	1	2

I 4.2 Kalkbrennen

Tabelle I-8: Anlagendaten und technische Energieeinsparpotenziale der identifizierten Energieein-
sparmaßnahmen für das Kalkbrennen in Deutschland zum Jahr 2013 (basierend auf Wo-
lochin (2014) und eigener Recherche

Unternehmen	Ort	Kapazität [kt/a]	Produktion [kt/a]	Baujahr	Brennofen- typ	Ø thermi- scher Ener- giever-	KABR01 [TJ]	KABR02 [TJ]
Calcis Warstein GmbH & Co. KG	Lienen	105	84	2013	GGR	3,60	0	0
Calcis Warstein GmbH & Co. KG	Lienen	39	31	1987	Schacht	3,95	0	0
Calcis Warstein GmbH & Co. KG	Lienen	39	31	1987	Schacht	3,95	0	0
Calcis Warstein GmbH & Co. KG	Lienen	37	29	1987	Schubtisch	4,75	0	34
Calcis Warstein GmbH & Co. KG	Lienen	37	29	1987	Schubtisch	4,75	0	34
Calcis Warstein GmbH & Co. KG	Warstein	105	84	2011	GGR	3,60	0	0
Calcis Warstein GmbH & Co. KG	Warstein	39	31	1987	Schacht	3,95	0	0
Calcis Warstein GmbH & Co. KG	Warstein	37	29	1987	Schacht	4,75	0	34
Calcis Warstein GmbH & Co. KG	Wettringen	37	29	1987	Schacht- ofen	4,75	0	34
DüKa Düngerkalkgesell- schaft mbH	Barbing	53	42	1987	Ringsch	4,00	0	0
FELS-Werke GmbH	Gillersheim	39	31	1987	Schacht	3,95	0	0
FELS-Werke GmbH	Hornberg	39	31	1987	Schacht	3,95	0	0
FELS-Werke GmbH	Hornberg	39	31	1987	Schacht	3,95	0	0
FELS-Werke GmbH	Hornberg	39	31	1987	Schacht	3,95	0	0
FELS-Werke GmbH	Hornberg	39	31	1987	Schacht	3,95	0	0
FELS-Werke GmbH	Kaltes Tal	105	84	2006	GGR	3,60	0	0
FELS-Werke GmbH	Kaltes Tal	105	84	2003	GGR	3,60	0	0
FELS-Werke GmbH	Kaltes Tal	53	42	1987	Ringsch	4,00	0	0

Unternehmen	Ort	Kapazität [kt/a]	Produktion [kt/a]	Baujahr	Brennofen- typ	Ø thermi- scher Ener- giever-	KABR01 [TJ]	KABR02 [TJ]
FELS-Werke GmbH	Kaltes Tal	53	42	1987	Ringsch	4,00	0	0
FELS-Werke GmbH	Kaltes Tal	53	42	1987	Ringsch	4,00	0	0
FELS-Werke GmbH	Kaltes Tal	53	42	1987	Ringsch	4,00	0	0
FELS-Werke GmbH	Kaltes Tal	39	31	1987	Schacht	3,95	0	0
FELS-Werke GmbH	Münchehof	39	31	2004	Schacht	3,95	0	0
FELS-Werke GmbH	Münchehof	39	31	2004	Schacht	3,95	0	0
FELS-Werke GmbH	Münchehof	39	31	2004	Schacht	3,95	0	0
FELS-Werke GmbH	Münchehof	39	31	2004	Schacht	3,95	0	0
FELS-Werke GmbH	Münchehof	53	42	1987	DSS	4,00	0	0
FELS-Werke GmbH	Münchehof	53	42	1987	DSS	4,00	0	0
FELS-Werke GmbH	Münchehof	53	42	1987	DSS	4,00	0	0
FELS-Werke GmbH	Münchehof	53	42	1987	DSS	4,00	0	0
FELS-Werke GmbH	Rübeland	39	31	2004	RCE- Schacht	3,95	0	0
FELS-Werke GmbH	Rübeland	39	31	2004	RCE- Schacht	3,95	0	0
FELS-Werke GmbH	Rübeland	39	31	2004	RCE- Schacht	3,95	0	0
FELS-Werke GmbH	Rübeland	39	31	2004	RCE- Schacht	3,95	0	0
FELS-Werke GmbH	Rübeland	105	84	2002	GGR	3,60	0	0
FELS-Werke GmbH	Rüdersdorf	105	84	2002	GGR	3,60	0	0
FELS-Werke GmbH	Rüdersdorf	39	31	1987	Schacht	3,95	0	0
FELS-Werke GmbH	Rüdersdorf	39	31	1987	Schacht	3,95	0	0
FELS-Werke GmbH	Rüdersdorf	39	31	1987	Schacht	3,95	0	0
FELS-Werke GmbH	Saal	39	31	1987	Schacht	3,95	0	0
FELS-Werke GmbH	Saal	39	31	1987	Schacht	3,95	0	0
FELS-Werke GmbH	Saal	39	31	1987	Schacht	3,95	0	0
FELS-Werke GmbH	Saal	39	31	1987	Schacht	3,95	0	0
FELS-Werke GmbH	Saal	105	84	2008	GGR	3,60	0	0
FELS-Werke GmbH	Saal	53	42	1987	Ringsch	4,00	0	0
FELS-Werke GmbH	Saal	53	42	1987	Ringsch	4,00	0	0
FELS-Werke GmbH	Saal	53	42	1987	Ringsch	4,00	0	0
FELS-Werke GmbH	Saal	53	42	1987	Ringsch	4,00	0	0
HANS G. HAURI KG	Merdingen	53	42	1987	Ringsch	4,00	0	0
Heidelberger Kalk	Istein	105	84	2013	GGR	3,60	0	0
Heidelberger Kalk	Walhalla	105	84	2013	GGR	3,60	0	0
Hermann Trollius GmbH	Hörmannsdorf	53	42	2013	Ringsch	4,00	0	0
Johan Bergmann GmbH	Azendorf	39	31	1946	Schacht	3,95	0	0
Johan Bergmann GmbH	Azendorf	37	29	1949	Schacht	4,75	0	34
Johan Bergmann GmbH	Azendorf	37	29	1973	Schacht	4,75	0	34
Johan Bergmann GmbH	Azendorf	39	31	1995	Schacht	3,95	0	0
Kalk- und Mergelwerke Heinrich Müller GmbH & Co. KG	Kalkwerk Halle/Westfal- len	39	31	1987	Schacht	3,95	0	0
Kalkwerk Hufgard GmbH	Hufgard	39	31	1962	Schacht	3,95	0	0
Kalkwerk Hufgard GmbH	Hufgard	39	31	1973	Schacht	3,95	0	0
Kalkwerk Rygol GmbH & Co. KG	Painten	53	42	1987	Ringsch	4,00	0	0
Kalkwerke Meister GmbH	Großenlüder	39	31	1968	Schacht	3,95	0	0
Kalkwerke Meister GmbH	Großenlüder	39	31	1975	Schacht	3,95	0	0
Kalkwerke Otto Breckweg GmbH & Co. KG	Kalkwerke Breckweg in Rheine	37	29	1972	Schacht	4,75	0	34
Kalkwerke Otto Breckweg GmbH & Co. KG	Kalkwerke Breckweg in Rheine	37	29	1972	Schacht	4,75	0	34

Unternehmen	Ort	Kapazität	Produktion	Baujahr	Brennofen- typ	Ø thermi- scher Ener- giever-	KABR01 [TJ]	KABR02 [TJ]
		[kt/a]	[kt/a]					
Kalkwerke Otto Breckweg GmbH & Co. KG	Kalkwerke Breckweg in Rheine	37	29	1983	Schacht	4,75	0	34
Märker Kalk GmbH	Harburg	105	84	1985	GGR	3,60	0	0
Märker Kalk GmbH	Herrlingen	105	84	2007	Kleinst	3,60	0	0
Märker Kalk GmbH	Herrlingen	39	31	2004	RCE- Schacht	3,95	0	0
Nikolaus Müller Kalkwerk- Natursteinwerke GmbH & Co KG	Üxheim - Ahütte	37	29	1987	Schacht	4,75	0	34
Oetelshofen Kalk	Wuppertal	105	84	2007	GGR	3,60	0	0
Oetelshofen Kalk	Wuppertal	53	42	1970	Ringsch	4,00	0	0
Oetelshofen Kalk	Wuppertal	53	42	1970	Ringsch	4,00	0	0
Oetelshofen Kalk	Wuppertal	53	42	1970	Ringsch	4,00	0	0
Rheinkalk GmbH	Flandersbach	105	84	1970	Schacht	3,60	0	0
Rheinkalk GmbH	Flandersbach	105	84	1970	Schacht	3,60	0	0
Rheinkalk GmbH	Flandersbach	105	84	1970	Schacht	3,60	0	0
Rheinkalk GmbH	Flandersbach	105	84	1974	Schacht	3,60	0	0
Rheinkalk GmbH	Flandersbach	105	84	1974	Schacht	3,60	0	0
Rheinkalk GmbH	Flandersbach	105	84	1977	Schacht	3,60	0	0
Rheinkalk GmbH	Flandersbach	245	196	1987	Drehrohr	6,25	491	0
Rheinkalk GmbH	Flandersbach	245	196	1987	Drehrohr	6,25	491	0
Rheinkalk GmbH	Flandersbach	245	196	1987	Drehrohr	6,25	491	0
Rheinkalk GmbH	Flandersbach	245	196	1987	Drehrohr	6,25	491	0
Rheinkalk GmbH	Hönnetal	245	196	2008	Drehrohr	6,25	491	0
Rheinkalk GmbH	Hönnetal	53	42	1987	Ringsch	4,00	0	0
Rheinkalk GmbH	Hönnetal	53	42	1987	Ringsch	4,00	0	0
Rheinkalk GmbH	Hönnetal	53	42	1987	Ringsch	4,00	0	0
Rheinkalk GmbH	Hönnetal	53	42	1987	Ringsch	4,00	0	0
Rheinkalk GmbH	Hönnetal	105	84	1968	GGR	3,60	0	0
Rheinkalk GmbH	Hönnetal	105	84	1970	GGR	3,60	0	0
Rheinkalk GmbH	Hönnetal	39	31	1987	Schacht	3,95	0	0
Rheinkalk GmbH	Hönnetal	39	31	1987	Schacht	3,95	0	0
Rheinkalk GmbH	Hönnetal	39	31	1987	Schacht	3,95	0	0
Rheinkalk GmbH	Hönnetal	39	31	1987	Schacht	3,95	0	0
Rheinkalk GmbH	Messinghausen	39	31	1987	Schacht	3,95	0	0
Rheinkalk GmbH	Messinghausen	39	31	1987	Schacht	3,95	0	0
Rheinkalk GmbH	Messinghausen	39	31	1987	Schacht	3,95	0	0
Rheinkalk GmbH	Lengerich	53	42	1987	Ringsch	4,00	0	0
Rheinkalk GmbH	Lengerich	53	42	1987	Ringsch	4,00	0	0
Rheinkalk GmbH	Lengerich	53	42	1987	Ringsch	4,00	0	0
Rheinkalk GmbH	Lengerich	53	42	1987	Ringsch	4,00	0	0
Schaefer Kalk	Hahnstätten	105	84	1986	GGR	3,60	0	0
Schaefer Kalk	Hahnstätten	105	84	1986	GGR	3,60	0	0
Schaefer Kalk	Hahnstätten	105	84	1999	GGR	3,60	0	0
Schaefer Kalk	Hahnstätten	53	42	1987	Ringsch	4,00	0	0
Schaefer Kalk	Steeden	39	31	1942	Schacht	3,95	0	0
Schaefer Kalk	Steeden	39	31	1942	Schacht	3,95	0	0
Schaefer Kalk	Steeden	39	31	1954	Schacht	3,95	0	0
Schaefer Kalk	Steeden	39	31	1957	Schacht	3,95	0	0
Schaefer Kalk	Steeden	39	31	2007	RCE- Schacht	3,95	0	0
Schaefer Kalk	Steeden	39	31	2007	RCE- Schacht	3,95	0	0
Schaefer Kalk	Steeden	175	140	2013	GGR	3,60	0	0
Wolfgang Endress Kalk- und Schotterwerk GmbH & Co. KG	Satteldorf	37	29	1964	Schacht	4,75	0	34

Unternehmen	Ort	Kapazität [kt/a]	Produktion [kt/a]	Baujahr	Brennofen- typ	Ø thermi- scher Ener- giever-	KABR01 [TJ]	KABR02 [TJ]
Wünschendorfer Dolomit- werk GmbH	Caaschwitz	39	31	2007	Schacht	3,95	0	0
Wünschendorfer Dolomit- werk GmbH	Wünschendorf	39	31	1987	Schacht	3,95	0	0
Zellstoff Rosenthal	Blankenstein	245	196	2007	Drehrohr	6,25	491	0
Zement- und Kalkwerke Otterbein GmbH	Großenlüder	39	31	2008	Schacht	3,95	0	0
Zement- und Kalkwerke Otterbein GmbH	Großenlüder	39	31	2008	Schacht	3,95	0	0
Summe [Mt/PJ]		7,9	6,3			0,5	2,9	0,4
Mittelwert		66	53	1987		4	25	3

Anhang J Behälter- und Flachglas

In diesem Kapitel wird die Glasindustrie hinsichtlich ihrer Branchenstruktur, Produktionsprozesse und Energieverbrauch in Abschnitt J 1 analysiert. Die Parameter und Wechselwirkungen der identifizierten Energieeinsparmaßnahmen für die Herstellung von Behälter- und Flachglas in Deutschland werden tabellarisch in Abschnitt J 2 gelistet. In Abschnitt J 3 werden die Daten und technischen Energieeinsparpotenziale von Einzelanlagen, auf denen die kumulierten Berechnungen basieren, tabellarisch gelistet.

J 1 Industrieanalyse

Zur Glasindustrie zählten im Jahr 2013 53 166 Beschäftigte die in rund 409 Betrieben einen Gesamtumsatz von 8,94 Mrd. Euro erwirtschafteten. Aufgrund dieser Größe wird die Glasindustrie in weitere Subsektoren unterteilt (BV Glas 2014, s. Abb. J-1):

- Flachglasindustrie,
- Behälterglasindustrie,
- Gebrauchs- und Spezialglasindustrie,
- Kristall- und Wirtschaftsglasindustrie sowie
- Mineralfaserindustrie.

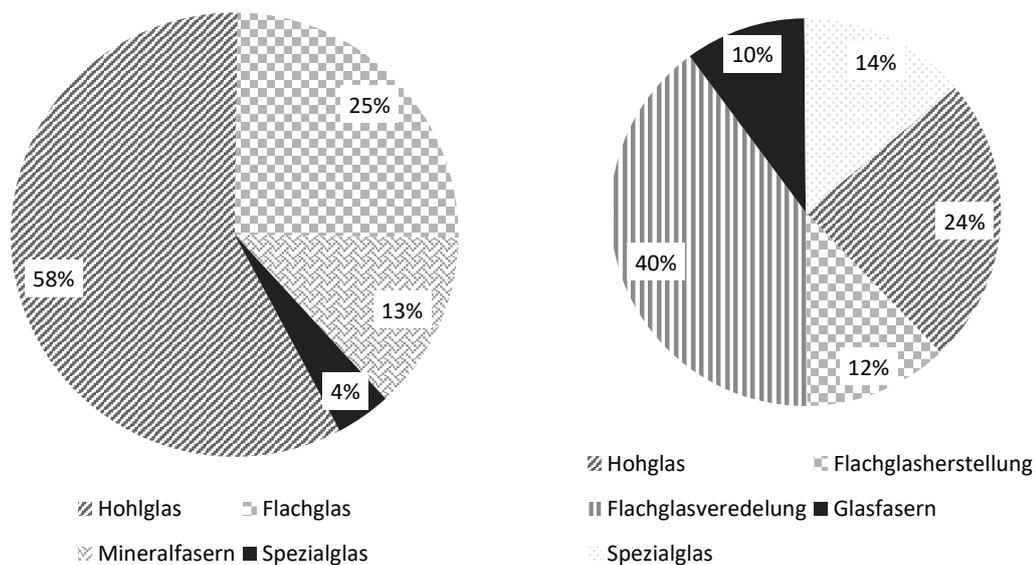


Abb. J-1: Linkes Kreisdiagramm zeigt die Struktur der Produktionsmengen und das rechte Kreisdiagramm die Struktur des Gesamtumsatzes der Glasindustrie auf (BV Glas 2014).

