TEXTE
161/2023

Endbericht

CO2-neutrale Prozesswärme-erzeugung

Umbau des industriellen Anlagenparks im Rahmen der Energiewende: Ermittlung des aktuellen SdT und des weiteren Handlungsbedarfs zum Einsatz strombasierter Prozesswärmeanlagen

Für Mensch & Umwelt

Umwelt Bundesamt

TEXTE 161/2023

Ressortforschungsplan des Bundesministerium für
Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit

Forschungskennzahl 3718 41 003 0

FB001193

CO_2-neutrale Prozesswärmeerzeugung

Umbau des industriellen Anlagenparks im Rahmen der Energiewende: Ermittlung des aktuellen SdT und des weiteren Handlungsbedarfs zum Einsatz strombasierter Prozesswärmeanlagen

von

Dr. Tobias Fleiter, Dr. Matthias Rehfeldt, Dr. Simon Hirzel, Lisa Neusel, Dr. Ali Aydemir

Fraunhofer-Institut für System und Innovationsforschung
Karlsruhe

Dr. Christian Schwotzer, Felix Kaiser, Carsten Gondorf, Justin Hauch, Jan Hof, Lukas Sankowski, Moritz Langhorst

Institut für Industrieofenbau und Wärmetechnik (IOB)
der RWTH Aachen University
Aachen

Wir bedanken sich bei vielen weiteren Kolleginnen und Kollegen, die uns bei der Studie unterstützt haben. Besonderer Dank geht an Dr. Thomas Echterhof, Dr. Nico Schmitz, Fabian Störmann, Simon Lukas Bussmann, Jennifer Birke, Lukas Knorr, Lena Noner, Prof. Herbert Pfeifer, Prof. Harald Bradke, Prof. Clemens Rohde, Moritz Heuchel, Nadine Steinhübel, Sina Lange, Kerstin Kopf

Im Auftrag des Umweltbundesamtes

Impressum

Herausgeber
Umweltbundesamt
Wörlitzer Platz 1
06844 Dessau-Roßlau
Tel: +49 340-2103-0
Fax: +49 340-2103-2285
info@umweltbundesamt.de
Internet: www.umweltbundesamt.de

Durchführung der Studie:
Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI
Breslauer Straße 48
76139 Karlsruhe

Institut für Industrieofenbau und Wärmetechnik (IOB) der RWTH Aachen University
Kopernikusstr. 10
52074 Aachen

Abschlussdatum:
März 2023

Redaktion:
Fachgebiet III 2.2 Ressourcenschonung, Stoffkreisläufe, Mineral- und Metallindustrie
Dr. Fabian Jäger-Gildemeister

Fachgebiet I 1.4 Wirtschafts- und sozialwissenschaftliche Umweltfragen, nachhaltiger Konsum
Dr. Benjamin Lünenbürger

Publikationen als pdf:
http://www.umweltbundesamt.de/publikationen

ISSN 1862-4804

Dessau-Roßlau, Dezember 2023

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autorinnen und Autoren.

Kurzbeschreibung: CO2-neutrale Prozesswärmeerzeugung

In diesem REFOPLAN-Vorhaben wird die Erzeugung von Prozesswärme für 13 Industriebranchen aus den Bereichen Metall- und Mineralindustrie sowie die Dampferzeugung als branchenübergreifende Technik mit dem Fokus einer zukünftigen Umstellung auf treibhausgasneutrale Prozesswärmeerzeugung untersucht. Dies bedeutet den Ersatz fossiler durch regenerativ erzeugte Energieträger wie Strom oder PtG/PtL-Brennstoffe wie Wasserstoff oder synthetisches Methan. In der Studie wird der Einsatz CO_2-neutraler Alternativtechniken für 34 ausgewählte Anwendungen wie z. B. das "kontinuierliche Erwärmen von Flach- oder Langstahl" untersucht.

Die Studie betrachtet sowohl den aktuellen Stand der Technik sowie zukünftige Potenziale der unterschiedlichen CO_2-neutralen Alternativtechniken. Ziel ist eine ganzheitliche Betrachtung unter Berücksichtigung von technischen, wirtschaftlichen und ökologischen Kriterien. Darüber hinaus werden Handlungsempfehlungen als Elemente einer übergreifenden Strategie zur Transformation hin zu einer CO_2-neutralen Prozesswärmeerzeugung abgeleitet.

Abstract: CO_2-neutral process heat generation

This REFOPLAN project analyses the technologies for the future CO_2-neutral generation of process heat for 13 industrial sectors. This means replacing fossil fuels with energy carriers based on renewable energy sources such as electricity or PtG/PtL fuels including hydrogen or synthetic methane. The study takes a broad approach and covers the metal and mineral industries as well as steam generation as a cross-sector technology. The study examines the use of CO2-neutral alternative technologies for 34 selected applications such as the "continuous heating of flat or long steel".

The study looks at both the current state of the art and future potentials of the various CO_2-neutral alternative technologies. The aim is to take a holistic view, taking into account technical, economic and ecological criteria. In addition, recommendations are derived as elements of an overarching strategy for the transformation towards CO_2-neutral process heating.

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis 6
Tabellenverzeichnis 9
Abbildungsverzeichnis 21
Abkürzungsverzeichnis 29
1 Summary 32
1.1 Introduction and objective 32
1.2 Structure, method and scope 32
1.3 Core results and conclusions 35
2 Zusammenfassung 38
2.1 Einleitung und Zielsetzung 38
2.2 Struktur, Methode und Untersuchungsrahmen 38
2.3 Kernergebnisse und Schlussfolgerungen 41
2.4 Synthese der Ergebnisse als Elemente einer Transformationsstrategie zur CO_2-neutralen Prozesswärme - AP4 44
3 Methodik 67
3.1 Terminologie und Definition der betrachteten Techniken 67
3.2 Untersuchungsrahmen und Übertragbarkeit der Ergebnisse 69
3.3 AP1: Techniken der aktuellen und zukünftigen Prozesswärmeerzeugung 73
3.4 AP1: Techniken der Dampferzeugung 77
3.5 AP2: Bewertung von Wirtschaftlichkeit und Technikdiffusion 78
3.6 AP3: Multikriterielle Betrachtung 84
4 Ergebnisse der Technologieanalyse - AP1 89
4.1 Konventionelle Technologien mit fossilen Energieträgern 89
4.2 Strombasierte und hybride Technologien 92
4.3 PtL- und PtG-Technologien 97
4.4 Biogene Energieträger 102
4.5 Bereitstellung von Flexibilität durch Thermoprozessanlagen 103
4.6 Abwärmeentstehung an Thermoprozessanlagen 105
5 Ergebnisse der Branchenanalyse - AP1 108
5.1 Wärme- und Glühöfen Stahl-Walzwerke 108
5.2 Gießerei-Industrie 133
5.3 NE-Metallindustrie: Aluminium (ohne elektrolytische Verfahren) 173

5.4 NE-Metallindustrie: Kupfer und Kupfer-Legierungen ... 200
5.5 Umformtechnik (Massivumformung und Presshärten) ... 228
5.6 Härtereitechnik ... 253
5.7 Glasindustrie inkl. Glasfaser ... 278
5.8 Kalkindustrie ... 302
5.9 Zementindustrie ... 327
5.10 Keramik- und Ziegelindustrie (inkl. Feuerfest-Werkstoffe) ... 345
5.11 Dampferzeuger in der Nahrungsmittel-, Papier- und Chemieindustrie ... 370
6 Synthese der Ergebnisse aus der Branchenanalyse - AP1 ... 420
6.1 Metallindustrie (metallbe- und verarbeitende Industrie) ... 420
6.2 Mineralindustrie ... 432
6.3 Dampferzeuger ... 441
7 Ergebnisse der wirtschaftlichen Betrachtung - AP2 ... 445
7.1 Zentrale Fragestellungen ... 445
7.2 Verwendete Rahmendaten und Modellparameter ... 449
7.3 Ergebnisse anhand ausgewählter Beispielanwendungen ... 458
7.4 Anwendungen und Branchen in der Übersicht ... 478
7.5 Zusammenfassung der Ergebnisse der übergreifenden wirtschaftlichen Betrachtung ... 494
8 Ergebnisse der multikriteriellen Betrachtung - AP3 ... 497
8.1 Einführung ... 497
8.2 Rahmen und Grenzen der Betrachtung ... 500
8.3 Exkurs: Bezeichnungssystematik für Referenz- und Alternativtechniken ... 501
8.4 Verortung des Transformationsgeschehens unter den Basisparametern ... 502
8.5 Ergebnisse für den Bereich „Ökologie“ ... 505
8.6 Ergebnisse für den Bereich „Technik“ ... 518
8.7 Ergebnisse für den Bereich „Ökonomie“ ... 527
8.8 Variation der quantitativen Größen bei anderen Parametersätzen ... 536
8.9 Zusammenfassung der exemplarischen Ergebnisse ... 537
9 Synthese und Elemente einer Gesamtstrategie - AP4 ... 540
10 Quellenverzeichnis ... 541
A Anhang ... 573
A.1 AP1: Fragebogen Expert:inneninterviews ... 573
A.2 AP1: Kriterienkatalog Thermoprozessanlagen ... 573
A.3 AP1: Wärme- und Glühöfen Stahlwalzwerke ... 574

A.4 AP1: Gießerei-Industrie 581
A.5 AP1: NE-Metallindustrie: Aluminium (ohne elektrolytische Verfahren) 588
A.6 AP1: NE-Metallindustrie: Kupfer 598
A.7 AP1: Umformtechnik 608
A.8 AP1: Härtereitechnik 616
A.9 AP1: Glasindustrie inkl. Glasfaser 623
A.10 AP1: Kalkindustrie 630
A.11 AP1: Zementindustrie 639
A.12 AP1: Keramik- und Ziegelindustrie 644
A.13 AP1: Dampferzeuger 653
A.14 AP2: Exceltool für die Bewertung der Wirtschaftlichkeit 660
A.15 AP2: Kurzdokumentation AP2-Tool 660
A.16 AP3: Leitfaden für multikriterielle Technikbewertung 660
A.17 AP3: Exkurs zur Ermittlung der Umweltkostensätze 688
A.18 AP3: Excel-Dokument für die Technikbewertung 699
A.19 AP3: Übersicht der Detailbetrachtungen nach Referenztechniken für die qualitativen Kriterien 701

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Energieeffizienzvorteile der Alternativtechnik gegenüber der Referenztechnik 56
Tabelle 2: Investitionsbedarf für eine vollständige Umstellung der untersuchten Anwendungen [Mrd. Euro2020] 60
Tabelle 3: Jährliche Energie- und CO_2-Kosten bei vollständiger Umstellung, Referenzfall [Mrd. Euro2020/a] 61
Tabelle 4: Kumulierter Anlagendurchsatz und Gesamtenergieverbrauch der betrachteten Anwendungen (Technikbeispiele) im Rahmen der Studie 71
Tabelle 5: Abschätzung des Anteils der im Rahmen der Studie betrachteten Anwendungen (Technikbeispiele) am jährlichen Energieverbrauch und den energiebedingten CO_2-Emissionen der fossil beheizten Anlagentypen in Deutschland 71
Tabelle 6: Abdeckung des Brennstoffbedarfs der betrachteten Branchen im Vergleich zur Energiebilanz (Brennstoffe = Endenergie abzüglich Fernwärme und Strom) 73
Tabelle 7: Eigenschaften der Verbrennung von Erdgas und Methan mit Luft (Auszug) 89
Tabelle 8: Heizwerte ausgewählter abfallbasierter Brennstoffe der Zementindustrie in DE 91
Tabelle 9: Eigenschaften der Verbrennung von Wasserstoff mit Luft (Auszug) 98
Tabelle 10: Eigenschaften der Verbrennung von Ammoniak mit Luft (Auszug) 101
Tabelle 11: Chemische Zusammensetzung von gasförmigen biogenen Brennstoffen 103
Tabelle 12: Abschätzung charakteristischer Anlagenkennzahlen zur Auswahl der betrachteten Anwendungen und Referenztechniken „Wärme- und Glühöfen Stahl“ in DE 120
Tabelle 13: Referenztechnik für Anwendung 1 – Wärme- und Glühöfen Stahl-Walzwerke 121
Tabelle 14: Referenztechnik für Anwendung 2 – Wärme- und Glühöfen Stahl-Walzwerke 122
Tabelle 15: Referenztechnik für Anwendung 3 – Wärme- und Glühöfen Stahl-Walzwerke 122
Tabelle 16: Alternativtechniken für Anwendung 1 – Wärme- und Glühöfen Stahl-Walzwerke 124
Tabelle 17: Alternativtechniken für Anwendung 2 – Wärme- und Glühöfen Stahl-Walzwerke 125
Tabelle 18: Alternativtechniken für Anwendung 3 – Wärme- und Glühöfen Stahl-Walzwerke 126

Tabelle 19: Abschätzung der jährlichen Gesamtkapazität im Referenzjahr – Wärme- und Glühöfen Stahl-Walzwerke.....127
Tabelle 20: Kenndaten für die ökonomische Betrachtung Wärme- und Glühöfen Stahl-Walzwerke Anwendung 1: kontinuierliches Erwärmen Flach-/Langstahl.....128
Tabelle 21: Kenndaten für die ökonomische Betrachtung Wärme- und Glühöfen Stahl-Walzwerke Anwendung 2: kontinuierliche Wärmebehandlung Flachstahl.....129
Tabelle 22: Kenndaten für die ökonomische Betrachtung Wärme- und Glühöfen Stahl-Walzwerke Anwendung 3: Diskontinuierliche Wärmebehandlung Flachstahl.....130
Tabelle 23: Branchenspezifische Wirtschaftsdaten der deutschen Gießerei-Industrie (2018) 134
Tabelle 24: Relativer Anteil der Prozessschritte am Gesamtenergieverbrauch der Gießereien.....139
Tabelle 25: Übersicht der eingesetzten Thermoprozessanlagen in der Gießerei-Industrie.....142
Tabelle 26: Anzahl der Schmelzanlagen in deutschen Eisen-, Stahl- und NE-Metall-Gießereien 143
Tabelle 27: Abschätzung charakteristischer Anlagenkennzahlen zur Auswahl der betrachteten Anwendungen und Referenztechniken „Gießerei-Industrie“ in Deutschland.....154
Tabelle 28: Referenztechnik für Anwendung 1 – Gießerei-Industrie.....156
Tabelle 29: Referenztechnik für Anwendung 2 – Gießerei-Industrie.....156
Tabelle 30: Alternativtechniken für Anwendung 1 – Gießerei-Industrie..157
Tabelle 31: Alternativtechniken für Anwendung 2 – Gießerei-Industrie..160
Tabelle 32: Abschätzung der jährlichen Gesamtkapazität im Referenzjahr – Gießerei-Industrie.....164
Tabelle 33: Kenndaten für die ökonomische Betrachtung der Gießerei-Industrie Anwendung 1: kontinuierliches Schmelzen Gusseisen (hohe Kapazität) 166
Tabelle 34: Kenndaten für die ökonomische Betrachtung der Gießerei-Industrie Anwendung 1: kontinuierliches Schmelzen Gusseisen (mittlere Kapazität).....167
Tabelle 35: Kenndaten für die ökonomische Betrachtung der Gießerei-Industrie Anwendung 1: kontinuierliches Schmelzen Gusseisen (geringe Kapazität).....168
Tabelle 36: Kenndaten für die ökonomische Betrachtung der Gießerei-Industrie Anwendung 2: kontinuierliches Schmelzen Aluminium 169
Tabelle 37: Ergebnisse der Branchenanalyse Gießerei-Industrie 171

Tabelle 38: Abschätzung charakteristischer Anlagenkennzahlen zur Auswahl der betrachteten Anwendungen und Referenztechniken „NE-Metallindustrie Aluminium“ in DE ... 185
Tabelle 39: Referenztechnik für Anwendung 1 – NE-Metallindustrie Aluminium ... 186
Tabelle 40: Referenztechnik für Anwendung 2 – NE-Metallindustrie Aluminium ... 186
Tabelle 41: Referenztechnik für Anwendung 3 – NE-Metallindustrie Aluminium ... 187
Tabelle 42: Referenztechnik für Anwendung 4 – NE-Metallindustrie Aluminium ... 187
Tabelle 43: Alternativtechniken für Anwendung 1 – NE-Metallindustrie Aluminium ... 188
Tabelle 44: Alternativtechniken für Anwendung 2 – NE-Metallindustrie Aluminium ... 189
Tabelle 45: Alternativtechniken für Anwendung 3 – NE-Metallindustrie Aluminium ... 190
Tabelle 46: Alternativtechniken für Anwendung 4 – NE-Metallindustrie Aluminium ... 191
Tabelle 47: Abschätzung der jährlichen Gesamtkapazität im Referenzjahr – NE-Metallindustrie Aluminium ... 193
Tabelle 48: Kenndaten für die ökonomische Betrachtung NE-Metallindustrie Aluminium Anwendung 1: diskontinuierliches Schmelzen/Warmhalten Halbzeugguss Aluminium ... 194
Tabelle 49: Kenndaten für die ökonomische Betrachtung NE-Metallindustrie Aluminium Anwendung 2: kontinuierliches Homogenisieren/Erwärmen Alu-Band/Profile ... 195
Tabelle 50: Kenndaten für die ökonomische Betrachtung NE-Metallindustrie Aluminium Anwendung 3: diskontinuierliches Homogenisieren/Erwärmen Alu-Band/Profile ... 196
Tabelle 51: Kenndaten für die ökonomische Betrachtung NE-Metallindustrie Aluminium Anwendung 4: kontinuierliche Wärmebehandlung Alu-Band ... 197
Tabelle 52: Ergebnisse der Branchen- und Technologieanalyse NE-Metallindustrie Aluminium ... 198
Tabelle 53: Branchenspezifische Kenndaten der Kupferindustrie ... 201
Tabelle 54: Abschätzung charakteristischer Anlagenkennzahlen zur Auswahl der betrachteten Anwendungen und Referenztechniken „NE-Metallindustrie Kupfer“ in DE ... 213
Tabelle 55: Referenztechnik für Anwendung 1 – NE-Metallindustrie Kupfer ... 214
Tabelle 56: Referenztechnik für Anwendung 2 – NE-Metallindustrie Kupfer ... 214

Tabelle 57: Referenztechnik für Anwendung 3 – NE-Metallindustrie Kupfer 215
Tabelle 58: Alternativtechniken für Anwendung 1 – NE-Metallindustrie Kupfer 215
Tabelle 59: Alternativtechniken für Anwendung 2 – NE-Metallindustrie Kupfer 217
Tabelle 60: Alternativtechniken für Anwendung 3 – NE-Metallindustrie Kupfer 218
Tabelle 61: Abschätzung der jährlichen Gesamtkapazität im Referenzjahr - NE-Metallindustrie Kupfer.....220
Tabelle 62: Kenndaten für die ökonomische Betrachtung NE-Metallindustrie Kupfer Anwendung 1: kontinuierliches Schmelzen Kupfer Gießwalzdraht 221
Tabelle 63: Kenndaten für die ökonomische Betrachtung NE-Metallindustrie Kupfer Anwendung 2: kontinuierliches Erwärmen Kupfer-Halbzeug für Warmumformung (geringe Kapazität).....222
Tabelle 64: Kenndaten für die ökonomische Betrachtung NE-Metallindustrie Kupfer Anwendung 2: kontinuierliches Erwärmen Kupfer-Halbzeug für Warmumformung (hohe Kapazität).....223
Tabelle 65: Kenndaten für die ökonomische Betrachtung NE-Metallindustrie Kupfer Anwendung 3: diskontinuierliche Wärmebehandlung Kupfer-Halbzeug (geringe Kapazität) 224
Tabelle 66: Kenndaten für die ökonomische Betrachtung NE-Metallindustrie Kupfer Anwendung 3: diskontinuierliche Wärmebehandlung Kupfer-Halbzeug (hohe Kapazität) 225
Tabelle 67: Ergebnisse der Branchen- und Technologieanalyse NE-Metallindustrie Kupfer 226
Tabelle 68: Branchenspezifische Kenndaten: Umformtechnik (Jahreswerte für 2019) 229
Tabelle 69: Abschätzung charakteristischer Anlagenkennzahlen zur Auswahl der betrachteten Anwendungen und Referenztechniken „Umformtechnik“ in Deutschland.....240
Tabelle 70: Referenztechnik für Anwendung 1 – Umformtechnik 241
Tabelle 71: Referenztechnik für Anwendung 2 – Umformtechnik 242
Tabelle 72: Referenztechnik für Anwendung 3 – Umformtechnik 242
Tabelle 73: Alternativtechniken für Anwendung 1 – Umformtechnik.....243
Tabelle 74: Alternativtechniken für Anwendung 2 – Umformtechnik.....244
Tabelle 75: Alternativtechniken für Referenztechnik 3 – Umformtechnik 245
Tabelle 76: Abschätzung der jährlichen Gesamtkapazität im Referenzjahr – Umformtechnik 247

Tabelle 77: Kenndaten für die ökonomische Betrachtung Umformtechnik Anwendung 1: kontinuierliche Erwärmung Schmiedebauteile (Fokus Gesenkschmieden) 248
Tabelle 78: Kenndaten für die ökonomische Betrachtung Umformtechnik Anwendung 2: diskontinuierliche Erwärmung Schmiedebauteile 249
Tabelle 79: Kenndaten für die ökonomische Betrachtung Umformtechnik Anwendung 3: Erwärmung Stahlblechzuschnitte (Presshärten) 250
Tabelle 80: Ergebnisse der Branchen- und Technologieanalyse Umformtechnik 252
Tabelle 81: Zusammensetzung von Endogas aus der Erzeugung mit Erdgas und Luft 256
Tabelle 82: Anlagentypen zum Einsatzhärten von Stahlbauteilen (Auszug) 260
Tabelle 83: Abschätzung charakteristischer Anlagenkennzahlen zur Auswahl der betrachteten Anwendungen und Referenztechniken „Härtereitechnik“ in Deutschland 267
Tabelle 84: Referenztechnik für Anwendung 1 – Härtereitechnik 268
Tabelle 85: Referenztechnik für Anwendung 2 – Härtereitechnik 268
Tabelle 86: Alternativtechniken für Anwendung 1 – Härtereitechnik 269
Tabelle 87: Alternativtechniken für Anwendung 2 – Härtereitechnik 270
Tabelle 88: Abschätzung der jährlichen Gesamtkapazität im Referenzjahr – Härtereitechnik 272
Tabelle 89: Kenndaten für die ökonomische Betrachtung Härtereitechnik Anwendung 1: kontinuierliches Aufkohlen und Austenitisieren (Lohnhärterei) 273
Tabelle 90: Kenndaten für die ökonomische Betrachtung Härtereitechnik Anwendung 1: kontinuierliches Aufkohlen und Austenitisieren (Betriebshärterei) 274
Tabelle 91: Kenndaten für die ökonomische Betrachtung Härtereitechnik Anwendung 2: diskontinuierliches Aufkohlen und Austenitisieren 275
Tabelle 92: Ergebnisse der Branchenanalyse Härtereitechnik 276
Tabelle 93: Branchenspezifische Kenndaten: Glasindustrie 279
Tabelle 94: Energieverbrauch in der Glasindustrie 280
Tabelle 95: Energieträger in der Glasindustrie 281
Tabelle 96: CO_2-Emissionen emissionshandelspflichtiger Anlagen in der Glasindustrie 281
Tabelle 97: Spezifischer Energieverbrauch beim Schmelzprozess 283
Tabelle 98: Abschätzung charakteristischer Anlagenkennzahlen zur Auswahl der betrachteten Anwendungen und Referenztechniken „Glasindustrie“ in Deutschland 290

Tabelle 99: Referenztechnik für Anwendung 1 – Glasindustrie inkl. Glasfaser 291
Tabelle 100: Referenztechnik für Anwendung 2 – Glasindustrie inkl. Glasfaser 291
Tabelle 101: Alternativtechniken für Anwendung 1 – Glasindustrie inkl. Glasfaser 292
Tabelle 102: Alternativtechniken für Anwendung 2 – Glasindustrie inkl. Glasfaser 296
Tabelle 103: Abschätzung der jährlichen Gesamtkapazität im Referenzjahr – Glasindustrie inkl. Glasfaser 297
Tabelle 104: Kenndaten für die ökonomische Betrachtung Glasindustrie inkl. Glasfaser Anwendung 1: kontinuierliches Schmelzen Behälterglas ($\dot{m}$ < 500 t/d) 298
Tabelle 105: Kenndaten für die ökonomische Betrachtung Glasindustrie inkl. Glasfaser Anwen-dung 1: kontinuierliches Schmelzen Flachglas ($\dot{m}$ > 500 t/d) 299
Tabelle 106: Ergebnisse der Branchen- und Technologieanalyse Glasindustrie inkl. Glasfaser 301
Tabelle 107: Branchenspezifische Kenndaten der deutschen Kalkindustrie 303
Tabelle 108: Eingesetzte Anlagen in der Kalkindustrie in Deutschland (2019) 306
Tabelle 109: Abschätzung charakteristischer Anlagenkennzahlen zur Auswahl der betrachteten Anwendungen und Referenztechniken „Kalkindustrie“ 314
Tabelle 110: Referenztechnik für Anwendung 1 – Kalkindustrie 314
Tabelle 111: Referenztechnik für Anwendung 2 – Kalkindustrie 315
Tabelle 112: Referenztechnik für Anwendung 3 – Kalkindustrie 315
Tabelle 113: Alternativtechniken für Anwendung 1 – Kalkindustrie 316
Tabelle 114: Alternativtechniken für Anwendung 2 – Kalkindustrie 319
Tabelle 115: Alternativtechniken für Anwendung 3 – Kalkindustrie 320
Tabelle 116: Abschätzung der jährlichen Gesamtkapazität im Referenzjahr – Kalkindustrie 321
Tabelle 117: Kenndaten für die ökonomische Betrachtung Kalkindustrie Anwendung 1: kontinuierliches Brennen von Kalk mit niedriger Reaktivität 322
Tabelle 118: Kenndaten für die ökonomische Betrachtung Kalkindustrie Anwendung 2: kontinuierliches Brennen von Kalk mit mittlerer/hoher Reaktivität 323
Tabelle 119: Kenndaten für die ökonomische Betrachtung Kalkindustrie Anwendung 3: kontinuierliches Brennen von Kalk mit hohem Durchsatz 324

Tabelle 120: Ergebnisse der Branchen- und Technologieanalyse Kalkindustrie 326
Tabelle 121: Branchenspezifische Kenndaten: Zementindustrie 327
Tabelle 122: Eingesetzte Anlagen in der Zementindustrie in Deutschland 332
Tabelle 123: Abschätzung Energieverbrauch und CO_2-Emissionen „Zementindustrie“ in DE 337
Tabelle 124: Referenztechnik – Zementindustrie 337
Tabelle 125: Alternativtechniken – Zementindustrie 338
Tabelle 126: Abschätzung der jährlichen Gesamtkapazität im Referenzjahr – Zementindustrie 341
Tabelle 127: Kenndaten für die ökonomische Betrachtung Zementindustrie 342
Tabelle 128: Ergebnisse der Branchen- und Technologieanalyse Zementindustrie 343
Tabelle 129: Anlagentypen zum Brennen von keramischen Erzeugnissen. 352
Tabelle 130 Abschätzung charakteristischer Anlagenkennzahlen zur Auswahl der betrachteten Anwendungen und Referenztechniken „Keramik- und Ziegelindustrie“ in DE 357
Tabelle 131: Referenztechnik für Anwendung 1 – Keramik- und Ziegelindustrie 358
Tabelle 132: Referenztechnik für Anwendung 2 – Keramik- und Ziegelindustrie 358
Tabelle 133: Referenztechnik für Anwendung 3 – Keramik- und Ziegelindustrie 359
Tabelle 134: Alternativtechniken für Anwendung 1 – Keramik- und Ziegelindustrie 359
Tabelle 135: Alternativtechniken für Anwendung 2 – Keramik- und Ziegelindustrie 361
Tabelle 136: Alternativtechniken für Anwendung 3 – Keramik- und Ziegelindustrie 362
Tabelle 137: Abschätzung der jährlichen Gesamtkapazität im Referenzjahr – Keramik- und Ziegelindustrie 363
Tabelle 138: Kenndaten für die ökonomische Betrachtung Keramik- und Ziegelindustrie, Anwendung 1: kontinuierliches Brennen Ziegel 364
Tabelle 139: Kenndaten für die ökonomische Betrachtung Keramik- und Ziegelindustrie, Anwendung 2: kontinuierliches Brennen Feuerfeststeine 365
Tabelle 140: Kenndaten für die ökonomische Betrachtung Keramik- und Ziegelindustrie, Anwendung 3: diskontinuierliches Brennen Feuerfeststeine 366
Tabelle 141: Ergebnisse der Branchenanalyse Keramik- und Ziegelindustrie 368

Tabelle 142: Beispiele für Dampfnutzung in verschiedenen Sektoren 377
Tabelle 143: Strom- und Dampfbedarf und Verteilung der Dampfdruckstufen großer deutscher Chemieparks (Sortierung absteigend nach Fläche) 388
Tabelle 144: Kenndaten erdgasbefeuerter Dampfkessel.....391
Tabelle 145: Bestand industrieller Dampfkessel in Deutschland im Jahr 2012 392
Tabelle 146: Indikative Kenndaten von KWK-Anlagen.....393
Tabelle 147: KWK-Anlagen der Betriebe im verarbeitenden Gewerbe sowie im Bergbau und in der Gewinnung von Steinen und Erden im Jahr 2018 394
Tabelle 148: Kenndaten zu Elektrodenkesseln 397
Tabelle 149: Kenndaten zu Hochtemperaturwärmepumpen 405
Tabelle 150: Kenndaten zu Wasserstoffkesseln.....407
Tabelle 151: Kenndaten zur anlagenseitigen Bewertung der Flexibilität von Dampferzeugern.....409
Tabelle 152: Referenz- und Alternativtechniken für Anwendung 1 – Milchpulverherstellung 411
Tabelle 153: Referenz- und Alternativtechniken für Anwendung 2 – Papiertrocknung 413
Tabelle 154: Referenz- und Alternativtechniken für Anwendung 3 – Chemiepark-Dampfversorgung 414
Tabelle 155: Jährliche Gesamtkapazität im Referenzjahr – Dampferzeuger 414
Tabelle 156: Kenndaten für die ökonomische Betrachtung Dampferzeuger – Anwendung 1: Milchpulverherstellung 416
Tabelle 157: Kenndaten für die ökonomische Betrachtung Dampferzeuger – Anwendung 2: Papiertrocknung.....418
Tabelle 158: Kenndaten für die ökonomische Betrachtung Dampferzeuger – Anwendung 3: Chemiepark-Dampfversorgung.....419
Tabelle 159: Metallindustrie - Anteil am Gesamtenergieverbrauch nach Anlagentypen.....421
Tabelle 160: Metallindustrie - Anwendungen und Kurzbezeichnungen.....422
Tabelle 161: Metallindustrie - Abschätzung Anlagenbestand je Anwendung im Anlagenpark.....423
Tabelle 162: Metallindustrie - TRL der Alternativtechnologien 424
Tabelle 163: Metallindustrie - Mittlerer Gesamtenergiebedarf der Anwendungen im Anlagenpark nach dem Stand der Technik 426
Tabelle 164: Metallindustrie - Veränderung des Gesamtenergiebedarfs der Anwendungen im Anlagenpark durch Umstieg auf eine Alternativtechnologie 427

Tabelle 165: Metallindustrie – Kenndaten zum Abwärmepotenzial der Referenz- und Alternativtechniken im Anlagenpark aus Beheizungstechnologie....429
Tabelle 166: Metallindustrie – Kenndaten zum Abwärmepotenzial der Referenz- und Alternativtechniken im Anlagenpark aus weiteren Abwärmemedien....430
Tabelle 167: Metallindustrie – Kenndaten zum Abwärmepotenzial der Referenz- und Alternativtechniken im Anlagenpark in nachfolgenden Prozessschritten 431
Tabelle 168: Mineralindustrie - Anteil am Gesamtenergieverbrauch nach Anlagentypen....433
Tabelle 169: Mineralindustrie - Anwendungen und Kurzbezeichnungen...433
Tabelle 170: Mineralindustrie - Abschätzung Anlagenbestand je Anwendung im Anlagenpark....434
Tabelle 171: Mineralindustrie - TRL der Alternativtechnologien....435
Tabelle 172: Mineralindustrie - Mittlerer Gesamtenergiebedarf der Anwendungen im Anlagenpark nach dem Stand der Technik 437
Tabelle 173: Mineralindustrie - Veränderung des Gesamtenergiebedarfs der Anwendungen im Anlagenpark durch Umstieg auf eine Alternativtechnologie....438
Tabelle 174: Mineralindustrie – Kenndaten zum Abwärmepotenzial der Referenz- und Alternativtechniken im Anlagenpark aus Beheizungstechnologie....439
Tabelle 175: Mineralindustrie – Kenndaten zum Abwärmepotenzial der Referenz- und Alternativtechniken im Anlagenpark aus weiteren Abwärmemedien....440
Tabelle 176: Mineralindustrie – Kenndaten zum Abwärmepotenzial der Referenz- und Alternativtechniken im Anlagenpark in nachfolgenden Prozessschritten 440
Tabelle 177: Dampferzeuger - Anwendungen und Kurzbezeichnungen....441
Tabelle 178: Dampferzeuger - Referenztechniken und Bestandsverteilung im Anlagenpark....442
Tabelle 179: Ergebnisse der Branchen- und Technologieanalyse Dampferzeuger....444
Tabelle 180: Reformschritte im Überblick 445
Tabelle 181: Wirkmechanismen der Modellteile und adressierte Fragestellungen 447
Tabelle 182: Einschätzung der Modellparameter zu technischer, ökonomischer und politischer Sphäre sowie ihrer Bedeutung für die Modellierung....451
Tabelle 183: Anpassung Szenarioannahmen für Modellierung in 6.4 453
Tabelle 184: Energieträgerpreispfade....453

Tabelle 185: CO_2-Preispfade....454
Tabelle 186: Abstufung Strompreiskomponenten....454
Tabelle 187: Preisvoraussicht....455
Tabelle 188: Markthomogenität....455
Tabelle 189: Modellparametersets....457
Tabelle 190: Anwendungen mit residualen fossilen Techniken (Stufe 3, 2045/50)....462
Tabelle 191: Angepasste Modellparameter der Anwendung Diskontinuierliches Schmelzen/Warmhalten Halbzeugguss Aluminium....468
Tabelle 192: Angepasste Modellparameter der Anwendung Papiertrocknung....475
Tabelle 193: Schlüssel "Nummer zu Anwendung" für Abbildung 156....493
Tabelle 194: Übersicht der verwendeten Basisparameter (=Referenz) sowie von Schritt 3 gemäß Arbeitspaket 2 (Kapitel 4)....500
Tabelle 195: Übersicht der verwendeten Bezeichnungen....502
Tabelle 196: Anzahl der Anlagen nach Techniken und Jahren für die hinterlegten Basisparameter....504
Tabelle 197: Gesamtübersicht der Einschätzungen zu Entwicklungen des Kriteriums „Luftschadstoffe“....511
Tabelle 198: Gesamtübersicht der Einschätzungen zu Entwicklungen des Kriteriums „Andere Belastungen“ vor Ort....513
Tabelle 199: Gesamtübersicht der Einschätzungen zur Entwicklungen des Kriteriums „Metallischer Ressourcen“....515
Tabelle 200: Gesamtübersicht der Einschätzungen zu Entwicklungen des Kriteriums „Sonstige Ressourcen“....517
Tabelle 201: Gesamtübersicht der Einschätzungen zu Entwicklungen des Kriteriums „Wechselwirkungen“....524
Tabelle 202: Gesamtübersicht der Einschätzungen zu Entwicklungen des Kriteriums „Akzeptanz“....526
Tabelle 203: Gesamtübersicht der Einschätzungen zu Entwicklungen des Kriteriums „Wettbewerb und Wertschöpfung“....533
Tabelle 204: Gegenüberstellung ausgewählter quantitativer Größen für unterschiedliche Annahmen für das Jahr 2050....536
Tabelle 205: Verortung der Einsatzbereiche anhand technischer Aspekte 663
Tabelle 206: Verortung der Einsatzbereiche anhand von Branchen....664
Tabelle 207: Einordnung der Auswirkungen einer Umstellung....665
Tabelle 208: Angabe des Technology Readiness Levels zum aktuellen Zeitpunkt....667
Tabelle 209: Raster zur Einordnung der erwarteten Kommerzialisierung der Technik....668
Tabelle 210: Angaben zu den einzelnen Kriterien....670

Tabelle 211: Zusammenfassung für das Kriterium „Treibhausgasemissionen“ 673
Tabelle 212: Zusammenfassung für das Kriterium „Luftschadstoffe (vor Ort)“ 673
Tabelle 213: Hilfstabelle für das Kriterium „Luftschadstoffe“ 674
Tabelle 214: Bewertungstabelle für das Kriterium „Luftschadstoffe“ 674
Tabelle 215: Zusammenfassung für das Kriterium „Andere Belastungen (vor Ort)“.....674
Tabelle 216: Hilfstabelle für das Kriterium „Andere Belastungen“.....675
Tabelle 217: Bewertungstabelle für das Kriterium „Andere Belastungen“ 675
Tabelle 218: Zusammenfassung für das Kriterium „Metallische Ressourcen“ 676
Tabelle 219: Hilfstabelle für das Kriterium „Metallische Ressourcen“ 676
Tabelle 220: Bewertungstabelle für das Kriterium „Metallische Ressourcen“ 677
Tabelle 221: Zusammenfassung für das Kriterium „Andere Ressourcen“ ..678
Tabelle 222: Hilfstabelle für das Kriterium „Andere Ressourcen“.....678
Tabelle 223: Zusammenfassung für das Kriterium „Energienachfrage“.....679
Tabelle 224: Zusammenfassung für das Kriterium „Wechselwirkungen“ ..679
Tabelle 225: Hilfstabelle für das Kriterium „Wechselwirkungen“ 680
Tabelle 226: Bewertungstabelle für das Kriterium „Wechselwirkungen“ ..680
Tabelle 227: Zusammenfassung für das Kriterium „Akzeptanz“.....681
Tabelle 228: Hilfstabelle für das Kriterium „Akzeptanz“.....681
Tabelle 229: Bewertungstabelle für das Kriterium „Akzeptanz“ 682
Tabelle 230: Zusammenfassung für das Kriterium „Investitionsbedarf“....682
Tabelle 231: Eingangsdaten für das Kriterium „Investitionen“.....683
Tabelle 232: Zusammenfassung für das Kriterium „Laufende Kosten“ 683
Tabelle 233: Zusammenfassung für das Kriterium „Wertschöpfung und Wettbewerbsfähigkeit“ 684
Tabelle 234: Hilfstabelle für das Kriterium „Wertschöpfung und Wettbewerbsfähigkeit“ 684
Tabelle 235: Bewertungstabelle für das Kriterium „Wertschöpfung und Wettbewerbsfähigkeit“ 685
Tabelle 236: Zusammenfassung für das Kriterium „Umweltkosten“.....686
Tabelle 237: Übergreifende Zusammenfassungstabelle.....686
Tabelle 238: Ausgangswerte der UBA-Empfehlung zu den Klimakosten und für die Studie aufbereitete Angaben.....690
Tabelle 239: Zielarchitektur der notwendigen Umweltkostensätze für Luftschadstoffe und Treibhausgase.....691
Tabelle 240: Ausgangswerte zur Festlegung der Umweltkosten: Umweltkosten der Stromerzeugung in Deutschland einschließlich Vorketten bei 180 Euro/t CO_2 äq. 691

Tabelle 241: Rahmendaten zu den Emissionsfaktoren der verschiedenen Energieträger 692
Tabelle 242: Überführung: Ermittelte Umweltkosten der Zielenergieträger bezogen auf die Stromerzeugung mit Preisen des Jahres 2016 694
Tabelle 243: Brennstoffeinsatz: Ermittelte Umweltkosten der Zielenergieträger bezogen auf den Brennstoffeinsatz mit Preisen des Jahres 2016 695
Tabelle 244: Basispreisanpassung: Ermittelte Umweltkosten der Zielenergieträger bezogen auf den Brennstoffeinsatz für das Jahr 2016 mit Preisen für das Jahr 2020 695
Tabelle 245: Stützjahre: Ermittelte Umweltkosten der Zielenergieträger bezogen auf den Brennstoffeinsatz in den jeweiligen Jahren 696
Tabelle 246: Preissteigerung: Abschließende Übersicht der Umweltkosten der Zielenergieträger bezogen auf den Brennstoffeinsatz 697
Tabelle 247: Angaben zu den einzelnen Kriterien 701
Tabelle 248: Getroffene Auswahlen für das Kriterium „Luftschadstoffe“ - Teil 1/2 702
Tabelle 249: Getroffene Auswahlen für das Kriterium „Luftschadstoffe“ - Teil 2/2 702
Tabelle 250: Getroffene Auswahlen für das Kriterium „Ökologische Belastungen“ - Teil 1/2 703
Tabelle 251: Getroffene Auswahlen für das Kriterium „Ökologische Belastungen“ - Teil 2/2 704
Tabelle 252: Getroffene Auswahlen für das Kriterium „Andere Ressourcen“ - Teil 1/2 704
Tabelle 253: Getroffene Auswahlen für das Kriterium „Andere Ressourcen“ - Teil 2/2 705
Tabelle 254: Getroffene Auswahlen für das Kriterium „Wechselwirkungen“ - Teil 1/2 705
Tabelle 255: Getroffene Auswahlen für das Kriterium „Wechselwirkungen“ - Teil 2/2 706
Tabelle 256: Getroffene Auswahlen für das Kriterium „Akzeptanz“ - Teil 1/2 706
Tabelle 257: Getroffene Auswahlen für das Kriterium „Akzeptanz“ - Teil 2/2 707
Tabelle 258: Getroffene Auswahlen für das Kriterium „Wettbewerbsfähigkeit“ - Teil 1/2 707
Tabelle 259: Getroffene Auswahlen für das Kriterium „Wettbewerbsfähigkeit“ - Teil 2/2 708

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Number of plants and energy consumption per sector in the scope of the study 34
Abbildung 2: Anzahl Anlagen und Energieverbrauch je Branche im Betrachtungsrahmen der Studie 40
Abbildung 3: Einordnung der betrachteten Anwendungen und Referenztechniken im Anlagenpark in Deutschland anhand charakteristischer Kenngrößen 46
Abbildung 4: Technologiereifegrad TRL der Alternativtechnologien (zusammengefasst) 49
Abbildung 5: Technologiereifegrad für die Elektrifizierung, hybride Beheizung (Strom/Erdgas (EE-Methan) und Biomasse in Abhängigkeit von Anlagendurchsatz und Prozesstemperatur 52
Abbildung 6: Technologiereifegrad für die Wasserstoffbeheizung, hybride Beheizung (Strom/H_2) in Abhängigkeit von Anlagendurchsatz und Prozesstemperatur 53
Abbildung 7: Exemplarische Darstellung der Umstellung einer fossil beheizten Anlage auf mehrere elektrisch beheizte Anlagen 55
Abbildung 8: Einordnung und Anwendungspotenzial der betrachteten Alternativtechnologien 58
Abbildung 9: Diffusion und Attraktivität CO_2-neutraler Anlagen (2040) nach Anwendung 63
Abbildung 10: Übersicht der betrachteten Bewertungskriterien 65
Abbildung 11: Erkenntnisse zu den qualitativen Bewertungskriterien im Jahr 2050 66
Abbildung 12: Terminologie der Analyse: Prozesskette, Prozesse, Anwendung und Anlagentypen 68
Abbildung 13: Terminologie der Analyse: Technologie, Referenz- und Alternativtechniken 68
Abbildung 14: Konzept der Wirtschaftlichkeitsberechnung 78
Abbildung 15: Beispieldarstellung der Kostenstruktur im Modell 80
Abbildung 16: Übersicht der Struktur des Leitfadens 85
Abbildung 17: Übersicht der Kriterien 87
Abbildung 18: Vereinfachte Darstellung der Energie- u. Stoffströme einer Thermoprozessanlage 106
Abbildung 19: Flussdiagramm für die Rohstahlverarbeitung in Deutschland (2016) 108
Abbildung 20: Prozesskette der Flachstahlerzeugung 109
Abbildung 21: Schematische Darstellung einer Warmbreitbandstraße 111
Abbildung 22: Prozesskette der Langstahlerzeugung 114
Abbildung 23: Schematischer Aufbau eines Hubbalkenofens 115

Abbildung 24: Schematischer Aufbau eines Durchlaufglühofens in einer Feuerverzinkungslinie 117
Abbildung 25: High Performance Hydrogen (HPH) Haubenglühofen 118
Abbildung 26: Ergebnisse der Branchen- und Technologieanalyse Wärme- und Glühöfen Stahl-Walzwerke 132
Abbildung 27: Unterteilung der Gießverfahren 133
Abbildung 28: Anteiliges Produktionsvolumen verschiedener Werkstoffe in Eisen- und Stahlgießereien in Deutschland (in Tsd. t) 135
Abbildung 29: Anteiliges Produktionsvolumen verschiedener Werkstoffe in NE-Gießereien in Deutschland (in Tsd. t) 136
Abbildung 30: Allgemeine Prozesskette der Gießerei-Industrie 137
Abbildung 31: Prozesskette Eisen Formguss 140
Abbildung 32: Prozesskette Aluminium Formguss 141
Abbildung 33: Verwendete Energieträger in der Gießerei-Industrie 142
Abbildung 34: Schematische Darstellung eines Schachtofens für NE-Metallguss 144
Abbildung 35: Ausführungen des Heißwindkupolofens: a) gefuttert mit atmosphärischem Siphon, b) futterlos mit Drucksiphon 146
Abbildung 36: Foto eines elektr. widerstandsbeheizten Ofens mit Siliziumcarbid-Schmelztiegel 149
Abbildung 37: Schematische Darstellung eines Induktionstiegelofens 150
Abbildung 38: Schematische Darstellung eines Induktionsrinnenofens 151
Abbildung 39: Schematische Darstellung eines Gleichstrom-Lichtbogenofens 152
Abbildung 40: Flussdiagramm für den Einsatz von Aluminium in Deutschland 173
Abbildung 41: Prozesskette Schmelzen und Warmhalten von Aluminium Halbzeugguss 174
Abbildung 42: Prozesskette Walzen von Aluminium 175
Abbildung 43: Prozesskette für das Strangpressen von Aluminium 177
Abbildung 44: Querschnitt eines Zweikammerherdofens zum Schmelzen von Aluminium 178
Abbildung 45: Kammerofen für die Erwärmung von Aluminium 179
Abbildung 46: Tiefofen zum Homogenisieren und Erwärmen von Aluminium-Walzbarren 180
Abbildung 47: Ein- und zweireihiger Stoßofen zum Homogenisieren und Erwärmen von Aluminium-Walzbarren 180
Abbildung 48: Indirekt gasbeheizter Rollenherdofen zum Lösungsglühen von Aluminiumplatten 181
Abbildung 49: Schematische Darstellung einer gasbeheizten Bolzenerwärmungsanlage 182
Abbildung 50: Darstellung des Querschnitts einer induktiven Bolzenerwärmungsanlage 183

Abbildung 51: Anwendungsgebiete von Kupfer in Tonnen (Stand 2018) 200
Abbildung 52: Flussdiagramm für die Kupferverarbeitung in Deutschland (Stand 2019) 201
Abbildung 53: Allgemeine Übersicht der Prozessketten der Kupfer-Halbzeugproduktion 202
Abbildung 54: Prozessketten für die Herstellung von Kupfer Bändern und Blechen 203
Abbildung 55: Prozesskette für die Herstellung von Kupfer Stangen und Profilen 204
Abbildung 56: Prozessketten für die Herstellung von Kupfer Rohren.....205
Abbildung 57: Prozessketten für die Herstellung von Kupfer Gießwalzdraht 206
Abbildung 58: Darstellung eines Kathodenschachtofens 208
Abbildung 59: Schematische Darstellung eines Hubherdofens.....209
Abbildung 60: Schematische Darstellung einer Banddurchlaufanlage mit Schwebebandofen.....210
Abbildung 61: Schematische Darstellung eines Rollenherdofens mit horizontaler Durchströmung.....211
Abbildung 62: Abnehmerstruktur der Massivumformung ohne Blechumformung im Jahr 2017 230
Abbildung 63: Prozesskette Gesenkschmieden.....231
Abbildung 64: Materialeffizienz beim Gesenkschmieden 232
Abbildung 65: Prozesskette Freiformschmieden.....233
Abbildung 66: Prozesskette Ringwalzen.....234
Abbildung 67: Prozesskette Presshärten 235
Abbildung 68: Induktive Schmiedeerwärmungsanlage 236
Abbildung 69: Energiebilanz einer induktive Schmiedeerwärmungsanlage für Stahlblöcke 237
Abbildung 70: Herdwagenschmiedeofen mit Flachflammenbrennern und Zentralrekuperator 237
Abbildung 71: Kammerschmiedeofen mit Regenerativbrennern.....238
Abbildung 72: Schematische Darstellung eines Drehherdofens.....239
Abbildung 73: Schematische Darstellung eines Rollenherdofens 239
Abbildung 74: Prozesskette Einsatzhärten 255
Abbildung 75: Prozesskette Vergüten 257
Abbildung 76: Prozesskette Nitrieren und Nitrocarburieren.....259
Abbildung 77: Darstellung einer Anlage zum Einsatzhärten mit Durchstoßofen zum Aufkohlen.....261
Abbildung 78: Rollenherdofenanlage zum Vergüten von Wälzlagerringen ..262
Abbildung 79: Bandofenlinie mit zwei Bandanlagen zum Wärmebehandeln von Schüttgütern 263
Abbildung 80: Darstellung einer Anlage zum Einsatzhärten mit Kammeröfen zum Aufkohlen.....263

Abbildung 81: Darstellung einer Anlage zur Wärmebehandlung mit Vakuumöfen 264
Abbildung 82: Horizontal angeordnete Retortenöfen in einer Wärmebehandlungslinie 265
Abbildung 83: Abnehmerbranchen der Glasindustrie 279
Abbildung 84: Allgemeine Prozesskette der Glasproduktion 282
Abbildung 85: Querbrennerwanne mit regenerativer Luftvorwärmung 284
Abbildung 86: U-Flammenwanne mit regenerativer Luftvorwärmung 285
Abbildung 87: Querbrennerwanne mit rekuperativer Luftvorwärmung 286
Abbildung 88: Oxyfuel-Schmelzwanne 287
Abbildung 89: Voll-elektrische Schmelzwanne in der Ausführung einer Cold-Top Wanne 288
Abbildung 90: Absatz gebrannter Kalkprodukte Deutschlands nach Anwendungsgebiet (in Mio. t) 303
Abbildung 91: Prozesskette Branntkalkherstellung (vereinfachte Darstellung) 304
Abbildung 92: Vereinfachtes Flussdiagramm für die Branntkalkerzeugung in Deutschland (2018) 305
Abbildung 93: Einsatz von Energieträgern in Tsd. GJ in der Kalkindustrie 2019 307
Abbildung 94: Schematische Darstellung eines Normalschachtofens 308
Abbildung 95: Schematische Darstellung eines Ringschachtofens 310
Abbildung 96: Schematische Darstellung eines Gleichstrom-Gegenstrom-Regenerativ-Ofen 311
Abbildung 97: Foto eines Drehrohrofens 313
Abbildung 98: Zementverbrauch nach Baubereichen (2018) 328
Abbildung 99: Verteilung des Brennstoffeinsatzes nach Energieträgern bezogen auf den gesamten Brennstoffenergieverbrauch in der Zementindustrie in Deutschland (2018) 328
Abbildung 100: Einsatz alternativer Brennstoffe in der Zementindustrie in Massenprozent (2018) 329
Abbildung 101: Prozesskette Zementherstellung 330
Abbildung 102: Flussdiagramm für Zementherstellung in Deutschland (2018) 331
Abbildung 103: Drehofenanlage mit Zyklonvorwärmer, Kalzinator und Tertiärluftleitung 333
Abbildung 104: Prozentualer Anteil des jeweiligen Branchenbereichs am Umsatz der Keramik- und Ziegelindustrie (inkl. Feuerfest-Werkstoffe) (Jahr 2019) 346
Abbildung 105: Produzierte Mengen keramischer Produkte in Mio. t (Stand 2019) 346
Abbildung 106: Prozesskette für die Herstellung von Ziegeln 348
Abbildung 107: Prozesskette zur Herstellung von Feuerfeststeinen 350

Abbildung 108: Darstellung eines Tunnelofens im Längsschnitt und der entsprechenden Temperaturverläufe von Prozessgas und Besatz 353
Abbildung 109: Foto eines Tunnelofens für das kontinuierliche Brennen von Dachziegeln....354
Abbildung 110: Foto und schematische Darstellung eines Rollenofens für den Porzellanglattbrand 355
Abbildung 111: Foto und schematische Darstellung eines Herdwagenofen für den Isolatorenbrand....356
Abbildung 112: Endenergieverbrauch für die industrielle Wärmeerzeugung.370
Abbildung 113: Anteile der Branchen am Gesamtumsatz der Nahrungsmittelindustrie in 2019 371
Abbildung 114: Energieträgereinsatz in der Nahrungsmittelindustrie in 2018 (exkl. Strom) 372
Abbildung 115: Herstellung ausgewählter Milcherzeugnisse in Deutschland in 2018....373
Abbildung 116: Faserstoffeinsatz in der Papierindustrie in 2019....374
Abbildung 117: Energieträgereinsatz in der Papier- und Zellstoffindustrie in 2019 (exkl. Strom) 375
Abbildung 118: Brennstoffeinsatz in der Chemieindustrie in 2018....376
Abbildung 119: Energieeinsatz für die Herstellung von Milchpulver 382
Abbildung 120: Energieeinsatz für die Papierherstellung 385
Abbildung 121: Netto-Wärmeerzeugung von KWK-Anlagen der Betriebe im verarbeitenden Gewerbe nach Energieträgern im 2018....394
Abbildung 122: Überblick über Temperaturniveaus und mögliche Entwicklungsperspektiven von industriellen Wärmepumpen 398
Abbildung 123: Technisches Potenzial industrieller Wärmepumpen....399
Abbildung 124: Auswahl an kommerziell erhältlichen industriellen HTWP 400
Abbildung 125: Leistungszahlen verschiedener industrieller HTWP in Abhängigkeit vom Temperaturhub 401
Abbildung 126: Eingesetzte Kältemittel von 25 ausgewählten und kommerziell verfügbaren HTWP 402
Abbildung 127: Metallindustrie – Jährlicher kumulierter Anlagendurchsatz in Mio. t/a....420
Abbildung 128: Metallindustrie – Verteilung jähr. Gesamtenergieverbrauch nach Branchen....420
Abbildung 129: Metallindustrie – Verteilung jähr. Gesamtenergieverbrauch nach Energieträgern 421
Abbildung 130: Mineralindustrie – Jährlicher kumulierter Anlagendurchsatz in Mio. t/a....432
Abbildung 131: Mineralindustrie – Verteilung jährlicher Gesamtenergieverbrauch nach Branchen....432

Abbildung 132: Mineralindustrie – Verteilung jährlicher Gesamtenergieverbrauch nach Energieträgern 433
Abbildung 133: Beispielabbildung Kostenanteile je Technik 2020 und 2050 .. 448
Abbildung 134: Beispielabbildung Anlagenbestand 449
Abbildung 135: Beziehung von Szenario und Modellparameter 450
Abbildung 136: Entwicklung der Wärmegestehungskosten und Technikdiffusion Anwendung 1: kontinuierliche Erwärmung Flach-/Langstahl 460
Abbildung 137: Technikdiffusion mit alternativen Verfügbarkeitsannahmen 461
Abbildung 138: Technikdiffusion mit Ordnungsrecht: Neubauverbot ab 2030, Betriebsverbot ab 2045 462
Abbildung 139: Entwicklung der Wärmegestehungskosten und Technikdiffusion Anwendung 2: Kontinuierliches Schmelzen Gusseisen (hohe Kapazität) 465
Abbildung 140: Technikdiffusion ohne Biomasseverfügbarkeit 466
Abbildung 141: Technikdiffusion mit alternativen Verfügbarkeitsannahmen und weiteren politischen Maßnahmen 466
Abbildung 142: Entwicklung der Wärmegestehungskosten und Technikdiffusion Anwendung 3: Diskontinuierliches Schmelzen/Warmhalten Halbzeugguss Aluminium 470
Abbildung 143: Technikdiffusion mit weiteren politischen Maßnahmen 471
Abbildung 144: Entwicklung der Wärmegestehungskosten und Technikdiffusion Anwendung 4: Kontinuierliches Brennen Ziegel 473
Abbildung 145: Technikdiffusion mit Neubauverbot ab 2030 und Modernisierungszyklus 20 Jahre 474
Abbildung 146: Entwicklung der Wärmegestehungskosten und Technikdiffusion Anwendung 5: Papiertrocknung 477
Abbildung 147: Erläuterungen zur Darstellung übergreifender Ergebnisse 479
Abbildung 148: Diffusion und Attraktivität CO_2-neutraler Anlagen im Referenzfall nach Branchen 481
Abbildung 149: Diffusion und Attraktivität CO_2-neutraler Anlagen im Referenzfall nach Branchen (Fortsetzung) 482
Abbildung 150: Diffusion und Attraktivität CO_2-neutraler Anlagen in Schritt 1 nach Branchen 484
Abbildung 151: Diffusion und Attraktivität CO'-neutraler Anlagen in Schritt 1 nach Branchen (Fortsetzung) 485
Abbildung 152: Diffusion und Attraktivität CO2-neutraler Anlagen in Schritt 2 nach Branchen 487
Abbildung 153: Diffusion und Attraktivität CO2-neutraler Anlagen in Schritt 2 nach Branchen (Fortsetzung) 488
Abbildung 154: Diffusion und Attraktivität CO2-neutraler Anlagen in Schritt 3 nach Branchen 490

Abbildung 155: Diffusion und Attraktivität CO2-neutraler Anlagen in Schritt 3 nach Branchen (Fortsetzung) 491
Abbildung 156: Diffusion und Attraktivität CO_2-neutraler Anlagen in Schritt 3 (2040) nach Anwendung 493
Abbildung 157: Beispiel der Ergebnisdarstellung für die Anwendung „Dampferzeugung in der Nahrungsmittelindustrie“ 499
Abbildung 158: Anzahl der von einem Wechsel betroffenen Anlagen für die hinterlegten Basisparameter aufgeschlüsselt nach Branchen für das Jahr 2050 505
Abbildung 159: Änderungen der Treibhausgasemissionen für die hinterlegten Basisparameter aufgeschlüsselt nach Sektoren und Stützjahren 506
Abbildung 160: Änderungen der Treibhausgasemissionen für die hinterlegten Basisparameter aufgeschlüsselt nach Sektoren für das Jahr 2030 507
Abbildung 161: Änderungen der Treibhausgasemissionen für die hinterlegten Basisparameter aufgeschlüsselt nach Sektoren für das Jahr 2050 507
Abbildung 162: Änderungen der Treibhausgasemissionen für die hinterlegten Basisparameter aufgeschlüsselt nach Branchen für das Jahr 2050 508
Abbildung 163: Änderungen der Treibhausgasemissionen für die hinterlegten Basisparameter aufgeschlüsselt nach eingesetzten Energieträgern für das Jahr 2050 509
Abbildung 164: Änderungen der Endenergienachfrage für die hinterlegten Basisparameter aufgeschlüsselt nach Sektoren und Stützjahren 518
Abbildung 165: Änderungen der Energienachfrage für die hinterlegten Basisparameter aufgeschlüsselt nach Sektoren für das Jahr 2050 519
Abbildung 166: Änderungen der Endenergienachfrage für die hinterlegten Basisparameter aufgeschlüsselt nach Art der Endenergie und Stützjahren 519
Abbildung 167: Änderungen des Strombedarfs für die hinterlegten Basisparameter aufgeschlüsselt nach eingesetzten Energieträgern für das Jahr 2050 520
Abbildung 168: Änderungen der Energienachfrage für die hinterlegten Basisparameter aufgeschlüsselt nach eingesetzten Energieträgern für das Jahr 2050 521
Abbildung 169: Änderungen der Energienachfrage für die hinterlegten Basisparameter aufgeschlüsselt nach Branchen für das Jahr 2050 522

Abbildung 170: Änderungen des Investitionsbedarfs für die hinterlegten Basisparameter aufgeschlüsselt nach Branchen für das Jahr 2050 527
Abbildung 171: Änderungen des Investitionsbedarfs für die hinterlegten Basisparameter aufgeschlüsselt nach Branchen für das Jahr 2050 528
Abbildung 172: Änderungen des Investitionsbedarfs für die hinterlegten Basisparameter aufgeschlüsselt nach eingesetzten Energieträgern für das Jahr 2050 529
Abbildung 173: Änderungen der laufenden Kosten für die hinterlegten Basisparameter aufgeschlüsselt nach Branchen für das Jahr 2050 530
Abbildung 174: Änderungen der laufenden Kosten für die hinterlegten Basisparameter aufgeschlüsselt nach Branchen für das Jahr 2050 531
Abbildung 175: Änderungen der laufenden Kosten für die hinterlegten Basisparameter aufgeschlüsselt nach eingesetzten Energieträgern für das Jahr 2050 532
Abbildung 176: Änderungen der Umweltkosten für die hinterlegten Basisparameter aufgeschlüsselt nach Branchen für das Jahr 2050 534
Abbildung 177: Änderungen der Umweltkosten für die hinterlegten Basisparameter aufgeschlüsselt nach Branchen für das Jahr 2050 535
Abbildung 178: Änderungen der Umweltkosten für die hinterlegten Basisparameter aufgeschlüsselt nach eingesetzten Energieträgern für das Jahr 2050 536
Abbildung 179: Veranschaulichung der Änderungen von Strombedarf, Treibhausgasemissionen und Anzahl der Anlagen aufgeschlüsselt nach Branchen im Jahr 2050 für die hinterlegten Basisparameter 538
Abbildung 180: Beispielhaftes Dampferzeugersystem mit Großwasserraumkessel 654
Abbildung 181: Schematische Darstellung eines Elektrodenkessel zur Dampferzeugung 655
Abbildung 182: Klassifizierung von Wärmepumpen 655
Abbildung 183: Schematische Darstellung des Funktionsprinzips der Kompressionswärmepumpe 656
Abbildung 184: Übersicht der Struktur des Leitfadens 661
Abbildung 185: Übersicht der Kriterien 670
Abbildung 186: Veranschaulichung der ermittelten Umweltkosten für die verschiedenen Energieträger 698
Abbildung 187: Deckblatt des Excel-Dokuments 700

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Bedeutung
ΔT_{Hub}	Temperaturhub
A	Ampere
a.n.g.	anderweitig nicht genannt
Al	Aluminium
AP	Arbeitspaket
Äq.	Äquivalent
BDG	Bundesverband der Deutschen Gießerei-Industrie e. V.
BE	Bolzenerwärmung
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
BKS	Braunkohlestaub
BV	Bundesverband
CAEF	European Foundry Association
CCS	Carbon Capture and Storage (deutsch: CO2-Abscheidung und -Speicherung)
CFD	Computational Fluid Dynamics
CO	Kohlenmonoxid
CO_2	Kohlenstoffdioxid
COP	Leistungszahl (engl.: Coefficient of performance)
Cu	Kupfer
DFF	Direct Fired Furnace
DIN	Deutsche Institut für Normung e. V.
DIN	Deutsches Institut für Normung
DKI	Deutschen Kupferinstitut Berufsverbands e.V.
DVGW	Deutsche Verein des Gas- und Wasserfaches e. V.
EE	Erneuerbare Energie
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EK	Elektrodenkessel
el	Elektrisch (z. B. kWh_{el})
EN	Europäische Norm
EVU	Energieversorgungsunternehmen
EW	Erwärmen/Homogenisieren
EZH	elektrische Zusatzheizung
FuE	Forschung und Entwicklung
GBE	Bolzenerwärmungsanlagen
GGR	Gleichstrom-Gegenstrom-Regenerativ
GHz	Gigahertz
GuD	Gas- und Dampfturbine
GWI	Gas- und Wärme- Institut Essen e.V.
GWK	Großwasserraumkessel
GWP	Treibhausgaspotenzial (engl: Global warming potential)

Abkürzung	Bedeutung
HCN	Cyanwasserstoff
HD	Hochdruck
HFKW	Teilfluorierte Kohlenwasserstoffe
HFO	Hydrofluorolefine
HPH	High Performance Hydrogen
HTWP	Hochtemperaturwärmepumpe (elektrisch angetriebene Kompressions-WP)
Hz	Hertz
IHT	Industrieverband Härtetechnik e.V.
ISO	Internationale Organisation für Normung (engl. International Organization for Standardization)
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LEILAC	Low Emissions Intensity Lime and Cement
LPC	Low Pressure Carburizing
LWCs	Level Wounded Coils
MD	Mitteldruck
MF	Mittelfrequenz
Mol-%	Molprozent
$MoSi_2$	Molybdändisilizid
MRL	Minutenreserve
MVR	Mechanischer Brüdenverdichter (engl.: Mechanical vapour recompression)
ND	Niederdruck
NE	Nichteisen
NF	Netzfrequenz
NH3	Ammoniak
NO	Stickstoffmonoxid
NOF	Non-Oxidizing Furnace
NOx	Stickstoffoxide
OEM	Original Equipment Manufacturer
ORC	Organic Rankine Cycle
PEM	Proton Exchange Membrane, Protonenaustauschmembran
PtG	Power-to-Gas/strombasierte gasförmige Energieträger
PtH	Power-to-Heat /strombasierte Wärmeerzeugung
PtL	Power-to-Liquid/strombasierte flüssige Energieträger
PtX	Power-to-X/Strom aus erneuerbaren Energien
PW	Prozesswärme
Q	Wärmequelle
RKO	Rollkühlofen
RO	Umkehrosmose (engl.: Reverse-osmosis)
S	Wärmesenke
SdT	Stand der Technik
SiC	Siliziumkarbid
SOEC	Solid Oxide Electrolysis Cell

Abkürzung	Bedeutung
SOFC	Solid Oxide Fuel Cell
SRL	Sekundärreserve
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
T	Temperatur in°C
TCR	Thermo-Chemical-Regenerator
th	Thermisch (z. B. kWh_{th})
THG	Treibhausgas
TRL	Technologie-Reifegrad (engl: Technology readiness level)
TVR	Thermischer Brüdenverdichter (engl.: Thermal vapour recompression)
UHSS	Ultrahochfester Stahl
UHT	Ultrahocherhitzung (engl.: Ultra-high temperature processing)
VET	Verified Emissions Table
WB	Wärmebehandlung
WP	Wärmepumpe
WRG	Wärmerückgewinnung
WRK	Wasserrohrkessel
η	Gütegrad

1 Summary

1.1 Introduction and objective

The CO_2 -neutral supply of process heat is a basic prerequisite for achieving Germany's climate targets. A large part of the greenhouse gas emissions of the industrial sector can be directly traced back to process heating. This is currently heavily dependent on fossil fuels and natural gas is by far the most important energy source, while renewable energies are only used sporadically. At the same time, it has already been shown for individual sectors that the CO_2 -neutral provision of supply heat is technically possible - if renewable energies are available in sufficient quantities. However, there is no consistent assessment across the individual sectors available. It is also largely unresolved what technology pathways are available for industry transformation, how close they are to market readiness, and how opportunities differ across industries. Previously published studies have focused on a few selected processes with very high energy consumption, such as primary steelmaking. The majority of furnaces and steam generators are distributed across all energy-intensive industries and are also located in downstream processing. To date, no study is available that addresses the necessary conversion of the stock of process heating plants in this breadth and at the same time goes into sufficient depth to assess the possibilities of new CO_2 -neutral technologies at sector and process-specific level.

In this study, technologies for the CO_2 -neutral supply of process heat were considered from a **technical, economic and ecological perspective.** The technology assessment focuses on electrification and the use of hydrogen, under the premise that these energy sources are available in sufficient quantities and that their generation is CO_2 -neutral.

The study was conducted for 13 *industries* and 34 exemplary *applications* in the metals and minerals industries, as well as for the cross-cutting technology steam generation. An example *application* in the metals industry is "continuous heating of flat or long steel," and an example application in the minerals industry is "continuous melting of container glass." For each *application,* at least the *alternative technologies* electrification and hydrogen were considered. Depending on relevance, the use of biomass was also considered for individual applications. Application-specific *alternative techniques* were defined to evaluate the *technologies.* One example is the "continuous melting furnace for container glass with electrical resistance heating". The *alternative techniques* are compared with *reference techniques that* dominate the current plant fleet. In the case of container glass production, the *reference techniques* is a "continuous melting furnace container glass with natural gas heating". The study considers both the current state of the art and future potentials of the different CO_2 -neutral *alternative techniques*. The aim is to take a holistic view, taking into account technical, economic and ecological criteria. In addition, recommendations for implementation are derived as elements of an overarching strategy for the transformation towards CO_2 -neutral process heat generation.

1.2 Structure, method and scope

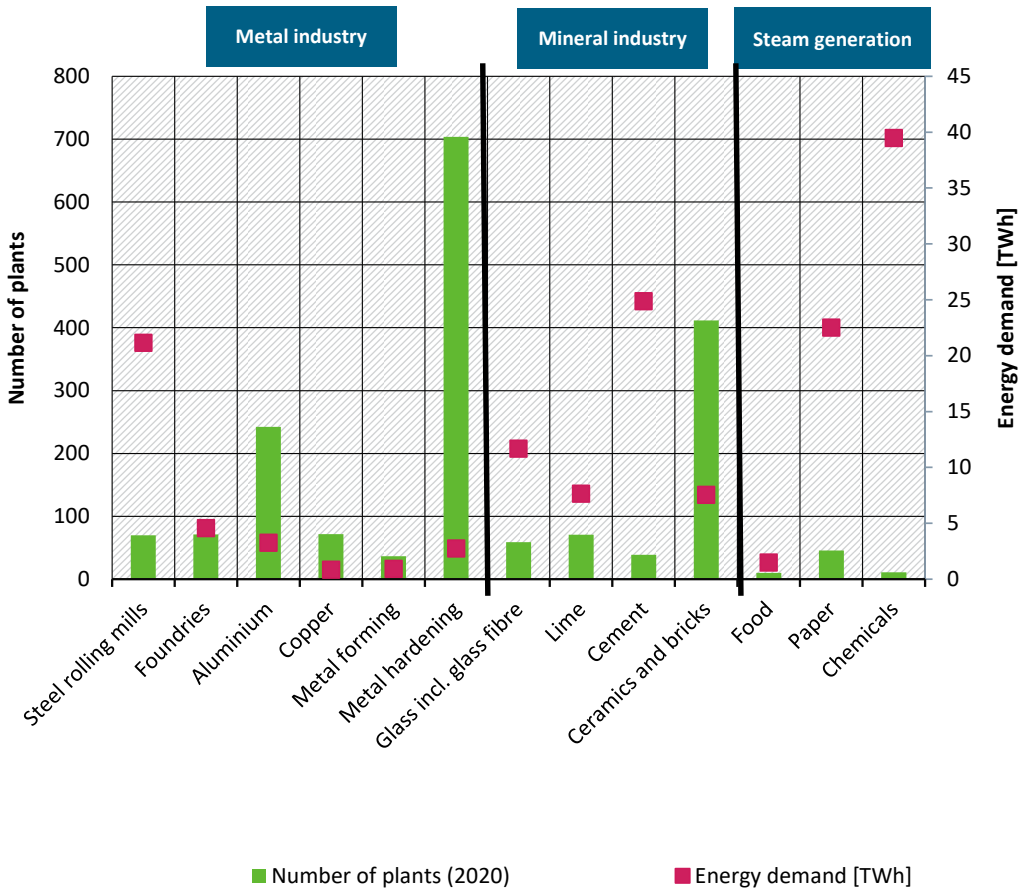
The study is divided into four work packages, each of which has a different methodological focus. The basis is a detailed **industry and technology assessment (WP1)** based on literature and expert interviews. By defining and considering very specific applications and techniques, it is possible to provide the most accurate possible assessment of plant-specific parameters, both for the reference technology and for the CO_2 -neutral alternative techniques. The characteristic values include specific energy consumptions, technology readiness and costs of investments. This quantitative assessment is supplemented by qualitative estimates of research activities and future R&D needs. The assessments of exemplary techniques can be extrapolated to the entire

plant stock by considering a data set with the total number of plants that dinstinguishes size classes. It allows estimating total energy consumption, CO_2 emissions and necessary investments of all plants of an application under consideration. Based on the sector-specific technique analysis, a comprehensive **analysis of the economic viability and possible market diffusion paths (WP2)** of CO_2 -neutral alternative techniques is carried out. This is based on two work steps. First, levelized costs of heat production are calculated across all techniques as a basis for comparing the economic viability of alternatives. The calculation incorporates techno-economic parameters from the industry analysis as well as additional assumptions on possible policy instruments and the regulatory framework, such as a CO_2 price or electricity tax components. In the second step, possible paths of market diffusion are simulated. For this purpose, a stock model was used, which calculates reinvestment decisions for each year based on plant age and economic efficiency as well as other parameters. The result shows diffusion paths for each alternative technology. The tool is available in the appendix and can be used to calculate variants. A **multi-criteria approach (WP3)** closes the framework to a holistic approach by integrating technical, economic as well as environmental criteria into an assessment. In addition to greenhouse gas emissions, other impacts such as air pollutants or the consumption of metallic and other resources are also considered. In a final step, **elements of a transformation strategy (WP4)** were elaborated across the results of the three work packages in the form of a synthesis of results (see chapter 2.4 "Elements of a transformation strategy for CO_2 -neutral process heat generation").

Additional material was published to complement the report. The assessment tool from WP2 is available online including the data set.

The **scope of the study is based** on process heat that is currently provided primarily by fossil fuels. In addition to *sectors of* the basic materials industry (cement, lime, glass, paper), it includes many *applications,* e.g. from the forming technology, hardening technology, foundry, aluminum, copper, ceramics and brick industries. **The *applications* considered are distributed along the value chains and are mainly selected on the basis of their importance in energy consumption. Overall, the considered applications have a high relevance and account to a total of 140 TWh covering about 32% of the fuel demand of the whole industry in 2018.** Abbildung 1 summarizes the energy consumption and the number of plants for the considered applications in the 13 industries based on the key figures of the studied technology examples. The chemical, paper, cement, glass, and steel industries stand out the most in terms of energy consumption, each with a high energy consumption of over 10 TWh/a. The plant fleet is very heterogeneous. The number of thermoprocessing plants considered is highest in hardening technology with about 700, followed by the ceramics and brick industry (~400 plants) and aluminum processing (~240 plants). In **total, about 1800 plants fall within the scope of the study.**

Abbildung 1: Number of plants and energy consumption per sector in the scope of the study



The diagram shows an extrapolation of the technology examples considered in the 13 industries. Techniques outside the scope of the study are not listed and values for the entire industries are higher.
Note: The number of plants in the "Heating and annealing furnaces steel rolling mills" sector is significantly lower than in similar presentations in the sector analysis. This is due to a different accounting of bell annealing furnaces. In this presentation, a "battery" of around 60 annealing furnaces was combined as one plant.
Source: own figure, Fraunhofer ISI

The transferability of the results to the entire industry is particularly high in the mineral industry (glass, ceramics, lime, cement) and the paper and food industry. In both industries, the applications considered cover 70-90% of the total energy consumption. In the food industry, the coverage of applications is low, but the transferability to the whole sector of steam generation in the industry is high, because heating technologies are similar. Some applications are not included in the study's scope because they are either already electrified, like primary aluminum electrolysis, crude steel production via electric arc furnace. Also steel producction via blast furnace and the entire chemical sector with main processes like steam cracking are out of scope. For these applications, which have already been widely studied, reference is made to other publications (Agora Energiewende und Wuppertal Institut 2019; Fleiter et al. 2022; IEA 2020). It should be noted that these applications have a very high energy consumption, but they are distributed to only comparatively few individual very energy-intensive plants in Germany. Accordingly, this study only covers 14 - 45 % of the energy consumption in the non-ferrous metals, metal production and chemical industries while the number of plants considered is very high.

1.3 Core results and conclusions

The results show a very **heterogeneous plant stock**. Especially in the area of industrial furnaces, the technologies and operating parameters differ significantly between the industries and processes. For example, the installed capacity of the plants varies between 0.1 and 140 MW_{th} and the capacity can vary from less than 1 ton to more than 160 tons per hour. Temperatures and specific energy requirements also vary greatly between applications. The heterogeneity affects not only the current plant fleet, but also the opportunities for conversion to CO_2 -neutral alternative techniques. For example, electrification is already state of the art (SdT) in the foundry industry, massive forming or the melting of aluminum with induction furnaces, while in the lime and cement industries it still has a very low maturity, which is associated with fundamental technical hurdles. This very heterogeneous plant stock must be taken into account when developing transformation strategies.

Across all sectors and technologies considered, it can nevertheless be concluded that the **switch to CO_2 -neutral process heat generation by 2045 is technically feasible.** However, the solutions will most likely differ between industries and applications. Hydrogen as well as electrification will each play an important role, although further **research and development is needed** in many areas. Upscaling to industrial levels and in-service testing are critical for most technologies. In some cases, there are still major technical hurdles, as in the case of electric heating of the rotary kiln in lime or cement production or continuous heating in the steel rolling mill. For switching to hydrogen, the technical hurdles are particularly high where solid fuels rather than natural gas are used today, such as coke in the shaft kiln for lime burning or in the cupola furnaces of iron foundries. For the provision of process steam, techniques for industrial use are already available today for both hydrogen and electrification. The requirements for further technical development are described in the respective industry chapters for the individual alternative techniques. The **effort required to switch** from the current reference technology to the respective CO_2 -neutral alternative technology differs strongly from one application to another. Nevertheless, it is evident across all applications that electrification requires construction of new plants in most cases. In contrast, the switch from natural gas to hydrogen will likely only require minor retrofitting in most cases.

In terms of increasing **energy efficiency,** electrification shows slight advantages in most applications compared to the status quo as well as techniques fueled with hydrogen. However, the differences between the individual applications are very large. The expected efficiency gains from electrification range from about 5% in the ceramics and brick industries to 40% in glass manufacturing. For the generation of hot water and steam, higher efficiency gains are possible through the use of heat pumps in the range of 43% to 60%, although this depends on the required temperature difference and is not feasible in all applications. The consideration of **cost and economic efficiency** is subject to great uncertainties, since there is high uncertainty in the data available, especially for the necessary investments. Further, cost results depend very much on the choice of the system boundary. Nevertheless, the following statements can be made: The amount of the necessary **investments** depends strongly on whether existing reference technologies can be retrofitted or modernized, or whether construction of a new plant is necessary. If a new construction of CO_2 -neutral alternative techniques is compared with a new construction of the current reference technique, the necessary additional investments are low. For many applications, however, modernization of the existing plant is the better comparison. This would require significantly less investment than new construction: Compared to a modernization of the reference technologies, the additional investments for the new construction of CO_2 -neutral technologies amount to 20 - 30 billion euros (extrapolation to the entire plant stock of all applications considered without discounting). In the case of conversion to hydrogen, it can be assumed

that in many cases it will be possible to refurbish existing gas-fired plants and investments will be lower than in the case of electrification. It should be noted, however, that this consideration only considers investment in process heating technology. Possible additional costs due to infrastructure at the site, connection capacity or demolition of existing plants are not taken into account and can result in much higher real investments at individual sites than the averaged results of this study indicate.

In addition to the investment, the **energy costs** incurred in operating the plants are a second key cost component that differs significantly between reference technique and CO_2 -neutral alternative technique. Under the energy source prices prevailing up to 2021, the switch to CO_2 -neutral technique is associated with significantly higher energy costs for plant operation compared with fossil-fuel use. Economical operation of CO_2 -neutral technologies is not possible under these conditions. A higher CO_2 price and lower prices for electricity and hydrogen are necessary to make CO_2 neutral technologies attractive. Compared to the necessary investments, the importance of energy costs is many times higher. For many CO2-neutral techniques, the energy costs of one year are already of a similar order of magnitude to the total investment required for the construction of a new plant. For a successful transformation, it is necessary to create a market framework that enables the economic operation of CO_2 -neutral technologies.

In addition to cost-effectiveness, other factors influence the **dynamics with which the conversion of the existing plant stock to CO_2 -neutral technologies takes place.** These include the availability and readiness of the technology as well as the service life, the modernization cycle and the age of the existing plant stock. Due to long modernization cycles, there is a high risk that investments in fossil-fuel heated reference techniques will have to be replaced before they reach their technical end-of-life (stranded assets). In addition, instruments such as investment subsidies sometimes have a strong time-delayed effect on real investment decisions, since reinvestments are only due in the future. The simulation of the market diffusion shows that it is necessary to reform the regulatory framework at an early stage so that CO_2 -neutral technologies become competitive. Otherwise, there is a high risk of lock-ins due to reinvestment in fossil-fired plant technology with a long service life. A predictable transformation policy allows companies to anticipate future price changes at an early stage. This forward-looking transformation on the part of investors and policymakers helps to avoid stranded assets and lock-ins.

Hybrid and flexible process heating technologies can be key to the transformation and have three main advantages over monovalent systems. First, hybrid systems mitigate the investment risks by allowing companies to gradually increase the operating time of CO_2 -neutral alternative technology - in line with market signals. An example is the retrofitting current natural gas heating systems by adding electric (partial) heating. Second, they increase the security of supply and resilience of industrial production to potential shortages and energy price spikes by enabling companies to switch between multiple energy sources in short-term. Third, hybrid systems contribute to the efficient system integration of renewables by enabling temporally flexible operation if they respond to signals on the electricity market. In the short term, hybrid systems show high potential especially in the area of steam generation, as technologies such as electrically heated steam boilers are already available on the market. For large-scale deployment, targeted investment support is helpful. But also the removal of flexibility barriers is necessary, e.g., through a reform of electricity grid charges and other state-determined electricity and energy price components.

In addition to the technical and economic analyses, the **multi-criteria technology analysis** based on twelve criteria examined showed that there do not appear to be any fundamental reasons against the wider use of alternative techniques analysed. The overarching evaluation of the criteria analysed in terms of quality shows in particular that a switch to CO_2 -neutral alternative

techniques tends to reduce the release of (local) air pollutants, especially in the case of electrification. Accordingly, the additional costs for the use of alternative technologies are offset by substantial reductions in environmental costs for society as a whole. These societal benefits should be included in the transformation strategy and its communication. Benefits from the reduction of environmental costs should be taken into account in a holistic cost-benefit balance.

The above criteria show that the **prioritization of electrification or hydrogen** must be answered on an industry-specific basis**.** From a technical perspective, however, it can be generalized that for applications with high process temperatures (burning and melting in the mineral industry) and a high throughput (melting in foundries and heating in the steel industry), electric alternative technologies with the same production capacity are not (yet) available or still have a very low degree of technological readiness. Heating technologies with a high energy density are necessary here, which can be supplied by hydrogen. Electrification, on the other hand, is advantageous from a technical application point of view where process temperatures and energy densities tend to be lower and higher efficiency gains can be expected. When weighing up hydrogen versus electrification, however, further arguments already mentioned above must be taken into account. For example, the necessary plant investments for hydrogen are presumably lower than for electrification, since it is often possible to modernize existing plants. On the other hand, the economic viability of hydrogen depends very much on the price of the energy carrier, which is currently still very uncertain - as is its regional and temporal availability. Hybrid plant concepts can be the key to moving flexibly either more in the direction of electrification or in the direction of hydrogen, depending on the development of the energy markets and technology availability.

For a more comprehensive comparison of both strategies, electrification and hydrogen, the application-focused analysis of this study should be expanded to include a systemic perspective. Aspects such as the costs for transport and storage of the energy carriers, import possibilities as well as the conversion efficiency in the upstream chain play a central role and will complete the picture of this study.

2 Zusammenfassung

2.1 Einleitung und Zielsetzung

Die CO_2-neutrale Bereitstellung von Prozesswärme ist eine Grundvoraussetzung zur Erreichung der Klimaziele Deutschlands. Ein Großteil der Treibhausgasemissionen des Industriesektors lässt sich direkt auf die Prozesswärme zurückführen. Diese ist derzeit stark von fossilen Energieträgern abhängig und Erdgas ist der mit Abstand wichtigste Energieträger, während erneuerbare Energien lediglich vereinzelt genutzt werden. Gleichzeitig wurde für einzelne Branchen bereits gezeigt, dass die CO_2-neutrale Bereitstellung von Prozesswärme technisch möglich ist, sofern erneuerbare Energien in ausreichendem Umfang zur Verfügung stehen. Allerdings gibt es kein systematisch erhobenes Gesamtbild über die einzelnen Branchen hinweg. Auch ist weitestgehend offen, welche Technologiepfade für die Industrietransformation verfügbar sind, wie nah sie an der Marktreife sind und wie sich die Möglichkeiten der Branchen unterscheiden. Bisher veröffentlichte Studien konzentrierten sich auf wenige ausgewählte Prozesse mit sehr hohem Energieverbrauch, wie z. B. die Primärstahlherstellung. Die Mehrzahl der Öfen und Dampferzeuger ist über alle energieintensiven Branchen verteilt und befinden sich auch bei der Weiterverarbeitung entlang der Wertschöpfungsketten. Bisher ist keine Studie verfügbar, die den nötigen Umbau des Anlagenparks zur Prozesswärmeerzeugung in dieser Breite adressiert und gleichzeitig branchenspezifisch genügend in die Tiefe geht, um präzise Aussagen zu den Möglichkeiten neuer CO_2-neutraler Technologien zu treffen.

In dieser Studie wurden Techniken für die CO_2-neutrale Bereitstellung von Prozesswärme aus **technischer, wirtschaftlicher und ökologischer Perspektive** betrachtet. Ein Schwerpunkt liegt auf der Elektrifizierung und dem Einsatz von Wasserstoff, unter der Prämisse, dass diese Energieträger in ausreichender Menge und CO_2-neutral verfügbar sind. Die Untersuchung wurde für 13 *Branchen* und 34 exemplarische *Anwendungen* in der Metall- und Mineralindustrie sowie für die Querschnittstechnik Dampferzeugung durchgeführt. Ein Beispiel für eine *Anwendung* in der Metallindustrie ist das "kontinuierliche Erwärmen von Flach- oder Langstahl", ein Beispiel für die Mineralindustrie das "kontinuierliche Schmelzen von Behälterglas". Für jede *Anwendung* wurden mindestens die *Alternativtechnologien* Elektrifizierung und Wasserstoff betrachtet. Je nach Relevanz wurde für einzelne Anwendungen auch der Einsatz von Biomasse betrachtet. Zur Bewertung der *Technologien* wurden anwendungsspezifische *Alternativtechniken* definiert. Ein Beispiel ist hierfür der "kontinuierlicher Schmelzofen für Behälterglas mit elektrischer Widerstandsbeheizung". Die *Alternativtechniken* werden mit *Referenztechniken* verglichen, welche den heutigen Anlagenpark dominieren. Im Falle der Behälterglasherstellung ist die *Referenztechnik* ein "kontinuierlicher Schmelzofen Behälterglas mit Erdgasbeheizung". Die Studie betrachtet sowohl den aktuellen Stand der Technik sowie zukünftige Potenziale der unterschiedlichen CO_2-neutralen Alternativtechniken. Ziel ist eine ganzheitliche Betrachtung unter Berücksichtigung von technischen, wirtschaftlichen und ökologischen Kriterien. Darüber hinaus werden Handlungsempfehlungen als Elemente einer übergreifenden Strategie zur Transformation hin zu einer CO_2-neutralen Prozesswärmeerzeugung abgeleitet.

2.2 Struktur, Methode und Untersuchungsrahmen

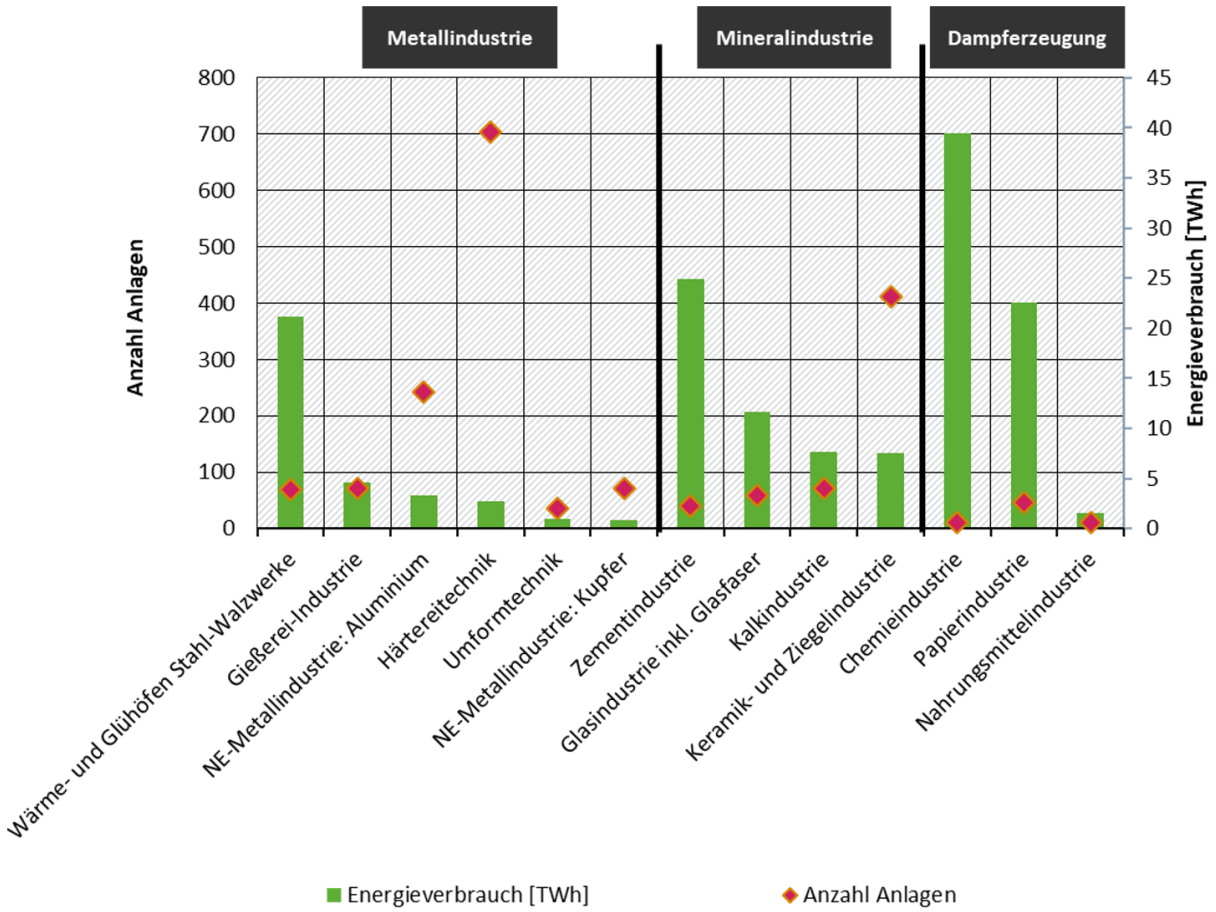
Die Studie unterteilt vier Arbeitspakete, welche jeweils einen anderen methodischen Schwerpunkt haben. Grundlage ist eine detaillierte **Branchen- bzw. Technikbewertung (AP1)** anhand von Literatur und Experteninterviews (siehe Kapitel 5 "Ergebnisse der Branchenanalyse AP1" und Kapitel 6). Durch die Definition und Betrachtung von sehr spezifischen Anwendungen und

Techniken kann eine möglichst genaue Einschätzung von anlagenspezifischen Kenngrößen gegeben werden, sowohl für die Referenztechnik als auch für die CO_2-neutrale Alternativtechnik. Die Kennwerte umfassen spezifische Energieverbräuche, den Technologiereifegrad und Kosten der Investitionen. Diese quantitative Bewertung wird durch qualitative Einschätzungen zu Forschungsaktivitäten und zukünftigem F&E-Bedarf ergänzt. Die Erhebung des Anlagenbestandes hinsichtlich Größenklassen und Anzahl der Anlagen erlaubt eine Hochrechnung von beispielhaften Techniken auf den gesamten betrachteten Anlagenbestand und damit Einschätzungen zu Energieverbrauch, CO_2-Emissionen und nötigen Investitionen aller Anlagen einer betrachteten Anwendung. Aufbauend auf der branchenspezifischen Technikanalyse wird eine übergreifende **Betrachtung der Wirtschaftlichkeit und möglicher Marktdiffusionspfade (AP2)** von CO_2-neutralen Alternativtechniken durchgeführt (siehe Kapitel 7 "Ergebnisse der wirtschaftlichen Betrachtung AP2"). Diese beruht auf zwei Arbeitsschritten. Zunächst werden technikübergreifend vergleichbare "Wärmegestehungskosten" berechnet, als Grundlage für den Vergleich der Wirtschaftlichkeit von Alternativen. In die Berechnung fließen techno-ökonomische Kennwerte aus der Branchenanalyse ein sowie zusätzliche Annahmen zu möglichen politischen Instrumenten und den regulatorischen Rahmen, wie z. B. ein CO_2-Preis oder Stromsteuerkomponenten. Im zweiten Schritt werden mögliche Pfade der Marktdiffusion simuliert. Hierfür wurde ein Bestandsmodell genutzt, welches anhand von Anlagenalter und Wirtschaftlichkeit sowie weiteren Parametern für jedes Jahr Reinvestitionsentscheidungen berechnet. Im Ergebnis finden sich Diffusionspfade für jede einzelne Alternativtechnik. Das Tool ist im Anhang verfügbar und kann für die Berechnung von Varianten genutzt werden. Mit einer **multikriteriellen Betrachtung (AP3)** wird der Rahmen zu einer ganzheitlichen Betrachtung geschlossen, indem technische, wirtschaftliche sowie ökologische Kriterien in eine Bewertung integriert werden (siehe Kapitel 8 "Ergebnisse der multikriteriellen Betrachtung in AP3"). Neben den Treibhausgasemissionen werden hier auch andere Belastungen wie Luftschadstoffe oder der Verbrauch metallischer und anderer Ressourcen betrachtet. Über die Ergebnisse der drei Arbeitspakete hinweg wurden in einem letzten Schritt **Elemente einer Transformationsstrategie (AP4)** in Form einer Ergebnissynthese herausgearbeitet (siehe Kapitel 2.4 "Elemente einer Transformationsstrategie zur CO_2-neutralen Prozesswärmeerzeugung").

Ergänzend zum Bericht wurde weiteres Material veröffentlicht. Das Bewertungstool aus AP2 ist inklusive Datenbestand online verfügbar. Auch der detaillierte Datensatz mit der multikriteriellen Betrachtung der einzelnen Alternativtechniken ist online verfügbar.

Der **Untersuchungsrahmen** liegt auf heute vorwiegend mit fossilen Energieträgern bereitgestellter Prozesswärme. Er umfasst neben *Branchen* der Grundstoffindustrie (Zement, Kalk, Glas, Papier) viele *Anwendungen,* bspw. aus der Umformtechnik, Härtereitechnik, Gießerei-, Aluminium- und Kupfer- sowie Keramik- und Ziegelindustrie. **Die betrachteten *Anwendungen* verteilen sich entlang der Wertschöpfungsketten und sind vorwiegend aufgrund ihrer Bedeutung beim Energieverbrauch ausgewählt. Insgesamt haben die betrachteten Anwendungen eine hohe Relevanz und decken mit etwa 140 TWh ca. 32 % des Energieverbrauchs der gesamten Industrie im Jahr 2018 ab.** Abbildung 2 fasst für die betrachteten Anwendungen in den 13 Branchen den Energieverbrauch und die Anzahl der Anlagen auf Basis der Kennzahlen der untersuchten Technikbeispiele zusammen. Die Branchen Chemie, Papier, Zement, Glas und Stahl-Walzwerke fallen durch einen hohen Energieverbrauch von jeweils über 10 TWh/a energetisch am stärksten ins Gewicht. Der Anlagenpark ist sehr heterogen. Die Anzahl der betrachteten Thermoprozessanlagen ist in der Härtereitechnik mit etwa 700 am höchsten, gefolgt von der Keramik- und Ziegelindustrie (~400 Anlagen) und der Aluminiumverarbeitung (~240 Anlagen). **Insgesamt fallen etwa 1800 Anlagen in den Untersuchungsrahmen der Studie.**

Abbildung 2: Anzahl Anlagen und Energieverbrauch je Branche im Betrachtungsrahmen der Studie



Die Darstellung zeigt eine Hochrechnung der betrachteten Technikbeispiele in den 13 Branchen. Techniken außerhalb des Untersuchungsrahmens sind nicht aufgeführt, weshalb die vollständigen Branchenwerte höher liegen.
Anmerkung: Die Anzahl der Anlagen in der Branche "Wärme- und Glühöfen Stahl-Walzwerke" ist deutlich niedriger als in ähnlichen Darstellungen der Branchenanalyse in Kapitel 5. Grund ist eine andere Bilanzierung von Haubenglühöfen. In dieser Darstellung wurde eine "Batterie" von etwa 60 Glühöfen als eine Anlage zusammengefasst.
Quelle: eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

Besonders hoch ist die Übertragbarkeit der Ergebnisse auf die gesamte Branche in der Mineralindustrie sowie der Papier- und Nahrungsmittelindustrie. In der Mineralindustrie (Glas, Keramik, Kalk, Zement) und der Papierindustrie decken die betrachteten Anwendungen 70 - 90 % des gesamten Energieverbrauchs der Branchen ab. In der Nahrungsmittelindustrie ist die Abdeckung der Anwendungen gering, jedoch die Übertragbarkeit auf den gesamten Bereich der Dampferzeugung in der Branche hoch, da sich Beheizungstechnologien ähneln. Einige Anwendungen sind nicht im Untersuchungsrahmen der Studie enthalten, da sie entweder schon elektrifiziert sind oder über reine Prozesswärme hinausgehen. Dazu zählt die Primäraluminiumelektrolyse, die Rohstahlherstellung über Hochofen oder Elektrolichtbogenofen sowie das Steamcracking in der Chemie. Für diese bereits vielfach untersuchten Anwendungen wird auf andere Veröffentlichungen verwiesen (Agora Energiewende und Wuppertal Institut 2019; Fleiter et al. 2022; IEA 2020). Hier ist zu beachten, dass diese in dieser Studie nicht betrachteten Anwendungen zwar einen sehr hohen Energieverbrauch aufweisen, es sich jedoch nur um vergleichsweise wenige sehr energie-intensive Anlagen in Deutschland handelt. Entsprechend be-

trägt die in dieser Studie erreichte Abdeckung beim Energieverbrauch in den Branchen Nichteisen-Metalle, Metallerzeugung und der Chemie lediglich 14 - 45 % bei einer sehr hohen Anlagenzahl.

2.3 Kernergebnisse und Schlussfolgerungen

Im Ergebnis zeigt sich zunächst ein sehr **heterogener Anlagenbestand**. Besonders im Bereich der Industrieöfen unterscheiden sich die Techniken und Betriebsparameter zwischen den Branchen und Prozessen deutlich. So variiert die installierte Leistung der Anlagen zwischen 0,1 und 140 MW_{th} und der Durchsatz kann von unter 1 Tonne bis über 160 Tonnen pro Stunde variieren. Auch Temperaturen und der spezifische Energiebedarf unterscheiden sich stark zwischen den Anwendungen. Die Heterogenität betrifft nicht nur den heutigen Anlagenbestand, sondern auch die Möglichkeiten für die Umstellung auf eine CO_2-neutrale Alternativtechnik. So ist die Elektrifizierung einzelner Anwendungen z. B. in der Gießereiindustrie, der Massivumformung oder dem Schmelzen von Aluminium mit Induktionsöfen bereits Stand der Technik (SdT), während sie in den Branchen Kalk und Zement noch eine sehr niedrige Technologiereife hat, die mit grundlegenden technischen Hürden verbunden ist. Dieser sehr heterogene Anlagenbestand muss bei der Entwicklung von Transformationsstrategien berücksichtigt werden.

Über alle Branchen und betrachtete Technologien hinweg lässt sich dennoch schlussfolgern, dass die **Umstellung auf eine CO_2-neutrale Prozesswärmeerzeugung bis 2045 technisch realisierbar** ist. Dabei werden sich die Lösungen zwischen den Branchen und Anwendungen sehr wahrscheinlich unterscheiden. Wasserstoff sowie die Elektrifizierung werden jeweils eine wichtige Rolle spielen, wenngleich in vielen Bereichen noch weitere **Forschungen und Entwicklungen** nötig sind. Hochskalierung auf industrielles Niveau sowie die Erprobung im Betrieb sind bei den meisten Techniken entscheidend. Teilweise gibt es noch größere technische Hürden wie bei der elektrischen Beheizung des Drehrohrofens bei Kalk- oder Zementherstellung oder dem kontinuierlichen Erwärmen im Stahlwalzwerk. Beim Einsatz von Wasserstoff sind die technischen Hürden dort besonders hoch, wo heute kein Erdgas, sondern Festbrennstoffe eingesetzt werden, wie z. B. Koks im Schachtofen zum Kalkbrennen oder in den Kupolöfen der Eisengießereien. Für die Bereitstellung von Prozessdampf sind bereits heute sowohl für Wasserstoff als auch für die Elektrifizierung Techniken für den industriellen Einsatz verfügbar. Der technische Entwicklungsbedarf ist für die einzelnen Alternativtechniken in den jeweiligen Branchenkapiteln beschrieben. Auch der **Aufwand für die Umstellung** von der heutigen Referenztechnik auf die jeweilige CO_2-neutrale Alternativtechnik hängt stark von der spezifischen Anwendung ab. Dennoch zeigt sich über alle Anwendungen hinweg, dass die Elektrifizierung in den meisten Fällen einen Neubau der Anlagen erfordert. Im Unterschied dazu wird für den Einsatz von Wasserstoff, bei heute mit Erdgas beheizten Referenztechniken, in den meisten Fällen eine Umrüstung möglich sein.

Bei der Steigerung der **Energieeffizienz** zeigt die Elektrifizierung in den meisten Anwendungen leichte Vorteile gegenüber dem Status quo sowie einer über Wasserstoff beheizten Technik. Die Unterschiede zwischen den einzelnen Anwendungen sind allerdings sehr groß. Die erwarteten Effizienzgewinne durch die Elektrifizierung reichen von etwa 5 % in der Keramik- und Ziegelindustrie bis zu 40 % in der Glasherstellung. Bei der Erzeugung von Heißwasser und Dampf sind höhere Effizienzgewinne durch den Einsatz von Wärmepumpen im Bereich zwischen 43 % und 60 % möglich, allerdings abhängig vom nötigen Temperaturhub und nicht in allen Anwendungen einsetzbar. Die Betrachtung von **Kosten- und Wirtschaftlichkeit** unterliegt großen Unsicherheiten, da besonders für die nötigen Investitionen kaum aktuelle belastbare Daten verfügbar sind und die Ergebnisse sehr von der Wahl der Systemgrenze abhängen. Dennoch lassen sich

folgende Aussagen treffen: Die Höhe der nötigen **Investitionen** hängt stark davon ab, ob bestehende Referenztechniken umgerüstet bzw. modernisiert werden können oder ob ein Neubau der Anlage nötig ist. Wenn ein Neubau von CO_2-neutralen Alternativtechniken mit einem Neubau der heutigen Referenztechnik verglichen wird, dann sind die nötigen Mehrinvestitionen gering. Für viele Anwendungen ist allerdings eine Modernisierung des Anlagenbestandes der bessere Vergleich. Dieser wäre deutlich weniger investitionsintensiv: Im Vergleich zu einer Modernisierung der Referenztechniken liegen die Mehrinvestitionen für den Neubau von CO_2-neutralen Techniken bei 20 - 30 Mrd. Euro (Hochrechnung auf den gesamten Anlagenbestand aller betrachteten Anwendungen ohne Diskontierung). Bei Umstellung auf Wasserstoff ist davon auszugehen, dass in vielen Fällen eine Umrüstung bestehender gasbefeuerter Anlagen möglich ist und dadurch die anwendungsseitigen Investitionen geringer sind als bei der Elektrifizierung. Es ist allerdings zu beachten, dass diese Betrachtung nur die Investition in Prozesswärmetechnik einschließt. Mögliche Mehrkosten durch Infrastruktur am Standort, Anschlussleistung oder Abriss von Bestandsanlagen sind nicht berücksichtigt und können dazu führen, dass die realen Investitionen an einzelnen Standorten deutlich höher liegen, als die gemittelten Ergebnisse dieser Studie angeben.

Neben der Investition sind die anfallenden Energiekosten aus dem Betrieb der Anlagen eine zweite zentrale Kostenkomponente, die sich deutlich zwischen Referenztechnik und CO_2-neutraler Alternativtechnik unterscheidet. Unter Energieträgerpreisen, wie sie bis zum Jahr 2021 herrschten ist die Umstellung auf CO_2-neutrale Techniken im Vergleich zur fossil befeuerten Technik mit deutlich höheren **Energiekosten** beim Anlagenbetrieb verbunden. Ein wirtschaftlicher Betrieb CO_2-neutraler Techniken ist unter diesen Bedingungen nicht möglich. Ein höherer CO_2-Preis sowie niedrigere Preise für Strom und Wasserstoff sind nötig um CO_2-neutrale Techniken attraktiv zu machen. Im Vergleich zu den nötigen Investitionen zeigt sich eine um ein Vielfaches höhere Bedeutung der Energiekosten. So liegen nach der Umstellung die Energiekosten eines Jahres bereits in einer ähnlichen Größenordnung wie die gesamten für die Umstellung aller betrachteten Anlagen nötigen Investitionen. Für eine gelingende Transformation ist es notwendig einen Marktrahmen zu schaffen, der den wirtschaftlichen Betrieb CO_2-neutraler Techniken ermöglicht.

Neben der Wirtschaftlichkeit beeinflussen weitere Faktoren die **Dynamik, mit der die Umstellung des Anlagenbestandes auf CO_2-neutrale Techniken stattfindet**. Dazu zählen Technikverfügbarkeit bzw. Technologiereife sowie die Lebensdauer bzw. der Modernisierungszyklus und das Alter des bestehenden Anlagenbestandes. Aufgrund langer Modernisierungszyklen ist die Gefahr hoch, dass Investitionen in fossil beheizte Referenztechniken frühzeitig wieder ausgetauscht werden müssen (Stranded Assets). Auch wirken Instrumente wie Investitionsförderung teilweise stark zeitverzögert auf reale Investitionsentscheidungen, da Reinvestitionen erst in Zukunft anstehen. Die Modellierung der Marktdiffusion zeigt, dass es notwendig ist den regulatorischen Rahmen frühzeitig so zu reformieren, dass CO_2-neutrale Techniken wettbewerbsfähig werden. Ansonsten besteht eine hohe Gefahr von Lock-ins durch Reinvestition in fossil beheizte Anlagentechnik mit langer Lebensdauer. Eine planbare Transformationspolitik erlaubt den Unternehmen, zukünftige Preisänderungen frühzeitig zu antizipieren. Diese vorausschauende Transformation auf Seiten der Investoren und der gestaltenden Politik hilft Stranded Assets und Lock-ins zu vermeiden

Hybride und flexible Techniken zur Prozesswärmeerzeugung können Schlüssel für die Transformation sein und weisen drei zentrale Vorteile gegenüber monovalenten Systemen auf. Erstens mindern hybride Systeme wie z. B. durch das Nachrüsten einer elektrischen (Teil-)Beheizung bei heutiger Erdgasbeheizung die Investitionsrisiken der Transformation, indem sie Un-

ternehmen erlauben die Betriebszeit der CO_2-neutralen Alternativtechnik schrittweise zu erhöhen - entsprechend der Marktsignale. Zweitens erhöhen sie die Versorgungssicherheit und Resilienz der Industrieproduktion gegenüber möglichen Knappheiten und Energiepreisspitzen, indem sie Unternehmen in die Lage versetzen kurzfristig zwischen mehreren Energieträgern zu wechseln. Drittens tragen hybride Systeme zur effizienten Systemintegration von Erneuerbaren Energien bei, wenn sie einen zeitlich flexiblen Betrieb ermöglichen indem sie auf Signale am Strommarkt reagieren. Kurzfristig weisen hybride Systeme besonders im Bereich der Dampferzeugung hohe Potenziale auf, da Technologien wie elektrisch beheizte Dampfkessel bereits am Markt verfügbar sind. Für den großflächigen Einsatz ist sowohl gezielte Investitionsförderung hilfreich, aber auch der Abbau von Flexibilitätshemmnissen nötig, z. B. durch eine Reform der Stromnetzentgelte und anderer staatlich bestimmter Strom- und Energiepreisbestandteile.

Ergänzend zu den technischen und wirtschaftlichen Analysen hat die **multikriterielle Technikanalyse** anhand von zwölf untersuchten Kriterien gezeigt, dass keine prinzipiellen Gründe gegen den breiteren Einsatz der Alternativtechniken zu stehen scheinen. Die übergreifende Auswertung der qualitativ analysierten Kriterien verdeutlicht insbesondere, dass durch eine Umstellung auf CO_2-neutrale Alternativtechniken tendenziell mit einer Verbesserung bei der Freisetzung (lokaler) Luftschadstoffe zu rechnen ist, vor allem bei einer Elektrifizierung. Entsprechend stehen einzelwirtschaftlichen Mehrkosten für den Einsatz der Alternativtechniken substantielle Verringerungen gesamtgesellschaftlicher Umweltkosten gegenüber. Diese gesamtgesellschaftlichen Vorteile sollten in die Transformationsstrategie sowie deren Kommunikation einbezogen werden. Vorteile aus der Verringerung von Umweltkosten sollten in einer ganzheitlichen Kosten-Nutzen-Bilanz berücksichtigt werden.

Anhand obiger Kriterien zeigt sich, dass die **Priorisierung von Elektrifizierung oder Wasserstoff branchenspezifisch** beantwortet werden muss. Aus einer technischen Anwendungsperspektive lässt sich jedoch verallgemeinern, dass für Anwendungen mit hohen Prozesstemperaturen (Brennen, Schmelzen in der Mineralindustrie) und einem hohen Durchsatz (Schmelzen in Gießereien und Erwärmen in der Stahlindustrie) elektrische Alternativtechnologien mit derselben Produktionskapazität (noch) nicht verfügbar sind bzw. noch einen sehr niedrigen Technologiereifegrad aufweisen. Hier sind Beheizungstechnologien mit einer hohen Energiedichte notwendig, die zum einen durch biogene Energieträger mit den entsprechenden Eigenschaften aber insbesondere Wasserstoff umgesetzt werden können. Elektrifizierung hingegen ist aus technischer Anwendungssicht dort vorteilhaft, wo Prozesstemperaturen und Energiedichten eher geringer sind und ggfs. noch höhere Effizienzgewinne zu erwarten sind. Bei der Abwägung zwischen Wasserstoff gegenüber Elektrifizierung sind jedoch weitere oben bereits genannte Argumente zu beachten. So sind beim Einsatz von Wasserstoff vermutlich die nötigen Anlageninvestitionen geringer als bei der Elektrifizierung, da häufig eine Modernisierung der bestehenden Anlagen möglich ist. Auf der anderen Seite hängt die Wirtschaftlichkeit von Wasserstoff sehr stark vom Preis des Energieträgers ab, der derzeit noch sehr unsicher ist - ebenso wie die regionale und zeitliche Verfügbarkeit. Hybride Anlagenkonzepte können der Schlüssel sein, um je nach Entwicklung der Energiemärkte und Technologieverfügbarkeit relativ flexibel entweder stärker in Richtung Elektrifizierung oder in Richtung Wasserstoff zu gehen.

Zur weiteren Abwägung zwischen Elektrifizierung und Wasserstoff sollte die anwendungsfokussierte Analyse dieser Studie um eine systemische Perspektive erweitert werden. Aspekte, wie die Kosten für Transport und Speicherung der Energieformen, Importmöglichkeiten sowie die Umwandlungseffizienz in der Vorkette spielen hierbei eine zentrale Rolle und vervollständigen das Bild dieser Studie.

2.4 Synthese der Ergebnisse als Elemente einer Transformationsstrategie zur CO_2-neutralen Prozesswärme - AP4

Die Schlussfolgerungen der Studie sind in den folgenden 11 Thesen zur Transformation der Prozesswärme zusammengefasst und um Handlungsoptionen als Elemente einer Transformationsstrategie ergänzt. Die Thesen fassen die Kernergebnisse der inhaltlichen Arbeiten zusammen. Die Thesen adressieren im ersten Teil die technische Machbarkeit, indem sie Themen wie Technologiereife, Umbaubedarf und Energieeffizienz genauer beleuchten (Thesen 1-6). Im zweiten Teil stehen Kosten, Diffusionsdynamik und Umweltwirkungen im Vordergrund (Thesen 7-11). Die einzelnen Thesen werden mit Erkenntnissen der Arbeitspakete belegt und gelten für die in dieser Studie betrachtete Stichprobe von Anwendungen und Techniken (siehe Kapitel 3.2 zu Untersuchungsrahmen und Übertragbarkeit). Jeder These werden Handlungsempfehlungen als Elemente einer Transformationsstrategie zugeordnet. Diese zielen auf eine möglichst planbare und vollständige Transformation der Prozesswärmeerzeugung auf CO_2-Neutralität bis zum Jahr 2045 ab. Diese Elemente bieten eine Grundlage für die Entwicklung einer übergreifenden Transformationsstrategie für die Prozesswärmeerzeugung.

2.4.1 These 1: Der Anlagenpark der Industrieöfen ist heterogen

Eine Gesamtstrategie sollte unter Berücksichtigung der branchenspezifischen Charakteristika der Produktionsprozesse entwickelt werden und die jeweiligen Herausforderungen und Möglichkeiten der unterschiedlichen Branchen berücksichtigen.

Der Anlagenpark der Industrieöfen in der **Metall- und Mineralindustrie** ist heterogen und birgt eine enorme Vielfalt. Entsprechend sind technische Möglichkeiten, Kosten und Hemmnisse in der Umstellung unterschiedlich stark zwischen den Branchen und Prozessen ausgeprägt. Eine Gesamtstrategie muss unter Berücksichtigung der branchenspezifischen Charakteristika der Produktionsprozesse entwickelt werden.

Auf Grundlage der Referenztechniken wurden insgesamt 96 CO_2-neutrale Alternativtechniken betrachtet. Daraus ergibt sich ein charakteristisches Gesamtbild für den betrachteten Anlagenpark in Deutschland. Dessen branchenspezifische Referenztechniken wurden anhand der folgenden Eigenschaften vereinfacht charakterisiert:

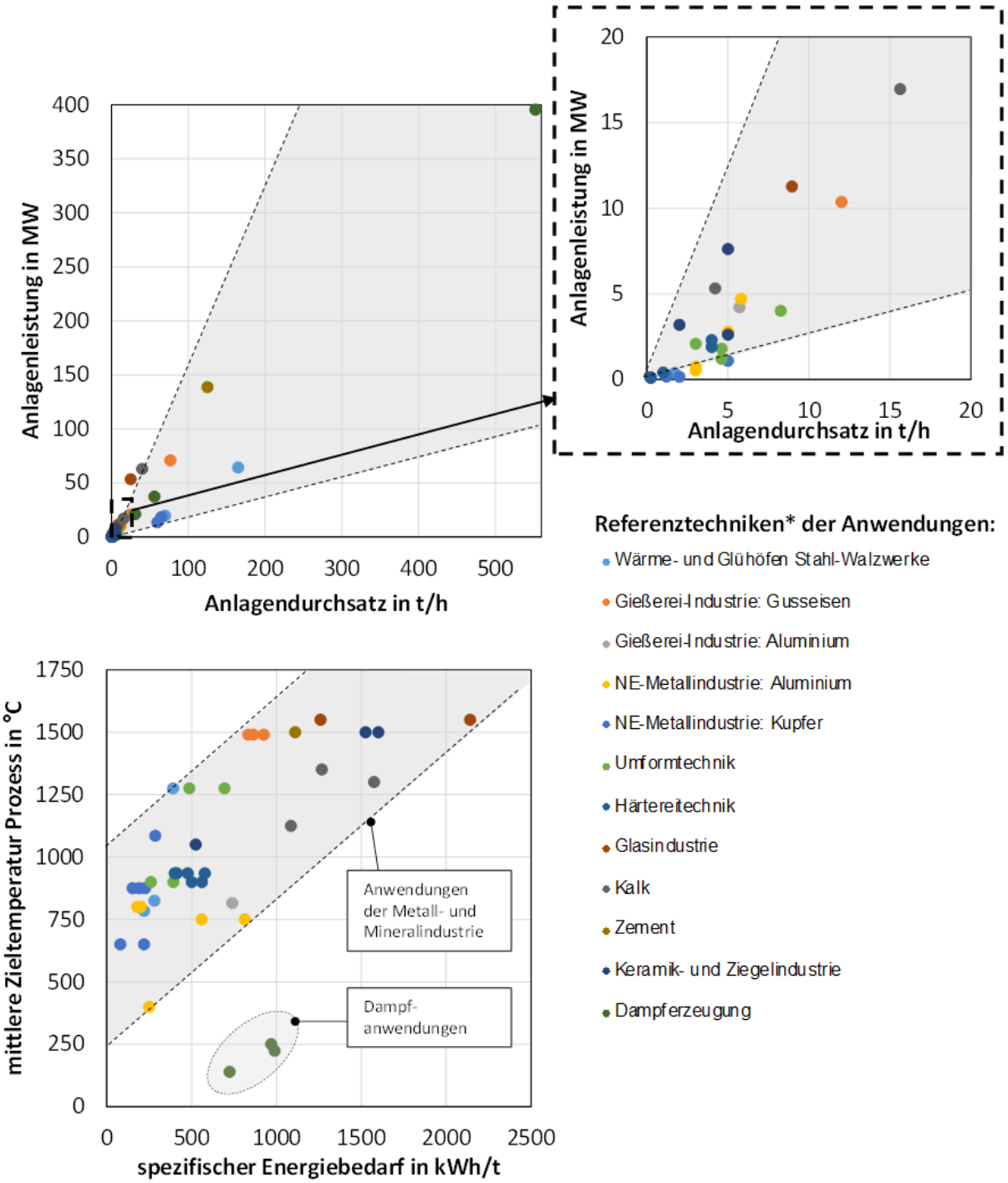
- Anlagendurchsatz: < 1-160 $t_{Produkt}/h$
- Anlagenleistung: < 0,1-140 MW_{th}
- spezifischer Energiebedarf: < 0,1-2,2 $MWh/t_{Produkt}$
- Prozesstemperatur (mittlere Zieltemperatur): < 100-1600°C
- Betriebsweise: kontinuierlich / diskontinuierlich
- Grad der Integration in den Prozess

Der **Anlagenpark der Metall- und Mineralindustrie** ist heterogen und durch eine Vielzahl kleiner Anlagentypen mit einem Durchsatz < 20 t/h und einer Anlagenleistung < 20 MW gekennzeichnet (Abbildung 3 rechts oben). Allerdings existieren auch Anlagentypen mit einem deutlich höheren Durchsatz und einer entsprechend hohen Anlagenleistung, insbesondere im Bereich der Branchen "Wärme- und Glühöfen Stahl-Walzwerke", "Gießerei-Industrie", "NE-Metallindustrie: Kupfer" sowie bei Anlagentypen der Mineralindustrie (Abbildung 3 links oben). Die Prozesstemperatur korreliert mit dem spezifischen Energiebedarf, wobei hierbei insbesondere die

Energieeffizienz der Anlage (Anlagengesamtwirkungsgrad) entscheidend ist (Abbildung 3 links unten).

Im Vergleich zum heterogenen Anlagenpark der Metall- und Mineralindustrie erfolgt die **Dampferzeugung** als Querschnittstechnologie immer ähnlich (SdT: Erdgaskessel oder KWK). Die Endanwendungen unterscheiden sich jedoch in Bezug auf die erforderliche Leistung der Dampferzeuger (in MW), den Durchsatz (in t_{Dampf}/h) und die Anforderungen an Druck und Temperatur. Branchenspezifische Charakteristika spielen bei der Definition der Alternativtechniken daher durchaus eine Rolle, sind aber nicht so entscheidend wie bei den Ofentechniken (vgl. 3.2 und 5.11.8. So werden insbesondere in der chemischen Industrie vergleichsweise große Dampfkapazitäten über verschieden Druckstufen im Nieder-, Mittel- und Hochdruckbereich (in der definierten Anwendung 550 t_{Dampf}/h bei bis zu 110 bar) benötigt (5.11.3). Ergebnisse aus der technischen Analyse der Dampfanwendungen sowie weiterführender Veröffentlichungen deuten jedoch darauf hin, dass für die betrachteten Dampfanwendungen eine hohe Übertragbarkeit auf die meisten der nicht betrachteten Dampfanwendungen gegeben ist.

Abbildung 3: Einordnung der betrachteten Anwendungen und Referenztechniken im Anlagenpark in Deutschland anhand charakteristischer Kenngrößen



Anmerkungen: *Anwendungsspezifische Daten auf Basis der Branchenanalysen; insgesamt 37 Anwendungen (dargestellt sind die jeweilige Referenztechnik und ggf. die elektrische Alternative, falls bereits in größerem Umfang im Bestand vorhanden)
Quelle: eigene Darstellung, RWTH Aachen

2.4.2 These 2: Die Umstellung auf eine THG-neutrale Prozesswärmeerzeugung ist bis 2045 technisch realisierbar

Die Transformationsstrategie sollte an einer klaren Zielvorgabe zur CO_2-neutralen Industrieproduktion bis zum Jahr 2045 ausgerichtet werden. Der Strategierahmen sollte eine klare Perspektive zur sicheren, wirtschaftlichen und CO_2-neutralen Produktion enthalten und so die technische Entwicklung und Markteinführung beschleunigen und lenken.

Die Bewertung der technischen Realisierbarkeit geschieht anhand von Einschätzungen zum Technologiereifegrad, TRL, der CO_2-neutralen Alternativtechniken. Im Fokus der Betrachtung stehen die Alternativtechnologien Power-to-Heat (PtH)-, Power-to-Gas (PtG)- und Power-to-Liquid (PtL). PtH umfasst den direkten Stromeinsatz und unterschiedliche Beheizungstechnologien wie indirekte Widerstandsbeheizung, induktive Beheizung oder Plasmabeheizung (siehe Abschnitt 4.2). PtG- und PtL-Brennstoffe umfassen Beheizung mit Wasserstoff, Synthesegas (Methan) und Ammoniak (siehe Abschnitt 4.3). Im Bereich der PtG-Brennstoffe steht der Einsatz von Wasserstoff im Fokus, da die Nutzung von synthetischen Kohlenwasserstoffen (beispielsweise EE-Methan) für sämtliche Anwendungen, die heute bereits Erdgas nutzen, keine technische Hürde in der Umsetzung darstellt, sondern lediglich eine Frage der Verfügbarkeit und Kosten ist. PtL-Brennstoffe wurden aufgrund der geringen Bedeutung (siehe 4.3.2) für die identifizierten Anwendungen nicht weiter betrachtet[1]. Ammoniak ist aufgrund seiner Transporteigenschaften als Wasserstoffträger zunehmend in der Diskussion. Die technischen Herausforderungen für den Einsatz zur Prozesswärmeerzeugung werden im Vergleich zu Wasserstoff insgesamt höher eingeschätzt, weshalb sich die Studie auf den Einsatz von Wasserstoff fokussiert.

Im Ergebnis zeigt sich über die Technologien hinweg ein heterogenes Gesamtbild des Technologiereifegrades. Die Bandbreite der anwendungsspezifischen TRL reicht von unter 3 (Grundlagenuntersuchungen) bis zu TRL 9 (grundsätzlich wettbewerbsfähiger Einsatz in industriell relevanter Größenordnung)[2]. Anwendungen, die bereits heute Erdgas nutzen können relativ problemlos CO_2-neutrales synthetisches Gas einsetzen, sobald dieses verfügbar ist. Entsprechend liegt der TRL bei den meisten Anwendungen bei 9. Beim Einsatz von Wasserstoff sind die Ergebnisse zum TRL eher niedrig, die Technologien befinden sich noch im Pilot- und Demonstrationsmaßstab. Es werden jedoch bei konventionell gasbeheizten Öfen keine größeren Hürden für die Umstellung auf eine Wasserstoffbeheizung gesehen. Entsprechend ist davon auszugehen, dass die Technologiereife schnell ansteigen kann und Anlagen auf industriellem Niveau in naher Zukunft betrieben werden können. Die Elektrifizierung von Industrieöfen zeigt ein heterogenes Bild. Während heute bereits elektrische Öfen verfügbar sind und in der Metallindustrie eingesetzt werden, gibt es Bereiche in denen eine Elektrifizierung noch vor großen technischen Herausforderungen steht, z. B. aufgrund der im Vergleich zur Gasbeheizung geringeren Energiedichte. Besonders in der mineralischen Industrie ist der TRL noch niedrig. Ein anderes Bild zeigt sich bei der Dampferzeugung: Entsprechende Dampfkessel sind im industriellen Maßstab bereits am Markt verfügbar und ermöglichen den Einsatz von Strom, Wasserstoff sowie synthetischem Methan. Bei einer Elektrifizierung über Wärmepumpen liegt der TRL etwas niedriger im Bereich zwischen 5 und 8.

[1] Heizöl wurde 2018 nur noch in kleinen Mengen in der verarbeitenden Industrie eingesetzt. Davon ausgenommen ist die rohstoffliche Nutzung, die stark auf Mineralöle und deren Derivate setzt hier aber nicht betrachtet wird.

[2] Siehe zur Definition der TRL: European Commission 2014.

Der zukünftige Fortschritt bei der technologischen Entwicklung und damit die perspektivische Verfügbarkeit CO_2-neutraler Alternativtechnologien in den einzelnen Anwendungen hängt von unterschiedlichen Faktoren ab und konnte auch im Rahmen der durchgeführten Expert:inneninterviews nicht eindeutig und abschließend geklärt werden. Als maßgeblich für die (Weiter-)Entwicklung der Beheizungstechnologien bis hin zur industriellen Reife wurden insbesondere die Notwendigkeit verlässlicher politischer und infrastruktureller Rahmenbedingungen (bspw. die wirtschaftliche Verfügbarkeit grüner Energieträger), sowie die gezielte Forschungs- und Entwicklungsförderung genannt. Technische Hürden sind für Alternativtechnologien mit einem TRL ≥ 3 zwar gegenwärtig vorhanden, es wird jedoch davon ausgegangen, dass diese langfristig überwunden werden können. Für Alternativtechniken mit einem TRL < 3 sind grundlegende Untersuchungen notwendig. Perspektivisch wird aber auch für diese Techniken Anwendungspotenzial gesehen. Die größten technischen Herausforderungen sind bei den Anwendungen Klinker- und Kalkbrennen im Drehrohrofen und im Schachtofen zu verzeichnen.

Insgesamt erscheint die technische Machbarkeit einer Umstellung des Anlagenparks bis zum Jahr 2045 gegeben. Für alle Anwendungen sind CO_2-neutrale Alternativen verfügbar oder befinden sich in der Entwicklung. Die jeweiligen TRL variieren und für einige Anwendungen ist weitere Entwicklung dringend notwendig (siehe These 3). Die Herausforderung besteht für den überwiegenden Teil der betrachteten Anwendungen allerdings in der schnellen Hochskalierung auf industrielles Niveau. Dies ist insbesondere auch wichtig, damit genügend Zeit für den Austausch des Anlagenparks bleibt und "Stranded assets" vermieden werden können (siehe These 9). Auch sind Wirtschaftlichkeit (siehe These 8) und Verfügbarkeit CO_2-neutraler Energieträger zentrale Voraussetzungen.

Abbildung 4: Technologiereifegrad TRL der Alternativtechnologien (zusammengefasst)

TRL der Alternativtechnologie	Branche und Anwendung (zusammengefasst)	Aluminium: Schmelzen, Erwärmen und Wärmebehandl.	Gießerei-Industrie: Schmelzen Alu-Formguss	Kupfer: Schmelzen, Erwärmen und Wärmebehandlung	Gießerei-Industrie: Schmelzen Gusseisen	Härtereitechnik: Aufkohlen und Austenitisieren	Umformtechnik: Erwärmung Stahlblechzuschnitte	Stahl-Walzwerke: Wärmebehandlung	Keramik- und Ziegel: Brennen Ziegel und Feuerfest	Glasindustrie: Schmelzen Behälterglas	Glasindustrie: Schmelzen Flachglas	Kalk: Brennen im GGR-Ofen	Kalk: Brennen im Drehrohrofen	Zement: Brennen Zementklinker	Umformtechnik: Distont. Erwärmung	Umformtechnik: Konti. Erwärmung	Stahl-Walzwerke: Konti. Erwärmung	Kalk: Brennen im Schachtofen	Dampferzeugung
	Energieträger-Referenztechnik	Gas			Koks		Gas			BS-Mix		Gas			Koks			Gas	
	Elektrifizierung	9	9	9	9	9	9	<4	<4	4/9[1]	<3	<3	<3	<3	<3	<2	<2	<2	9[7]
	Wasserstoffbeheizung	<4	<5	<5	<5	<4	<5	<4	<5	<4	<4	<4	<4	<4	<5	<5	<4	<2	9
	Biomasse-beheizung	n.v.	n.v.	n.v.	<8[2]	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	<6	n.b.	n.v.	n.v.	n.v.	<4[2]	9[8]
	Erdgas-/EE-Methanbeheizung	(9)	(9)	(9)	<8[3]	(9)	(9)	(9)	(9)	(9)	(9)	(9)	<4	n.b.	(9)	(9)	(9)	n.v.	n.v.
	Hybride Beheizung (Strom/Erdgas (EE-Methan)	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	<7[4]	<4[4]	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	9	<3[5]	n.v.	n.v.
	Hybride Beheizung (Strom/Wasserstoff)	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	<4[4]	<4[4]	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	<5	<3[5]	n.b.	n.v.
	Hybride Beheizung (Brennstoffmix/Strom)	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	<5[6]	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.
	Hybride Beheizung (Biomasse/H_2/Strom)	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	<4[6]	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.

Anmerkungen:
Daten auf Basis der Technologie- und Branchenanalysen. Anwendungen mit gleichem TRL innerhalb einer Branche wurde für eine übersichtlichere Darstellung zusammengefasst. Eine detaillierte Darstellung ist in Abschnitt 6.1.2, 6.2.2 und 6.3.2 zu finden. Der Fokus der Betrachtungen lag auf der Analyse des technischen Potentials einer vollständigen Elektrifizierung als PtH-Alternative und dem Einsatz von Wasserstoff als PtG-Alternative.
Für Alternativtechnologie mit der Kennzeichnung „n.v." konnten im Rahmen der Studie keine signifikanten F&E-Anwendungen identifiziert werden. Für ein TRL < 1 ist eine absehbare Umsetzung mit den betrachteten Alternativtechnologien im Rahmen dieser Studie nicht realistisch. Diese Techniken werden in den folgenden ökonomischen Analysen nicht weiter betrachtet (Kennzeichnung „n.b."). Für ein TRL < 3 wird eine Verfügbarkeit der Technik ab dem Jahr 2040 angenommen. Für ein TRL < 9 und ≥ 3 wird eine Verfügbarkeit der Technik ab dem Jahr 2030 angenommen.
[1] Für Anlagen mit einem Durchsatz < 100 t/d ist eine vollständige Elektrifizierung möglich. Für Anlagen mit einem höheren Durchsatz ist das nicht der Fall.
[2] Beim Einsatz von Biomasse ist vor allem die Qualität des Brennstoffes für die Prozessführung und die Produktqualität ausschlaggebend. Die Anforderungen an den Biomassebrennstoff sind anwendungs- und anlagenspezifisch. Hier ist eine individuelle Erprobung des Gesamtsystems (Anlage/Brennstoff/Produkt) notwendig.
[3] Es wurde in der Vergangenheit eine Anlage in Deutschland mit geringer Kapazität betrieben. Für größere Anlagen ist das TRL niedriger einzuschätzen.
[4] Die hybride Beheizung bezeichnet hier Technikbeispiele mit einem Elektrifizierungsanteil von > 50 % in Abgrenzung zu Anlagen mit einer elektrischen Zusatzheizung (EZH) mit einem Anteil von deutlich < 50 %, welche vielfach Stand der Technik ist.
[5] Hybride Beheizungstechnologien mit einem Elektrifizierungsanteil von > 50 % (wie auch für die Anwendung der kontinuierlichen Erwärmung von Schmiedebauteilen) sind als zukünftige Alternativtechnologien denkbar, jedoch sind die Kapazitäten dieser Anlagen um ein Vielfaches (1/10) geringer und damit nur bedingt direkt vergleichbar.
[6] Die hybride Beheizung umfasst unterschiedliche Technikbeispiele mit einem Anteil der Elektrifizierung zwischen 10 % und 60 %.
[7] TRL 9 bezieht sich auf Elektrodenkessel als kommerziell verfügbare strombasierte Technik. Hochtemperaturwärmepumpen liegen je nach erforderlicher Dampftemperatur bei TRL 5-8.
[8] Der Einsatz von Biomasse zur Dampferzeugung wurde lediglich bei der Anwendung Papiertrocknung am Rande mitbetrachtet (vgl. Kapitel 5.11).

2.4.3 These 3: Bei Elektrifizierung und Wasserstoffeinsatz sind Forschung, Entwicklung und Demonstration notwendig

Die technologische Entwicklung und Markteinführung über Pilot- und Demoanlagen sollte gezielt gefördert werden.

Insgesamt werden für die Sektoren der Metall- und Mineralindustrie und Dampferzeugung im Rahmen der Studie **96 Technikbeispiele für CO_2-neutrale Alternativtechnologien** betrachtet und im Rahmen der Branchenanalyse (siehe Kapitel 5) hinsichtlich der zukünftigen, anwendungsspezifischen Einsatzmöglichkeiten eingeordnet. Dabei ergeben sich insbesondere Unterschiede zwischen der Elektrifizierung und der Brennstoffbeheizung (Abbildung 5, Abbildung 6).

Elektrische Beheizungstechnologien sind für einige Anwendungen der Metallindustrie bereits Stand der Technik (TRL 9), sie werden im Anlagenpark in Deutschland jedoch vielfach nicht eingesetzt. Dies liegt vor allem an den vielfach deutlich geringeren Produktionskapazitäten im Vergleich zu fossil beheizten Anlagen und dem damit erhöhten Anlagen- und Platzbedarf. Weitere starke Hemmnisse sind die benötigte Infrastruktur (bspw. elektrische Anschlussleistung am Standort), sowie die in der Vergangenheit schlechtere Wirtschaftlichkeit im Vergleich zu einer Gasbeheizung. Beispiele für Anwendungen, bei denen elektrische Beheizungstechnologien mit TRL 9 verfügbar sind, sind Gießereien und die Bearbeitung von Nichteisen-Metallen wie Kupfer und Aluminium. Es ist jedoch zu beachten, dass mit den elektrischen Alternativtechnologien oft nicht dieselbe Produktionskapazität erzielt werden kann, sodass eine Großanlage durch mehrere kleinere Anlagen ersetzt werden muss (siehe auch These 4). Bei Anwendungen wie dem Walzen im Stahlwerk haben elektrische Beheizungstechnologien aufgrund der geringeren Energiedichte nur einen sehr niedrigen TRL.

Elektrische Beheizungstechnologien sind für die Anwendungen der Mineralindustrie nicht als Stand der Technik vorhanden (TRL < 3). Insbesondere die hohen Prozesstemperaturen für das Brennen und Schmelzen > 1.200°C lassen sich gegenwärtig mit elektrischen Beheizungstechnologien nicht erreichen. Besonders niedrig ist der TRL mit unter 3 für eine Vollelektrifizierung gegenwärtig noch bei den meisten Anwendungen in den Branchen Zement- und Kalkherstellung. Auch in der Glasherstellung ist der Technologiereifegrad für die meisten Anwendungen sehr niedrig; eine Ausnahme sind Öfen mit geringer Kapazität von unter 100 t/Tag, die bereits vollelektrisch betrieben werden. Im Fokus von Forschung und Entwicklung stehen die Plasmabeheizung oder eine anteilige Widerstandsbeheizung, um das technische Anwendungspotenzial elektrischer Beheizungskonzepte insbesondere für hohe Prozesstemperaturen zu erweitern. Für Anlagen, für die keine elektrischen Alternativen verfügbar sind, ist der Forschungs- und Entwicklungsbedarf vergleichsweise hoch (TRL < 2 bis 4, vgl. Abbildung 4). Für diese Anwendungen müssen neue Anlagenkonzepte entwickelt werden, die eine Elektrifizierung des Prozesses ermöglichen.

Zur elektrischen Dampferzeugung sind Elektrodenkessel bereits kommerziell für den großtechnischen Einsatz verfügbar (TRL 9), werden bisher jedoch lediglich als Nischenprodukt zur Nutzung von Flexibilisierungspotentialen in Ergänzung zur konventionellen Dampferzeugung eingesetzt (vgl. 6.3.2). Hochtemperaturwärmepumpen sind als strombasierte Technik zur Dampferzeugung noch sehr wenig verbreitet, bieten jedoch erhebliche Effizienzvorteile. Verfügbare Wärmepumpen auf dem Markt decken den Temperaturbereich bis etwa 160°C ab, allerdings bei vergleichsweise geringen Dampfkapazitäten (etwa 1-2 t/h, TRL 5 - 8). Zur Hochskalierung sind künftig weitere Forschungs- und Pilotprojekte essentiell.

In Anwendungen mit hohen Prozesstemperaturen und Produktionskapazitäten ist eine anteilige Elektrifizierung (hybride Beheizung) von Bedeutung. Diese Anwendungen lassen

sich in der Regel nicht vollständig elektrifizieren. Hier bieten hybride Beheizungstechnologien das Potential einer anteiligen Elektrifizierung. Als hybride Beheizungstechnologien wurden Alternativtechnologien mit einen Elektrifizierungsanteil von über 50 % am spezifischen Gesamt energieverbrauch der Anlage betrachtet (mit Ausnahme einer Alternativtechnologie in der Zementindustrie, da „hybrid“ hier die Kombination aus unterschiedlichen Energieträgern (Biomasse/Wasserstoff/Strom) beschreibt). Zwar sind für spezielle Anwendungen, wie in der Glasindustrie, elektrische Zusatzheizungen (EZH) mit einem Anteil von 5 % bis 20 % am elektrischem Energieeinsatz bereits Stand der Technik, ein deutlich höherer Anteil ist aber insbesondere für Anwendungen mit hohen Prozesstemperaturen und großen Produktionskapazitäten (Zement, Stahl-Walzwerke) (noch) nicht einsetzbar (TRL < 3 – 7). Lediglich für spezielle Anwendungen, wie bspw. in der Umformtechnik, gehören hybride Beheizungstechnologien bereits zum Stand der Technik und ermöglichen einen hohen Grad der anteiligen Elektrifizierung. Darüber hinaus müssen für hybride Beheizungstechnologien auch die technischen und wirtschaftlichen Randbedingungen mehrerer Technologien gemeinsam berücksichtigt werden, wodurch sich trotz des technischen Potentials insgesamt hohe Einstiegshürden ergeben.

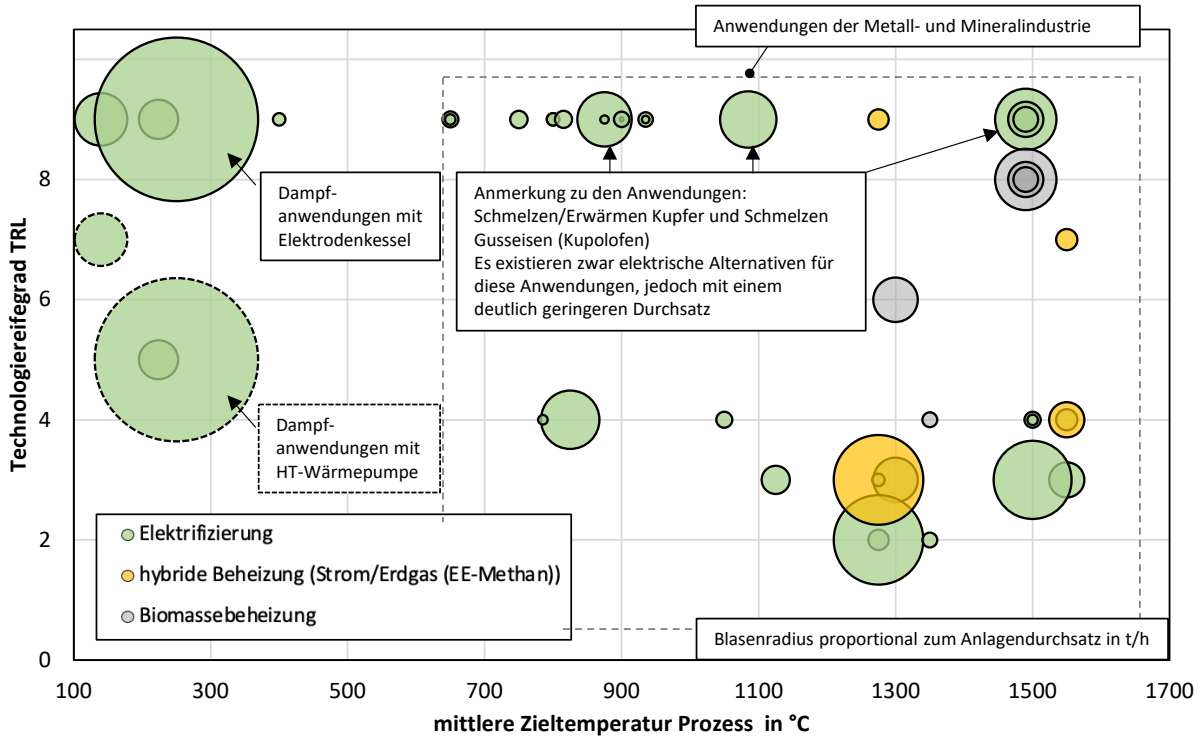
Der Einsatz von Wasserstoff besitzt für nahezu alle betrachteten Anwendungen aus technischer Sicht großes Potenzial. Mangels Verfügbarkeit von Wasserstoff konnte die Einsatzfähigkeit in Pilot- oder Demonstrationsanlagen bisher noch nicht ausreichend erprobt werden. Daher ist der Technologiereifegrad der Gesamtanlagen in den Branchen **Metall- und Mineralindustrie** gering einzustufen (TRL < 2 – 5). Einzelne Komponenten (bspw. Brenner) haben bereits ein deutlich höheres TRL. Für die technische Umrüstung der gegenwärtig mit Erdgas beheizten Anlagen auf Wasserstoff gibt es Forschungs- und Entwicklungsbedarf zum einen in der Weiterentwicklung der Brennertechnik, aber insbesondere in der Erprobung des Gesamtsystems für eine industrielle Produktion. Durch die technische Umstellung einer Beheizung mit Erdgas auf eine Beheizung mit Wasserstoff werden durch das veränderte Verbrennungsverhalten kritische Prozessparameter, wie bspw. die Abgaszusammensetzung, aber auch das Temperatur- und Strömungsprofil in der Anlage verändert. Die Auswirkungen auf Kenngrößen wie Produktqualität, Emissionen sowie Ressourcen- und Energieeffizienz sind anwendungsspezifisch zu erproben. Insgesamt ist davon auszugehen, dass bei entsprechenden gezielten Forschungs-, Entwicklungs-, und Demonstrationsaktivitäten der TRL für die Wasserstoffbeheizung zügig angehoben werden kann. Eine besondere Herausforderung für den Einsatz von Wasserstoff besteht hingegen für Anlagen, in denen prozessbedingt feste Brennstoffe eingesetzt werden (bspw. Schacht- oder Kupolöfen der Kalk- und Gießereiindustrie). Hier müssen für den Einsatz von Wasserstoff neue Anlagenkonzepte entwickelt bzw. erprobt werden, wodurch sich deutlich größere technische Herausforderungen ergeben als für konventionell gasbeheizte Prozesse. Wasserstoffbefeuerte **Dampferzeuger** hingegen werden bereits für den großtechnischen Einsatz kommerziell angeboten (TRL 9) und sind bereits in Industriezweigen mit internen Wasserstoffflüssen, wie der Chemieindustrie, im Einsatz.

Der Einsatz synthetischen Methans ist aus technischer Sicht dem von Erdgas gleichzusetzen (TRL 9). Die technische Umstellung konventionell mit Erdgas beheizter Anlagen auf EE-Methan ist in der Regel unproblematisch und nur mit geringfügigen Änderungen an der Anlage verbunden. Die Ausnahme bilden Anwendungen, in denen gegenwärtig feste Brennstoffe eingesetzt werden, beispielsweise beim Kalkbrennen im Drehrohrofen. Grundsätzlich sind beim Einsatz von synthetischem Methan die Verfügbarkeit sowie der wirtschaftliche und ganzheitlich energieeffiziente Einsatz maßgeblich.

Beim Einsatz von Biomasse ist aus technischer Sicht die Qualität des Brennstoffes ausschlaggebend. Bei ausreichender Qualität sind die Auswirkungen auf die Gesamtanlage als gering einzuschätzen. Der Einsatz von biogenen Brennstoffen wurde im Rahmen der Studie nur für

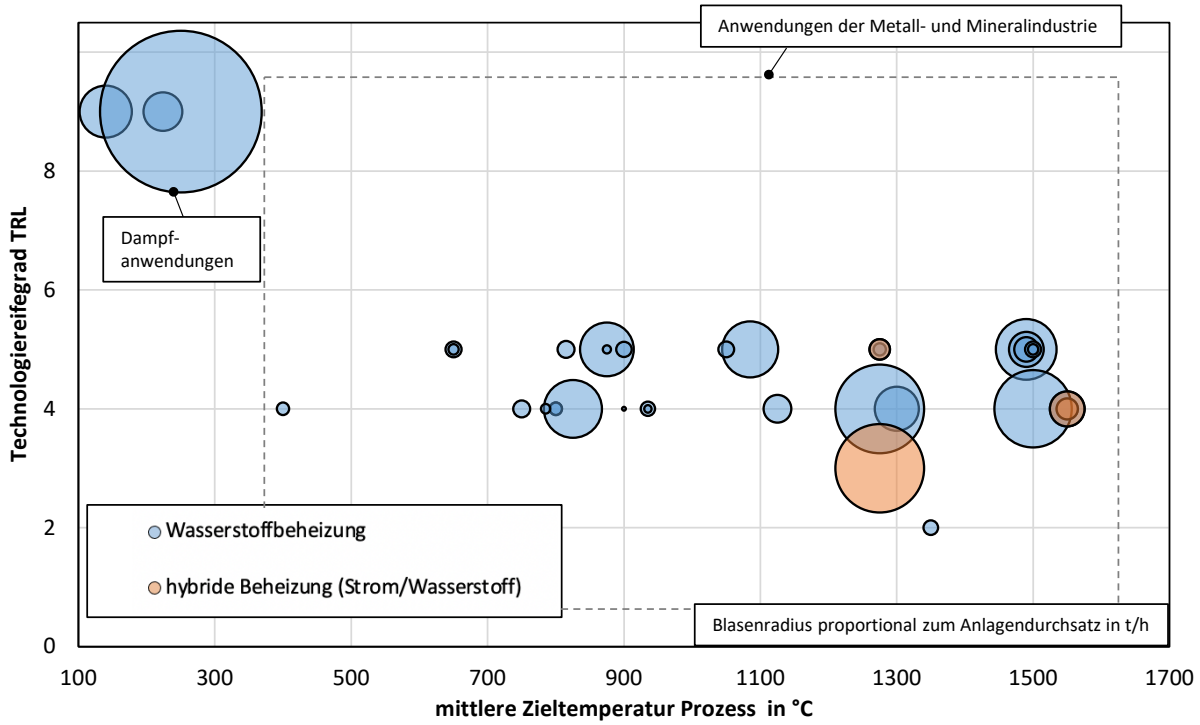
Anwendungen der Metall- und Mineralindustrie betrachtet, in denen feste, kohlenstoffhaltige Brennstoffe eingesetzt werden. Für diese entspricht die Nutzung entsprechend aufbereiteter fester Biomasse annähernd dem bisherigen technischen Anlagenkonzept. Der Einsatz wurde im großtechnischen Maßstab für die betrachteten Anwendungen bisher nicht erprobt (TRL < 4 – 8). Die Begrenzung der Biomassenutzung auf ausgewählte Anwendungen reflektiert die enge Limitierung des als nachhaltig einschätzbaren Potentials und die Nutzungskonkurrenzen (Flächennutzung für Erneuerbare Energien und Landwirtschaft, energetische Verwendung in Verkehr, Umwandlung und Gebäuden, stoffliche Verwendung in der Industrie und der Bauwirtschaft).

Abbildung 5: Technologiereifegrad für die Elektrifizierung, hybride Beheizung (Strom/Erdgas (EE-Methan) und Biomasse in Abhängigkeit von Anlagendurchsatz und Prozesstemperatur



Quelle: eigene Darstellung, RWTH Aachen

Abbildung 6: Technologiereifegrad für die Wasserstoffbeheizung, hybride Beheizung (Strom/H_2) in Abhängigkeit von Anlagendurchsatz und Prozesstemperatur



Quelle: eigene Darstellung, RWTH Aachen

2.4.4 These 4: Eine Elektrifizierung verlangt einen umfassenderen Umbau des Anlagenparks als der Einsatz von Wasserstoff oder synthetischem Methan

Eine Transformationsstrategie sollte Synergien erschließen und mit der Modernisierung des Anlagenparks verbunden werden. Gelegenheitsfenster sollten beim Austausch oder bei der Modernisierung bestehender Anlagen genutzt werden und so "Stranded assets" vermieden werden.