Flach- und Behälterglas wird in 18 bzw. 31 Betrieben mit insgesamt 4 000 bzw. 9 000 Beschäftigten hergestellt. Seit den späten 1990er fand eine Restrukturierung der Branche aufgrund des steigenden Wettbewerbsdrucks statt, sodass sich die Unternehmen in Konzernen zusammenschlossen um effektiver auf dem Markt agieren zu können (EIPPCB 2012b). Interessanterweise fand in der Mitte des 20. Jahrhunderts eine Umkehrung des Trends statt (Brunke 2014). Die größten Firmen in Deutschland für Herstellung von Behälterglas sind

Ardagh Glass (1 353 kt), Saint-Gobain Oberland (1 190 kt), Wiegand (600 kt), Gerresheimer (343 kt) und O-I glasspack (293 kt), während für Flachglas Pilkington (1 030 kt) und Saint-Gobain (957 kt) dominieren.

Beschreibung der Produktionsprozesse

Die Untersuchung fokussiert sich diese Arbeit jeweils auf das heiße Ende, d. h. die Gemengebereitung, den Schmelzprozess, die Formgebung, Kühlung und Oberflächenveredlung jeweils in der Herstellung von Flach- und Behältergläsern. Die nachfolgende Darstellung der Produktionsprozesse beschränkt sich daher auf diese beiden Glassorten, die sich im Wesentlichen in der Formgebung unterscheiden.

Gemengebereitung

Üblicherweise befinden sich die Standorte der Glaswerke in der Nähe der Rohstoffvorkommen der Hauptkomponenten. Die Hauptkomponente für Massengläser ist Quarzsand und wird als Glasbildner bezeichnet. Da reine Quarzsande erst bei Temperaturen von über 2000 °C verarbeitet werden können, werden Flussmittel, hauptsächlich Soda, zugeben um die Schmelztemperatur und damit den Energieverbrauch abzusenken. Stabilisatoren wie Kalk (Calciumoxid), Dolomit (Magnesiumoxid) oder Aluminiumoxid sollen Eigenschaften wie Festigkeit, Beständigkeit und Härte des Produkts sicherstellen. Je nach Glassorte können weitere Additive wie Farbstoffe oder Läuterungsmittel hinzugefügt werden. Letztere führt zu Blasenbildung der im Glas gelösten Gase, die sich auf dem Weg zur Schmelzoberfläche ansammeln (Schaeffer und Langfeld 2014; Leisin 2013).

Schmelzen

Das Gemenge wird der Glaswanne kontinuierlich über einen Einlegevorbau („doghouse“) zugeführt. Die Gesamtmenge an geschmolzenen Glas in Durchlass-Wannen wird konstant gehalten. Dabei wird Sorge getragen, dass die nötige Verweildauer mit $4 \text{ t}/(\text{m}^2 \cdot \text{d})$ für Behälterglas und $2 \text{ t}/(\text{m}^2 \cdot \text{d})$ für Flachglas eingehalten wird. Konvektionsströme in der Walze läutern und homogenisieren die Schmelze. Der theoretische Energieverbrauch für ein Massenglas ohne Scherbeneinsatz ermittelt sich auf 2,6 GJ/t. Der reale mittlere Energieverbrauch verschiedener Glasarten beträgt für Behälterglas 4,7 GJ/t und 6,5 GJ/t für Flachglas. Einfluss auf den Energieverbrauch nimmt insbesondere die Rohstoffe, der Fremdscherbeneinsatz, die Bauweise, die Wärmerückgewinnung, die Wärmeisolation, die Art der Energieträger und die spezifische Schmelzleistung. Glasschmelzwannen werden primär nach Energieträgern (Gas, Öl, Elektrizität), der Flammenrichtung (quer- oder stirnseitig befeuert) und Art der Wärmerückgewinnung (rekuperativ oder regenerativ) unterschieden (Schaeffer und Langfeld 2014).

Formgebung

In der Formgebung unterscheidet sich die Flach- und Behälterglasherstellung deutlich und wird deshalb nachfolgend separat beschrieben.

Behälterglas

Die Form von Hohlglas wird über eine vollautomatische Formgebungsmaschine gegeben. Über einen Tropfenspeiser wird das flüssige Glas in wohl dosierte Tropfen gedrückt, die im Rhythmus der Formgebungsmaschine abgeschnitten werden. Die eigentliche Formgebung

arbeitet entweder nach dem Blas-Blas- oder nach dem Press-Blas-Verfahren. Beim Blas-Blas-Verfahren wird der Tropfen im ersten Schritt in der Kontur der Vorform mittels Druckluft geblasen, weshalb es für Behälter mit engen Öffnungen angewendet wird. Der sogenannte Kübel wird nun um 180 °C gedreht, um in der Fertigform auf die endgültige Kontur geblasen zu werden. Das Press-Blas-Verfahren wird für Weitmundgläser angewendet und im Unterschied zum Blas-Blas-Verfahren wird im ersten Schritt der Glastropfen mittels eines Press-Stempels in die Vorform gebracht. Dabei sind die Formgebungsmaschinen meist in Reihe angelegt und ergeben so individuell funktionsfähige Vor- und Fertigformstationen, welche als IS-Maschinen (engl. Individual Section) bezeichnet werden. Die häufigste Flaschenglasmaschine ist die 10-Stationen-Maschine mit Doppeltropfen-Beschickung (Schaeffer und Langfeld 2014).

Flachglas

Das in den 1960er eingeführte Floatverfahren ermöglichte die Produktion von Flachglas für Spiegel, Fenster und Kraftfahrzeugen mit hoher Planität und Oberflächengüte. Hierbei schwimmt (oder schwebt in engl. „float“) das flüssige Glas über ein Zinnbad, da es eine höhere Dichte aufweist und sein Schmelzpunkt unter 600 °C liegt. Um eine Reaktion des flüssigen Glases mit dem Zinn zu verhindern, befindet sich die Anlage im Überdruck mit einer Atmosphäre aus Stickstoff und Wasserstoff. Das Glas wird über das Zinnbad gezogen und am Ende spannungsfrei gekühlt, geschnitten und gestapelt (Schaeffer und Langfeld 2014). Heute werden in Deutschland 95 % des Flachglases mittels des Floatverfahrens hergestellt (Jochem et al. 2004), während die verbleibenden 5 % mittels des vorhergehenden Walzverfahrens hergestellt werden, um hochwertige Fenstergläser herzustellen.

J 2 Energieeinsparmaßnahmen

Tabelle J-1: Identifizierte Parameter von Energieeinsparmaßnahmen in der Herstellung von Flach- und Behälterglas in Deutschland.

ID	Name	Prozess ¹	Stromeinsparung [MJ/tProdukt]	Brennstoffeinsparung [MJ/tProdukt]	CO ₂ -Minderungen [kg CO ₂ /tProdukt]	Investition [EUR ₂₀₁₃ /tProdukt]	Veränderung nicht-energetischer Betriebskosten [EUR ₂₀₁₃ /tProdukt]	Nutzungsdauer	Modularitätsfaktor
BEFO01	Optimierte Vorherdregelung durch Infrarotanalyse	FO	8	83	0	0,8	0,0	15	0,0
BEGE01	Fremdscherbenanteilerhöhung auf das technische Maximum (Weißglas)	GE	1	14		0,0	19,3	99	0,0
BEGE02	Fremdscherbenanteilerhöhung auf das technische Maximum (Braunglas)	GE	1	12		0,0	32,9	99	0,0
BEGE03	Fremdscherbenanteilerhöhung auf das technische Maximum (Grün-glas)	GE	1	10		0,0	7,9	99	0,0
BEGE04	Gemengevorwärmung mittels Abwärmennutzung auf 300 °C	GE	34	335	19	20,4	0,0	12	0,3
BEGE05	Reduzierung der Gemengebenetzung (Feuchtigkeitsgehalt 3,5 auf 2 %)	GE	11	113	6	0,0	0,8	99	0,0

ID	Name	Prozess ¹	Stromeinsparung [MJ/tProdukt]	Brennstoffeinsparung [MJ/tProdukt]	CO ₂ -Minderungen [kg CO ₂ /tProdukt]	Investition [EUR ₂₀₁₃ /tProdukt]	Veränderung nicht-energetischer Betriebskosten [EUR ₂₀₁₃ /tProdukt]	Nutzungsdauer	Modularitätsfaktor
BEGE06	Flussmitteleinsatzerhöhung um 0,1 % Lithium-Feldspat	GE	34	343	19	0,0	3,5	99	0,0
BEQU01	Verbrennungsluftgebläse mit Frequenzumrichter	QU	22	0	0	0,8	0,0	15	0,0
BEQU02	Aufteilung in bedarfsgerechte Druckluftnetze (6,0, 3,5, und 2,1 bar)	QU	56	0	0	3,5	0,0	15	0,0
BEQU03	Umstellung auf mechanische von pneumatischen Fördersystem	QU	11	0	0	8,7	0,0	15	0,0
BESC01	Wechsel zu regenerativer U-Flammenwanne von rekuperativer Schmelzwanne	SC	134	1 337	75	175,9	0,0	12	0,0
BESC02	Wechsel zu regenerativer U-Flammenwanne von regenerativer, quer-befuerter Schmelzwanne	SC	20	200	11	175,9	0,0	12	0,0
BESC03	Sauerstoffbrenner bei regenerativen Schmelzwannen	SC	-231	888	50	105,5	0,0	12	0,0
BESC04	Ofenabwärmeverstromung mittels Dampfmotor	SC	53	62	3	8,6	0,0	15	0,5
BESC05	Ofenabwärmeverstromung mittels ORC-Anlage	SC	72	62	0	12,6	0,0	15	0,3
BESC06	Ofenabwärmenutzung zur internen Warmwasserversorgung	SC	0	62	3	2,7	0,0	15	0,5
BESC07	Brennstoffstufung mit Sekundärgas	SC	9	86	5	0,6	0,0	15	0,0
BESC08	Reduzierung der überschüssigen Luft durch verbesserte Lambda-Regelung	SC	13	129	7	2,3	0,0	15	0,3
BESC09	Verstärkte Isolierung (Schmelzwanne, Doghouse, Regeneratoren)	SC	40	399	22	0,0	4,8	15	0,0
BESC10	Bubblinganlage	SC	0	86	5	3,5	0,5	15	0,3
FLGE01	Fremdscherbeneinsatzerhöhung auf das technische Maximum (Bauglas)	GE	0	40	2	0,0	1,0	99	0,0
FLGE02	Reduzierung der Gemengebenetzung	GE	11	113	6	0,0	0,8	99	0,0
FLQU01	Verbrennungsluftgebläse mit Frequenzumrichter	QU	20	0	0	0,8	0,0	15	0,0
FLSC01	Sauerstoffbrenner bei regenerativen Schmelzwannen	SC	-420	1 615	90	105,5	0,0	10	0,0
FLSC02	Ofenabwärmeverstromung mittel doppelstufiger Dampfturbine	SC	279	31	0	20,0	0,0	15	0,3
FLSC03	Reduzierung der überschüssigen Luft durch verbesserte Lambda-Regelung	SC	0	249	14	2,3	0,0	15	0,3
FLSC04	Verstärkte Isolierung (Schmelzwanne, Doghouse, Regeneratoren)	SC	0	549	31	0,0	12,7	15	0,0

¹ FO = Formgebung, GE = Gemengebereitung, QU = Nebenaggregate, SC = Schmelzwanne

Tabelle J-2: Wechselwirkungsfaktoren von Energieeinsparmaßnahmen für die Herstellung von Behälterglas in Deutschland

	BEGE04	BEGE05	BEGE06	BESC01	BESC02	BESC03	BESC04	BESC05	BESC09
BEGE06	0,06		-						
BESC01	0,06	0,02	0,03	-	1,00	1,00			1,00
BESC02	0,06	0,02	0,03	1,00	-	1,00			1,00
BESC03	0,06	0,02	0,03	1,00	1,00	-			1,00
BESC04	1,00	0,02	0,03			-0,20	-	1,00	0,07
BESC05	0,40	0,02	0,03			-0,20	1,00	-	0,07
BESC06									0,07
BESC07	0,06	0,02	0,03						0,07
BESC08	0,06	0,02	0,03						0,07
BESC09	0,06	0,02	0,03	1,00	1,00	1,00			-
BESC10									
BEFO01									

Tabelle J-3: Wechselwirkungsfaktoren von Energieeinsparmaßnahmen für die Herstellung von Flachglas in Deutschland

	FLGE01	FLGE02	FLQU01	FLSC01	FLSC02	FLSC03	FLSC04
FLGE01	-						0,07
FLGE02		-					0,07
FLQU01			-				
FLSC01		0,01		-			0,07
FLSC02	0,01	0,01		-0,20	-		0,07
FLSC03		0,01				-	0,07
FLSC04		0,01		0,50			-

J 3 Daten und technische Energieeinsparpotenziale von Einzelanlagen

J 3.1 Behälterglas

Tabelle J-4: Anlagendaten zur Gemengebereitung von Behälterglasschmelzwannen in Deutschland im Jahr 2013

Unternehmen	Standort	Kapazität [kt/a]	Produktion [kt/a]	Letzte Mo- dernisierung	Fremd- scherben- einsatz	Weißglas [%/a]	Braunglas [%/a]	Grünglas [%/a]
Ardagh Glass Group	Bad Münster	49,5	43,5	2005	75 %	0 %	100 %	0 %
Ardagh Glass Group	Drebkau	165,0	145,0	2010	60 %	100 %	0 %	0 %
Ardagh Glass Group	Germersheim	140,3	123,2	2013	85 %	25 %	0 %	75 %
Ardagh Glass Group	Germersheim	140,3	123,2	2013	85 %	25 %	0 %	50 %
Ardagh Glass Group	Lünen	74,3	65,2	2005	70 %	100 %	0 %	0 %
Ardagh Glass Group	Lünen	74,3	65,2	2005	70 %	100 %	0 %	0 %
Ardagh Glass Group	Neuenhagen	165,0	145,0	2005	75 %	100 %	0 %	0 %
Ardagh Glass Group	Nienburg	115,5	101,5	2010	80 %	0 %	5 %	95 %
Ardagh Glass Group	Nienburg	66,0	58,0	2005	80 %	0 %	5 %	95 %
Ardagh Glass Group	Nienburg	66,0	58,0	2005	80 %	0 %	5 %	95 %
Ardagh Glass Group	Nienburg	66,0	58,0	2005	80 %	0 %	5 %	95 %
Ardagh Glass Group	Obernkirchen	115,5	101,5	2013	80 %	0 %	0 %	100 %
Ardagh Glass Group	Wahlstedt	115,5	101,5	2013	70 %	100 %	0 %	0 %