Der Aufwand für die technische Umstellung der Anlagen unterscheidet sich stark zwischen den einzelnen Technologien und Anwendungen. Dennoch trifft für den Großteil des Anlagenparks zu, dass eine Umstellung auf Elektrifizierung mit größerem technischen Aufwand verbunden ist als eine Umstellung auf PtG-Brennstoffe wie Wasserstoff oder synthetisches Methan. Der überwiegende Anteil der betrachteten Anlagentypen der Metall- und Mineralindustrie sowie in der Dampferzeugung wird gegenwärtig mit Erdgas beheizt. Aufgrund der technologischen Charakteristika der Anlagentechnik, insbesondere der Komponenten der Beheizungseinrichtung (bspw. Brennertechnik, Abgassystem, Wärmerückgewinnung) aber auch der Infrastruktur (bspw. Gasversorgung) ist der technische Aufwand für eine Umstellung auf PtG-Brennstoffe niedriger als PtH mit direktem Stromeinsatz.

Der Anteil der elektrisch und hybrid beheizten Anlagentypen im betrachteten Anlagenpark in Deutschland ist gering. In der Metallindustrie haben ca. 12 % der Anlagen mindestens eine teilelektrische Beheizung, während es in der Mineralindustrie unter 0,5 % sind. Auch bei den Dampferzeugern sind elektrische Kessel die Ausnahme. Der überwiegende Anteil der Anlagentypen ist fossil bzw. mit Erdgas beheizt (siehe Kapitel 6).

Der Wechsel von gegenwärtig erdgasbeheizten Anlagen zu strombeheizten Technologien verlangt meistens den Neubau von Anlagen. Nur in wenigen Fällen ist der Austausch von einzelnen Komponenten hinreichend. So ist bei einer direkten Elektrifizierung zusätzlich zur benötigten Infrastruktur in- und außerhalb des Produktionsstandortes (Netzanschluss, Transformatoren) die gegenüber Erdgasbeheizung verringerte Wärmedichte zu beachten. Dies führt zu anderen Ofengeometrien und -größen oder zum Ersatz einer großen durch mehrere kleinere Anlagen (siehe Abbildung 7). Bei der Umrüstung auf elektrische Dampferzeugung mittels Elektrodenkessel können normalerweise viele Komponenten weiterverwendet werden (vgl. 5.11.5).

Die Umstellung einer gegenwärtig mit Erdgas beheizten Anlage auf Wasserstoff weist einen deutlich geringeren Umbaubedarf auf als die Elektrifizierung. Aber auch in diesen Fällen sind Umbauten an zentralen Bestandteilen der Produktionsanlagen und an der umgebenden Infrastruktur notwendig. Insbesondere eine Anpassung der Brennertechnik bzw. ein Brennertausch ist zu erwarten, jedoch kein Neubau gasbeheizter Anlagen. Zwar weichen die verbrennungstechnischen Kenngrößen von Wasserstoff von denen von Erdgas ab (siehe 4.3.1.1 und 5.11.5.3), jedoch wird davon ausgegangen, dass durch eine Anpassung der Anlagenkomponenten (bspw. Brenner, Abgassystem) konventionell mit Erdgas beheizte Prozesse zukünftig auf Wasserstoff umzustellen sind, ohne dass der gesamte Ofen neugebaut werden müsste.

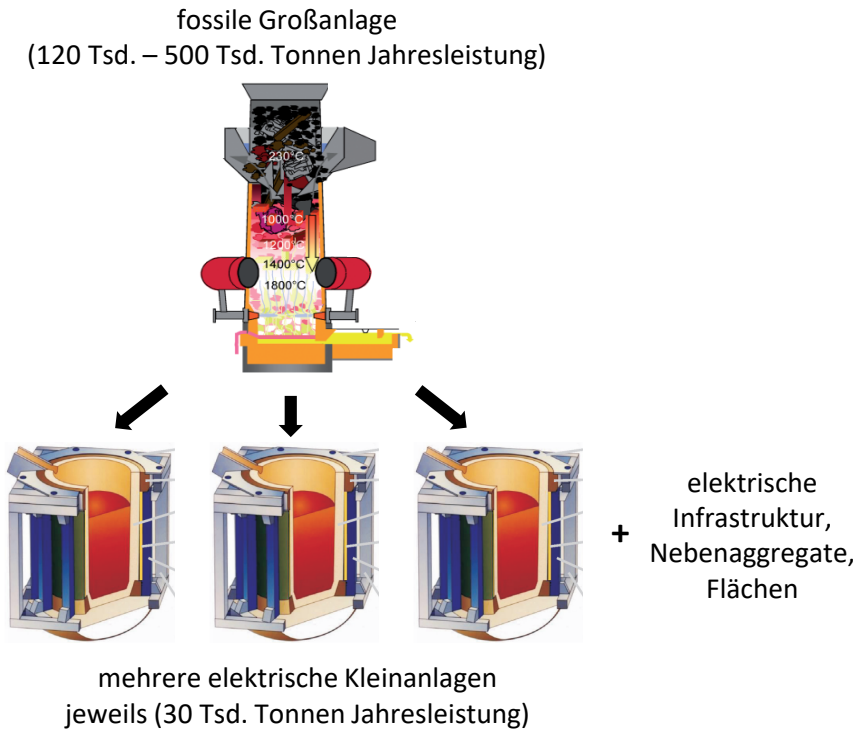
Der geringste Umbaubedarf am Anlagenpark wäre bei einer Umstellung der Versorgung von Erdgas auf synthetisches Methan nötig. Hier sind bei nahezu identischer Gasqualität und den entsprechenden verbrennungstechnischen Kenngrößen (siehe 4.1.1) keine technischen Änderungen an der Anlage zu erwarten. Für den konkurrenzfähigen Einsatz von EE-Methan ist vielmehr die aufwendigere Herstellung maßgeblich (siehe 4.3.1.2). Diese Lösung würde neben wirtschaftlichen Aspekten und Fragen der Energieeffizienz vor allem große Herausforderungen auf der Angebotsseite (Erzeugung, Umwandlung und Transport) mit sich bringen, was außerhalb des Forschungsrahmens dieser Studie liegt. Für solche verstärkt systemischen Fragestellungen

sei auf Energiesystemstudien, u. A. (Fraunhofer ISI 2022) oder (Ariadne Kopernikus Projekt) verwiesen[3].

Anwendungen, in denen gegenwärtig feste fossile Brennstoffe wie Koks, Kohle oder Reststoffe eingesetzt werden, haben sowohl für eine Umstellung auf PtH- als auch PtG-Brennstoffe einen hohen technischen Umstellungsaufwand und es besteht entsprechend hoher Forschungs- und Entwicklungsbedarf. Wichtige Anwendungen sind der Kupolofen in der Gießereiindustrie, der Schachtofen in der Kalkindustrie oder der Drehrohrofen in der Zementindustrie. Hier können aus technischer Sicht biogene Energieträger eine Alternative darstellen (vgl. 5.4).

Da der überwiegende Anteil der betrachteten Anlagentypen in Deutschland mit Erdgas beheizt wird und flüssige Brennstoffe keinen signifikanten Anteil ausmachen, wurde der Einsatz von PtL-Brennstoffen im Rahmen dieser Studie nicht weiter eingehend betrachtet. Insgesamt ist der Aufwand für eine Umstellung von gasbeheizten Prozessen auf mit PtL-Brennstoffen beheizte Prozesse höher zu bewerten als eine Umstellung auf PtG-Brennstoffe (siehe auch 4.1.5 und 4.3.2).

Abbildung 7: Exemplarische Darstellung der Umstellung einer fossil beheizten Anlage auf mehrere elektrisch beheizte Anlagen



Quellen: vereinfachte Darstellung mit Bildern nach (Lemperle und Rachner 2011) und (Dötsch 2018)

2.4.5 These 5: Die Elektrifizierung geht mit leichten Effizienzgewinnen bei den meisten Anwendungstechniken einher

In einigen Anwendungen sind die Effizienzvorteile der Elektrifizierung besonders hoch, wie z. B. in der Niedertemperatur-Prozesswärme beim Einsatz von Wärmepumpen. Dort sollte eine Elektrifizierung priorisiert werden und kann zeitnah umgesetzt werden. In vielen Anwendungen sind die

[3] Es existieren für diese und weitere in 2021 veröffentlichte Studien, die sich mit der Klimaneutralität Deutschlands 2045 beschäftigen und zusammen als "Big 5" bezeichnet werden, Vergleichsbemühungen, z. B. Lübbers et al. 2022.

Effizienzvorteile der Elektrifizierung allerdings gering, sodass auch Wasserstoff eine sinnvolle Lösung darstellt und eher systemische Fragen der saisonalen Energiespeicherung, des Imports und der lokalen Verfügbarkeit entscheidend sind. Auch sollte der Aufwand für Umstellung der Ofentechnik sowie ggfs. die notwendige Infrastruktur mitbetrachtet werden.

In den meisten Anwendungen zeigt die Elektrifizierung leichte Effizienzvorteile gegenüber den gegenwärtigen Prozesswärmetechniken; die Unterschiede zwischen den Anwendungen sind allerdings sehr hoch. Tabelle 1 zeigt Effizienzvorteile von bis zu 40 % in der Glasherstellung, während sie bei der Keramik- und Ziegelherstellung mit 5 % eher gering sind. In der Zementindustrie wird aktuell sogar von einem Mehrverbrauch durch eine Vollelektrifizierung ausgegangen. In der Metallindustrie liegt die Bandbreite der Effizienzvorteile bei 3 % bis 32 %, je nach Anwendung und Alternativtechnik. Für die Erzeugung von Heißwasser und Dampf sind besonders hohe Effizienzgewinne durch den Einsatz von Wärmepumpen möglich, allerdings abhängig von nötigen Temperaturniveaus und nicht in allen Anwendungen einsetzbar. Der elektrisch beheizte Dampfkessel weist gegenüber dem gasbeheizten Kessel leichte Effizienzgewinne auf.

Es ist jedoch zu beachten, dass es bei diesen Abschätzungen erhebliche Unsicherheiten gibt. So ändern sich bei der Umstellung eines mit Gas oder festen Brennstoffen beheizten Prozesses auf einen anteilig oder vollständig elektrifizierten Prozessen die Massen- und Energiebilanzen des Systems (Kapitel 4.6). Insbesondere die Veränderungen bzw. das Fehlen des Abgasstrom, führt zu einer Veränderung (Verringerung) des Potenzials zur Abwärmenutzung (siehe Abschnitte 6.1.4 und 6.2.4). Dabei ist zu berücksichtigen, dass für Technologien, die sich in der Entwicklung befinden (TRL < 9) und noch nicht im breiten industriellen Einsatz erprobt wurden, keine gesicherten Betriebsdaten vorliegen, sodass veröffentlichte Daten vielfach einen optimalen Betrieb unterstellen, wodurch die Energieeffizienzpotenziale in der Praxis geringer ausfallen können.

Die Umstellung auf eine Beheizung mit Wasserstoff birgt kaum oder nur leichte Energieeffizienzgewinne. Dies ist insbesondere in der vergleichbaren Anlagentechnik (wie Brenner, oder Wärmerückgewinnung) begründet (vgl. auch These 4). Hierzu kommen systemische Unterschiede, die im Rahmen dieser Studie nicht betrachtet wurden, wie Effizienzverluste in der Vorkette von PtG-Brennstoffen (~ 45 %), sowie deren Speicher- und Transportfähigkeit.

Tabelle 1: Energieeffizienzvorteile der Alternativtechnik gegenüber der Referenztechnik

Sektor	Veränderung des jährlichen Endenergiebedarfs der Anwendungen im Anlagenpark durch Umstieg auf eine Alternativtechnologie bei vollständiger Umstellung auf eine Technologie im optimalen Betrieb	
	Strom	Wasserstoff
Metallindustrie	Verringerung um ca. 3 – 32 %	Erhöhung um 0 – 7 %*
Mineralindustrie	Verringerung um 40 % (Glasindustrie) Verringerung um 5 % (Keramik- und Ziegelindustrie) Erhöhung um 10 % (Zementindustrie) keine Veränderung (Kalkindustrie)	keine Veränderung
Dampferzeugung	Verringerung < 10 % (Elektrodenkessel) Verringerung ca. 50 % (HT-Wärmepumpe)	Verringerung ca. 5 % (Wasserstoff-Kessel)

Anmerkungen: Daten auf Basis der jeweiligen Branchenanalyse (vgl. Kapitel 6). Eine detaillierte Aufschlüsselung nach Anwendungen ist in Tabelle 164 (Abschnitt 6.1.3) und Tabelle 173 (Abschnitt 6.2.3) dargestellt. Es ist das jeweilige TRL der Alternativtechnologie zu berücksichtigen.

* Ausnahme Gießereiindustrie: Hier wurde eine Verringerung des Gesamtenergiebedarfs (Brennstoff) von 2 % bis 11 % abgeschätzt, wobei zusätzliche elektrische Anlagentechnik mit einem Bedarf elektrischer Energie von ca. 10 % notwendig ist.

2.4.6 These 6: Elektrifizierung ist bei vielen Anwendungen mit niedrigeren Temperaturen vorteilhaft - Wasserstoff bei sehr hohen Energiedichten

Grüner Wasserstoff sollte dort priorisiert werden, wo er besonders vorteilhaft ist und wo eine Elektrifizierung noch mit größeren technischen Herausforderungen verbunden ist bzw. die Effizienzvorteile durch eine Elektrifizierung eher gering sind.

Die technische Vorteilhaftigkeit von Elektrifizierung oder Wasserstoff ergibt sich aus dem Technologiereifegrad der Alternativtechniken, dem Aufwand für den technischen Umbau sowie der Energieeffizienz (siehe Thesen 3-5). Das Anwendungspotenzial der im Rahmen der Studie betrachteten Alternativtechnologien der Metall- und Mineralindustrie sowie der Dampferzeugung lässt sich vereinfacht anhand der charakteristischen Kennzahlen

- Anlagendurchsatz (hier in $t_{Produkt}$/h) und
- Prozesstemperatur (hier mittlere Zieltemperatur)

beschreiben und den definierten Referenztechniken zuordnen (vgl. auch These 1). Abbildung 8 zeigt dies für die betrachteten Alternativtechniken. Hieraus ergeben sich folgenden Schlussfolgerungen:

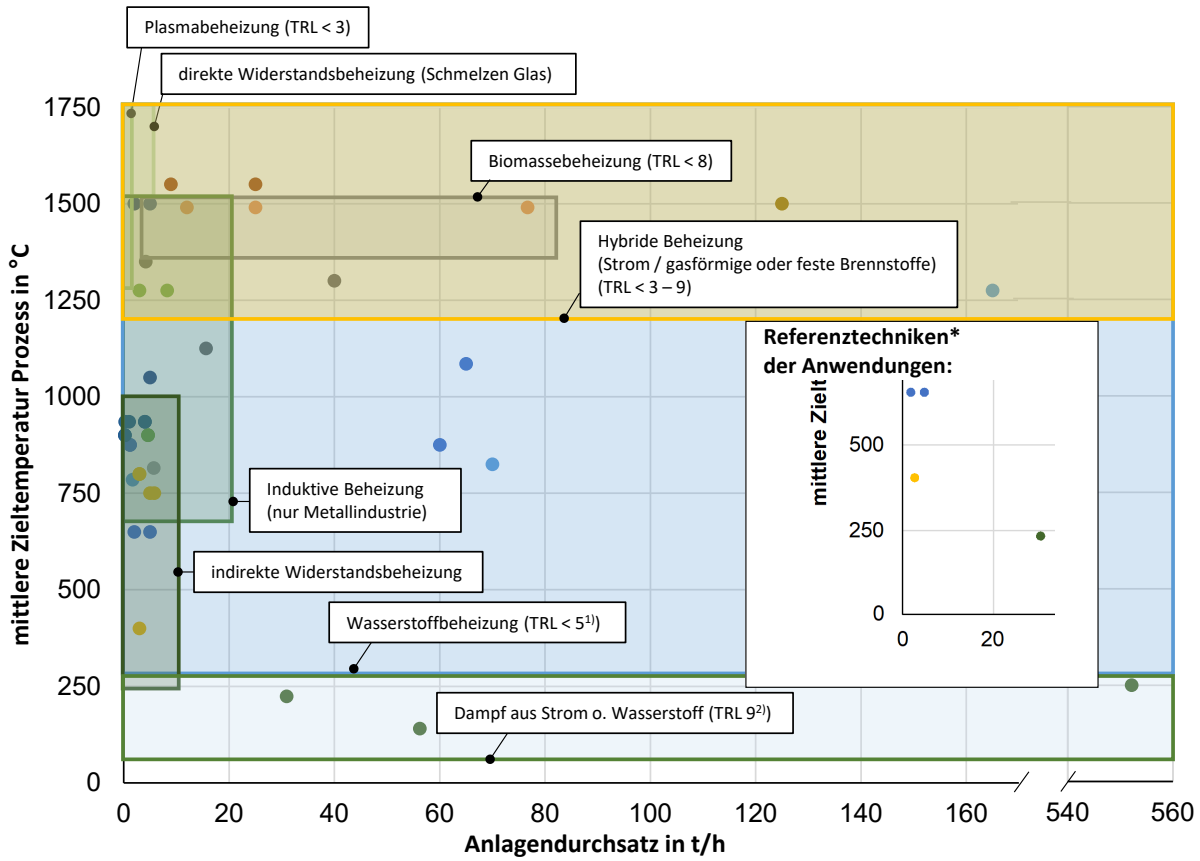
Elektrische Beheizungstechnologien sind insbesondere für Anwendungen der Metall- und Mineralindustrien mit geringem Durchsatz (< 20 t/h) und einer moderaten Prozesstemperatur (bis ca. 1.000°C) bereits im Stand der Technik verfügbar. Auch für höhere Prozesstemperaturen und bestimmte Prozesse sind technische Lösungen vorhanden. Beispielsweise die induktive Beheizung zum Schmelzen metallischer Werkstoffe. Insbesondere für Anwendungen mit hohen Prozesstemperaturen (Brennen, Schmelzen in der Mineralindustrie) und einem hohen Durchsatz (Schmelzen in der Gießerei- und Erwärmen in der Stahlindustrie) sind elektrische Alternativtechnologien mit derselben Produktionskapazität aber nicht verfügbar bzw. weisen einen noch sehr niedrigen Technologiereifegrad auf (siehe auch Abbildung 4). Hier sind Beheizungstechnologien mit einer hohen Energiedichte notwendig, die zum einen durch **biogene Energieträger** mit den entsprechenden Eigenschaften (vgl. Kapitel 4.4) aber insbesondere durch **Wasserstoff** umgesetzt werden können. Obwohl Wasserstoff grundsätzlich für alle gasbeheizten Anwendungen eine Option darstellt, ist der Einsatz vor dem Hintergrund der Energieeffizienz (inkl. Vorkette der Erzeugung) zu prüfen, sodass der Einsatz von Wasserstoff trotz seines großen potenziellen Anwendungsfensters eine technische Notwendigkeit, insbesondere für Anwendungen mit hohen Prozesstemperaturen und/oder einen hohem Anlagendurchsatz, hat.

Für den Bereich der Dampf- und Warmwassererzeugung ist die Elektrifizierung mittels Elektrodenkessel technisch ausgereift, am Markt verfügbar und im Falle von Wärmepumpen mit hohen Effizienzgewinnen verbunden. Entsprechend sollte eine Elektrifizierung priorisiert werden. Gleichzeitig sind auch wasserstoffbeheizte Kessel bereits am Markt verfügbar. Ihr Einsatz kann dennoch dort sinnvoll sein, wo Wärmepumpen technisch nicht einsetzbar sind und Wasserstoff absehbar verfügbar sein wird.

Neben dem technischen Potenzial spielt für den Einsatz einer alternativen Beheizungstechnologie auch die **standortspezifische Verfügbarkeit eines Energieträgers** eine zentrale Rolle. So muss eine entsprechende Infrastruktur vorhanden sein, die den Einsatz von Strom oder Wasserstoff für die standortspezifische Transformation ermöglicht.

Auch **hybride Beheizungstechnologien** (bspw. Strom/Wasserstoff) haben ein großes Anwendungsfenster und können die Vorteile elektrischer und brenngasbasierter Beheizungstechnologie vereinen (siehe Abschnitt 4.2.3). Auf diese Weise können technische Grenzen einzelner Technologien überwunden werden; es sind jedoch ein entsprechender technischer und infrastruktureller Mehraufwand sowie höhere Investitionen einzuplanen. Hybride Systeme erhöhen gleichzeitig die Flexibilität und Resilienz (siehe These 10).

Abbildung 8: Einordnung und Anwendungspotenzial der betrachteten Alternativtechnologien



*Anwendungsspezifische Daten auf Basis der Branchenanalysen; insgesamt 40 Anwendungen (dargestellt sind die jeweilige Referenztechnik und ggf. die elektrische Alternative, falls bereits in größerem Umfang im Bestand vorhanden); nicht alle Referenztechniken lassen sich durch Alternativtechnologien (insbesondere elektrische) mit identischen Produktionsmengen ersetzen; der Technologiereifegrad TRL des Gesamtsystems ist für viele Anwendungen gering.

1) Für den Einsatz von Wasserstoff in den Branchen Metall- und Mineralindustrie ist der Technologiereifegrad der Gesamtanlage als gering eingestuft (TRL < 5), da mangels Verfügbarkeit von Wasserstoff die Einsatzfähigkeit in Pilot- oder Demonstrationsanlagen und die Auswirkungen auf den Prozess bisher vielfach (noch) nicht ausreichend erprobt werden konnten. Einzelne Komponenten (bspw. Brenner) haben vielfach jedoch bereits ein deutlich höheres TRL.

2) Im Vergleich zum Einsatz von Wasserstoff in der Metall- und Mineralindustrie bleiben bei der Dampferzeugung nachgelagerte Prozessschritte bzw. Produkteigenschaften unbeeinflusst. Wasserstoffbefeuerte Dampferzeuger werden für den großtechnischen Einsatz kommerziell angeboten (TRL 9) und sind bereits in Industriezweigen mit internen Wasserstoffflüssen, wie der Chemieindustrie, im Einsatz.

Quelle: eigene Darstellung, RWTH Aachen

2.4.7 These 7: Der zusätzliche Investitionsbedarf für den Neubau der Anlagen ist aus Systemsicht eher gering

Die nötigen Investitionen für den Umbau des Anlagenparks sollten in Synergie mit einer grundsätzlichen Modernisierung des Anlagenbestandes gesehen werden.

Es ist zu berücksichtigen, dass die Investitionen in Einzelfällen ein Vielfaches höher liegen können, wenn Kosten aus Abriss von Bestandsanlagen und Erweiterung der Infrastruktur wie Transformatoren und Stromnetzanschlüssen mitberechnet werden. Auch diese Kosten sollten "förderfähig" sein, da sie häufig reale Hemmnisse in der Umsetzung darstellen

Für alle betrachteten Anwendungen und Alternativtechniken wurden CAPEX-Kosten für die Investition ermittelt. Diese sind für den Fall eines vollständigen Umbaus des betrachteten Anlagenparks in Tabelle 2 je Branche aufsummiert. Es wird unterschieden zwischen einer Modernisierung und einem vollständigen Neubau bestehender Anlagen mit den jeweils heute genutzten Technologien, wie Erdgasbeheizung sowie einem vollständigen Neubau für die beiden Varianten Elektrifizierung und Wasserstoff. Es ist zu berücksichtigen, dass der angegebene Investitionsbedarf in den meisten Fällen nicht die gesamte Branche umfasst, sondern nur die ausgewählten Anwendungen einschließt. Dennoch ist in den meisten Branchen der Großteil der nötigen Investition enthalten. Es sind ausschließlich die Kosten für den Neubau der Öfen oder Dampferzeuger berücksichtigt. Mögliche Kosten aus dem Abriss bestehender Anlagen oder der Erweiterung der Infrastruktur wie Transformatoren und Stromnetzanschlüsse oder Wasserstoffleitungen werden nicht einberechnet und können den tatsächlichen Investitionsbedarf durchaus vervielfachen.

Die Ergebnisse der Analyse zeigen, dass CO_2-neutrale Techniken im Vergleich zum Neubau der Referenz nur geringfügig höhere Investitionen haben. Für viele Anwendungen ist allerdings eine Modernisierung des Anlagenbestands der bessere Vergleich. Dieser wäre deutlich weniger investitionsintensiv. Bei einer Modernisierung der Referenztechniken liegen die Investitionen über alle betrachteten Anwendungen in etwa bei 8,3 Mrd. Euro. Bei vollständiger Elektrifizierung über den Neubau von Anlagen summieren sich die nötigen Investitionen auf eine Größenordnung von 32,6 Mrd. Euro. Bei Wasserstoff liegen die nötigen Investitionen für den Neubau etwas niedriger als bei einer Elektrifizierung. Es ist davon auszugehen, dass jedoch in vielen Fällen eine Umrüstung bestehender gasbefeuerter Anlagen auf Wasserstoff möglich ist. Dies würde die nötigen Investitionen für eine Umstellung auf Wasserstoff weiter senken.

Es wird auch ersichtlich, dass sich der Investitionsbedarf deutlich zwischen den Branchen unterscheidet. Dies hängt weniger mit den spezifischen Kosten zusammen als vielmehr mit der Größe des heutigen Anlagenparks und der Auswahl der betrachteten Anwendungen. In einigen Anwendungen werden besonders investitionsintensive Techniken verwendet oder stehen zur Verfügung (z.B. KWK-Anlagen und Wärmepumpen in der Dampferzeugung). Da diese sich aufgrund der hohen Gesamtkostenanteile der Energienutzung – siehe These 8 – aber meist als attraktivste Option herausstellen, wird auch für die Investitionsabschätzung hier von ihrer Verwendung (wo verfügbar) ausgegangen. Dadurch ist in diesen Bereichen (z.B. Chemieparks) die Investition in eine wasserstoffbasierte Prozesswärmeerzeugung – ausschließlich als Kessel implementiert – deutlich geringer als Referenz und Elektrifizierung. Wo weder KWK noch Wärmepumpen relevant sind, entspricht der Investitionsaufwand für Wasserstoffkessel im Allgemeinen denen des Neubaus der Referenztechnik Erdgaskessel. Die angegebenen Werte beziehen sich ausschließlich auf die die Prozesswärme erzeugende Anlage.

Dieser berechnete Investitionsbedarf erlaubt als Größenordnung erste Schlüsse, sollte jedoch in Zukunft weiter vertieft und ergänzt werden. Grundsätzlich unterscheiden sich einzelne Anlagen stark und neben den Kosten des Anlagenbaus kommen weitere Infrastrukturkosten hinzu. Empirische Daten zum Bau von Anlagen, die derzeit noch nicht am Markt verfügbar sind, sind per Definition nicht vorhanden. Entsprechend mussten Schätzungen und Analogien von bestehenden Anlagen genutzt werden. In Zukunft sollten diese Schätzungen mit realen Investitionsfällen abgeglichen werden. Auch würde eine strukturierte Analyse der zusätzlichen

Kosten aus Infrastruktur und Umbaubedarf ein genaueres Bild auf die tatsächlichen Investitionen erlauben.

Tabelle 2: Investitionsbedarf für eine vollständige Umstellung der untersuchten Anwendungen [Mrd. Euro2020]

		Modernisierung	Neubau		
	Branche	**Referenz**	**Referenz**	**Elektrifizierung**	**Wasserstoff**
Metallindustrie	Gießerei-Industrie	0,10	0,48	0,25	0,52
	Härtereitechnik	0,10	1,74	1,55	1,74
	Umformtechnik	0,02	0,06	0,06	0,06
	Wärme- und Glühöfen Stahl-Walzwerke	1,40	12,46	10,64	12,46
	NE-Metallindustrie: Aluminium	0,04	0,29	0,26	0,18
	NE-Metallindustrie: Kupfer	0,15	0,39	0,41	0,39
Mineralindustrie	Glasindustrie inkl. Glasfaser	0,89	1,33	1,06	1,33
	Kalkindustrie	0,20	0,61	0,61	0,61
	Keramik- und Ziegelindustrie	1,79	3,57	3,57	3,57
	Zementindustrie	1,94	3,11	9,11	3,11
Dampf	Dampfversorgung Chemieparks	0,87	1,34	3,05	0,34
	Milchpulverherstellung	0,06	0,09	0,21	0,02
	Papierherstellung (Trockenpartie)	0,75	1,15	1,78	1,18
	SUMME	**8,31**	**26,62**	**32,56**	**25,51**

Die Spalte "Referenz" bezieht sich auf aktuell verwendete Techniken (darunter KWK-Anlagen mit hohen Investitionen). Die Spalte "Neubau Elektrifizierung" bezieht sich im Dampfbereich (Papier, Chemie, Nahrungsmittel) auf Wärmepumpen, sonst auf direktelektrische Beheizung, die Spalte "Neubau Wasserstoff" auf Wasserstoffkessel. Das Ergebnis ist ein Produkt aus spezifischen Investitionskosten und installierter Gesamtkapazität (siehe Branchenanalysen).

2.4.8 These 8: Die Umstellung auf CO_2-neutrale Techniken ist mit deutlich höheren Energiekosten verbunden

Investitionsförderung ist ein wichtiger Baustein der Transformationsstrategie, aber nicht ausreichend. Entscheidend sind die Energiekosten. Hier gilt es einen Marktrahmen zu schaffen, der den wirtschaftlichen Betrieb CO_2-neutraler Techniken ermöglicht und Investitionen wirtschaftlich attraktiv macht. Konkret heißt dies, dass CO_2-neutraler Wasserstoff und Strom gegenüber Erdgas konkurrenzfähig sein müssen.

Unter den im Referenzfall vorherrschenden Rahmenbedingungen ist die Transformation zur Nutzung CO_2-neutraler Prozesswärme mit deutlich höheren Energiekosten verbunden. Diese bestimmen maßgeblich die Gesamtkosten und damit die wirtschaftliche Attraktivität

der Techniken. Insbesondere die Preisdifferenz zwischen dem zunächst vorherrschenden Energieträger Erdgas (Referenzfall: 40 €/MWh) und Strom (Referenzfall: 90 €/MWh) ergänzt um eine CO_2-Bepreisung (Referenzfall: 75 €/$t_{CO2\text{-}Äq.}$) bestimmt die Verbreitung CO_2-neutraler Techniken. Für die direkte Elektrifizierung und die indirekte Elektrifizierung über Wasserstoff (Referenzfall: 120 €/MWh) liegen die Energiekosten dadurch um den Faktor 1,5 bis 2,5 über denen der fossilen Techniken. Gleichzeitig existieren Anwendungen (etwa im Dampfbereich), in denen durch Effizienzgewinne mittelfristig nur geringe Mehrkosten entstehen. Effizienzgewinne können die Mehrkosten CO_2-neutraler Energieträger gegenüber fossilen Energieträgern jedoch in den meisten Fällen nicht kompensieren. Insgesamt sind CO_2-neutrale Techniken bei diesen Preisniveaus nicht konkurrenzfähig.

Die Wirtschaftlichkeit CO_2-neutraler Prozesswärmetechniken wird durch ein verändertes Preisgefüge ermöglicht, in dem ein höherer CO_2-Preis (2030: 150 €/$t_{CO2\text{-}Äq.}$) und ein niedrigerer Strompreis (~40 €/MWh) sowie Wasserstoffpreis (60 €/MWh) angenommen werden (siehe dazu die eingeführten Schritte in den Abschnitten 7.3.1 bis 7.4). Die direkte Elektrifizierung wird so deutlich günstiger als die Nutzung von Wasserstoff oder fossiler Energieträger. Sollten CO_2-neutrale Techniken nur über den CO_2-Preis des Emissionshandels wettbewerbsfähig werden, so ist mindestens ein Preisniveau von 150 Euro/t CO_2 nötig bzw. für viele Fälle mehr.

Es zeigt sich, unabhängig von der Technik, die sehr hohe Bedeutung der Energiekosten, besonders im Vergleich mit den Investitionen. So liegen die Energiekosten für ein Jahr in etwa in der gleichen Größenordnung wie die gesamten für die Umstellung aller betrachteten Anwendungen nötigen Investitionen (Vergleich These 7). Auch, wenn die Unsicherheiten bei zukünftigen Energiepreisen sehr hoch sind, so ist sicher, dass diese für die meisten Anwendungen einen deutlich größeren Teil der Gesamtkosten ausmachen als die reine Investition.

Tabelle 3: Jährliche Energie- und CO_2-Kosten bei vollständiger Umstellung, Referenzfall [Mrd. Euro2020/a]

	Branche	Referenzpreise (75 €/t CO_2)			Preisvariante (150€/t CO_2)		
	Technologie	**Ref***	**Strom**	**H_2**	**Ref***	**Strom**	**H_2**
	Preisannahme [€/MWh]	**40**	**90**	**120**	**40**	**40**	**60**
Metallindustrie	Gießerei-Industrie	0,4	0.5	1	0,5	0,3	0,5
	Härtereitechnik	0,3	0,6	0,9	0,5	0,3	0,5
	Umformtechnik	0,1	0,1	0,2	0,1	0,05	0,1
	Wärme- und Glühöfen Stahl-Walzwerke	2,9	5,2	8,1	4,2	2,6	4,1
	NE-Metallindustrie: Aluminium	0,4	0,6	1,1	0,6	0,3	0,5
	NE-Metallindustrie: Kupfer	0,1	0,1	0,2	0,1	0,1	0,1
Mineralindustrie	Glasindustrie inkl. Glasfaser	1,6	1,9	4,5	2,3	0,9	2,3
	Kalkindustrie	0,9	1,7	2,5	1,3	0,9	1,2
	Keramik- und Ziegelindustrie	0,9	1,8	2,6	1,4	0,9	1,3

	Branche	Referenzpreise (75 €/t CO_2)			Preisvariante (150€/t CO_2)		
	Zementindustrie	2,2	9,5	12,3	4,3	4,7	6,2
Dampf	Dampfversorgung Chemieparks	6,1	6	13,3	8,8	3	6,7
	Milchpulverherstellung	0,2	0,2	0,5	0,4	0,1	0,3
	Papierherstellung (Trockenpartie)	3,6	5,2	9,9	05.	2,7	4,9
	SUMME	**21,8**	**33,4**	**57,1**	**31,5**	**16,7**	**28,5**

*Für die Referenz wurde in dieser vereinfachten Betrachtung für fast alle Branchen der Preis von Erdgas angenommen. Nur für die Zementindustrie wurden deutlich niedrigere Preise hinterlegt, um dem Brennstoffmix der Branche Rechnung zu tragen.

2.4.9 These 9: Aufgrund langer Modernisierungszyklen ist die Gefahr von stranded investments hoch

Eine planbare Transformationspolitik erlaubt den Unternehmen zukünftige Preisänderungen frühzeitig zu antizipieren. Diese vorausschauende Transformation hilft Stranded Assets und Lock-ins zu vermeiden und Möglichkeitsfenster bei Re-Investitionen oder Modernisierungen zu nutzen.

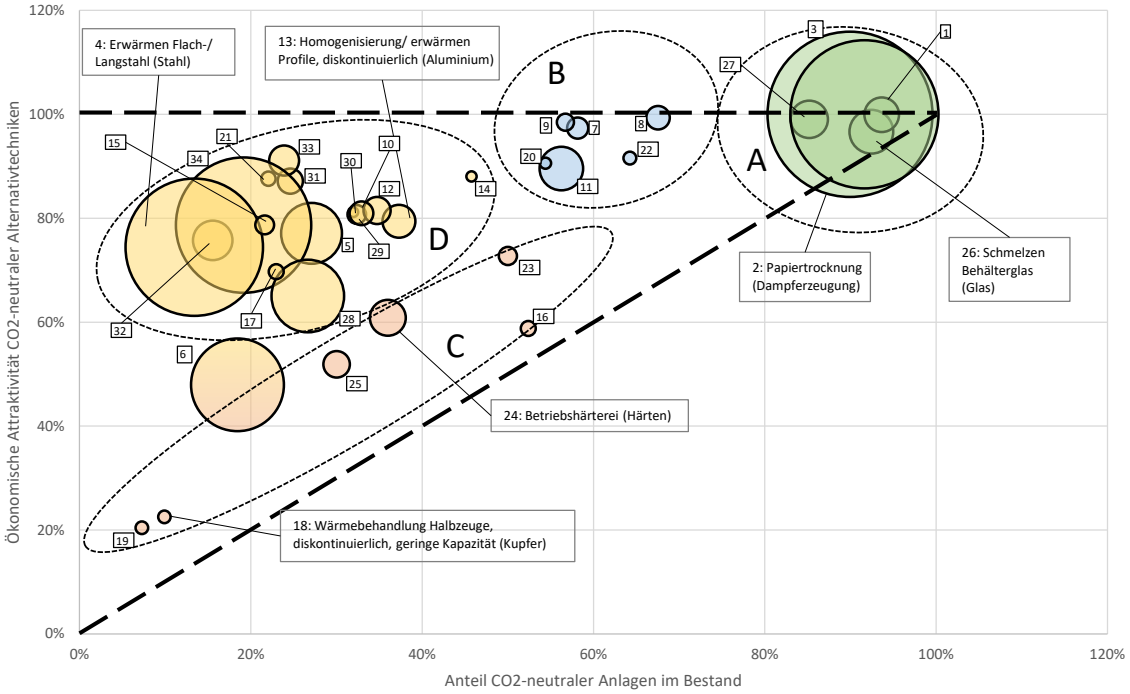
Die Ergebnisse der Diffusionsmodellierung (siehe Abschnitt 7) zeigen, dass die **Reinvestitionszyklen und damit die Dynamik oder Trägheit des Anlagenaustauschs** ein bestimmender Faktor für die Geschwindigkeit ist, mit der sich neue CO_2-neutrale Verfahren im Anlagenbestand durchsetzen werden. Das bedeutet, dass auch starke wirtschaftliche Signale nur mit einer relevanten Zeitverzögerung wirken können, da die Nutzungsdauer von vielen Anlagen teilweise mehrere Jahrzehnte beträgt. Die unterschiedlichen Anwendungen in den verschiedenen Branchen unterscheiden sich dabei deutlich hinsichtlich der Voraussetzungen für eine schnelle Marktdiffusion. Zu den Voraussetzungen zählen Technikverfügbarkeit, Wirtschaftlichkeit der CO_2-neutralen Alternativen (verglichen mit der fossil befeuerten Referenztechnik) sowie die Lebensdauer bzw. der Modernisierungszyklus. Auf dieser Grundlage lassen sich die einzelnen Anwendungen in Gruppen zusammenfassen, entsprechend ihrer Diffusionsdynamik (für weitere Informationen siehe Abschnitt 7.4). Für viele dieser Anwendungen kann eine Situation entstehen, in der CO_2-neutrale Anlagen zwar wirtschaftlich attraktiv sind, aber aufgrund bestehender fossiler Anlagen nicht in den Markt eintreten. Diese Situation ist in Abbildung 9 für das Jahr 2040 dargestellt.

In Abbildung 9 stellt jede Blase eine Anwendung dar – ihre Größe repräsentiert die Produktionsmenge. Die Farben der Blasen zeigen die Zugehörigkeit zu den identifizierten Gruppen A bis D. Diese Gruppen ordnen die Anwendungen nach den für sie maßgeblichen Herausforderungen entlang der Achsen "Austauschgeschwindigkeit" und "wirtschaftliche Attraktivität". In der Transformation erfolgreiche Anwendungen liegen dabei oben rechts, d. h. die Verwendung CO_2-neutraler Techniken ist dort wirtschaftlich attraktiv und ein Anlagenaustausch findet statt. Anwendungen oben links (D) verfügen zwar über wirtschaftlich attraktive CO_2-neutrale Technikoptionen, diese werden aber nicht hinreichend umgesetzt. Der umgekehrte Fall liegt bei Gruppe C vor. Gruppe B beinhaltet einen Zwischenschritt von Gruppe A und Gruppe D. Genaue Informationen sind in Tabelle 193 und Abschnitt 7.4.5 zu finden.

Da lange Anlagennutzungsdauern und Modernisierungszyklen den Transformationsprozess deutlich verlangsamen können, sind frühe klima- und energiepolitische Signale maßgeblich, um Investitionen in (dann besonders langlebige) neue fossile Anlagen zu verhindern. Dies bedeutet,

ab sofort wirtschaftlich tragfähige Betriebsbedingungen für CO_2-neutrale Prozesswärmetechniken zu schaffen.

Abbildung 9: Diffusion und Attraktivität CO_2-neutraler Anlagen (2040) nach Anwendung



Je größer der Kreis, desto höher der Energieverbrauch. Die Farben geben die Zuordnung zu den vier Gruppen A bis D an. Dem Szenario unterliegt die Annahme von starken wirtschaftlichen Anreizen und beschleunigtem Anlagenaustausch (Stufe 3). Siehe Tabelle 193 und Abschnitt 7.4.5 für vollständige Auflistung der Annahmen.
Quelle: eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

2.4.10 These 10: Hybride Anlagenkonzepte können den Einstieg in die CO_2-neutrale Prozesswärme ermöglichen

Hybride Systeme können einen Einstieg in die CO_2-neutrale Prozesswärme ermöglichen. Dafür sind Hemmnisse, die Investitionen in hybride Anlagen entgegenstehen, abzubauen, z. B. durch eine Reform der Netzentgelte. Hybride Systeme sollten gefördert und durch einen geeigneten marktlichen Rahmen angereizt werden, z. B. um ein Nachrüsten bestehender gasbeheizter Anlagen mit zusätzlicher elektrischer Beheizung zu erproben und umzusetzen. Die Transformationsstrategie kann so einen wichtigen Beitrag zu einem resilienten und flexiblen Industriesystem sowie zur Integration erneuerbarer Energien in das Energiesystem leisten.

Hybride Anlagenkonzepte sind in vielen unterschiedlichen Ausgestaltungen umsetzbar, die sich u.a. im Hinblick auf Wirtschaftlichkeit, Flexibilität und CO_2-Vermeidung unterscheiden. Als Beispiele für hybride Anlagenkonzepte können die folgenden Möglichkeiten genannt werden:

- bestehende Erdgas-KWK mit Elektrodenkessel ergänzen;
- Dampfkessel mit Mehrfachbrenner;
- Neuinvestition in zusätzliche elektrische Anlage ergänzt mit Erdgas beheizter Anlage;

- redundante Beheizungssysteme mit Überkapazität (bspw. Brenner und elektrische Beheizung);
- Modernisierung bestehender Anlagen mit kombinierten Erdgas- und Wasserstoffbrennern (fuel-switch).

Hybride Prozesswärmetechnologien können die Transformation ermöglichen, indem sie den Unternehmen erlauben schrittweise mehr Erfahrungen mit der Integration von CO_2-neutralen Technologien in Prozessketten zu sammeln. Investitionen in neue Technologien haben nur ein geringes Risiko, wenn die heutige Referenztechnik noch einige Jahre weiter betrieben wird. Der Anteil der neuen Technologien wie z.B. der elektrischen Prozesswärme kann so entsprechend der Marktsignale kontinuierlich hochgefahren werden. Dadurch werden unsichere Energiepreise als Investitionshemmnis weniger relevant.

Hybride Beheizungstechnologien bringen weitere Vorteile mit sich. Sie ermöglichen eine Teilelektrifizierung von Prozessen, die aufgrund von hohen nötigen Prozesstemperaturen und Energiedichten schwierig zu elektrifizieren sind. Gleichzeitig erhöhen hybride Systeme die Resilienz und Versorgungssicherheit der Produktion indem sie Unternehmen erlauben, flexibel auf volatile Energiemärkte zu reagieren und so Energiepreisspitzen abzufedern, sofern diese Systeme Überkapazitäten bereithalten. Im gegenwärtigen Anlagenbestand der Metall- und Mineralindustrie sowie der Dampferzeugung ist das technische Potenzial für die Bereitstellung von Flexibilität durch Thermoprozessanlagen in Bezug auf die eingesetzten Energieträger gering (vgl. Kapitel 3.5). Prozessseitig stellt hauptsächlich der erforderliche kontinuierliche Betrieb der Anlagen bei hoher Volllaststundenzahl und die Tatsache, dass nur selten Überkapazitäten vorhanden sind, eine Einschränkung dar.

Kurzfristig weisen hybride Systeme besonders im Bereich der Dampferzeugung hohe Potenziale und können den Einstieg in die CO_2-neutrale Prozesswärme risikoarm ermöglichen, da Technologien bereits am Markt verfügbar sind. Am relevantesten dürfte die Ergänzung von erdgasbefeuerter Dampferzeugung mit Elektrodenkesseln bzw. Wärmepumpen sein. Langfristig ist eine vollständige Elektrifizierung aufgrund des höheren Gesamtwirkungsgrades vorteilhaft. Im Bereich der Industrieöfen ist die Bewertung der Flexibilität und Hybridisierung stark von der einzelnen Branche abhängig. Aufgrund der Integration der Anlagen in den Produktionsprozess können teilweise Umsetzungshemmnisse einer Flexibilisierung entgegenstehen.

In der Regel sind hybride Beheizungstechnologien mit einem deutlich erhöhten technischen und wirtschaftlichen Umsetzungsaufwand verbunden. Das betrifft sowohl den parallelen Betrieb von Anlagen an den Industriestandorten, wie auch die parallele Erhaltung von Energieinfrastrukturen und -Transportkapazitäten. Aufgrund der hohen Bedeutung von Energiekosten während des Anlagenbetriebs im Vergleich zu den eher geringeren Investitionskosten (vgl. Thesen 8 und 9) kann die flexible Prozesswärmebereitstellung unter unsicheren Rahmenbedingungen dennoch eine Schlüsseltechnologie werden. Es sollte anwendungsspezifisch abgewogen werden, welche Rolle Flexibilität und Hybridisierung in der Energieversorgung eines Standortes einnehmen können.

Um die Potenziale der flexiblen und hybriden Prozesswärme zu erschließen müssen bestehende Hemmnisse abgebaut werden. Eine Reform der Netzentgelte sollte zum Ziel haben, einen flexiblen und systemdienlichen Betrieb von großen Stromverbrauchern zu ermöglichen, anstatt wie unter der jetzigen Regulierung möglichst hohe Volllaststunden anzureizen (Agora Industrie und FutureCamp Climate 2022). Darüber hinaus sollten Förderprogramme gezielt Investitionen ermöglichen. Der Mehrwert solcher Förderprogramme sollte klar gewürdigt werden,

da sie nicht nur klimafreundliche Technologien unterstützen, sondern auch die Resilienz und Versorgungssicherheit der Industrieproduktion stärken.

2.4.11 These 11: CO_2-neutrale Techniken mindern direkte Umweltwirkungen sowie Umweltkosten

Vorteile aus der Verringerung von Umweltkosten sollten in eine ganzheitliche Kosten-Nutzen-Bilanz einbezogen werden. In der Kommunikation sollte Wert auf eine ganzheitliche Transformation hin zu einer sauberen und nachhaltigen Industrieproduktion gelegt werden.

Ergänzend zu den technischen Analysen hat die multikriterielle Technikanalyse anhand der zwölf untersuchten Kriterien (Abbildung 10) gezeigt, dass keine prinzipiellen Gründe gegen den breiteren Einsatz der Alterativtechniken zu stehen scheinen.

Abbildung 10: Übersicht der betrachteten Bewertungskriterien



Quelle: eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

Die übergreifende Auswertung der qualitativ analysierten Kriterien verdeutlicht insbesondere (Abbildung 11, Aufschlüsselungen u.a. in Anhang A.19 und weitergehend in detailliierten, separaten Analyseblättern), dass durch eine Umstellung auf die Alternativtechniken tendenziell mit einer Minderung bei der Freisetzung (lokaler) Luftschadstoffe zu rechnen ist, vor allem im Fall einer Elektrifizierung. In Bereichen anderer Umweltwirkungen gehen aus der Analyse keine relevanten, veränderten Belastungen hervor. Allerdings können je nach gewählter Lösung mögliche Wassermehrverbräuche, zusätzliche Platzbedarfe und die Konkurrenzsituation um Biomasse Aspekte sein, die bei der Anlagenwahl und Strategieentwicklung im Einzelnen besonders zu berücksichtigen sind. In Summe ist mit Blick auf den Einsatz CO_2-neutraler Prozesstechniken von einer positiven Tendenz hinsichtlich der Umweltwirkungen auszugehen.

Abbildung 11: Erkenntnisse zu den qualitativen Bewertungskriterien im Jahr 2050

Perspektive: Jahr 2050	Anmerkungen
Luftschadstoffe	Tendenziell Verbesserung hinsichtlich der Freisetzung, insbesondere durch Umstellung von Verbrennungsprozessen auf strombasierte Anlagen.
Sonstige Belastungen	Keine relevanten Belastungen unter Prämisse der Einhaltung notwendiger Sicherheitsvorkehrungen identifiziert.
Metallische Ressourcen	Keine substantiellen Änderungen, Verschiebungen innerhalb der Metalle denkbar.
Andere Ressourcen	Keine besonders kritischen Bereiche, ggf. Einschränkungen durch Platzverhältnisse, Wasserverbräuche oder Biomassekonkurrenz.
Akzeptanz	Keine grundsätzlich problematischen Bereiche erkennbar.
Wechselwirkungen	Hinweis auf Festlegung auf einen Energieträger bei Elektrifizierung; Strom- und H2-Infrastrukturen notwendig; Änderungen betreffen ggf. auch lokale Abwärmenutzung.
Wettbewerbsfähigkeit & Wertschöpfung	Positiver Beitrag im Kontext der Entwicklung emissionsarmer Technologien.

Quelle: eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

Ein entscheidender Faktor für den Einsatz der Alternativtechniken ist ihre Wirtschaftlichkeit. Dabei stehen (einzel-)wirtschaftlichen Mehrkosten für den Einsatz der Alternativtechniken substantielle Verringerungen gesamtgesellschaftlicher Umweltkosten gegenüber. Die Höhe dieser Minderungen hängt dabei u.a. vom Dekarbonisierungspfad der eingesetzten elektrischen Energie ab. Die durchgeführte Untersuchung legt nahe, dass die Auswirkungen auf die Umweltkosten in der Transformationsstrategie einbezogen werden sollte.

3 Methodik

3.1 Terminologie und Definition der betrachteten Techniken

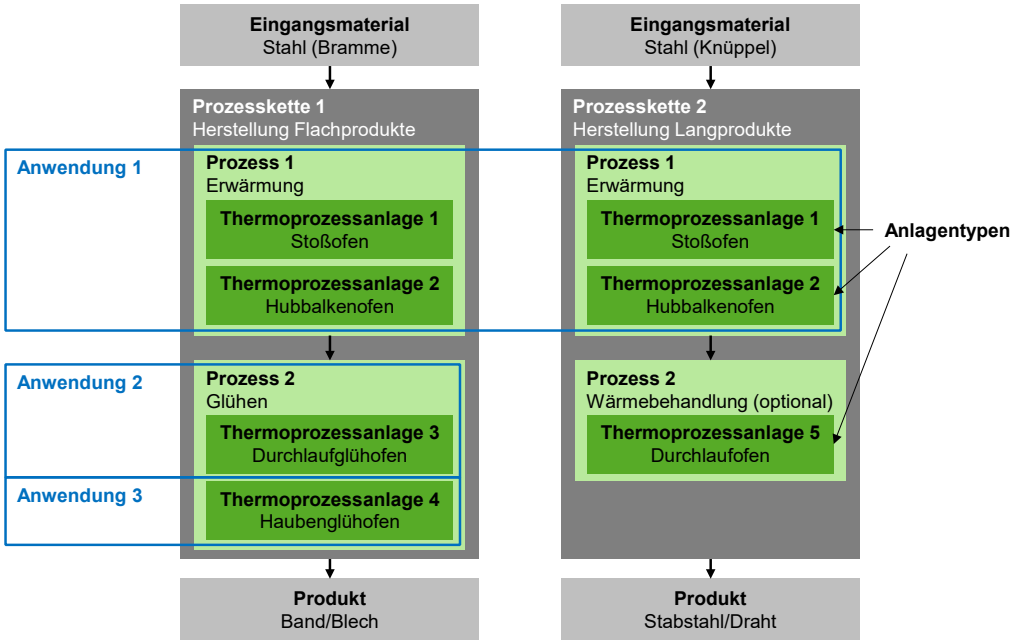
Die Studie unterteilt sich in **vier Arbeitspakete** (AP) mit unterschiedlichen inhaltlichen und methodischen Schwerpunkten. Grundlage ist die **technikorientierte Branchenanalyse in AP1**. Sie beinhaltet u.a. die Ermittlung des aktuellen Stands der Technik der Prozesswärmeerzeugung sowie des weiteren Handlungsbedarfs im Bereich Forschung und Entwicklung je Anwendung und die Erhebung von techno-ökonomischen Parametern zu den jeweiligen Referenz- und Alternativtechniken inkl. Zahlen zum Anlagenbestand in Deutschland anhand von Technikbeispielen. In Kapitel 4 werden zunächst die Technologien, ihre grundlegenden Wirkungsweisen, Eigenschaften und Limitierungen erläutert (*Technologieanalyse*). Anschließend werden für die unterschiedlichen Branchen und Anwendungen die daraus abgeleiteten Referenz- und Alternativtechniken dargestellt und branchenspezifisch analysiert (*Branchenanalyse*). Für die Auswahl der relevanten Anlagentypen erfolgt eine erste Abschätzung des jährlichen Energiebedarfs und der daraus resultierenden CO_2-Emissionen auf Basis des Anlagendurchsatzes eines Anlagentyps. Für die Recherche werden neben Expert:inneninterviews nationale und internationale Literaturquellen verwendet, welche einen Bezug zum Standort Deutschland aufweisen und für diesen als repräsentativ erachtet werden. Die aus dieser Recherche ermittelten Referenz- und Alternativtechniken werden für die Verwendung in den Bewertungstools in AP2 und AP3 aufbereitet. **AP2 betrachtet Wirtschaftlichkeit und Technikdiffusion** für den gesamten Anlagenbestand anhand eines Simulationsmodells. **AP3** nimmt eine **multikriterielle Betrachtung** vor und integriert neben technischen und wirtschaftlichen auch ökologische Kriterien in die Betrachtung. In **AP4** werden basierend auf den Ergebnissen der vorigen Arbeitspakete **Elemente und Handlungsempfehlungen für eine Transformationsstrategie** zur CO_2-neutralen Prozesswärme herausgearbeitet.

Im Lichte der großen Herausforderung des sehr heterogenen Anlagenbestandes und der vielen unterschiedlichen Produktionsprozesse besteht ein zentraler Teil der Arbeiten in AP1 darin eine sinnvolle Aggregationsebene zu definieren, welche genügend präzise ist um techno-ökonomische Parameter zu erheben und gleichzeitig aggregiert und vereinfacht genug, um den Überblick des Anlagenparks nicht zu verlieren und möglichst repräsentativ zu sein. Die Definition setzt eine klare **Terminologie** voraus, welche AP-übergreifend einheitlich genutzt wird und im Folgenden zusammengefasst ist. Für die Metall- und Mineralindustrien sowie die Querschnittstechnik Dampferzeugung wurden insgesamt 13 *Branchen* untersucht (z. B. "Wärme- und Glühöfen Stahl" oder "Glasindustrie"). Für jede Branche wurden die zentralen *Prozessketten* betrachtet und die energetisch wichtigsten einzelnen *Prozesse/Prozessschritte* identifiziert (Beispiel "Erwärmung"). Jedem Prozess werden eine oder mehrere *Thermoprozessanlagen* zugeordnet, welche wiederum zu Anlagentypen (z. B. Stoßofen oder Hubbalkenofen) zusammengefasst werden können. Basierend auf den ausgewählten Prozessen und Anlagentypen wurden spezifische *Anwendungen* für die weiteren Betrachtungen definiert, indem z. B. nach Branche, Produkt, Betriebsweise, Beheizung (Strom/Gas) oder Größenklassen unterschieden wurde. Jede *Prozesskette* kann dabei mehrere *Anwendungen* enthalten. Siehe hierzu die Übersicht in Abbildung 12.

Jeder *Anwendung* wird eine charakteristische *Referenztechnik* zugeordnet (Abbildung 13). Ein Beispiel für eine *Anwendung* in der Metallindustrie ist das "kontinuierliche Erwärmen von Band/Blech auf 1250°C". Darüber hinaus werden jeder Anwendung zwei bis vier CO_2-neutrale *Alternativtechniken* entsprechend der betrachteten CO_2-neutralen *Technologien* zugeordnet. Für alle Anwendung werden Alternativtechniken auf Basis der Technologien Elektrifizierung und Wasserstoff betrachtet. Je nach Relevanz für einzelne Anwendungen wird auch der Einsatz von

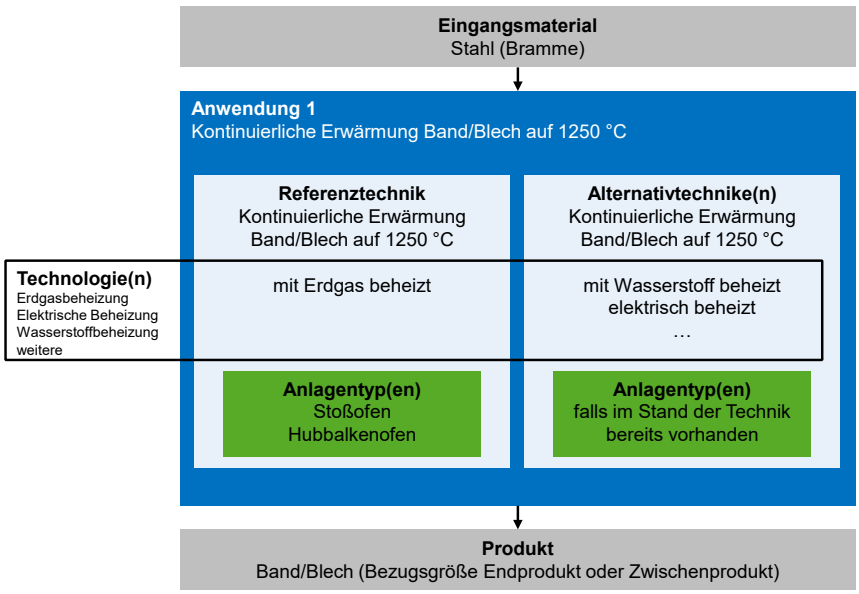
Biomasse betrachtet. Die verwendete Terminologie unterscheidet dabei insbesondere zwischen *Technologien*, die allgemein eine Art der Prozesswärmeerzeugung beschreiben, und *Techniken*, welche die Anwendung einer Technologie in einem konkreten Zusammenhang (einer Anwendung) darstellen). Zur Bewertung der *Technologien* wurden anwendungsspezifische *Alternativtechniken* definiert. Die *Alternativtechniken* werden mit den *Referenztechniken* anhand von charakteristischen *Technikbeispielen* verglichen, welche nach Einschätzung von Expertinnen und Experten eine hohe Relevanz für den heutigen Anlagenpark haben.

Abbildung 12: Terminologie der Analyse: Prozesskette, Prozesse, Anwendung und Anlagentypen



Anmerkung: Stark vereinfachtes Beispiel in Anlehnung and die Ergebnisse aus der Branche "Wärme- und Glühöfen Stahl"
Quelle: eigene Darstellung, RWTH Aachen

Abbildung 13: Terminologie der Analyse: Technologie, Referenz- und Alternativtechniken



Anmerkung: Stark vereinfachtes Beispiel in Anlehnung and die Ergebnisse aus der Branche "Wärme- und Glühöfen Stahl"
Quelle: eigene Darstellung, RWTH Aachen

3.2 Untersuchungsrahmen und Übertragbarkeit der Ergebnisse

Im vorliegenden Bericht wird ein Forschungsansatz beschrieben, der Prozesswärmeerzeugung gezielt auf Anwendungsebene untersucht. Er berücksichtigt dafür neben Prozessen der Grundstoffindustrie (Zement, Kalk, Glas, Papier) viele Anwendungen bspw. aus der Umformtechnik, Härtereitechnik, Gießerei-, Aluminium- und Kupfer- sowie Keramik- und Ziegelindustrie. Aufgrund der Vielfalt und Heterogenität der verarbeitenden Industrie in Deutschland kann die getroffene Auswahl allerdings nur stellvertretend sein (siehe Darstellungen zur Anwendungsauswahl in Abschnitt 5). Die Systemgrenze der Betrachtung ist vergleichbar mit der Endenergie in der Energiebilanz definiert. D. h. es wird untersucht, wie Energieträger wie Wasserstoff oder Strom zur Prozesswärmebereitstellung beitragen können. Aspekte der Erzeugung dieser Sekundärenergieträger wie Systemeffizienz, Umwandlungstechniken oder Herkunft werden in dieser Studie nicht betrachtet.

Die Untersuchung umfasst 13 Branchen der Metall- und Mineralindustrie sowie der Dampferzeugung, für welche **35 Anwendungen** aggregiert wurden. Für jede Anwendung wird eine Referenztechnik definiert, welche die heutige wichtigste Technik zur Prozesswärmeerzeugung in der jeweiligen Anwendung darstellt. Je Referenztechnik werden zwei bis vier CO_2- Alternativtechniken untersucht, die eine CO_2-neutrale Prozesswärmeerzeugung ermöglichen. Die folgenden Branchen wurden im Rahmen der Studie betrachtet.

Metallindustrie:

- Wärme- und Glühöfen Stahl (3 Anwendungen)
- Gießerei-Industrie (4 Anwendungen)
- NE-Metallindustrie Aluminium (4 Anwendungen)
- NE-Metallindustrie Kupfer (5 Anwendungen)
- Umformtechnik (3 Anwendungen)
- Härtereitechnik (3 Anwendungen)

Mineralindustrie:

- Glasindustrie (inkl. Glasfaser) (2 Anwendungen)
- Kalkindustrie (3 Anwendungen)
- Zementindustrie (1 Anwendung)
- Keramik und Ziegelindustrie (3 Anwendungen)

Dampferzeugung:

- Nahrungsmittelindustrie (1 Anwendung)
- Papierindustrie (2 Anwendungen[4])
- Chemieindustrie (1 Anwendung)

[4] Beide Anwendungen umfassen die Papiertrockung. Da üblicherweisee nur ein Hauptenergieträger am Papierstandort zum Einatz kommt, berücksichtigt eine Anwendung Erdgas als Energieträger für die Referenztechnik. Die andere Anwendung beschreibt den Fall, dass die Hälfte des Dampfes durch die Verbrennung von Biomasse erzeugt wird (vgl. Kapitel 5.11).

Insgesamt wurden im Rahmen der Branchenanalyse der Metall- und Mineralindustrie sowie der Dampferzeugung

- 26 unterschiedliche Prozessketten,
- 30 unterschiedliche Produkte[5],
- 63 energieintensive produktspezifische Prozesse und
- 75 Anlagentypen

analysiert. Diese wurden zu 35 Anwendungen (Referenztechniken) aggregiert und für die weiteren Betrachtungen ausgewählt. Die Auswahl der Anwendungen für die Technikbeispiele folgt einem **"Bottom-up"-Ansatz** im Rahmen einer umfangreichen Branchenanalyse (Abschnitt 5). Ziel ist es, die energetisch bedeutendsten Anwendungen zu berücksichtigen. Im Fokus der Analyse stehen

- produktspezifische Produktionsmengen,
- energieintensive Prozessschritte entlang der Prozesskette und Energieträger,
- verwendete Anlagentechnik und Beheizungstechnologie,

sodass auf Basis der jährlichen Produktionsmengen (bzw. kumulierten Anlagendurchsatz entlang der Prozesskette bei mehreren energieintensiven Prozessschritten), dem prozess- und anlagenspezifischen Energiebedarf und den CO_2-Faktoren der eingesetzten Energieträger (bspw. Erdgas, Koks oder Strom) eine Abschätzung des branchenspezifischen Gesamtenergiebedarfs und der CO_2-Emissionen für die betrachteten Anlagentypen und Anwendungen erfolgen kann.

Die Abschätzung mittels des anwendungsspezifischen jährlichen Energieverbrauchs zeigt unterschiedliche Extremwerte. Aufgrund der in der gleichen Größenordnung liegenden Energieintensitäten der Branchen bestimmt die Produktionsmenge bzw. der kumulierte Anlagendurchsatz[6] maßgeblich die Rangfolge der Energiebedarfe. Dadurch liegt die Stahlverarbeitung (18,6 TWh für die betrachteten Anwendungen) mit großem Abstand vorne, gefolgt von Gießereien (2,4 TWh für die betrachteten Anwendungen), Aluminiumverarbeitung (3,1 TWh für die betrachteten Anwendungen) und Härtereitechnik (2,1 TWh für die betrachteten Anwendungen).

Innerhalb des Sektors der Metallindustrie entfällt der größte Gesamtenergieverbrauch (> 65 %) auf die Branche "Wärme- und Glühöfen Stahl" und innerhalb des Sektors der Mineralindustrie auf die "Zementindustrie" (> 55 %). Insgesamt haben aber alle Branchen einen relevanten Anteil am jährlichen Gesamtenergieverbrauchs eines Sektors (> 2,5 %). Dabei ist zu berücksichtigen, dass insbesondere die bei den Branchen der Metallindustrie Abhängigkeiten zwischen den einzelnen Branchen bestehen, sodass bspw. die Härtereitechnik Produkte der Umformtechnik weiterverarbeitet. Die im Rahmen der Studie ausgewählten branchenspezifischen Anwendungen und Technikbeispiele decken dabei mindestens 70 % des abgeschätzten jährlichen Gesamtenergiebedarfs bzw. der jährlichen CO_2-Emissionen der Anlagentypen in den betrachteten Branchen ab.

[5] Für die Dampfanwendungen werden nachgelagerte Produktionsprozesse nur anhand des insgesamt erforderlichen Dampfbedarfs (Produkt "Dampf") definiert.

[6] Ein Produkt kann mehrere energieintensive Prozessschritte entlang der Prozesskette durchlaufen, sodass der kumulierte Anlagendurchsatz über der jährlichen Produktsmenge liegt. Entsprechend erhöhen sich der Energiebedarf und CO_2-Emissionen für die Herstellung des Produkts.

Tabelle 4: Kumulierter Anlagendurchsatz und Gesamtenergieverbrauch der betrachteten Anwendungen (Technikbeispiele) im Rahmen der Studie

Branche	kumulierter Anlagendurchsatz (aller Anwendungen entlang der Prozesskette) in Tsd. t/a	Gesamter Energieverbrauch in GWh/a
Wärme- und Glühöfen Stahl	56.539,3	18.550,8
Gießerei-Industrie	2.800,0	2.377,9
NE-Metallindustrie Aluminium	6.477,0	3.131,9
NE-Metallindustrie Kupfer	1.832,5	402,9
Umformtechnik	732,1	390,7
Härtereitechnik	3.845,4	2.051,1
Glasindustrie (inkl. Glasfaser)	5.811,6	9.473,3
Kalkindustrie	4.617,4	5.698,7
Zementindustrie	25.309,8	28.093,9
Keramik und Ziegelindustrie	10.056,0	6.040,7

Anmerkungen: Daten auf Basis der jeweiligen Branchenanalyse. Abschätzung mittels Bottom-up-Ansatz auf Basis des jährlichen Anlagendurchsatzes und des mittleren spezifischen Energieverbrauchs einer Anwendung.

Tabelle 5: Abschätzung des Anteils der im Rahmen der Studie betrachteten Anwendungen (Technikbeispiele) am jährlichen Energieverbrauch und den energiebedingten CO_2-Emissionen der fossil beheizten Anlagentypen in Deutschland

	Branche	jährlicher Energieverbrauch	jährliche CO_2-Emissionen (energiebedingt)
Metallindustrie	Wärme- und Glühöfen Stahl	97 %	97 %
	Gießerei-Industrie	97 - 98 %	98 %
	NE-Metallindustrie Aluminium	97 %*	97 %*
	NE-Metallindustrie Kupfer	76 - 81 %	76 - 81 %
	Umformtechnik	96 %	96 %
	Härtereitechnik	81 - 93 %	71 - 89 %
Mineralindustrie	Glasindustrie (inkl. Glasfaser)	77 - 80 %	73 - 77 %
	Kalkindustrie	73 - 78 %	71 - 75 %
	Zementherstellung	> 99 %	> 99 %
	Keramik und Ziegelindustrie	ca. 90 %	ca. 90 %

Anmerkungen: Daten auf Basis der jeweiligen Branchenanalyse. Abschätzung mittels Bottom-up-Ansatz auf Basis der jährlichen Produktionsmenge und des mittleren spezifischen Energieverbrauchs eines Anlagentyps. * Es wurde nur die Verarbeitung (Schmelzen, Erwärmen., Wärmebehandlung) betrachtet (ohne Berücksichtigung der Primäraluminium-Elektrolyse).

Für die Dampferzeuger liegt der Fokus auf den Branchen Nahrungsmittel-, Papier- und chemische Industrie, da etwa dreiviertel des Prozesswärmebedarfs im Bereich 100°C bis 500°C auf

diese entfällt (siehe Kapitel 5.11). Die Betrachtung der Dampferzeuger erfolgt branchenübergreifend als Querschnittstechnologie in Abgrenzung zur Dampfverwendung im weiteren Prozessverlauf. Eine umfassende Untersuchung auf Prozessebene erfolgt daher nicht. Die im Rahmen der Studie ausgewählten branchenspezifischen Dampfanwendungen und Technikbeispiele werden jedoch anhand möglichst repräsentativer thermischer Prozesse ausdifferenziert, wobei gleichzeitig eine Abdeckung verschiedener Temperaturniveaus angestrebt wird (vgl. Kapitel 3.2).

Die Abdeckung der Studie im Vergleich zur gesamten Industrie lässt sich basierend auf obiger Hochrechnung des betrachteten Energieverbrauchs durch einen Vergleich mit der Energiebilanz der AGEB abschätzen (AG Energiebilanzen e.V. (AGEB) 2021). Bezogen auf die gesamte verarbeitende Industrie lässt sich die Bedeutung der betrachteten Anwendungen einordnen. Insgesamt deckt die Untersuchung 36 % des Brennstoffbedarfs der betrachteten Branchen ab und umfasst 32 % des Brennstoffbedarfs im Industriesektor in Deutschland. Die Abdeckung unterscheidet sich jedoch stark zwischen den einzelnen betrachteten Branchen. In der Nahrungsmittelindustrie werden aufgrund der sehr heterogenen Anwendungsstruktur nur 4 % des Energieverbrauchs über einzelne Anwendungen betrachtet, während es in der Glas- und Keramikindustrie 91 % sind.

Inwiefern die Ergebnisse der Studie über den betrachteten Rahmen hinaus übertragen werden können, hängt auch von der Anwendungs- und Technikstruktur der jeweiligen Branchen ab. Im Bereich der Dampferzeugung in den Branchen Papier und Nahrung ist davon auszugehen, dass die Ergebnisse grundsätzlich auch auf den Rest der Branchen übertragbar sind. Die exemplarische Behandlung der Nahrungsmittelverarbeitung anhand der Milchpulverherstellung (Lücke von 35 TWh) beruht auf der Einschätzung, dass über die Abdeckung der Dampferzeugung- und Nutzung in mehreren Temperaturbereichen (relativ niedrige Temperatur in der Papiertrocknung, höhere Temperaturen in der Milchpulverherstellung und hohe Kapazitäten in der zentralen Dampfversorgung von Chemieparks) ein umfassendes und hochskalierbares Bild gezeichnet wird. Es ist von einer ähnlichen Technikstruktur in anderen Anwendungen der Nahrungsmittelindustrie auszugehen und die Ergebnisse können belastbar auf Bereiche in denen heute Erdgaskessel zur Dampferzeugung eingesetzt werden, übertragen werden.

In der Metallindustrie ist die Übertragbarkeit der Ergebnisse stärker eingeschränkt. Die größten Lücken entstehen dabei durch die nicht einbezogene Rohstahlerzeugung (116 TWh) und Primäraluminiumproduktion. Ergebnisse können auf diese Prozesse nicht übertragen werden. Sowohl Referenz- als auch Alternativtechniken sind sehr anwendungsspezifisch. Auch in der Metallbearbeitung ist eher ein kleinerer Teil des Energieverbrauchs abgedeckt. Dies ist auf die hohe Vielfalt an genutzten Ofentechniken und Anwendungen zurückzuführen. Die Übertragbarkeit kann hier nicht belastbar eingeschätzt werden, ohne die weiteren Anwendungen genauer zu betrachten.

In der chemischen Industrie sind Produkte wie Ethylen bzw. Olefine (Steamcracker ~57 TWh), Methanol und Ammoniak außerhalb des Rahmens der Studie. Entsprechend ist die Übertragbarkeit der Ergebnisse auf den Rest der Branche Chemie nicht gegeben. In der mineralischen Industrie ist die Abdeckung relativ hoch und es kann von einer guten Übertragbarkeit auf den Rest der Industrie ausgegangen werden. Darüber hinaus werden Branchen ("Sonstige Wirtschaftszweige, Gummi- und Kunststoffwaren, Fahrzeugbau, Maschinenbau) mit etwa 57 TWh aufgrund der relativ geringen Bedeutung der Prozesswärme nicht untersucht[7].

[7] Bezogen auf den Brennstoffbedarf der gesamten verarbeitenden Industrie beträgt die Abdeckung damit 32 %, bezogen auf den gesamten Endenergiebedarf (2018: 722 TWh)20 %.

Tabelle 6: Abdeckung des Brennstoffbedarfs der betrachteten Branchen im Vergleich zur Energiebilanz (Brennstoffe = Endenergie abzüglich Fernwärme und Strom)

	Branche im Projekt	Projekt [TWh]	Subsektor AGEB	Projekt [TWh]	AGEB 2018[1] [TWh]	Anteil
Dampf	Dampfversorgung Chemieparks	39	Grundstoff[2]- und sonstige Chemie	39	87	45 %
Dampf	Milchpulverherstellung	2	Ernährung und Tabak	2	37	4 %
Dampf	Papierherstellung (Trockenpartie)	23	Papiergewerbe	23	33	70 %
Metalle	Wärme- und Glühöfen Stahl-Walzwerke	19	Metallerzeugung	19	135	14 %
Metalle	Gießerei-Industrie	2	NE-Metalle und Gießereien	5	15	34 %
Metalle	NE-Metallindustrie: Aluminium	3				
Metalle	NE-Metallindustrie: Kupfer	< 1				
Metalle	Umformtechnik	< 1	Metallbearbeitung	2	13	19 %
Metalle	Härtereitechnik	2				
Mineralien	Glasindustrie inkl. Glasfaser	10	Glas und Keramik	16	18	91 %
Mineralien	Keramik- und Ziegelindustrie	6				
Mineralien	Kalkindustrie	6	Verarbeitung von Steinen und Erden	34	48	70 %
Mineralien	Zementindustrie	28				
	SUMME	**140**	**-**	**140**	**386**	**36 %**
			Sonstige (Maschinenbau, Fahrzeugbau, Kunststoffe, Sonstige)	0	57	0 %
	SUMME	**140**	**-**	**140**	**443**	**32 %**

[1] Es wird mit dem Brennstoffbedarf zur Bereitstellung von Prozesswärme verglichen. Darin nicht enthalten sind Strom (maßgeblich für andere Zwecke eingesetzt) und Fernwärme (in den meisten Anwendungen nicht für Prozesswärme einsetzbar).

[2] Die Bilanzierung von an Chemieparks gelieferten Dampf aus nahegelegenen Kraftwerken verzerrt diesen Wert. Wird für diesen Sektor die als "Fernwärme" bilanzierte Energiemenge berücksichtigt, sinkt die Abdeckung dieser Subsektoren (Grundstoffchemie und sonstige chemische Industrie) auf 33%, ebenso die Gesamtabdeckung.

3.3 AP1: Techniken der aktuellen und zukünftigen Prozesswärmeerzeugung

3.3.1 Beschreibung der Branchen, Prozessketten und relevanten Thermoprozesse

Die Darstellung des aktuellen Stands der Technik wird für alle Branchen separat durchgeführt. Hierbei liegt der Fokus auf der Betrachtung der Prozessketten und Materialflüsse und den hierfür relevanten Thermoprozessen inkl. der verwendeten Prozesstechnik. Die jeweiligen Branchen werden mithilfe ihrer spezifischen Kennzahlen und Charakteristika (Größe, Umsatz, Beschäftigte etc.) beschrieben. Hierfür werden neben den Datenbanken einschlägiger öffentlicher Institutionen (z. B. Eurostat, Statistisches Bundesamt etc.) auch die jeweiligen Branchenverbände einbezogen. Ziel ist es, eine ganzheitliche Darstellung der Branche zu liefern.

Darüber hinaus werden die Prozessketten inkl. der wesentlichen Material-, Stoff- und Energieflüsse sowie zeitliche Verläufe der Prozesse sowie Tages- und Jahreslaufdauern der Thermoprozessanlagen (z. B. kontinuierlich oder diskontinuierlich mit definierter Betriebsdauer in Stunden pro Tag und Jahr) analysiert. Diese werden in Fließbildern, die um die o. g. Daten ergänzt werden, dargestellt. Die Erarbeitung der Prozessketten erfolgt im ersten, qualitativen Schritt mit

einschlägiger Fachliteratur und wird für quantitative Aussagen mit Datenbanken der Branchenverbände und Expert:inneninterviews ergänzt, sodass aktuelle Bestandsdaten für die Studie genutzt werden können.

Die Thermoprozesse der – bezogen auf das Produktionsvolumen und den Energiebedarf – relevanten Prozesskettenteile wurden detailliert untersucht und der Stand der Technik inkl. der technischen, prozesstechnischen sowie der produkt- und qualitätsspezifischen Aspekte erfasst. Neben Literaturrecherchen war hierbei die Zusammenarbeit mit Verbänden und Expert:innen aus dem industriellen Anlagenbau sowie der Produktion notwendig, um die spezifischen Anlagencharakteristika vollständig zu erfassen. Erfasste Größen sind v. a.

- anlagenspezifische Kenngrößen und Charakteristika,
- die Verteilung der Anwendung von fossilen Brennstoffen, Strom sowie sonstigen Brennstoffen innerhalb des Anlagenpools einer Branche und
- die Anlagenanzahl, Altersverteilung und Erneuerungszyklen innerhalb des Anlagenpools einer Branche.

Der Fokus der Branchenanalyse lag auf der Erhebung von anlagenspezifischen Daten, welche für den Standort Deutschland repräsentativ sind. Es wurde sowohl nationale, als auch internationale Literatur verwendet, welche sich auf Anlagenkenndaten für den Standort Deutschland beziehen. Für die Erhebung der Anlagencharakteristika im Rahmen von Expert:inneninterviews wurde ein geeigneter, branchenübergreifender Kriterien- sowie Fragenkatalog erstellt (siehe auch Anhang A.1 und A.2). Dieser beinhaltet in einem ganzheitlichen Ansatz der Datenerhebung ca. 60 Kriterien, welche für die nachfolgend aufgeführten „neuen Techniken“ und die „Bewertung von Flexibilität“ sowie die Arbeitspakete 2 und 3 von Relevanz sind. Für die Datenerhebung konnten die Expert:innen wahlweise den tabellarischen Kriterienkatalog oder den Fragenkatalog verwenden. Hierbei hat sich herausgestellt, dass die Handreichung des Fragebogens eine gezieltere Erfassung der Daten ermöglicht und Rückfragen verringert. Zudem wurde der Fragebogen im Verlauf der Datenerhebung mit einer Priorisierung versehen, da der Umfang von einigen Expert:innen als zu groß empfunden wurde und für eine weitere Mitarbeit an der Datenerhebung eine Fokussierung auf die „wichtigsten“ Fragen gewünscht war. Die Priorisierung richtet sich insbesondere nach der Notwendigkeit der Antwort für die Analysen in den Arbeitspakten 2 und 3. Der Fragebogen sowie der Kriterienkatalog werden diesem Zwischenbericht als separate Dokumente zur Verfügung gestellt.

3.3.2 Analyse neuer Techniken: Strombasierte, brennstoffbasierte und hybride Verfahren

Parallel zur Erfassung des Stands der Technik erfolgte die Darstellung der spezifischen Anlagentechnik mit dem Schwerpunkt strombasierte Verfahren (Power-to-Heat-Prozesswärme/PtH-PW) sowie hybride oder bivalente Prozesswärme-Systeme, also die Kombinationen aus PtH-PW und Prozesswärmeerzeugung unter Verwendung von PtG/PtL-Brennstoffen in einer Anlage. Hierfür wurden aus den vorher erarbeiteten Prozessketten 35 Techniken (aggregierte Anlagentypen) erarbeitet, die detailliert betrachtet wurden. Folgende Gesichtspunkte wurden betrachtet:

- Ansätze, Zeithorizont, Forschungsaktivitäten (aktuell und zurückliegend)
- Restriktionen, technische und sonstige nicht-gesetzliche und nicht ökonomische Rahmenbedingungen und Einschränkungen für den Einsatz (z. B. unrealistische Anlagengröße, ggf. große Magnetfelder, Auswirkungen auf vor- und nachgelagerte innerbetriebliche Prozesse usw.)

- Ableitung der Übertragbarkeit auf die Branche
- notwendiger FuE-Bedarf
- Abschätzung des zukünftigen Endenergiebedarfs für Prozesswärme, d. h. des Strombedarfs und ggf. Brennstoffbedarfs bei hybriden Systemen und Vergleich zum Bedarf beim aktuellen Stand der Technik (Gesamtbedarf, mittlerer spezifischer Bedarf)
- Abschätzung der zukünftigen Abwärmeentstehung (Medien, Temperaturniveau, Mengen).

Für die Bearbeitung dieses Arbeitspakets wurde eine umfangreiche Literaturrecherche über die Infrastruktur der RWTH Aachen University und des Fraunhofer ISI durchgeführt, welche sowohl nationale als auch internationale Quellen einschließt. Zur ganzheitlichen Erfassung der Darstellung der aktuellen und zurückliegenden Forschungsaktivitäten wurden Interviews mit Expert:innen aus Anlagenbau und Wissenschaft geführt.

Die wesentliche Grundlage für die Abschätzung des zukünftigen Endenergiebedarfs für Prozesswärme (Strombedarf und ggf. Brennstoffbedarfs bei hybriden Systemen), bilden Energie- und Massenbilanzen. Unter Berücksichtigung anlagenspezifischer Restriktionen (z. B. unrealistisch große Heizflächen bei einer Umstellung von einer Gasbeheizung auf eine elektrische Beheizung, negative Auswirkung auf die Produktqualität durch Veränderung der Prozessgase) wurde erarbeitet, welcher Anteil am Energieverbrauch der Anlage durch CO_2-neutrale Prozesswärme substituiert werden kann. Hierbei wurde nicht nur die elektrische Beheizung, sondern auch die Nutzung alternativer Brennstoffe (PtG, PtL) berücksichtigt.

Die Kenntnis der Energie- und Massenbilanzen und der jeweiligen Temperaturniveaus der Stoffströme ist der Grundstein für alle weiteren Arbeitspakete, da sie die Abschätzung des anlagenspezifischen zukünftigen Energiebedarfs für Prozesswärme ermöglicht. Aus diesem Grund wurde in diesem Arbeitspaket auf eine enge Zusammenarbeit mit Expert:innen aus Industrie und Verbänden geachtet. Dabei galt es möglichst repräsentative Anwendungen zu identifizieren, die eine Übertragbarkeit der Ergebnisse auf die gesamte Branche erlauben.

Die Arbeiten zur Erhebung des Stands der Technik sowie zu neuen Techniken erfolgte zunehmend parallel, da in vielen Branchen vor allem strombasierte Verfahren bereits Stand der Technik sind und somit sowohl strombasierte, als auch fossile Anlagentechnik innerhalb einer Branche eingesetzt werden. Entsprechend wurde der Kriterien- und Fragenkatalog um die relevanten Charakteristika in Bezug auf „neue Techniken“ erweitert, und die Daten werden nun in einem ganzheitlichen Ansatz erhoben.

Die Darstellung der Ergebnisse erfolgt innerhalb des jeweiligen Branchenkapitels. Hierbei werden für jede Branche die charakteristischen Referenz- und Alternativtechniken definiert und analysiert und hinsichtlich der zuvor genannten Kriterien analysiert. Aufgrund der Vielzahl unterschiedlicher Thermoprozessanlagen in den verschiedenen Branchen wurden für jede Branche ca. drei Referenztechniken (Anlagentypen) definiert, welche mit zwei bis vier Alternativtechniken verglichen wurden. Maßgeblich für die Auswahl waren neben technischen Kriterien (fossile Beheizung), dass auf die betrachteten Anlagen > 70 % des fossilen Energiebedarfs (Primärenergieträger: Erdgas, Koks etc.) und der damit verbundenen CO_2-Emissionen entfallen. Bereits vollständig elektrifizierte Anlagen werden als potenzielle Alternativtechnik betrachtet.

3.3.3 Betrachtung der Bereitstellung von Flexibilität durch Thermoprozessanlagen

Im Anschluss an die Erfassung der Prozessketten und der spezifischen Anlagentechnik erfolgte die technische und prozessspezifische Analyse der in AP1.1 bis AP1.3 ermittelten Ergebnisse und Techniken für die zukünftige Bereitstellung regelbarer Lasten. Es wurde ermittelt, ob (d. h.

„Technische Machbarkeit der Prozesswärmeanlage“), unter welchen Bedingungen (d. h. „Einflüsse der Prozesskette“) und mit welchem Beitrag CO_2-neutrale Prozesswärmetechniken zukünftig Flexibilisierungsbeiträge erbringen könnten, z. B. durch PtH-PW oder bivalente Auslegung kritischer Anwendungen. Es wurden insbesondere technische und prozessspezifische Aspekte betrachtet.

Dazu wurde untersucht, mit welchem Anteil eine Prozesswärmeanlage bspw. durch eine Umstellung des Beheizungskonzepts mit Strom aus erneuerbaren Energien betrieben werden kann und welche Restriktionen durch Umschalt- bzw. An- und Abfahrvorgängen bei einer flexiblen Fahrweise hybrider Systeme (Brennstoff/Strom) entstehen. Für die Ermittlung des Flexibilitätspotenzials wurde ebenfalls der Kriterien- und Fragenkatalog aus den zuvor genannten Abschnitten verwendet. Die Darstellung der Ergebnisse erfolgte innerhalb der jeweiligen Branchenkapitel, sowie in der branchenübergreifenden Technologieanalyse.

3.3.4 Synthese und Zusammenführung der Ergebnisse

Die Zusammenführung aller Ergebnisse des ersten Arbeitspakets erfolgte für die ausgewählten Techniken in Ergebnistabellen. Es sollten Aussagen zu Ofen- bzw. Anlagentypen, zur technischen Gesamtentwicklung, dem Forschungs- und Entwicklungsbedarf, dem zukünftigen Energieverbrauch und der Abwärmeentstehung enthalten sein. Dazu wurde eine Clusterung und Ableitung von zusammenfassenden, branchenübergreifenden Aussagen und Erkenntnissen für die drei Sektoren vorgenommen: Metallindustrie, Mineralindustrie und Dampferzeuger.

Basis für die Clusterung und Darstellung der Ergebnisse bildete der erhobene spezifische Stand der Technik innerhalb einer Branche bzw. der (enger gefassten) Anwendung. Die Zusammenführung folgt einem *Bottom-up-Ansatz* auf Basis der spezifischen Charakteristika und Kennzahlen der jeweiligen Anlagentypen entlang der Prozessketten innerhalb einer Branche, insbesondere dem Energieträger (z. B. Erdgas, Strom), dem Anlagendurchsatz (in t/h bzw. t/a) und dem spezifischen Energieverbrauch (in kWh/t). Die Synthese der Ergebnisse erfolgte dabei in mehreren aufeinander folgenden Schritten:

1. Es wurden aus den im Rahmen der Recherchen und Expert:inneninterviews identifizierten relevanten Thermoprozessanlagen Referenztechniken (ggf. aggregiert) definiert. Die Anzahl der definierten Referenztechniken betrug eine bis vier Anwendungen je Branche. Auswahlkriterien waren das zukünftige Potenzial zur CO_2-Einsparung bei Umstellung einer CO_2-intensiven auf eine CO_2-neutrale Technik. Hierbei war der gegenwärtige gesamte, jährliche CO_2-Ausstoß dieses Anlagentyps innerhalb einer Branche maßgeblich. Es wurden sowohl elektrisch als auch fossil beheizte Anlagen betrachtet. Bildeten nach diesem Kriterium ausschließlich elektrisch beheizte Anlagen die Referenztechniken innerhalb einer Branche ab, wurde geprüft, ob unter technischen Gesichtspunkten mindestens eine fossil beheizte Anlage mit einem geringeren Potenzial zur CO_2-Einsparung die Referenztechnik bilden konnte. Grundsätzlich wurde davon ausgegangen, dass Referenztechniken, welche ausschließlich mit Strom betrieben werden, ihre vom Strommix abhängigen CO_2-Emissionen durch den Einsatz von Strom aus erneuerbaren Energien vermeiden können. Bereits elektrifizierte Anlagentypen einer Anwendung wurden im Rahmen der Studie als elektrische Alternativtechnik betrachtet.
2. Damit wurden jeder Referenztechnik eine Anzahl CO_2-neutraler Alternativtechniken gegenübergestellt und Technikportfolios für die definierten Anwendungen abgebildet. Die Definition der Alternativtechniken erfolgte auf Basis der Recherchen und Expert:inneninterviews und kann in Abhängigkeit der spezifischen Prozess- und Anlageneigenschaften PtH- und PtG-Technologien umfassen.

3. Die Referenztechniken sowie Alternativtechniken (mit ihren charakteristischen Kenngrößen) bildeten die Grundlage für die Ermittlung des zukünftigen Potenzials zur CO_2-Einsparung innerhalb einer Branche bzw. Anwendung und damit ebenfalls die Grundlage für AP2 und AP3. Die Abgrenzung der *Branchen* von den in AP2 und AP3 relevanten *Anwendungen* entsteht durch die Zuordnung der Referenztechniken: Innerhalb einer *Branche* können mehrere Referenztechniken relevant sein. Diese definieren damit die ihnen zugeordnete *Anwendung* und haben jeweils ein dazugehörendes Set an Alternativtechniken.

Die Datenerhebung erfolgte durch Literaturrecherche und Expert:inneninterviews. Ergaben sich Bandbreiten in den Kennzahlen, wurden nach Möglichkeit Mittelwerte unter Angabe der Bandbreite gebildet. Sofern Datenlücken verblieben, wurden diese durch fundierte Schätzungen mit entsprechender Kennzeichnung geschlossen, um die Arbeiten in AP2 und AP3 zu ermöglichen.

3.4 AP1: Techniken der Dampferzeugung

Der oben erläuterte methodische Ansatz gilt auch für die Dampferzeugung mit Fokus auf die Branchen Papier-, Nahrungsmittel- und chemische Industrie. Als Querschnittstechnologie unterscheidet sich die Herangehensweise bei der Bearbeitung der Dampferzeuger jedoch teilweise von jener der Metall- und Mineralindustrie. Der relevante Thermoprozess ist im Bereich der Dampferzeuger branchenübergreifend die Dampf*erzeugung*[8] (als Referenztechnik nach heutigem Stand der Technik z. B. der erdgasbefeuerte Kessel). Eine branchenspezifische Betrachtung ist für die drei zu analysierenden Branchen jedoch hinsichtlich der dampf*nutzenden* Prozesse und – daraus abgeleitet – der benötigten Dampftemperaturen erforderlich. Hieraus ergibt sich maßgeblich die Ausdifferenzierung der Anwendungen. Dies betrifft auch den Einsatz möglicher alternativer Techniken zur Dampferzeugung. Die methodische Herangehensweise zur Bearbeitung der Dampferzeuger basiert auf drei Bausteinen, die parallel zueinander bearbeitet wurden:

1. **Identifikation dampfnutzender Prozesse in den drei Branchen:**

   Für die drei betrachteten Branchen wurde zunächst analysiert, welche Prozesse Wärme direkt oder indirekt in Form von Dampf benötigen (z. B. Trocknung, Sterilisation etc.) und in welchen Temperaturbereichen diese Wärme bereitgestellt werden muss.

2. **Auswahl beispielhafter branchenspezifischer Prozesse:**

   In einem nächsten Schritt wurden branchenspezifische Prozessketten beschrieben und deren thermischer Energiebedarf analysiert. Insbesondere für Branchen mit einer heterogenen Produktpalette, wie die Nahrungsmittel- und Chemieindustrie, wurde ein geeigneter beispielhafter Produktionsprozess (z. B. Trocknung von Milchpulver) ausgewählt und mit seinen typischen Charakteristika als *Anwendung* im Sinne von AP2 und AP3 definiert.

   Die Auswahl erfolgte bereits unter Berücksichtigung möglicher Alternativtechniken für die wirtschaftliche Bewertung in AP2. Für die Dampferzeuger als Querschnittstechnologie wurden bei der Bearbeitung der drei Branchen Papier-, Nahrungsmittel- und Chemieindustrie möglichst repräsentative thermische Prozesse ausgewählt, und gleichzeitig eine Abdeckung von verschiedenen Temperaturniveaus angestrebt. So erfordert beispielsweise die Milchpulvertrocknung Temperaturen bis zu 240°C, welche von heute kommerziell verfügbaren Wärmepumpen nicht bereitgestellt werden können. Trocknungstemperaturen bis 120°C, wie sie in der Papierindustrie benötigt werden, sind bereits heute technisch mit Hochtemperatur-

[8] In Abgrenzung zur Dampf*verwendung* im weiteren Prozessverlauf.

wärmepumpen realisierbar. Für die Bewertung der Alternativtechnik „Wärmepumpe“ hinsichtlich ihres Anwendungspotenzials ist daher eine differenzierte Betrachtung unterschiedlicher Temperaturniveaus erforderlich und mit den ausgewählten Anwendungen möglich.

3. **Analyse der Techniken zur Dampferzeugung:**

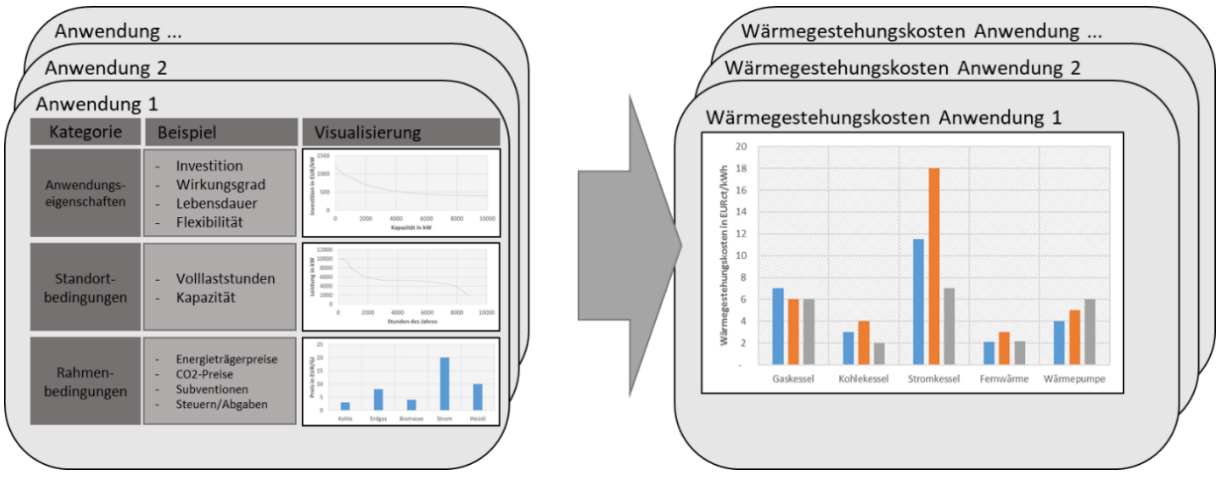
   Als dritter Baustein wurden heute eingesetzte und ausgewählte zukünftige Alternativtechniken zur Dampferzeugung zunächst branchenübergreifend analysiert. Unter Berücksichtigung der branchenspezifischen Anforderungen und Prozesscharakteristika erfolgte auch eine detailliertere Analyse der drei betrachteten Branchen. Dazu gehören branchen- bzw. anwendungsspezifische Gegebenheiten wie typische Anlagengrößen und verwendete Energieträger. Ziel ist somit ein übergreifendes Verständnis der Techniken und der Transfer auf die konkreten Anwendungen.

3.5 AP2: Bewertung von Wirtschaftlichkeit und Technikdiffusion

Die Bewertung der Wirtschaftlichkeit in AP2 nutzt die in AP1 definierten Anwendungen und ihre Referenz- und Alternativtechniken auf sowie die erhobenen techno-ökonomischen Eigenschaften der einzelnen Techniken. Dabei wird die Methode der Szenarioanalyse eingesetzt, um Aussagen unter Unsicherheit zu treffen. Das bedeutet insbesondere, dass alle Ergebnisse als *wenn-dann*-Aussagen zu verstehen sind. Sie sind daher nicht von den Szenarioannahmen in Form von Rahmendaten und techno-ökonomischen Eigenschaften der Techniken zu trennen[9].

Grundlage der Wirtschaftlichkeitsrechnung ist eine Aufteilung der Wärmegestehungskosten in die Komponenten Annuität der Investition, Energiekosten, weitere Betriebskosten und Kosten durch CO_2-Bepreisung. Die Wärmegestehungskosten werden auf die in den Anwendungen erzeugten Produkte bezogen (€/$t_{Produkt}$). Damit ergibt sich eine Vergleichbarkeit der Wärmeerzeugungstechniken innerhalb der jeweiligen Anwendung. Im Folgenden werden Kostenbestandteile, Berechnungsschritte sowie Abstimmungsbedarf beschrieben. Es sei dazu auf Abbildung 14 verwiesen.

Abbildung 14: Konzept der Wirtschaftlichkeitsberechnung



Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

[9] Zur Interpretation von Szenarioanalysen sei Dieckhoff et al. 2014 empfohlen.

3.5.1 Bewertung der Wirtschaftlichkeit

Überblick

Die im ersten Modellteil stattfindende Wirtschaftlichkeitsbewertung nutzt die Wärmegestehungskosten der jeweiligen Techniken als maßgebliches Kriterium für ihre Attraktivität. Die Berechnung der Wärmegestehungskosten orientiert sich an der im Modell FORECAST-Industry (Fleiter et al. 2018) für Dampferzeuger angewendeten Methodik. Dabei werden Kostenbestandteile und Einnahmen aufaddiert und systemspezifische Gesamtkosten gebildet. Eine handhabbare Darstellung wird durch den Bezug auf die Produktionsmenge erreicht (

$$c_{i,a} = \frac{I_{i,a}+OM_{i,a}+E_{i,a}+CO2_{i,a}+R_{i,a}}{P_{i,a}}$$

Formel 1). Die entstehenden Wärmegestehungskosten je Tonne Produkt ermöglichen den direkten Vergleich der Techniken (Index i) der Anwendungen (Index a).

$$c_{i,a} = \frac{I_{i,a}+OM_{i,a}+E_{i,a}+CO2_{i,a}+R_{i,a}}{P_{i,a}}$$

Formel 1

Mit:

$c_{i,a}$	=	spezifische Gesamtkosten (Wärmegestehungskosten) in €/$t_{Produkt}$
$I_{i,a}$	=	annuisierte Investitionen in €/a
$OM_{i,a}$	=	Betriebs- und Wartungskosten in €/a
$E_{i,a}$	=	Energiekosten in €/a
$CO2_{i,a}$	=	Kosten für CO_2 in €/a
$R_{i,a}$	=	Einnahmen in €/a
$P_{i,a}$	=	Produktionsmenge in $t_{Produkt}$/a

Damit ergeben sich Gesamtkosten, beispielhaft anhand der Anwendung Erwärmungsöfen Metalle dargestellt (Abbildung 15). Sie werden für das jeweilige Modellierungsjahr berechnet und geben die jährlichen Kosten an, die für den Betrieb dieser Technik unter den in diesem Jahr geltenden Rahmendaten und Modellparameter anfallen. Die in den Rahmendaten hinterlegten Entwicklungen (z. B. Energieträgerpreissteigerungen) zukünftiger Jahre werden für die Bewertung der Techniken zunächst nicht herangezogen. Dies bildet die Annahme aus Investierendensicht ab; die derzeit beobachteten Gegebenheiten änderten sich im Verlauf des Modernisierungsintervalls nicht. Durch die Modelleigenschaft der begrenzten Voraussicht kann diese Annahme erweitert werden, um zukünftige Preisentwicklungen (Energieträger und CO_2) zu berücksichtigen. Diese Implementierung erlaubt keine Abbildung von Fehleinschätzungen der Entwicklungen durch Investierende, d. h. wenn Preisvoraussicht angenommen wird, werden Preisentwicklungen zu 100 % korrekt vorausgesagt und berücksichtigt.

Bewertung der Wirtschaftlichkeit anhand der Wärmegestehungskosten im Vergleich zum Kapitalwert

Zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit einer Investition und dem Vergleich verschiedener Investitionsoptionen sind mehrere Methoden verfügbar. Im hier vorliegenden Fall soll für eine nicht aufschiebbare Investition (Ersatz von außer Betrieb gesetzten Anlagen) die wirtschaftlichste Option gewählt werden. Hierzu wurden zwei mögliche Methoden auf ihre Eignung untersucht: die statische Berechnung der Wärmegestehungskosten und die dynamische Kapitalwertmethode.

Wärmegestehungskosten. In dieser Methode werden die für die Bewertung der Investition relevanten Daten zum Zeitpunkt der Investition erhoben. Es werden also zunächst nur die Informationen verwendet, die der über die Investition entscheidenden Person sicher zugänglich sind. Aus diesen wird ein jährlicher Zahlungsfluss abgeleitet, der dem Nutzen der Investition (Bereit-

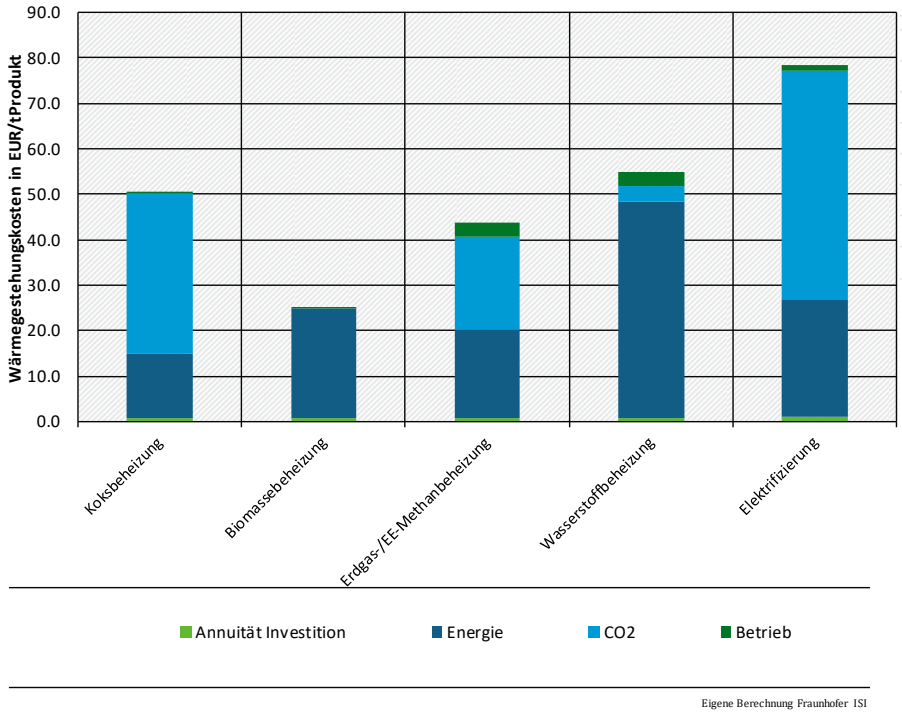
stellung von Prozesswärme) gegenübersteht. Er enthält sowohl echte jährliche Zahlungen (Betriebskosten, Energiekosten) sowie die annuisierte Investition selber. Dieser Zahlungsfluss stellt die Wärmegestehungskosten dar; sie werden als über die gesamte Lebensdauer konstant angenommen und sind daher mit dem Wert des ersten Jahres repräsentiert. Diese Betrachtung wird ergänzt durch eine im jeweiligen Szenario definierte Preisvoraussicht. Durch diese sind Erwartungen an veränderliche Preise abbildbar – hierzu fließen Informationen ein, die die investierende Person nicht zwangsläufig hat (zukünftige Entwicklung von Kostenkomponenten), aber plausibel abschätzen bzw. erwarten könnte.

Kapitalwertmethode. In der Kapitalwertmethode werden Zahlungsflüsse grundsätzlich dynamisch (jährlich) berechnet und zum jeweiligen Zeitpunkt ihres Auftretens abgezinst. Dadurch haben z. B. eingehende Zahlungen, die in der Zukunft liegen, weniger Wert. Die Zahlungsströme sind qualitativ die gleichen wie jene der Wärmegestehungskosten. Die Summe aller Zahlungsströme über die Lebensdauer der Anlage ergeben den Kapitalwert. Durch diese jährliche Betrachtung wird von einer perfekten Voraussicht ausgegangen.

Die beiden Methoden sind einander ähnlich. Für den Fall eines Kalkulationszinssatzes von 0 % und einer Preisvoraussicht, deren Höhe der Lebensdauer der Investition entspricht, liefern sie identische Ergebnisse. Und auch bei vergleichsweise hohen Zinssätzen (10 %) unterscheiden sich die errechnete Attraktivität der Investitionsoptionen nur geringfügig (< 8 %-Punkte der Wahlwahrscheinlichkeit – siehe hierzu 3.3). Dies hängt vor allem damit zusammen, dass keine starken Preissprünge, sondern lineare Preisentwicklungen, angenommen werden und Investitionen mit ähnlichen Kostenstrukturen (geringe Investition, hohe laufende Kosten) verglichen werden.

Aufgrund der deutlich einfacheren Umsetzung der statischen Wärmegestehungskosten wurde diese Methode im vorliegenden Modell verwendet.

Abbildung 15: Beispieldarstellung der Kostenstruktur im Modell



Quelle: eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

Im Folgenden werden die Kostenbestandteile beschrieben.

Annuität der Investition

Die Annuität beschreibt die auf einen bestimmten Zeitraum verteilte buchhalterische Abschreibung der Investition. Durch diese Eigenschaft bildet sie einen (virtuellen) Zahlungsfluss und kann mit anderen (realen) Zahlungsflüssen wie den Betriebs- und Energiekosten verrechnet werden. Im ersten Modellteil ergibt sich die Investition aus spezifischen Investitionen je Tonne Kapazität multipliziert mit der *repräsentativen Kapazität*[10] der untersuchten Technik. Diese wird zur Ermittlung der Annuität mit dem angenommenen *Zinssatz* entsprechend der Annuitätenformel auf die *Abschreibungsdauer* verteilt. Als Grundlage der Abschreibungsdauer wird der in den jeweiligen AfA-Tabellen angegebene Wert vorgeschlagen (meist 10 Jahre für Ofenanlagen); und hiermit eine betriebswirtschaftliche Perspektive eingenommen. Näheres wird in AP1 definiert und insbesondere durch Expert:inneninterviews ergänzt.

Die Annuität wird in Neuinvestitionen und Modernisierungen unterschieden. Letztere beziehen sich auf eine Umrüstung der Referenztechnik auf den Stand der CO_2-neutralen Prozesswärmetechnik (falls möglich). Diese Unterscheidung ist daher als wichtige Grundlage für den zweiten Modellteil (Technikdiffusion) zu verstehen, denn so können Techniken, die die Option zur Modernisierung bestehender Referenztechniken bieten, zu einer schnelleren Bestandsumwälzung beitragen. Entsprechend wird ein Modernisierungszyklus definiert, der die nicht konkret erfassbaren Zeiträume von mehr oder weniger umfassender Modernisierung und Reinvestition vereint.

Energiemengen und Energiekosten

Energiekosten ergeben sich als Produkt aus der benötigten Energiemenge und dem Preis der verwendeten Energieträger. Techniken, die mehrere Energieträger verwenden (z. B. hybride Erdgas-Strom-Öfen), werden Energieträgeranteile vorgegeben (z. B. $2GJ_{Erdgas}/t_{Produkt}$, $2GJ_{Strom}/t_{Produkt}$)[11]. Die Energiemengen basieren maßgeblich auf spezifischen Energiebedarfen der Anwendungen und einem angenommenen (variierbaren) Effizienzfortschritt als Szenarioparameter. Für jede Technik kann ein Mindestenergiebedarf ($GJ/t_{Produkt}$) definiert werden, der durch Effizienzgewinne nicht unterschritten wird. Der spezifische Energiebedarf wird mit der repräsentativen Kapazität und einer angenommenen Auslastung multipliziert, um den Gesamtenergiebedarf je Energieträger zu errechnen.

Für die tatsächlichen Strompreise werden, ausgehend von den Rahmendaten, Preisbestandteile entsprechend der Szenariovorgaben modifiziert. So können Stromsteuer-, EEG-Abgabe- und Netzentgeltentlastungen berücksichtigt werden. Im maximalen Entlastungsfall beträgt der Strompreis nur noch etwa 35 % der als Rahmendaten hinterlegten Werte. Dies basiert auf den Strompreisanalysen des BDEW (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (bdew) 2022). Zusätzlich wird für Strom und Erdgas eine Zuordnung des Energiebedarfs der untersuchten Technik (unter Berücksichtigung der angenommenen Kapazität) zu Eurostat-Verbrauchsbändern (Strom: IA-IF, Erdgas: I1-I5) durchgeführt und die auf den jeweils höchsten Verbrauchsbändern basierenden Preise der Rahmendaten angepasst. Dabei wird vereinfachend davon ausgegangen, dass am Standort kein anderer für die Bandzuordnung relevanter Bedarf besteht. Die Technik wird also isoliert betrachtet. Im Fall der 'Erwärmungsöfen Metalle'(Kapazität

[10] Als "repräsentative Kapazität" wird aus den Erkenntnissen in AP1 diejenige Anlagenkapazität definiert, die innerhalb der jeweiligen Anwendung eine gute Näherung für die existenten Anlagen bzw. eine sinnvolle Größenordnung für zukünftige Anlagen (falls abweichend) darstellt. Es handelt sich dabei um eine Annahme, die im Rahmen der Analyse anpassbar ist.

[11] Eine flexible Anpassung der Energieträgeranteile ist in dem Modell nicht vorgesehen, da der konkrete Betrieb der Anlagen, z. B. durch unterjährige Preisschwankungen, nicht abgebildet wird. Die Angaben sind daher als Mittel über die gesamte Lebensdauer der Anlagen zu verstehen.

1.3 Mt) ist der reine Erdgasofen z. B. dem Verbrauchsband I4 zugeordnet, mit einem Preisfaktor von 1,11. Der rein strombetriebene Ofen ist dem höchsten Verbrauchsband (IF) zugeordnet und hat dementsprechend einen Preisfaktor von 1. Der Strom-Erdgas-Hybridofen ist den Bändern IE (1,07) und I3 (1,33) zugeordnet. Die Zuordnung und Preisfaktoren basieren auf den Mittelwerten der jeweiligen Bänder zwischen 2007 und 2019 (EUROSTAT 2022).

Weitere Betriebskosten (O&M)

Die weiteren Betriebskosten werden als Größenordnung geschätzt, indem sie anteilig auf die Investition bezogen sind (z. B. 4 % der Investition als jährliche Kosten). Insgesamt scheint dieser Kostenanteil einen geringen Einfluss auf das Ergebnis der Wirtschaftlichkeitsrechnung zu haben (5 % bis 10 % der Gesamtkosten). Rohstoffkosten sind darin nicht enthalten. Es wird näherungsweise davon ausgegangen, dass diese für alle Techniken identisch sind und daher für die Konkurrenzsituation ignoriert werden können.

CO_2-Kosten

Entsprechend der Ausgestaltung des Europäischen Emissionshandels werden die direkten CO_2-Emissionen, die am Standort anfallen, mit einem CO_2-Preis belegt. Dazu werden szenarioabhängige CO_2-Preispfade definiert und mit den energie- und prozessbedingten Emissionen multipliziert. Indirekte Emissionen aus Vorketten z. B. der Stromerzeugung sind nicht berücksichtigt – der Strompreis selbst wird aber von CO_2-Preisen entsprechend der Überwälzungsrate (Parameter) beeinflusst. Die Unternehmen des Industriesektors erhalten entsprechend der Benchmark-Regelung des Emissionshandels freie Zuteilung von Emissionszertifikaten. Dennoch werden die Preise für CO_2-Zertifikate in die Bewertung von Investitionen aufgenommen, da sie als Opportunitätskosten anfallen.

Alternativ zur Berücksichtigung des CO_2-Preises können die entstehenden Umweltkosten als Kostenbestandteil berücksichtigt werden. In diesem Fall würde anstatt der betriebswirtschaftlichen Perspektive eine stärker gesamtgesellschaftlich geprägte Perspektive auf die Kostenstruktur eingenommen.

Einnahmen

Der Bestandteil Einnahmen der Gesamtkosten bezeichnet sowohl vermiedene Kosten des Strombezuges aus dem öffentlichen Netz bei Verwendung von Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) als auch eventuelle direkte Subventionen. Diese werden von den Kosten abgezogen und verbessern so die Wirtschaftlichkeit der Anlage. Die Umsetzung der Einnahmen in einen Wirkmechanismus muss auf die Eigenheiten der Einnahmengenerierung der jeweiligen Techniken abgestimmt werden. Die Integration von KWK-Anlagen in das Modell zur Berechnung der Wirtschaftlichkeit ist eine besondere Herausforderung und wird im Weiteren hinsichtlich der nötigen Vereinfachungen beschrieben.

Da die KWK zusätzliche Interaktionen mit Elementen außerhalb der Systemgrenze aufweist, werden an verschiedenen Stellen Abstraktionen herangezogen. Dazu gehören insbesondere die Bilanzierung der Energie- und Emissionsströme, die mit der Stromerzeugung in Verbindung stehen. KWK ist im Modell ausschließlich für den Dampfbereich (Papier, Nahrungsmittel, Chemie) relevant.

Energieströme: Die modellierten KWK-Anlagen nutzen – wie alle Techniken – fossile Energieträger, um daraus die als Zielgröße definierte Prozesswärme zu erzeugen. Diese wird wie bei allen anderen Techniken behandelt und als notwendige Erzeugung festgeschrieben (die KWK Anlagen sind somit wärmegeführt). Hinzu kommt eine aus der Wärmeerzeugung abgeleitete Stromerzeugung. Diese wird nicht energetisch bewertet, sondern lediglich als ökonomische Größe erfasst. Dies erfolgt, indem die erzeugte Energiemenge zum Teil als vermiedener Strombezug, zum Teil

als Einspeisung in das öffentliche Stromnetz bewertet wird. Da Ersteres die ökonomisch deutlich attraktivere Option ist, hängt die Wirtschaftlichkeit von KWK Anlagen maßgeblich von der Verteilung dieser beiden Verwendungszwecke ab. Im Basisdatensatz (Referenzfall) wird von einer 80 %-igen Nutzung für vermiedenen Netzbezug ausgegangen. Im Papierbereich scheint auch eine niedrigere Bewertung (~ 40 %) plausibel.

Emissionsströme: Um die Vergleichbarkeit der entstehenden THG-Emissionen (und ihrer Kosten) zu ermöglichen, erhalten KWK-Anlagen im direkten Vergleich mit z. B. Erdgaskesseln Gutschriften für die vermiedenen THG-Emissionen des nicht aus dem Netz bezogenen Stroms. Dies folgt der Logik, dass die KWK-Erzeugnisse vollständig bewertet werden müssen, wenn der gesamte Aufwand (Investition in Wärme- und Stromanteilen der Anlage, Energieträgerbedarf für Wärme- und Stromerzeugung) bilanziert ist. Das hat zur Folge, dass die Netto-THG Emissionen der KWK-Anlagen mit fortschreitender Dekarbonisierung des Stromnetzes steigen.

Aus diesen Designfestlegungen folgt, dass KWK-Anlagen bei hohen Strombezugspreisen wirtschaftlich attraktiv und bei hohen THG-Emissionsintensität der öffentlichen Stromnetze aus Sicht der THG-Emissionen sinnvoll erscheinen. Ersteres ist im Referenzfall gegeben, Letzteres lediglich (im Rahmen der hinterlegten Entwicklung) vor 2030.

In diesem Referenzfall sind KWK-Anlagen daher bis etwa 2030 noch attraktiv. In Parametersets, die bis 2045 eine Dekarbonisierung erreichen (siehe Ergebnisse AP2) wird regelmäßig von einem deutlich geringeren Strompreis ausgegangen, der die Wirtschaftlichkeit der KWK stark negativ beeinflusst.

3.5.2 Bewertung der Technikdiffusion

Dieser zweite Modellteil hat die Aufgabe, die Informationen über die Wirtschaftlichkeit der Techniken in ihre Diffusion im Markt zu übersetzen. Da die so abgebildete Investitionsentscheidung trotz der Fokussierung des Modells auf abgegrenzte Anwendungsbereiche nur abstrakt erfolgen kann, sind vereinfachende Modellierungskonzepte notwendig. Maßgeblich sind die Modellierung der Technikattraktivität und der Bestandsumwälzung.

Technikattraktivität

Die Technikattraktivität bestimmt, welche Technik im jeweiligen Modellierungsjahr aus Investierendensicht als vorteilhaft wahrgenommen wird. Als Kriterium werden hierzu die Wärmegestehungskosten des 1. Modellteils herangezogen (siehe zur Methodik (Fleiter et al. 2018; Rehfeldt et al. 2018)). Diese Festlegung basiert auf der Annahme, dass alle berücksichtigten Techniken in der Lage sind, den beabsichtigten Nutzen (also die Wärmebereitstellung) in gleicher Qualität zu gewährleisten. Dies wird durch eine entsprechende Technikauswahl in AP1 dargestellt. Die Berechnung der Attraktivität erfolgt über zwei alternative Routen[12]. Zum einen kann ein der Optimierung nahestehender Ansatz verwendet werden. In diesem wird ausschließlich die im Modellierungsjahr attraktivste (d. h. günstigste) Technik gewählt. Die zweitgünstigste, auch wenn sie nur geringfügig teurer ist, wird nicht gewählt. Dieser Ansatz ist leicht nachvollziehbar, kann aber realitätsferne Ergebnisse erzeugen[13]. Zum anderen kann mit dem Modellparameter die Markthomogenität bestimmt werden, wie sich die Techniken anhand ihrer Attraktivität im Markt verteilen. So wird eine kontinuierliche Verteilung erreicht. Zum Beispiel könnte die attraktivste Technologie 70 % des Marktes einnehmen, die zweitattraktivste 20 %, usw. Bei hoher

[12] Diese Routen sind eigentlich Ausprägungen derselben Methode, erzeugen aber qualitativ unterschiedliche Ergebnisse. Eine hohe Markthomogenität führt zu Optimierungsergebnissen.

[13] So genanntes „penny-switching", bei dem geringe Änderungen der Rahmendaten enorme Auswirkungen auf die Ergebnisse haben. Dies geschieht immer dann, wenn zwei Optionen (Techniken) beinahe gleichwertig sind. Im Optimierungsfall kann das Modell diese Gleichwertigkeit nicht abbilden.

Homogenität „erkennt“ der Markt die beste Lösung und wählt sie mit sehr viel höherer Wahrscheinlichkeit als die weniger guten Lösungen. Niedrige Homogenitäten bilden Nischen und unzureichende Informationen ab und führen zu mehr Technologievielfalt. Der im Modell als „mittel“ vordefinierte Vorschlag bedeutet, dass in einer 1:1-Direktkonkurrenz ein gegenüber der günstigsten Lösung um 10 % erhöhter Preis den Marktanteil um 10 %-Punkte reduziert (55 % zu 45 %). Er ist die empfohlene Einstellung. Der als „niedrig" vordefinierte Vorschlag reduziert den Marktanteil der unterlegenen Technik bei sonst gleichen Voraussetzungen nur um 4-%-Punkte (also 52 % zu 48 %). Der als „hoch“ vordefinierte Vorschlag reduziert den Marktanteil der unterlegenen Technik bei sonst gleichen Voraussetzungen um 34-%-Punkte (also 67 % zu 33 %).

Nachteil dieser Methode ist, dass für die untersuchten Anwendungen keine empirischen Daten zu dieser Markthomogenität vorliegen. Die so verwendeten Modellparameter sind also als besonders unsichere Annahmen anzusehen[14]. Aus diesen Überlegungen ergibt sich für jedes Modellierungsjahr eine *Wahlwahrscheinlichkeit* der Techniken (zwischen 0 und 1).

Bestandsumwälzung

Die Modellierung der Bestandsumwälzung liefert die direkte Antwort auf die Forschungsfrage, unter welchen Bedingungen und in welchen Zeitfenstern Alternativtechniken in den Markt gelangen können. Dazu wird als Ausgangspunkt der Technikbestand im Startjahr verwendet[15]. In jedem folgenden Modellierungsjahr wird ein Teil des Bestandes ersetzt, z. B. weil Anlagen das Ende ihrer Lebensdauer erreichen oder vorzeitig ersetzt werden. Der Ersatz dieser Anlagen geschieht mit den zur Verfügung stehenden Techniken basierend auf ihrer *Wahlwahrscheinlichkeit*. Das Diffusionsmodell berechnet diesen Technikaustausch jährlich und berücksichtigt altersabhängige Ausfallraten. Anlagen, die länger als den doppelten Modernisierungszyklus im Bestand sind, werden unabhängig von ihrer Ausfallrate ersetzt.

Die somit recht detaillierte Abbildung des Bestandes ermöglicht es, für jedes Modellierungsjahr sowohl die ersetzten als auch die neu gebauten Anlagen sowie den aktuellen Bestand nach Technik und ergänzend die Wahlwahrscheinlichkeit anzugeben. Dadurch können Gelegenheitsfenster für Technikdiffusion abgebildet werden. Insbesondere wird so möglich, fehlende oder erfolgte Diffusion auf die Technikattraktivität (wirtschaftliche Aspekte) oder die Altersstruktur des Bestandes (Austauschrate) zurückzuführen.

Eine Einführung in die Bedienoberfläche des AP2-Tools ist als Anhang diesem Bericht angefügt (A.15).

3.6 AP3: Multikriterielle Betrachtung

3.6.1 Ziel der Technikanalyse

Im Rahmen des Gesamtvorhabens werden Techniken zur CO_2-neutralen Prozesswärmeerzeugung analysiert. Gegenstand von AP3 ist eine multikriterielle Analyse dieser Techniken. Hierzu werden Referenztechniken, gemäß dem Stand der Technik meist auf Basis fossiler Energieträger, den in der Entwicklung befindlichen, innovativen Alternativen, kurz Alternativtechniken, gegenübergestellt. Im Rahmen dieser Analyse werden dabei Referenztechnik und Alternativtechnik als zueinander gehöriges Technikpaar entlang unterschiedlicher Kriterien betrachtet. Durch eine breite Wahl dieser Kriterien soll eine ganzheitliche Übersicht ermöglicht werden, aus

[14] Aus Betrachtungen des gesamten Industriesektors und einzelner Branchen sind näherungsweise Werte bekannt (Rehfeldt et al. 2018); die Übertragbarkeit auf die untersuchten Anwendungen ist allerdings unsicher.

[15] Entweder aus Analysen in AP1 erhoben oder in einer angenommenen Altersverteilung.

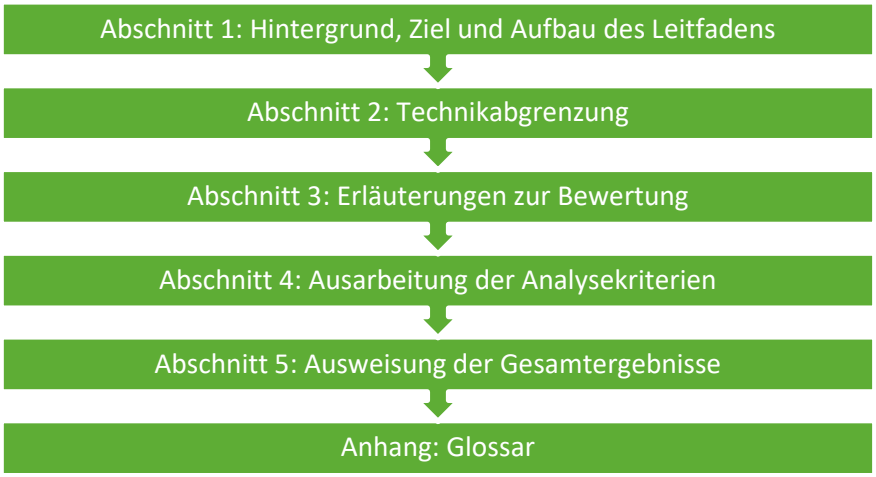
der Schlussfolgerungen bezüglich einer Einordnung der Techniken gezogen werden können. Dabei soll insbesondere vermieden werden, neben offensichtlichen Vorteilen des Technologieeinsatzes etwaige Nachteile der Techniken in anderen Bereichen nicht ausreichend zu berücksichtigen. Das Umweltbundesamt als Auftraggeber legt dabei Wert auf transparente, nachvollziehbare und belastbare Ergebnisse, die auf einer wissenschaftlich fundierten Herangehensweise beruhen, die aber gleichzeitig auch einfach und praktikabel sowie einheitlich über verschiedene Techniken hinweg erzielt werden.

3.6.2 Leitfadengestützte Durchführung der Technikanalyse

Für die Durchführung der Technikanalyse wurde ein Arbeitsleitfaden entwickelt, der als Handreichung die Durchführung einer einheitlichen Analyse innerhalb des Gesamtvorhabens sicherstellen soll. Er gliedert er sich in folgende Abschnitte (Abbildung 16):

- **Technikabgrenzung**: Die in diesem Abschnitt vorgenommene Beschreibung des Betrachtungsrahmens soll sicherstellen, dass die analysierten Referenz- und Alternativtechniken eindeutig abgegrenzt sind.
- **Erläuterungen zur Bewertung**: Die multikriterielle Gesamtanalyse umfasst die Berücksichtigung sowohl qualitativer wie quantitativer Kriterien. Die Bearbeitung der Kriterien unterliegt einheitlichen Vorgaben, die in diesem Abschnitt dargestellt werden.
- **Ausarbeitung der Einzelkriterien**: In der Analyse werden die zu bearbeitenden Kriterien aus den Bereichen Ökologie, Technik und Ökonomie beschrieben und Hilfestellungen zu deren Ermittlung geboten.
- **Ausweisung der Gesamtergebnisse**: In diesem abschließenden Abschnitt des Leitfadens werden Hinweise auf die Ausweisung der Ergebnisse auf der Ebene der Anwendungen gegeben.

Abbildung 16: Übersicht der Struktur des Leitfadens



Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

Mit Blick auf die Anwendung des Leitfadens sind folgende methodische Hinweise zu beachten:

- Der Leitfaden stellt *keinen vordefinierten Mechanismus* dar, den es streng abzuarbeiten gilt und der eine mechanistische Einordnung einer Technik anstrebt. Vielmehr soll für die jeweiligen Untersuchungsschritte *ein einheitlicher Rahmen* gespannt werden, um die Eigenschaf-

ten der betrachteten Techniken strukturiert und auf Basis einer einheitlichen Vorgehensweise zu analysieren und auszuwerten. In diesem Sinn obliegt es insbesondere bei qualitativen Bewertungskriterien den jeweilig Bearbeitenden, anhand einer Betrachtung der jeweiligen Unteraspekte zu einer begründeten Gesamteinschätzung für das jeweilige Kriterium zu gelangen.

- Die genannte Vorgehensweise kann zu uneinheitlichen Bewertungen führen, wenn mehrere unterschiedliche Bearbeitende einzelne Technikpaare betrachten. Um heterogene Interpretationen zu minimieren, findet *nach der Durchführung der Analysen der Technikpaare nachgelagert innerhalb des Kreises der Bearbeitenden eine übergreifende Durchsicht* statt.
- Generell wird die Analyse in AP3 aus einer *gesamtwirtschaftlichen Perspektive* heraus vorgenommen. Einzelwirtschaftliche Aspekte, wie beispielsweise Investitionen auf der Ebene einzelner Anlagen, gehen zwar in die Bewertung ein, die Betrachtung bezieht sich jedoch stets auf den jeweils betroffenen Anlagenpark in seiner Gesamtheit. Die *Analyse ist ferner zukunftsgerichtet* und sucht neben der Beschreibung des Stands der Technik auch die Berücksichtigung künftiger Entwicklungen.
- Die Bewertung für ein Technikpaar erfolgt anhand eines *unmittelbaren Vergleichs von Referenztechnik und Alternativtechnik*. Im Zentrum der Bewertung steht also die Ausweisung relevanter Änderungen beim Technikwechsel, nicht deren absolute Höhe. Eine Bewertung ist entsprechend *nur für bestimmte Zeiträume angezeigt*, in denen neben der Referenztechnik auch die Alternativtechnik in der Praxis eingesetzt werden kann.
- Zu beachten ist hierbei, dass es sich in der Regel bei den betrachteten Techniken um *keine spezifischen Einzeltechnologien handelt, sondern um Aggregate ähnlicher Techniken*, die in Arbeitspaket 1 anhand bestimmter technischer oder anwendungsbezogener Aspekte als hinreichend repräsentativ für übergreifende Aussagen erachtet wurden. Folglich betrifft die Analyse in der Regel zusammenfassend mehrere Einzeltechniken, die nicht notwendigerweise in dieser Form einem einzelnen Aggregat entsprechen.
- Bei der Ausarbeitung der Vorgehensweise wurde angestrebt, einen Kompromiss zwischen Detaillierung und Bearbeitungsaufwand zu finden, um so zu einer *für die Zielsetzung angemessenen Bearbeitungstiefe* zu gelangen. Für Fragestellungen, die über die hier vorgenommene orientierende Bewertung hinausgehen, bleibt eine vertiefende Analyse oder Quantifizierung qualitativ bearbeiteter Kriterien unbenommen.
- Um die Durchführung der Analyse für die Bearbeitenden möglichst einfach und greifbar zu halten, sind die Bearbeitenden angehalten, gedanklich jeweils ein *einzelnes Aggregat der Referenztechnik einem einzelnen Aggregat der Alternativtechnik gegenüber zu stellen*. Damit soll die Technologiegegenüberstellung zur Vereinfachung zunächst unabhängig von der Anzahl der jeweils eingesetzten Aggregate sein. Eine Ausnahme hiervon bilden die Angaben zu den Kriterien Wechselwirkungen, Akzeptanz sowie Wertschöpfung und Wettbewerbsfähigkeit, die auch die Wirkungen eines breiteren Einsatzes der Alternativtechnik berücksichtigen sollen.

Um die operative Bearbeitung der Analyse einfach zu halten und zu harmonisieren, ist dem Leitfaden eine *separate Excel-Vorlage* zur Seite gestellt, in der die im Leitfaden beschriebenen Elemente hinterlegt sind und die durch die praktische Analyse führt. Das Excel-Dokument ist Anhang A.16 zu entnehmen und analog zum Analysebogen von AP2 so ausgelegt, dass eine Gegenüberstellung der Referenztechnik mit bis zu vier Alternativtechniken für dieselbe Anwendung

möglich ist. Der vorliegende Leitfaden beinhaltet gegenüber dem Excel-Dokument jedoch weitergehende Erläuterungen und Hintergründe.

3.6.3 Technikabgrenzung

Eine umfassende Ausarbeitung zur Auswahl und Beschreibung der betrachteten Referenz- und Alternativtechniken im Rahmen der Studie erfolgt in AP1. Gegenstand der Technikabgrenzung in AP3 ist ein zusammenfassender Überblick über die bewerteten Referenz- und Alternativtechniken.

Einerseits sind in diesem Zusammenhang die *Anwendungsbereiche der Techniken* darzustellen. Dies umfasst Angaben zu technischen Aspekten der Anlagennutzung (z. B. Temperaturniveaus, Leistungsklassen und Prozessführung), aber auch eine Verortung in bestehenden Branchensystematiken anhand ihrer Hauptproduktefamilien.

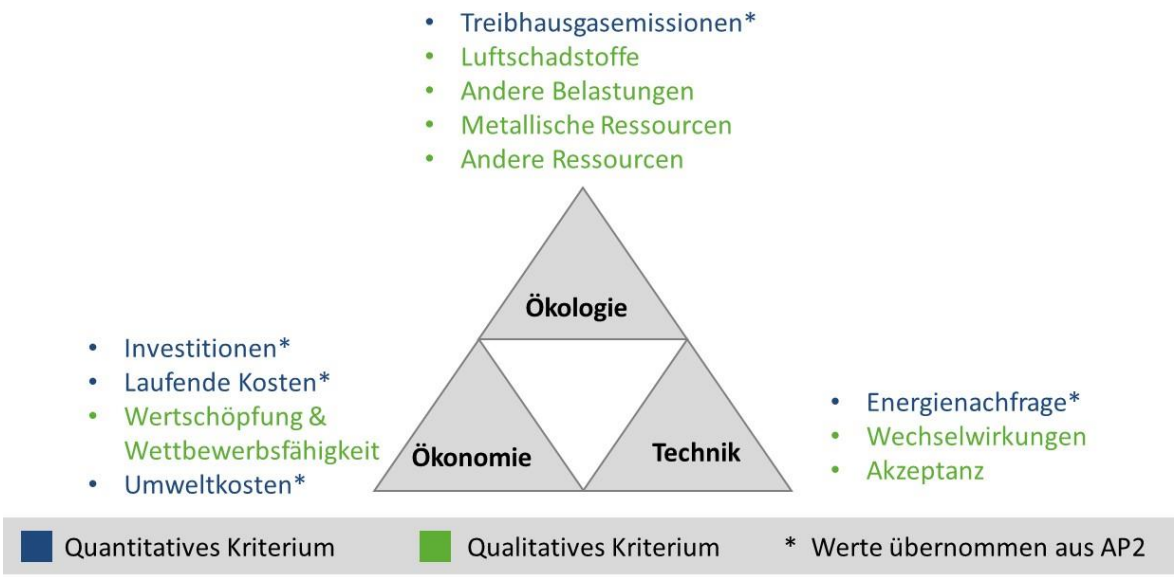
Andererseits umfasst die Technikabgrenzung eine *Kurzbeschreibung der Techniken*. Sie beinhaltet für die Referenztechniken, u. a. Angaben zu Prozessschemata, Hauptkomponenten und absehbaren künftigen Weiterentwicklungen der Techniken. Ähnliche Angaben sind für die Alternativtechniken zu machen, weitergehend sind jedoch zusätzlich Entwicklungserfordernisse bis zur Marktreife und darüber hinaus gehende Entwicklungsperspektiven zu vermerken.

3.6.4 Analysekriterien

Die eigentliche multikriterielle Analyse der Techniken folgt insgesamt zwölf Kriterien aus den Bereichen Ökologie, Ökonomie und Technik. Bei der Bearbeitung wird die relative Veränderung im Bereich der einzelnen Kriterien durch die Umstellung von der bisherigen Referenztechnik auf mögliche Alternativtechniken beleuchtet. Ein Teil der Kriterien beruht auf quantitativen Angaben, die überwiegend den Ergebnissen von AP2 entnommen werden, während es sich bei den übrigen Kriterien um qualitative Angaben handelt. Für jedes Kriterium sind Angaben für die Stützjahre 2020, 2030, 2040 und 2050 erforderlich. Dabei ist strukturiert zu vermerken, welche Quellen und Annahmen genutzt wurden und wie die jeweilige Qualität der Aussage einzuschätzen ist.

Eine Übersicht aller Bewertungskriterien gibt Abbildung 17.

Abbildung 17: Übersicht der Kriterien



Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

Im Einzelnen lassen sich die Kriterien wie folgt zusammenfassen:

- **Treibhausgasemissionen**: Aufgrund der hohen Bedeutung der energiebedingten Emissionen der betrachteten Techniken und angesichts der unmittelbaren Kopplung an die Zielsetzung werden die Änderungen der Treibhausgasemissionen betrachtet.
- **Luftschadstoffe:** Da die Energiebereitstellung durch die Techniken auf Basis fossiler Energieträger typischerweise mit Verbrennungsprozessen verbunden ist, ist eine Berücksichtigung der Wirkungen auf die Freisetzung von Luftschadstoffen bei der Betrachtung naheliegend.
- **Andere Belastungen:** Neben der Freisetzung von Luftschadstoffen gibt es verschiedene Belastungen in anderen Bereichen, die zunächst nachgeordnet erscheinen, die aber im Rahmen einer breiten Prüfung berücksichtigt werden sollten. Dieses Kriterium deckt entsprechende Belastungen ab.
- **Metallische Ressourcen:** Da die betrachtete Anlagentechnik zu großen Teilen auf Metallen beruht, ist eine Berücksichtigung des Ressourceneinsatzes in diesem Bereich angezeigt.
- **Andere Ressourcen:** Darüber hinaus sind zur vollständigen Abdeckung des Ressourceneinsatzes auch Nutzungen anderer Ressourcen denkbar, die über dieses Kriterium erfasst werden.
- **Energienachfrage**: Aufgrund der hohen Bedeutung der Energienachfrage für die künftige Ausgestaltung des Energiesystems und die enge Anknüpfung an die Freisetzung von Treibhausgasemissionen wird dieses Kriterium ausgewiesen.
- **Wechselwirkungen:** Der Einsatz einer Technik kann nicht losgelöst von ihrem Umfeld betrachtet werden. Mit diesem Kriterium werden entsprechende Wirkungen abgedeckt.
- **Akzeptanz:** Neben den technologischen Eigenschaften spielt die Wahrnehmung gerade neuer Techniken eine sehr wichtige Rolle für deren Erfolg. Dieses Kriterium versucht deshalb, die mögliche Befürwortung oder Ablehnung zu berücksichtigen.
- **Investitionen:** Die Höhe der Investitionen spielt eine wichtige Rolle für den Einsatz von Technologie und wird daher hier berücksichtigt. Um eine separate Ausweisung des erforderlichen Investitionsbedarfs für die Technikumstellung zu vermitteln, wird dieses Kriterium separat von den laufenden Kosten ausgewiesen.
- **Laufende Kosten:** Ergänzend zu den Investitionen geben die laufenden Kosten einen Einblick in die Gesamtkosten einer Technologie.
- **Wertschöpfung & Wettbewerbsfähigkeit:** Während die beiden vorherigen Kriterien die unmittelbare Wirtschaftlichkeit der Technik aus Anwendendensicht beschreiben, wird mit diesem Kriterium die Bedeutung der Techniken für die nationale Wertschöpfung und Wettbewerbsfähigkeit abgedeckt.
- **Umweltkosten**: Neben den unmittelbaren Kosten für Anwendende können aus gesellschaftlicher Sicht Kosten durch Folgewirkungen der Nutzung der Techniken auftreten. Diese gesellschaftlichen Kosten werden als Umweltkosten für die Bereiche Luft- und Treibhausgasemissionen ausgewiesen.

4 Ergebnisse der Technologieanalyse - AP1

Für die Erzeugung von Prozesswärme in Industrieöfen, Thermoprozessanlagen und Dampferzeugern finden unterschiedliche Technologien Anwendung. Diese werden im Folgenden näher beschrieben - zunächst ohne auf branchenspezifische Details einzugehen. Eine Analyse des branchenspezifischen technischen Potentials erfolgt im Rahmen der Branchenanalysen in Abschnitt 5. Die zugrundeliegende Terminologie ist in Abschnitt 3 dargestellt.

4.1 Konventionelle Technologien mit fossilen Energieträgern

In den in dieser Studie betrachteten Branchen stellt Erdgas einen der wichtigsten Energieträger für die Beheizung von Industrieöfen und Thermoprozessanlagen dar. Auch konventionelle Dampfkessel und KWK-Anlagen werden meist mit Erdgas beheizt. Andere Brennstoffe wie Heizöl, Biogas, Bioöl, Wasserstoff, Sonderbrennstoffe und Mehrstofffeuerung können ebenfalls Anwendung finden.

4.1.1 Beheizung mit Erdgas

Erdgas besteht hauptsächlich aus Methan (CH_4) und ist durch charakteristische Verbrennungseigenschaften gekennzeichnet (Tabelle 23), wodurch es sich als Energieträger für die Prozesswärmeerzeugung in Industrieöfen und Thermoprozessanlagen eignet. Die genaue Zusammensetzung variiert je nach Herkunftsort. Bei der Verbrennung werden die Kohlenstoff- und Wasserstoffbestandteile des Erdgases zu CO_2 und H_2O umgesetzt, welche zusammen mit nicht umgesetztem Stickstoff und ggf. Sauerstoff aus der Luft die Hauptbestandteile des Abgases darstellen. Abgas mit einem Anteil von 3-Vol.-% Sauerstoff im trockenen Abgas ist dabei aus prozesstechnischen Gründen in vielen Thermoprozessanlagen üblich. Das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle gibt für Erdgas einen CO_2-Emissionsfaktor von 0,202 kg_{CO2}/kWh an (Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) 2019; Pfeifer et al. 2011c).

Tabelle 7: Eigenschaften der Verbrennung von Erdgas und Methan mit Luft (Auszug)

Eigenschaft	Ausprägung	Einheit
Heizwert (Erdgas H mit 97,79 Vol.-% CH_4)	10,03	kWh/m³
Adiabate Flammentemperatur (CH_4)	1950	°C
Max. laminare Brenngeschwindigkeit (CH_4)	0,37	m/s

Quellen: nach (Kobayashi et al. 2019; SWM Infrastruktur GmbH und Co. KG und SWM Infrastruktur Region GmbH 2020)

Eine der wichtigsten Komponenten bei der brennstoffbeheizten Wärmeerzeugung sind die Brenner. Sie sind eine Teilkomponente im Gesamtsystem „Thermoprozessanlage“ (siehe auch Abbildung 18 in Abschnitt 4.6) und ein wesentlicher Bestandteil der Beheizungseinrichtung. Eine Unterscheidung findet zwischen Kaltluft-, Warmluft-, Rekuperator- und Regeneratorbrennern statt. Die drei letztgenannten Brenner nutzen dabei eine Luftvorwärmung zur Effizienzsteigerung. Bei Warmluftbrennern wird die Luft zentral über Rekuperatoren oder Regeneratoren vorgewärmt. Bei Rekuperator- und Regeneratorbrennern findet die Luftvorwärmung dagegen dezentral statt (Wohlschläger et al. 2011; Wünning 2011b).

Eine weitere Möglichkeit zur Effizienzsteigerung bietet die Oxyfuel-Technik. Hierbei wird das Verbrennungsgas mit reinem Sauerstoff oder sauerstoffangereicherter Luft verbrannt. Dadurch können feuerungstechnische Wirkungsgrade in der gleichen Größenordnung wie bei der Ver-

wendung von Regeneratorbrennern erreicht werden. Nachteile ergeben sich durch hohe Betriebskosten wegen der Bereitstellung des Sauerstoffs und durch höhere Abgastemperaturen. Zudem ist die Abgasmenge deutlich geringer (Wünning 2011b).

4.1.2 Beheizung mit Kuppelgasen

Neben Erdgas werden in Deutschland vielfach Kuppelgase verwendet. Kuppelgase beschreiben Gase mit definierter Zusammensetzung, welche als Produkt eines bestimmten Prozesses anfallen und in einem anderen Prozess (z. B. der Erwärmung) energetisch genutzt werden. Unter Kuppelgas fallen bspw. Hochofengas, Koksofengas und Konvertergas. Diese werden daher hauptsächlich in der Stahlindustrie in integrierten Hüttenwerken verwendet (Pfeifer et al. 2018b). Der Heizwert ist vielfach geringer als der von Erdgas und eine energetische Nutzung ist an die Möglichkeiten im Anlagenverbund gebunden. Kuppelgase stehen nicht im Fokus dieser Studie.

4.1.3 Beheizung mit Kohle

In einigen Branchen ist der Einsatz von festen Brennstoffen notwendig. Dies ist hauptsächlich der Fall, wenn eine Vermischung von Erwärmungsgut und Brennstoff und damit einhergehende chemische Reaktionen stattfinden sollen oder der Brennstoff eine stützende Funktion für das Erwärmungsgut im Ofen einnimmt. Im Rahmen dieser Studie werden vor allem in der Mineralindustrie, aber auch in der Gießereibranche feste Brennstoffe eingesetzt. Die Verbrennung von festen oder flüssigen Brennstoffen mit gasförmigem Oxidator ist grundsätzlich komplexer als die Verbrennung in homogener Gasphase. Dies ist darauf zurückzuführen, dass neben den Prozessen der Gasphase (chemische Reaktionen und molekularer Transport) auch Vorgänge in der festen und flüssigen Phase sowie an den Grenzschichten der Phasenübergänge berücksichtigt werden müssen (Warnatz et al. 1997). Als Oxidator wird vielfach Luft verwendet. Diese kann je nach Thermoprozessanlage auch vorgeheizt werden. Teilweise wird auch reiner Sauerstoff anstelle von Luft eingeblasen (Schorcht et al. 2013; Svehla et al. 2012). Der CO_2-Emissionsfaktor beträgt für Steinkohle 0,337 kg_{CO2}/kWh bzw. 0,399 kg_{CO2}/kWh für Braunkohle. Der mittlere Heizwert von Kohle liegt bei ca. 30 MJ/kg (Umweltbundesamt (UBA) 2016; Warnatz et al. 1997).

4.1.4 Beheizung mit Koks

Im Gegensatz zu Stein- oder Braunkohle zeichnet sich Koks durch einen sehr hohen Kohlenstoffgehalt von über 95 % Kohlenstoff aus (Joos 2006). Koks ist besonders rein und stabil, aber trotzdem durchlässig für Gas. Aufgrund dieser Eigenschaften ist er in Anlagen der Eisen- und Stahlerzeugung, Gießerei-Industrie (vgl. Abschnitt 5.2.3.2) aber auch in Anlagen der Mineralindustrie, insbesondere der Kalkindustrie (vgl. Abschnitt 5.8.3.1) nur sehr schwer zu ersetzen. Der Koks wird hierbei als Energie- und/oder Kohlenstofflieferant verwendet, liefert gleichzeitig ein stabiles Stützgerüst für das Material (Schmelze, Brenngut) und sorgt für eine ausreichende Durchgasung. Steinkohle bspw. kann für diese Anwendung nicht eingesetzt werden (Joos 2006; Warnatz et al. 1997).

Der CO_2-Emissionsfaktor beträgt für Steinkohlenkoks 0,389 $kgCO_2$/kWh (Umweltbundesamt (UBA) 2016). Der höhere Emissionsfaktor im Vergleich zur Steinkohle ist auf den höheren Kohlenstoffgehalt zurückzuführen. Der Heizwert von Koks liegt ungefähr in der gleichen Größenordnung wie der von Kohle (Joos 2006; Warnatz et al. 1997).

4.1.5 Beheizung mit Öl

Bei flüssigen fossilen Brennstoffen werden heute fast ausschließlich Produkte aus der Destillation von Mineralöl verwendet, begrenzt auch Steinkohlenteeröl bzw. aus Biomasse gewonnene Kraftstoffe. Im Mittel enthalten europäische Mineralöle 46 % Paraffine, 30 % Naphtene, 20 %

Aromaten und 4 % Olefine. Die Zusammensetzung variiert hierbei je nach Herkunftsland. Nach DIN 51603 werden die vier Heizölqualitäten extra leicht (El), leicht (L), mittel (M) und schwer (S) unterschieden (Joos 2006). Zur Verbrennung muss das Öl pumpbar und zerstäubbar sein, was erst ab einer Temperatur von 50°C bzw. 110°C möglich ist. Der CO_2-Emissionsfaktor beträgt für Schweröl 0,293 kg_{CO2}/kWh (Umweltbundesamt (UBA) 2016). Jedoch entstehen bei der Verbrennung von Schweröl neben CO_2 einige weitere Schadstoffe (z. B. Schwefeldioxid und Feinstaub). Ein Vorteil des Schweröls sind die geringen Kosten bei einem vergleichsweise hohen Heizwert (ca. 40 MJ/kg) (Joos 2006; Paschotta 2013). Im Rahmen der in dieser Studie betrachteten Anlagen wird es nur geringfügig in Anlagen in der Gießerei-, der Glas- und der Kalkindustrie (vgl. Abschnitt 5.2.3, 5.7.1 und 5.8.3) eingesetzt und ist für die weiteren Betrachtungen von untergeordneter Relevanz.

4.1.6 Beheizung mit Reststoffen

Reststoffe werden vor allem in Thermoprozessanlagen der Zementindustrie aber auch der Kalkindustrie eingesetzt (vgl. Abschnitt 5.8.3 und 5.9.3). In den letzten Jahren hat sich vor allem in der Zementindustrie dabei der Einsatz von abfallbasierten Brennstoffen zunehmend verstärkt (Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) 2020a). Zum Einsatz kommen verschiedene feste und flüssige Abfälle. Dabei unterscheiden sich die genannten Abfallarten teilweise deutlich in ihrem Heizwert (Tabelle 8) (Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) 2020b).