Unternehmen	Standort	Kapazität [kt/a]	Produktion [kt/a]	Letzte Mo- dernisierung	Fremd- scherben- ein satz	Weißglas [%/a]	Braunglas [%/a]	Grünglas [%/a]
August Pohli GmbH & Co. KG	Lauscha	72,6	63,8	2008	60 %	50 %	50 %	0 %
August Pohli GmbH & Co. KG	Lauscha	82,5	72,5	2008	60 %	50 %	50 %	0 %
August Pohli GmbH & Co. KG	Lauscha	42,9	37,7	2012	60 %	50 %	50 %	0 %
Gerresheimer AG	Steele-Horst	56,1	49,3	2013	60 %	0 %	100 %	0 %
Gerresheimer AG	Steele-Horst	54,5	47,8	2013	60 %	50 %	50 %	0 %
Gerresheimer AG	Lohr	82,5	72,5	2012	60 %	100 %	0 %	0 %
Gerresheimer AG	Lohr	97,4	85,5	2005	60 %	0 %	100 %	0 %
Gerresheimer AG	Tettau	39,6	34,8	2011	40 %	50 %	50 %	0 %
Gerresheimer AG	Tettau	21,5	18,8	2006	40 %	50 %	50 %	0 %
Heinz-Glas GmbH & Co KG	Piesau	39,6	34,8	2005	30 %	80 %	20 %	0 %
Heinz-Glas GmbH & Co KG	Piesau	16,5	14,5	2005	30 %	80 %	20 %	0 %
Heinz-Glas GmbH & Co KG	Tettau	23,1	20,3	2005	30 %	100 %	0 %	0 %
Heinz-Glas GmbH & Co KG	Tettau	16,5	14,5	2005	30 %	100 %	0 %	0 %
Hindustan National Glass & Industries GmbH	Gardelegen	99,0	87,0	2011	45 %	100 %	0 %	0 %
Noelle + von Campe Glashütte GmbH	Werk I/Boffzen	99,0	87,0	2010	60 %	100 %	0 %	0 %
Noelle + von Campe Glashütte GmbH	Werk II/Boffzen	99,0	87,0	2009	60 %	100 %	0 %	0 %
O-I glasspack GmbH & Co. KG	Achern	0,0	0,0	2006	0 %	0 %	0 %	0 %
O-I glasspack GmbH & Co. KG	Bernsdorf	49,5	43,5	2010	90 %	20 %	0 %	80 %
O-I glasspack GmbH & Co. KG	Holzminden	79,2	69,6	2005	0 %	100 %	0 %	0 %
O-I glasspack GmbH & Co. KG	Rinteln	82,5	72,5	2003	90 %	25 %	0 %	75 %
O-I glasspack GmbH & Co. KG	Rinteln	82,5	72,5	2001	90 %	25 %	0 %	75 %
Saint-Gobain Oberland AG	Bad Wurzach	148,5	130,5	2012	60 %	100 %	0 %	0 %
Saint-Gobain Oberland AG	Bad Wurzach	122,1	107,3	2011	80 %	0 %	100 %	0 %
Saint-Gobain Oberland AG	Bad Wurzach	69,3	60,9	2005	90 %	0 %	0 %	100 %
Saint-Gobain Oberland AG	Essen/Kanarp	118,8	104,4	2009	70 %	25 %	25 %	50 %
Saint-Gobain Oberland AG	Essen/Kanarp	133,7	117,4	2012	70 %	25 %	25 %	50 %
Saint-Gobain Oberland AG	Essen/Kanarp	165,0	145,0	2007	70 %	25 %	25 %	50 %
Saint-Gobain Oberland AG	Kipfenberg	82,5	72,5	2012	0 %	100 %	0 %	0 %
Saint-Gobain Oberland AG	Neuburg	99,0	87,0	2005	65 %	70 %	15 %	15 %
Saint-Gobain Oberland AG	Neuburg	99,0	87,0	2005	65 %	70 %	15 %	15 %
Saint-Gobain Oberland AG	Neuburg	52,8	46,4	2012	65 %	70 %	15 %	15 %
Saint-Gobain Oberland AG	Wirges	49,5	43,5	1999	0 %	70 %	15 %	15 %
Saint-Gobain Oberland AG	Wirges	49,5	43,5	2010	0 %	70 %	15 %	15 %
Weck GmbH & Co. KG	Bonn-Duisdorf	49,5	43,5	2011	40 %	100 %	0 %	0 %
Weck GmbH & Co. KG	Bonn-Duisdorf	49,5	43,5	2004	40 %	100 %	0 %	0 %
Wiegand Bayerische Flaschen-Glashüttenwerke GmbH	Steinbach a. W.	99,0	87,0	2012	80 %	33 %	33 %	33 %
Wiegand Bayerische Flaschen-Glashüttenwerke GmbH	Steinbach a. W.	66,0	58,0	2006	80 %	33 %	33 %	33 %
Wiegand Bayerische Flaschen-Glashüttenwerke GmbH	Steinbach a. W.	66,0	58,0	2006	80 %	33 %	33 %	33 %
Wiegand GmbH	Großbreitenbach	82,5	72,5	2009	80 %	33 %	33 %	33 %
Wiegand GmbH	Großbreitenbach	82,5	72,5	2008	80 %	33 %	33 %	33 %
Wiegand GmbH	Schleusingen	52,8	46,4	2005	0 %	50 %	50 %	0 %
Wiegand GmbH	Schleusingen	52,8	46,4	2005	0 %	50 %	50 %	0 %
Wiegand GmbH	Steinbach a. W.	99,0	87,0	2006	80 %	33 %	33 %	33 %

Unternehmen	Standort	Technische Energieeinsparpotenziale [TJ]						
		Kapazität [kt/a]	Produktion [kt/a]	Letzte Mo- dernisierung	Fremd- scherben- einsatz	Weißglas [%/a]	Braunglas [%/a]	Grünglas [%/a]
Summe		4 478	3 934					
Durchschnitt		80,0	70,3	2008	58 %	52 %	22 %	24 %

Tabelle J-5: Technische Energieeinsparpotenziale der identifizierten Energieeinsparmaßnahmen in der Gemengebereitung von Behälterglasschmelzwannen in Deutschland im Jahr 2013

Unternehmen	Standort	Technische Energieeinsparpotenziale [TJ]					
		BEGE01	BEGE02	BEGE03	BEGE04	BEGE05	BEGE06
Ardagh Glass Group	Drebkau	0,0	0,0	0,0	48,6	16,4	49,7
Ardagh Glass Group	Bad Münder	0,0	2,7	0,0	0,0	4,9	14,9
Ardagh Glass Group	Germersheim	0,0	0,0	0,0	0,0	13,9	42,3
Ardagh Glass Group	Germersheim	0,0	0,0	0,0	0,0	13,9	42,3
Ardagh Glass Group	Lünen	0,0	0,0	0,0	0,0	7,4	22,4
Ardagh Glass Group	Lünen	0,0	0,0	0,0	0,0	7,4	22,4
Ardagh Glass Group	Neuenhagen	0,0	0,0	0,0	0,0	16,4	49,7
Ardagh Glass Group	Nienburg	0,0	0,0	9,9	0,0	11,5	34,8
Ardagh Glass Group	Nienburg	0,0	0,0	5,7	19,4	6,6	19,9
Ardagh Glass Group	Nienburg	0,0	0,0	5,7	19,4	6,6	19,9
Ardagh Glass Group	Nienburg	0,0	0,0	5,7	19,4	6,6	19,9
Ardagh Glass Group	Obernkirchen	0,0	0,0	0,0	34,0	11,5	34,8
Ardagh Glass Group	Wahlstedt	0,0	0,0	0,0	34,0	11,5	34,8
August Pohli GmbH & Co. KG	Lauscha	10,9	9,8	0,0	21,4	7,2	21,9
August Pohli GmbH & Co. KG	Lauscha	12,4	11,1	0,0	24,3	8,2	24,9
August Pohli GmbH & Co. KG	Lauscha	6,5	5,8	0,0	12,6	4,3	12,9
Gerresheimer AG	Lohr	0,0	0,0	0,0	24,3	8,2	24,9
Gerresheimer AG	Lohr	0,0	21,0	0,0	28,6	9,7	29,3
Gerresheimer AG	Essen/Steele-Horst	0,0	12,1	0,0	16,5	5,6	16,9
Gerresheimer AG	Essen/Steele-Horst	8,2	7,3	0,0	16,0	5,4	16,4
Gerresheimer AG	Tettau	0,0	0,0	0,0	11,7	0,0	0,0
Gerresheimer AG	Tettau	0,0	0,0	0,0	6,3	0,0	0,0
Heinz-Glas GmbH & Co KG	Piesau	3,8	0,0	0,0	11,7	0,0	0,0
Heinz-Glas GmbH & Co KG	Piesau	1,6	0,0	0,0	4,9	0,0	0,0
Heinz-Glas GmbH & Co KG	Tettau	2,8	0,0	0,0	6,8	0,0	0,0
Heinz-Glas GmbH & Co KG	Tettau	2,0	0,0	0,0	4,9	0,0	0,0
Hindustan National Glass & Industries GmbH	Gardelegen	29,8	0,0	0,0	29,1	9,8	29,8
Noelle + von Campe Glashütte GmbH	Werk II/Boffzen	11,9	0,0	0,0	29,1	9,8	29,8
Noelle + von Campe Glashütte GmbH	Werk I/Boffzen	11,9	0,0	0,0	29,1	9,8	29,8
O-I glasspack GmbH & Co. KG	Achern	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
O-I glasspack GmbH & Co. KG	Bernsdorf	0,0	0,0	0,0	14,6	4,9	14,9
O-I glasspack GmbH & Co. KG	Holzminden	0,0	0,0	0,0	23,3	7,9	23,9
O-I glasspack GmbH & Co. KG	Rinteln	0,0	0,0	0,0	24,3	8,2	24,9
O-I glasspack GmbH & Co. KG	Rinteln	0,0	0,0	0,0	24,3	8,2	24,9
Saint-Gobain Oberland AG	Bad Wurzach	17,9	0,0	0,0	43,7	14,7	44,7
Saint-Gobain Oberland AG	Bad Wurzach	0,0	0,0	0,0	35,9	12,1	36,8
Saint-Gobain Oberland AG	Bad Wurzach	0,0	0,0	0,0	20,4	6,9	20,9
Saint-Gobain Oberland AG	Essen/Kanarp	4,7	4,2	6,6	35,0	11,8	35,8
Saint-Gobain Oberland AG	Essen/Kanarp	5,2	4,7	7,5	39,3	13,3	40,3
Saint-Gobain Oberland AG	Essen/Kanarp	6,5	5,8	9,2	48,6	16,4	49,7
Saint-Gobain Oberland AG	Neuburg	11,9	0,0	0,0	29,1	9,8	29,8
Saint-Gobain Oberland AG	Neuburg	11,9	0,0	0,0	29,1	9,8	29,8

Unternehmen	Standort	Technische Energieeinsparpotenziale [TJ]					
		BEGE01	BEGE02	BEGE03	BEGE04	BEGE05	BEGE06
Saint-Gobain Oberland AG	Neuburg	6,4	0,0	0,0	15,5	5,2	15,9
Saint-Gobain Oberland AG	Wirges	0,0	0,0	0,0	14,6	4,9	14,9
Saint-Gobain Oberland AG	Wirges	0,0	0,0	0,0	14,6	4,9	14,9
Saint-Gobain Oberland AG	Kipfenberg	0,0	0,0	0,0	24,3	0,0	0,0
Weck GmbH & Co. KG	Bonn-Duisdorf	17,9	0,0	0,0	14,6	4,9	14,9
Weck GmbH & Co. KG	Bonn-Duisdorf	17,9	0,0	0,0	14,6	4,9	14,9
Wiegand GmbH	Steinbach a. W.	0,0	0,0	0,0	29,1	9,8	29,8
Wiegand Bayerische Flaschen-Glas- hüttenwerke GmbH	Steinbach a. W.	0,0	0,0	0,0	29,1	9,8	29,8
Wiegand Bayerische Flaschen-Glas- hüttenwerke GmbH	Steinbach a. W.	0,0	0,0	0,0	0,0	6,6	19,9
Wiegand Bayerische Flaschen-Glas- hüttenwerke GmbH	Steinbach a. W.	0,0	0,0	0,0	0,0	6,6	19,9
Wiegand GmbH	Großbreitenbach	0,0	0,0	0,0	24,3	8,2	24,9
Wiegand GmbH	Großbreitenbach	0,0	0,0	0,0	24,3	8,2	24,9
Wiegand GmbH	Schleusingen	0,0	0,0	0,0	15,5	5,2	15,9
Wiegand GmbH	Schleusingen	0,0	0,0	0,0	15,5	5,2	15,9
Summe		202	84	50	1 056	421	1 277
Durchschnitt		3,6	1,5	0,9	18,9	7,5	22,8

Tabelle J-6: Anlagendaten zu Behälterglasschmelzwannen und technische Energieeinsparpotenziale der Energieeinsparmaßnahmen in Deutschland zum Jahr 2013

Unternehmen	Ort	Kapazität [kt/a]	Produktion 2013 [kt/a]	Schmelzleistung Leistung [t/d]	Letzte Neuzustellung	Energieträger	BESC01	BESC02
							[TJ]	[TJ]
Ardagh Glass Group	Bad Münders	50	44	150	2005	Schweröl	0,0	0,0
Ardagh Glass Group	Drebkau	165	145	500	2010	Schweröl	0,0	0,0
Ardagh Glass Group	Germersheim	140	124	425	2013	Erdgas	0,0	0,0
Ardagh Glass Group	Germersheim	140	124	425	2013	Erdgas	0,0	0,0
Ardagh Glass Group	Lünen	74	65	225	2005	Schweröl	0,0	0,0
Ardagh Glass Group	Lünen	74	65	225	2005	Schweröl	0,0	0,0
Ardagh Glass Group	Neuenhagen	165	145	500	2005	Schweröl	0,0	0,0
Ardagh Glass Group	Nienburg	116	102	350	2010	Erdgas	0,0	0,0
Ardagh Glass Group	Nienburg	66	58	200	2005	Erdgas	0,0	0,0
Ardagh Glass Group	Nienburg	66	58	200	2005	Schweröl	0,0	0,0
Ardagh Glass Group	Nienburg	66	58	200	2005	Erdgas	0,0	0,0
Ardagh Glass Group	Obernkirchen	116	102	350	2013	Erdgas	0,0	0,0
Ardagh Glass Group	Wahlstedt	116	102	350	2013	Erdgas	0,0	0,0
August Pohli GmbH & Co. KG	Lauscha	73	64	220	2008	Erdgas	0,0	0,0
August Pohli GmbH & Co. KG	Lauscha	83	73	250	2008	Erdgas	0,0	0,0
August Pohli GmbH & Co. KG	Lauscha	43	38	130	2012	Erdgas	0,0	0,0
Gerresheimer AG	Essen/Steele-Horst	56	49	170	2013	Erdgas	0,0	0,0
Gerresheimer AG	Essen/Steele-Horst	54	48	165	2013	Erdgas	0,0	0,0
Gerresheimer AG	Lohr	74	65	225	2012	Erdgas	0,0	0,0
Gerresheimer AG	Lohr	97	86	295	2005	Erdgas	0,0	0,0
Gerresheimer AG	Tettau	40	35	120	2011	Erdgas	0,0	0,0
Gerresheimer AG	Tettau	21	19	65	2006	Erdgas	0,0	0,0
Heinz-Glas GmbH & Co KG	Piesau	40	35	120	2005	Erdgas	0,0	0,0
Heinz-Glas GmbH & Co KG	Piesau	17	15	50	2005	Erdgas	0,0	0,0
Heinz-Glas GmbH & Co KG	Tettau	23	20	70	2005	Biogas	0,0	0,0
Heinz-Glas GmbH & Co KG	Tettau	17	15	50	2005	Biogas	0,0	0,0