Tabelle 8: Heizwerte ausgewählter abfallbasierter Brennstoffe der Zementindustrie in DE

Fraktion	Heizwert (MJ/kg)
Fraktionen aus Industrie- und Gewerbeabfällen, davon	-
Kunststoff	24
Zellstoff, Papier und Pappe	5
Abfälle aus der Textilindustrie	31
Altreifen	28
Aufbereitete Fraktionen aus Siedlungsabfällen	18
Lösemittel	26
Tiermehle und -fette	18
Altöl	29
Klärschlamm	2

Quelle: nach (Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) 2020b)

Aufgrund der niedrigeren Heizwerte der mehrheitlich eingesetzten Abfallbrennstoffe und der in der Regel höheren Feuchtegehalte liegt der Brennstoffenergiebedarf höher als bei Beheizung mit konventionellen Energieträgern (VDI 2094:2021-01). Dennoch lassen sich durch die Verbrennung von Abfällen CO_2-Emissionen einsparen. Das liegt vor allem an den biogenen Kohlenstoffanteilen und dem geringeren C/H-Verhältnis der Abfälle (Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) 2020a). Die biogenen Kohlenstoffanteile variieren jedoch stark mit den Abfallarten. Vor allem heizwertarme Abfallarten besitzen in der Regel einen hohen biogenen Kohlenstoffanteil. Eine Erhöhung des biogenen Anteils kann daher zur einer weitere Erhöhung des Brennstoffbedarfs führen (Zeschmar-Lahl et al. 2020). Bei der Verbrennung von Abfällen müssen zudem zu-

sätzliche Qualitätssicherungskonzepte implementiert werden, die eine sichere und umweltfreundliche Verwertung gewährleisten, indem Obergrenzen für Schadstoffgehalte eingehalten werden (VDI 2094:2021-01).

4.2 Strombasierte und hybride Technologien

Elektrische bzw. elektrothermische Verfahren wandeln elektrische Energie in thermische Energie um. In vielen Industriezweigen spielen elektrothermische Verfahren eine bedeutende Rolle. Generell kann zwischen indirekten und direkten Verfahren unterschieden werden.

4.2.1 Direkte elektrische Verfahren

4.2.1.1 Induktive Erwärmung

Die induktive Erwärmung nutzt die Wärme, die durch Ströme erzeugt wird, die in einem leitenden Körper induziert werden, der einem magnetischen Wechselfeld ausgesetzt ist. Das magnetische Wechselfeld wird dabei durch den in einer Induktionsspule fließenden Wechselstrom erzeugt. Diese wechselstromdurchflossene Induktionsspule besteht aus einem wassergekühltem Kupferleiter, welcher entsprechend der Geometrie des Gutes konstruiert ist. Besondere Eigenschaften der Induktionserwärmung sind die Übertragung der elektromagnetischen Energie ohne direkten Kontakt zum Gut sowie die Möglichkeit, Wärmequellen in definierten Bereichen des Werkstücks zu konzentrieren oder über den gesamten Querschnitt zu verteilen. Dies wird erreicht durch eine prozessabhängige Auswahl von Frequenz, Leistungswerten und Spulengeometrie (Lupi 2017; Nacke und Baake 2018).

Hauptanwendungsgebiete sind das Schmelzen und Erwärmen von Metallen, Wärmebehandlungen und Oberflächenhärtung, sowie Schweißen und Löten. Zu nennen ist insbesondere das Schmelzen in Anlagen der Gießerei-Industrie (vgl. Abschnitt 5.2.3) sowie die Erwärmung vor dem Warmumformen, beispielsweise in Press- und Walzwerken sowie Schmiedebetrieben sowohl für die Eisen- und Stahl-Branche (vgl. Abschnitt 5.5.3) als auch die NE-Branche (vgl. Abschnitt 5.3.3 und Abschnitt 5.4.3). In Gesenkschmieden werden bspw. über 80 % des Materials in induktiven Schmiedeblockerwärmungsanlagen erwärmt. Ein weiteres Anwendungsgebiet findet sich in der Querfelderwärmung von Blechen und Bändern. Je nach Anwendung können sich verfahrenstechnische Vorteile ergeben. So ist über die induktive Erwärmung eine Senkung des Materialverbrauchs möglich, die Anlagen sind platzsparend und es entstehen keine Verbrennungsabgase (Lupi 2017; Nacke und Baake 2018).

Neben den Vorteilen ist die induktive Erwärmung mit einigen Nachteilen verbunden. Dazu zählt zum einen die geringe Flexibilität, da die zuvor genannte Auswahl der Anlagenkenndaten und Spulengeometrie auf das Werkstück abgestimmt sind. Bei der Erwärmung von rechteckigen Werkstücken besteht die Schwierigkeit zudem darin, eine gleichmäßige Wärmeabgabe mit einer angemessenen Kontrolle u.a. des Skin-Effekts sowie der Randeffekte zu erreichen (Rudnev et al. 2017). Neben wirtschaftlichen Aspekten insbesondere in Bezug auf die Energiekosten ergeben sich anwendungsspezifische technische Restriktionen vor allem in Bezug auf die Bauteilgeometrie sowie auf den Durchsatz der Anlage, welche die Einsatzmöglichkeiten gegenwärtig limitieren. Dennoch spielt die induktive Beheizung als Alternativtechnologie im Rahmen dieser Studie eine wichtige Rolle.

4.2.1.2 Konduktive Erwärmung

Die konduktive Erwärmung beschreibt die Erwärmung von leitenden metallischen oder nichtmetallischen Materialien, bei denen ein elektrischer Strom direkt in das zu erwärmende Werkstück fließt. Das Werkstück ist somit Teil des Stromkreises. Für konduktive Erwärmungsanlagen

ist daher das Kontaktsystem, das den Strom an das erwärmende Werkstück überträgt, von entscheidender Bedeutung. Es handelt sich wie bei der induktiven Erwärmung um ein direktes Erwärmungsverfahren und wird auch direkte Widerstandserwärmung genannt (Lupi 2017; Nacke und Baake 2018).

Die Eigenschaft, Wärme direkt in dem zu erwärmenden Material zu entwickeln, hat einige Vorteile, wie kurze Aufheizzeiten als Folge der Verteilung der Wärmequellen im Werkstück, niedrige Oxidation von Werkstücken oder eine hohe Wirtschaftlichkeit. Ein Nachteil ist die ausschließliche Anwendbarkeit des Verfahrens auf Werkstücke mit günstiger geometrischer Form. Es bedarf daher eines gleichmäßigen Querschnitts, da bereits kleine Querschnittsänderungen in einer deutlichen Temperaturänderung resultiert. Zum Erreichen einer möglichst gleichmäßigen axialen Temperaturverteilung ist zudem ein großes Verhältnis von Werkstücklänge zu Querschnittsabmessungen nötig (Lupi 2017; Nacke und Baake 2018).

Anwendungsbeispiele für die konduktive Erwärmung finden sich in verschiedenen Industriezweigen. Die direkte Widerstandserwärmung wird beispielsweise beim Schmelzen von Glas oder bei der Schmelzflusselektrolyse von Aluminium verwendet. Dieses Verfahren wird in der Eisen-, Stahl- und Nichteisenindustrie ebenfalls bei der Erwärmung von Knüppeln, Stangen, Rohren, Blechen, Bändern und Drähten verwendet (Nacke und Baake 2018) und findet sich im Rahmen dieser Studie insbesondere in der Umformtechnik wieder (vgl. Abschnitt 5.5.2.1). Insgesamt ist die Verbreitung dieser Technologie, neben wirtschaftlichen Aspekten, aufgrund der zuvor genannten technischen Restriktionen in den in dieser Studie betrachteten Branchen und Anwendungen gering und spielt nur eine untergeordnete Rolle in den weiteren Betrachtungen.

4.2.1.3 Dielektrische Erwärmung (Hochfrequenz- und Mikrowellenerwärmung)

Bei der dielektrischen Erwärmung wird die Wärme direkt im Gut erzeugt. Die dielektrischen Verfahren, Hochfrequenz- und Mikrowellenerwärmung, basieren auf dem thermischen Effekt, der in einem dielektrischen Material erzeugt wird, wenn es einem hochfrequenten elektrischen Wechselfeld ausgesetzt wird. Dielektrische Materialien sind elektrisch schwach leitend und in aller Regel auch thermisch schlecht leitend. Stahl und Aluminium bspw. reflektieren die Strahlung, weshalb eine Erwärmung dieser Materialien nicht möglich ist (Lupi 2017; Nacke und Baake 2018).

Besonders vorteilhaft ist die Nutzung der dielektrischen Erwärmung bei Trocknungsverfahren, da die Wärme nur in den feuchten Bereich eingebracht wird und es zu keiner Überhitzung des übrigen Materials kommt. Zudem kann dadurch im Vergleich zu anderen Erwärmungsverfahren Energie gespart werden. Energetisch haben dielektrische Verfahren zudem Vorteile, wenn das Material schlecht thermisch leitend ist. Da die Wärme im Gut erzeugt wird, werden vorwiegend schnelleren Aufheizzeiten bei geringerem Energieverbrauch erreicht. Eine Überhitzung der Oberfläche kann ebenfalls vermieden werden. Aus diesen Gründen hat sich die dielektrische Erwärmung in industriellen Prozessen durchgesetzt, die eine schnelle und gleichmäßige Erwärmung in dielektrischen Werkstoffen über das gesamte Werkstoffvolumen erfordern, auch wenn dabei eine relativ teure Energieform eingesetzt wird (Lupi 2017; Nacke und Baake 2018).

Der Wirkungsgrad von Mikrowellenanlagen beträgt 40 % bis 60 %. Der spezifische Energiebedarf ist aufgrund der selektiven Erwärmung bspw. bei Trocknungsprozessen relativ gering. Zusätzlich ist die Verlustenergie wegen der kurzen Prozessdauer gering. Ein weiterer Vorteil ist der geringe Platzbedarf im Vergleich zu konventionellen Anlagen. Anwendung findet die Mikrowellenerwärmung hauptsächlich in der Lebensmittel- und pharmazeutischen Industrie zum Pasteurisieren und Sterilisieren, aber auch in der Gummi-, Kunststoff- und Textilindustrie für verschiedenen Verfahren (Nacke und Baake 2018). Für die betrachteten Anlagentypen der Metall-

und Mineralindustrie im Rahmen dieser Studie wird die dielektrische Erwärmung nur sehr vereinzelt eingesetzt (bspw. zur Formherstellung in der Gießerei-Industrie, vgl. Abschnitt 5.2.3) und ist für die betrachteten Techniken nicht von Relevanz.

4.2.2 Indirekte elektrische Verfahren

4.2.2.1 Widerstandserwärmung

Die Widerstandserwärmung nutzt die Wärme, die durch den Joule-Effekt in einem leitenden Körper, metallisch oder nichtmetallisch, in dem ein elektrischer Strom fließt, erzeugt wird. Bei der indirekten Widerstandserwärmung werden jedoch nicht das zu erwärmenden Werkstück (direkte konduktive Erwärmung), sondern z. B. im Ofen installierte Heizelemente erwärmt, welche die Wärme indirekt an das Werkstück übertragen (Lupi 2017).

Die Heizelemente sind elektrische Leiter, die die Wärme an die Umgebung abgeben. Die Wärmeübertragung findet in Form von Wärmeleitung, Konvektion und Wärmestrahlung statt. Da die Heizelemente nur bis zu einer materialabhängigen Maximaltemperatur eingesetzt werden können, ist es für die Wirtschaftlichkeit der Konstruktion und die Sicherheit des Ofenbetriebs von grundlegender Bedeutung, dass das Material sorgfältig ausgewählt und konstruiert wird. So kann z. B. eine Erhöhung der Arbeitstemperatur über die maximal zulässige Temperatur von nur 30°C bis 50°C zu einer drastischen Verringerung (bis zur Hälfte) der Lebensdauer der Heizelemente führen (Lupi 2017).

Die Hauptanforderung bei der Materialauswahl von Heizelementen ist die maximale Arbeitstemperatur. Die gängigsten Materialien lassen sich in drei Hauptgruppen unterteilen (Lupi 2017):

- metallische Legierungen für maximale Temperaturen 1.200°C bis 1.400°C
- keramische Heizelemente wie Siliziumkarbid (SiC) und Molybdändisilizid ($MoSi_2$) für maximale Temperaturen bis 1.600°C bzw. 1.900°C
- Graphit, Wolfram und Tantal für Temperaturen über 2.000°C im Einsatz unter Schutzatmosphäre oder im Vakuum

Die Vorteile der metallischen Elemente liegen sowohl in ihrer mechanischen Robustheit als auch in ihrer einfachen Regelbarkeit und ihrem geringen Preis. Der Vorteil der keramischen Heizelemente liegt in den höheren Anwendungstemperaturen. Dafür erfordern diese jedoch eine aufwendigere Regelung und sind mechanisch weniger robust. Molybdändisilizidelemente benötigen zusätzlich eine spezielle Einbauweise, da sie im Betrieb erweichen. Dafür besitzen sie eine hohe Lebensdauer (Nacke und Baake 2018).

Technische Vorteile der indirekte Widerstandserwärmung liegen in der vergleichsweise simplen und zuverlässigen Konstruktion, dem hohen elektrischen Wirkungsgrad von bis zu 95 %, der guten Regelbarkeit und einer einfachen Automatisierung der Anlage. Wirtschaftliche Vorteile liegen in den relativ niedrigen Investitions- und Betriebskosten[16]. Der größte Nachteil betrifft die begrenzte Leistungsdichte der Heizelemente. Daher werden viele Heizelemente benötigt, damit bestimmte Leistungen erreicht werden. Dies kann zu Problemen in der Anlagendimensionierung führen (Nacke und Baake 2018; Nerreter 2011).

Durch die vielseitige Anwendbarkeit hat sich die indirekte Widerstandserwärmung in vielen industriellen Prozessen etabliert. Sowohl in Gießereien, in der Keramik- und Glasindustrie wie

[16] ohne Berücksichtigung der Energiekosten

auch im Maschinenbau oder in der Nahrungsmittelindustrie. Indirekte beheizte Widerstandsöfen werden bspw. zum Schmelzen, Warmhalten, Glühen (Wärmebehandlung) und Trocknen verwendet (Nacke und Baake 2018). Im Rahmen dieser Studie findet sich die indirekte elektrische Widerstandserwärmung in allen Branchen der Branchenanalyse (Abschnitt 5) wieder und ist aufgrund der hohen technischen Relevanz wesentlicher Bestandteil der ökonomischen und ökologischen Betrachtungen.

Auch elektrische Dampfkessel funktionieren nach dem Prinzip der Widerstandserwärmung. Im Fokus dieser Studie steht unter anderem der Elektrodenkessel, welcher im Leistungsbereich zwischen 100 kW bis 60 MW zum Einsatz kommt. Der Strom wird über Elektroden direkt in das zu erhitzende Wasser eingebracht und an den Kessel als Gegenelektrode abgegeben (Kolb und Biedermann 2014; PARAT Halvorsen AS 2021). Das Funktionsprinzip eines Elektrodenkessels ist in Anhang A.13.2 beschrieben.

4.2.2.2 Lichtbogenerwärmung

Die Lichtbogenerwärmung ist ein indirektes Beheizungsverfahren, wobei zwischen zwei Elektroden oder den Elektroden und dem Gut ein hoher Kurzschlussstrom geschaffen wird. Durch das Zurückfahren der Elektrode entsteht ein Lichtbogen. Das Auftreten des Lichtbogens beruht auf einer selbstständigen Gasentladung in Form eines Plasmas. In Industrieprozessen, wie der Stahlerzeugung, werden dabei Plasmatemperaturen bis zu 9.000 K erreicht. Die Vorteile bei der Lichtbogenerwärmung sind die hohen erreichbaren Temperaturen und Leistungsdichten (Nacke und Baake 2018).

Große Bedeutung hat die Lichtbogenerwärmung in der Stahlerzeugung. Dabei werden sowohl Wechsel- als auch Gleichstrom-Lichtbogenöfen verwendet. Im Mittelpunkt des Lichtbogens liegt eine Stromdichte von etwa 1.000 A/cm^2 vor. Der Lichtbogen kann hierbei eine Länge von 1,2 m erreichen. Anwendungsgebiete von Lichtbogenöfen sind bspw. das Schmelzen von Stahl- oder anderem metallischen Schrott, das Elektroschlacke- und Vakuumlichtbogen-Umschmelzen und das Lichtbogenschweißen. Für die Erwärmung von festen Werkstoffen werden Lichtbogenöfen üblicherweise nicht verwendet (Nacke und Baake 2018; Veitengruber et al. 2019). Im Rahmen dieser Studie findet er sich ausschließlich in der Branche der Gießerei-Industrie für das Schmelzen von Stahl wieder (vgl. Abschnitt 5.2.3 bzw. 5.2.3.7) und steht nicht im Fokus der weiteren Betrachtungen.

4.2.2.3 Plasmaerwärmung

Für die Plasmaerwärmung werden sogenannte Plasmabrenner eingesetzt. Plasmabrenner werden nach verschiedenen Kriterien klassifiziert, abhängig von der Geometrie und Konfiguration. Eine Klassifizierung basiert auf der Position der Elektroden in Bezug auf den nicht-übertragenen oder übertragenen Plasmastrahl (Nacke und Baake 2018; Taylor und Pirzada 1994).

Bei einem übertragenden Plasmastrahl liegt eine Elektrode außerhalb des Brenners, ähnlich wie beim Lichtbogenverfahren. Beim nicht-übertragenden Verfahren kann zwischen kapazitiven und induktiven Plasmabrennern unterschieden werden. Für die Plasmagenerierung wird bei kapazitiven Brennern ein hochfrequentes Wechselfeld im Mega- bis Gigahertz-Bereich an den Elektroden angelegt. Durch dieses wird das Gas geführt und ionisiert. Meistens wird Gleichstrom verwendet, da der Plasmabrenner tendenziell stabiler und einfacher zu steuern ist als mit Wechselstrom. Bei induktiven Plasmabrennern werden mithilfe eines elektromagnetisches Wechselfelds Wirbelströme induziert um das Arbeitsgas zu ionisieren. Dazu wird eine Induktionsspule verwendet (Nacke und Baake 2018).

Die Verwendung von Plasmabrennern hat einige Vorteile. Neben der hohen Leistungsdichte und dem hohen elektrischen Wirkungsgrad von bis zu 90 % und einem feuerungstechnischen Wirkungsgrad von 75 % (Chen et al. 2008) ist es laut Rao (Rao et al. 2013) möglich den Abgasstrom um bis zu 80 % zu reduzieren. Dadurch wären kleinere und weniger komplexe Abgasbehandlungssysteme nötig. Ein großer Nachteil ist die häufige Wartung, eine aufwendige Kühlung der thermisch belasteten Komponenten, welche sich auch auf den Gesamtwirkungsgrad der Anlage auswirkt, und die geringe Lebensspanne der Elektroden und die damit verbundenen Kosten (EnergieAgentur.NRW GmbH 2020; Rao et al. 2013).

Plasmabrenner werden in einigen Fällen zum Schmelzen von Edelstahlschrott oder zum Schneiden und Schweißen von hochschmelzenden Werkstoffen wie Titan oder Molybdän verwendet. Weitere Anwendungsgebiete sind Plasmawärmebehandlungsverfahren und plasmagestützte Beschichtungsverfahren (Nacke und Baake 2018). Diese Anwendungsbereiche sind im Rahmen dieser Studie jedoch nur von geringer Relevanz, da es sich im sehr spezielle Nischenanwendungen handelt.

Es existieren theoretische Ansätze, Plasmabrenner auch zum Erwärmen von Stahl oder zum Sintern von Zementklinker zu verwenden. Hierbei handelt es sich aber bisher um Machbarkeitsstudien. Laut (Sandberg 2020) ist eine kommerzielle Nutzung im Bereich der Hochtemperaturerwärmung nicht vor dem Jahr 2035 zu erwarten (Sandberg 2020; Triple Steelix 2020; Wilhelmsson et al. 2018), weshalb diese Technologie als elektrische Alternativtechnik im Rahmen dieser Studie insbesondere für die Anwendungen betrachtet wird, in denen die zuvor vorgestellten alternativen elektrischen Technologien aufgrund technischer Restriktionen (insbesondere der Anwendungstemperatur und Leistungsdichte) zukünftig nicht oder nur bedingt eingesetzt werden können. Daher beschränken sich die Betrachtungen im Rahmen dieser Studie auf die Alternativtechniken der Anwendungen in der Kalk- und Zementindustrie (vgl. Abschnitt 5.8.5 und 5.9.5).

4.2.3 Hybride Verfahren

Eine weitere Beheizungsmöglichkeit ist die Kombination aus elektrischer und brennstoffbasierter Beheizung. Es existieren dabei verschiedenen Konzepte, elektrische Energie mit Brennstoffen zu kombinieren. Eine Möglichkeit besteht darin, sowohl elektrische Energie als auch Brennstoffe in einer Anlage zur Prozesswärmeerzeugung zu verwenden. Eine weitere Möglichkeit besteht darin, den Erwärmungsprozess auf zwei Anlagen aufzuteilen. Die sogenannte Standalone-Lösung für das Strangpressen von Aluminium ist ein Beispiel für ein Konzept, die Erwärmung von Vormaterial wie Brammen mit zwei Anlagen durchzuführen. Dabei übernimmt ein Ofen mit Gasbeheizung die Erwärmung auf eine Temperatur von 400°C und damit 85 % bis 90 % des Energieeinsatzes. Im Anschluss gelangt das Aluminium in eine Mehrzonen-Induktionsheizung, um das gewünschte Zieltemperaturprofil einzustellen (Günter und Beer 2014). Ebenfalls existieren Konzepte für hybride Strahlheizrohre, wobei konventionelle Gasbrenner-Strahlheizrohre mit einer elektrischen Widerstandsheizung kombiniert werden (VDEh Betriebsforschungsinstitut GmbH 2020). Diese redundanten Systeme könnten zukünftig vor allem zur Verwendung von fluktuierender Energie aus erneuerbaren Quellen genutzt werden.

Hybride Beheizungstechnologien finden sich in den Referenztechniken betrachteten Anwendungen im Rahmen dieser Studie nur bedingt wieder. Sie werden aus wirtschaftlichen Gründen im Anlagenpark in Deutschland gegenwärtig nur selten eingesetzt, gehören aber zum Stand der Technik einiger Anwendungen der NE-Metallindustrie sowie der Umformtechnik (siehe auch Abschnitt 5.3.3.6 und Abschnitt 5.5.3.5).

Hybride Konzepte können jedoch die Vorteile verschiedener Beheizungstechnologien kombinieren. Eine Teilelektrifizierung mit einer indirekten elektrischen Widerstandsbeheizung unter Berücksichtigung der technischen Restriktionen (Abschnitt 4.2.2.1) in Verbindung mit einer Brennstoffbeheizung ist bspw. für Anwendungen mit einer hohen Prozesstemperatur und hohen Produktionskapazität eine potenzielle Alternativtechnik. Im Rahmen dieser Studie steht der Einsatz hybrider Beheizungstechnologie daher insbesondere als Alternativtechnik für Anwendungen der Branchen: Wärme- und Glühöfen Stahl, der Umformtechnik sowie der Glas- und Zementindustrie im Fokus der Betrachtungen (siehe auch Abschnitt 5.1.5, 5.5.5, 5.7.5 und 5.9.5). Dabei ist jedoch zu beachten, dass vielfach komplexere Anlagentechnik notwendig ist, welche einen nicht unerheblichen zusätzlichen Material- und Investitionsaufwand bedingt. Die technischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen sind prozess- und anlagenspezifisch zu prüfen und können nicht verallgemeinert werden.

4.2.4 Wärmepumpen

Mit Wärmepumpen als strombasierte Technologie können Abwärmeströme industrieller Prozesse mit ca. 40°C bis 100°C, die derzeit nicht genutzt werden, wieder auf ein brauchbares Temperaturniveau gehoben und in den Prozess zurückgeführt werden. Aktuelle Studien zeigen, dass dampferzeugende Wärmepumpen in Niedertemperaturdampfnetze, die in der Industrie weit verbreitet sind, verhältnismäßig einfach integriert werden können (Zühlsdorf et al. 2019b; Wilk et al. 2019a; Wolf et al. 2012). Damit können bisher unerschlossene Abwärmepotenziale gehoben und Industrieprozesse energie- und kosteneffizienter gestaltet werden. Bisher sind Wärmepumpen zur Dampferzeugung jedoch nur sehr wenig verbreitet. Das Funktionsprinzip einer Wärmepumpe sowie die Klassifizierung verschiedener Systeme ist in Anhang A.13.3 beschrieben (siehe auch Abschnitt 5.11.5.2).

4.3 PtL- und PtG-Technologien

Als Alternative zu fossilen Brennstoffen können synthetisch hergestellte Gase dienen. Unter Power-to-Gas (PtG) wird in dieser Studie die Bereitstellung von Wasserstoff sowie Methan und unter Power-to-Liquid (PtL) die Bereitstellung flüssiger Kraftstoffe mithilfe von Strom verstanden (Purr et al. 2016). Eine hohe Bedeutung haben dabei Wasserstoff, sowie Gase, welche aus Wasserstoff hergestellt werden können. Werden diese Folgeprodukte aus regenerativ erzeugtem Wasserstoff produziert, wird nach Definition der Nationalen Wasserstoffstrategie der Bundesregierung (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) 2020) übergreifend von Power-to-X (PtX) gesprochen.

4.3.1 PtG-Verfahren

4.3.1.1 Beheizung mit Wasserstoff

Je nach Produktionsroute, und den damit verbundenen CO_2-Emissionen, wird Wasserstoff nach verschiedenen Farben eingeteilt. In der Nationalen Wasserstoffstrategie der Bundesregierung (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) 2020) wird Wasserstoff in grauen, blauen, türkisen und grünen Wasserstoff eingeteilt. Grauer Wasserstoff wird durch Dampfreformierung von Erdgas produziert. Dabei fallen erhebliche CO_2-Mengen an. Weltweit wurde im Jahr 2019 95 % des Wasserstoffs auf diese Weise hergestellt (Publications Office of the European Union 2019). Für blauen Wasserstoff wird nach der Dampfreformierung eine CO_2-Abscheidung und -Speicherung durchgeführt (CCS). Türkiser Wasserstoff wird mithilfe der Methanpyrolyse produziert, wobei fester Kohlenstoff anfällt (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) 2020).

Die CO_2-neutrale Produktion von grünem Wasserstoff ist mittels Elektrolyse möglich (Boudellal 2018). Grüner Wasserstoff ist als Brennstoff für die Energiewende und den Klimaschutz von Bedeutung, da bei der Verbrennung von Wasserstoff keine direkten CO_2-Emissionen entstehen. Auch brennstoffbedingte Emissionen wie Schwefel oder Staub fallen bei der Verbrennung von Wasserstoff nicht an. Die thermischen Eigenschaften von Wasserstoff unterscheiden sich von denen von Erdgas (Tabelle 9), wodurch eine direkte Substitution von Erdgas durch Wasserstoff ohne eine Anpassung der Prozessparameter und Anlagenkomponenten in der Regel nicht möglich ist.

Tabelle 9: Eigenschaften der Verbrennung von Wasserstoff mit Luft (Auszug)

Eigenschaft	Ausprägung	Einheit
Heizwert	3	kWh/m^3
Adiabate Flammentemperatur	2110	°C
Max. laminare Brenngeschwindigkeit	2,33	m/s

Quellen: nach (Kobayashi et al. 2019)

Wie bei der Verbrennung fossiler Brennstoffe mit Luft entstehen auch bei der Verbrennung von Wasserstoff mit Luft NO_x-Emissionen nach dem Zeldovich-Mechanismus . Die Bildungsrate von NO_x nimmt oberhalb einer Flammentemperatur von 1.400°C stark zu. Die lokalen Temperaturen bei der Wasserstoffverbrennung können über denen einer Erdgasverbrennung liegen, weshalb die NO_x-Bildung hier verstärkt stattfindet (Kobayashi et al. 2019; Peschka 1989; Wünning 2011a). Die Ausprägung ist wie auch bei der Erdgasverbrennung von den verwendeten Brennern und dem Gesamtsystem „Thermoprozessanlage“ (siehe auch Abbildung 18 in Abschnitt 4.6) abhängig. Für wasserstoffbetriebene Dampfkessel sind derzeit in der Regel emissionsreduzierende Maßnahmen erforderlich (Abgasnachbehandlung, siehe Abschnitt 5.11.5.3). Es wurden verschiedene Simulationen und Versuche (Cellek 2020; Leicher et al. 2017; Meraner et al. 2019; Peña et al. 2016) durchgeführt, wonach eine Verbrennung von Wasserstoff und/oder Erdgas-/Wasserstoff-Gemischen mit Luft und geringen NO_x-Emissionen theoretisch möglich ist.

Darüber hinaus beeinflusst eine Umstellung der Beheizungstechnologie von konventionellen Energieträgern auf Wasserstoff die Strömung und Wärmeübertragung in der Thermoprozessanlage. Charakteristisch für Wasserstoff ist dabei, dass das auf die Brennerdüsenfläche bezogene Produkt aus Volumenstrom und Heizwert (die sog. Flammenleistung) ca. 1,7-mal so hoch ist wie das von Methan. Die Ausbreitungsgeschwindigkeit der Flamme im Gas-Luft-Gemisch ist ungefähr 7-mal so groß. Durch die deutlich höhere Flammengeschwindigkeit sind konstruktive Änderungen der Brenner- und Anlagentechnik nötig, damit ein Rückschlagen der Flamme verhindert wird. Ebenfalls zu berücksichtigen ist die bei Wasserstoff deutlich höhere obere Zündgrenze, welche mit Luft bei Temperaturen ab 400°C schon bei ca. 88 Mol-% H_2 im Gemisch liegt. Bei Methan zum Vergleich, liegt die obere Zündgrenze bei den gleichen Bedingungen bei lediglich 17,3 Mol-% (Schéele et al. 2008; Pfeifer et al. 2018a; Winter und Nitsch 1989).

Neben einer vollständigen Beheizung mit Wasserstoff ist Zumischung von Wasserstoff in bestehende Infrastrukturen wie das Erdgasnetz in der Diskussion. Bereits heute darf dem Erdgasnetz in Deutschland bis zu 10 % Wasserstoff zugeführt werden (Deutscher Bundestag 2019). Eine wesentliche Fragestellung, die sich aus der verstärkten Zumischung von Wasserstoff in Erdgas ergibt, ist, wie sich die veränderte Gaszusammensetzung auf das Verbrennungsverhalten des Gases auswirkt. In Deutschland sind die zulässigen Eigenschaften wie Brennwert, Wobbe-Index und relative Dichten des in den Gasnetzen verteilten Erdgases im DVGW Arbeitsblatt G 260 (Technische Regel G 260 (A)) definiert. Dem Wobbe-Index als Gasaustauschgröße (Wünning und

Milani 2011) kommt dabei eine besondere Bedeutung zu. Er ist als Quotient aus dem Brennwert bzw. Heizwert und der Wurzel der relativen Dichte zwischen Brenngas und Luft definiert. Diese Kenngrößen müssen sich innerhalb der definierten Grenzwerte bewegen. Zudem sind einige Grenzwerte hinsichtlich der Wasserstoffkonzentrationen im verteilten Erdgas zu beachten. (Gas- und Wärme-Institut Essen e.V. (GWI) 2017)

Gasbrenner in Thermoprozessanlagen sind meist auf den Betrieb mit Erdgas ausgelegt, welches unmittelbar aus dem öffentlichen Leitungsnetz bezogen wird. Die Betriebserfahrungen in der Industrie zeigen aber, dass viele verfahrenstechnische Prozesse sehr empfindlich auf Änderungen in der Brenngaszusammensetzung reagieren, selbst bei annähernd gleichen Heizwerten und Wobbe-Indizes. In einem am Gas- und Wärme-Institut Essen e. V. durchgeführten Forschungsvorhaben (Benthin und Giese 2012) wurde beispielsweise untersucht, wie Erdgas durch ein Gemisch von Propan und Abgas als Brenngas für eine Schmelzofenanlage substituiert werden kann. Dabei wurde das Mischungsverhältnis der beiden Komponenten so ausgewählt, dass Heizwert und Wobbe-Index des Gemisches annähernd den Werten von Erdgas entsprechen. Dennoch konnte mithilfe von CFD-Simulationen und Messungen aufgezeigt werden, dass die Temperaturen im Schmelzbad bei der Verfeuerung des Propan-/Abgas-Gemisches deutlich niedriger waren als bei der Verwendung von Erdgas. In einem weiteren Projekt (Krause et al. 2014; Leicher et al. 2013) untersuchte ein Konsortium dreier Forschungsinstitute der deutschen Gasbranche im Auftrag des DVGW die Auswirkungen von Erdgasbeschaffenheitsschwankungen auf eine Reihe industrieller Feuerungsprozesse. Es konnte gezeigt werden, dass, je nach betrachteter Branche und Anwendung, bei Schwankungen der Erdgasbeschaffenheit innerhalb der nach G 260 (Technische Regel G 260 (A)) zulässigen Grenzen für Wobbe-Index, Brennwert und relative Dichte mit erheblichen Auswirkungen hinsichtlich Effizienz, Produktqualität und Emissionen zu rechnen ist (Gas-und Wärme-Institut Essen e.V. (GWI) 2017).

Der Einfluss auf das Gesamtsystem ist für die zukünftigen Einsatzmöglichkeiten für Wasserstoff zur Beheizung von Industrieöfen und Thermoprozessanlagen unbedingt zu berücksichtigen und steht im Fokus der technischen Betrachtungen der Anwendungen der Metall- und Mineralindustrie im Rahmen der Branchenanalyse. Grundsätzlich wird, wie auch die Elektrifizierung, der Einsatz von Wasserstoff für alle betrachteten Anwendungen im Rahmen dieser Studie geprüft. Dabei steht für die technische Analyse insbesondere in Bezug auf den Technologiereifegrad (TRL) grundsätzlich das Gesamtsystem „Thermoprozessanlage“ (siehe auch Abbildung 18 in Abschnitt 4.6) im Fokus der Untersuchungen.

Neben den technischen Aspekten in Bezug auf die Einsatzmöglichkeiten von Wasserstoff in Thermoprozessanlagen und Dampferzeugern ist die Prozesskette der Herstellung von Bedeutung. Die CO_2-neutrale Produktion von grünem Wasserstoff ist mittels Elektrolyse möglich (Boudellal 2018). Dafür werden Elektrolyseure verwendet. Diese lassen sich in folgende Hauptfamilien einteilen:

- alkalische Elektrolyseure
- PEM (en: proton exchange membrane, Protonenaustauschmembran)
- Hochtemperatur-Elektrolyse

Die alkalische Elektrolyse nutzt als Elektrolyt im Allgemeinen eine Kaliumhydroxid-Lauge. Mit diesen Anlagen können momentan bis zu 750 Nm^3/h an Wasserstoff produziert werden. Aktuell liegen die Wirkungsgrade der alkalischen Elektrolyse bei 62 % bis 82 %. Perspektivisch sind Wirkungsrade zwischen 78 % und 84 % realisierbar (Boudellal 2018; Pitschak et al. 2017; Staiger und Tanţău 2020).

Die PEM-Elektrolyse wird bisher hauptsächlich für industrielle Nischenanwendungen verwendet. Aktuell liegen die Wirkungsgrade der PEM-Elektrolyse im Bereich der alkalischen Elektrolyse. Es wird zudem von einer ähnlichen Steigerung der Wirkungsgrade wie auch bei der alkalischen Elektrolyse auf 75 % bis 84 % ausgegangen (Boudellal 2018; Staiger und Tanţău 2020).

Mit der Hochtemperaturelektrolyse soll ein hoher Wirkungsgrad bei geringerem Stromverbrauch erreicht werden. Dazu sind für den Betrieb hohe Temperaturen zwischen 700°C und 1.000°C notwendig, welche durch die Bereitstellung von Energie aus einer externen Wärmequelle realisiert werden. Die thermodynamischen Bedingungen für die stattfinden Reaktionen sind energetisch günstiger als die Niedertemperaturelektrolyse. Die Entwicklungen bei diesem Elektrolyseverfahren sind auf die sogenannte reversible Festoxidelektrolysezelle (SOEC: Solid Oxide Electrolysis Cell) ausgerichtet, bei dem der Elektrolyseur auch als Brennstoffzelle (SOFC: Solid Oxide Fuel Cell) mit Wasserstoff eingesetzt werden kann (Boudellal 2018; Pitschak et al. 2017). Der Wirkungsgrad der SOEC, bzw. der HT-Elektrolyse, liegt zwischen 65 % und 85 %. Das Potenzial liegt nach Staiger und Tanţău (Staiger und Tanţău 2020) jedoch bei einem Wirkungsgrad von 87 % bis 95 %.

Verschiedene Demonstrationsprojekte in deutschen Industrieunternehmen beschäftigen sich mit dem Bau von Elektrolyseuren zur Produktion von grünem Wasserstoff, z. B. das GrInHy 2.0-Projekt am Standort des Stahlherstellers Salzgitter AG oder das Refhyne Projekt am Standort der Rheinland Raffinerie (GrInHy 2.0: Green Industrial Hydrogen 2.0 2020; REFHYNE 2021). Die Produktion von grünem Wasserstoff erfordert große Mengen an zusätzlichem erneuerbaren Strom zu moderaten Kosten sowie eine entsprechende Pipeline-Infrastruktur bei zentraler Erzeugung oder Import des Wasserstoffs (Agora Energiewende und Wuppertal Institut 2019).

4.3.1.2 Beheizung mit Synthesegas (EE-Methan)

Bei der sogenannten Methanisierung wird Methan aus Wasserstoff hergestellt. Eine Möglichkeit dazu bietet der Sabatier-Prozess (Boudellal 2018). Der Einsatz von synthetisch hergestelltem Methan erfordert keine Umstellung der bestehenden Anlagentechnik erdgasbeheizter Anlagen. Anders als bei einer Beheizung mit Wasserstoff entstehen jedoch weiterhin direkte CO_2-Emissionen.

Der Wirkungsgrad in der Prozesskette von der Herstellung von Wasserstoff mit Strom bis zum Methan liegt bei 51 % bis 65 % (Quaschning 2019). Das Karlsruher Institut für Technologie konnte in einer Versuchsanlage einen Wirkungsgrad für die Prozesskette von 76 % erreichen (Karlsruher Institut für Technologie (KIT) 05.02.2018). Als Elektrolyseverfahren diente dabei die Hochtemperaturelektrolyse. Demnach sind Industrieanlagen mit Wirkungsgraden über 80 % möglich. Laut Quaschning (Quaschning 2019) sind sogar Wirkungsgrade von 85 % in Zukunft denkbar. Die Preise von Methan aus regenerativen Quellen sind nach Prognose (Kreidelmeyer et al. 2020) wirtschaftlich zukünftig nicht konkurrenzfähig, da die Kosten des synthetisch erzeugten grünen Methans ca. 50 % höher sind als die Kosten von grünem Wasserstoff. Insgesamt werden PtX-Energieträger mit kurzen Prozessketten daher als energetisch vorteilhafter eingeschätzt. Im Rahmen der Betrachtungen in dieser Studie steht daher neben einer Elektrifizierung der Anwendungen die Beheizung mit Wasserstoff im Fokus der Betrachtungen, sodass der Einsatz von EE-Methan nur für wenige, insbesondere hybride erdgasbeheizte Anwendungen (siehe auch Abschnitt 5.1.5, Abschnitt 5.5.5 und Abschnitt 5.7.5), als Brückentechnologie (siehe auch Abschnitt 5.2.5) sowie exemplarisch als Alternative zu Braunkohle, Abfall oder Biomasse im Drehrohrofen der Kalkindustrie (siehe auch Abschnitt 5.8.5.3) diskutiert wird.

4.3.2 PtL Verfahren

Als Power-to-Liquid (PtL) werden solche Verfahren bezeichnet, bei denen flüssige Brennstoffe aus regenerativem Strom, Wasserstoff sowie Kohlendioxid erzeugt werden. Dabei wird der Wasserstoff zusammen mit Kohlendioxid zu einem Synthesegas umgewandelt und anschließend zu geeigneten Brennstoffen aufbereitet. Meist wird bei den PtL-Verfahren die Herstellung von flüssigem Kraftstoff, wie beispielsweise Benzin, Diesel oder Kerosin, für den Verkehrs- und Luftfahrtsektor angestrebt, da insbesondere im Schwerlasttransport und Flugverkehr kaum CO_2-arme Kraftstoffe vorhanden sind (Hessisches Ministerium für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Wohnen 2021; Wuppertal Institut et al. 2018).

Grundsätzlich können auch flüssige Brennstoffe für die Beheizung von Thermoprozessanlagen verwendet werden (siehe auch Abschnitt 4.1.5). Hierbei sind brennstoffspezifische Herausforderungen hinsichtlich der Brennerkonstruktion und des Schadstoffausstoßes zu beachten. So ist in Bezug auf die Brennertechnik im Vergleich zu Gasbrennern bspw. ein veränderter Brennerkopf für eine Zerstäubung und Verdunstung des Brennstoffs sowie zur Mischung mit Luft notwendig. Darüber hinaus werden flüssige Brennstoffe auch mit Mehrstoffbrennern verbrannt (OWI Science for Fuels gGmbH - An-Institut der RWTH Aachen 2021a, 2021b, 2021c). Insgesamt ist der Stellenwert von flüssigen Brennstoffen und damit auch von PtL-Brennstoffen in der Thermoprozesstechnik gering[17]. Bei der Beheizung von Industrieöfen hat sich die Befeuerung mit Erdgas als Brennstoff in Deutschland weitgehend durchgesetzt. Daher stehen PtL-Verfahren nicht im Fokus der weiteren Betrachtungen im Rahmen dieser Studie.

Im Zusammenhang mit dem Einsatz von Wasserstoff ist Ammoniak als Brennstoff zunehmend in die Diskussion gerückt. Gegenwärtig werden ca. 55 % des produzierten grauen Wasserstoffs in Deutschland für die Ammoniaksynthese verwendet (Staiger und Tanțău 2020). Ammoniak wird größtenteils zur Herstellung von Düngemittel genutzt. Die Vorteile von Ammoniak als Wasserstoffträger liegen in seiner Lager- und Transportfähigkeit. Zur Verflüssigung sind wesentlich geringere Drücke nötig als bei Wasserstoff (Kobayashi et al. 2019). Ammoniak (NH_3) kommt als alternativer wasserstoffbasierter Energieträger aufgrund seiner Eigenschaften für die Beheizung von Thermoprozessanlagen in Frage, es ergeben sich jedoch zusätzliche technische Herausforderungen in Bezug auf den Einsatz als flüssiger Brennstoff, die schwere Entflammbarkeit sowie Brennstoff-NO_x-Emissionen (Kobayashi et al. 2019; INFUB 2020). Darüber hinaus ist der hohe Energieeinsatz für die Herstellung von Ammoniak zu berücksichtigen (Adler 2019; Hamacher 2014; Wilms et al. 2018), weshalb im Rahmen dieser Studie der Fokus auf den Einsatz von Wasserstoff gelegt wird.

Tabelle 10: Eigenschaften der Verbrennung von Ammoniak mit Luft (Auszug)

Eigenschaft	Ausprägung	Einheit
Heizwert	6,79 (@ 1 bar, 0°C)	kWh/m³
Adiabate Flammentemperatur	1.800	°C
Max. laminare Brenngeschwindigkeit	0,07	m/s

Quellen: nach (Kobayashi et al. 2019)

[17] Laut AG Energiebilanzen e.V. (AGEB) 2021 wurden in der gesamten verarbeitenden Industrie 2018 lediglich noch 10 TWh Heizöl eingesetzt (gut 2 % der Brennstoffnutzung und etwa % des Endenergiebedarfes).

4.4 Biogene Energieträger

Als Biomasse werden im Allgemeinen Stoffe organischer Herkunft verstanden[18]. Biogene Energieträger werden als CO_2-neutral angesehen, da der bei der Verbrennung entstehende Kohlenstoff vorher aus der Atmosphäre entnommen wurde (Dies Grenzt die Nutzung auf nachhaltig erschließbare Biomassequellen ein). Energieträger, welche auf Biomasse basieren, können entsprechend ihres Aggregatzustands in feste, flüssige und gasförmige biogene Energieträger eingeteilt werden (Rönsch et al. 2015; Quaschning 2019).

4.4.1 Feste biogene Energieträger

Als fester biogene Energieträger zählt beispielsweise Biokohle, bei der ausgehend von der Biomasse der Kohlenstoffgehalt durch einen thermischen Prozess (meist Pyrolyse) erhöht wurde. In (Quicker und Weber 2017) wird aufgrund der zahlreichen und wenig standardisierten Begriffe von Biomassekarbonisaten gesprochen.

Feste biogene Energieträger sind insbesondere für Prozesse interessant, in denen feste kohlenstoffbasierte Energieträger wie bspw. Koks aus prozess- oder produktspezifischen Gründen eingesetzt werden (siehe auch Abschnitt 4.1.4). So spielen in der industriellen Anwendung feste kohlenstoffhaltige Brennstoffe als Kohlenstoffträger insbesondere zur Reduktion von metallischen Erzen (bspw. bei der Rohstahlerzeugung) eine bedeutende Rolle. Aber auch in der Gießerei-Industrie werden bspw. in Kupolöfen, in denen Eisenschrott eingeschmolzen wird, Einblaskohle und Gießereikoks als feste Brennstoffe eingesetzt. Untersuchungen zeigen, dass diese Brennstoffe durch biogene Brennstoffe, welche aus Altholz oder Kokosnussschalen erzeugt wurden, ersetzt werden können. Für den Langzeitbetrieb sei allerdings noch weitere Forschung notwendig. Des Weiteren besteht aktuell noch kein größerer Markt für solche biogenen Brennstoffe, sodass Kosten und Verfügbarkeit eine Substitution erschweren (Schulten und Echterhof 2017).

Eine Besonderheit der Papier- bzw. Faserstoffherstellung ist die große Menge anfallender meist biogener Produktionsabfälle: Biogene Energieträger können hier für die Erzeugung von Strom und Prozessdampf eingesetzt werden.

Auch in der Zementindustrie werden bereits vielfältig Abfallprodukte als Brennstoff in der Sekundärfeuerung eingesetzt (abfallbasierter Brennstoffe, siehe auch Abschnitt 4.1.6). Auch hier kommen Biomassekarbonisate in Frage, um die restlichen fossilen Brennstoffe zu ersetzten (Weber 2017).

4.4.2 Gasförmige biogene Energieträger

Zu den gasförmigen biogenen Energieträgern gehören Klärgase aus Abwasser, Deponiegase aus Haus- oder Gewerbemüll und Biogas aus Gülle. Hauptbestandteile sind Methan, Kohlenstoffdioxid und Stickstoff (Tabelle 11) (Pfeifer et al. 2018b). Ein weiterer Energieträger, welcher auf Biomasse beruht, ist sogenanntes Biomethan. Biomethan kann sowohl aus biochemischer, wie auch aus thermochemischer Umwandlung hergestellt werden. Zusätzlich bedarf es einer Aufbereitung des Gases, um Erdgasqualität zu erreichen (Rönsch et al. 2015).

[18] Ergänzung: Im Sinne der Richtlinie (EU) 2018/2001 Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Neufassung) bezeichnet der Ausdruck „Biomasse“ den biologisch abbaubaren Teil von Produkten, Abfällen und Reststoffen biologischen Ursprungs der Landwirtschaft, einschließlich pflanzlicher und tierischer Stoffe, der Forstwirtschaft und damit verbundener Wirtschaftszweige, einschließlich der Fischerei und der Aquakultur sowie den biologisch abbaubaren Teil von Abfällen, darunter auch Industrie- und Haushaltsabfälle biologischen Ursprungs.

Tabelle 11: Chemische Zusammensetzung von gasförmigen biogenen Brennstoffen

Energieträger	CH_4	CO_2	N_2	O_2
Biogas aus Gülle	65 Vol.-%	34 Vol.-%	1 Vol.-%	-
Klärgas aus Abwasser	74 Vol.-%	26 Vol.-%	-	> 1 Vol.-%
Deponiegas aus Hausmüll	43 Vol.-%	31 Vol.-%	23 Vol.-%	3 Vol.-%
Deponiegas aus Haus- und Gewerbemüll	36 Vol.-%	28 Vol.-%	31 Vol.-%	5 Vol.-%

Quellen: nach (Pfeifer et al. 2018b)

Gasförmige biogene Energieträger sind als Schwachgas für die Thermoprozesstechnik von Bedeutung. Der Einsatz von Schwachgas ist in der Thermoprozesstechnik üblicherweise durch infrastrukturelle Gegebenheiten bedingt (z. B. die Verfügbarkeit von Kuppelgasen) und für spezifische Anwendungen erprobt (siehe auch Abschnitt 4.1.2). Der Einsatz von flüssigen und gasförmigen Biobrennstoffen, wie bspw. Rapsmethylester, Biogas, Klärgas, Holzgas und weitere, zur Erzeugung von industrieller Prozesswärme mittels eines Kombibrenners wird in (Gas-und Wärme-Institut Essen e.V. (GWI) und Öl-Wärme-Institut gGmbH (OWI) 2018) beschrieben. Der darin entwickelte Kombibrenner ist sowohl für Niedrig- als auch Hochtemperaturanwendungen geeignet. Dennoch steht die Beheizung mit Schwach- und Biogas aufgrund der anwendungsspezifischen bzw. limitierten Verfügbarkeit[19] nicht im Fokus der Betrachtungen im Rahmen dieser Studie.

4.4.3 Flüssige biogene Energieträger

Flüssige biogene Energieträger (auch Biobrennstoffe) sind wie PtL-Brennstoffe in der Thermoprozesstechnik von untergeordneter Bedeutung (siehe auch Abschnitt 4.3.2). In der Forschung wird insbesondere der Einsatz verschiedenen flüssigen biogenen Brennstoffe als Alternative zu konventionellem Heizöl EL untersucht. Hierbei haben bspw. Pflanzenöle einen ähnlichen Energiegehalt wie Heizöl, sind schwefelfrei und biologisch abbaubar. Allerdings verhindert der höhere Siedepunkt eine Anwendung in industriellen Brennern. Des Weiteren müsste das unterschiedliche Verdunstungs- sowie Zerstäubungsverhalten berücksichtigt werden, sodass eine Substitution nicht ohne weiteres möglich ist (Gas-und Wärme-Institut Essen e.V. (GWI) und Öl-Wärme-Institut gGmbH (OWI) 2018).

4.5 Bereitstellung von Flexibilität durch Thermoprozessanlagen

Im Rahmen der Studie erfolgen erste qualitative/semi-quantitative Einschätzungen zur Bereitstellung von Flexibilitäten an den Strommärkten durch regelbare Lasten (Lastmanagement) in einem Energieversorgungssystem mit wachsendem Anteil erneuerbarer Energien, die durch die CO_2-neutralen Prozesswärmetechniken in den betrachteten Branchen/Bereichen zukünftig ermöglicht werden könnten. Der Fokus liegt dabei auf CO_2-neutralen Prozesswärmetechniken und nicht auf der gesamten Prozesskette inkl. Nebenprozessen. Eine detaillierte Einschätzung zum Flexibilitätspotenzial einer Branche ist in der jeweiligen Branchenanalyse zu finden.

Flexibilität im Kontext der Studie bezieht sich auf die (anteilig) elektrisch beheizten Anlagen. Die in der Studie betrachteten Anlagen nach dem Stand der Technik sind alle nahezu vollständig fossil beheizt. Diese Anlagen haben damit gegenwärtig kein Potenzial zur Bereitstellung von Flexibilität im Stromnetz. Flexibilitätspotenzial besteht jedoch für Anlagen mit einer (anteiligen)

[19] Im Jahr 2018 wurden 10,3 TWh in Erdgasqualität aufbereitetes Biogas ins Erdgasnetz eingespeist. Dies entspricht ca. 1 % des gesamten Erdgasverbrauchs in Deutschland im Jahr 2018 und damit ca. 3 % des Erdgasverbrauchs der Industrie (Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA) und Bundeskartellamt 2020.)

elektrischen Beheizung. Diese werde im Rahmen dieser Studie als zukünftige Alternativtechniken diskutiert. Hierbei muss zwischen kontinuierlich und diskontinuierlich betriebenen Anlagen unterschieden werden. Eine Einordnung erfolgt im Rahmen der jeweiligen Branchenanalyse (siehe auch Abschnitt 5).

Das Potenzial zur Erhöhung der Flexibilität durch Lastmanagement an Thermoprozessanlagen besteht insbesondere in den folgenden Möglichkeiten:

- Lastverschiebung (An-, Abschalten der Thermoprozessanlagen)
- Energieträgerwechsel (fuel-switch) durch hybride Anlagentechnik

Kontinuierlich betriebene Anlagen bieten aufgrund ihrer Betriebsweise in der Regel kein Potenzial zur Flexibilisierung. Diese Anlagen sind für einen definierten Prozess/Betriebszustand ausgelegt, welcher beispielweise durch den Temperatur-/Zeitzyklus festgelegt ist und die Produktqualität bestimmt. Abweichungen in der Betriebsweise führen in der Regel zu Ausschuss. Zudem können sich An- und Abfahrvorgänge und die damit einhergehende thermische Wechselbelastung negativ auf die Lebensdauer der Anlagen(-komponenten) auswirken (Büschgens et al. 2019; Karthik 2020).

Zusätzlich dazu sind kontinuierliche Anlagen häufig direkt mit vor- und nachgeschalteten Anlagen verbunden und es werden „nahtlose“ Produkte (z. B. Draht, Band) hergestellt. Beispiele hierfür werden später unter anderem in der Stahl- oder Glasindustrie gezeigt (siehe auch Abschnitt 5.1.2 und 5.7.2). In Einzelfällen ist der durch das Lastmanagement entstehende Materialausschuss anderweitig verwertbar, wie bspw. Scherben in der Glasindustrie (Langrock et al. 2019).

Diskontinuierlich betriebene Anlagen haben in der Regel Potenzial zur Flexibilisierung. Sie lassen sich grundsätzlich an- und abschalten (Lastverschiebung), wobei auch diese Anlagen mit einem definierten Temperatur-/Zeitzyklus (wenige Minuten bis mehrere Stunden) betrieben werden, welcher die Produktqualität bestimmt. Im laufenden Betrieb ist ein Abschalten in der Regel nicht möglich, ohne die Produktqualität zu gefährden. Ausnahmen stellen hier lediglich einzelne Warmhalteprozesse dar, wie sie unter anderem in der Gießerei- oder Aluminiumindustrie vorkommen (siehe auch Abschnitt 5.2.2 und 5.3.2).

Die Möglichkeiten der Flexibilisierung sind vor allem an die Prozessdauer (der Prozess kann nicht ohne Weiteres abgebrochen werden) und die Flexibilität der gesamten Prozesskette (Produktionsplanung) gebunden. Je mehr Flexibilität in der gesamten Produktionskette bspw. durch Lagerhaltung (Größe der Puffer) vorhanden ist, desto größer ist auch das Flexibilitätspotenzial der Thermoprozessanlage. Da viele Prozessketten in der Regel für eine hohe Produktivität und Energieeffizienz und damit Wirtschaftlichkeit optimiert sind, in denen Lagerhaltung sowie energieintensive An- und Abfahrvorgänge vermieden werden, ist das Flexibilitätspotenzial gegenwärtig für viele Prozessketten und die darin verwendeten Anlagen gering.

Ein Energieträgerwechsel ist sowohl für kontinuierlich als auch diskontinuierlich betriebene Anlagen denkbar, sofern redundante Beheizungs- oder Anlagentechnik verfügbar ist. Dies ist für Anlagen, welche bspw. mit einer Brennstoff- und elektrischen (Zusatz-)Heizung ausgestattet sind der Fall. Aufgrund ihrer deutlich höheren Komplexität in Bezug auf Technik und Infrastruktur und erheblichen Mehrkosten finden diese Anlagen gegenwärtig keinen signifikanten Einsatz im Anlagenpark in Deutschland. Vor dem Hintergrund der Emissionsreduktion könnte die Elektrifizierung bzw. das Einführen zusätzlicher, redundanter elektrischer Beheizungssysteme in bestehenden Anlagen jedoch in Zukunft an Bedeutung gewinnen. Auch PtX-Technologien könnten in diesem Rahmen für bestehende Anlagen relevant sein. In diesem Zusammenhang erhöht sich

dann ebenfalls die Bedeutung der Flexibilität für die Beheizungstechnologien. Die Entwicklungen auf diesem Feld sind jedoch insbesondere an die infrastrukturellen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für die Anlagenbetreiber gebunden.

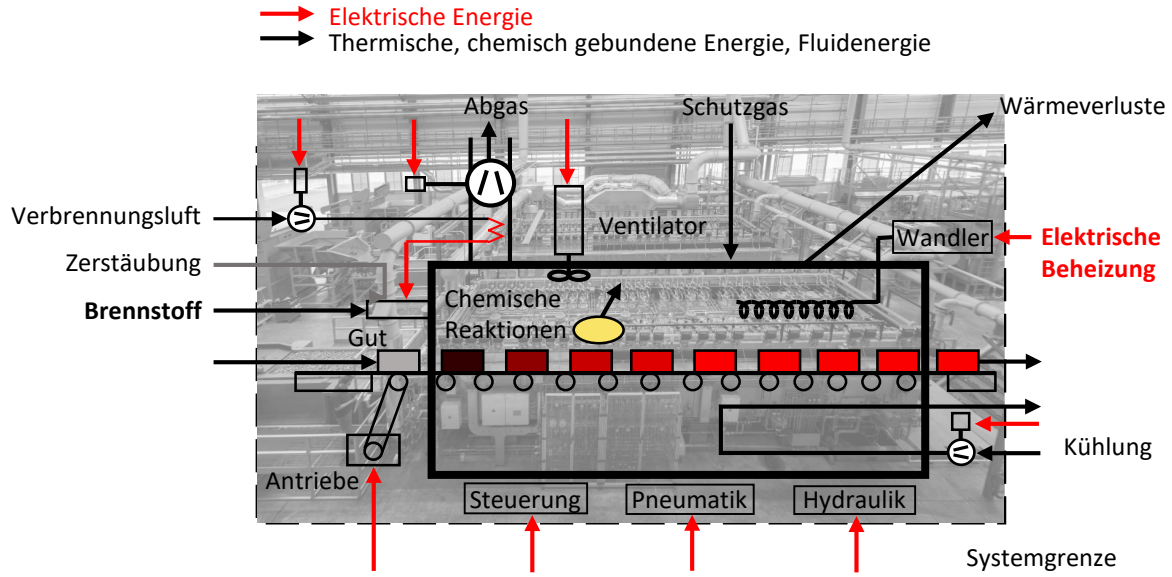
Beide Möglichkeiten zur Erhöhung des Flexibilitätspotenzials sind mit zusätzlichen Investitions- und/oder Betriebskosten verbunden. Hier müssen entsprechende Rahmenbedingungen zur Steigerung der Wirtschaftlichkeit geschaffen werden (z. B. die Vergütung von Regelleistung, oder das „Vorhalten von Anlagen"). In den oben beschriebenen Möglichkeiten zur Flexibilisierung ist fraglich, ob zum aktuellen Zeitpunkt der Aufwand und die Verluste durch z. B. Ausschussmaterial die eventuellen wirtschaftlichen Vorteile überwiegt. Als konkretes Hindernis bezüglich der Rahmenbedingungen wird hierbei von Branchenvertretern auch das aktuelle Design der Regelleistungsmärkte und die geltende Netzentgeltstruktur hervorgehoben. Hierbei muss aktuell die Teilnahme an der Sekundär- (SRL) und Minutenreserve (MRL), welche innerhalb von 30 Sekunden bis 5 Minuten (SRL) bzw. 5 Minuten bis zu einer Stunde (MRL) bereitstehen muss, eine Woche (SRL) bzw. einen Tag (MRL) im Voraus erworben werden. Zudem betragen die Abrufzeiträume, in welchen die erworbene Regelleistung erbracht werden muss, bis zu 4 Stunden. In Kombination ist diese Struktur durch den aktuellen Anlagenpark in Deutschland nur schwer nutzbar. Die Teilnahme an der Sekundär- und Minutenreserve sollte laut Branchenvertretern kurzfristiger ausgeschrieben und über einen kürzeren Zeitraum möglich sein (Bons et al. 2020).

Darüber hinaus müssen technische Aspekte überprüft und quantifiziert werden. So sind bspw. Temperatur-/Zeitverläufe von An- und Abfahrvorgängen sowie Umschaltvorgängen von Anlagen zu ermitteln. Zudem ist die Kompatibilität unterschiedlicher Beheizungstechnologien (bspw. die Standzeit elektrischer Heizelemente in Brennerabgas) miteinander zu überprüfen. Theoretisch ist eine Flexibilisierung der Anlagentechnik für viele Anlagen mit entsprechender Forschung- und Entwicklung technisch umsetzbar. Die wirtschaftlichen Anreize für die Anlagenbetreiber dazu fehlen jedoch gegenwärtig und die Teilnahme am Regelleistungs- und Spotmarkt ist entsprechend gering (Langrock et al. 2019).

4.6 Abwärmeentstehung an Thermoprozessanlagen

Bedingt durch die hohen Prozesstemperaturen und ihre charakteristischen Stoffströme besitzen Thermoprozessanlagen ein spezifisches Abwärmepotenzial. Die Ausprägung ist dabei sehr unterschiedlich. Im Rahmen dieser Studie erfolgen vor allem qualitative/semi-quantitative Einschätzungen zur Abwärmeentstehung für die betrachteten Anwendungen im Rahmen der Branchenanalysen (Abschnitt 5) und der Ergebnissynthese (Abschnitt 6). Hierbei steht die Thermoprozessanlage als Gesamtsystem innerhalb einer definierten Systemgrenze (Abbildung 18) im Fokus der Betrachtungen.

Abbildung 18: Vereinfachte Darstellung der Energie- u. Stoffströme einer Thermoprozessanlage



Quelle: Abbildung nach (Pfeifer und Baake 2010); Hintergrundfoto: (Schwäbische Härtetetechnik Ulm GmbH & Co KG 2021)

Als „Abwärme“ wir im Rahmen dieser Studie die Wärme betrachtet, welche die Systemgrenze der Thermoprozessanlage verlässt. Dies beinhaltet insbesondere die Wärme des Abgases, der Kühlung und sonstige Wärmeverluste bspw. über die Ofenwand. Die Abwärmeentstehung wird dabei durch ein charakteristisches Medium, die Menge und das Temperaturniveau beschrieben und hängt wesentlich von der prozessspezifischen Anwendung und der Beheizungstechnologie ab. So entfällt bei elektrischen Beheizungstechnologien vielfach der charakteristische Abgasstrom vollständig bzw. wird durch einen deutlich geringeren Spülgasstrom substituiert.

Zwar verlässt auch das Nutzgut (bspw. Werkstück, Schmelze, Brenngut) die Systemgrenze der Thermoprozessanlage mit einer charakteristischen Temperatur, dies ist jedoch dadurch bedingt, dass sich nach dem Thermoprozess (bspw. Schmelzen, Erwärmen, Brennen) ein charakteristischer, in der Regel temperaturgeführter, Prozessschritt (bspw. Ur- oder Umformen, gezieltes Abkühlen zur Einstellung spezifischer Werkstoffeigenschaften) anschließt (siehe auch Prozessketten der Metall- und Mineralindustrie und Abschnitt 5). Für die Betrachtung des Abwärmepotenzials kann das Nutzgut erst berücksichtigt werden, nachdem es alle mit einem Thermoprozess in Verbindung stehenden Prozessschritte durchlaufen hat. In der Regel hat das Nutzgut dann eine deutlich geringeres Temperaturniveau oder Raumtemperatur angenommen.

Grundsätzlich wird in der Thermoprozesstechnik aus Gründen der Energieeffizienz versucht, die Abwärmentstehung zu minimieren. So wird bspw. die Abgaswärme zur Luft- oder Gutvorwärmung genutzt, wodurch die Abgaswärme, welche die Thermoprozessanlage verlässt, deutlich reduziert wird (Valder 2011a; Wünning 2011b). Wärmeverluste über die Ofenwand werden durch eine geeignete Ofendämmung ebenfalls minimiert.

Abwärme, welche die Systemgrenze der Thermoprozessanlage verlässt, wird vielfach in anderen Prozessschritten innerhalb der Prozesskette eines Werks genutzt. Während bei kontinuierlichen Anlagen meistens ein charakteristischer Betriebszustand eingestellt wird, sind diskontinuierliche Anlagen durch eine charakteristische Aufheiz-, (Halte- und Kühl-)phase gekennzeichnet. Dies hat zur Folge, dass sich Temperatur und Menge des Abwärmemediums verändert, wodurch sich komplexere (zeitliche) Zusammenhänge in Bezug auf die Nutzungsmöglichkeiten der Abwärme ergeben.

Sowohl das Abwärmepotenzial einer Thermoprozessanlage, als auch die Anwendungsmöglichkeiten hängen maßgeblich vom Medium, Temperatur und Menge der Abwärme, sowie der Prozesskette ab und lassen sich im Rahmen dieser Studie aufgrund der Vielfalt der Anlagentypen und Prozessketten nicht ganzheitlich erfassen. Die Betrachtung erfolgt daher exemplarisch für die anwendungsspezifischen Technikbeispiele.

5 Ergebnisse der Branchenanalyse - AP1

5.1 Wärme- und Glühöfen Stahl-Walzwerke

5.1.1 Kurzbeschreibung der Branche

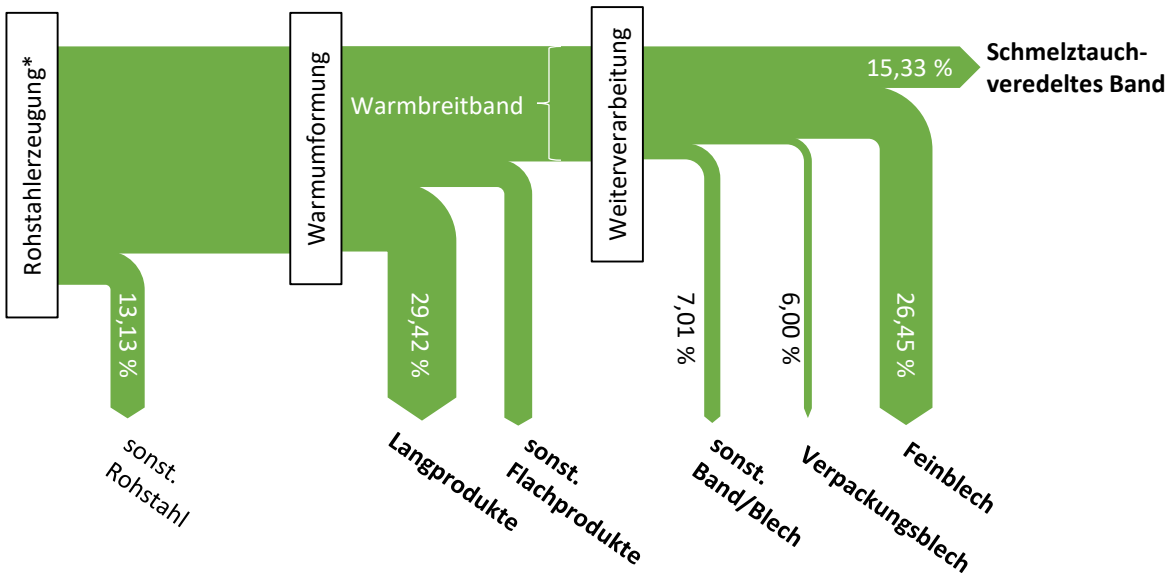
Stahl ist die mit Abstand technisch bedeutendste metallische Werkstoffgruppe. Der Begriff umfasst alle Legierungen mit dem Hauptelement Eisen in Kombination mit beispielsweise Kohlenstoff (meist mit einem Massenanteil von ca. 0,0002 bis 2 %) und weiteren Elementen. Aufgrund von etwa 2.500 spezifizierten Stahlsorten kann der Werkstoff vielseitig eingesetzt werden und bietet ein breites Anwendungs- und Eigenschaftsspektrum (Bleck 2017).

Die weltweite Rohstahlerzeugung betrug 2016 ca. 1,63 Milliarden Tonnen, wovon knapp die Hälfte aus China stammt. Dabei produzierte Deutschland mit 42,08 Millionen Tonnen in Europa mit Abstand am meisten Rohstahl und belegt damit international Rang 7. Die Rohstahlerzeugung findet dabei in Deutschland zu ungefähr zwei Dritteln über die Oxygenstahlroute statt, das restliche Drittel stammt aus der Elektrostahlroute (Wirtschaftsvereinigung Stahl 2017b).

Die Hauptabnehmer der Stahlindustrie sind der Automobil- und Bausektor, für welche Stahl als Werkstoff nach wie vor eine hohe Bedeutung hat. Zusammengenommen bestehen in diesen und weiteren stahlintensiven Industriebranchen in Deutschland rund vier Millionen Arbeitsplätze, sowie 85.000 in der Stahlindustrie selbst. Auch in den deutschen Export ist der Werkstoff stark eingebunden. So wurden 2016 knapp 33 Millionen Tonnen Walzstahl in Güterform ins Ausland exportiert. Unter diesen Gesichtspunkten und mit einem Jahresumsatz von 35,1 Milliarden Euro im Jahr 2016 ist die Stahlindustrie in Deutschland immer noch eine sehr relevante Branche (Wirtschaftsvereinigung Stahl 2017b).

Die in dieser Studie im Fokus stehende weitere Verarbeitung des Rohstahls, welcher fast ausschließlich in Form von gegossenen Blöcken eingesetzt wird, gliedert sich in verschiedene Weiterverarbeitungslinien (Abbildung 19).

Abbildung 19: Flussdiagramm für die Rohstahlverarbeitung in Deutschland (2016)



* in 2016: 42,08 Mio. t.

eigene Darstellung, Quelle: Daten nach (Wirtschaftsvereinigung Stahl 2018)

Zu erkennen ist, dass in der Stahlverarbeitung viele Produkte und Prozesse aufeinander aufbauen. So durchlaufen 95,5 % des Stahls zu Anfang Walzstraßen, bevor ca. zwei Drittel davon zu Flach- und ein Drittel zu Langprodukten verarbeitet werden. Unter sonstige Flachprodukte fällt vor allem das Grobblech, während sonstiges Band und Blech vor allem Elektroblech und profiliertes Blech oder Band umfasst. Ausgehend von ihrem Produktionsvolumen werden die relevantesten Produktionsrouten nachfolgend erläutert (Wirtschaftsvereinigung Stahl 2018).

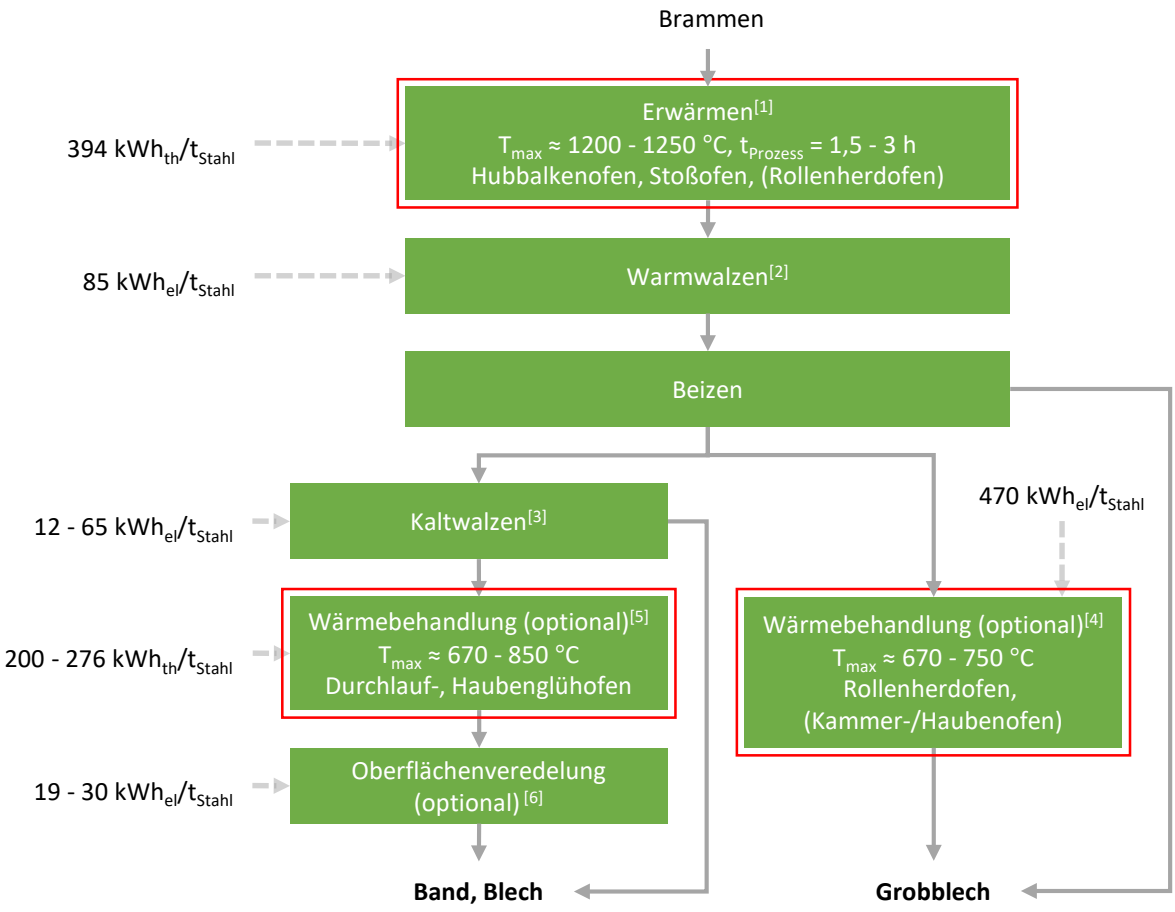
5.1.2 Branchenspezifische Prozessketten

Wie bereits dargestellt, kann die Rohstahlverarbeitung vereinfacht in die Herstellung von Flach- und Langprodukten unterteilt werden. Nachfolgend werden die Produktionswege typischer Erzeugnisse aus diesen Kategorien erläutert.

5.1.2.1 Flachprodukte

Die Herstellung von Flachprodukten umfasst unter anderem das Warmwalzen von Bändern, das Kaltwalzen von Bändern sowie die Herstellung von schmelztauchveredeltem Band (Abbildung 20).

Abbildung 20: Prozesskette der Flachstahlerzeugung



eigene Darstellung, RWTH Aachen

Legende:

Rot markiert: Energieintensive Prozessschritte mit fossilen Energieträgern im Fokus der Betrachtungen im Rahmen dieser Studie

Anmerkungen:

Der thermische Energiebedarf für die optionalen Glühprozesse fasst das Glühen von Grobblechen und feineren Produkten wie Weißblechen für Verpackungsanwendungen zusammen, woraus sich Unterschiede im Energieverbrauch und Temperaturbereich ergeben.

Bei der Verzinkung ist nur die Energie berücksichtigt, die notwendig ist, um das Zinkbad zu betreiben. In konventionellen Feuerverzinkungsanlagen wird das Band jedoch vor dem Eintauchen ins Zinkbad immer wärmebehandelt, weshalb dieser Schritt bei Betrachtung solcher Anlagen ebenfalls miteinbezogen werden muss.
Quellen:
[1]: Energieverbrauch: Mittelwert aus (European Commission 2019); Temperatur und Dauer: Mittelwert aus (Wladika 1961) und (Weber 1974)
[2]: Stromverbrauch: Mittelwert aller Warmwalzvorgänge aus (European Commission 2019), verglichen mit elektrischem Verbrauch ganzer Walzwerke aus (Spenlé 1959) und (Weber 1974) und entsprechend ergänzt
[3]: Stromverbrauch: Berechnet aus Anschlussleistung und durchschnittlichem Produktdurchsatz nach (Thyssenkrupp Rasselstein Gmbh). Gemittelt mit Durchschnitt aus (European Commission 2019)
[4]: Energieverbrauch: Mittelwert aller Glühprozesse beim Warmwalzen aus (European Commission 2019). Verglichen mit Verbrauchsangabe realer Grobblechanlage in (Weber 1974)
[5]: Energieverbrauch: Berechnet aus Anschlussleistung und durchschnittlichem Produktdurchsatz nach (Thyssenkrupp Rasselstein Gmbh). Gemittelt mit Durchschnitt aus (European Commission 2019)
[6]: Stromverbrauch: Berechnet aus Anschlussleistung und durchschnittlichem Produktdurchsatz nach (INDUGA GmbH & Co. KG), sowie aus Gesamtenergieverbrauch verschiedener Anlagen nach (Bhadra et al. 2013) und dem Mittelwert des Energieverbrauchs von Erwärmungsöfen in einer Feuerverzinkungsanlage aus (European Commission 2019)

Warmwalzen von Bändern

Warmbreitband ist eines der Grunderzeugnisse im Flachstahlbereich. Es stellt das Einsatzgut für Fein-, Verpackungs-, oberflächenveredeltes und sonstiges Blech oder Band (profiliertes und Elektroblech und –-band sowie zusammengesetzte Erzeugnisse) dar, wird aber auch in seiner Grundform verwendet.

Das Band wird im Walzwerk aus Brammen mit einer Dicke von 100 bis 300 mm zu Blechen von 0,8 bis 15 mm Dicke ausgewalzt. Zur Klassifizierung als Warmbreitband ist dabei eine Minimalbreite von 600 mm erforderlich; ansonsten ist die Rede von Bandstahl. Zum Abfangen der Walzendeformation haben die verwendeten Walzen meist eine leicht bombierte Form und sind häufig als Quarto-Walzgerüste angeordnet. Diese bestehen aus je zwei Walzen oberhalb und unterhalb des Bandes, einer Arbeits- und einer Stützwalze. Die Stützwalze dient hierbei dazu, eine Durchbiegung der Arbeitswalze zu verhindern, was ein gebogenes Band zur Folge hätte. Weitere Konfigurationen mit noch mehr Stützwalzen werden ebenfalls je nach Notwendigkeit und Produkt eingesetzt. (Schwich et al. 2017)

In konventionellen Warmbandstraßen erfolgt zuerst eine *Erwärmung* der Brammen auf die erforderliche Walztemperatur, meist ca. 1.250°C, welche abhängig von der Dicke der Brammen in ca. 1,5 bis 3 Stunden erreicht werden kann. So findet der Warmwalzprozess oberhalb der Rekristallisationstemperatur statt, und die geringere Festigkeit des Stahls bei hoher Temperatur wird ausgenutzt. Hierfür sind im Durchschnitt 394 kWh/t_{Stahl} (European Commission 2019) an thermischer Energie nötig, womit der Erwärmungsofen mit ca. 82 % den mit Abstand größten Anteil des Energieeinsatzes der gesamten Walzstraße benötigt. Die Erwärmung findet meistens in kontinuierlich betriebenen *Hubbalken- oder Stoßöfen* statt. (Langer 2011; Schwich et al. 2017)

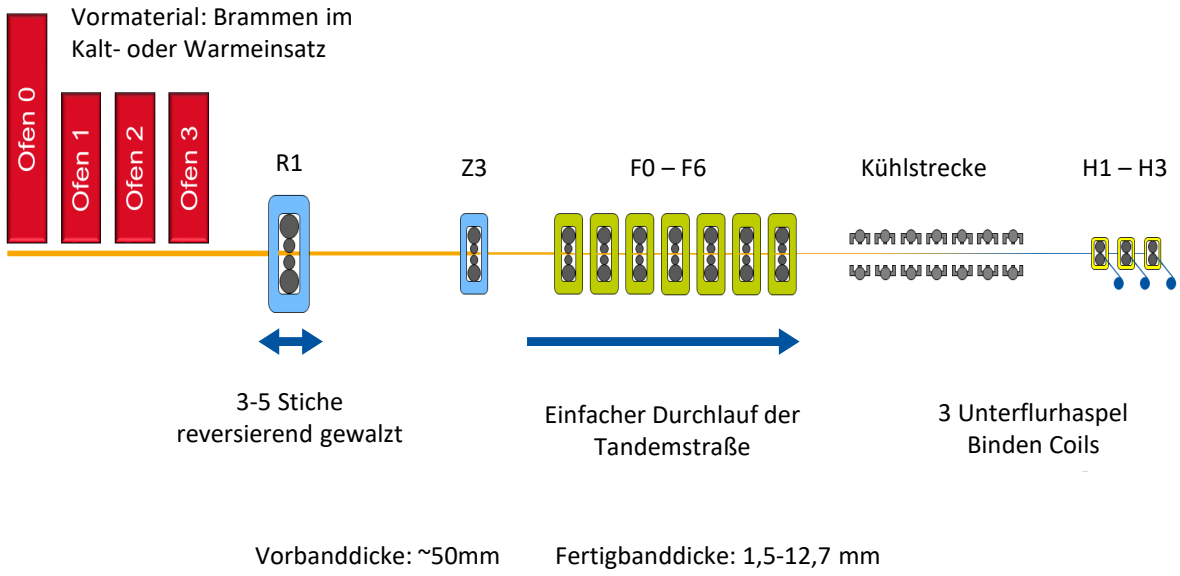
Das Band wird anschließend von Zunder befreit und am Vorgerüst reversierend in mehreren Walzstichen zum Vorband gewalzt. Nach erneutem Entzundern und Abtrennen des Bandanfangs und -endes (Schopfen) wird das Band der Fertigwalzstraße zugeführt, die im Gegensatz zum Vorwalzgerüst aus fünf bis sieben hintereinander geschalteten Walzgerüsten besteht (Abbildung 21). Das Band kann hier eine Länge von bis zu 600 m erreichen. Nachdem das Band auf Endmaße gewalzt wurde, folgt eine etwa 100 m lange Kühlstrecke, nach der das Band auf Coils mit einem durchschnittlichen Durchmesser von 2 m aufgehaspelt wird (Langer 2011; Schwich et al. 2017).

Eine Variante des Warmbreitbandes stellt das Grobblech dar. Hier wird das reversierende Walzen als alleiniges Herstellungsverfahren genutzt, wobei Brammen mit einer deutlich höheren Ausgangsdicke von ca. 450 mm an den Walzgerüsten auf Dicken von 3,5 bis 250 mm gewalzt

werden. Diese dickeren Bleche können anschließend nicht zu Coils aufgehaspelt werden, sondern werden lediglich gestapelt. In manchen Fällen erfolgt auch hier abschließend eine Wärmebehandlung, entweder über einen diskontinuierlichen Haubenofen oder einen kontinuierlich nachgeschalteten Rollenherdofen. Sie werden meist zu großen, spezialangefertigten Formteilen für den Bau großer Anlagen, wie beispielsweise Windkraftanlagen, verarbeitet (Schwich et al. 2017).

Da es sich bei den beschriebenen Walzstraßen um kontinuierliche Anlagen handelt, laufen sie fast durchgehend (ca. 8.000 h/a). Ausfälle können aufgrund von Störungen oder Reparatur- und Wartungsarbeiten auftreten.

Abbildung 21: Schematische Darstellung einer Warmbreitbandstraße



Quelle: (Schmitz 2019)

Kaltwalzen von Bändern

In Kaltwalzstraßen wird Warmwalzband erneut gewalzt, um geringere Dicken oder spezielle Oberflächen- und Verformungseigenschaften einzustellen. Nachfolgend wird die Herstellung von Verpackungsblech näher erläutert, da das Kaltwalzen ein wesentlicher Bestandteil dieser ist und andere Kaltwalzerzeugnisse als Varianten anhand dieser Produktionsroute erklärt werden können (Thyssenkrupp Rasselstein Gmbh).

Das Warmband wird in Form von Coils mit einem Gewicht zwischen 6 t und 28 t angeliefert und zunächst von diesen wieder abgehaspelt und zusammengeschweißt, um es als Endlosband der kontinuierlichen Beizanlage zuzuführen. Hier erfolgt die Reinigung des Bandes in einem knapp 100°C warmen Bad mit bspw. Schwefelsäure zur Befreiung von Zunder und Rost. Die Durchlaufzeit von Anfang bis Ende des Bades beträgt ca. 25 bis 30 Sekunden, je nach Länge des Bades und verlangter Oberflächengüte (Thyssenkrupp Rasselstein Gmbh; Schwich et al. 2017).

Nach der Reinigung des Bandes erfolgt das eigentliche Kaltwalzen. Auch hier werden mehrere Quarto-Walzgerüste hintereinander verwendet. Da sich das Stahlband beim Walzen verlängert, muss die Walzgeschwindigkeit von Gerüst zu Gerüst zunehmen, und kann dabei am Ende bis zu 2.414 m/min erreichen. Damit die hohen Umformgrade erreicht werden können, wird außerdem der Walzspalt mit einem Gemisch aus Walzöl und Wasser geschmiert (Bültmann et al. 2017; Thyssenkrupp Rasselstein Gmbh).

Durch das Walzen tritt eine erhebliche Kaltverfestigung im Stahlband auf, welche durch einen Glühvorgang wieder aufgehoben werden muss. Ansonsten ist das Band hart und spröde und für die weitere Verarbeitung ungeeignet. Vor dem Glühen muss das Band erneut von Verunreinigungen gesäubert werden (entfetten). Besonders das Walzöl wird in diesem Schritt wieder vom Band entfernt (Bültmann et al. 2017; Thyssenkrupp Rasselstein Gmbh).

Die *Wärmebehandlung* des Bandes, auch Glühen genannt, erfolgt anschließend entweder kontinuierlich in *Durchlaufglühöfen* oder diskontinuierlich in *Haubenglühöfen* bei ca. 600°C bis 750°C. Durch die hierbei stattfindende Rekristallisation wird die Verformbarkeit des Bandes wiederhergestellt. Da hierdurch aber noch nicht optimale Umformeigenschaften gegeben sind, findet nach dem Glühen ein weiterer Walzvorgang statt (Dressieren oder Nassnachwalzen). Dieses Nachwalzen findet trocken statt. Es erhöht einerseits die Ebenheit des Bandes und ermöglicht gleichzeitig die Einstellung einer, auf den Verwendungszweck abgestimmten Rauheit. Alternativ kann in diesem Schritt auch eine weitere Dickenreduzierung stattfinden (Bültmann et al. 2017; Thyssenkrupp Rasselstein Gmbh).

Nach dem Dressieren wird das Band als Feinstblech mit einer Dicke von 0,14 bis 0,49 mm zu Rollen aufgewickelt oder in Tafeln geschnitten. Bis zu diesem Punkt laufen die Produktionsrouten der meisten Kaltwalzprodukte gleich ab. Die Herstellung von Feinblech, welches alle Bleche umfasst, deren Dicke weniger als 3 mm beträgt, ist zu diesem Zeitpunkt abgeschlossen. Im Falle des Verpackungsbleches findet jedoch noch eine Veredelung statt. Man spricht nach der Veredelung dann von Weißblech, welches im Gegensatz zu normalem Feinstblech zu Verpackungsblech verarbeitet werden darf (Bültmann et al. 2017; Thyssenkrupp Rasselstein Gmbh).

Die Veredelung kann durch eine Verzinnung oder Verchromung stattfinden. Da für die Oberflächenveredlung eine verunreinigungsfreie und gleichmäßige Oberfläche nötig ist, muss das Band erneut durch eine elektrolytische alkalische Behandlung und durch Beizen gesäubert werden. Anschließend wird das Band durch zwei Reihen von Zinnanoden geführt, wo es eine kathodische Funktion einnimmt. Durch Anlegen eines elektrischen Stroms wird das Zinn der Anoden auf das Band abgeschieden. Übliche Auflagen liegen im Bereich von 1 bis 11,2 g Zinn pro m^2 (Bültmann et al. 2017; Thyssenkrupp Rasselstein Gmbh).

Zur Verbesserung der Haftung der Zinnschicht, und damit des Korrosionsschutzes, wird nach der Zinnauftragung das Band noch einmal über den Zinnschmelzpunkt von 232°C erwärmt und anschließend in Wasser abgeschreckt. Die Verchromung läuft grundsätzlich nach einem ähnlichen Prinzip ab, allerdings rein elektrolytisch. Dabei findet keine Aufschmelzung und Abschreckung des Bandes statt, und das durchschnittliche Auflagegewicht pro Quadratmeter ist hier deutlich geringer. Vor dem endgültigen Einsatz findet noch eine weitere Beschichtung mit Folie und eine Lackierung des Bleches statt, bevor es auf die kundenspezifischen Abmessungen zugeschnitten und gelagert wird. Da diese Anlagen genau wie Warmbreitbandstraßen in der Regel kontinuierlich arbeiten, liegt die Betriebsdauer auch hier bei ca. 8.000 Stunden pro Jahr (Bültmann et al. 2017; Thyssenkrupp Rasselstein Gmbh).

Auch bei der Herstellung von Elektroband wird Warmband in einem Kaltwalzwerk auf die gewünschte Enddicke heruntergewalzt. Hier hat sich das reversierende Walzen an einem Walzgerüst besonders bei speziell legierten Elektrobandsorten gegenüber dem kontinuierlichen Walzen an mehreren Gerüsten durchgesetzt. Dieses Band bezeichnet man als nicht kornorientiertes Elektroband. Danach kann das Band ebenfalls durch Glühung rekristallisiert und bestellungsabhängig zugeschnitten werden. Je nach Kundenwunsch kann das Band noch isoliert werden oder unisoliert bleiben. Beim kornorientierten Elektroband wird dagegen der Kaltwalzprozess in zwei Stufen mit einer zwischengelagerten Glühbehandlung durchgeführt (Wirtschaftsvereinigung Stahl 2017a, 2017b).

Schmelztauchveredeltes Band

Die Schmelztauchveredlung ist die wichtigste Oberflächenveredlung mit einem Anteil von über zwei Dritteln an allen oberflächenveredelten Flachstahlerzeugnissen. Sie wird vor allem verwendet, um unlegierten Stahl korrosionsbeständiger zu machen. Dazu wird, ähnlich wie bei der Verzinnung von Verpackungsblech, der Stahl mit einem Zusatzmaterial beaufschlagt. Die wichtigste Prozessroute ist in diesem Bereich die kontinuierliche Feuerverzinkung. (Raick und Chalh-Andreas 2011)

Das Einsatzmaterial wird in Form von Coils angeliefert, abgehaspelt und zu einem Endlosband verschweißt. Danach wird das Band durch eine chemische und elektrolytische Reinigung mit anschließendem Abbürsten, Spülen und Trocknen von Schutzölen und Rückständen aus dem Walzwerk befreit. Auch hier wird zwecks zeitlicher Entkopplung mit Bandspeichern vor und nach der Verzinkung gearbeitet. (Raick und Chalh-Andreas 2011)

Nach dem ersten Bandspeicher folgt der *Durchlaufglühofen*. Die Art des Ofens hängt vom Zielprodukt ab. Dieser kann entweder mit einer Kombination aus Brennern und Strahlheizrohren, oder nur mit Strahlheizrohren beheizt werden. Das Band wird in dieser Stufe auf bis zu 850°C erwärmt, und es findet wieder eine Rekristallisation statt. Im Zusammenspiel mit der anschließenden Kühlung können die Werkstoffeigenschaften gezielt eingestellt werden. (Raick und Chalh-Andreas 2011)

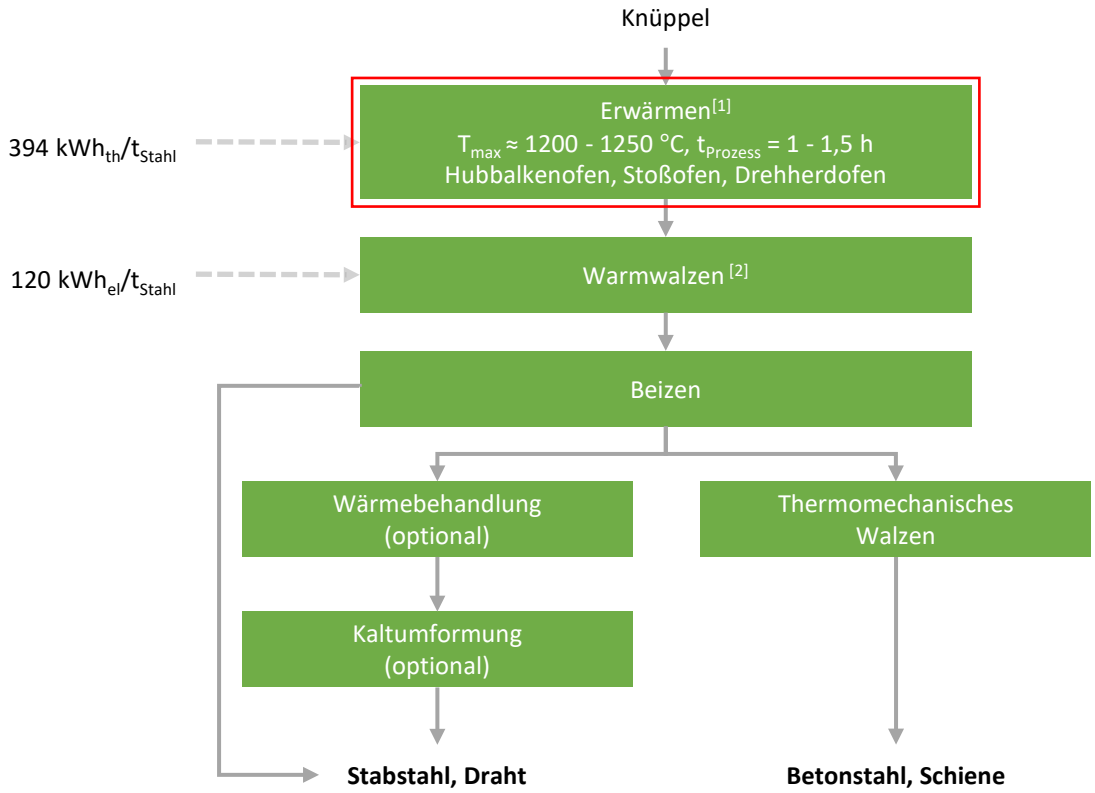
Das Band wird nach dem Glühen in ein Zinkbad eingetaucht. Die Geschwindigkeit des Bandes bewegt sich dabei je nach Banddicke und gewünschter Schichtdicke bei ungefähr 100 m/min. Die Dicke der Zinkschicht kann zusätzlich noch über Abstreifdüsen eingestellt werden. Nach dem Zinkbad kann eine weitere Glühung auf ca. 550°C bis 600°C stattfinden. Diesen Prozess nennt man „Galvannealing“. Das Band wird nun, wie auch schon das Kaltwalzblech, dressiert und erfährt je nach Endprodukt noch eine Oberflächennachbehandlung, bevor es auf Auslieferungsmaße zugeschnitten und gestapelt oder aufgehaspelt wird (Raick und Chalh-Andreas 2011).

5.1.2.2 Langprodukte

Knapp 30 % des deutschen Rohstahls, und damit ca. 12,38 Millionen Tonnen, wurden 2016 zu Langprodukten verarbeitet. Darunter fallen sowohl Stäbe, Drähte und Stahlträger als auch Schienen, welche ebenfalls die Schritte Erwärmen, Walzen und ggf. Wärmebehandlung durchlaufen (Abbildung 22). Der Rohling aus dem Stahlwerk ist im Gegensatz zur Bramme bei der Warmbanderzeugung ein deutlich dünnerer Knüppel mit meist quadratischen Abmessungen und Durchmessern von 120 mm bis 200 mm. Es findet wie beim Warmband ein *Erwärmen* auf Walztemperatur statt (ca. 1.200°C, je nach Werkstoff), für gewöhnlich ebenfalls in *Hubbalken- oder Stoßöfen*. Vereinzelt werden auch *Drehherdöfen* eingesetzt. Die Erwärmung dauert aufgrund der geringeren Größe des Einsatzgutes im Vergleich zu den Brammen nur etwa eine Stunde (SMS Meer GmbH; Schwich et al. 2017).

Das anschließende Entzundern und Warmwalzen ist prinzipiell identisch zum Vorgehen in einer Warmbandstraße. Hier werden die quadratischen Knüppel auf halbrunde bzw. runde Abmessungen mit ca. zwei Dritteln ihres ursprünglichen Durchmessers gewalzt. In der Walzstraße kann sowohl Stabstahl mit 15 mm bis ca. 100 mm, als auch Walzdraht mit 5,5 mm bis 50 mm Durchmesser produziert werden. Letzterer stellte 2016 mit ca. 6 Mio. $t_{Produkt}$ und damit knapp der Hälfte aller Langerzeugnisse aus Stahl das wichtigste Produkt in dieser Sparte dar. Die gewalzten Langstahlprodukte können dann je nach Anwendung noch weiter umgeformt und wärmebehandelt werden. Die Wärmebehandlung findet dabei in modernen Langstahlstraßen häufig im Ofen der Erwärmung statt, zu dem der Stahl in einem Loop zurückgeführt werden kann.

Abbildung 22: Prozesskette der Langstahlerzeugung



Quelle: eigene Darstellung, RWTH Aachen
Legende:
Rot markiert: Energieintensive Prozessschritte mit fossilen Energieträgern im Fokus der Betrachtungen im Rahmen dieser Studie
Anmerkungen:
Die Wärmebehandlung findet in den Öfen des Prozessschrittes Erwärmung oder in Herdwagen-, Kammer- sowie Durchlauföfen statt. Der Anteil dieses Prozessschritts an der produzierten Menge über diese Prozesskette beträgt weniger als 20 % (eigene Annahme auf Basis der Recherche zu Produktionszahlen und Anlagenpark) und wird nicht weiter betrachtet.
Quellen:
[1]: Energieverbrauch: Berechnet aus Gesamt-Gasverbrauch des Ofens, Heizwert des als Brennstoff verwendeten Hochofengases und dem durchschnittlichen Produktdurchsatz der Anlage aus (Weyel und Weide 1957). Anschließend gemittelt mit dem Datensatz des (European Commission 2019), sowie der Energieverbrauchsangaben der Anlage aus (SMS Meer GmbH).
Temperatur und Dauer: Mittelwert aus (Weyel und Weide 1957) und (SMS Meer GmbH)
[2]: Stromverbrauch: Gemittelt aus (European Commission 2019). Angepasst nach Stromverbräuchen ganzer Walzwerke in (Kösters 1962), (Weyel und Weide 1957) und (Schwenzfeier und Pawelski 1963)

Eine weitere Möglichkeit ist das thermomechanische Walzen, welches gerade zum Aufbringen von Profilen und Berippung auf den Stahl verwendet wird. Hierbei sind Erwärmungs- und Umformaggregat zu einer Einheit verbaut. Die weitere Umformung kann aber auch gänzlich ohne eine zweite Erwärmung als Kaltumformung erfolgen. Diese weiteren Verarbeitungsmöglichkeiten von Langstahl stellen jedoch eher Ausnahmen dar, und werden im weiteren Verlauf dieser Arbeit nicht näher betrachtet (SMS Meer GmbH; Wirtschaftsvereinigung Stahl 2018; Schwich et al. 2017).

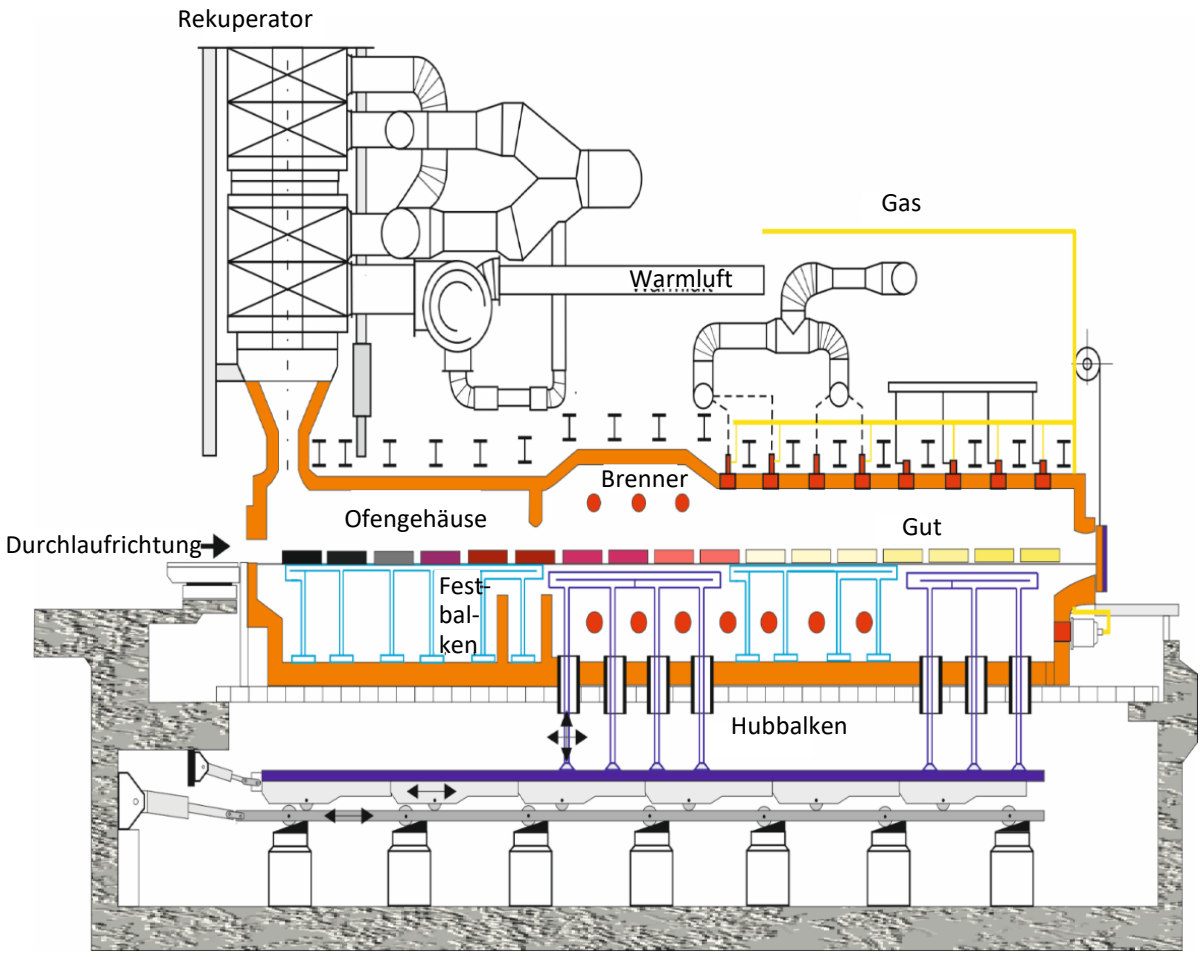
In Langstahlstraßen wird der Steuerung der Kühlung besondere Bedeutung beigemessen. Dadurch können vor allem bei der Produktion von Walzdraht, oder Stabstahl zur späteren Verarbeitung zu Draht, verschiedene Gefüge und damit unterschiedliche Eigenschaften des Drahtes genauer eingestellt werden. In manchen Walzstraßen sind dazu Loops integriert, in denen der Stahl mehrmals bei unterschiedlichen Temperaturen thermomechanisch gewalzt werden kann. Auch diese Anlagen arbeiten in der Regel kontinuierlich, also ca. 8.000 Betriebsstunden pro Jahr.

5.1.3 Branchenspezifische Thermoprozessanlagen

5.1.3.1 Hubbalken und Stoßofen

Im Hubbalkenofen wird das Einsatzgut auf einem beweglichen und einem festen Balkensystem durch den Ofen transportiert. Dadurch entfallen Relativbewegungen zwischen dem Herdsystem und dem Gut, wodurch die Brammen sehr schonend durch den Ofen bewegt werden. Hubbalkenöfen werden kontinuierlich betrieben und sind in der Regel beidseitig durch Reihen von Brennern beheizt. Hierdurch lassen sich hohe Herdflächenleistungen bei nach wie vor guter Temperaturgleichmäßigkeit in der Bramme erzielen. Als Energieträger kommt fast ausschließlich Erdgas zum Einsatz, seltener werden auch Hüttengase verwendet, sofern diese an der Anlage vorhanden sind. Dies gilt für viele Erwärmungsaggregate in der Stahlbranche. Zur Vereinfachung wird nachfolgend nur der Einsatz von Erdgas weiter betrachtet. Die Verbrennungsluft wird vorgewärmt, meist über einen Zentralrekuperator (Abbildung 23). Im Ofen herrscht eine oxidierende Atmosphäre. Hubbalkenöfen können üblicherweise für Kapazitäten bis ca. 400 t/h gut genutzt werden (Langer 2011; SMS group GmbH).

Abbildung 23: Schematischer Aufbau eines Hubbalkenofens



Quelle: nach (Hachenberg et al. 1987)

Stoßöfen funktionieren nach dem gleichen Prinzip wie Hubbalkenöfen, allerdings entfällt das bewegliche Balkensystem und die dazugehörige Mechanik. Stattdessen wird das Erwärmungsgut über Festbalken geschoben. Dadurch ist die erreichbare Oberflächenqualität beim Stoßofen begrenzt und geringer als beim Hubbalkenofen (Langer 2011).

Das Schienensystem im Hubbalkenofen sowie die Festbalken im Stoßofen werden aktiv gekühlt, daher muss neben den Anschaffungskosten auch der Energieverbrauch betrachtet werden. So kann eine gute Schienenisolierung zwar die Wärmeverluste an dieser Stelle eindämmen, es kommt hier aber zu Verschleißerscheinungen, sodass der Energieverbrauch drastisch ansteigt. Weiterhin ist die Möglichkeit gegeben, die Abwärme zumindest teilweise wieder nutzbar zu machen, was sich jedoch abermals in den Investitionskosten niederschlägt (Langer 2011).

Dem Hubbalken- und Stoßofen im Aufbau sehr ähnlich ist der Rollenherdofen. Hierbei findet der Guttransport auf beweglichen Rollen statt, was ebenso wie beim Hubbalkenofen einen gutschonenden Transport zur Folge hat. Sie können daher in der nachfolgenden Betrachtung zu den Hubbalken- und Stoßöfen gezählt werden (Langer 2011).

Hubbalken- und Stoßöfen gehören zu den am meisten vertretenen Erwärmungsöfen in der Industrie. Ihre Lebensdauer und damit ihre Altersverteilung variiert stark, da viele Ofengrundgerüste schon seit vielen Jahrzehnten in Anlagen bestehen, über die Jahre jedoch häufig umgebaut und modernisiert wurden (Langer 2011).

Zur Vollständigkeit sei an dieser Stelle erwähnt, dass neben Hubbalkenöfen auch Hubherdöfen für die Erwärmung von Stahlbrammen verwendet werden können. Diese unterscheiden sich in ihrem Transportsystem, sind aber mit den Hubbalkenöfen in ihren Kenndaten vergleichbar. Das Hauptunterscheidungsmerkmal der beiden Ofentypen ist der Durchsatz, da Hubbalkenöfen für gewöhnlich für besonders große Durchsatzleistungen verwendet werden. Im weiteren Verlauf dieser Studie wird auf eine Unterscheidung zwischen Hubbalken- und Hubherdofen verzichtet (Langer 2011).

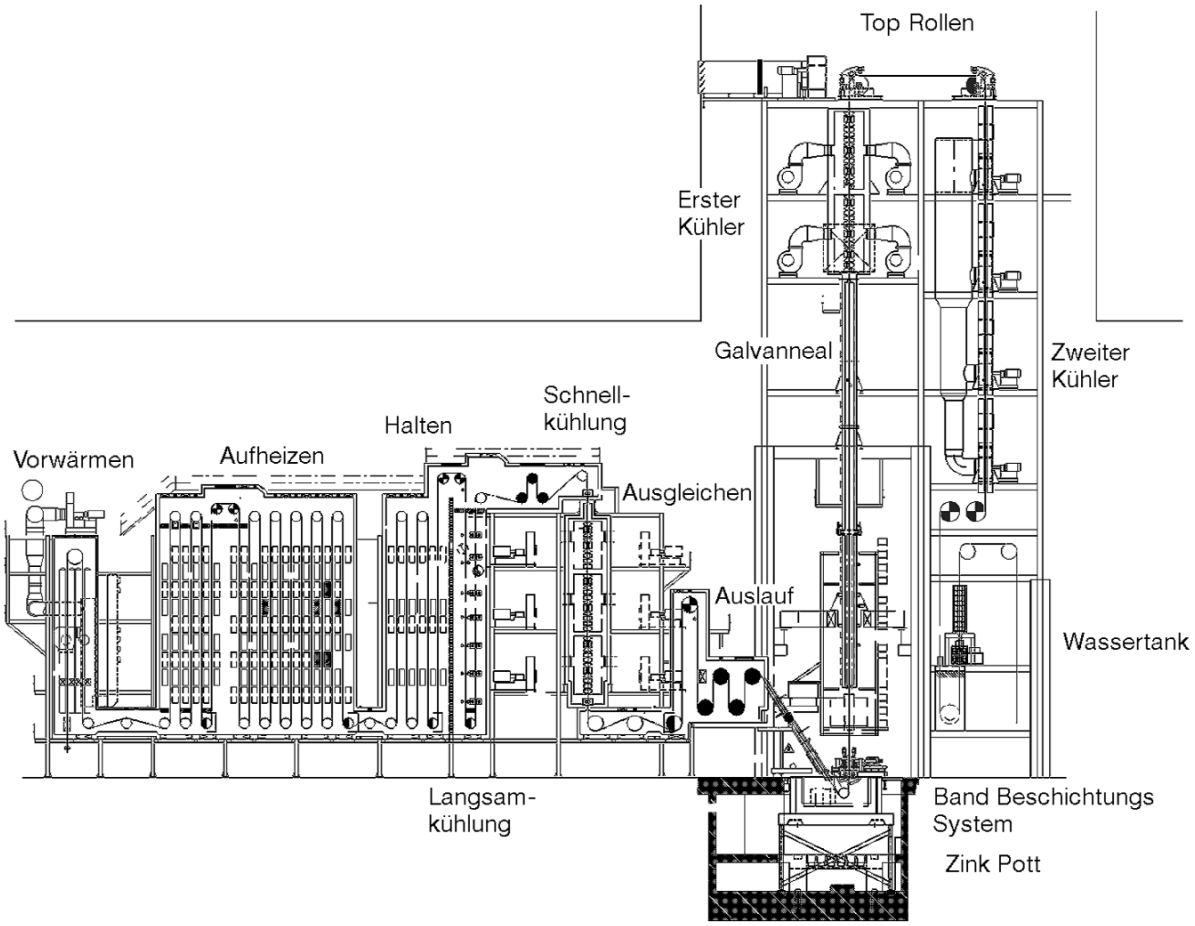
5.1.3.2 Durchlaufglühofen (Beispiel Feuerverzinkung)

In kontinuierlichen Glühöfen zur Feuerverzinkung (vereint die Prozessschritte der Wärmebehandlung und Oberflächenveredelung, vgl. Abbildung 20) werden die Bänder vor der Oberflächenveredelung wärmebehandelt (Abbildung 24). Es werden heutzutage zwei Typen von Heizsystemen eingesetzt: der mit Strahlheizrohren beheizter Strahlrohrofen mit oder ohne Vorwärmbereich und der direkt befeuerte oder nicht-oxidierende Ofen, dem eine mit Strahlheizrohren beheizte Ofenzone nachgeschaltet ist. Die verwendeten Brenner werden in beiden Fällen typischerweise mit Erdgas betrieben. Der Vorwärmbereich ist normalerweise eine Wärmerückgewinnungsanlage, die die heißen Abgase der Strahlrohrbeheizung zum Vorwärmen des Bandes nutzt. Es werden drei Arten von Vorwärmbereichen eingesetzt:

- direktes Vorwärmen mittels der Abgase aus dem Strahlrohrbereich. Das System bietet gute Effizienz, doch die Wiedergewinnung ist aufgrund des Problems der Oberflächenoxidation eingeschränkt;
- Vorwärmen mittels Luft, die in einem Wärmetauscher erwärmt wird. Die Effizienz ist niedriger und die Oberflächenoxidation bleibt problematisch;
- Vorwärmen inerter Gase wie Stickstoff mittels eines Wärmetauschers mit Abgasen. Die Effizienz ist niedriger, doch die Oberfläche wird vor Oxiden geschützt.

Im Ofen-Aufwärmbereich wird das Band über eine Anordnung von vertikalen, circa 20 m hohen Strängen auf die erforderliche Glühtemperatur gebracht. Aufgrund der in diesem Bereich installierten hohen Leistung werden vorzugsweise Verbrennungsgase eingesetzt (Raick und Chalh-Andreas 2011; Thyssenkrupp Rasselstein Gmbh).

Abbildung 24: Schematischer Aufbau eines Durchlaufglühofens in einer Feuerverzinkungslinie



Quelle: (Raick und Chalh-Andreas 2011)

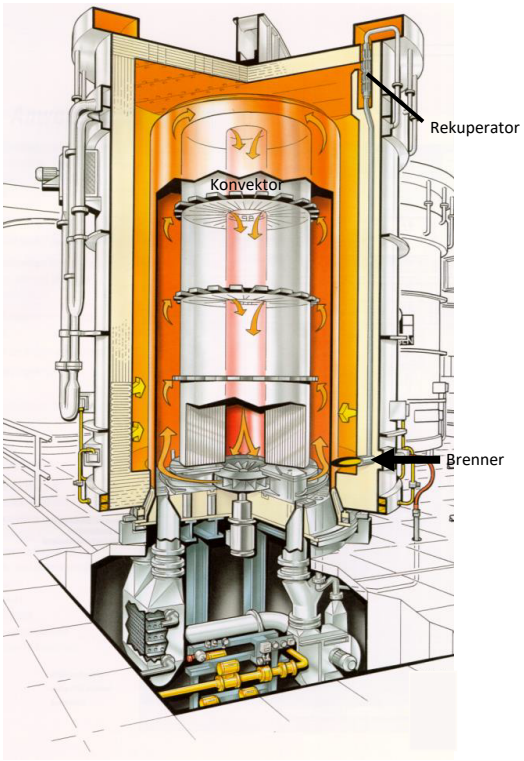
Zusätzlich kann ein direkt befeuerter Ofen (DFF oder NOF) eingesetzt werden. Dabei wird das Band direkt über Brenner, die innerhalb der Kammer nicht-oxidierende Bedingungen bereitstellen, auf eine Temperatur von bis zu 700°C erwärmt (typische Ofenraumtemperatur von 1.250°C und ein Luftverhältnis von $\lambda = 0{,}9$) (Raick und Chalh-Andreas 2011; Thyssenkrupp Rasselstein Gmbh).

Es folgt der Durchwärmbereich, wo das Band zwecks Abschluss der Rekristallisierung mindestens 20 Sekunden auf der Glühtemperatur gehalten wird. Die Anzahl der Stränge errechnet sich aus der zum Erreichen der Mindesthaltezeit bei maximaler Geschwindigkeit erforderlichen Länge. Der Durchwärmbereich wird über Strahlheizrohre oder elektrische Heizelemente beheizt. Öfen dieser Art werden auch in kontinuierlichen Walzstraßen zur abschließenden Wärmebehandlung eingesetzt. Der Durchsatz von Durchlaufglühöfen liegt im Durchschnitt unter dem von Hubbalkenöfen bei ca. 50 bis 100 t/h (Raick und Chalh-Andreas 2011; Thyssenkrupp Rasselstein Gmbh).

5.1.3.3 Haubenglühofen

In der Regel gehören zu einer Haubenglühanlage mehrere einzelne Haubenglühöfen, wodurch im Vergleich zu Durchlaufanlagen eine sehr hohe Flexibilität erreicht wird. Haubenglühanlagen werden für gewöhnlich unter Schutzgasatmosphäre betrieben, wobei es mehrere Möglichkeiten gibt (bspw. stickstoff- oder wasserstoffbasierte Schutzgase). Der gezeigte Haubenglühofen wird mit reinem Wasserstoff in der Glühatmosphäre betrieben (Abbildung 25) (Wendt 2011).

Abbildung 25: High Performance Hydrogen (HPH) Haubenglühofen



Quelle: Anlage der Firma tenova LOI Thermprocess nach (Wendt 2011)

Gegenüber Stickstoff-Schutzgasatmosphären sorgen die niedrigere Viskosität, die erheblich geringere Dichte und die etwa 7-mal höhere Wärmeleitfähigkeit der reinen Wasserstoff-Schutzgasatmosphäre, wie sie in modernen Haubenglühanlagen verwendet wird, für eine Optimierung der Wärmeübertragung um einen Faktor von über zwei, mit einer entsprechenden Steigerung der Heiz- und Kühlleistung. Darüber hinaus besteht bei Haubenglühanlagen, bei denen reiner Wasserstoff als Schutzgasatmosphäre verwendet wird, keine Gefahr der Nitridbildung, wie sie bei einer Stickstoff-Schutzgasatmosphäre herkömmlicherweise auftritt. Der Haubenglühofen wird üblicherweise mit Erdgas betrieben, optional auch elektrisch mit Widerstandsheizelementen. Die Brenner sind dabei auf mehreren Ebenen rings um den Ofen angeordnet (Wendt 2011).

Das Haubenglühen eignet sich für die Produktion aller Kohlenstoffstähle (kohlenstoffarme, extrem kohlenstoffarme Legierungen, hochkohlenstoffhaltige Stähle), für trockengehärtete Stahlsorten mittlerer Festigkeit sowie für hochfeste niedrig-mikrolegierte Stähle bis ca. 420 MPa. Eine große Temperaturgleichmäßigkeit im Erwärmungsgut ist hierbei innerhalb einer realistischen Verfahrenszeit möglich. Haubenglühanlagen können auch zur Wärmebehandlung von Stahl mit mittlerem Kohlenstoffgehalt, für ferritische und martensitische rostfreie Stahllegierungen oder, wenn eine bestimmte Mikrostruktur aus Ferrit oder Kugelkarbid gewünscht wird, eingesetzt werden. Der Durchsatz von Haubenglühöfen ist schwer einzuordnen, da diese nicht durchgehend betrieben werden. Ebenfalls variieren die Glühdauern der Öfen je nach Produktanforderungen und können teilweise mehrere Tage in Anspruch nehmen. Als Annahme wird für die nachfolgende Betrachtung ein Durchsatz von 1,5 t/h für diese Öfen verwendet (Wendt 2011).

5.1.3.4 Drehherdofen

In Drehherdöfen findet der Transport des Erwärmungsgutes durch Bewegungen des sogenannten Ofenherdes statt, welcher das Gut durch die verschiedenen Zonen trägt. Diese Öfen sind dabei im Gegensatz zu den bisher beschriebenen Ofentypen ringförmig aufgebaut und führen das Gut im Kreis, was eine kompakte Bauweise ermöglicht. Sie werden ebenfalls über eine Vielzahl an Brennern mit Erdgas beheizt. Drehherdöfen werden sowohl zur Wärmebehandlung von Brammen und Knüppeln für den Walzbetrieb als auch für komplexere Werkstückgeometrien, wie sie in der Schmiedeindustrie verwendet werden, genutzt. Sie eignen sich besonders für die Erwärmung oder Wärmebehandlung von kleinen Werkstücken in großen Stückzahlen, wie Schrauben, Hülsen etc. (vgl. die Abschnitte zur Schmiede- und Härtereiindustrie 5.5 und 5.6). Aber auch für größeres Einsatzgut mit bis zu 500 mm Durchmesser, wie bspw. bei der kontinuierlichen Erwärmung von Knüppeln für die Fertigung von Rohren, können diese Öfen verwendet werden (Langer 2011).

Die Vorteile von Drehherdöfen liegen unter anderem im einfachen, robusten und kompakten Aufbau. Dadurch halten sich auch Investitions- und Wartungskosten in Grenzen. Trotzdem erlaubt die Bauart einen guten Wärmeübergang auf das Einsatzgut, und der Ofen kann jederzeit leer gefahren werden. Ebenfalls ermöglichen Drehherdöfen, ähnlich wie Hubbalkenöfen, einen gutschonenden Transport. Nachteilig sind die relativ hohen Tür- und Wandverluste (Langer 2011).

Die Beheizung erfolgt in diesen Öfen ebenso wie in den bisher beschriebenen, kontinuierlichen Erwärmungsöfen über erdgasbefeuerte Seitenbrenner. Für Ausgleichszonen werden Deckenbrenner genutzt. Die Materialbewegung erfolgt im Drehherdofen entgegengesetzt zum Abgasstrom durch eine verhältnismäßig lange Konvektionszone. Die Verwendung von Systemen zur Wärmerückgewinnung, wie Rekuperator- oder Regenerativbrenner, sind auch hier Stand der Technik. Übliche Kapazitäten von Drehherdöfen liegen im Bereich bis maximal 260 t/h. Da Drehherdöfen fast nur in der Langstahlherstellung verwendet werden und auch dort eher selten (vgl. nachfolgender Abschnitt), werden sie im Gesamtkontext der Branche nicht weiter betrachtet (Bleisteiner et al. 1961; Langer 2011).

5.1.4 Betrachtete Anwendungen und Referenztechniken

Für die nachfolgenden Betrachtungen werden drei, für die Branche charakteristische Anwendungen und Referenztechniken ausgewählt. Die Auswahl erfolgt auf Basis des Anlagenbestands im deutschen Anlagenpark. Für die Beurteilung der Relevanz im Rahmen der weiteren Betrachtungen in dieser Studie werden der jährliche Energieverbrauch, die jährlichen CO_2-Emissionen sowie die technische Relevanz eines Anlagentyps für die Branche verwendet. Abgeleitet werden diese Kennzahlen von der jeweiligen Produktionsmenge und dem durchschnittlichen Energieverbrauch (Tabelle 12). Unterstützt wurde die Auswahl durch Expert:inneninterviews mit Vertreter:innen der Branchen. Eine detaillierte Aufstellung der Kennzahlen ist in Anhang A.3.2 dargestellt.

Grundlage für die Auswahl bildet zunächst die Liste der emissionshandelspflichtigen Anlagen in Deutschland im VET-Bericht 2019 der Deutschen Emissionshandelsstelle. Aus dieser Liste werden alle Anlagen in die Betrachtung miteinbezogen, welche eines der in Abbildung 19 aufgeführten Produkte herstellen. Dabei findet wie in den vorherigen Kapiteln eine Unterscheidung nach Lang- und Flachprodukten statt. Integrierte Hüttenwerke werden ebenfalls berücksichtigt. Hierbei ist jedoch zu beachten, dass die Emissionsmenge dieser Anlagen auch die Emissionen aus der Rohstahlerzeugung beinhaltet. Auf diesen Schritt entfallen ca. 65 % bis 70 % der Gesamtemissionen der Prozesskette bei der Stahlproduktion, daher werden die Emissionen der integrierten

Hüttenwerke nur zu 30 % in die hier betrachtete Branche einbezogen (The Boston Consulting Group 2013).

Tabelle 12: Abschätzung charakteristischer Anlagenkennzahlen zur Auswahl der betrachteten Anwendungen und Referenztechniken „Wärme- und Glühöfen Stahl" in DE

Anlagentypen	Jährlicher Anlagendurchsatz*		Jährlicher Energieverbrauch		Energiebedingte CO_2-Emissionen	
Gesamt	**57,4 Mio. t**	**Anteil**	**18.774 - 23.507 GWh**	**Anteil**	**3.773 - 4.725 Tsd. t**	**Anteil**
Hubbalken-/Stoßofen (fossil)	28,8 Mio. t	50 %	11.345 GWh	48 – 60 %	2.280 Tsd. t	48 - 60 %
Rollenherdofen (fossil)	6,8 Mio. t	12 %	2.844 GWh	12 - 15 %	570 Tsd. t	12 - 15 %
Durchlaufglühofen (fossil)	5,1 Mio. t	9 %	1.010 - 1.528 GWh	5 - 7 %	203 - 307 Tsd. t	5 - 7 %
Haubenglühofen (fossil)	15,3 Mio. t	27 %	3.054 - 7.176 GWh	16 - 31 %	615 - 1.444 Tsd. t	16 - 31 %
Drehherdofen (fossil)	1,1 Mio. t	2 %	452 GWh	2 %	91 Tsd. t	2 %
Herdwagen/Kammerofen (fossil)	0,3 Mio. t	1 %	69 - 162 GWh	< 1 %	14 - 33 Tsd. t	< 1 %
Verteilung						
Anteil Anlagen mit elektrischer Energie beheizt				< 1 %		< 1 %
Anteil Anlagen mit fossiler Energie beheizt				> 99 %		> 99 %
Davon im Rahmen der Studie betrachteten Anlagentypen (fett)				**97 %**		**79 %**

Erweiterte Darstellung und Datenbasis siehe auch Anhang A.3.1
Legende: fettgedruckt: Anlagentypen, die im Rahmen der Studie weiter betrachtet werden
Anmerkung:
* Der Anlagendurchsatz entspricht der Produktionsmenge eines Anlagentyps für den jeweiligen Prozessschritt. Durchläuft ein Produkt mehrere Prozessschritte entlang der Prozesskette, kann der kumulierte Anlagendurchsatz die branchenspezifische Produktionsmenge um ein Vielfaches überschreiten.
Quellen: (Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt) 2020; Umweltbundesamt (UBA) 2016; Wirtschaftsvereinigung Stahl 2018)

Anschließend wird recherchiert, welche Erwärmungsaggregate in den jeweiligen Anlagen zum Einsatz kommen. Kommen dabei verschiedene Typen von Erwärmungsaggregaten vor, wird eine gleichmäßige Verteilung der Emissionen unter diesen angenommen. Bei einigen Anlagen konnten keine Informationen zu den verwendeten Thermoprozessaggregaten ermittelt werden. Die Emissionen dieser Anlagen betrugen ca. 11,5 % der Gesamtsumme der Emissionen aller betrachteten Anlagen. Daher ist trotzdem von einem repräsentativen Ergebnis auszugehen. Somit ergibt sich eine Anlagenverteilung, welche dann den in Abschnitt 5.1.2 erläuterten Prozessschritten zugeordnet werden kann.

Deutlich wird vor allem, dass für den Prozessschritt der *Erwärmung* der *Hubbalken- bzw. Stoßofen* das überwiegend genutzte Aggregat ist. Bei der Flachprodukterzeugung werden vereinzelt auch *Rollenherdöfen* eingesetzt, welche dem Hubbalken-/Stoßofen im Aufbau sehr ähnlich sind. Besonders in der Langstahlproduktion werden auch *Drehherdöfen* zum Erwärmen eingesetzt. Durch die Betrachtung der erfassten jährlichen Emissionen kann jedoch eindeutig der Hubbalken-/Stoßofen als am meisten verwendetes Aggregat der Branche festgelegt werden, sowohl für

den Erwärmungsschritt aber auch insgesamt. So entfiel ca. die Hälfte aller im VET-Bericht 2019 erfassten Emissionen der Stahlverarbeitungsbranche auf diesen Anlagentyp.

Für das Glühen bzw. die *Wärmebehandlung* wird vor allem in kontinuierliche und diskontinuierliche Anlagen unterschieden. Bei der Flachstahlerzeugung findet die Wärmebehandlung meist diskontinuierlich in *Haubenglühöfen* statt. Besonders dünne Flachprodukte werden dazu auf Coils aufgewickelt. Die kontinuierlichen Wärmebehandlungsaggregate in Form von *Durchlaufglühöfen* werden besonders in Oberflächenveredelungsanlagen eingesetzt. Bei der Langstahlerzeugung ist der Wärmebehandlungsschritt deutlich weniger relevant als bei den Flachprodukten. Teilweise erfolgt die Wärmebehandlung der Langprodukte auch ohne separates Aggregat im Erwärmungsofen. Vereinzelt kommen kontinuierliche Durchlauföfen oder diskontinuierliche Herdwagen- oder Kammeröfen zum Einsatz. Dies stellt jedoch eher die Ausnahme dar.

Über die den Prozessschritten zugeordneten jährlichen Produktionsmengen und den mittleren spezifischen Energieverbrauch eines Anlagentyps können der jährliche Energieverbrauch sowie die jährlichen CO_2-Emissionen abgeschätzt werden. Für die Branche „Wärme- und Glühöfen Stahl-Walzwerke“ werden auf Grundlage der betrachteten Prozessketten und Thermoprozessanlagen die folgenden Anwendungen identifiziert und weiter betrachtet:

- Anwendung 1: kontinuierliches Erwärmen Flach-/Langstahl
- Anwendung 2: kontinuierliche Wärmebehandlung Flachstahl
- Anwendung 3: diskontinuierliche Wärmebehandlung Flachstahl

Nachfolgend wird für jede Anwendung eine Referenztechnik definiert, in welcher die Eigenschaften der für diese Anwendung eingesetzten Thermoprozessanlagen nach dem Stand der Technik zusammengefasst sind. Diese Referenztechnik wird durch die charakteristischen Merkmale der Anwendung (Betriebsweise, Prozessschritt, Produkt, ggf. Prozesstemperatur) sowie der Beheizungstechnologie (Energieträger, Technologie) beschrieben.

5.1.4.1 Anwendung 1: kontinuierliches Erwärmen Flach-/Langstahl

Als erste Anwendung wird das kontinuierliche Erwärmen von Flach- und Langprodukten bei einer Werkstücktemperatur > 1.250°C betrachtet. Die dafür eingesetzten Thermoprozessanlagen sind der Hubbalken- und der Stoßofen. Diese sind üblicherweise mit einer offenen Erdgasbeheizung ausgestattet, welcher durch Erdgas/Luft-Brenner charakterisiert ist (Tabelle 13). In Anhang A.3.2 werden ausführliche, anlagenspezifische Kriterien des Hubbalken-/Stoßofens aufgeführt. Die Anwendung unterscheidet sich hierbei zwischen Flach- und Langstahlproduktion nicht maßgeblich.

Tabelle 13: Referenztechnik für Anwendung 1 – Wärme- und Glühöfen Stahl-Walzwerke

Referenztechnik	
Definition	kontinuierlicher Erwärmungsofen Flach-/Langstahl mit Erdgasbeheizung
Anwendung	kontinuierliches Erwärmen Flach-/Langstahl ($T_{Werkstück,max}$ ≈ 1.250°C)
Thermoprozessanlage(n)	Hubbalkenofen, Stoßofen, Rollenherdofen
Beheizungstechnologie(n)	Erdgasbeheizung (offen)

5.1.4.2 Anwendung 2: kontinuierliche Wärmebehandlung Flachstahl

Als weitere Anwendung wird die kontinuierliche Wärmebehandlung von Flachstahl bei einer Werkstücktemperatur < 850°C betrachtet. Die eingesetzte Thermoprozessanlage ist der Durchlaufglühofen. Dieser ist üblicherweise mit einer indirekten Erdgasbeheizung mit Strahlheizrohren ausgestattet, welche durch Erdgas/Luft-Brenner befeuert sind (Tabelle 14). In Anhang A.3.3 werden ausführliche, anlagenspezifische Kriterien des Durchlaufglühofens aufgeführt.

Tabelle 14: Referenztechnik für Anwendung 2 – Wärme- und Glühöfen Stahl-Walzwerke

Referenztechnik	
Definition	kontinuierlicher Wärmebehandlungsofen Flachstahl mit Erdgasbeheizung
Anwendung	kontinuierliche Wärmebehandlung Flachstahl ($T_{Werkstück,max}$ ≈ 850°C)
Thermoprozessanlage(n)	Durchlaufglühofen
Beheizungstechnologie(n)	Erdgasbeheizung (indirekt SHR)

5.1.4.3 Anwendung 3: diskontinuierliche Wärmebehandlung Flachstahl

Als dritte Anwendung wird die diskontinuierliche Wärmebehandlung von Flachstahl bei einer Werkstücktemperatur < 850°C betrachtet. Die dafür eingesetzte Thermoprozessanlage ist der Haubenglühofen. Dieser ist üblicherweise mit einer indirekten Erdgasbeheizung ausgestattet, welche durch Erdgas/Luft-Brenner befeuert sind. Das Erwärmungsgut ist dabei von der Abgasatmosphäre durch eine Schutzhaube abgeschirmt (Tabelle 15). In Anhang A.3.4 werden ausführliche, anlagenspezifische Kriterien des Haubenglühofens aufgeführt.

Tabelle 15: Referenztechnik für Anwendung 3 – Wärme- und Glühöfen Stahl-Walzwerke

Referenztechnik	
Definition	diskontinuierlicher Wärmebehandlungsofen Flachstahl mit Erdgasbeheizung
Anwendung	diskontinuierliche Wärmebehandlung Flachstahl ($T_{Werkstück,max}$ ≈ 850°C)
Thermoprozessanlage(n)	Haubenglühofen
Beheizungstechnologie(n)	Erdgasbeheizung (indirekt SHR)

5.1.5 Alternativtechniken

Nachfolgend werden Alternativtechniken für die einzelnen Anwendungen vorgestellt. Die Alternativtechniken beschreiben dabei *theoretische Technikbeispiele* für den Einsatz alternativer Beheizungstechnologien, welche im weiteren Verlauf dieser Studie hinsichtlich ihres zukünftigen technischen, ökologischen und ökonomischen Potenzials für eine CO_2-neutrale Prozesswärmeerzeugung eingeordnet werden.

5.1.5.1 Anwendung 1: kontinuierliches Erwärmen Flach-/Langstahl

Für die kontinuierliche Erwärmung der Produkte ist besonders das Ersetzen des als Brennstoff verwendeten Erdgases durch andere, vor allem synthetische Brennstoffe relevant. Gerade Wasserstoff ist bereits seit einigen Jahren bei industriellen Großfeuerungen (bspw. in der Großchemie) bekannt und wird vermehrt zur Einhaltung von Klimazielen eingesetzt. Bezogen auf die Erwärmungs- und Wärmebehandlungsprozesse in Stahlwalzwerken fehlt jedoch häufig die Erfah-

rung bezüglich Auswirkungen auf die Prozessführung. Vor dem Hintergrund der Emissionseinsparung wird hierbei grüner Wasserstoff vorausgesetzt, also Wasserstoff, der nur durch Strom aus erneuerbaren Energien produziert wird. Der Energiebedarf für den Prozessschritt würde sich durch diesen Brennstoffwechsel geringfügig bis gar nicht ändern. Die adiabate Flammentemperatur bei der Verbrennung von Wasserstoff ist grundsätzlich etwas höher als bei der Erdgasverbrennung (ca. 150°C bis 200°C). Der Abgasvolumenstrom erhöht sich ebenso leicht (um ca. 2 m^3/s) bei gleicher Brennerleistung aufgrund der unterschiedlichen Abgaszusammensetzung. Dadurch erhöht sich der über das Abgas transportierte Wärmestrom bei gleicher Leistung und Temperatur um ca. 10 %. Die erhöhte Temperatur und Abgaszusammensetzung sind eventuell beim Betrieb der vorhandenen Luftvorwärmungsanlagen zu berücksichtigen (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) 2020; Winter und Nitsch 1989).

Neben Wasserstoff ist auch Ammoniak eine synthetische Brennstoffalternative zum Erdgas. Ammoniak weist bessere Transporteigenschaften im Vergleich zu Wasserstoff auf; der Heizwert von Ammoniak ist allerdings auch deutlich geringer. Der Energiebedarf des Prozesses würde sich durch diesen Wechsel um ca. 5 % erhöhen. Ammoniak ist jedoch auf dem aktuellen Energiemarkt nur bedingt von Bedeutung und aufgrund mangelnder marktspezifischer Daten schwer einschätzbar in der weiteren Betrachtung. Es besteht aber Grund zur Annahme, dass die Aussagen für Wasserstoff bis zu einem gewissen Grad auch auf Ammoniak übertragbar sind (Valera-Medina et al. 2018).

Die Elektrifizierung bei Anlagen dieser Anwendung gestaltet sich durch den kontinuierlichen Betrieb schwierig. Ein Ersetzen der Brenner durch elektrische Widerstandsheizelemente ist prinzipiell denkbar. In fast allen aktuell bestehenden Anlagen würde dies jedoch weiterreichende Umbauten zur Folge haben. Induktive Beheizungen sind auch teilweise umsetzbar, allerdings ebenfalls stark an die Produktgeometrie und den Anlagenaufbau gebunden. Induktive Beheizungen erscheinen für die hier betrachteten Anwendungen vor allem in Kombination mit konventionellen, brennstoffbasierten Beheizungen nutzbar, da sich dadurch bei großen Produktabmessungen einen homogenere Temperaturverteilung ergibt (Berger et al. 2018). Der Endenergiebedarf bei einer Elektrifizierung des Erwärmungsprozesses würde sich schätzungsweise um ca. 15 % verringern. Dies ist auf den hohen elektrischen Wirkungsgrad (ca. 0,95) im Vergleich zum feuerungstechnischen Wirkungsgrad der Brennstoffe zurückzuführen. Bei der elektrischen Beheizung muss das Ofeninnere aufgrund des fehlenden Abgases regelmäßig mit inertem Spülgas gespült werden (bspw. Stickstoff). Dies zieht eine Veränderung des Abwärmepotenzials nach sich, welche jedoch von vielen Faktoren abhängig und schwer einzuschätzen ist.

Relevanter für die hier betrachteten Anlagen sind in der Praxis hybride Beheizungen, welche elektrische Beheizungsmethoden mit gasbasierten (Erdgas oder Wasserstoff) kombinieren. Daher werden diese im Nachhinein als technische Alternative betrachtet. Hierbei wird einmal die Kombination einer elektrischen Widerstandsbeheizung mit einer konventionellen Erdgasbeheizung und einmal mit einer Wasserstoffbeheizung betrachtet. In beiden Fällen erbringt die elektrische Beheizung ca. 60 % der Erwärmungsleistung.

Neben den bisher genannten Alternativen ist auch die Anwendung der Oxyfueltechnologie, also die Verbrennung mit reinem Sauerstoff anstelle von Luft, für die Anlagenbetreiber hinsichtlich Brennstoff- und Emissionseinsparungen relevant. Da solche Technologien aber eher eine Effizienzsteigerung einer bestehenden Technologie darstellen, werden sie im Rahmen dieser Studie nicht betrachtet. Der Fokus liegt stattdessen auf Technologien, welche sich hinreichend vom Stand der Technik unterscheiden und alleine eine Möglichkeit zur CO_2-neutralen Wärmeerzeugung darstellen. Unter diese nicht betrachteten Effizienzmaßnahmen fallen auch hybride Lösungen, welche beispielsweise eine konventionelle Erdgasbeheizung mit einer elektrischen Zusatzheizung (EZH) kombinieren. Die Beimischung von Wasserstoff zu Erdgas ist ebenfalls für viele

Unternehmen ein wichtiges Thema und in der Praxis verhältnismäßig einfach zu realisieren, da der Großteil der vorhandenen Infrastruktur weiterverwendet werden kann. Aufgrund des geringen Unterschieds zum Stand der Technik wird diese Methode jedoch ebenfalls im weiteren Verlauf der Studie nicht berücksichtigt. Stattdessen liegt der Fokus auf den elektrischen und wasserstoffbasierten Alternativen (Tabelle 16).

Tabelle 16: Alternativtechniken für Anwendung 1 – Wärme- und Glühöfen Stahl-Walzwerke

Technik und Technologie	
Referenztechnik	*kontinuierlicher Erwärmungsofen Flach-/Langstahl mit Erdgasbeheizung*
Alternative Beheizungstechnologie(n)	hybride Beheizung (Strom/Erdgas (EE-Methan)) hybride Beheizung (Strom/Wasserstoff) Wasserstoffbeheizung
Alternativtechnik(en)	konti. Erwärmungsofen Flach-/Langstahl mit hybrider Beh. (Strom/Erdgas) konti. Erwärmungsofen Flach-/Langstahl mit hybrider Beheizung (Strom/H_2) kontinuierlicher Erwärmungsofen Flach-/Langstahl mit Wasserstoffbeheizung

Marktübersicht

Der Bedarf für Wasserstoff besteht in Deutschland aktuell hauptsächlich in der Grundstoffchemie und der Petrochemie. Hier wird Wasserstoff unter anderem auch zur Wärmeerzeugung genutzt. Die zukünftige Entwicklung des Wasserstoffmarktes, auch weltweit, wird maßgeblich von den verfolgten Klimaschutzanstrengungen bestimmt. Gerade im Zeitraum bis 2030 wird ein Anstieg des Wasserstoffbedarfs in verschiedenen Industriesektoren erwartet (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) 2020). Für die Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit ist die Art der Herstellung noch relevant, und ob diese an der Thermoprozessanlage selbst oder außerhalb stattfindet. Gerade Hochtemperaturelektrolysen könnten hierfür in Zukunft für die Anlagenbetreiber noch relevanter werden. Elektrische Beheizungskonzepte existieren ebenfalls in anderen Branchen, werden jedoch aktuell aufgrund ihrer schlechten Wirtschaftlichkeit nicht verwendet. Besonders hohe Strompreise und Investitionskosten im Vergleich zu konventionellen erdgasbasierten Lösungen sind hierfür wichtige Faktoren. Aus den gleichen Gründen werden auch hybride Lösungen aktuell kaum eingesetzt. Teilweise kommen elektrische Zusatzheizungen für bestehende Gasbeheizungen zum Einsatz. Diese leisten dann jedoch nur einen sehr geringen Anteil an der gesamten Erwärmungsleistung (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) 2020; Winter und Nitsch 1989).

Forschungsaktivitäten

Die bisher genannten Alternativtechniken sind grundsätzlich fortgeschritten in der Forschung. Die Verbrennung von Wasserstoff in Großanlagen ist bereits seit längerer Zeit für die Industrie relevant und erforscht. Besonders in Verbindung mit der Oxyfueltechnologie konnte eine deutliche Emissionsreduktion durch die Verbrennung von Wasserstoff im Vergleich zu Erdgas nachgewiesen werden (Tanneberger 2020). Die Anwendung in realen Anlagen der hier betrachteten Stahlwerke steht jedoch größtenteils noch aus, weshalb es an Prozesserfahrung mangelt. Das Gleiche gilt für die Beheizung mit elektrischen Widerstandsheizelementen, wobei hier die industrielle Erfahrung tendenziell noch geringer einzuschätzen ist. Besonders Hochleistungsheizelemente finden bisher hauptsächlich im kleinen Maßstab bzw. in Laborumgebungen Anwendung. Hybride Konzepte bestehen bereits teilweise, aber nur für kleinere Anwendungen (vgl. Abschnitt 5.5). Eine Übertragbarkeit auf die hier betrachteten Anwendungen ist nicht zwangsläufig gegeben (Winter und Nitsch 1989).

Restriktionen für den Einsatz

Die kontinuierliche Betriebsweise stellt bei dieser Anwendung besonders für die elektrischen Beheizungskonzepte das größte Hindernis dar. Elektrische Widerstandsheizelemente haben eine deutlich geringere Leistungsdichte als Erdgasbrenner. Demzufolge müssten die Anlagen bei einem entsprechenden Umbau deutlich verlängert werden, was in einer kontinuierlich arbeitenden Produktionslinie einen Umbau der gesamten Produktionslinie zur Folge hätte. Dieses Problem bleibt beim Einsatz hybrider Lösung bestehen, jedoch weniger stark. Der Anteil der Erwärmungsleistung durch die elektrische Beheizung sowie der konkrete Prozess haben hier einen großen Einfluss.

Ein Wechsel des Brennstoffs ist hier deutlich einfacher umzusetzen. Die damit einhergehenden Veränderungen in der Prozessführung und Abgasatmosphäre müssen an die Anwendung und Produktanforderungen angepasst werden und können für bestimmte Werkstoffe eine Restriktion darstellen. Beispielsweise ist bei der Verwendung von Wasserstoff als Brennstoff durch den erhöhten Wasseranteil im Abgas von einer erhöhten Zunderbildung auszugehen, welche je nach Werkstoff unterschiedlich stark ausfallen kann (vgl. Abschnitt 4.3.1.1). Auswirkungen auf das gegebenenfalls vorhandene Luftvorwärmungssystem durch die andere Abgaszusammensetzung sind auch nicht auszuschließen (Pfeifer 2010; Winter und Nitsch 1989).

5.1.5.2 Anwendung 2: kontinuierliche Wärmebehandlung Flachstahl

Für die kontinuierliche Wärmebehandlung von Flachstahl gelten grundsätzlich dieselben Einschränkungen und Gegebenheiten wie für das kontinuierliche Erwärmen von Flach- bzw. Langstahl, besonders hinsichtlich der Elektrifizierung. Ein Austausch des Energieträgers der Brenner ist wiederum deutlich einfacher zu realisieren. Aufgrund des geringeren Temperaturniveaus ist jedoch auch eine vollelektrische Beheizung über Widerstandsheizelemente denkbar. Eine induktive Beheizung ist ebenfalls eine Möglichkeit; ebenso wie bei der Erwärmung ist die Widerstandsheizung jedoch die universeller umsetzbare Lösung. Die abgeschätzten Änderungen hinsichtlich des Endenergiebedarfs sind von Anwendung 1 übertragbar (Tabelle 17).

Tabelle 17: Alternativtechniken für Anwendung 2 – Wärme- und Glühöfen Stahl-Walzwerke

Technik und Technologie	
Referenztechnik	*kontinuierlicher Wärmebehandlungsofen Flachstahl mit Erdgasbeheizung*
Alternative Beheizungstechnologie(n)	Elektrifizierung (Widerstandsbeheizung im Strahlheizrohr) Wasserstoffbeheizung (bzw. andere synthetische Gase)
Alternativtechnik(en)	konti. Wärmebehandlungsofen Flachstahl mit elektr. Widerstandsbeheizung kontinuierlicher Wärmebehandlungsofen Flachstahl mit Wasserstoffbeheizung

Marktübersicht

Bezüglich des Marktes gelten die gleichen Voraussetzungen wie bereits für die kontinuierlichen Erwärmungsöfen. Die Aussagen von Anwendung 1 sind daher übertragbar. Wasserstoff wird prinzipiell bereits als Brennstoff in der Industrie verwendet, um Umweltauflagen einzuhalten, allerdings bisher nicht für die hier betrachteten Anwendungen. Im Zusammenhang mit den zunehmenden Klimaschutzanstrengungen ist in den nächsten Jahren von einer Vergrößerung des Wasserstoffmarktes auszugehen. Elektrische Beheizungskonzepte existieren, scheitern jedoch meist an der Wirtschaftlichkeit und der Praxiserfahrung (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) 2020; Winter und Nitsch 1989).

Forschungsaktivitäten

Da die betrachteten Alternativtechnologien identisch zu denen der kontinuierlichen Erwärmungsanlagen sind, gelten auch hier wieder die gleichen Bedingungen. Die Technologien sind grundsätzlich in der Forschung fortgeschritten und prinzipiell umsetzbar; es mangelt jedoch an Erfahrungen in der Praxis der hier betrachteten Anlagen (Winter und Nitsch 1989).

Restriktionen für den Einsatz

Die kontinuierliche Betriebsweise stellt auch hierbei wieder das größte Hindernis für die Elektrifizierung dar. Aufgrund des geringeren Temperaturniveaus gestaltet sich die Elektrifizierung jedoch bei dieser Anwendung einfacher als bei der Erwärmung. Ein Austausch des Brennstoffs bleibt jedoch die in der Praxis einfacher umsetzbare Lösung. Die Aussagen für Anwendung 1 lassen sich in diesem Rahmen übertragen (Pfeifer 2010; Winter und Nitsch 1989).

5.1.5.3 Anwendung 3: diskontinuierliche Wärmebehandlung Flachstahl

Bei der diskontinuierlichen Wärmebehandlung von Flachstahl ist eine elektrische Beheizung grundsätzlich einfacher zu realisieren als bei den kontinuierlichen Anwendungen. Für diskontinuierliche Wärmebehandlungsöfen existieren bereits verschiedene elektrische Konzepte. Gerade eine induktive Beheizung bietet sich hier aufgrund des stationären Betriebs an, ist jedoch abhängig von der Produktgeometrie. Ein Austausch des Energieträgers der Brenner ist ebenfalls nach wie vor möglich. Die abgeschätzten Änderungen hinsichtlich des Endenergiebedarfs sind von Anwendung 1 übertragbar (Tabelle 18).

Tabelle 18: Alternativtechniken für Anwendung 3 – Wärme- und Glühöfen Stahl-Walzwerke

Technik und Technologie	
Referenztechnik	*diskontinuierlicher Wärmebehandlungsofen Flachstahl mit Erdgasbeheizung*
Alternative Beheizungstechnologie(n)	Elektrifizierung (Widerstandsbeheizung mit Schutzhaube) Wasserstoffbeheizung (bzw. andere synthetische Gase)
Alternativtechnik(en)	diskonti. Wärmebehandlungsofen Flachstahl mit elektr. Widerstandsbeheizung diskonti. Wärmebehandlungsofen Flachstahl mit Wasserstoffbeheizung

Marktübersicht

Bezüglich des Marktes gelten wiederum die gleichen Voraussetzungen wie bereits für die vorherigen Anwendungen, da die gleichen Alternativtechniken betrachtet werden. Die Aussagen sind dementsprechend übertragbar. Wasserstoff wird prinzipiell bereits verwendet, um Umweltauflagen einzuhalten, allerdings nicht für die hier betrachteten Anwendungen innerhalb der Branche. In den kommenden Jahren ist jedoch mit einem starken Wachstum des Wasserstoffmarktes zu rechnen. Elektrische Beheizungskonzepte existieren, scheitern jedoch meist an der Wirtschaftlichkeit und der Praxiserfahrung (Winter und Nitsch 1989; Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) 2020).

Forschungsaktivitäten

Die betrachteten Alternativtechnologien sind fast identisch zu denen der bisherigen Anwendungen, daher gelten auch hier wieder ähnliche Bedingungen. Die Technologien sind aktuell in der Forschung fortgeschritten und prinzipiell umsetzbar; es mangelt jedoch an Erfahrungen in der Praxis der hier betrachteten Anlagen (Winter und Nitsch 1989).