Unternehmen	Ort	Kapazität [kt/a]	Produktion 2013 [kt/a]	Schmelzleistung Leistung [t/d]	Letzte Neuzustellung	Energieträger	BESC01 [TJ]	BESC02 [TJ]
Hindustan National Glass & Industries GmbH	Gardelegen	99	87	300	2011	Erdgas	0,0	0,0
Noelle + von Campe Glashütte GmbH	Werk I/Boffzen	99	87	300	2010	Erdgas	0,0	0,0
Noelle + von Campe Glashütte GmbH	Werk II/Boffzen	99	87	300	2009	Erdgas	0,0	0,0
O-I glasspack GmbH & Co. KG	Achern	0	0		2006	Erdgas	0,0	0,0
O-I glasspack GmbH & Co. KG	Bernsdorf	50	44	150	2010	Erdgas	0,0	0,0
O-I glasspack GmbH & Co. KG	Holzminden	79	70	240	2005	Erdgas	0,0	0,0
O-I glasspack GmbH & Co. KG	Rinteln	83	73	250	2003	Schweröl	0,0	0,0
O-I glasspack GmbH & Co. KG	Rinteln	83	73	250	2001	Schweröl	0,0	0,0
Saint-Gobain Oberland AG	Bad Wurzach	149	131	450	2012	Erdgas	0,0	0,0
Saint-Gobain Oberland AG	Bad Wurzach	122	108	370	2011	Erdgas	0,0	0,0
Saint-Gobain Oberland AG	Bad Wurzach	69	61	210	2005	Erdgas	0,0	0,0
Saint-Gobain Oberland AG	Essen/Kanarp	119	105	360	2009	Erdgas	0,0	0,0
Saint-Gobain Oberland AG	Essen/Kanarp	134	118	405	2012	Erdgas	0,0	0,0
Saint-Gobain Oberland AG	Essen/Kanarp	165	145	500	2007	Erdgas	0,0	29,1
Saint-Gobain Oberland AG	Kipfenberg	83	73	250	2012	Erdgas	0,0	0,0
Saint-Gobain Oberland AG	Neuburg	99	87	300	2005	Erdgas	0,0	0,0
Saint-Gobain Oberland AG	Neuburg	99	87	300	2005	Erdgas	0,0	17,4
Saint-Gobain Oberland AG	Neuburg	53	47	160	2012	Erdgas	0,0	0,0
Saint-Gobain Oberland AG	Wirges	50	44	150	1999	Schweröl	0,0	0,0
Saint-Gobain Oberland AG	Wirges	50	44	150	2010	Erdgas	0,0	0,0
Weck GmbH & Co. KG	Bonn-Duisdorf	50	44	150	2011	Erdgas	0,0	0,0
Weck GmbH & Co. KG	Bonn-Duisdorf	50	44	150	2004	Erdgas	0,0	0,0
Wiegand Bayerische Flaschen-Glashüttenwerke GmbH	Steinbach a. W.	99	87	300	2012	Erdgas	0,0	0,0
Wiegand Bayerische Flaschen-Glashüttenwerke GmbH	Steinbach a. W.	66	58	200	2005	Erdgas	77,8	0,0
Wiegand Bayerische Flaschen-Glashüttenwerke GmbH	Steinbach a. W.	66	58	200	2007	Erdgas	77,8	0,0
Wiegand GmbH	Großbreitenbach	83	73	250	2009	Erdgas	0,0	0,0
Wiegand GmbH	Großbreitenbach	83	73	250	2008	Erdgas	0,0	0,0
Wiegand GmbH	Schleusingen	53	47	160	2005	Erdgas	0,0	0,0
Wiegand GmbH	Schleusingen	53	47	160	2005	Erdgas	0,0	0,0
Wiegand GmbH	Steinbach a. W.	99	87	300	2006	Erdgas	0,0	0,0
Summe [Mt, Mt, kt, - , TJ, TJ]		4,47	3,94	13,5			156	47
Durchschnitt		80	70	246	2008		3	1

Tabelle J-7: Technische Energieeinsparpotenziale der identifizierten Energieeinsparmaßnahmen an Behälterglasschmelzwannen in Deutschland zum Jahr 2013

Unternehmen	Ort	Technische Energieeinsparpotenziale [TJ]					
		BESC03	BESC04	BESC05	BESC06	BESC07	BESC08
Ardagh Glass Group	Drebkau	95,5	16,7	19,5	0,0	13,8	0,0
Ardagh Glass Group	Bad Münde	0,0	5,0	5,8	2,7	4,1	6,2
Ardagh Glass Group	Germersheim	81,2	14,2	16,5	0,0	11,7	17,5
Ardagh Glass Group	Germersheim	81,2	14,2	16,5	0,0	0,0	17,5
Ardagh Glass Group	Lünen	0,0	0,0	0,0	0,0	6,2	9,3
Ardagh Glass Group	Lünen	0,0	0,0	0,0	0,0	6,2	9,3

Unternehmen	Ort	Technische Energieeinsparpotenziale [TJ]					
		BESC03	BESC04	BESC05	BESC06	BESC07	BESC08
Ardagh Glass Group	Neuenhagen	95,5	16,7	19,5	0,0	13,8	20,6
Ardagh Glass Group	Nienburg	66,9	11,7	13,6	0,0	9,6	14,4
Ardagh Glass Group	Nienburg	0,0	6,7	7,8	3,6	5,5	8,3
Ardagh Glass Group	Nienburg	0,0	6,7	7,8	3,6	5,5	8,3
Ardagh Glass Group	Nienburg	0,0	6,7	7,8	3,6	5,5	8,3
Ardagh Glass Group	Obernkirchen	66,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ardagh Glass Group	Wahlstedt	66,9	11,7	13,6	0,0	0,0	14,4
August Pohli GmbH & Co. KG	Lauscha	0,0	7,4	8,6	4,0	6,1	0,0
August Pohli GmbH & Co. KG	Lauscha	0,0	8,4	9,7	0,0	6,9	0,0
August Pohli GmbH & Co. KG	Lauscha	0,0	4,4	5,1	2,3	3,6	0,0
Gerresheimer AG	Lohr	0,0	7,5	8,8	0,0	6,2	0,0
Gerresheimer AG	Lohr	56,4	9,9	11,5	0,0	8,1	12,2
Gerresheimer AG	Essen/Steele-Horst	0,0	0,0	0,0	3,1	0,0	0,0
Gerresheimer AG	Essen/Steele-Horst	0,0	0,0	0,0	3,0	0,0	0,0
Gerresheimer AG	Tettau	0,0	4,0	4,7	2,2	3,3	0,0
Gerresheimer AG	Tettau	0,0	2,2	2,5	1,2	1,8	0,0
Heinz-Glas GmbH & Co KG	Piesau	0,0	4,0	4,7	2,2	3,3	5,0
Heinz-Glas GmbH & Co KG	Piesau	0,0	1,7	1,9	0,9	1,4	2,1
Heinz-Glas GmbH & Co KG	Tettau	0,0	2,3	2,7	1,3	1,9	2,9
Heinz-Glas GmbH & Co KG	Tettau	0,0	1,7	1,9	0,9	1,4	2,1
Hindustan National Glass GmbH	Gardelegen	57,3	10,0	11,7	0,0	8,3	0,0
Noelle + von Campe Glashütte GmbH	Werk II/Boffzen	57,3	0,0	0,0	0,0	8,3	0,0
Noelle + von Campe Glashütte GmbH	Werk I/Boffzen	57,3	10,0	11,7	0,0	8,3	0,0
O-I glasspack GmbH & Co. KG	Achern	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
O-I glasspack GmbH & Co. KG	Bernsdorf	0,0	5,0	5,8	2,7	4,1	0,0
O-I glasspack GmbH & Co. KG	Holzminden	0,0	8,0	9,3	4,3	6,6	0,0
O-I glasspack GmbH & Co. KG	Rinteln	0,0	8,4	9,7	0,0	6,9	0,0
O-I glasspack GmbH & Co. KG	Rinteln	0,0	8,4	9,7	0,0	6,9	0,0
Saint-Gobain Oberland AG	Bad Wurzach	86,0	0,0	0,0	0,0	12,4	0,0
Saint-Gobain Oberland AG	Bad Wurzach	70,7	0,0	0,0	0,0	10,2	0,0
Saint-Gobain Oberland AG	Bad Wurzach	0,0	7,0	8,2	0,0	5,8	8,7
Saint-Gobain Oberland AG	Essen/Kanarp	68,8	12,1	14,0	0,0	9,9	0,0
Saint-Gobain Oberland AG	Essen/Kanarp	77,4	13,6	15,8	0,0	11,1	0,0
Saint-Gobain Oberland AG	Essen/Kanarp	95,5	16,7	19,5	0,0	13,8	0,0
Saint-Gobain Oberland AG	Neuburg	57,3	0,0	0,0	0,0	8,3	12,4
Saint-Gobain Oberland AG	Neuburg	57,3	0,0	0,0	0,0	8,3	12,4
Saint-Gobain Oberland AG	Neuburg	0,0	0,0	0,0	0,0	4,4	0,0
Saint-Gobain Oberland AG	Wirges	0,0	5,0	5,8	2,7	4,1	6,2
Saint-Gobain Oberland AG	Wirges	0,0	5,0	5,8	2,7	4,1	0,0
Saint-Gobain Oberland AG	Kipfenberg	0,0	8,4	9,7	0,0	6,9	0,0
Weck GmbH & Co. KG	Bonn-Duisdorf	0,0	5,0	5,8	0,0	4,1	0,0
Weck GmbH & Co. KG	Bonn-Duisdorf	0,0	5,0	5,8	0,0	4,1	6,2
Wiegand GmbH	Steinbach a. W.	57,3	10,0	11,7	0,0	8,3	12,4
Wiegand Bayerische Flaschen-Glashüttenwerke GmbH	Steinbach a. W.	57,3	10,0	11,7	0,0	8,3	0,0
Wiegand Bayerische Flaschen-Glashüttenwerke GmbH	Steinbach a. W.	0,0	6,7	7,8	0,0	5,5	8,3
Wiegand Bayerische Flaschen-Glashüttenwerke GmbH	Steinbach a. W.	0,0	6,7	7,8	0,0	5,5	8,3
Wiegand GmbH	Großbreitenbach	0,0	8,4	9,7	4,5	6,9	10,3
Wiegand GmbH	Großbreitenbach	0,0	8,4	9,7	4,5	6,9	10,3
Wiegand GmbH	Schleusingen	0,0	5,4	6,2	0,0	4,4	0,0
Wiegand GmbH	Schleusingen	0,0	5,4	6,2	0,0	4,4	0,0
Summe [PJ]		1,41	0,35	0,41	0,05	0,33	0,25
Durchschnitt		25	6	7	1	6	5

Tabelle J-8: Technische Energieeinsparpotenziale der identifizierten Energieeinsparmaßnahmen an Behälterglasschmelzwannen in Deutschland zum Jahr 2013

Unternehmen	Ort	Technische Energieeinsparpotenziale [TJ]					
		BESC09	BESC10	BEFO01	BEQU01	BEQU02	BEQU03
Ardagh Glass Group	Bad Münder	17,4	3,8	3,6	1,0	2,5	0,5
Ardagh Glass Group	Drebkau	58,1	12,5	12,1	3,2	0,0	0,0
Ardagh Glass Group	Germersheim	0,0	10,6	10,3	0,0	0,0	1,4
Ardagh Glass Group	Germersheim	0,0	10,6	10,3	0,0	0,0	1,4
Ardagh Glass Group	Lünen	26,1	5,6	5,4	1,4	3,7	0,7
Ardagh Glass Group	Lünen	26,1	5,6	5,4	1,4	3,7	0,7
Ardagh Glass Group	Neuenhagen	58,1	12,5	12,1	3,2	8,2	1,6
Ardagh Glass Group	Nienburg	40,7	8,8	8,5	0,0	0,0	1,1
Ardagh Glass Group	Nienburg	23,2	5,0	4,8	1,3	3,3	0,7
Ardagh Glass Group	Nienburg	23,2	5,0	4,8	1,3	3,3	0,7
Ardagh Glass Group	Nienburg	23,2	5,0	4,8	1,3	3,3	0,7
Ardagh Glass Group	Obernkirchen	0,0	8,8	8,5	0,0	0,0	1,1
Ardagh Glass Group	Wahlstedt	0,0	8,8	8,5	0,0	0,0	1,1
August Pohli GmbH & Co. KG	Lauscha	25,6	5,5	0,0	0,0	0,0	0,7
August Pohli GmbH & Co. KG	Lauscha	29,0	6,3	0,0	0,0	0,0	0,8
August Pohli GmbH & Co. KG	Lauscha	0,0	3,3	0,0	0,0	0,0	0,4
Gerresheimer AG	Essen/Steele-Horst	0,0	4,3	4,1	0,0	0,0	0,6
Gerresheimer AG	Essen/Steele-Horst	0,0	4,1	4,0	0,0	0,0	0,5
Gerresheimer AG	Lohr	0,0	5,6	0,0	0,0	0,0	0,7
Gerresheimer AG	Lohr	34,3	7,4	0,0	1,9	0,0	1,0
Gerresheimer AG	Tettau	0,0	3,0	2,9	0,0	0,0	0,4
Gerresheimer AG	Tettau	7,6	1,6	1,6	0,0	0,0	0,2
Heinz-Glas GmbH & Co KG	Piesau	14,0	3,0	2,9	0,8	0,0	0,4
Heinz-Glas GmbH & Co KG	Piesau	5,8	1,3	1,2	0,3	0,0	0,2
Heinz-Glas GmbH & Co KG	Tettau	8,2	1,8	1,7	0,4	1,1	0,2
Heinz-Glas GmbH & Co KG	Tettau	5,8	1,3	1,2	0,3	0,8	0,2
Hindustan National Glass & Industries GmbH	Gardelegen	0,0	7,5	0,0	0,0	0,0	1,0
Noelle + von Campe Glashütte GmbH	Werk I/Boffzen	0,0	7,5	0,0	0,0	0,0	1,0
Noelle + von Campe Glashütte GmbH	Werk II/Boffzen	0,0	7,5	0,0	0,0	0,0	1,0
O-I glasspack GmbH & Co. KG	Achern	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
O-I glasspack GmbH & Co. KG	Bernsdorf	0,0	3,8	3,6	0,0	0,0	0,5
O-I glasspack GmbH & Co. KG	Holzminden	27,9	6,0	5,8	1,5	3,9	0,8
O-I glasspack GmbH & Co. KG	Rinteln	29,0	6,3	6,0	1,6	4,1	0,8
O-I glasspack GmbH & Co. KG	Rinteln	29,0	6,3	6,0	1,6	4,1	0,8
Saint-Gobain Oberland AG	Bad Wurzach	0,0	11,3	0,0	0,0	0,0	1,5
Saint-Gobain Oberland AG	Bad Wurzach	0,0	9,3	0,0	0,0	0,0	1,2
Saint-Gobain Oberland AG	Bad Wurzach	24,4	5,3	0,0	1,3	3,4	0,7
Saint-Gobain Oberland AG	Essen/Kanarp	0,0	9,0	0,0	0,0	0,0	1,2
Saint-Gobain Oberland AG	Essen/Kanarp	0,0	10,1	0,0	0,0	0,0	1,3
Saint-Gobain Oberland AG	Essen/Kanarp	0,0	12,5	0,0	0,0	0,0	1,6
Saint-Gobain Oberland AG	Kipfenberg	0,0	6,3	6,0	0,0	0,0	0,8
Saint-Gobain Oberland AG	Neuburg	34,8	7,5	0,0	1,9	4,9	1,0
Saint-Gobain Oberland AG	Neuburg	34,8	7,5	0,0	1,9	4,9	1,0
Saint-Gobain Oberland AG	Neuburg	0,0	4,0	0,0	0,0	0,0	0,5
Saint-Gobain Oberland AG	Wirges	0,0	3,8	13,7	1,0	0,0	0,5
Saint-Gobain Oberland AG	Wirges	0,0	3,8	3,6	0,0	0,0	0,5
Weck GmbH & Co. KG	Bonn-Duisdorf	0,0	3,8	3,6	0,0	0,0	0,5
Weck GmbH & Co. KG	Bonn-Duisdorf	17,4	3,8	3,6	1,0	2,5	0,5
Wiegand Bayerische Flaschen-Glashüttenwerke GmbH	Steinbach a. W.	0,0	7,5	0,0	0,0	0,0	1,0
Wiegand Bayerische Flaschen-Glashüttenwerke GmbH	Steinbach a. W.	0,0	5,0	0,0	1,3	3,3	0,7

Unternehmen	Ort	Technische Energieeinsparpotenziale [TJ]					
		BESC09	BESC10	BEFO01	BEQU01	BEQU02	BEQU03
Wiegand Bayerische Flaschen-Glashüttenwerke GmbH	Steinbach a. W.	23,2	5,0	0,0	1,3	3,3	0,7
Wiegand GmbH	Großbreitenbach	0,0	6,3	0,0	1,6	0,0	0,8
Wiegand GmbH	Großbreitenbach	0,0	6,3	0,0	1,6	0,0	0,8
Wiegand GmbH	Schleusingen	18,6	4,0	0,0	1,0	2,6	0,5
Wiegand GmbH	Schleusingen	18,6	4,0	0,0	1,0	2,6	0,5
Wiegand GmbH	Steinbach a. W.	0,0	7,5	0,0	1,9	4,9	1,0
Summe [PJ]		0,68	0,34	0,17	0,04	0,07	0,04
Durchschnitt		12,2	6,0	3,1	0,7	1,3	0,8

J 3.2 Flachglas

Tabelle J-9: Anlagendaten und technische Energieeinsparpotenziale der identifizierten Energieeinsparmaßnahmen an Flachglasschmelzwannen in Deutschland zum Jahr 2013

Unternehmen	Ort	Glasproduktion [kt/a]	Glasproduktion [kt/a]	Letzte Modernisierung	FLGE01 [TJ]	FLGE02 [TJ]	FLQU01 [TJ]
Euroglas AG	Haldensleben	210	150	2011	4,7	18,6	0,0
Euroglas AG	Osterweddingen	240	171	2006	8,8	21,3	3,0
f glass GmbH	Osterweddingen	210	150	2009	4,9	18,6	0,0
Glasfabrik Lamberts GmbH & Co. KG	Wunsiedel	42	30	1996	0,0	0,0	3,5
GMB Glasmanufaktur Brandenburg GmbH	Tschernitz	90	64	2008	0,0	0,0	0,0
Guardian Flachglas GmbH	Thalheim	180	128	2008	6,6	16,0	0,0
Pilkington Deutschland AG	Gladbeck/Rentfort	255	182	2012	9,3	22,6	0,0
Pilkington Deutschland AG	Gladbeck/Rentfort	150	107	2008	0,0	0,0	0,0
Pilkington Deutschland AG	Schmelz	26	19	2004	0,0	0,0	2,2
Pilkington Deutschland AG	Weierhammer	243	173	2013	8,9	21,5	0,0
Pilkington Deutschland AG	Weierhammer	263	187	2008	9,6	23,3	0,0
Saint-Gobain AG	Herzogenrath	150	107	2006	0,0	0,0	3,8
Saint-Gobain AG	Köln-Porz	270	192	2003	9,9	23,9	2,2
Saint-Gobain AG	Stolberg	210	150	2002	0,0	0,0	3,9
Saint-Gobain AG	Torgau	240	171	2006	5,4	21,3	3,0
Summe		2 779	1 981		68	187	22
Durchschnitt		185	132	2007	5	12	1

Tabelle J-10: Technische Energieeinsparpotenziale der identifizierten Energieeinsparmaßnahmen an Flachglasschmelzwannen in Deutschland zum Jahr 2013

Unternehmen	Ort	Technische Energieeinsparpotenziale [TJ]			
		FLSC01	FLSC02	FLSC03	FLSC04
Euroglas AG	Haldensleben	178,9	46,4	37,3	82,2
Euroglas AG	Osterweddingen	204,5	53,0	0,0	93,9
f glass GmbH	Osterweddingen	178,9	0,0	0,0	82,2
Glasfabrik Lamberts GmbH & Co. KG	Wunsiedel	0,0	0,0	7,5	16,4
GMB Glasmanufaktur Brandenburg GmbH	Tschernitz	76,7	0,0	0,0	35,2
Guardian Flachglas GmbH	Thalheim (Bitterfeld-Wolfen)	153,3	0,0	32,0	70,5
Pilkington Deutschland AG	Gladbeck/Rentfort	217,2	56,3	0,0	99,8
Pilkington Deutschland AG	Gladbeck/Rentfort	127,8	33,1	0,0	58,7
Pilkington Deutschland AG	Schmelz	22,2	5,8	4,6	10,2
Pilkington Deutschland AG	Weierhammer	207,0	0,0	0,0	95,1
Pilkington Deutschland AG	Weierhammer	223,6	58,0	46,6	102,7
Saint-Gobain AG	Herzogenrath	127,8	0,0	0,0	58,7
Saint-Gobain AG	Köln-Porz	230,0	59,7	0,0	105,7
Saint-Gobain AG	Stolberg	178,9	0,0	0,0	82,2
Saint-Gobain AG	Torgau	204,5	53,0	0,0	93,9
Summe		2 331,3	365,4	127,9	1 087,6
Durchschnitt		155,4	24,4	8,5	72,5

Anhang K Aluminium

In diesem Kapitel wird die Aluminiumindustrie hinsichtlich ihrer Branchenstruktur, Produktionsprozesse und Energieverbrauch in Abschnitt K 1 analysiert. Die Parameter und Wechselwirkungen der identifizierten Energieeinsparmaßnahmen für die Herstellung von Primär- und Sekundäraluminium in Deutschland werden tabellarisch in Abschnitt K 2 gelistet. In Abschnitt K 3 werden die Daten und technischen Energieeinsparpotenziale von Einzelanlagen, auf denen die kumulierten Berechnungen basieren, tabellarisch gelistet.

K 1 Industrieanalyse

In der Aluminiumerzeugung wird unterschieden zwischen der Primär- und Sekundäraluminiumerzeugung. In Deutschland produzieren zwei Unternehmen Aluminium aus Erzen, die Fa. Norsk Hydro ASA in dem Rheinwerk in Neuss mit einer Produktionskapazität von 230 kt/a und die Fa. Trimet Aluminium SE an den Standorten Essen, Hamburg und Voerde mit Kapazitäten von jeweils 230, 130 und 95 kt/a. Die Anlagen wurden jeweils um die 1960iger und 1970iger Jahre in Betrieb genommen. Die Gesamtproduktionskapazität beläuft sich auf 715 kt/a. In 2013 wurden 492 kt/a produziert, sodass die Auslastung 69 % betrug (s. Tabelle K-7). Fünf Firmen stellen in Deutschland Sekundäraluminium an 15 Standorten her. Zu den drei größten Firmen zählen die Fa. Aleris Recycling GmbH mit sechs Standorten, 15 Schmelzöfen und einer Gesamtkapazität von 432 kt/a, Aluminium Norf GmbH in Neuss mit zwei Schmelzöfen und einer Gesamtkapazität 136 kt/a und Norsk Hydro ASA in Rackwitz mit 125 kt/a. Die Fa. Aleris Recycling GmbH hat einen Anteil von 53 % an der Produktionskapazität. Die Gesamterzeugung von Rohaluminium liegt bei 1 089 kt in 2013. Zusätzlich wurden 741 kt nicht legiertes Hüttenaluminium und 1 751 kt legiertes Aluminium eingeführt, sodass 3 581 an Halbzeugen produziert wurden. Die hohe Importquote von Hüttenaluminium mit 150 % der Inlandserzeugung, bei der geringen Auslastung der Primäraluminiumhütten, ist ein Indikator für den hohen Wettbewerbsdruck unter den Unternehmen.

Beschreibung der Produktionsprozesse

In der Aluminiumherstellung wird zwischen der Primär- und Sekundäraluminiumherstellung unterschieden. Während in der Primärherstellung Aluminiumerze eingesetzt werden um hochreines Aluminium zu erzeugen, wird in der Sekundärroute Aluminiumschrotte zu Aluminiumlegierungen verschmolzen. In Abb. K-1 ist eine Übersicht der Produktionsprozesse enthalten, welche in den nachfolgenden Unterabschnitten beschrieben werden.

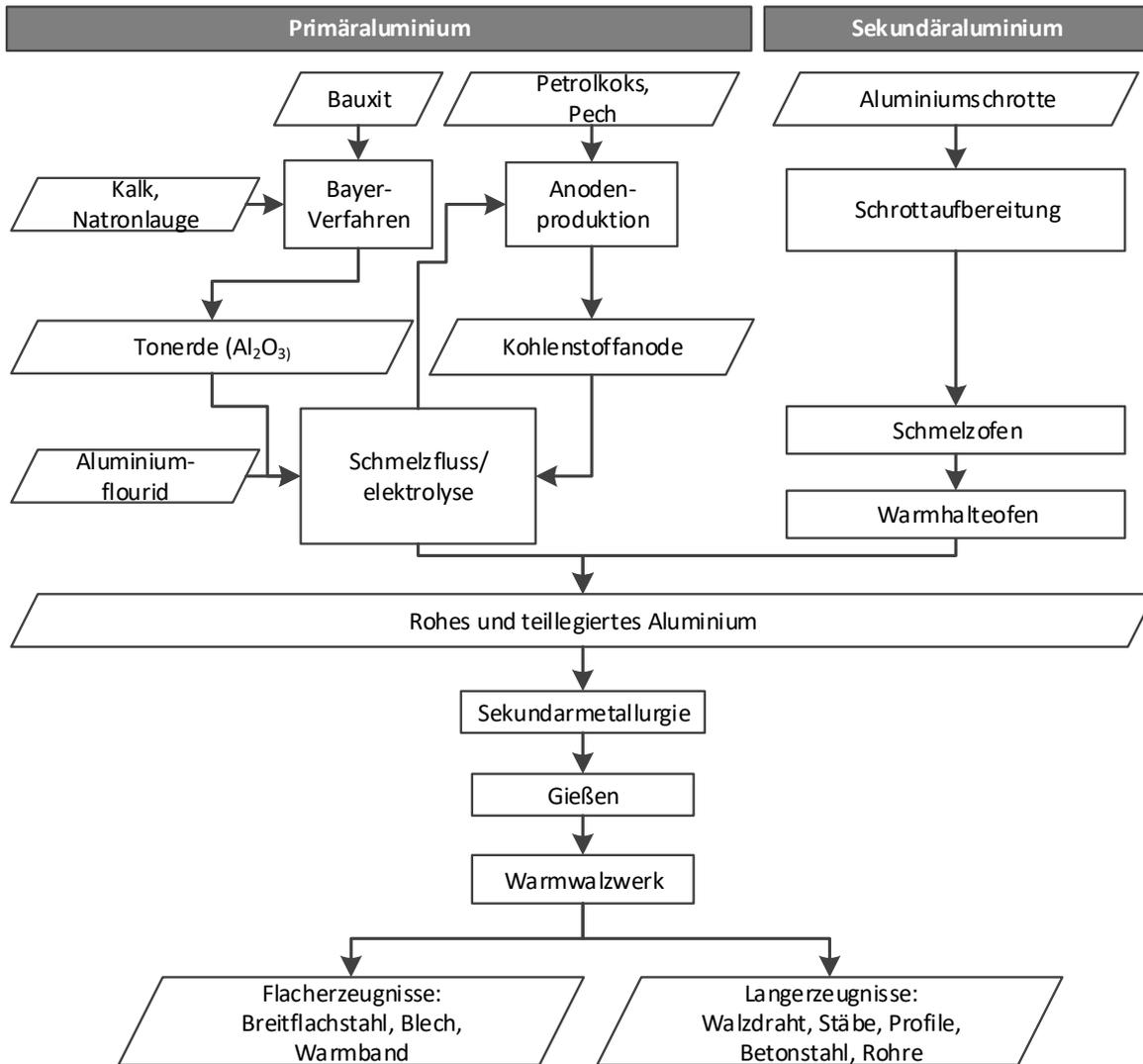


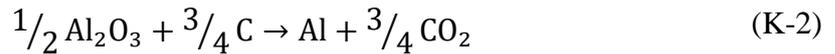
Abb. K-1: Produktionsprozesse, Ausgangsstoffe, Zwischenprodukte und Produkte der Primär- und Sekundäraluminiumherstellung in Deutschland (eigene Darstellung basierend auf EIPPCB 2009a)

Primäraluminiumherstellung

Aluminium wird aus den im Bauxit enthaltenen 30-60 %_{Gew.} Aluminiumoxid (Al₂O₃) gewonnen. Seit über einem Jahrhundert hat sich das Bayer-Verfahren als Industriestandard durchgesetzt und macht heute 90 % der weltweiten kommerziellen Produktion von Aluminiumoxid aus. Es besteht aus der Brechung und Mahlung des Rohmaterials, gefolgt von einem Bad in Natronlauge bei 143 bis 280 °C bei hohem Druck in Abhängigkeit zum Rohstoff. Die Lauge wird auf 60 bis 70 °C abgekühlt um das Aluminiumhydroxid (Al(OH)₃) auszufällen. Im letzten Schritt wird in einem Absatzbecken das Aluminiumoxid von dem Rest, auch Rotschlamm genannt, getrennt (Schwarz 2004). Die Trennung des Aluminiums vom Sauerstoff erfolgt mittels Schmelzflusselektrolyse nach dem Hall-Héroult-Verfahren. Die Elektrolyse erfolgt in einer Elektrolysezelle (auch Pot genannt), wobei das Aluminiumoxid in einem geschmolzenen Elektrolytbad, aus 90 % Kryolith (Na₃AlF₆) bestehend, gelöst wird. Der Zellenboden ist eine Kathode, welche die chemischen Reaktionen im Bad mit elektrischer Energie versorgt (s. Formel (K-1)). Die Reaktionen halten die Badtemperatur auf 960 °C, was die Auflösung des Aluminiumoxids verbessert (Schwarz 2008).



Das Aluminium wird von der Kathode am Zellenboden angezogen, während der Sauerstoff mit der Kohlenstoffanode zu CO_2 reagiert (s. Abb.). Durch die exotherme Reaktion wird 80 % der thermischen Energie bereitgestellt und außerdem ca. $0,45 \text{ t}_{\text{CO}_2}/\text{t}_{\text{Aluminium}}$ emittiert. Die Gesamtreaktion der Zelle ist in Formel (K-2) abgebildet.