Restriktionen für den Einsatz

Durch den diskontinuierlichen Betrieb sind die Möglichkeiten vor allem für eine vollständig elektrifizierte Beheizung zahlreicher im Vergleich zu den kontinuierlichen Anwendungen. Neben den brennstoffbasierten Alternativen sind hier auch elektrische Widerstandsheizungen theoretisch einsetzbar. Die geringere Leistung der Heizelemente ist dabei nicht kritisch, da die Wärmebehandlung im Gegensatz zur kontinuierlichen Linie nicht innerhalb eines genau festgelegten Zeitintervalls stattfinden muss. Restriktionen bestehen lediglich bei speziellen Produkten hinsichtlich besonderer Qualitätsanforderungen. Diese stellen aber eher Einzelfälle dar (Pfeifer 2010; Winter und Nitsch 1989).

5.1.6 Flexibilitätspotenzial

Ein entscheidender Faktor für die Flexibilisierung von Prozessen in Stahl-Walzwerken ist die häufig kontinuierliche Produktionslinie. Ein kurzfristiges An- bzw. Abschalten der Aggregate ist hier aufgrund der Auswirkungen auf die gesamte Produktion fast unmöglich bzw. mit erheblichem wirtschaftlichen Verlust verbunden. Lediglich die diskontinuierlich betriebenen Anlagen lassen sich flexibel betreiben, sofern genügend Anlagen vorhanden sind, um den Ausfall aufzufangen. Allerdings kann es auch hierbei zu Problemen kommen, wenn Anlagen inmitten eines Glühzyklus ausgeschaltet werden. Dies ist dann vom jeweiligen Einzelfall abhängig.

Eine teilweise Flexibilisierung über Lastverlagerung ist aus diesen Gründen eher möglich, aber auch nur bei diskontinuierlich betriebenen Anlagen, da hier keine nachgelagerten Aggregate unmittelbar mit der Erwärmungs-/Glühanlage gekoppelt sind. Bei einer Kombination aus brennstoffbasierter Beheizung über Brenner und einer elektrischen Zusatzheizung über Widerstandsheizelemente oder Induktionsheizung könnte der elektrische Teil beispielsweise zugeschaltet werden, um den brennstoffbasierten Teil zu entlasten. In Werken, wo mehrere Anlagen von einem Typ gleichzeitig oder abwechselnd betrieben werden, ist ebenfalls eine Flexibilisierung eher möglich, da durch Abschalten einzelner Anlagen nicht die komplette Produktion zum Stillstand kommt. Der resultierende wirtschaftliche Verlust ist in diesen Fällen dennoch nicht vernachlässigbar. Insgesamt sind die Möglichkeiten der Flexibilisierung für die Öfen der Stahl-Walzwerke stark limitiert.

5.1.7 Ökonomische Kennzahlen

Nachfolgend werden für die drei definierten Anwendungen Kenndaten für die spätere ökologische Betrachtung der Referenz- und Alternativtechniken zusammengefasst (Tabelle 20 bis Tabelle 22). Als Betrachtungsgrundlage wird die jährliche Gesamtkapazität der jeweiligen Anwendung im Referenzjahr verwendet (Tabelle 19).

Tabelle 19: Abschätzung der jährlichen Gesamtkapazität im Referenzjahr – Wärme- und Glühöfen Stahl-Walzwerke

Anwendung	Gesamtkapazität	Produktionsmenge	Einheit	Jahr
1: Kontinuierliches Erwärmen Flach-/Langstahl	37.240**	33.500*	Tsd. t/a	2016
2: Kontinuierliche Wärmebehandlung Flachstahl	7.271**	6.900*	Tsd. t/a	2016
3: Diskontinuierliche Wärmebehandlung Flachstahl	16.965**	16.100*	Tsd. t/a	2016

Anmerkungen:

* Die Produktionsmengen nach (Wirtschaftsvereinigung Stahl 2018) ohne Berücksichtigung von Im- und Exporten

** Theoretische Gesamtkapazität aus Produktionsmenge bestimmt unter Annahme einer Auslastung von 90 %

Tabelle 20: Kenndaten für die ökonomische Betrachtung Wärme- und Glühöfen Stahl-Walzwerke Anwendung 1: kontinuierliches Erwärmen Flach-/Langstahl

Technik	Referenz-technik	Alternativ-technik 1	Alternativ-technik 2	Alternativ-technik 3	Einheit	Quellen
Beheizungstechnologie	Erdgasbeheizung	hybride Beheizung (Strom/Erdgas (EE-Methan))	hybride Beheizung (Strom/ Wasserstoff)	Wasserstoff-beheizung		
Thermoprozessanlagen	Hubbalken-, Stoßofen	Drehherdofen	Drehherdofen	Hubbalken-, Stoßofen		
Produkt	Flach- und Langprodukte Walzstahl					
Investition Neubau	21,4	34,1	35,1	21,4	EUR/$t_{Kap.}$	[1], [3], [5], [6]
Investition Modernisierung	10,7	11,9	12,3	10,7	EUR/$t_{Kap.}$	[1], [3], [5], [6]
Minimale Investition Neubau	21,4	34,1	35,1	21,4	EUR/$t_{Kap.}$	[1], [3], [5]
Min. Investition Modernisierung	10,7	11,9	12,3	10,7	EUR/$t_{Kap.}$	[1], [3], [5]
TRL	9	< 3*	< 3*	< 4	-	[1], [2]
Energieträger 1	Erdgas	Strom	Strom	EE-Wasserstoff	-	
Energieträger 2	keiner	Erdgas	EE-Wasserstoff	keiner	-	
Energieträger 3	keiner	keiner	keiner	keiner	-	
Spezifischer Energiebedarf 1	0,390	0,222	0,222	0,390	MWh/$t_{Pr.}$	[1], [2], [5], [6]
Spezifischer Energiebedarf 2	0,000	0,148	0,148	0,000	MWh/$t_{Pr.}$	[6]
Spezifischer Energiebedarf 3	0,000	0,000	0,000	0,000	MWh/$t_{Pr.}$	
Min. spezifischer Energiebedarf	0,370	0,370	0,370	0,370	MWh/$t_{Pr.}$	[1], [2], [7]
Prozessbedingte Emissionen	0,000	0,000	0,000	0,000	$t_{CO2}/t_{Pr.}$	
Betriebs- und Wartungskosten	2,1	3,4	3,1	2,1	EUR/$t_{Kap.}$	[1]
Abschreibungszeitraum	10	10	10	10	a	[1], [4]
Lebensdauer	35	30	30	35	a	[1]
Repräsentative Kapazität	1.400.000	220.000	220.000	1.400.000	$t_{Jahresleistung}$	[1], [2]
Auslastung	0,90	0,80	0,80	0,90	1,00	[1], [2]
Anteil Bestand 2020	100 %	0 %	0 %	0 %	%	
Verfügbar ab	2020	2040	2040	2030		[1], [2]
Verfügbar bis	2050	2050	2050	2050		[1], [2]

Anmerkungen und Annahmen:
Angaben beziehen sich auf die Kapazität „$t_{Kap.}$“ oder die Produktionsmenge „$t_{Pr.}$“, Bezugsgröße Output der Anwendung
Bei den Datensätzen handelt es sich um gerundete Mittelwerte aus den unten aufgeführten Quellen.
Die Zuordnung der Energieträger basiert auf der Definition der verwendeten Rahmendaten und Modellparametern aus AP2 (Abschnitt 7.2).
Sofern keine gesicherten Werte im Rahmen der Studie erhoben werden können, werden die folgenden Annahmen getroffen:
Die Investitionskosten der Alternativtechnik entsprechen den Investitionskosten der Referenztechnik.
Die minimalen Investitionskosten einer Technik entsprechen den Investitionskosten der Technik.
Der spezifische Energiebedarf der Alternativtechnik entspricht dem (summierten) Energiebedarf der Referenztechnik.
Der minimale spezifische Energiebedarf einer Technik entspricht dem summierten Energiebedarf der Technik.
Die prozessbedingten Emissionen, Betriebs- und Wartungskosten, Abschreibungszeitraum, Modernisierungszyklus sowie die repräsentative Kapazität der Alternativtechnik entsprechen den Werten der Referenztechnik.
Für ein TRL < 3 wird eine Verfügbarkeit der Technik ab dem Jahr 2040 angenommen.
Für ein TRL < 9 und ≥ 3 wird eine Verfügbarkeit der Technik ab dem Jahr 2030 angenommen.
Legende:
* Hybride Beheizungstechnologien wie für die Anwendung der kontinuierlichen Erwärmung von Schmiedebauteilen sind als zukünftige Alternativtechnologien denkbar, jedoch sind die Kapazitäten dieser Anlagen um ein Vielfaches geringer (1/10). Die Einsatzmöglichkeiten in einer vergleichbaren Größenordnung sind nicht gesichert nachgewiesen.
Quellen:
[1] (Expert:inneninterview 2020aa)
[2] (Langer 2011)
[3] (ArcelorMittal 2019)
[4] (Bundesministerium der Finanzen (BMF) 1997)
[5] (Stephan et al. 2005)
[6] (Expert:inneninterview 2021y)
[7] (Richter 2015)

Tabelle 21: Kenndaten für die ökonomische Betrachtung Wärme- und Glühöfen Stahl-Walzwerke Anwendung 2: kontinuierliche Wärmebehandlung Flachstahl

Technik	Referenztechnik	Alternativtechnik 1	Alternativtechnik 2	Einheit	Quellen
Beheizungstechnologie	Erdgasbeheizung	Wasserstoffbeheizung	Elektrifizierung		
Thermoprozessanlagen	Durchlaufglühofen	Durchlaufglühofen	Durchlaufglühofen		
Produkt	Flachprodukte Walzstahl				
Investition Neubau	190,3	190,3	152,2	EUR/$t_{Kap.}$	[1], [5]
Investition Modernisierung	95,1	95,1	76,1	EUR/$t_{Kap.}$	[1], [5]
Minimale Investition Neubau	190,3	190,3	152,2	EUR/$t_{Kap.}$	[1], [5]
Min. Investition Modernisierung	95,1	95,1	76,1	EUR/$t_{Kap.}$	[1], [5]
TRL	9	< 4	< 4	-	[1], [2]
Energieträger 1	Erdgas	EE-Wasserstoff	Strom	-	[1], [2]
Energieträger 2	keiner	keiner	keiner	-	
Energieträger 3	keiner	keiner	keiner	-	
Spezifischer Energiebedarf 1	0,280	0,280	0,240	MWh/$t_{Pr.}$	[1], [2], [5], [6]
Spezifischer Energiebedarf 2	0,000	0,000	0,000	MWh/$t_{Pr.}$	
Spezifischer Energiebedarf 3	0,000	0,000	0,000	MWh/$t_{Pr.}$	
Min. spezifischer Energiebedarf	0,250	0,250	0,210	MWh/$t_{Pr.}$	[1], [2], [5], [6]
Prozessbedingte Emissionen	0,000	0,000	0,000	$t_{CO2}/t_{Pr.}$	
Betriebs- und Wartungskosten	11,4	11,4	11,4	EUR/$t_{Kap.}$	[1]
Abschreibungszeitraum	10	10	10	a	[1], [4]
Lebensdauer	35	35	35	a	[1]
Repräsentative Kapazität	530.000	530.000	530.000	$t_{Jahresleistung}$	[1], [2]
Auslastung	0,95	0,95	0,95	1,00	[1], [2]
Anteil Bestand 2020	100 %	0 %	0 %	%	
Verfügbar ab	2020	2030	2030		[1], [2]
Verfügbar bis	2050	2050	2050		[1], [2]

Anmerkungen und Annahmen:
Angaben beziehen sich auf die Kapazität „$t_{Kap.}$“ oder die Produktionsmenge „$t_{Pr.}$“, Bezugsgröße Output der Anwendung
Bei den Datensätzen handelt es sich um gerundete Mittelwerte aus den unten aufgeführten Quellen.
Die Zuordnung der Energieträger basiert auf der Definition der verwendeten Rahmendaten und Modellparametern aus AP2 (Abschnitt 7.2).
Sofern keine gesicherten Werte im Rahmen der Studie erhoben werden können, werden die folgenden Annahmen getroffen:
Die Investitionskosten der Alternativtechnik entsprechen den Investitionskosten der Referenztechnik.
Die minimalen Investitionskosten einer Technik entsprechen den Investitionskosten der Technik.
Der spezifische Energiebedarf der Alternativtechnik entspricht dem (summierten) Energiebedarf der Referenztechnik.
Der minimale spezifische Energiebedarf einer Technik entspricht dem summierten Energiebedarf der Technik.
Die prozessbedingten Emissionen, Betriebs- und Wartungskosten, Abschreibungszeitraum, Modernisierungszyklus sowie die repräsentative Kapazität der Alternativtechnik entsprechen den Werten der Referenztechnik.
Für ein TRL < 3 wird eine Verfügbarkeit der Technik ab dem Jahr 2040 angenommen.
Für ein TRL < 9 und ≥ 3 wird eine Verfügbarkeit der Technik ab dem Jahr 2030 angenommen.
Quellen:
[1] (Expert:inneninterview 2020aa)
[2] (Raick und Chalh-Andreas 2011)
[3] (Thyssenkrupp Rasselstein Gmbh)
[4] (Bundesministerium der Finanzen (BMF) 1997)
[5] (Stephan et al. 2005)
[6] (Richter 2015)

Tabelle 22: Kenndaten für die ökonomische Betrachtung Wärme- und Glühöfen Stahl-Walzwerke Anwendung 3: Diskontinuierliche Wärmebehandlung Flachstahl

Technik	Referenztechnik	Alternativtechnik 1	Alternativtechnik 2	Einheit	Quellen
Beheizungstechnologie Thermoprozessanlagen	Erdgasbeheizung Haubenglühofen	Wasserstoffbeheizung Haubenglühofen	Elektrifizierung Haubenglühofen		
Produkt	Flachprodukte Walzstahl				
Investition Neubau	606,1	606,1	484,8	EUR/$t_{Kap.}$	[1], [4]
Investition Modernisierung	18,2	18,2	14,5	EUR/$t_{Kap.}$	[1], [4]
Minimale Investition Neubau	606,1	606,1	484,8	EUR/$t_{Kap.}$	[1], [4]
Min. Investition Modernisierung	18,2	18,2	14,5	EUR/$t_{Kap.}$	[1], [4]
TRL	9	< 4	< 4	-	[1], [2]
Energieträger 1	Erdgas	EE-Wasserstoff	Strom	-	[1], [2]
Energieträger 2	keiner	keiner	keiner	-	
Energieträger 3	keiner	keiner	keiner	-	
Spezifischer Energiebedarf 1	0,220	0,220	0,190	MWh/$t_{Pr.}$	[1], [2]
Spezifischer Energiebedarf 2	0,000	0,000	0,000	MWh/$t_{Pr.}$	
Spezifischer Energiebedarf 3	0,000	0,000	0,000	MWh/$t_{Pr.}$	
Min. spezifischer Energiebedarf	0,200	0,200	0,190	MWh/$t_{Pr.}$	[1], [2], [5]
Prozessbedingte Emissionen	0,000	0,000	0,000	$t_{CO2}/t_{Pr.}$	
Betriebs- und Wartungskosten	242,4	242,4	242,4	EUR/$t_{Kap.}$	[1]
Abschreibungszeitraum	10	10	10	a	[1], [3]
Lebensdauer	35	35	35	a	[1]
Repräsentative Kapazität	10.000	10.000	10.000	$t_{Jahresleistung}$	[1], [2]
Auslastung	0,95	0,95	0,95	1,00	[1], [2]
Anteil Bestand 2020	100 %	0 %	0 %	%	
Verfügbar ab	2020	2030	2030		[1], [2]
Verfügbar bis	2050	2050	2050		[1], [2]

Anmerkungen und Annahmen:
Angaben beziehen sich auf die Kapazität „$t_{Kap.}$“ oder die Produktionsmenge „$t_{Pr.}$“, Bezugsgröße Output der Anwendung
Bei den Datensätzen handelt es sich um gerundete Mittelwerte aus den unten aufgeführten Quellen.
Die Zuordnung der Energieträger basiert auf der Definition der verwendeten Rahmendaten und Modellparametern aus AP2 (Abschnitt 7.2).
Sofern keine gesicherten Werte im Rahmen der Studie erhoben werden können, werden die folgenden Annahmen getroffen:
Die Investitionskosten der Alternativtechnik entsprechen den Investitionskosten der Referenztechnik.
Die minimalen Investitionskosten einer Technik entsprechen den Investitionskosten der Technik.
Der spezifische Energiebedarf der Alternativtechnik entspricht dem (summierten) Energiebedarf der Referenztechnik.
Der minimale spezifische Energiebedarf einer Technik entspricht dem summierten Energiebedarf der Technik.
Die prozessbedingten Emissionen, Betriebs- und Wartungskosten, Abschreibungszeitraum, Modernisierungszyklus sowie die repräsentative Kapazität der Alternativtechnik entsprechen den Werten der Referenztechnik.
Für ein TRL < 3 wird eine Verfügbarkeit der Technik ab dem Jahr 2040 angenommen.
Für ein TRL < 9 und ≥ 3 wird eine Verfügbarkeit der Technik ab dem Jahr 2030 angenommen.
Quellen:
[1] (Expert:inneninterview 2020aa)
[2] (Wendt 2011)
[3] (Bundesministerium der Finanzen (BMF) 1997)
[4] (Stephan et al. 2005)
[5] (Richter 2015)

5.1.8 Zwischenergebnis

Nach den Erkenntnissen aus den vorangegangenen Kapiteln werden in diesem Abschnitt die Ergebnisse für die branchenspezifischen Anlagentypen, die technische Gesamtentwicklung, den zukünftigen FuE-Bedarf, den zukünftigen Energieverbrauch sowie die Abwärmeentstehung zusammengefasst (Abbildung 26).

Für alle Anwendungen basiert der aktuelle Stand der Technik fast vollständig auf Erdgas. Die Alternativtechnologien sind theoretisch in allen Anwendungen nutzbar, mit Variationen bei der elektrifizierten Variante. Die Auswirkungen auf Prozessparameter in der Realität sind jedoch nicht ausreichend für diese Anwendungen getestet und erforscht (bspw. Zunderbildung und Änderung des Betriebs der Luftvorwärmungsanlagen). Besonders Wasserstoff scheint jedoch eine vielversprechende Brennstoffalternative darzustellen.

Die alternativen Beheizungstechnologien sind grundsätzlich erforscht und werden in anderen Industrien teilweise bereits zur Wärmeerzeugung genutzt. Die Umsetzung in der industriellen Betriebsumgebung der hier betrachteten Branche ist jedoch wenig erprobt. Hindernisse für den Betrieb in der Praxis liegen zum einen in der Wirtschaftlichkeit und in der kontinuierlichen Betriebsweise der Anlagen. Für kontinuierlich betriebene Anlagen ist die Beheizung, basierend auf elektrischen Widerstandsheizelementen, nur mit großen Umbauten der bestehenden Produktionslinien zu realisieren. Induktive Beheizungsmethoden könnten höhere Heizleistungen liefern, führen allerdings besonders bei großen Produktabmessungen zu Problemen aufgrund einer ungleichmäßigen Erwärmung (Skin-Effekt) (Jackson 1962). Die Auswirkungen auf die Prozessführung durch die veränderte Abgasatmosphäre könnten zusätzlich bei den betrachteten Alternativen ein Hindernis darstellen und müssten erst ausreichend erprobt werden.

Der Endenergiebedarf würde sich bei einer Umstellung auf eine rein elektrische Beheizung verringern. Dies ist auf den hohen elektrischen Wirkungsgrad von ca. 0,95 zurückzuführen, welcher deutlich über dem feuerungstechnischen Wirkungsgrad eines Gasbrenners nach Stand der Technik liegt. Bei einem Austausch des Brennstoffs zu Wasserstoff wird keine große Veränderung des Endenergiebedarfs erwartet, da die feuerungstechnischen Wirkungsgrade nur geringfügig voneinander abweichen.

Bezüglich des Abwärmepotenzials ist bei einem Wechsel von Erdgas auf Wasserstoff eine leichte Erhöhung zu erwarten. Die Auswirkung auf die Prozessführung und eventuell vorhandene Luftvorwärmungsanlagen ist jedoch schwer vorherzusagen. Bei der elektrischen Beheizung muss das Ofeninnere aufgrund des fehlenden Abgases regelmäßig mit inertem Spülgas gespült werden (bspw. Stickstoff). Dies zieht eine Veränderung des Abwärmepotenzials nach sich, welche jedoch von vielen Faktoren abhängig ist und aufgrund der fehlenden Praxiserfahrung schwer einzuschätzen ist. Generell ist die Art der Abwärmenutzung individuell zu prüfen und hängt von werksspezifischen Gegebenheiten ab.

Neben technischen Herausforderungen für einen erfolgreichen industriellen Einsatz müssen für alle alternativen Beheizungstechnologien wettbewerbsfähige ökologische, ökonomische und infrastrukturelle Rahmenbedingungen für den Standort Deutschland mit einer der Anlagenlaufzeit entsprechenden langfristigen Perspektive gesichert sein. Insbesondere die Unterschiede in den Betriebskosten der verschiedenen Beheizungstechnologien erschweren eine Umstellung der Anlagentechnik.

Abbildung 26: Ergebnisse der Branchen- und Technologieanalyse Wärme- und Glühöfen Stahl-Walzwerke

	Betrachtete Anwendungen und Thermoprozessanlagen		
	Kontinuierliches Erwärmen Flach-/Langstahl ($T_{Prozess}$ ≈ 1250°C) Hubbalken-, Stoßofen, Rollenherdofen	**Kontinuierliche Wärmebehandlung Flachstahl ($T_{Prozess}$ ≈ 850°C)** Durchlaufglühofen	**Diskontinuierliche Wärmebehandlung Flachstahl ($T_{Prozess}$ ≈ 850°C)** Haubenglühofen
Technisches Gesamtpotenzial für die betrachteten Anwendungen im Anlagenpark in Deutschland	Stand der Technik: ca. 27 Großanlagen* Durchsatz: 130 – 200 t/h Erdgasbeheizung > 99 % Alternativtechnologien: Elektrifizierung, Wasserstoffbeheizung	Stand der Technik: ca. 14 Großanlagen* Durchsatz: hier ≈ 70 t/h Erdgasbeheizung > 99 % Alternativtechnologien: Elektrifizierung, Wasserstoffbeheizung	Stand der Technik: ca. 1700 Großanlagen* Durchsatz: hier ≈ 2 t/h Erdgasbeheizung > 99 % Alternativtechnologien: Elektrifizierung, Wasserstoffbeheizung
F&E-Bedarf	hybride Beheizung (Strom/Erdgas): TRL < 3, Nachweis der Funktionstüchtigkeit nur bedingt gegeben, Entwicklung und Demonstrationsbetrieb in Einsatzumgebung insbesondere für hohe Kapazitäten notwendig hybride Beheizung (Strom/Wasserstoff): TRL < 3, Technologieentwicklung insbesondere für die Kombination mit einer Wasserstoffbeheizung notwendig Wasserstoffbeheizung: TRL < 4, Labor-, Demonstrations-, und Betriebserfahrung notwendig	elektr. Widerstandsbeheizung: TRL < 4, Entwicklung und Demonstrationsbetrieb in Einsatzumgebung notwendig Wasserstoffbeheizung: TRL < 4, Labor-, Demonstrations-, und Betriebserfahrung notwendig	elektr. Widerstandsbeheizung: TRL < 4, Entwicklung und Demonstrationsbetrieb notwendig Wasserstoffbeheizung: TRL < 4, Labor-, Demonstrations-, und Betriebserfahrung notwendig
Endenergiebedarf Summe für alle Anlagen der betrachteten Anwendung (ohne Berücksichtigung des Energiebedarfs von Vorketten für die Erzeugung)	Gesamtenergiebedarf aktuell: Ca. 13.000 GWh/a Erdgas (Prod.-menge ca. 33,5 Mio. t/a) zukünftig (100 %): hybride Beheizung: Verringerung erwartet (-5%) H_2: keine erhebliche Veränderung erwartet Potenzial zur Flexibilisierung: Ca. 1 % d. Gesamtenergiebedarfs	Gesamtenergiebedarf aktuell: Ca. 2000 GWh/a Erdgas (Prod.-menge ca. 6,9 Mio. t/a) zukünftig (100 %): elektrisch: Verringerung erwartet (-15%) H_2: keine erhebliche Veränderung erwartet Potenzial zur Flexibilisierung: Ca. 1 % d. Gesamtenergiebedarfs	Gesamtenergiebedarf aktuell: Ca. 3.500 GWh/a Erdgas (Prod.-menge ca. 16,1 Mio. t/a) zukünftig (100 %): elektrisch: Verringerung erwartet (-15%) H_2: keine erhebliche Veränderung erwartet Potenzial zur Flexibilisierung: Ca. 50 % d. Ges.-energiebedarfs
Abwärmeentstehung Mittelwerte für Einzelanlagen (exemplarisch)	Erdgasbeheizung: 15.000 – 77.500 m^3/h STP T ≈ 400 - 450°C Elektrifizierung: leichte Verringerung erwartet Wasserstoffbeheizung: keine Veränderung erwartet	Erdgasbeheizung: 15.000 - 20.000 m^3/h STP T ≈ 400 - 450°C Elektrifizierung: leichte Verringerung erwartet Wasserstoffbeheizung: keine Veränderung erwartet	Erdgasbeheizung: 1.000 - 7.000 m^3/h STP T ≈ 200 - 300°C Elektrifizierung: leichte Verringerung erwartet Wasserstoffbeheizung: keine Veränderung erwartet

Anmerkungen:

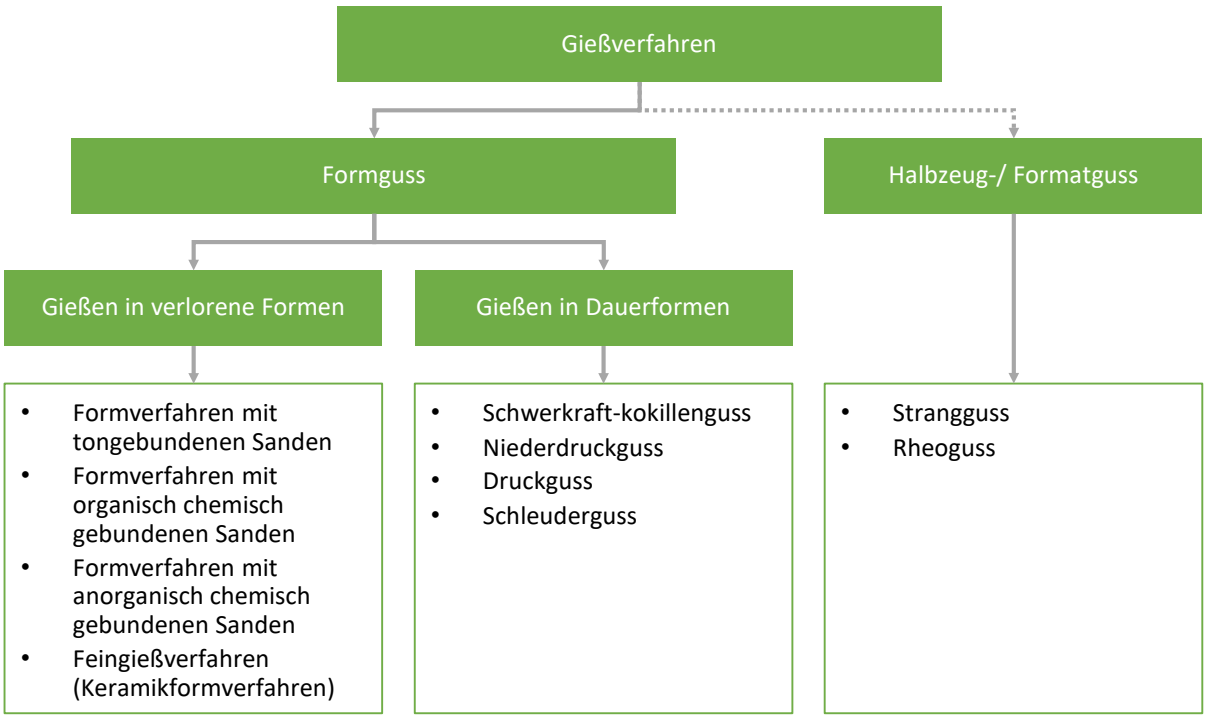
* Auf Basis der Gesamtkapazität und den Technikbeispielen

5.2 Gießerei-Industrie

5.2.1 Kurzbeschreibung der Branche

Das Gießereiwesen basiert auf dem Fertigungsverfahren des Metallgießens. Es zählt zu den Urformverfahren. Hierbei werden Bauteile mit zuvor bestimmter Geometrie in Formen gefertigt. Dies geschieht durch Erstarrung des flüssigen Materials, der Metallschmelze, zu einem festen Gussteil (Bundesverband der Deutschen Gießerei-Industrie e.V.). Die Bauteilherstellung erfolgt in der Regel in einem Schritt, meist in nur einer Hitze. Die Schmelze wird in eine verlorene Form oder eine Dauerform gegossen. Nur in seltenen Fällen wird ein Halbzeug hergestellt. Die allgemeinen Gießereiverfahren lassen sich grob in die Bereiche „Formguss" und „Halbzeug- oder auch Formatguss" sowie weitere Unterbereiche unterteilen (Abbildung 27) (Sahm et al. 1998).

Abbildung 27: Unterteilung der Gießverfahren



eigene Darstellung nach, Quellen: (Expert:inneninterview 2021i; Sahm et al. 1998)

Der Formguss beschreibt die endkonturnahe Fertigung von Bauteilen in ein- oder mehrteiligen Formen. Die Geometrien der Formen sind dreidimensional und können hochkomplexe Konstruktionen abbilden. Nach der Art der Form wird im Gießereiwesen in zwei Bereiche unterteilt. Zum einen das Gießen in verlorene Formen und zum anderen in Dauerformen (Bundesverband der Deutschen Gießerei-Industrie e.V. 2019b; Sahm et al. 1998).

Der branchenspezifische Schwerpunkt in diesem Abschnitt der Studie liegt auf dem Bereich des Formgusses, in Anlehnung an die Arbeiten des Bundesverbands der Deutschen Gießerei-Industrie e. V. (BDG) als Branchenverband der von ihm vertretenen Gießereien. Alle nachfolgenden branchenspezifischen Wirtschaftsdaten beziehen sich auf dieses Fertigungsverfahren, einschließlich Gusseisen-Strangguss. Die Verfahren des Halbzeug- und Formatgusses finden in den entsprechenden Abschnitten der „Glüh- und Erwärmungsöfen Stahlwalzwerke" sowie „NE-Metallindustrie" Berücksichtigung.

Weltweit wurden im Jahr 2018 ca. 112,29 Mio.t Gusserzeugnisse in über 39.998 gelisteten Gießereien produziert (American Foundry Society 2019). In Deutschland wurden im selben Jahr ca. 5,43 Mio. t Gusserzeugnisse hergestellt. Unter Betrachtung des Produktionsvolumens war Deutschland damit in den letzten Jahren europaweit führend. Global belegt Deutschland den fünften Rang.

Es existieren deutschlandweit 527 eingetragene Gießereien mit rund 79.000 Beschäftigten. Rund 3.000 Nachwuchskräfte werden pro Jahr in Deutschland ausgebildet. 95 % der deutschen Gießereien gelten als Mittelstand. Aufgeschlüsselt nach Betriebsstruktur beschäftigten 158 Betriebe mehr als 50, 321 Betriebe zwischen 50 und 500 und 48 Betriebe mehr als 500 Mitarbeiter:innen (Tabelle 23) (American Foundry Society 2019; Bundesverband der Deutschen Gießerei-Industrie e.V.; Bundesverband der Deutschen Gießerei-Industrie e.V. 2019a).

Tabelle 23: Branchenspezifische Wirtschaftsdaten der deutschen Gießerei-Industrie (2018)

Branche	Gesamtes Gießereiwesen	Eisen & Stahl	NE-Metalle
Anzahl Betriebe	527	190	337
Anzahl Beschäftigte	ca. 79.000	ca. 42.200	ca. 36.800
Anzahl Betriebe mit unter 50 Beschäftigten	ca. 158	ca. 30	ca. 128
Anzahl Betriebe 50 < x < 500 Beschäftigten	ca. 321	ca. 139	ca. 182
Anzahl Betriebe mit mehr als 500 Beschäftigten	ca. 48	ca. 21	ca. 27
Produktionsvolumen in Mio. t	5,43	4,25	1,17
Umsatz in Mrd. €	13,63	7,54	6,09

Quellen: nach BDG- Die Gießerei-Industrie,2019; BDG- Branchenkennzahlen 2018, 2018; American Foundry Society- Woodland/Alloy and ist promising future, 2019

Insgesamt erzielte die deutsche Gießerei-Industrie im Jahr 2018 ca. 13,63 Mrd. € Umsatz. Das entspricht einem Anteil an der gesamten Metallindustrie in Deutschland von knapp 14,2 %. Der größte Branchenabnehmer in Deutschland war im Jahr 2018 der Straßenfahrzeugbau mit 60,2 %, gefolgt vom Maschinenbau mit 26 %, der Elektrotechnik mit 4,4 %, der Bauindustrie mit 4 %, dem Schienenfahrzeugbau mit 2 %, den sonstigen Branchen mit 1,8 % und der Stahlindustrie mit 1,6 %. Das Investitionsvolumen beträgt ca. 1 Mrd. € pro Jahr. Hierdurch werden anteilig die Bereiche Modernisierung und Optimierung der Prozessabläufe, Prozessverfahrenstechnik, Forschung und Entwicklung bzgl. neuer Materialzusammensetzungen, innovative Konstruktionsmethoden und Weiterbildung der Beschäftigten gefördert (American Foundry Society 2019; Bundesverband der Deutschen Gießerei-Industrie e.V. (BDG); Bundesverband der Deutschen Gießerei-Industrie e.V. 2019a, 2019b).

Die Branche wird traditionell in die beiden Materialbereiche „Eisen und Stahl“ und „Nichteisenmetalle“ aufgeteilt. Zusätzlich ist es möglich, zwischen Kundengießereien und Großseriengießereien zu unterscheiden. Kundengießereien sind meist auf Klein- bis Mittelserienfertigung von einer Vielzahl an Bauteilen spezialisiert. Großseriengießereien sind wiederum auf hohe Stückzahlen einer kleineren Bauteilauswahl ausgelegt In den nachfolgenden Abschnitten wird auf die Materialbereiche „Eisen und Stahl“ und „Nichteisenmetalle“ näher eingegangen.

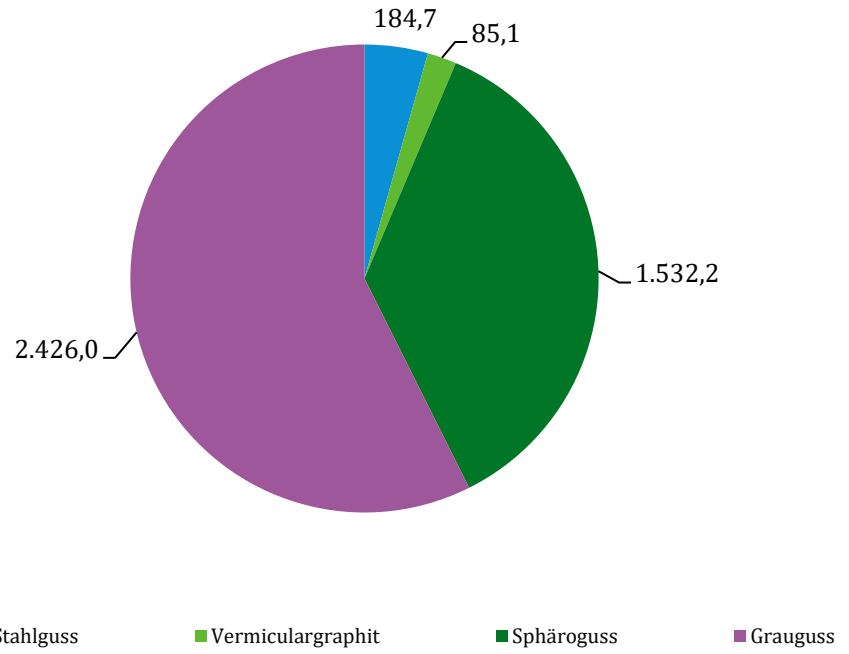
5.2.1.1 Eisen- und Stahl-Gießereien

Weltweit wurden im Jahr 2018 ca. 90,04 Mio. t Gusserzeugnisse in über 16.309 gelisteten Eisen- und über 5.079 gelisteten Stahl-Gießereien produziert. Anteilig waren dies ca. 78,33 Mio. t Eisenlegierungs- und ca. 11,71 Mio. t Stahllegierungserzeugnisse (Bundesverband der Deutschen Gießerei-Industrie e.V. 2019b).

Die deutsche Eisen- und Stahl-Produktion im Gießereiwesen betrug 2018 ca. 4,26 Mio. t. Es existieren über 150 eingetragene Eisen- und über 40 eingetragene Stahl-Gießereien mit insgesamt rund 42.200 Beschäftigten. Der Umsatz betrug ca. 7,54 Mrd. €. Aufgeschlüsselt nach Betriebsstruktur beschäftigten ca. 30 Betriebe mehr als 50, ca. 139 Betriebe zwischen 50 und 500 und ca. 21 Betriebe mehr als 500 Mitarbeiter:innen, vgl. Tabelle 23 (American Foundry Society 2019; Bundesverband der Deutschen Gießerei-Industrie e.V. 2019a, 2019b). Der größte Branchenabnehmer in Deutschland war im Jahr 2018 der Straßenfahrzeugbau mit 55 %, gefolgt vom Maschinenbau mit 26 %, den sonstigen Branchen mit 6 %, der Bauindustrie mit 5 %, der Elektrotechnik mit 4 %, dem Schienenfahrzeugbau mit 2 %, und der Stahlindustrie mit 2 % (Bundesverband der Deutschen Gießerei-Industrie e.V. 2019b, 2019a).

Der am meisten vergossene Werkstoff in deutschen Eisen- und Stahlgießereien war 2018 der Grauguss mit 2,43 Mio. t, gefolgt vom Sphäroguss mit 1,53 Mio. t, dem Stahlguss mit 170,24 Tsd. t und dem Vermicularguss mit 85,12 Tsd. t (Abbildung 28).

Abbildung 28: Anteiliges Produktionsvolumen verschiedener Werkstoffe in Eisen- und Stahlgießereien in Deutschland (in Tsd. t)



eigene Darstellung nach, Quelle: (Bundesverband der Deutschen Gießerei-Industrie e.V. 2019a)

5.2.1.2 Nichteisenmetall-Gießereien

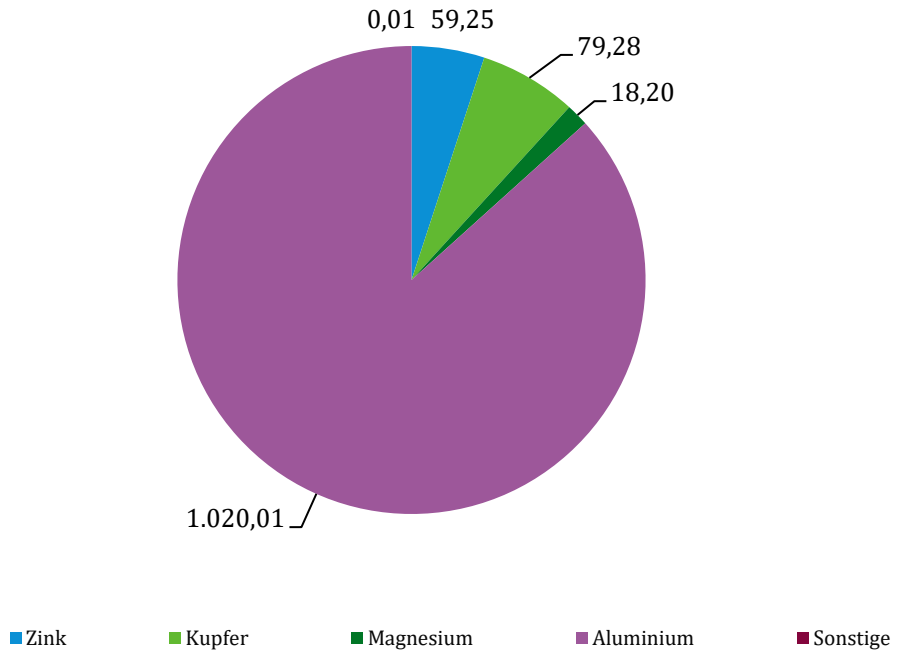
Weltweit wurden im Jahr 2018 ca. 22,25 Mio. t Gusserzeugnisse in über 11.663 gelisteten Nichteisenmetall-Gießereien produziert. Anteilig waren dies ca. 18,85 Mio. t Aluminiumlegierungs-, ca. 1,97 Mio. t Kupferlegierungs-, ca. 0,68 Mio. t Zinklegierungs-, ca. 0,29 Mio. t Magnesiumlegierungs- und ca. 0,47 Mio. t sonstige NE-Metallguss-Erzeugnisse (Bundesverband der Deutschen Gießerei-Industrie e.V. 2019b).

Die deutsche Nichteisenmetallguss-Produktion betrug 2018 ca. 1,18 Mio. t. Es existieren über 337 NE-Metallgießereien mit ca. 36.800 Beschäftigten. Der Umsatz betrug ca. 6,09 Mrd. €. Aufgeschlüsselt nach Betriebsstruktur beschäftigten ca. 128 Betriebe mehr als 50, ca. 182 Betriebe zwischen 50 und 500 und ca. 27 Betriebe mehr als 500 Mitarbeiter:innen, vgl. Tabelle 23 (American Foundry Society 2019; Bundesverband der Deutschen Gießerei-Industrie e.V. 2019b, 2019a).

Der größte Branchenabnehmer in Deutschland war im Jahr 2018 der Straßenfahrzeugbau mit 80 %, gefolgt von den sonstigen Branchen mit 7 %, der Bauindustrie mit 6 %, der Elektrotechnik mit 4 %, dem Schienenfahrzeugbau mit 2 % und dem Maschinenbau mit 1 % (Bundesverband der Deutschen Gießerei-Industrie e.V. 2019b, 2019a).

Der am meisten vergossene Werkstoff in deutschen NE-Metallgießereien war 2018 mit Abstand Aluminium mit 1 Mio. t, gefolgt von Kupfer mit 82,39 Tsd. t, Zink mit 58,85 Tsd. t, sonstige NE-Metalle mit 23,54 Tsd. t und Magnesium mit 11,77 Tsd. t (Abbildung 29) (Bundesverband der Deutschen Gießerei-Industrie e.V. 2019b, 2019a; American Foundry Society 2019; Bundesverband der Deutschen Gießerei-Industrie e.V.).

Abbildung 29: Anteiliges Produktionsvolumen verschiedener Werkstoffe in NE-Gießereien in Deutschland (in Tsd. t)



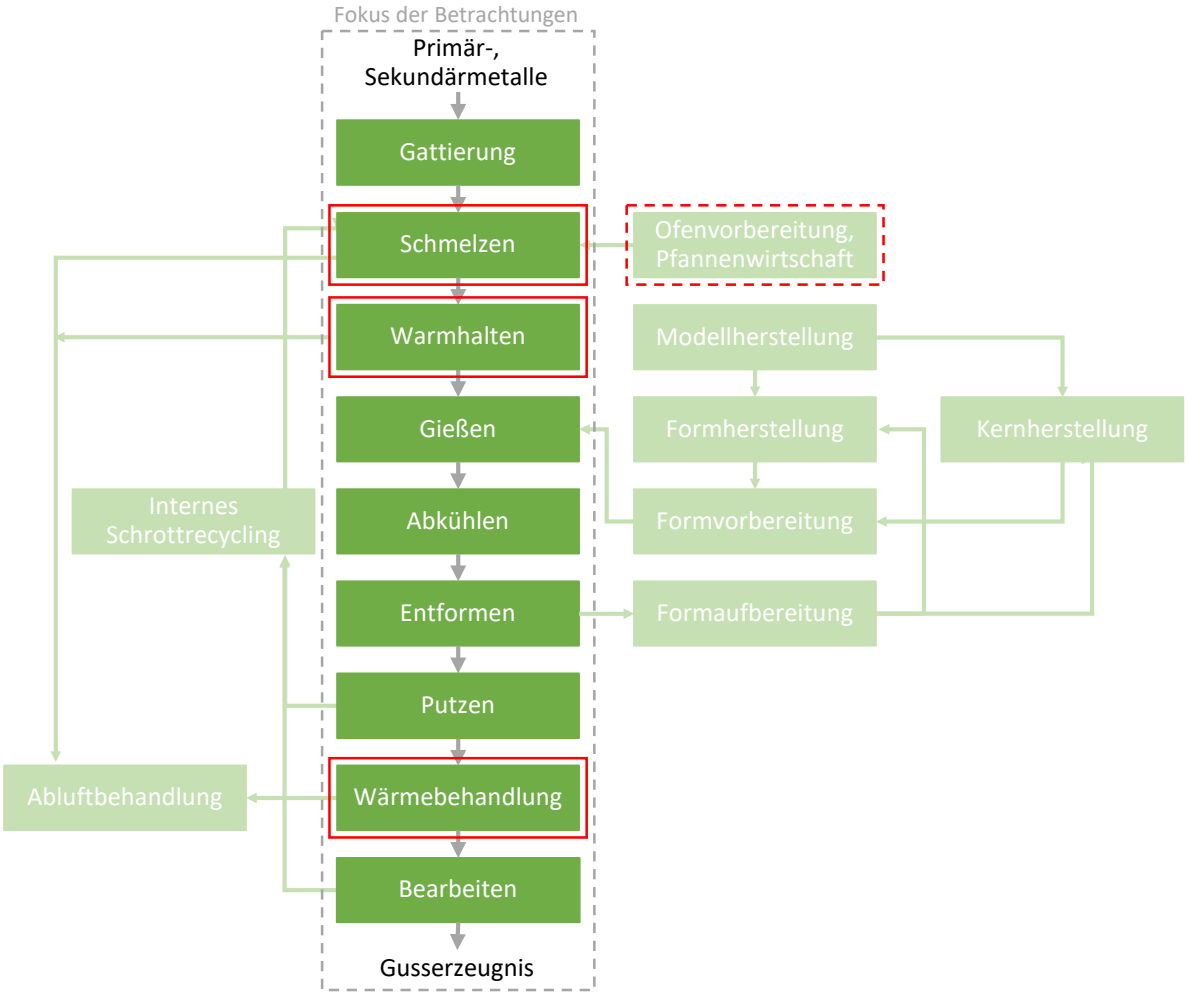
eigene Darstellung nach Quellen: (Bundesverband der Deutschen Gießerei-Industrie e.V. 2019a; American Foundry Society 2019)

5.2.2 Branchenspezifische Prozessketten

Im Bereich des Formgusses gibt es eine Vielzahl von Verfahren und Thermoprozessanlagen, die zur Herstellung von Gusserzeugnissen zum Einsatz kommen. Dennoch können alle wesentlichen Teilschritte der unterschiedlichen Verfahren und deren individuellen Prozessrouten in einer verallgemeinernden Prozesskette zusammengefasst werden (Abbildung 30). Die in Abbildung 19 dunkelgrün eingefärbten Prozessschritte stehen dabei im Fokus der Betrachtungen im Rahmen dieser Studie und hierbei insbesondere die energieintensiven Prozessschritte des Schmelzens, des Warmhaltens und der Wärmebehandlung. Es ist anzumerken, dass die Prozessschritte der Ofenvorbereitung und Pfannenwirtschaft, des internen Schrottrecyclings sowie der

Ablaufbehandlung energetisch wie auch wirtschaftlich ebenfalls von Relevanz für die Herstellung von Gusserzeugnissen ist. Diese Prozessschritte sind jedoch überwiegend in Anlagen der vor- und nachgeschalteten Prozessschritte integriert und stehen daher nicht im Fokus der anlagenspezifischen Betrachtungen im Rahmen dieser Studie.

Abbildung 30: Allgemeine Prozesskette der Gießerei-Industrie



Legende:
Dunkelgrün eingefärbt: Prozessschritte im Fokus der Betrachtungen im Rahmen dieser Studie
Rot markiert: Energieintensive Prozessschritte mit fossilen Energieträgern im Fokus der Betrachtungen im Rahmen dieser Studie
Anmerkungen:
Der Prozessschritt der Ofenvorbereitung, Pfannenwirtschaft ist ebenfalls energieintensiv, wird aber nicht weiter betrachtet.
Der Prozessschritt der Wärmebehandlung ist optional und nur für spezifische Legierungen und spezifisch einzustellende Eigenschaften des Gussbauteils relevant.
Quellen: nach (Institut für Gießereitechnik gGmbH (IfG) 2008) (eigene Darstellung)

Ofenvorbereitung und Pfannenwirtschaft

In der laufenden Produktion müssen die Transportgefäße oder metallurgischen Gefäße warmgehalten werden, damit ihre feuerfeste Zustellung nicht reißt. Die Pfannenvorwärmung mit Brennern hält die Gefäße auf Temperatur.

Dazu werden üblicherweise *erdgasbefeuerte Brenner* verwendet. Daher kann dieser Prozessschritt ebenfalls als energieintensiv eingestuft werden. Dies hängt jedoch stark von den eingesetzten Thermoprozessanlagen und den zu schmelzenden Werkstoffen ab. Im Anschluss hieran

wird die zuvor gattierte Legierung dem Schmelzaggregat zugefügt, aufgeschmolzen und die flüssige Schmelze bis zum eigentlichen Gießprozess warmgehalten (Bührig-Polaczek et al. 2014; European Commission 2005).

Schmelzen

Das Aufschmelzen der Metalle bzw. Metalllegierungen ist zentraler Bestandsteil der Prozesskette. Die eingesetzten *Schmelzöfen bzw. Schmelzanlagen* unterscheiden sich dabei in ihren charakteristischen Merkmalen. Es werden bspw. *Kupolöfen, Schachtöfen, Tiegelöfen, Drehtrommelöfen, Herdöfen, Lichtbogenöfen, Induktionsöfen oder Vakuumöfen* eingesetzt (European Commission 2005). Der Grund dafür sind die zu schmelzenden Werkstoffe und deren unterschiedlichen thermophysikalischen Eigenschaften. Neben den eingesetzten Werkstoffen sind die Betriebsweise der Anlage, die Füllmenge, der Durchsatz und anderer prozesstechnischen Kriterien entscheidend für die Auswahl der Schmelzanlage. So reicht das Spektrum der Thermoprozessanlagen in der Gießerei-Industrie von diskontinuierlich betriebenen Kleinanlagen mit Schmelzleistungen von wenigen kg/h bis zu kontinuierlich betriebenen Großserien-Ofenanlagen mit bis zu 100 t/h Schmelzleistung (Bührig-Polaczek et al. 2014; Wolff 2014; Expert:inneninterview 2021i).

Warmhalten

Nachdem Prozessschritt des Schmelzen schließt sich vielfach der Prozessschritt des Warmhaltens an. Diese Prozessschritte werden, mit der Ausnahme von Tandemöfen, in unterschiedlichen Anlagen durchgeführt (Expert:inneninterview 2021i). Beispiele für Schmelz- und Warmhalteöfen sind *Tiegelöfen, Induktionsöfen, Pfannenöfen* oder *Herdöfen* (European Commission 2005). Für eine zeitlich und energetisch effiziente Prozessführung stehen diese meist in direkter Verbindung mit den Schmelzanlagen. So werden nur ca. 10 bis 20 Aluminiumgießereien durch in der Umgebung befindliche Schmelzhütten mit Flüssigmetall beliefert. Hier entfällt in diesen Betrieben die Schmelzanlage und der hiermit verbundene energetische Verbrauch (Wolff 2014).

Wärmebehandlung

Die teils sehr spezifischen Abläufe der Wärmebehandlung unterscheiden sich stark voneinander. Dies ist durch unterschiedliche Prozessanforderungen, Werkstoffe sowie die Abmessungen der zu behandelnden Gussbauteile bedingt. Es kommen gasbefeuerte und elektrisch beheizte Aggregate zum Einsatz. Die Auswahl reicht von *Herdwagen-, Kammer-, Durchlauf-, Hauben-, Retorten-* bis hin zu *Schachtöfen* (European Commission 2005). Außerdem werden für spezifische Arten der Wärmebehandlung auch Sonderanfertigungen der Anlagen verwendet (Bührig-Polaczek et al. 2014).

Die Wärmebehandlung der Gusswerkstoffe ist sehr variantenreich. Die Prozesse und Begriffe werden auf die jeweiligen Hauptwerkstoffgruppen zurückgeführt (Stähle, Gusseisenwerkstoffe, Al-Legierungen, Cu-Legierungen etc.) (Expert:inneninterview 2021i). Die Wärmebehandlung von Stahl lässt sich bspw. primär in die Verfahrensschritte des Glühens, des Härtens und des Anlassens aufteilen (vgl. auch Abschnitt 5.6). Das Härten lässt sich zusätzlich in spezifische Verfahren wie bspw. die thermischen Härteverfahren (z. B. Flammhärten) oder die thermochemischen Härteverfahren (z. B. Nitrieren) einteilen. Für das Glühen werden ebenfalls unterschiedliche Verfahren mit unterschiedlichen Temperaturbereichen angewandt, was insbesondere vom eingesetzten Werkstoff abhängt, siehe auch Anhang A.4.1. Dabei sind die eingesetzten Thermoprozessanlagen entsprechend der gewünschten mechanischen Eigenschaften der Bauteile ausgelegt. Eine gezielte Prozessführung in Bezug auf die Temperatur und Dauer der einzelnen Behandlungsschritte ist elementar für die zu erzielenden Eigenschaften des Bauteils. Beispielsweise bewegt sich der Temperaturverlauf beim Lösungsglühen ca. 10 bis 15°C unterhalb des Schmelzpunktes des Bauteils und darf diesen entsprechend nicht überschreiten, da das Bauteil sonst

eine Verformung erfahren würde (Liedtke 2005a). Regelmäßig wärmebehandelt werden Stahlgusswerkstoffe (Umwandlung des Gussgefüges) und Aluminiumgusswerkstoffe (Expert:inneninterview 2021i).

Betrachtete Prozessketten im Rahmen der Studie

Aus der Vielzahl von Werkstoffen, Prozessschritten und Thermoprozessanlagen in der Gießerei-Industrie fokussieren sich die Betrachtungen in diesem Teil der Studie auf die Prozessketten Eisen- und Aluminium-Formguss. Die energieintensivsten Prozessschritte sind das Schmelzen und Warmhalten und die Wärmebehandlung (Tabelle 24).

Tabelle 24: Relativer Anteil der Prozessschritte am Gesamtenergieverbrauch der Gießereien

Prozessschritt	Eisen	Stahl	NE-Metalle
Schmelzen & Warmhalten	50 bis 70 %	25 bis 45 %	40 bis 65 %
Wärmebehandlung	0 bis 5 %	25 bis 35 %	0 bis 2 %*
Form- und Kernherstellung	8 bis 12 %	5 bis 9 %	10 bis 20 %

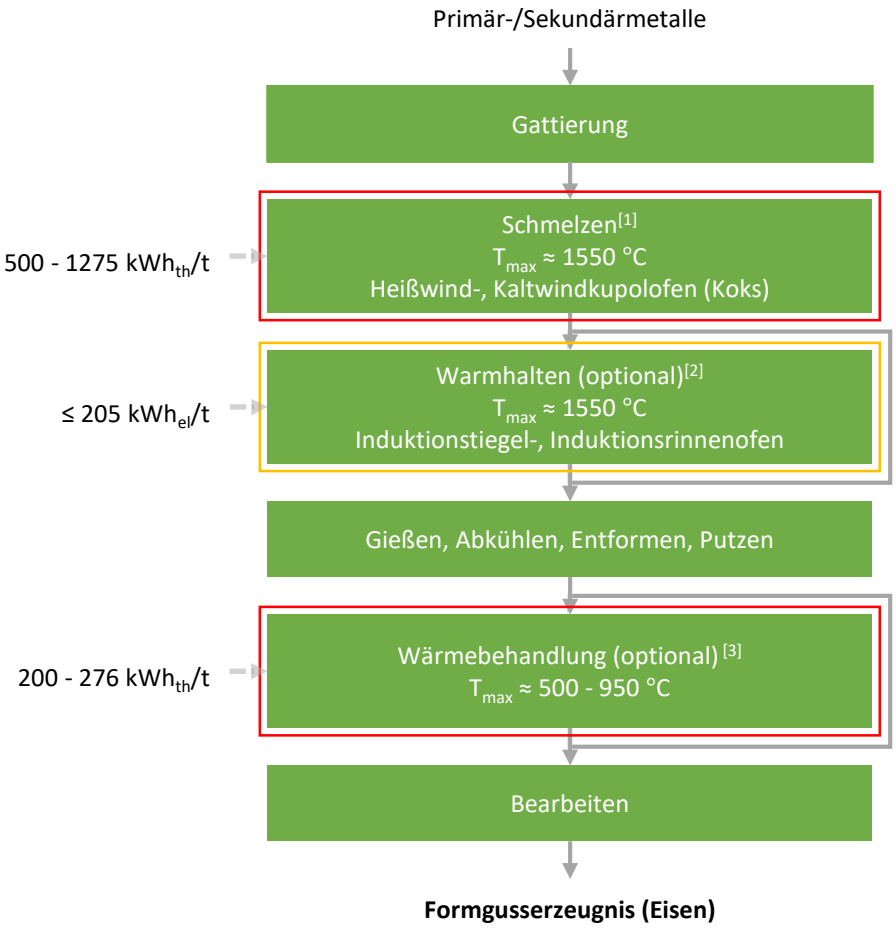
Quelle: Mittelwerte nach (Wolff 2014)

* Der Wert kann für die Wärmebehandlung von NE-Metallguss ist werkstoffspezifisch und kann auch > 2 % betragen (Expert:inneninterview 2021i).

Dabei ist anzumerken, dass der Prozessschritt des Schmelzens mit über 40 % für Eisen und NE-Metalle einen deutlich höheren relativen Energiebedarf aufweist als das Warmhalten. Die Form- und Kernherstellung macht nach je nach Werkstoff einen Anteil von weniger al 20 % am Gesamtenergieverbrauch einer Gießerei aus (Wolff 2014). Das Gattieren der Gusslegierung, das Gießen, das Abkühlen, das Entformen, sowie das Putzen und das abschließende Bearbeiten der fertigen Gussbauteile sind zwar elementare Prozessschritte der allgemeinen Prozesskette; diese sind jedoch wenig energieintensiv und stehen daher nicht im Fokus der Studie (Bundesverband der Deutschen Gießerei-Industrie e.V. (BDG)).

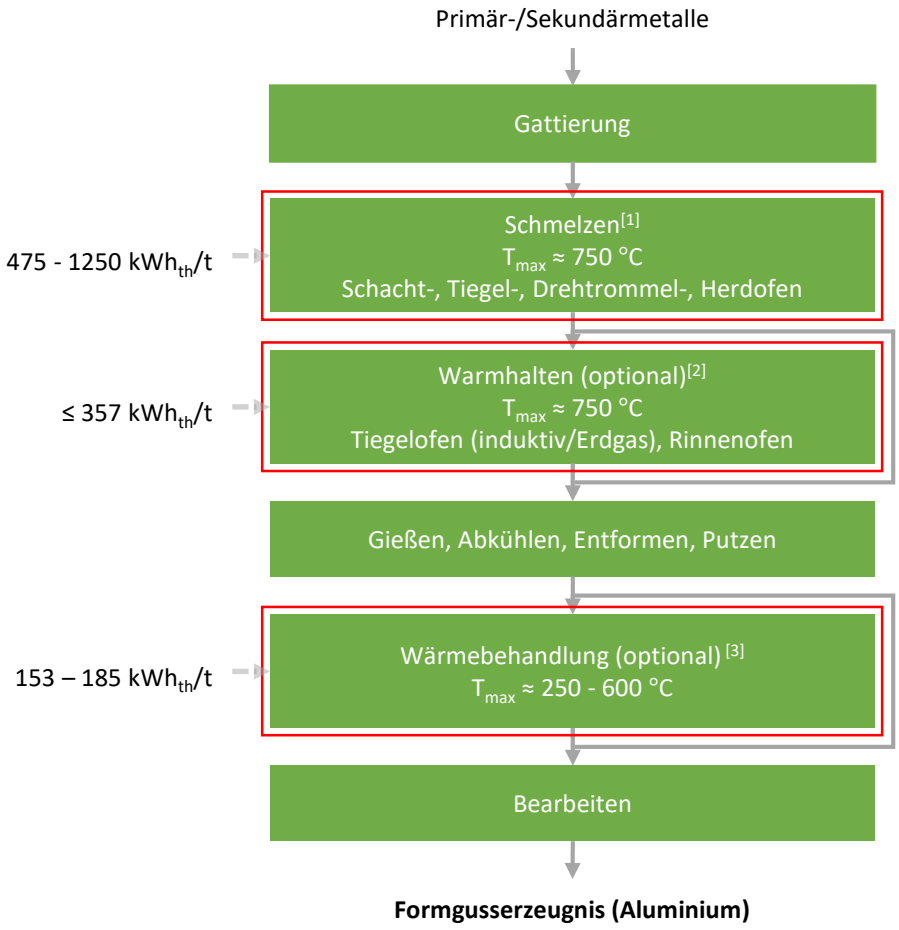
Deshalb stehen im Folgenden insbesondere das Schmelzen sowie die nachgeschalteten Prozessschritte für die weitere Analyse der Energieverbräuche und der CO_2-Bilanzierung im Fokus. Es werden die Prozessketten für Eisen- und Aluminium-Formguss betrachtet (Abbildung 31 und Abbildung 32). Im sich anschließenden Kapitel werden die am häufigsten genutzten Anlagen, insbesondere der Prozessschritte des Schmelzens und Warmhaltens, genauer analysiert. Diese Auswahl der hier beschriebenen Anlagen stützt sich dabei auf Expert:inneninterviews.

Abbildung 31: Prozesskette Eisen Formguss



Quelle: eigene Darstellung, RWTH Aachen
Legende:
Rot markiert: Energieintensive Prozessschritte mit fossilen Energieträgern im Fokus der Betrachtungen im Rahmen dieser Studie
Orange markiert: Energieintensive Prozessschritte, die größtenteils elektrifiziert sind
Anmerkungen:
Die Prozessschritte Gießen, Abkühlen, Entformen und Putzen wurden für eine vereinfachte Darstellung zusammengefasst.
Der Prozessschritt der Wärmebehandlung wird in der Branche Härtereitechnik betrachtet.
Die Daten der Prozessschritte Warmhalten und Wärmebehandlung basieren auf Werten einzelner Anlagen.
Quellen:
[1]: Energieverbrauch und Temperatur: Mittelwert aus Reference Document on Best Available Techniques in the Smitheries and Foundries Industry, 2005, European IPPC und Energieeffizienter Gießereibetrieb, 2008, Franzen und Ermittlung von Energiekennzahlen für Anlagen, Herstellungsverfahren und Erzeugnisse, 1999 Layer et al. und Beste verfügbare Techniken (BVT) in ausgewählten industriellen Bereichen Teilvorhaben 3: Gießereien – Volume 3: Technikerhebung 2014; Wolff
[2]: Energieverbrauch und Temperatur: Mittelwert aus Reference Document on Best Available Techniques in the Smitheries and Foundries Industry, 2005, European IPPC und Energieeffizienter Gießereibetrieb, 2008, Franzen und Beste verfügbare Techniken (BVT) in ausgewählten industriellen Bereichen Teilvorhaben 3: Gießereien – Volume 3: Technikerhebung 2014; Wolff und Ermittlung von branchenspezifischen Potentialen zum Einsatz von erneuerbaren Energien in besonders energieintensiven Industriesektoren am Beispiel der Gießerei-Industrie, 2013, Bosse et al.
[3]: Energieverbrauch und Temperatur: Mittelwert aus Reference Document on Best Available Techniques in the Smitheries and Foundries Industry, 2005, European IPPC und Energieeffizienter Gießereibetrieb, 2008, Franzen und Praxishandbuch Thermoprozesstechnik Band 1, 2010 Pfeifer et al. und Praxishandbuch Thermoprozesstechnik Band 2, 2011 Pfeifer et al. und https://www.next-foundry.com/giesserei-lexikon/glossar/waermebehandlung

Abbildung 32: Prozesskette Aluminium Formguss



eigene Darstellung
Legende:
Rot markiert: Energieintensive Prozessschritte mit fossilen Energieträgern im Fokus der Betrachtungen im Rahmen dieser Studie
Anmerkungen:
Die Prozessschritte Gießen, Abkühlen, Entformen und Putzen wurden für eine vereinfachte Darstellung zusammengefasst.
Der Prozessschritt der Wärmebehandlung wird in der Branche Härtereitechnik betrachtet.
Die Daten der Prozessschritte Warmhalten und Wärmebehandlung basieren auf Werten einzelner Anlagen.
Quellen:
[1]: Energieverbrauch und Temperatur: Mittelwert aus Reference Document on Best Available Techniques in the Smitheries and Foundries Industry, 2005, European IPPC und Energieeffizienter Gießereibetrieb, 2008, Franzen und Ermittlung von Energiekennzahlen für Anlagen, Herstellungsverfahren und Erzeugnisse, 1999 Layer et al. und Beste verfügbare Techniken (BVT) in ausgewählten industriellen Bereichen Teilvorhaben 3: Gießereien – Volume 3: Technikerhebung 2014; Wolff und Effiziente Energieverwendung in der Industrie– Teilprojekt „Metallschmelzbetriebe“ Effiziente Energienutzung in Nicht-Eisen-Metall-Schmelzbetrieben, Bayerisches Landesamt für Umweltschutz, 2005 Stephan et al.
[2]: Energieverbrauch und Temperatur: Mittelwert aus Reference Document on Best Available Techniques in the Smitheries and Foundries Industry, 2005, European IPPC und Energieeffizienter Gießereibetrieb, 2008, Franzen und Beste verfügbare Techniken (BVT) in ausgewählten industriellen Bereichen Teilvorhaben 3: Gießereien – Volume 3: Technikerhebung 2014; Wolff und Ermittlung von branchenspezifischen Potentialen zum Einsatz von erneuerbaren Energien in besonders energieintensiven Industriesektoren am Beispiel der Gießerei-Industrie, 2013, Bosse et al.
[3]: Energieverbrauch und Temperatur: Mittelwert aus Reference Document on Best Available Techniques in the Smitheries and Foundries Industry, 2005, European IPPC und Energieeffizienter Gießereibetrieb, 2008, Franzen und Praxishandbuch Thermoprozesstechnik Band 1, 2010 Pfeifer et al. und Praxishandbuch Thermoprozesstechnik Band 2, 2011 Pfeifer et al. und https://www.giessereilexikon.com/giesserei-lexikon/Encyclopedia/show/waermebehandlung-von-aushaertbaren-aluminium-legierungen-1088/?cHash=f5f2b7908442aebc279c3ea69131043a

5.2.3 Branchenspezifische Thermoprozessanlagen

Aufgrund der unterschiedlichen Anforderungen und Spezifikationen an die produktspezifischen Prozesse kommen eine Vielzahl unterschiedlicher Thermoprozessanlagen in der Gießerei-Industrie zum Einsatz (Tabelle 25). Vor dem Hintergrund des Potenzials zu einer CO_2-neutralen Prozesswärmeerzeugung für die Branche wird im Folgenden zunächst ein allgemeiner Überblick über die Thermoprozessanlagen gegeben, bevor eine detaillierte Beschreibung der Thermoprozessanlagen folgt. Dabei können mit einigen Anlagentypen auch mehrere Prozessschritte durchgeführt werden. Es ist bspw. möglich, den Prozessschritt des Schmelzens, Warmhaltens und Gießens in nur einem Ofentyp, wie dem kippbaren Tiegelofen durchzuführen (Bührig-Polaczek et al. 2014; Sahm et al. 1998; European Commission 2005).

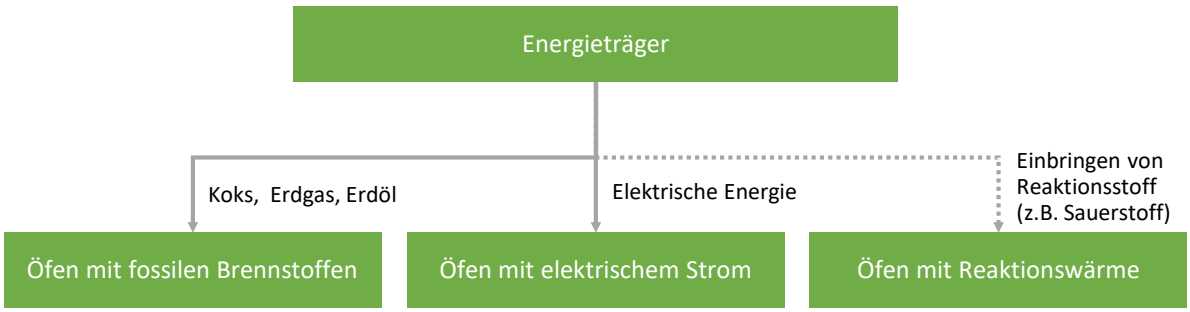
Tabelle 25: Übersicht der eingesetzten Thermoprozessanlagen in der Gießerei-Industrie

Prozessschritte	Thermoprozessanlagen
Schmelzen	Kupolöfen, Schachtöfen, Tiegelöfen, Drehtrommelöfen, Herdöfen, Lichtbogenöfen, Induktionsöfen, Vakuumöfen
Warmhalten	Tiegelöfen, Induktionsöfen, Pfannenöfen (Transportpfanne), Herdöfen
Wärmebehandlung	Kammeröfen, Herdöfen, Schachtöfen, Durchlauföfen, Retortenöfen, Haubenöfen, Rollenherdöfen, Durchstoßöfen, Plasmaöfen
Modellherstellung	Kammeröfen, Ausschmelzöfen
Form- und Kernherstellung	Kammeröfen, Durchlauföfen, Heißluftöfen, Mikrowellenöfen
Formstoffregenerierung	Wirbelkammeröfen, Wirbelschichtöfen, Herdöfen

Quellen: Wolff- Innovative Techniken: Beste verfügbare Techniken (BVT) in ausgewählten industriellen Bereichen. Teilvorhaben 3: Gießereien, 2014; Franzen- Energieeffizienter Gießereibetrieb, 2008; Svehla- Stand der Technik der österreichischen Gießereien, 2012; European IPPC 2005; (Expert:inneninterview 2021i)

Die Thermoprozessanlagen der Gießerei-Industrie werden mit fossilen Brennstoffen, elektrischem Strom, Reaktionswärme sowie durch eine Kombination aus allen drei Energieträgern betrieben (Abbildung 33) (Bundesverband der Deutschen Gießerei-Industrie e.V. (BDG)).

Abbildung 33: Verwendete Energieträger in der Gießerei-Industrie



eigene Darstellung nach, Quelle: (Bundesverband der Deutschen Gießerei-Industrie e.V. (BDG))

Dabei haben Thermoprozessanlagen einen hohen Anteil am Gesamtenergieverbrauch eines Werks. Bspw. machte für NE-Metall-Gießereien im Zeitraum von 2008 bis 2015 die jährliche Erzeugung der nötigen Prozesswärme ca. 55 % des gesamten Stromverbrauchs und ca. 91 % des gesamten Brennstoffverbrauchs der Betriebe aus (Blesl und Kessler 2017).

In deutschen Eisengießereien wurden 2019 rund 4 Mio. t guter Guss hergestellt. Dieser wurde etwa zu gleichen Teilen in fossil beheizten Anlagen (Kupolöfen) und elektrisch beheizten Anlagen (Induktionstiegelöfen) hergestellt (Wolff 2014; Expert:inneninterview 2021i). Stahlgießereien nutzen zu ca. 75 % den elektrischen Induktions- und zu ca. 25 % den Elektrolichtbogenofen als Schmelzofen (Wolff 2014).

In deutschen NE-Metall-Gießereien sind aufgrund der unterschiedlichen Werkstoffgruppen und Unternehmensstrukturen ca. 3.000 bis 4.000 Öfen im Einsatz. Diese werden zu ca. 70 % durch fossile Brennstoffe und zu ca. 30 % elektrisch beheizt. Als fossiler Brennstoff wird zu 70 % Erdgas und 30 % Erdöl verwendet (Wolff 2014).

Der Bereich der Al-Gießereien macht mit ca. 88 % den größten Anteil der gesamten Produktionsmenge von NE-Gießereien aus. Die hier verwendeten fossil beheizten Anlagen werden zu ca. 90 % mit Erdgas beheizt (Hübner et al. 2020).

Insgesamt wird eine Vielzahl von Schmelzanlagen für die unterschiedlichen Werkstoffgruppen verwendet (Tabelle 26). Durch das breite Spektrum der Anforderungen an Werkstoffgruppen sowie Prozess- und Anlagentechnik werden neben den genannten Thermoprozessanlagen nach Wolff (Wolff 2014) auch Sonder- und Mischformen der Anlagen eingesetzt (Bundesverband der Deutschen Gießerei-Industrie e.V.; Franzen 2008). Diese Anlagen sind aufgrund ihres geringen Anteils am Gesamtenergieverbrauch der Branche jedoch nicht Gegenstand dieser Studie.