Bei den eingesetzten Elektrolysezellen wird zwischen den Zellen mit vorgebrannter Anode (s. Abb. K-2), Zellen mit kontinuierlicher vorgebrannter Anode und den Söderbergzellen mit selbstbackender Anode unterschieden. Die Beste verfügbare Technologie ist die mittenbediente Zelle mit Punktfütterung, vorgebrannten Anoden und mit Vollkapselung (CWPB-Elektrolysezellen, engl. centre-worked prebake), andere Zellen werden in Deutschland nicht eingesetzt. Die Elektrolysezellen sind mit bis zu 350 Zellen elektrisch in Reihe geschaltet. Die Elektrolysezelle besteht aus der Zellenwanne und den Anoden, welche elektrisch voneinander isoliert sind. Die Anoden stehen in Kontakt mit dem Elektrolyt. Die Zelle ist vollständig gekapselt, sodass austretende Gase aufgefangen werden können (VDI 2013).

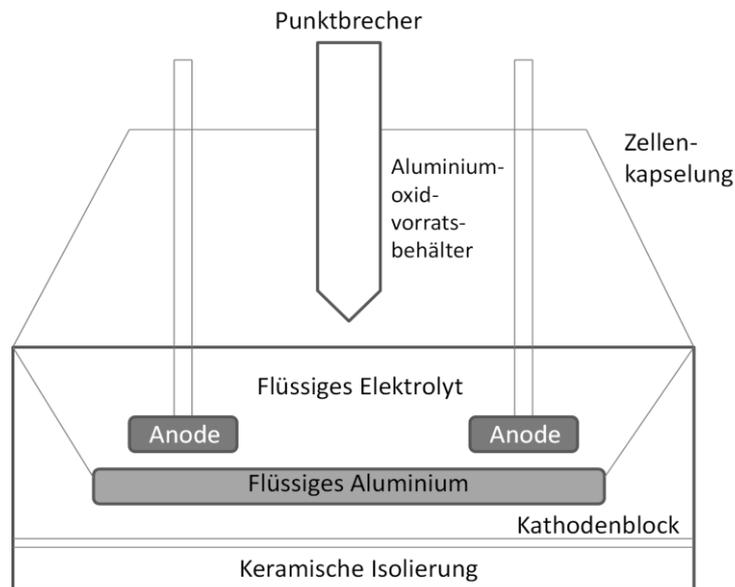


Abb. K-2: Schematische Darstellung einer mittenbedienten Elektrolysezelle mit Punktfütterung und vorgebrannten Anoden (eigene Darstellung basierend auf VDI 2013; Morales 2014)

Sekundäraluminiumherstellung

Sekundäraluminium wird aus gebrauchten Produkten und Produktionsabfällen mit hohem Aluminiumanteil durch das erneute Einschmelzen recycelt. In Abhängigkeit von der Reinheit und der Zusammensetzung werden zusätzliche Schritte zur Aufbereitung oder Legierung benötigt. Die Rohstoffe werden unterteilt gemäß DIN EN 13920-1 bis -16 in (VDI 2008):

- Aluminium (legiert/unlegiert) in Form von Flüssig- und Festmetall.
- Legierungsmetalle und Vorlegierungen
- Neuschrotte (bei der Aluminiumweiterverarbeitung anfallend, z.B. Besäumränder von Walzbändern, Stanz- und Schneidreste, Speiser von Gussstücken, Späne etc.)
- Altschrotte (nach der Nutzungsphase des Aluminiums anfallend, z.B. gebrauchte Motorblöcke, Fassadenelemente und -profile, gebrauchte Dosen etc.)
- Krätzen

Die Ausgangsstoffe werden für die unterschiedlichen Verfahren sowohl in ihrer Zusammensetzung, u. a. durch das Abtrennen von nicht-metallischen Bestandteilen, als auch in ihrer Granularität Chargierfähig gemacht. Für die Zerkleinerung kommen Schredder und Hammermühlen, für die Trennung magnetische Trennverfahren und Trennung nach der Dichte zum Einsatz. In Abhängigkeit von der Rohstoffzusammensetzung und insbesondere deren Verschmutzung kommen unterschiedliche Schmelzverfahren zum Einsatz (s. Tabelle K-1). Eine Beschreibung der Funktionsweise ist VDI (2008) zu entnehmen.

Tabelle K-1: Bandbreite typischer Anlagen- und Prozessparameter von Aluminiumschmelzanlagen (eigene Zusammenstellung basierend auf Küttner GmbH & Co. KG 2014; VDI 2008; Boin et al. 2000)

		Starrer Dreh- trommelofen, Brenner auf der Chargierseite, mit Mitneh- mern	Starrer Dreh- trommel- ofen mit Sauer- stoffbren- ner	Dreh- kippo- fen mit Sauer- stoff- brenner	Ein-Kam- mer- Herdofen mit Rege- nerator- brenner	Mehrkam- mer Herdofen mit Rege- nerator- brenner
Einsatzstoff		Neuschrotte (dünnwandige, kleinstückige), Altschrotte, Krätze	Neu- schrotte Alt- schrotte, Krätze	Alt- schrotte , Krätze	Blockfor- men, Alt- schrotte, Neu- schrotte	dünnwan- dige Neu-/Alt- schrotte (lackiert/ beschich- tet)
Verunreini- gung	Oxidisch	X	X	X		
	Organisch					
	leicht (<5 %)	X	X		X	
	mittel (<7 %)	X	X			X
	schwer (>7 %)					X
Betriebsdaten	Gasverbrauch [m³/h]	90-120	45-65	35	70-90	70
	Sauerstoffverbrauch [m³/h]	-	90-120	70	-	-
	Laufzeit je Charge [h]	7	5	4	kontin.	kontin.
	Schmelzleistung [t/h]	< 7	< 10	4	< 30	3-5
	Energieverbrauch [GJ/t]	2,3-4,7	2,3-4,7	2,7	3,4-4,4	3,3-4,3

K 2 Energieeinsparmaßnahmen

Tabelle K-2: Identifizierte Parameter von Energieeinsparmaßnahmen für die Herstellung von Primär- und Sekundäraluminium in Deutschland

ID	Name	Stromeinsparung [MJ/t Aluminium]	Brennstoffeinsparung [MJ/t Aluminium]	CO ₂ -Minderungen [kg CO ₂ /t Aluminium]	Investition [EUR ₂₀₁₃ /t Aluminium]	Veränderung nicht-energetischer Betriebskosten [EUR ₂₀₁₃ /t Aluminium]	Nutzungsdauer	Modularitätsfaktor
ALEL01	Neuzustellung von PBCWPF-Zellen	2 520	0	0	347,7	0,0	20	0,0
ALEL02	Inerte Anoden	-7 920	10 224	1 319	94,1	7,9	20	0,0
ALEL03	Benetzte Kathode	5 400	0	0	480,0	12,0	8	0,0
ALEL04	Benetzte Kathoden und inerte Anoden	1 440	10 224	1 319	513,7	19,9	8	0,0
ALEL05	Neun-Box-Prozessregelungssystem	600	0	0	7,0	0,0	10	0,0
ALEL06	Reduzierung von Widerstandsverlusten	84	0	0	0,5	0,5	20	0,0
ALEL07	Einsatz verlustarmer Gleichrichter-Transformator	36	0	0	5,9	0,0	30	0,0
ALEL08	ORC-Verstromung der Anodenofenabgase	66	0	0	5,8	0,0	15	0,3
ALSC01	Rekuperatorbrenner		600		6,6	0,0	12	0,0
ALSC02	Regeneratorbrenner	0	803		11,2	0,0	12	0,0
ALSC03	Sauerstoffbrenner		845		12,2	8,5	12	0,0
ALSC04	Einsatzstoffvorwärmung mittels Abwärmennutzung		188		5,9	0,0	20	0,0
ALSC05	Heißeinsatz im Warmwalzwerk	0	820	46	55,5	0,0	20	0,0

Tabelle K-3: Wechselwirkungsfaktoren von Energieeinsparmaßnahmen für die Herstellung von Primäraluminium

	ALEL01	ALEL02	ALEL03	ALEL04	ALEL05	ALEL06	ALEL07	ALEL08
ALEL01	-	1,00	1,00	1,00	0,05			
ALEL02	1,00	-	1,00	1,00				1,00
ALEL03	1,00	1,00	-	1,00				
ALEL04	1,00	1,00	1,00	-				1,00
ALEL05	0,05				-			
ALEL06						-		
ALEL07							-	
ALEL08		1,00		1,00				-

Tabelle K-4: Wechselwirkungsfaktoren von Energieeinsparmaßnahmen für die Herstellung von Sekundäraluminium

	ALSC01	ALSC02	ALSC03	ALSC04	ALSC05
ALSC01	-	1,00	1,00	0,05	
ALSC02	1,00	-	1,00	0,05	
ALSC03	1,00	1,00	-	0,05	
ALSC04				-	
ALSC05					-

K 3 Daten und technische Energieeinsparpotenziale von Einzelanlagen

K 3.1 Primäraluminium

Tabelle K-5: Anlagendaten von Schmelzflusselektrolysezellen zur Herstellung von Primäraluminium in Deutschland zum Jahr 2013 (basierend auf Nord 2014; Morales 2014 und eigener Recherche)

Unternehmen	Standort	Zellentyp				Anzahl Zellen	Letzte Modernisierung	
		Kapazität [kt/a]	Produktion 2013 [kt/a]	Leistung [MW]	Stromstärke [kA]			
Norsk Hydro ASA	Neuss	230	132	369	300	CW PBPF	474	2007
Trimet AG	Essen	230	165	270	170	CW PBPF end-to-end	360	2004
Trimet AG	Hamburg	160	130	216	178	CW PBPF side by side	270	2006
Trimet AG	Voerde	95	64,6	148	175	CW PBPF side by side	188	2000
Summe		715	492	1 003	823		1 292	
Durchschnitt		179	123	251	206		323	2004

Tabelle K-6: Technische Energieeinsparpotenziale der identifizierten Energieeinsparmaßnahmen an Schmelzflusselektrolysezellen in Deutschland zum Jahr 2013

Unternehmen	Standort	Technische Energieeinsparpotenziale [TJ]							
		ALEL01	ALEL02	ALEL03	ALEL04	ALEL05	ALEL06	ALEL07	ALEL08
Norsk Hydro ASA	Neuss	428	541	1 061	1 725	0	11	5	9
Trimet AG	Essen	629	770	1 327	2 156	0	14	0	11
Trimet AG	Hamburg	542	653	1 045	1 699	78	11	5	9
Trimet AG	Voerde	338	394	519	844	39	5	2	4
Summe		1 936	2 357	3 952	6 424	117	41	12	32
Durchschnitt		484	589	988	1 606	29	10	3	8

K 3.2 Sekundäraluminium

Tabelle K-7: Anlagendaten zu Schmelzöfen in der Sekundäraluminiumherstellung in Deutschland zum Jahr 2013 (basierend auf Nord 2014; Morales 2014 und eigener Recherche)

Unternehmen	Standort	Produktionskapazität		Bauart	Ofen Anzahl	Letzte Modernisierung
		Produktionskapazität	Produktion 2013 [kt/a]			
Aleris Recycling GmbH	Deizisau	51	37	Zwei-Kammer-Herdschmelzofen	2	2006
Aleris Recycling GmbH	Deizisau	39	28	Ein-Kammerofen (kippar)	3	2006
Aleris Recycling GmbH	Grevenbroich	144	105	Drehkippen	4	1995
Aleris Recycling GmbH	Grevenbroich	36	26	Zwei-Kammer-Herdschmelzofen	1	1995
Aleris Recycling GmbH	Toeving am Inn	90	66	Drehkippen	3	2005
Aleris Recycling GmbH	Toeving am Inn	72	52	Zwei-Kammer-Herdschmelzofen	2	2005
Aluminium Norf GmbH	Neuss	68	50	Zwei-Kammerofen	1	2007
Aluminium Norf GmbH	Neuss	68	50	Zwei-Kammerofen	1	2009
Hydro Aluminium Alutubes GmbH	Hannover	16	12	Zwei-Kammerofen	1	1986
Norsk Hydro ASA	Rackwitz	125	91	Zwei-Kammerofen	2	2001
Trimet AG	Gelsenkirchen	21	17	Drehtrommelofen	3	1993
Trimet AG	Gelsenkirchen	34	28	Drehkippen	5	1993

Unternehmen	Standort	Bauart		Ofen Anzahl	Letzte Modernisierung	
		Produktionskapazität	Produktion 2013 [kt/a]			
Trimet AG	Harzegeode	25	20	Drehtrommelöfen	4	2001
Trimet AG	Harzegeode	10	8	Ein-Kammer-Herdschmelzofen	1	2001
Trimet AG	Harzegeode	10	8	Schachtofen	1	2001
Summe		810	597		34	
Durchschnitt		54	40		2	2000

Tabelle K-8: Technische Energieeinsparpotenziale der identifizierten Energieeinsparmaßnahmen an Schmelzöfen in der Sekundäraluminiumherstellung in Deutschland zum Jahr 2013

Unternehmen	Ort	Technische Energieeinsparpotenziale [TJ]				
		ALSC01	ALSC02	ALSC03	ALSC04	ALSC05
Aleris Recycling GmbH	Deizisau	0	0	0	0	42
Aleris Recycling GmbH	Deizisau	28	50	0	6	32
Aleris Recycling GmbH	Grevenbroich	94	157	220	14	118
Aleris Recycling GmbH	Grevenbroich	0	0	0	0	30
Aleris Recycling GmbH	Toeing am Inn	59	99	138	9	74
Aleris Recycling GmbH	Toeing am Inn	0	0	0	0	59
Aluminium Norf GmbH	Neuss	0	0	0	0	0
Aluminium Norf GmbH	Neuss	0	0	0	0	0
Hydro Aluminium Alutubes GmbH	Hannover	0	0	0	0	13
Norsk Hydro ASA	Rackwitz	0	0	0	0	102
Trimet AG	Gelsenkirchen	15	33	40	3	17
Trimet AG	Gelsenkirchen	22	41	58	4	28
Trimet AG	Harzegeode	18	40	48	4	21
Trimet AG	Harzegeode	8	14	0	2	8
Trimet AG	Harzegeode	0	0	0	1	8
Summe		244	434	503	42	552
Durchschnitt		16	29	34	3	37

Anhang L Erklärung zur Dissertation

Hiermit erkläre ich, Jean Christian Ulf Brunke, dass ich die vorliegende Arbeit mit dem Titel „Energieeinsparpotenziale von energieintensiven Produktionsprozessen in Deutschland: Eine Analyse mit Hilfe von Energieeinsparkostenkurven“ selbstständig verfasst und bei der Abfassung keine anderen als die in der Dissertation aufgeführten Quellen und Hilfsmittel benutzt habe.

Hamburg, den 10.08.2017

Forschungsberichte des Instituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung

- Band 133 S. Wolf
Integration von Wärmepumpen in industrielle Produktionssysteme: Potenziale und Instrumente zur Potenzialerschließung
Juli 2017, 175 Seiten
- Band 132 S. Marathe
Recognising the Change in Land Use Patterns and its Impacts on Energy Demand and Emissions in Gauteng, South Africa
April 2017, 198 Seiten
- Band 131 T. Haasz
Entwicklung von Methoden zur Abbildung von Demand Side Management in einem optimierenden Energiesystemmodell – Fallbeispiele für Deutschland in den Sektoren Industrie, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und Haushalte
April 2017, 177 Seiten
- Band 130 M. Steurer
Analyse von Demand Side Integration im Hinblick auf eine effiziente und umweltfreundliche Energieversorgung
April 2017, 230 Seiten
- Band 129 S. Bubeck
Potenziale elektrischer Energieanwendungstechniken zur rationellen Energieanwendung
Januar 2017, 255 Seiten
- Band 128 R. Beestermöller
Die Energienachfrage privater Haushalte und ihre Bedeutung für den Klimaschutz – Volkswirtschaftliche Analysen zur deutschen und europäischen Klimapolitik mit einem technologiefundierten Allgemeinen Gleichgewichtsmodell
Januar 2017, 211 Seiten
- Band 127 M. Ohl
Analyse der Einsatzpotenziale von Wärmeerzeugungstechniken in industriellen Anwendungen
August 2016, 202 Seiten
- Band 126 W. Genius
Grüne Bilanzierung - Internalisierung von Umwelt- und Gesundheitsschäden im Rahmen der Input-Output-Rechnung
April 2015, 243 Seiten

- Band 125 E. Heyden
Kostenoptimale Abwärmerückgewinnung durch integriert-iteratives Systemdesign (KOARiiS) - Ein Verfahren zur energetisch-ökonomischen Bewertung industrieller Abwärmepotenziale
2016, 121 Seiten
- Band 124 K. Ohlau
Strategien zur wirksamen Minderung von Fluglärm in Deutschland - Minderungsmaßnahmen und langfristige Perspektiven
2015, 192 Seiten
- Band 123 T. Telsnig
Standortabhängige Analyse und Bewertung solarthermischer Kraftwerke am Beispiel Südafrikas
September 2015, 285 Seiten
- Band 122 M. Henßler
Ganzheitliche Analyse thermochemischer Verfahren bei der Nutzung fester Biomasse zur Kraftstoffproduktion in Deutschland
April 2015, 243 Seiten
- Band 121 B. Fais
Modelling policy instruments in energy system models - the example of renewable electricity generation in Germany
Januar 2015, 194 Seiten
- Band 120 M. Blesl
Kraft-Wärme-Kopplung im Wärmemarkt Deutschlands und Europas – eine Energiesystem- und Technikanalyse
August 2014, 204 Seiten
- Band 119 S. Kempe
Räumlich detaillierte Potenzialanalyse der Fernwärmeversorgung in Deutschland mit einem hoch aufgelösten Energiesystemmodell
Juli 2014, 204 Seiten
- Band 118 B. Thiruchittampalam
Entwicklung und Anwendung von Methoden und Modellen zur Berechnung von räumlich und zeitlich hochaufgelösten Emissionen in Europa
April 2014, 238 Seiten
- Band 117 T. Kober
Energiewirtschaftliche Anforderungen an neue fossil befeuerte Kraftwerke mit CO₂-Abscheidung im liberalisierten europäischen Elektrizitätsmarkt
März 2014, 158 Seiten

- Band 116 S. Wissel
Ganzheitlich-integrierte Betrachtung der Kernenergie im Hinblick auf eine nachhaltige Energieversorgung
Februar 2014, 230 Seiten
- Band 115 R. Kuder
Energieeffizienz in der Industrie – Modellgestützte Analyse des effizienten Energieeinsatzes in der EU-27 mit Fokus auf den Industriesektor
Februar 2014, 286 Seiten
- Band 114 J. Tomaschek
Long-term optimization of the transport sector to address greenhouse gas reduction targets under rapid growth – Application of an energy system model for Gauteng province, South Africa
Dezember 2013, 263 Seiten
- Band 114 B. Rühle
Kosten regionaler Energie- und Klimapolitik - Szenarioanalysen mit einem Energiesystemmodell auf Bundesländerebene
November 2013, 196 Seiten
- Band 112 N. Sun
Modellgestützte Untersuchung des Elektrizitätsmarktes - Kraftwerkseinsatzplanung und -investitionen
August 2013, 173 Seiten
- Band 111 J. Lambauer
Auswirkungen von Basisinnovationen auf die Energiewirtschaft und die Energienachfrage in Deutschland - Am Beispiel der Nano und Biotechnologie
März 2013, 303 Seiten
- Band 110 R. Barth
Ökonomische und technisch-betriebliche Auswirkungen verteilter Elektrizitätserzeugung in Verteilungsnetzen - eine modellgestützte Analyse am Beispiel eines Mittelspannungsnetzes
März 2013, 234 Seiten
- Band 109 D. Bruchof
Energiewirtschaftliche Verkehrsstrategie - Möglichkeiten und Grenzen alternativer Kraftstoffe und Antriebe in Deutschland und der EU-27
März 2012, 226 Seiten
- Band 108 E. D. Özdemir
The Future Role of Alternative Powertrains and Fuels in the German Transport Sector - A model based scenario analysis with respect to technical, economic and environmental aspects with a focus on road transport
Januar 2012, 194 Seiten

- Band 107 U. Kugler
Straßenverkehrsemissionen in Europa - Emissionsberechnung und Bewertung von Minderungsmaßnahmen
Januar 2012, 236 Seiten
- Band 106 M. Blesl, D. Bruchof, U. Fahl, T. Kober, R. Kuder, B. Götz, A. Voß
Integrierte Szenarioanalysen zu Energie- und Klimaschutzstrategien in Deutschland in einem Post-Kyoto-Regime
Februar 2011, 200 Seiten
- Band 105 O. Mayer-Spohn
Parametrised Life Cycle Assessment of Electricity Generation in Hard-Coal-Fuelled Power Plants with Carbon Capture and Storage
Dezember 2009, 210 Seiten
- Band 104 A. König
Ganzheitliche Analyse und Bewertung konkurrierender energetischer Nutzungspfade für Biomasse im Energiesystem Deutschland bis zum Jahr 2030
Juli 2009, 194 Seiten
- Band 103 C. Kruck
Integration einer Stromerzeugung aus Windenergie und Speichersystemen unter besonderer Berücksichtigung von Druckluft-Speicherkraftwerken
Mai 2008, 162 Seiten
- Band 102 U. Fahl, B. Rühle, M. Blesl, I. Ellersdorfer, L. Eltrop, D.-C. Harlinghausen, R. Küster, T. Rehl, U. Remme, A. Voß
Energieprognose Bayern 2030
Oktober 2007, 296 Seiten
- Band 101 U. Remme, M. Blesl, U. Fahl
Global resources and energy trade: An overview for coal, natural gas, oil and uranium
Juli 2007, 108 Seiten
- Band 100 S. Eckardt
Energie- und Umweltmanagement in Hotels und Gaststätten: Entwicklung eines Softwaretools zur systematischen Prozessanalyse und Management-unterstützung
Mai 2007, 152 Seiten
- Band 99 U. Remme
Zukünftige Rolle erneuerbarer Energien in Deutschland: Sensitivitätsanalysen mit einem linearen Optimierungsmodell
August 2006, 336 Seiten
- Band 98 L. Eltrop, J. Moerschner, M. Härdtlein, A. König
Bilanz und Perspektiven der Holzenergienutzung in Baden-Württemberg
Mai 2006, 102 Seiten

- Band 97 B. Frey
Modellierung systemübergreifender Energie- und Kohlenstoffbilanzen in Entwicklungsländern
Mai 2006, 148 Seiten
- Band 96 K. Sander
Potenziale und Perspektiven stationärer Brennstoffzellen
Juni 2004, 256 Seiten
- Band 95 M. A. dos Santos Bernardes
Technische, ökonomische und ökologische Analyse von Aufwindkraftwerken
März 2004, 228 Seiten
- Band 94 J. Bagemihl
Optimierung eines Portfolios mit hydro-thermischem Kraftwerkspark im börslichen Strom- und Gasterminmarkt
Februar 2003, 138 Seiten
- Band 93 A. Stuible
Ein Verfahren zur graphentheoretischen Dekomposition und algebraischen Reduktion von komplexen Energiesystemmodellen
November 2002, 156 Seiten
- Band 92 M. Blesl
Räumlich hoch aufgelöste Modellierung leitungsgebundener Energieversorgungssysteme zur Deckung des Niedertemperaturwärmebedarfs
August 2002, 282 Seiten
- Band 91 S. Briem, M. Blesl, M. A. dos Santos Bernardes, U. Fahl, W. Krewitt, M. Nill, S. Rath-Nagel, A. Voß
Grundlagen zur Beurteilung der Nachhaltigkeit von Energiesystemen in Baden-Württemberg
August 2002, 138 Seiten
- Band 90 B. Frey, M. Neubauer
Energy Supply for Three Cities in Southern Africa
Juli 2002, 96 Seiten
- Band 89 A. Heinz, R. Hartmann, G. Hitzler, G. Baumbach
Wissenschaftliche Begleitung der Betriebsphase der mit Rapsölmethylester befeuerten Energieversorgungsanlage des Deutschen Bundestages in Berlin
Juli 2002, 212 Seiten
- Band 88 M. Sawillion
Aufbereitung der Energiebedarfsdaten und Einsatzanalysen zur Auslegung von Blockheizkraftwerken
Juli 2002, 136 Seiten

- Band 87 T. Marheineke
Lebenszyklusanalyse fossiler, nuklearer und regenerativer Stromerzeugungstechniken
Juli 2002, 222 Seiten
- Band 86 B. Leven, C. Hoeck, C. Schaefer, C. Weber, A. Voß
Innovationen und Energiebedarf - Analyse ausgewählter Technologien und Branchen mit dem Schwerpunkt Stromnachfrage
Juni 2002, 224 Seiten
- Band 85 E. Laege
Entwicklung des Energiesektors im Spannungsfeld von Klimaschutz und Ökonomie - Eine modellgestützte Systemanalyse
Januar 2002, 254 Seiten
- Band 84 S. Molt
Entwicklung eines Instrumentes zur Lösung großer energiesystemanalytischer Optimierungsprobleme durch Dekomposition und verteilte Berechnung
Oktober 2001, 166 Seiten
- Band 83 D. Hartmann
Ganzheitliche Bilanzierung der Stromerzeugung aus regenerativen Energien
September 2001, 228 Seiten
- Band 82 G. Kühner
Ein kosteneffizientes Verfahren für die entscheidungsunterstützende Umweltanalyse von Betrieben
September 2001, 210 Seiten
- Band 81 I. Ellersdorfer, H. Specht, U. Fahl, A. Voß
Wettbewerb und Energieversorgungsstrukturen der Zukunft
August 2001, 172 Seiten
- Band 80 B. Leven, J. Neubarth, C. Weber
Ökonomische und ökologische Bewertung der elektrischen Wärmepumpe im Vergleich zu anderen Heizungssystemen
Mai 2001, 166 Seiten
- Band 79 R. Krüger, U. Fahl, J. Bagemihl, D. Herrmann
Perspektiven von Wasserstoff als Kraftstoff im öffentlichen Straßenpersonenverkehr von Ballungsgebieten und von Baden-Württemberg
April 2001, 142 Seiten
- Band 78 A. Freibauer, M. Kaltschmitt (eds.)
Biogenic Greenhouse Gas Emissions from Agriculture in Europe
Februar 2001, 248 Seiten

- Band 77 W. Rüdfler
Integrierte Ressourcenplanung für Baden-Württemberg
Januar 2001, 284 Seiten
- Band 76 S. Rivas
Ein agro-ökologisches regionalisiertes Modell zur Analyse des Brennholzversorgungssystems in Entwicklungsländern
Januar 2001, 200 Seiten
- Band 75 M. Härdtlein
Ansatz zur Operationalisierung ökologischer Aspekte von "Nachhaltigkeit" am Beispiel der Produktion und Nutzung von Triticale (*×Triticosecale* Wittmack)-Ganzpflanzen unter besonderer Berücksichtigung der luftgetragenen N-Freisetzen
September 2000, 168 Seiten
- Band 74 T. Marheineke, W. Krewitt, J. Neubarth, R. Friedrich, A. Voß
Ganzheitliche Bilanzierung der Energie- und Stoffströme von Energieversorgungstechniken
August 2000, 118 Seiten
- Band 73 J. Sontow
Energiewirtschaftliche Analyse einer großtechnischen Windstromerzeugung
Juli 2000, 242 Seiten
- Band 72 H. Hermes
Analysen zur Umsetzung rationeller Energieanwendung in kleinen und mittleren Unternehmen des Kleinverbrauchersektors
Juli 2000, 188 Seiten
- Band 71 C. Schaefer, C. Weber, H. Voss-Uhlenbrock, A. Schuler, F. Oosterhuis, E. Nieuwlaar, R. Angioletti, E. Kjellsson, S. Leth-Petersen, M. Togeby, J. Munksgaard
Effective Policy Instruments for Energy Efficiency in Residential Space Heating - an International Empirical Analysis (EPISODE)
Juni 2000, 146 Seiten
- Band 70 U. Fahl, J. Baur, I. Ellersdorfer, D. Herrmann, C. Hoeck, U. Remme, H. Specht, T. Steidle, A. Stuitable, A. Voß
Energieverbrauchsprognose für Bayern
Mai 2000, 240 Seiten
- Band 69 J. Baur
Verfahren zur Bestimmung optimaler Versorgungsstrukturen für die Elektrifizierung ländlicher Gebiete in Entwicklungsländern
Mai 2000, 154 Seiten

- Band 68 G. Weinrebe
Technische, ökologische und ökonomische Analyse von solarthermischen Turmkraftwerken
April 2000, 212 Seiten
- Band 67 C.-O. Wene, A. Voß, T. Fried (eds.)
Experience Curves for Policy Making - The Case of Energy Technologies
April 2000, 282 Seiten
- Band 66 A. Schuler
Entwicklung eines Modells zur Analyse des Endenergieeinsatzes in Baden-Württemberg
März 2000, 236 Seiten
- Band 65 A. Schäfer
Reduction of CO₂-Emissions in the Global Transportation Sector
März 2000, 290 Seiten
- Band 64 A. Freibauer, M. Kaltschmitt (eds.)
Biogenic Emissions of Greenhouse Gases Caused by Arable and Animal Agriculture - Processes, Inventories, Mitigation
März 2000, 148 Seiten
- Band 63 A. Heinz, R. Stülpnagel, M. Kaltschmitt, K. Scheffer, D. Jezierska
Feucht- und Trockengutlinien zur Energiegewinnung aus biogenen Festbrennstoffen. Vergleich anhand von Energie- und Emissionsbilanzen sowie anhand der Kosten
Dezember 1999, 308 Seiten
- Band 62 U. Fahl, M. Blesl, D. Herrmann, C. Kemfert, U. Remme, H. Specht, A. Voß
Bedeutung der Kernenergie für die Energiewirtschaft in Baden-Württemberg - Auswirkungen eines Kernenergieausstiegs
November 1999, 146 Seiten
- Band 61 A. Greßmann, M. Sawillion, W. Krewitt, R. Friedrich
Vergleich der externen Effekte von KWK-Anlagen mit Anlagen zur getrennten Erzeugung von Strom und Wärme
September 1999, 138 Seiten
- Band 60 R. Lux
Auswirkungen fluktuierender Einspeisung auf die Stromerzeugung konventioneller Kraftwerkssysteme
September 1999, 162 Seiten
- Band 59 M. Kayser
Energetische Nutzung hydrothermalen Erdwärmevorkommen in Deutschland - Eine energiewirtschaftliche Analyse -
Juli 1999, 184 Seiten

- Band 58 C. John
Emissionen von Luftverunreinigungen aus dem Straßenverkehr in hoher räumlicher und zeitlicher Auflösung - Untersuchung von Emissions-szenarien am Beispiel Baden-Württembergs
Juni 1999, 214 Seiten
- Band 57 T. Stelzer
Biokraftstoffe im Vergleich zu konventionellen Kraftstoffen - Lebensweg-analysen von Umweltwirkungen
Mai 1999, 212 Seiten
- Band 56 R. Lux, J. Sontow, A. Voß
Systemtechnische Analyse der Auswirkungen einer windtechnischen Stromerzeugung auf den konventionellen Kraftwerkspark
Mai 1999, 322 Seiten
- Band 55 B. Biffar
Messung und Synthese von Wärmelastgängen in der Energieanalyse
Mai 1999, 236 Seiten
- Band 54 E. Fleißner
Statistische Methoden der Energiebedarfsanalyse im Kleinverbraucher-sektor
Januar 1999, 306 Seiten
- Band 53 A. Freibauer, M. Kaltschmitt (Hrsg.)
Approaches to Greenhouse Gas Inventories of Biogenic Sources in Agri-culture
Januar 1999, 252 Seiten
- Band 52 J. Haug, B. Gebhardt, C. Weber, M. van Wees, U. Fahl, J. Adnot, L. Cauret, A. Pierru, F. Lantz, J.-W. Bode, J. Vis, A. van Wijk, D. Staniaszek, Z. Zavody
Evaluation and Comparison of Utility's and Governmental DSM-Programmes for the Promotion of Condensing Boilers
Oktober 1998, 156 Seiten
- Band 51 M. Blesl, A. Schweiker, C. Schlenzig
Erweiterung der Analysemöglichkeiten von *NetWork* - Der Netzwerkedi-tor
September 1998, 112 Seiten
- Band 50 S. Becher
Biogene Festbrennstoffe als Substitut für fossile Brennstoffe - Energie-und Emissionsbilanzen
Juli 1998, 200 Seiten

- Band 49 P. Schaumann, M. Blesl, C. Böhringer, U. Fahl, R. Kühner, E. Läge, S. Molt, C. Schlenzig, A. Stuible, A. Voß
Einbindung des ECOLOG-Modells 'E³Net' und Integration neuer methodischer Ansätze in das IKARUS-Instrumentarium (ECOLOG II)
Juli 1998, 110 Seiten
- Band 48 G. Poltermann, S. Berret
ISO 14000ff und Öko-Audit - Methodik und Umsetzung
März 1998, 184 Seiten
- Band 47 C. Schlenzig
PlaNet: Ein entscheidungsunterstützendes System für die Energie- und Umweltplanung
Januar 1998, 230 Seiten
- Band 46 R. Friedrich, P. Bickel, W. Krewitt (Hrsg.)
External Costs of Transport
April 1998, 144 Seiten
- Band 45 H.-D. Hermes, E. Thöne, A. Voß, H. Despretz, G. Weimann, G. Kamelander, C. Ureta
Tools for the Dissemination and Realization of Rational Use of Energy in Small and Medium Enterprises
Januar 1998, 352 Seiten
- Band 44 C. Weber, A. Schuler, B. Gebhardt, H.-D. Hermes, U. Fahl, A. Voß
Grundlagenuntersuchungen zum Energiebedarf und seinen Bestimmungsfaktoren
Dezember 1997, 186 Seiten
- Band 43 J. Albiger
Integrierte Ressourcenplanung in der Energiewirtschaft mit Ansätzen aus der Kraftwerkseinsatzplanung
November 1997, 168 Seiten
- Band 42 P. Berner
Maßnahmen zur Minderung der Emissionen flüchtiger organischer Verbindungen aus der Lackanwendung - Vergleich zwischen Abluftreinigung und primären Maßnahmen am Beispiel Baden-Württembergs
November 1997, 238 Seiten
- Band 41 J. Haug, M. Sawillion, U. Fahl, A. Voß, R. Werner, K. Weiß, J. Rösch, W. Wölfle
Analysis of Impediments to the Rational Use of Energy in the Public Sector and Implementation of Third Party Financing Strategies to improve Energy Efficiency
August 1997, 122 Seiten

- Band 40 U. Fahl, R. Krüger, E. Läge, W. Rüffler, P. Schaumann, A. Voß
Kostenvergleich verschiedener CO₂-Minderungsmaßnahmen in der Bundesrepublik Deutschland
 August 1997, 156 Seiten
- Band 39 M. Sawillion, B. Biffar, K. Hufendiek, R. Lux, E. Thöne
MOSAIK - Ein EDV-Instrument zur Energieberatung von Gewerbe und mittelständischer Industrie
 Juli 1997, 172 Seiten
- Band 38 M. Kaltschmitt
Systemtechnische und energiewirtschaftliche Analyse der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland
 April 1997, 108 Seiten
- Band 37 C. Böhringer, T. Rutherford, A. Pahlke, U. Fahl, A. Voß
Volkswirtschaftliche Effekte einer Umstrukturierung des deutschen Steuersystems unter besonderer Berücksichtigung von Umweltsteuern
 März 1997, 82 Seiten
- Band 36 P. Schaumann
Klimaverträgliche Wege der Entwicklung der deutschen Strom- und Fernwärmeversorgung - Systemanalyse mit einem regionalisierten Energiemodell -
 Januar 1997, 282 Seiten
- Band 35 R. Kühner
Ein verallgemeinertes Schema zur Bildung mathematischer Modelle energiewirtschaftlicher Systeme
 Dezember 1996, 262 Seiten
- Band 34 U. Fahl, P. Schaumann
Energie und Klima als Optimierungsproblem am Beispiel Niedersachsen
 November 1996, 124 Seiten
- Band 33 W. Krewitt
Quantifizierung und Vergleich der Gesundheitsrisiken verschiedener Stromerzeugungssysteme
 November 1996, 196 Seiten
- Band 32 C. Weber, B. Gebhardt, A. Schuler, T. Schulze, U. Fahl, A. Voß, A. Perrels, W. van Arkel, W. Pellekaan, M. O'Connor, E. Schenk, G. Ryan
Consumers' Lifestyles and Pollutant Emissions
 September 1996, 118 Seiten
- Band 31 W. Rüffler, A. Schuler, U. Fahl, H.W. Balandynowicz, A. Voß
Szenariorechnungen für das Projekt Klimaverträgliche Energieversorgung in Baden-Württemberg
 Juli 1996, 140 Seiten

- Band 30 C. Weber, B. Gebhardt, A. Schuler, U. Fahl, A. Voß
Energy Consumption and Air-Borne Emissions in a Consumer Perspective
September 1996, 264 Seiten
- Band 29 M. Hanselmann
Entwicklung eines Programmsystems zur Optimierung der Fahrweise von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen
August 1996, 138 Seiten
- Band 28 G. Schmid
Die technisch-ökonomische Bewertung von Emissionsminderungsstrategien mit Hilfe von Energiemodellen
August 1996, 184 Seiten
- Band 27 A. Obermeier, J. Seier, C. John, P. Berner, R. Friedrich
TRACT: Erstellung einer Emissionsdatenbasis für TRACT
August 1996, 172 Seiten
- Band 26 T. Hellwig
OMNIUM - Ein Verfahren zur Optimierung der Abwärmenutzung in Industriebetrieben
Mai 1998, 118 Seiten
- Band 25 R. Laing
CAREAIR - ein EDV-gestütztes Instrumentarium zur Untersuchung von Emissionsminderungsstrategien für Dritte-Welt-Länder dargestellt am Beispiel Nigerias
Februar 1996, 221 Seiten
- Band 24 P. Mayerhofer, W. Krewitt, A. Trukenmüller, A. Greßmann, P. Bickel, R. Friedrich
Externe Kosten der Energieversorgung
März 1996, Kurzfassung, 40 Seiten
- Band 23 M. Blesl, C. Schlenzig, T. Steidle, A. Voß
Entwicklung eines Energieinformationssystems
März 1996, 76 Seiten
- Band 22 M. Kaltschmitt, A. Voß
Integration einer Stromerzeugung aus Windkraft und Solarstrahlung in den konventionellen Kraftwerksverbund
Juni 1995, Kurzfassung, 51 Seiten
- Band 21 U. Fahl, E. Läge, W. Rüffler, P. Schaumann, C. Böhringer, R. Krüger, A. Voß
Emissionsminderung von energiebedingten klimarelevanten Spurengasen in der Bundesrepublik Deutschland und in Baden-Württemberg
September 1995, 454 Seiten

- Band 20 M. Fishedick
Erneuerbare Energien und Blockheizkraftwerke im Kraftwerksverbund - Technische Effekte, Kosten, Emissionen
Dezember 1995, 196 Seiten
- Band 19 A. Obermeier
Ermittlung und Analyse von Emissionen flüchtiger organischer Verbindungen in Baden-Württemberg
Mai 1995, 208 Seiten
- Band 18 N. Kalume
Strukturmodule - Ein methodischer Ansatz zur Analyse von Energiesystemen in Entwicklungsländern
Dezember 1994, 113 Seiten
- Band 17 Th. Müller
Ermittlung der SO₂- und NO_x-Emissionen aus stationären Feuerungsanlagen in Baden-Württemberg in hoher räumlicher und zeitlicher Auflösung
November 1994, 142 Seiten
- Band 16 A. Wiese
Simulation und Analyse einer Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland
Juni 1994, 223 Seiten
- Band 15 M. Sawillion, T. Hellwig, B. Biffar, R. Schelle, E. Thöne
Optimierung der Energieversorgung eines Industrieunternehmens unter Umweltschutz- und Wirtschaftlichkeitsaspekten - Wertanalyse-Projekt
Januar 1994, 154 Seiten
- Band 14 M. Heymann, A. Trukenmüller, R. Friedrich
Development prospects for emission inventories and atmospheric transport and chemistry models
November 1993, 105 Seiten
- Band 13 R. Friedrich
Ansatz zur Ermittlung optimaler Strategien zur Minderung von Luftschadstoffemissionen aus Energieumwandlungsprozessen
Juli 1992, 292 Seiten
- Band 12 U. Fahl, M. Fishedick, M. Hanselmann, M. Kaltschmitt, A. Voß
Abschätzung der technischen und wirtschaftlichen Minderungspotentiale energiebedingter CO₂-Emissionen durch einen verstärkten Erdgaseinsatz in der Elektrizitätsversorgung Baden-Württembergs unter besonderer Berücksichtigung konkurrierender Nutzungsmöglichkeiten
August 1992, 471 Seiten

- Band 11 M. Kaltschmitt, A. Wiese
Potentiale und Kosten regenerativer Energieträger in Baden-Württemberg
April 1992, 320 Seiten
- Band 10 A. Reuter
Entwicklung und Anwendung eines mikrocomputergestützten Energieplanungsinstrumentariums für den Einsatz in Entwicklungsländern
November 1991, 170 Seiten
- Band 9 T. Kohler
Einsatzmöglichkeiten für Heizreaktoren im Energiesystem der Bundesrepublik Deutschland
Juli 1991, 162 Seiten
- Band 8 M. Mattis
Kosten und Auswirkungen von Maßnahmen zur Minderung der SO₂- und NO_x-Emissionen aus Feuerungsanlagen in Baden-Württemberg
Juni 1991, 188 Seiten
- Band 7 M. Kaltschmitt
Möglichkeiten und Grenzen einer Stromerzeugung aus Windkraft und Solarstrahlung am Beispiel Baden-Württembergs
Dezember 1990, 178 Seiten
- Band 6 G. Schmid, A. Voß, H.W. Balandynowicz, J. Cofala, Z. Parczewski
Air Pollution Control Strategies - A Comparative Analysis for Poland and the Federal Republic of Germany
Juli 1990, 92 Seiten
- Band 5 Th. Müller, B. Boysen, U. Fahl, R. Friedrich, M. Kaltschmitt, R. Laing, A. Voß, J. Giesecke, K. Jorde, C. Voigt
Regionale Energie- und Umweltanalyse für die Region Neckar-Alb
Juli 1990, 484 Seiten
- Band 4 Th. Müller, B. Boysen, U. Fahl, R. Friedrich, M. Kaltschmitt, R. Laing, A. Voß, J. Giesecke, K. Jorde, C. Voigt
Regionale Energie- und Umweltanalyse für die Region Hochrhein-Bodensee
Juni 1990, 498 Seiten
- Band 3 D. Kluck
Einsatzoptimierung von Kraftwerkssystemen mit Kraft-Wärme-Kopplung
Mai 1990, 155 Seiten
- Band 2 M. Fleischhauer, R. Friedrich, S. Häring, A. Haugg, J. Müller, A. Reuter, A. Voß, H.-G. Wyrstcil
Grundlagen zur Abschätzung und Bewertung der von Kohlekraftwerken ausgehenden Umweltbelastungen in Entwicklungsländern
Mai 1990, 316 Seiten

Band 1

U. Fahl

**KDS - Ein System zur Entscheidungsunterstützung in Energiewirtschaft
und Energiepolitik**

März 1990, 265 Seiten

Inhalt

Das Ziel dieser Arbeit ist zum einen die Entwicklung einer Berechnungsmethodik von Energieeinsparungen und Energieeinsparkosten der entsprechenden Energieeinsparmaßnahmen unter Berücksichtigung bestehender methodischer Limitierungen und deren Anwendung auf eine detaillierte und konsistente Beschreibung ausgewählter energieintensiver, industrieller Produktionsprozesse in Deutschland.

Der Kern der entwickelten Berechnungsmethodik ist die techno-ökonomische Analyse von Energieeinsparmaßnahmen auf der Einzelanlagenebene. Auf diese Weise können die heterogenen technologischen Ausprägungen, der hohe Integrationsgrad von energieintensiven Produktionsanlagen sowie deren Auswirkungen auf das technische Energieeinsparpotenzial berücksichtigt werden. Zudem können so die Wechselwirkungen von Energieeinsparmaßnahmen unter Berücksichtigung der Umsetzungsreihenfolge bewertet werden. Die Energieeinsparkosten werden über den Vergleich der diskontierten Produktionskosten jeweils mit und ohne umgesetzter Energieeinsparmaßnahme gebildet. Dadurch können u. a. die Veränderungen nicht-energetischer Betriebskosten (bspw. Wartungskosten), Opportunitätskosten und Opportunitätserlöse von Energieeinsparmaßnahmen in die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung mit einbezogen werden.

Für die Anwendung der Berechnungsmethode auf die Herstellung der zehn energieintensivsten Produktgruppen in Deutschland werden 164 Energieeinsparmaßnahmen und deren Umsetzung an 859 Einzelanlagen analysiert und in Energieeinsparkostenkurven dargestellt. Es wird ein technisches Energieeinsparpotenzial von 18 % und ein wirtschaftlich darstellbares Potenzial von 10 % ggü. dem Energieverbrauch in 2013 errechnet. Ein Vergleich der Ergebnisse mit bisherigen Energieeffizienz-Untersuchungen mit vergleichbarem Bilanzräumen zeigte Potenzialabweichungen von bis zu neun Prozentpunkten innerhalb der untersuchten Produktgruppen. In einer Einzelfallbetrachtung ließen diese sich zum Teil auf die einzelanlagenspezifische Berechnungsmethodik zurückführen lassen. Produktübergreifend liegen die wirtschaftlich darstellbaren Energieeinsparpotenziale im Durchschnitt zwei Prozentpunkte über dem hier errechneten Potenzial. Mittels Parametervariationen wurde die Robustheit der Ergebnisse überprüft. Die wirtschaftlich darstellbaren Energieeinsparungen wiesen eine vergleichsweise hohe Sensitivität gegenüber der Diskontrate und den Brennstoffpreisen sowie eine niedrige Sensitivität gegenüber dem CO₂-Zertifikatspreis und dem Strompreis auf.