Tabelle 26: Anzahl der Schmelzanlagen in deutschen Eisen-, Stahl- und NE-Metall-Gießereien

Werkstoffgruppe	Schmelzöfen	Energieträger	Anzahl der verwendeten Öfen
Eisen	Kaltwindkupolöfen	Koks	ca. 30 Kupolofenanlagen mit je 2 Öfen
	Heißwindkupolöfen	Koks, Erdgas	ca. 25
	Induktionsöfen	Strom	> 140
	Drehtrommelöfen	Erdgas, Erdöl	< 10
Stahl	Induktionsöfen	Strom	> 40
	Lichtbogenöfen	Strom	ca. 15
NE-Metalle	Gasbeheizte Öfen	Erdgas	1.500 bis 2.000
	Ölbeheizte Öfen	Erdöl	600 bis 800
	Elektrisch beheizte Öfen	Strom	900 bis 1.200

Quellen: nach Wolff- Innovative Techniken: Beste verfügbare Techniken (BVT) in ausgewählten industriellen Bereichen. Teilvorhaben 3: Gießereien, 2014; (Expert:inneninterview 2021i)

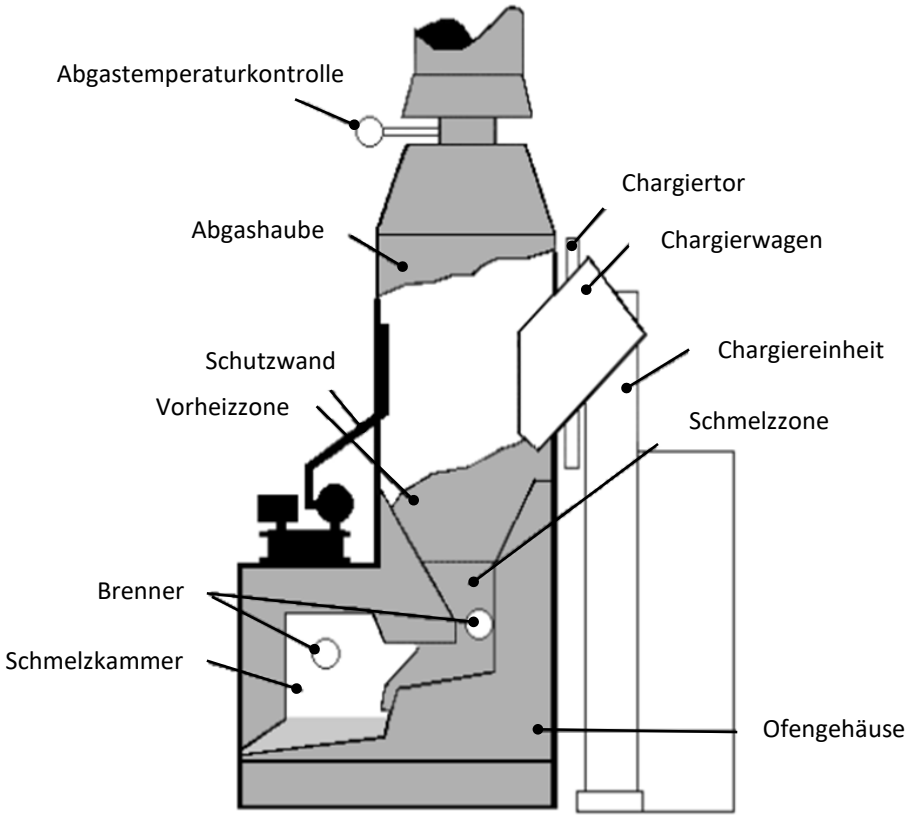
Aus der Vielzahl der Thermoprozessanlagen in der Gießerei-Industrie sind im Kontext dieser Studie insbesondere die nachfolgenden Anlagen von Bedeutung.

5.2.3.1 Schachtofen

Schachtöfen sind häufig eingesetzte Anlagen zum *Schmelzen*. Sie lassen sich in die Anlagenbereiche des vertikalen Schachtes und des Herdes unterteilen (Abbildung 34).

Im Schacht findet der Aufschmelzprozess des stückigen Einsatzmaterials statt. Dieses wird zunächst in den oberen Teil des Schachtes chargiert. Beim Absinken in den unteren Teil des Ofens wird es innerhalb der Schmelzzone aufgeschmolzen. Schließlich wird es im unteren Teil der bereits vorhandenen Schmelze zugeführt. Hauptenergieträger zum Erreichen der benötigten Schmelzleistung innerhalb der Schmelzzone sind *Heizöl oder Erdgas*. Diese werden zum Befeuern der Brenner im unteren Teil des Ofens genutzt. Die hierbei freigesetzten Abgase werden wiederum zum Vorheizen des nachchargierten Einsatzmaterials im oberen Teil des Schachtes verwendet. Die Schmelze wird im Anschluss durch den Herd aufgefangen. Dieser wird ebenfalls durch Heizöl oder Erdgas befeuert. Dies sorgt dafür, dass die benötigte Temperatur der Schmelze gehalten wird.

Abbildung 34: Schematische Darstellung eines Schachtofens für NE-Metallguss



Quelle: (Wolff 2014)

Die Erneuerung der Feuerfestauskleidung ist für diesen Anlagentypen aufwändig. Sie muss aufgrund der mechanischen, thermischen und chemischen Belastungen durch das Einsatzmaterial und die Schmelze regelmäßig stattfinden. Deshalb werden Schachtöfen in der Regel nur für niedrig schmelzende Metalle wie bspw. *Aluminium* eingesetzt. Ausnahmen hierzu bilden Sonderformen wie etwa der Kupolofen (Bührig-Polaczek et al. 2014; Svehla et al. 2012). Typische Schmelzleistungen von Schachtöfen liegen für Aluminiumlegierungen zwischen ca. 0,5 bis 7 t/h (European Commission 2005; Institut für Gießereitechnik gGmbH (IfG) 2008; Layer et al. 1999).

5.2.3.2 Heißwind- und Kaltwindkupolofen

Kupolöfen sind eine spezifische Form der Schachtöfen. Sie werden primär zum *Schmelzen* von *Gusseisen* eingesetzt. Die aufzuschmelzenden Einsatzstoffe der Gattierung werden über Kübel direkt in den Ofenkopf chargiert. In der Praxis hat sich etabliert, zunächst eine Basislegierung einzustellen, welche anschließend auf die nachgeschalteten Warmhalteöfen verteilt wird. In den Warmhalteöfen wird die Schmelze homogenisiert, und es werden Legierungselemente zugegeben (Expert:inneninterview 2021i; Lemperle und Rachner 2011; Neumann 1981).

Der Kupolofen, gleich welcher Bauart, ist ein Ofen für die kontinuierliche Produktion mit wenigen Legierungswechseln. Die Prozessfahrweise von Kupolöfen kann je nach Produkt und Seriengröße stark variieren. Großserienguss wird an fünf bis sechs Tagen pro Woche in zwei bis drei Schichten pro Tag kontinuierlich betrieben. Beim Mittelserienguss findet der Gießbetrieb in wechselnden sowie kontinuierlichen zwei bis drei Schichten pro Woche oder in Einzelschichten statt (Wolff 2014). Ein nicht kontinuierlicher Betrieb wird aus energetischer und wirtschaftlicher Sicht nur in Einzelfällen gefahren (Lemperle und Rachner 2011; Wolff 2014).

Es wird grundsätzlich zwischen mit Koks beheizten *Kaltwindkupolöfen*, *Heißwindkupolöfen* und kokslosen (erdgasbefeuerten) Kupolöfen unterschieden. Kokslose Kupolöfen finden in Deutschland keine Anwendung mehr (Wolff 2014).

Die Höhe eines Kupolofens kann je nach Schmelzleistung bis zu 30 m betragen. In der Regel ist der *primäre Energieträger* des Ofens *Steinkohlenkoks*, welcher durch die obere Öffnung eingebracht wird. Koks hat eine dreifache Funktion: Brennstoff, Aufkohlungsmittel (auf über 3 % im flüssigen Eisen) und Stützwirkung für die Charge. Die zum Schmelzen erforderliche Energie wird innerhalb des Kupolofens erzeugt (Expert:inneninterview 2021i).

Als metallische Charge werden unlegierter Stahlschrott mit ca. 0,1 % C, alternativ Roheisen, sowie eigenes Kreislauf-Material und Ferrolegierungen eingesetzt. Außerdem wird fallweise Kalkstein zur Entschwefelung zugesetzt. Dabei ist ein Schrottanteil von 30 % bis zu 95 % realisierbar. Die Einsatzstoffe werden satzweise zugegeben und sinken im Schacht ab (Expert:inneninterview 2021i).

Damit durch die Verbrennung des Kokses die nötige Schmelzwärme erreicht wird, wird durch die Düsen Luft (oder Sauerstoff) in den unteren Teil des Ofens eingeblasen. Durch die Oxidation des Kokses in der Düsenebene bildet sich CO_2, das nach der Boudouard-Reaktion am Koks zu CO reduziert wird. Die metallische Charge schmilzt in der darüber liegenden Schmelzzone. Das flüssige Eisen tropft hinab, durchläuft das Koksbett und nimmt dabei Kohlenstoff aus dem Koks auf. Die Schmelze überhitzt in der Düsenebene und fließt aus dem Ofen in den Vorherd. Im Ofenherd trennt sich anschließend die entstandene Schlacke von der Schmelze, bevor Schmelze und Teile der Schlacke durch einen Siphon oder getrennte Siphone kontinuierlich abgelassen werden (Expert:inneninterview 2021i; Lemperle und Rachner 2011; Neumann 1981).

Durch die im Aggregat erzeugten hohen Temperaturen ist eine anspruchsvolle Feuerfestauskleidung unabdingbar. Diese muss häufig gewartet und ausgetauscht werden. Grund hierfür sind die mechanische Belastung durch die nachsinkenden Einsatzstoffe und die chemische Reaktion der entstehenden Schlacke mit der Auskleidung (Neumann 1981).

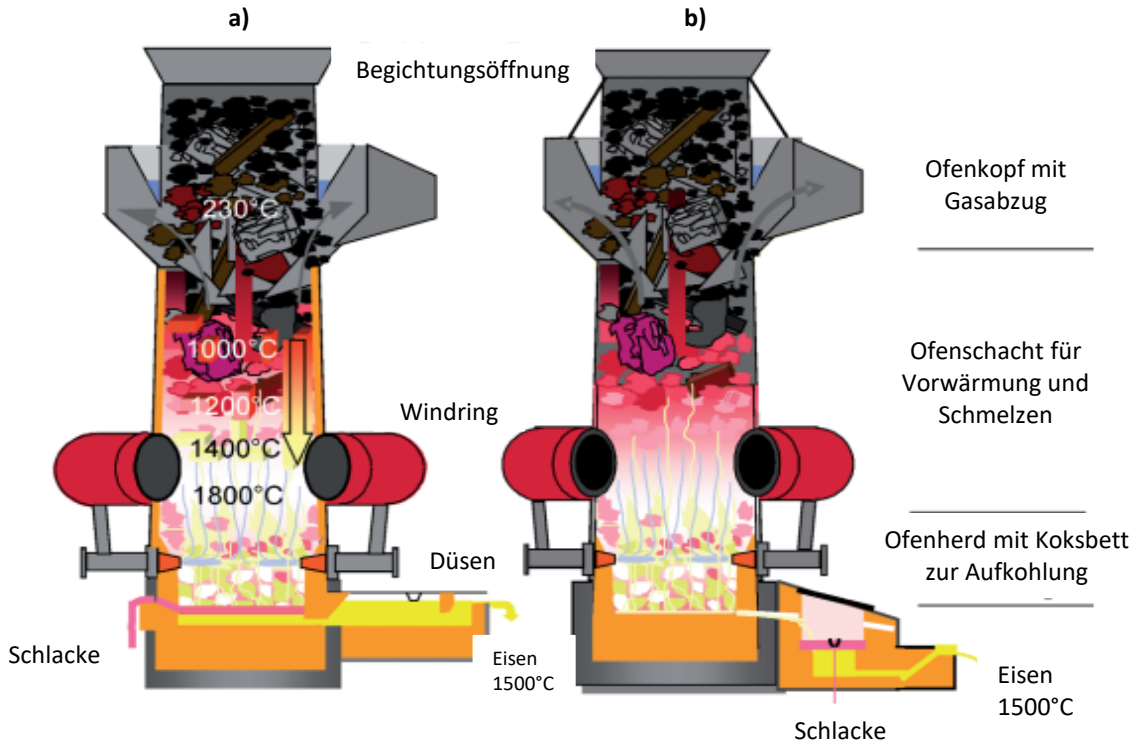
Heißwindkupolofen

Die Ofentypen des Kaltwind- und Heißwindkupolofens unterscheiden sich primär in ihrer Nutzung der Gichtgasenergie (Wolff 2014). Der Heißwindkupolofen (Abbildung 35) zeichnet sich besonders durch die Nutzung von Abwärme in Heißwindenergie aus, die dem Ofen umgehend wieder zugeführt wird. Dies wird durch den Einsatz einer Untergichtabsaugung und eines Wärmetauschers (Rekuperator) realisiert. Der Heißwind (Verbrennungsluft) erreicht durch die

Nachverbrennung des CO im Abgas und die anschließende Wärmerückgewinnung in einem Abgas-/Luftwärmetauscher Temperaturen von über 800°C. Als Folge bedeutet dies eine Verringerung des Koksverbrauchs; gleichzeitig wird die absinkende metallische Charge vorgewärmt und dabei getrocknet. Zusätzlich fördert der Heißwind die Erhöhung der Schmelzetemperatur beim Abstich (Wolff 2014). Des Weiteren kann Abwärme in verschiedener Weise ausgekoppelt und für weitere Verbraucher im Unternehmen oder außerhalb nutzbar gemacht werden, z. B. durch Thermoöl (Expert:inneninterview 2021i).

Es existieren neben dem „klassischen" Heißwindkupolofen auch alternative Bauformen. Ein Beispiel hierfür ist der futterlose Heißwindkupolofen. Dieser verfügt über einen wassergekühlten Stahlmantel anstelle einer Feuerfestauskleidung im Schachtbereich. Dadurch kann der Wartungsbedarf des Ofens gesenkt und dieser somit mehrere Wochen am Stück in 24 h Wechselschichten betrieben werden(Neumann 1981; Wolff 2014). Allerdings ist der Wärmeverlust über das Kühlwasser höher. Typische Schmelzleistungen von Heißwind-Kupolöfen liegen zwischen ca. 8 t/h bis 100 t/h (European Commission 2005; Institut für Gießereitechnik gGmbH (IfG) 2008; Layer et al. 1999).

Abbildung 35: Ausführungen des Heißwindkupolofens: a) gefuttert mit atmosphärischem Siphon, b) futterlos mit Drucksiphon



Quellen: (Lemperle und Rachner 2011)

Kaltwindkupolofen

Kaltwind-Kupolöfen haben, verglichen mit Heißwind-Kupolöfen, einen höheren Energieverbrauch. Sie sind deshalb in Deutschland auslaufende Modelle und wurden in den letzten 40 Jahren allmählich durch elektrisch beheizte Öfen ersetzt (Wolff 2014). Aufgrund ihrer kurzen Ofenreise von ca. einem Schmelztag werden sie meistens als sogenannte Zwillingsöfen mit zwei Schmelzaggregaten eingesetzt. Die Zwillingsöfen werden im täglichen Wechselbetrieb gefahren (Wolff 2014). Typische Schmelzleistungen von Kaltwind-Kupolöfen liegen zwischen ca. 2 t/h bis

10 t/h (European Commission 2005; Institut für Gießereitechnik gGmbH (IfG) 2008; Layer et al. 1999).

Koksloser Kupolofen

Der kokslose Kupolofen wird mit Erdgas beheizt. Er konnte sich jedoch nicht durchsetzen. In Deutschland wurde eine Anlage betrieben, die bereits vor mehr als zehn Jahren stillgelegt und durch zwei Induktionstiegelöfen ersetzt wurde. Dies wurde vor allem durch die geringe Eisentemperatur, die einen nachgeschalteten elektrisch beheizten Ofen erfordert, die hohen Kosten für systembedingte Feuerfestkugeln und den limitierten Einsatz von Stahlschrott begründet, wodurch der Betrieb insgesamt unwirtschaftlich ist (Wolff 2014; Bundesverband der Deutschen Gießerei-Industrie e.V. (BDG) 2021). Informationen über eine gegenwärtige oder geplante Fortführung der Technologie waren nicht verfügbar.

5.2.3.3 Herdofen

Herdöfen, auch Wannenöfen oder Kammerherdöfen (eine gesonderte Betrachtung erfolgt in Abschnitt 5.3.3.1), werden sowohl für das *Schmelzen* als auch das *Warmhalten* in der Prozesskette des Gießens von *NE-Metalle* eingesetzt. Wie beim Schachtofen wird das Schmelzgut durch den Einsatz von Brennern aufgeschmolzen und auf Temperatur gehalten. Dabei ist ein direkter Kontakt des Ofeninhalts mit der offenen Brennerflamme aufgrund von erhöhter Oxidation und damit verbundenem Materialverlust zu vermeiden. Die Brenner werden mit den fossilen *Energieträgern Erdgas* und *Heizöl* befeuert. Typische Schmelzleistungen von Herdöfen liegen für verschiedene NE-Metalle zwischen ca. 0,6 t/h bis 30 t/h (European Commission 2005; Institut für Gießereitechnik gGmbH (IfG) 2008; Layer et al. 1999).

5.2.3.4 Drehtrommelofen

Der Drehtrommelofen ist ein *brennstoffbeheizter, chargenbetriebener Schmelzofen*. Anwendung findet er sowohl in *Aluminium*- wie auch in *Eisengießereien*. Wie der Name sagt, besteht der Ofen aus einer horizontalen, sich um die eigene Achse drehenden, zylindrischen Trommel. Diese Drehbewegung sorgt für eine Homogenisierung der Schmelze und einen verbesserten Wärmetransport des Schmelzgutes. Wie im Herdofen wird auch hier die Schmelzleistung durch einen Brenner eingebracht. Dieser befindet sich an einer der beiden seitlichen Öffnungen des Ofenraums. Auf der gegenüberliegenden Seite können die entstehenden Abgase entweichen. Es gibt sowohl starre wie auch kippbare Drehtrommelöfen. Der kippbare Drehtrommelofen besitzt den Vorteil, dass dieser leichter zu warten und zu beschicken ist (European Commission 2005; Wolff 2014).

Beim Einstellen einer Aluminiumlegierung werden als Einsatzmaterialien hauptsächlich Aluminiumschrott, Späne und klein gestückeltes Material verwendet. Trotz Schutzmaßnahmen, wie der Verwendung einer Salzdecke, weist der Drehtrommelofen einen bis zu doppelt so hohen Metallabbrand von etwa 10 % im Vergleich zu anderen Aggregaten auf. Die hierbei zusätzlich anfallenden Mengen an Salzschlacke sind ebenfalls negativ zu bewerten (European Commission 2005).

Beim Einstellen von Gusseisenlegierungen werden als Einsatzmaterialien hauptsächlich Stahlschrott oder Roheisen, Kreislaufmaterial, Schlackenbildner und Aufkohlungsmittel verwendet. Beim Schmelzen von Gusseisen ist zu beachten, dass Eisen und wichtige Legierungselemente wie Mangan, Kohlenstoff oder Silicium übermäßig oxidiert werden (Abbrand) (European Commission 2005; Expert:inneninterview 2021i).

Typische Schmelzleistungen von Drehtrommelöfen liegen für Aluminiumlegierungen zwischen ca. 1,5 t/h bis 2,5 t/h. Für Gusseisenlegierungen betragen diese ca. 0,5 t/h bis 5 t/h (Umweltbundesamt (UBA) 2004).

Die Anzahl der in Deutschland eingesetzten Drehtrommelöfen im Gießereiwesen ist in den letzten Jahren immer weiter gesunken. Seit 2012 werden nur weniger als 10 Anlagen betrieben. Hauptsächlich wird dieser Ofentyp noch in kleinen Gießereien verwendet. Hierbei stellen die hohen Investitionen für eine ausreichende Stromversorgung von elektrisch betriebenen Aggregaten, wie dem Induktionstiegelofen, ein Hemmnis dar (Wolff 2014). Eine Umstellung von Öl- auf Gasfeuerung ist möglich (Expert:inneninterview 2021i).

5.2.3.5 Indirekt beheizte Tiegelöfen

Der indirekt beheizte Tiegelofen arbeitet unabhängig von seinem Energieträger grundlegend nach dem gleichen Prinzip. Dabei erfolgt die Beheizung des Ofeninhalts indirekt über die Tiegelwand des herausnehmbaren oder fest installierten feuerfesten Tiegels. Er wird im Betrieb sowohl zum *Schmelzen* als auch *Warmhalten* von verschiedenen Metalle eingesetzt. Die Wärmezufuhr wird mittels *Verbrennung fossiler Brennstoffe* oder einer *elektrischen Widerstandsbeheizung* realisiert. Der primäre Energieträger kann damit sowohl Erdgas, Heizöl sowie Strom sein. Diese Beheizungsart führt durch das indirekte Erwärmen der Ofeneinsatzstoffe über den Behälter jedoch zu großen Energieverlusten (European Commission 2005; Wolff 2014; Seydenschwanz 2011).

Für den Gießprozess wird zwischen feststehenden Öfen zum Schöpfen der Schmelze und Kippöfen unterschieden. Aufgrund unterschiedlicher Eigenschaften der eingesetzten Gusswerkstoffe und ihrer spezifischen Schmelzprozesse werden verschiedene Tiegelmaterialien verwendet. Bei NE-Metallen bestehen diese häufig aus Tongraphit bzw. Siliziumkarbid (Pfeifer et al. 2011c). Eine ordnungsgemäße Lagerung ist hierbei besonders hervorzuheben, da Tiegel bei Beschädigungen und Belastungen sofort ersetzt werden müssen. Außerdem müssen wenig bis kaum gebrauchte Tiegel aufgrund eines besseren Wärmedurchgangverhaltens häufig erneuert werden (Wolff 2014; European Commission 2005). Für das Schmelzen von Magnesium und Zinn werden auch Tiegel aus Spezialstahl eingesetzt. Diese besitzen eine deutlich höhere Lebensdauer (Seydenschwanz 2011).

Brennstoffbeheizter Tiegelofen

Die brennstoffbeheizte Variante des Tiegelofens kann sowohl für kleine Chargen von bis zu 500 kg oder auch für größere Mengen von bis zu 3 t konzipiert sein. Dabei haben besonders kleine Tiegel den Vorteil, dass diese im laufenden Betrieb schnell gewechselt werden können, was das Wechseln zwischen verschiedenen Legierungen vereinfacht. Der Wirkungsgrad und somit auch der Brennstoffverbrauch von brennstoffbeheizten Tiegelöfen kann durch den Einbau von Wärmetauschern gesteigert werden. Dabei wird das heiße Abgas ähnlich wie beim Heißwindkupolofen dafür genutzt, die Verbrennungsluft vorzuwärmen. Dazu werden vielfach Rekuperatorbrenner verwendet. Allerdings gehen trotz Abwärmenutzung noch immer bis zu einem Viertel der aufgewendeten Energie verloren (Wolff 2014; European Commission 2005). Typische Schmelzleistungen von brennstoffbeheizten Tiegelöfen liegen für verschiedene NE-Metalle zwischen ca. 0,4 t/h bis 3 t/h (European Commission 2005; Institut für Gießereitechnik gGmbH (IfG) 2008; Layer et al. 1999).

Elektrisch widerstandsbeheizter Tiegelofen

Der Wirkungsgrad von elektrisch widerstandsbeheizten Tiegelöfen ist im Vergleich zu den brennstoffbetriebenen Tiegelöfen deutlich höher. Dies ist besonders auf das optimierte Heizsystem zurückzuführen. Die Beheizung wird entweder durch Heizplatten aus Faserformteilen mit

eingezogenen Heizspiralen, durch Anordnung der Heizspiralen auf keramischen Tragrohren bzw. keramischen Haltenasen sowie durch eingelegte Spiralen in die Ausmauerung der Ofenkammer realisiert (Abbildung 36) (Linn High Therm Prinzip)(Seydenschwanz 2011). Typische Schmelzleistungen von elektrisch widerstandsbeheizte Tiegelöfen liegen für verschiedene NE-Metalle zwischen ca. 0,13 bis 1,5 t/h (European Commission 2005; Institut für Gießereitechnik gGmbH (IfG) 2008; Layer et al. 1999).

Abbildung 36: Foto eines elektr. widerstandsbeheizten Ofens mit Siliziumcarbid-Schmelztiegel



Quelle: (Seydenschwanz 2011)

5.2.3.6 Induktionsofen (Netz-/Mittelfrequenz Induktionstiegelofen und Induktionsrinnenofen)

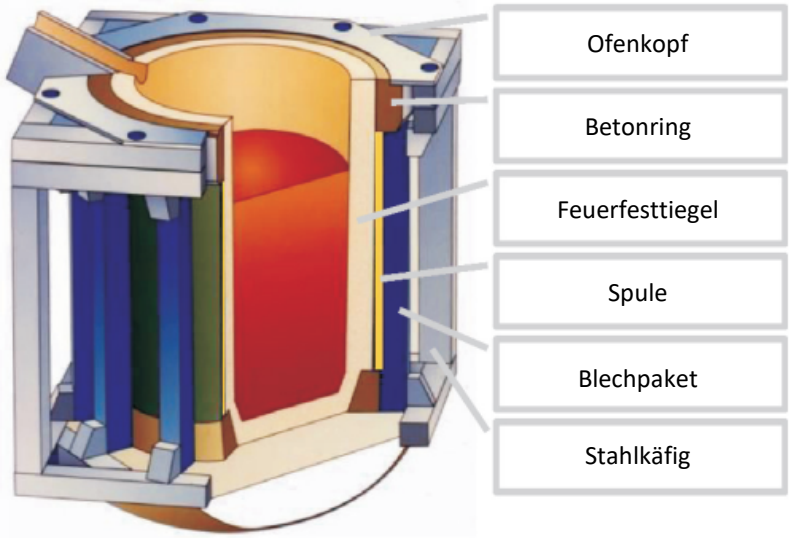
Induktionsöfen lassen sich in Induktionstiegelöfen und Induktionsrinnenöfen aufteilen. Beide Anlagentypen können für verschiedene Werkstoffgruppen eingesetzt werden. In diesem Abschnitt werden der Netzfrequenz- und der Mittelfrequenz-Induktionstiegelofen und der Induktionsrinnenofen betrachtet. Der Induktionsofen wird zum *Schmelzen* und *Warmhalten* eingesetzt und wird meist diskontinuierlich betrieben. Der Induktionsrinnenofen wird bspw. in Großseriengießereien häufig als Warmhalteofen hinter den Kupolofen geschaltet. Hierdurch kann die Schmelze flexibel und effizient behandelt werden (Dötsch 2018; Wolff 2014).

Die Erwärmung des Materials erfolgt in diesem Ofentyp durch das namensgebende Prinzip der Induktion. Durch ein starkes Magnetfeld werden hierbei Wirbelströme in der äußeren Schicht der metallischen Einsatzmaterialien erzeugt (Skin-Effekt). Dabei wird durch den elektrischen Widerstand des Materials Wärme generiert. Die magnetischen Feldkräfte sorgen in der Schmelze für Strömungen und damit für eine Durchmischung. Diese Badbewegung ist neben der Homogenisierung der Schmelze notwendig, um feinstückige Einsatzstoffe und Legierungselemente einzurühren. Nachteile sind hierbei der erhöhte Verschleiß der Feuerfestauskleidung sowie der konvektive Wärmetransport zu den Tiegelwänden durch die Bewegung der Schmelze (Dötsch 2018; Expert:inneninterview 2021i; Wolff 2014).

Induktionstiegelofen

Der Induktionstiegelofen verwendet zum Erzeugen des Magnetfeldes wassergekühlte Kupferspulen, die um einen feuerfest ausgekleideten Tiegel gelegt sind (Abbildung 37). Das flüssige Metall wird durch das Kippen des Ofens über den Ausguss (Schnauze) des Ofens ausgeleert.

Abbildung 37: Schematische Darstellung eines Induktionstiegelofens



Quelle: (Dötsch 2018)

Bei den Induktionstiegelöfen wird grundsätzlich zwischen den verwendeten Frequenzen des Wechselstroms unterschieden. Bei Mittelfrequenzöfen (MF), die umrichtergespeist sind (ca. 250 Hz), tritt nur eine geringere Badbewegung auf. Deshalb können MF-Öfen mit einer höheren Energiedichte von bis zu 1.000 kW/t Kapazität des Ofens betrieben werden. Hierdurch können kleinere Tiegelabmessungen eingesetzt werden. Zum einen ist dies sinnvoll, da die Penetrationstiefe des Wirbelstroms mit steigender Frequenz abnimmt. Zum anderen bedeutet dies auch eine Verringerung von Wärmeverlusten, was eine Steigerung des Wirkungsgrads um bis zu 10 % im Vergleich zu einem Netzfrequenzofen bedeutet. Jedoch muss zum Einstellen der Mittelfrequenz ein Frequenzumwandler zwischen Transformator und Ofen geschaltet werden (Dötsch 2018; Wolff 2014). Mittelfrequenzöfen können flexibel bei häufigen Legierungswechseln eingesetzt werden (Expert:inneninterview 2021i).

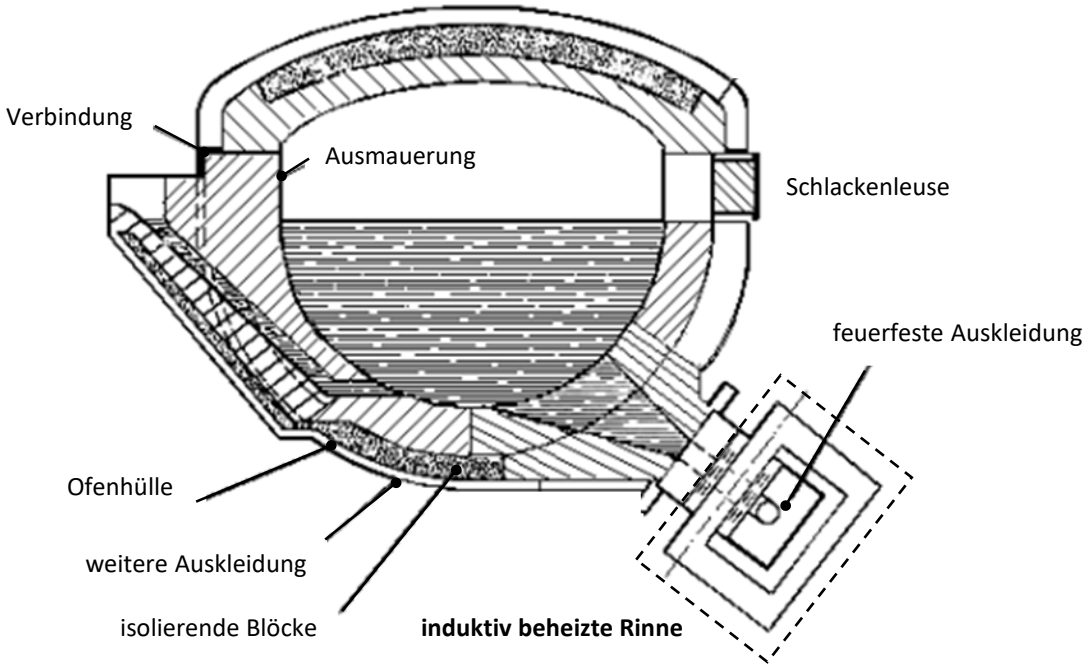
Beim Betrieb des Ofens mit Netzfrequenz (NF) (in Deutschland 50 Hz) tritt eine stärkere Schmelzbadbewegung auf. Diese führt zu großen Turbulenzen in der Schmelze. Deshalb wird ein geringerer Energieeintrag von 250 kW/t Kapazität des Ofens angestrebt. Diese Öfen (meist älterer Bauart) werden in der Regel im Sumpfbetrieb gefahren, d. h., mindestens 30 % des Ofenvolumens ist mit Schmelze gefüllt. Diese Öfen eignen sich zum Schmelzen und Warmhalten, insbesondere für relativ gleichmäßige Legierungszusammensetzungen (Expert:inneninterview 2021i).

Zurzeit werden ca. doppelt so viel MF-Induktionsöfen wie NF-Induktionsöfen in deutschen Gießereien eingesetzt. Der NF-Ofen ist aufgrund seiner geringeren Flexibilität und Wirtschaftlichkeit gegenüber dem MF-Ofen ein auslaufendes Modell. Er wird durch die Ofenhersteller vielfach nicht mehr vertrieben (Wolff 2014; European Commission 2005). Typische Schmelzleistungen von Induktionstiegelöfen liegen für Aluminiumlegierungen zwischen ca. 0,3 t/h bis 8,8 t/h. Für Gusseisen- sowie Stahllegierungen betragen diese ca. 0,5 t/h bis 40 t/h (European Commission 2005; Institut für Gießereitechnik gGmbH (IfG) 2008; Layer et al. 1999; Umweltbundesamt (UBA) 2004).

Induktionsrinnenofen

In Induktionsrinnenöfen erfolgt die Energieübertragung der Spulen nicht innerhalb eines Tiegels, sondern innerhalb einer induktiv beheizten Rinne (Abbildung 38). Die Rinne fungiert dabei als Induktor. Sie ist über einen wassergekühlten Flansch am Boden des Ofens befestigt. Die höheren Temperaturen der Schmelze in der Rinne im Vergleich zum Tiegel sorgen für einen durchgehenden konvektiven Wärmetransport. Dabei wird heiße Schmelze in den Tiegel und kühlere Schmelze in die Rinne befördert. Eine gewisse Restmenge der Schmelze muss zu jeder Zeit flüssig im Tiegel verbleiben. Deshalb wird bei diesem Ofen auch zwischen Gesamtkapazität und nutzbarer Kapazität unterschieden (Bührig-Polaczek et al. 2014).

Abbildung 38: Schematische Darstellung eines Induktionsrinnenofens



Quelle: (Wolff 2014)

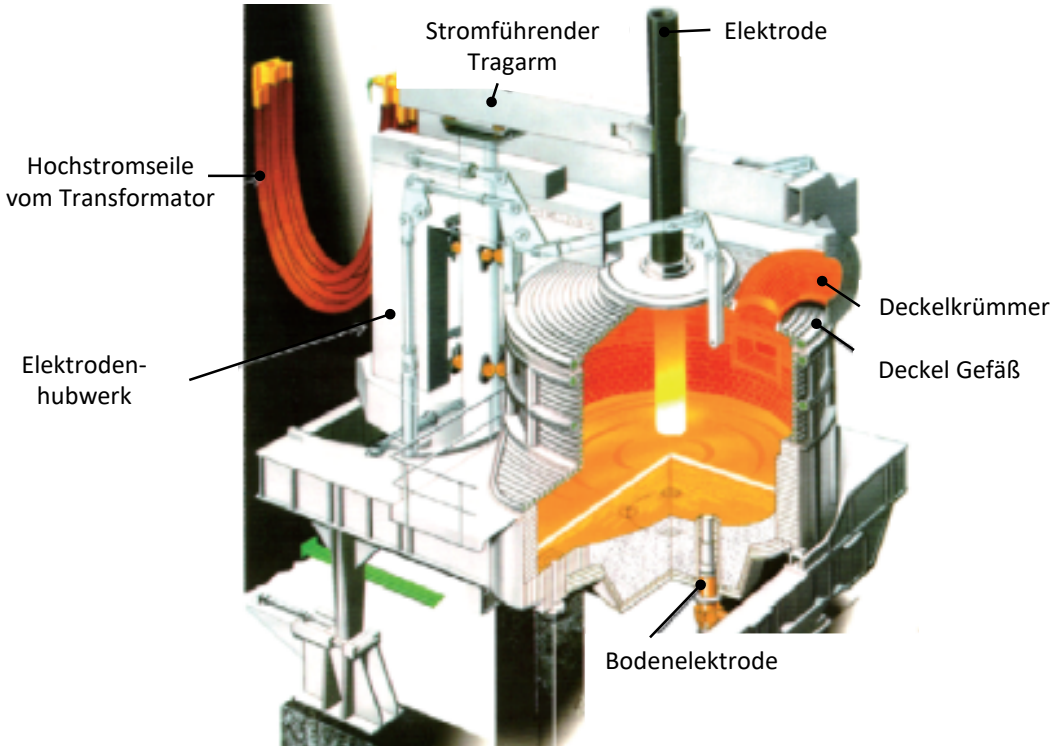
In Eisengießereien wird der induktiv beheizte Rinnenofen nicht als primäres Schmelzaggregat, sondern zum Speichern der Schmelze eingesetzt. Um die Temperatur lange zu halten, ist er mit einer hoch isolierenden Feuerfestmasse ausgekleidet. Als Speicheraggregat ist der Rinnenofen einem leistungsstarken Primärschmelzbetrieb nachgeschaltet. Dies ist in der Regel ein Heißwind-Kupolofen; der Rinnenofen kann aber auch in einem Induktionsofen-Schmelzbetrieb mit hoher Schmelzleistung stehen. Seine Aufgabe ist die Homogenisierung der Schmelze; im Kupolofen können leichte Veränderungen der absinkenden Charge zu Schwankungen der Schmelze-Zusammensetzung führen. Der angeflanschte Induktor bewirkt nur eine geringe Badbewegung, welche dennoch zum Homogenisieren ausreicht. Die Schmelze kann außerdem nachlegiert werden, bevor sie zum Abgießen oder zur weiteren Schmelzebehandlung freigegeben wird.

In NE-Metallgießereien kann der Rinnenofen ebenfalls als Schmelzaggregat eingesetzt werden (Expert:inneninterview 2021i; Bührig-Polaczek et al. 2014). Typische Schmelzleistungen von Induktionsrinnenöfen liegen in Abhängigkeit der Legierung für verschiedene NE-Metalle zwischen ca. 0,3 t/h bis 16 t/h (Bührig-Polaczek et al. 2014; Institut für Gießereitechnik gGmbH (IfG) 2008; Layer et al. 1999; Umweltbundesamt (UBA) 2004). Für Aluminium-Legierungen wird nach (Dötsch 2018; Sjöberg und Lundström 1992; Günther 1986) ein Durchsatz von 4 t/h bis 7 t/h angegeben bei einem Energieverbrauch von 460 kWh/t bis 620 kWh/t.

5.2.3.7 Lichtbogenofen

Der Elektro-Lichtbogenofen ist ein diskontinuierlicher elektrisch betriebener *Schmelzofen*. Er wird hauptsächlich als Primärschmelzaggregat in Stahlgießereien eingesetzt; grundsätzlich ist er auch in Eisengießereien einsetzbar. Es gibt zwei Bauweisen von Elektro-Lichtbogenöfen. Diese sind der Gleichstrom-Lichtbogenofen (Abbildung 39) und der Drehstrom-Lichtbogenofen (Krüger und Pfeifer 2011). Grundsätzlich ähneln sie den Elektro-Lichtbogenöfen in Elektrostahlwerken, nur ist das Fassungsvermögen der Gießerei-Öfen wesentlich geringer (meist 3 bis 10 t; einzelne Öfen 20 bis 40 t) (Bundesverband der Deutschen Gießerei-Industrie e.V. (BDG) 2021; Expert:inneninterview 2021i).

Abbildung 39: Schematische Darstellung eines Gleichstrom-Lichtbogenofens



Quelle: (Krüger und Pfeifer 2011)

Zum Aufschmelzen werden mittels einer Graphitelektrode (Gleichstrom-Lichtbogenofen) bzw. mehrerer Graphitelektroden (Wechselstrom-Lichtbogenofen) durch Anlegen von Gleich- bzw. Wechselstrom der bzw. die Lichtbögen oberhalb des Einsatzmaterials erzeugt. Das Einsatzmaterial wird durch die freigesetzte thermische Energie aufgeschmolzen. Eingesetzt werden hauptsächlich Stahlschrott und Kreislaufmaterial. Dieses befindet sich in der flachen Ofenwanne. Zunächst wird durch den bzw. die Lichtbögen ein Krater in das Einsatzmaterial geschmolzen. Dies führt zu einer günstigeren Energieübertragung. Nach Verflüssigung der ersten Charge werden noch weitere Einsatzstoffe nachchargiert und aufgeschmolzen. Grund hierfür ist die Volumenverringerung des Einsatzguts, die durch den starken Dichteunterschied vom eingesetzten Schrott zum flüssigen Stahl entsteht. Den beim Schmelzen entstehenden hohen Temperaturen in Kombination mit einer mechanischen Beanspruchung im Ofenraum muss durch eine auf den Werkstoff abgestimmte basische oder neutrale feuerfeste Auskleidung entgegengewirkt werden. Zudem muss aufgrund des Abbrandes der Graphitelektrode von ca. 2 bis 7 kg/$t_{Einsatzmaterial}$ eine regelmäßige Erneuerung der Feuerfestauskleidung stattfinden (Expert:inneninterview 2021i).

Der Einsatz von Lichtbogenöfen ist rückläufig, obwohl die thermische Effizienz ähnlich hoch ist wie beim Induktionstiegelofen, der ihn in manchen Fällen ersetzt; in den letzten Jahren wurden nur zwei Öfen neu gebaut. Der Lichtbogenofen kann qualitativ schlechtere Schrottsorten verarbeiten als der Induktionstiegelofen. Er hat leichte Einschränkungen bei der Einstellung niedriger Kohlenstoffanteile durch den Abbrand der Graphitelektroden; dies kann mit einem nachgeschalteten Konverter erreicht werden. Typische Schmelzleistungen von Lichtbogenöfen in Stahlgießereien liegen zwischen ca. 0,7 t/h bis 12 t/h (European Commission 2005; Institut für Gießereitechnik gGmbH (IfG) 2008; Layer et al. 1999; Umweltbundesamt (UBA) 2004; Expert:inneninterview 2021i).

5.2.4 Betrachtete Anwendungen und Referenztechniken

Für die weiteren Betrachtungen werden drei für die Branche charakteristische Anwendungen und Referenztechniken ausgewählt. Die Auswahl erfolgt auf Basis des Anlagenbestands im deutschen Anlagenpark. Für die Beurteilung der Relevanz im Rahmen der weiteren Betrachtungen in dieser Studie werden der jährliche Energieverbrauch, die jährlichen CO_2-Emissionen sowie die technische Relevanz eines Anlagentyps für die Branche betrachtet. Unterstützt wurde die Auswahl durch Expert:inneninterviews mit Vertreter:innen der Branchen.

Im Hinblick auf das Dekarbonisierungspotenzial der betrachteten Prozesse der Gießerei-Industrie stehen die energie- und CO_2-intensivsten Anlagen im Fokus. Zur systematischen Definition der Referenztechniken wurde eine Untergliederung der Gießerei-Industrie in 6 Kategorien entsprechend folgender Kriterien vorgenommen:

- Gusswerkstoffe (Eisen, Stahl und Nichteisenmetalle)
- Seriengröße (Produktionsmenge)
- Formverfahren (hoch automatisierte sowie teil-manuelle Verfahren)
- Formverfahren (verlorene Sandformen, Dauerformverfahren (Kokillenguss, Druckguss)

Die Gliederung erfolgt in Anlehnung an die European Foundry Association (CAEF) im Austausch mit dem Bundesverband der Deutschen Gießerei-Industrie e. V. (BDG) und wurde für diese Studie modifiziert. Sie bildet ca. 97 % in der Gießerei-Industrie eingesetzten Anlagen ab (Bundesverband der Deutschen Gießerei-Industrie e.V. (BDG) 2021) und gliedert sich wie folgt:

Kat. 1: Eisengießereien für Großserienguss
(unterteilt in Kupolofen- und Induktionsofen-Schmelzbetrieb)

Kat. 2: Eisengießereien für Handformguss

Kat. 3: Stahlgießereien

Kat. 4: NE-Metallgießereien für Leichtmetallsand- und -kokillenguss

Kat. 5: NE-Metallgießereien für Leichtmetall-Druckguss

Kat. 6: Schwermetallguss (Kupfer etc.)

Ergänzend werden zu den Kategorien 1 bis 6 die Kategorien „Pfannenvorwärmung“ und „Wärmebehandlung“ angegeben, wobei im Rahmen dieser Studie die Kategorien 1 bis 5 im Fokus stehen. Entsprechend der Kategorisierung werden zunächst die prozess- und anlagenspezifischen Energieverbräuche sowie CO_2-Emissionen der verschiedenen Anlagen ermittelt. Der jährliche Energieverbrauch einer Anlage ergibt sich dabei aus der anlagenspezifischen Produktionsmenge

und dem spezifischen Energieverbrauch dieses Anlagentyps. Daraus werden mit den energieträgerspezifischen Emissionsfaktoren die jährlichen, energiebedingten CO_2-Emissionen des jeweiligen Anlagentyps berechnet (Tabelle 27). Eine detaillierte Aufstellung der Kennzahlen und Randbedingungen wie Emissionsfaktoren ist in Anhang A.4.2 dargestellt.

Aufgrund der heterogenen Struktur der Anlagenparks lassen sich für die Branche der Gießerei-Industrie jedoch keine vollständig gesicherten Daten über die Verteilung der Produktionsmengen und den Anlagenpark in Deutschland im Rahmen dieser Studie erheben. Die Auswahl der Anwendungen und Referenztechniken erfolgt daher insbesondere auf Basis von Expert:inneninterviews mit Vertreter:innen der Branchen. Es wird davon ausgegangen, dass die im Rahmen der Studie betrachteten fossilen Anlagentypen deutlich mehr als 50 % des jährlichen Gesamtenergieverbrauchs bzw. der energiebedingten CO_2-Emission des betrachteten Anlagenparks in Deutschland ausmachen.

Tabelle 27: Abschätzung charakteristischer Anlagenkennzahlen zur Auswahl der betrachteten Anwendungen und Referenztechniken „Gießerei-Industrie“ in Deutschland

Anlagentypen	Jährlicher Anlagendurchsatz		Jährlicher Energieverbrauch		Energiebedingte CO_2-Emissionen	
Gusseisen (Kat. 1 und 2 gesamt)	**ca. 4,1 Mio. t**	**Anteil**	**2.033 - 3.695 GWh**	**Anteil**	**880 - 1.575 Tsd. t**	**Anteil**
Heißwind-, Kaltwind-Kupolofen (fossil)	2,1 Mio. t	50 %	1.046 - 2.255 GWh	51 - 61 %	410 - 884 Tsd. t	47 - 56 %
Induktionstiegelofen (elektrisch)	1,9 Mio. t	46 %	907 - 1.343 GWh	36 - 45 %	453 - 672 Tsd. t	43 - 52 %
Drehtrommelofen (fossil)	0,2 Mio. t*	4 %	80 - 96 GWh	3 - 4 %	16 - 19 Tsd. t	1 - 2 %
Stahlguss (Kat. 3 gesamt)	**ca. 185 Tsd. t**	**Anteil**	**93 - 148 GWh**	**Anteil**	**46 - 74 Tsd. t**	**Anteil**
Induktionstiegel-, Lichtbogenofen (elektrisch)	185,0 Tsd. t	100 %	93 - 148 GWh	100 %	46 - 74 Tsd. t	100 %
Aluminiumguss (Kat. 4 bis 5 gesamt)	**ca. 1 Mio. t**	**Anteil**	**1.490 - 1.680 GWh**	**Anteil**	**340 - 387 Tsd. t**	**Anteil**
Schacht-, Tiegel-, Drehtrommelofen (fossil)	0,8 Mio. t**	80 %	1.360 - 1.520 GWh	90 - 91 %	275 - 307 Tsd. t	79 - 81 %
Induktions-, und Tiegelöfen (elektrisch)	0,2 Mio. t**	20 %	130 - 160 GWh	9 - 10 %	65 - 80 Tsd. t	19 - 21 %
Verteilung						
Anteil Anlagen mit elektrischer Energie beheizt				30 - 31 %		41 - 45 %
Anteil Anlagen mit fossiler Energie beheizt				69 - 70 %		55 - 59 %
Davon im Rahmen der Studie betrachteten Anlagentypen (fett)				**97 - 98%**		**98 %**

Erweiterte Darstellung und Datenbasis siehe Anhang A.4.2

Legende: fettgedruckt: Anlagentypen, die im Rahmen der Studie weiter betrachtet werden

Zur Berechnung wurden folgende energiebedingte Emissionsfaktoren verwendet:

Erdgas: 0,202 t CO_2/MWh, elektrische Energie: 0,500 t CO_2/MWh, Koks: 0,392 t CO_2/MWh

Quellen: (Umweltbundesamt (UBA) 2016, 2019)

* Der Anteil von Drehtrommelöfen wird mit < 10 Anlagen angegeben (Wolff 2014). Der Anteil an der gesamten Produktionsmenge innerhalb Kategorie 1 und Kategorie 2 wird für die weiteren Betrachtungen im Rahmen dieser Studie mit < 5 % angenommen.

** Die jährliche Al-Produktionsmenge liegt bei rund 1 Mio. t, welche überwiegend mit gasbeheizten Schacht- und Tiegelöfen hergestellt wird (Expert:inneninterview 2021d). Die Verteilung wird für die weiteren Betrachtungen im Rahmen dieser Studie mit 80/20 geschätzt.

Mit besonders hohen Schmelzleistungen von bis zu 90 $t_{Fl.Metall}$/h, einer kontinuierlichen Betriebsweise und einem Anteil von rund 50 % an der gesamten Schmelzleistung von Eisengießereien ist der *Kupolofen* für das *kontinuierliche Schmelzen von Gusseisen* besonders für den Großserienguss und somit für Kategorie 1 von Bedeutung.

Der *Induktionstiegelofen* ist die verbreitetste Schmelzanlage in Eisengießereien, sowohl für den quasi kontinuierlichen Betrieb als auch für den Chargenbetrieb. Durch seine Flexibilität hinsichtlich der Werkstoffwechsel und der Betriebsweise wird er in den Kategorien 1 bis 3 eingesetzt. Die Kategorie 3 (Stahlguss) wird aufgrund ihres geringen Anteils an der Gesamtproduktionsmenge und der hier eingesetzten, ausschließlich elektrischen Schmelzanlagen in dieser Studie nicht separat betrachtet.

In NE-Metallgießereien wurde Erdgas im Jahr 2012 in ca. 50 % der Anlagen als primärer Energieträger eingesetzt. An dieser Situation hat sich seitdem nichts geändert. Daher stehen in den Kategorien 4 und 5 insbesondere die mit Erdgas beheizten Anlagen der Aluminiumgießereien im Fokus der Betrachtungen. Die jährliche Produktionsmenge von Aluminium beträgt rund 1 Mio. t. und wird überwiegend mit gasbeheizten Schacht- und Tiegelöfen produziert (Expert:inneninterview 2021i). Der *Schachtofen* ist dabei von besonderer Bedeutung, da er für alle drei Kategorien als mit Erdgas beheizte Anlage für das *kontinuierliche Schmelzen von Aluminium* verwendet werden kann (Bundesverband der Deutschen Gießerei-Industrie e.V. (BDG) 2021).

Für das *diskontinuierliche Schmelzen von Aluminium* sind im Rahmen dieser Studie besonders die *Ein- oder Mehrkammer(herd)öfen* als Thermoprozessanlagen der Branche in Deutschland von Relevanz. Eine detaillierte Betrachtung dieser Anlagen erfolgt im Kapitel NE-Metallindustrie: Aluminium (Abschnitt 5.3). Hier stehen insbesondere die Herdöfen im Fokus der Betrachtungen dieser Studie. Für die Branche „Gießerei-Industrie“ werden somit auf Grundlage ihrer prozesstechnischen Relevanz sowie der Energieverbräuche und CO_2-Emissionen die folgenden Anwendungen identifiziert und weiter betrachtet:

- Anwendung 1: kontinuierliches Schmelzen Gusseisen
- Anwendung 2: kontinuierliches Schmelzen Aluminium Formguss

Nachfolgend wird für jede Anwendung eine Referenztechnik definiert, in welcher die Eigenschaften der für diese Anwendung eingesetzten Thermoprozessanlagen nach dem Stand der Technik zusammengefasst sind. Diese Referenztechnik wird durch die charakteristischen Merkmale der Anwendung (Betriebsweise, Prozessschritt, Produkt, ggf. Prozesstemperatur) sowie der Beheizungstechnologie (Energieträger, Technologie) beschrieben.

5.2.4.1 Anwendung 1: kontinuierliches Schmelzen Gusseisen

In der ersten Anwendung (Kategorie 1) wird das kontinuierliche Schmelzen von Gusseisen in Eisengießereien im Serienguss betrachtet. Hierbei stehen der Heißwind- und der Kaltwind-Kupolofen im Fokus. Die entsprechende Referenztechnik ist in Tabelle 28 definiert. In Anhang A.4.3 werden anlagenspezifische Kriterien der entsprechenden Thermoprozessanlagen aufgeführt.

Tabelle 28: Referenztechnik für Anwendung 1 – Gießerei-Industrie

Referenztechnik	
Definition	kontinuierlicher Schmelzofen Gusseisen mit Koksbeheizung
Anwendung	kontinuierliches Schmelzen Gusseisen ($T_{Schmelze,max}$ ≈ 1500°C)
Thermoprozessanlage(n)	Kaltwindkupolofen, Heißwindkupolofen
Beheizungstechnologie(n)	Verbrennung von Koks (Zufeuerung mit Erdgas/Sauerstoff möglich*)

* Eine Zufeuerung findet in den meisten (großen) Heißwind-Kupolöfen statt. Bei den (kleinen) Kaltwind-Kupolöfen ist dies nur sehr selten der Fall (Expert:inneninterview 2021i).

5.2.4.2 Anwendung 2: kontinuierliches Schmelzen Aluminium Formguss

Als zweite Anwendung wird das kontinuierliche Schmelzen von Formguss in Aluminiumgießereien im Schachtofen betrachtet (Tabelle 29). In Anhang A.4.4 werden ausführliche, anlagenspezifische Kriterien der entsprechenden Thermoprozessanlagen dieses Typs aufgeführt.

Tabelle 29: Referenztechnik für Anwendung 2 – Gießerei-Industrie

Referenztechnik	
Definition	kontinuierlicher Schmelzofen Aluminium Formguss mit Erdgasbeheizung
Anwendung	kontinuierliches Schmelzen Aluminium Formguss ($T_{Schmelze,max}$ ≈ 750°C*)
Thermoprozessanlage(n)	Schachtofen
Beheizungstechnologie(n)	Erdgasbeheizung (seltener Erdölbeheizung)

* Bei einer Überhitzung der Schmelze kann die Temperatur auch höher liegen. Dies ist bspw. zur Sicherstellung von Fließlängen der Fall (Expert:inneninterview 2021i).

5.2.5 Alternativtechniken

Nachfolgend werden Alternativtechniken für die einzelnen Anwendungen vorgestellt. Die Alternativtechniken beschreiben dabei *theoretische Technikbeispiele* für den Einsatz alternativer Beheizungstechnologien, welche im weiteren Verlauf dieser Studie hinsichtlich ihres zukünftigen technischen, ökologischen und ökonomischen Potenzials für eine CO_2-neutrale Prozesswärmeerzeugung eingeordnet werden.

5.2.5.1 Anwendung 1: kontinuierliches Schmelzen Gusseisen

Als Referenztechnik wird hier der kontinuierliche, mit Koks beheizte Schmelzofen (Kupolofen) betrachtet. Dieser werden drei unterschiedliche Beheizungstechnologien und Alternativtechniken gegenübergestellt (Tabelle 30).

Tabelle 30: Alternativtechniken für Anwendung 1 – Gießerei-Industrie

Technik und Technologie	
Referenztechnik	*kontinuierlicher Schmelzofen Gusseisen mit Koks beheizt (Kaltwind-, Heißwindkupolofen)*
Alternative Beheizungstechnologie(n)	Biokoks/Biokoks-Staub Erdgas/EE-Methan (als Brückentechnologie) Elektrifizierung Wasserstoffbeheizung
Alternativtechnik(en)	kontinuierlicher Schmelzofen Gusseisen mit Biokoks/Biokoks-Staub [1)] kontinuierlicher Schmelzofen Gusseisen mit Erdgasbeheizung [2)] (koksloser Kupolofen als Brückentechnologie) kontinuierlicher Schmelzofen Gusseisen mit elektrischer Beheizung [3)] (als MF-Induktionstiegelofen (Mehrofenanlagen), diskontinuierlich) kontinuierlicher Schmelzofen Gusseisen mit Wasserstoffbeheizung [4)] (als koksloser Kupolofen mit Wasserstoffbeheizung und Stützkörpern)

1) Alternative Beheizungstechnologie ohne Umbauaufwand, Technik bedingt verfügbar, höhere Brennstoffkosten
2) Alternative Beheizungstechnologie mit mittlerem Umbauaufwand, Technik bedingt verfügbar
3) Alternative Beheizungstechnologie mit hohem Umbauaufwand, Technik verfügbar, hohe Anlagenkosten
4) Alternative Beheizungstechnologie mit hohem Umbauaufwand, Technik nicht verfügbar, hohe Anlagenkosten

Neben einer Elektrifizierung des gesamten Schmelzprozesses wird auch die Substitution der fossilen Energieträger durch biogene Energieträger und Wasserstoff sowie der kokslose, mit Erdgas beheizte Kupolofen als Brückentechnologie betrachtet. Darüber hinaus bietet die Oxyfuel-Technologie mittelfristig das Potenzial zur Effizienzsteigerung. Für eine CO_2-neutrale Beheizung mit dieser Technologie ist jedoch ebenfalls die Verwendung eines CO_2-neutralen Energieträgers notwendig.

Marktübersicht

Der Einsatz elektrisch beheizter Schmelzöfen ist in Eisengießereien Stand der Technik. Aufgrund der hohen Industriestrompreise in Deutschland wird in der Großserienfertigung mit wenigen Legierungswechseln der wirtschaftlichere mit Koks beheizte Kupolofen eingesetzt. Elektrische Schmelzbetriebe werden für mittlere und kleine Serien von Gusseisenbauteilen mit häufigen Legierungswechseln eingesetzt, auch für Gusserzeugnisse mit besonders hohen Qualitätsanforderungen (auch Stahlguss). Bei gleichbleibenden Rahmenbedingungen wird der Anreiz der Elektrifizierung von Anlagen für die energieintensive Industrie insgesamt als gering angesehen (Expert:inneninterview 2021i).

Die Beimischung von Wasserstoff zum (fossilen) Erdgas oder die Nutzung von bis zu 100 % Wasserstoff im Schmelzprozess ist theoretisch möglich. Zurzeit gibt es noch keine industrielle Anwendung von Wasserstoff in den Prozessketten der Gießerei-Industrie, sodass weitere FuE-Arbeit im Bereich der Prozess- und Anlagentechnik notwendig ist, um diese Technologie für das kontinuierliche Schmelzen von Gusseisen zu nutzen. FuE-Bedarf gibt es bei den Prozessgrenzen von Rein-Wasserstoff bzw. Mischgasen für bestehende Brennertechnik, der Anpassung der Feuerungsanlagen an 100 % Wasserstoff, der Schaffung einer Wasserstoff-Infrastruktur zu/in den Gießereien sowie der Sicherheitstechnik insbesondere an den Schmelzöfen (Bundesverband der Deutschen Gießerei-Industrie e.V. (BDG) 2021; Expert:inneninterview 2021i).

Oxyfuel ist nach dem derzeitigen Stand der Technik eine Möglichkeit zur Effizienzsteigerung brennstoffbeheizter Anlagen. Durch den Einsatz von Oxyfuel kann bereits eine Energieeffizienzsteigerung bei Kupolöfen von ungefähr 10 % und eine Reduzierung des eingesetzten Kokses von ca. 17 % realisiert werden (Bosse et al. 2013; Pfeifer et al. 2009). Durch die hohen Kosten für die

Sauerstoffbereitstellung findet der Einsatz von Oxyfuel jedoch zurzeit noch keine industriell verbreitete Anwendung (Schlemme et al. 2019).

Weitere Alternativen könnten biogene Festbrennstoffe oder Biogas darstellen. Hier wurden vor einigen Jahren erste Versuche gemacht, die aufgrund technologischer Herausforderungen und der seinerzeit nicht erreichbaren Wirtschaftlichkeit aufgegeben wurden. Bei begrenzten Ressourcen gibt es eine Konkurrenzsituation zu anderen Nutzern (Expert:inneninterview 2021i).

Forschungsaktivitäten

Verfahren zur Verringerung der CO_2-Emissionen sind vielfach Gegenstand der Forschung und Entwicklung (Forschungsprojekt IGF 21203 Laufzeit: 2020 – 2022; Forschungsprojekt IGF 343 ZN Laufzeit: 2010 bis 2013). Während eine Elektrifizierung (Neubau) nach dem Stand der Technik unter Berücksichtigung von Qualitäts-, Produktivitäts- und wirtschaftlichen Verlusten grundsätzlich möglich ist, steht in Bezug auf die Forschungsaktivitäten vor allem der Einsatz von alternativen Brennstoffen zum Schmelzen von Gusseisenerzeugnissen im Fokus. Darunter werden von Branchenvertreter:innen unter anderem die folgenden Schwerpunkte genannt:

- Einsatz Biomasse in Form von Biokoks oder Aufkohlungsmitteln (staubförmig)
- Einsatz von Erdgas und Oxyfuel
- Einsatz von Erdgas/Wasserstoffgemischen oder reinem Wasserstoff
- Vor-Ort-Herstellung von Sauerstoff für Oxyfuel

Durch den (anteiligen) Ersatz von Steinkohlenkoks durch biogene Festbrennstoffe lassen sich die energiebedingten CO_2-Emissionen auch ohne einen größeren Umbau der Kupolofen-Schmelzanlage reduzieren, wobei die prozess- und anlagenspezifischen Charakteristika berücksichtigt werden müssen. Vor diesem Hintergrund werden bspw. Konzepte, wie der mit Erdgas beheizte, kokslose Kupolofen auf ihr Dekarbonisierungspotenzial untersucht. (Entwicklung seit den 1970er Jahren – Flaven- bzw. Düker-Ofen, heute in Europa nicht mehr aktiv.) Für eine CO_2-neutrale Prozesswärmeerzeugung müssten jedoch die gesamten fossilen Brennstoffe durch alternative CO_2-neutrale Brennstoffe substituiert werden (Expert:inneninterview 2021i).

Auch die Nutzung von biogenen Brennstoffen wird diskutiert und dessen anteiliger Einsatz bis bspw. 10 % Ersatz erprobt (Steinmetzger et al. 2019). Aufgrund des hohen Bedarfs an Biomasse zur Deckung des Energiebedarfs der Anlage (Kupolofen) wird diese Alternative jedoch aktuell nicht als realistische Technologie eingestuft. Die Verfügbarkeit wird hierbei zum einen von regionalen Anbauflächen begrenzt. Zum anderen wird die Flächennutzung für energetische und industrielle Biomasse anstelle von Nahrungsmittelanbau gesellschaftlich kontrovers diskutiert (Schlemme et al. 2019).

Darüber hinaus ist das Flexibilisierungspotenzial durch den Einsatz elektrischer Anlagen Gegenstand der Forschung und Entwicklung. Der Fokus liegt hierbei auf der Nutzung von Strom aus erneuerbaren Energien und dem möglichen Beitrag elektrischer Anlagen zur Netzstabilität durch gezieltes Demand-Side-Management. Hierbei ist auch eine Kostenersparnis denkbar. Zusätzlich wird die Nutzung von Windkraft- und Solaranlagen in direkter räumlicher Nähe oder als Teil des Betriebs auf sein technisches und wirtschaftliches Potenzial analysiert (Bosse et al. 2013). Ein Beispiel für den Einsatz von Windkraftanlagen im Standort der Gießerei beschreiben Stratmann und Busch (Stratmann und Busch 2020). Diese berechnen, wie viele Windenergieanlagen benötigt werden, um den Energiebedarf der Gießerei zu decken. Unter der Annahme einer durchschnittlichen Energie-Ausbeute einer 5-MW-Windenergieanlage von 17 % werden für die Herstellung von 100.000 t Eisen acht Windkraftanlagen benötigt.

Restriktionen für den Einsatz

Für eine Elektrifizierung der Anwendungen in der Gießerei-Industrie müssen in der Praxis insbesondere die infrastrukturellen Gegebenheiten der Gießereien, die deutlich höheren Energiekosten und die spezifischen prozess- und anlagentechnischen Restriktionen berücksichtigt werden (Bosse et al. 2013).

Da kontinuierlich betriebene Kupolöfen mit bis zu 100 t/h eine deutlich höhere Schmelzleistung als Induktionsöfen mit bis zu 40 t/h haben, müssen für die gleiche Produktivität mehrere Induktionsöfen betrieben werden. Die einzelnen Induktionsöfen (mehrere Tandem-Ofenanlagen) so aufeinander abzustimmen, dass eine kontinuierliche Produktion sichergestellt wird, ist technisch kein Problem. Dies bedeutet neben Investitionskosten in neue Schmelzanlagentechnik vielfach eine grundlegende Veränderung in der Infra- und Personalstruktur eines Betriebs. So muss zunächst die Infrastruktur geschaffen werden: Es wird eine ausreichend starke Starkstromleitung benötigt, die vielfach nicht vorhanden ist, einschließlich Transformatoren. Zudem müssen Flächen für die Anlagen zur Verfügung gestellt und Investitionen in Nebenanlagen getätigt werden. Es ist zu beachten, dass der lang dauernde Umbau parallel zum laufenden Betrieb erfolgen muss (was mit hohen Produktionsausfällen einhergeht). Oft ist der gesamte Materialfluss neu zu gestalten. Außerdem bedarf es eines Lastmanagements, um den Schmelzbetrieb mit dem benachbarten Stromnetz abzustimmen. Auch prozess- und werkstofftechnische Auswirkungen einer Umstellung der Anlagentechnik sind zu berücksichtigen. Schließlich ist das Personal auf das sichere Arbeiten mit der neuen Anlagentechnik zu schulen, da das Arbeiten mit Wasserstoff ausgearbeitet Sicherheitsvorkehrungen im Betriebsablauf erfordert (Expert:inneninterview 2021i).

Der Einsatz von Wasserstoff birgt neben den kosten- und infrastrukturellen Problemstellungen ebenfalls prozesstechnische Herausforderungen. Hier muss zunächst die Möglichkeit der Substitution von Koks im Kupolofen durch Wasserstoff untersucht werden. Insbesondere die Stützwirkung und Aufkohlung des Kokses können mit der vorhandenen Anlagenstruktur nicht erreicht werden. Die derzeit begrenzte Verfügbarkeit und die noch sehr ungünstige Kostenstruktur für den Energieträger Wasserstoff gelten als weitere Hemmnisse. Die flächendeckende Versorgung mit Wasserstoff ist eine technische und ökonomische Herausforderung nicht nur für die Gießerei-Industrie. Die um die industrielle Nutzung von Wasserstoff konkurrierenden Branchen müssen zusätzlich in die Planungen mit einbezogen werden (Schlemme et al. 2019).

Die Dekarbonisierung einer bisher mit fossilen Brennstoffen arbeitenden Gießerei erfordert hohe Investitionen, die sich direkt auf den Produktionskosten niederschlagen. Die Globalisierung hat in den vergangenen Jahren zu einem stetig wachsenden Kostendruck auf deutsche Gießereien geführt. Dies schränkt deren finanziellen Spielraum für eine komplette Transformation des Schmelzbetriebs drastisch ein. Außerdem akzeptieren die Kunden bis heute keine Kostensteigerungen bei den Gussprodukten, ebenso wie in der Vergangenheit für Maßnahmen zur Effizienzsteigerung (Expert:inneninterview 2021i).

Die langen Investitionszyklen und Laufzeiten der Anlagen in der Gießerei-Industrie von ca. 15 Jahren bis weit über 30 Jahre müssen ebenfalls berücksichtigt werden. In Kombination mit den dadurch bedingten hohen Investitionskosten gilt dies als wesentliches Hindernis für Neuinvestitionen von Gießereien. Auch der noch hohe Anteil fossiler Energien in der Stromerzeugung wurde als Hemmnis für den Umstieg auf elektrische Thermoprozessanlagen genannt (Expert:inneninterview 2021i).

5.2.5.2 Anwendung 2: kontinuierliches Schmelzen Aluminium Formguss

Als Referenztechnik für Anwendung 2 wird der kontinuierliche, mit Erdgas beheizte Schmelzofen in Aluminiumgießereien mit Schmelzleistungen zwischen 0,5 und 7 t/h betrachtet. Es werden ebenfalls drei Alternativtechniken mit unterschiedlichen Beheizungstechnologien diskutiert. Neben einer Elektrifizierung des Schmelzprozesses wird die Substitution der fossilen Energieträger durch Wasserstoff betrachtet. Die Alternativtechniken für Anwendung 2 sind in Tabelle 31 zusammengefasst.

Tabelle 31: Alternativtechniken für Anwendung 2 – Gießerei-Industrie

Technik und Technologie	
Referenztechnik	*kontinuierlicher Schmelzofen Aluminium Formguss mit Erdgas beheizt*
Alternative Beheizungstechnologie(n)	Elektrifizierung Wasserstoffbeheizung
Alternativtechnik(en)	konti. Schmelzofen Aluminium Formguss mit elektrischer Beheizung (als MF-Induktionstiegelofen, diskontinuierlich)[1)] konti. Schmelzofen Aluminium Formguss mit Wasserstoffbeheizung

1) Stand der Technik

Marktübersicht

Aufgrund hoher notwendiger Schmelzleistungen ist der Anteil an elektrisch beheizten Anlagen in Aluminiumgießereien gering. Elektrische Schmelzöfen, wie der diskontinuierlich betriebene Induktionstiegelofen, werden überwiegend für geringe Schmelzleistungen eingesetzt. Nachdem in den letzten Jahrzehnten der Ausbau von elektrischen Schmelzanlagen in Deutschland zunahm, ist in den letzten Jahren wieder ein Rückgang und der vermehrte Einsatz erdgasbeheizten Anlagen zu verzeichnen. Grund für den Rückgang sind insbesondere die im Vergleich zu Erdgas stetig gestiegenen Strompreise. Insgesamt wird in Aluminiumgießereien bei gleichbleibenden energiepolitischen Rahmenbedingungen der Ausbau an elektrisch beheizten Anlagen als unwahrscheinlich angesehen (Bosse et al. 2013).

Die Möglichkeiten für den (zukünftigen) Einsatz alternativer Brennstoffe sind für die in dieser Anwendung betrachteten Anlagen mit ähnlichen Chancen und Hindernissen wie für die zuvor betrachteten Anlagen der Eisengießereien verbunden. Demzufolge existiert eine ähnliche Marktstruktur sowie ein vergleichbarer Stand in Forschung und Entwicklung.

Die Verfügbarkeit und Einsatzmöglichkeiten alternativer Beheizungstechnologien für diskontinuierliche Schmelzöfen für den Aluminium-Formguss sind weitestgehend identisch zu denen der kontinuierlichen Schmelzöfen. Quantitative Unterschiede sind vor allem in Bezug auf die wirtschaftlichen Einsatzmöglichkeiten neuer Technologien zu erwarten, da diskontinuierliche Anlagen üblicherweise flexibler als kontinuierliche Anlagen in einer Prozesskette eingesetzt werden und damit andere Möglichkeiten in Bezug auf Umbaumaßnahmen ermöglichen. So ist die Substitution einer fossil beheizten diskontinuierlich betriebenen Anlage durch eine ebenfalls diskontinuierlich betriebene elektrisch, beheizte Anlage in der Regel mit geringerem prozesstechnischem und wirtschaftlichem Aufwand realisierbar.

Forschungsaktivitäten

Die elektrisch beheizten Anlagen in dieser Branche sind größtenteils gut erforscht. Der Einsatz richtet sich aber in Deutschland vor allem nach wirtschaftlichen Kriterien. Beim Schmelzen von Aluminium in Induktionstiegelöfen wird untersucht, welche Parameter die zu beobachtende

kuppelförmige Ausbildung der Schmelzoberfläche beeinflussen, da diese zu erhöhten Oxidverlusten an der Oberfläche führt (Bansal et al. 2015). Insgesamt sind bei Induktionstiegelöfen aber keine großen FuE-Arbeiten mehr notwendig. Im Bereich der widerstandsbeheizten Anlagen liegt der Fokus vor allem auf der Erhöhung des Durchsatzes. Der Einsatz von Plasmabrennern wird ebenfalls untersucht, da diese besonders für Retrofitszenarien ohne großen Umbau der bestehenden gasbeheizten Öfen eine Alternative darstellen. Diese Technologie ist jedoch in der Aluminiumindustrie noch nicht ausreichend erprobt. (PyroGenesis Canada Inc. 2022; Bosse et al. 2013)

Der Einsatz von grünem Wasserstoff in Anlagen zum Schmelzen ist auch für Aluminiumgießereien denkbar und muss anlagen- und prozesstechnisch untersucht werden. Neben der anderen Brennertechnik (Auswirkungen auf die Ofenbetriebsweise und das Feuerfestmaterial) ist noch unklar, wie sich zunehmende H_2- und H_2O-Gehalte in der Ofenatmosphäre auf die Qualität der Schmelze und das Werkstück auswirken. So können durch einen erhöhten Wasserstoffgehalt vermehrt H_2-Poren auftreten (Expert:inneninterview 2021i). Mit der Oxyfuel-Technologie kann für die hier betrachteten, erdgasbeheizten Schachtöfen, je nach vorhandenem Brennersystem, eine Steigerung des feuerungstechnischen Wirkungsgrades von bis zu 40-%-Punkte erzielt werden. Die energetische Optimierung kann hierbei je nach Anlage sehr unterschiedlich stattfinden. Nach aktuellem Stand werden Schachtschmelzöfen auch mit Kaltluftbrennern ausgestattet. Die entstehende Abwärme kann in diesem Fall auch zur Vorwärmung des Schmelzgutes genutzt werden. Herdwannenöfen hingegen werden häufiger mit Rekuperator- und Regeneratorbrennern ausgestattet (Bosse et al. 2013; Institut für Gießereitechnik gGmbH (IfG) 2008).

Restriktionen für den Einsatz

Als energieintensive Branche unterliegen auch Aluminiumgießereien bei der Elektrifizierung der Schmelzanlagen spezifischen infrastrukturellen, wirtschaftlichen und prozesstechnischen Restriktionen. Der Schachtofen ist als kontinuierlicher betriebener Schmelzofen durch eine hohe Anlagenauslastung gekennzeichnet und wird vielfach für die Großserienproduktion verwendet. Hierdurch ergeben sich strikte Abhängigkeiten zwischen den einzelnen Prozessschritten innerhalb einer Prozesskette, welche bei einer Umstellung berücksichtigt werden müssen, sodass mit umfangreichen Veränderungen in der Prozesskette und den Produktionsabläufen zu rechnen ist. Zudem spielt die Verfügbarkeit von Energie am Standort eine elementare Rolle für den Anlagenbetrieb. Hierbei treten bei der Elektrifizierung von Schmelzanlagen ähnliche Restriktionen auf wie bei den bereits untersuchten Eisengießereien, sodass die Branche grundsätzlich auf wettbewerbsfähige und stabile energiepolitische Rahmenbedingungen angewiesen ist (Bosse et al. 2013).

Der Einsatz von alternativen Brennstoffen wie Wasserstoff anstelle der fossilen Energieträger verändert die Verbrennungseigenschaften und dadurch maßgeblich die prozess- und werkstofftechnischen Abläufe. Dies kann insbesondere Auswirkungen auf die Gussqualität haben. So ist bei einer entsprechenden Abgaszusammensetzung bspw. mit einer Wasserstoffaufnahme der Schmelze zu rechnen.

Durch den starken internationalen Wettbewerb werden bei hohem Kostendruck hohe Qualitätsanforderungen an Gussprodukte gestellt. Hohe Qualität und Wettbewerbsfähigkeit müssen auch mit alternativer Anlagentechnik gewährleistet werden. Da die Substitution von konventionellen Energieträgern durch Wasserstoff in der Regel deutliche Mehrkosten verursacht, stellt der Einsatz alternativer Energieträger vor allem auch eine wirtschaftliche Restriktion dar. Neben den technischen und ökonomischen Fragestellungen gelten für den Einsatz von Wasserstoff zudem die gleichen infrastrukturellen Herausforderungen wie für den Einsatz in Eisengießereien (Hübner et al. 2020).

Die Restriktionen in Bezug auf alternative Beheizungstechnologien für diskontinuierliche Schmelzöfen für den Aluminium Formguss sind ebenfalls weitestgehend identisch zu denen der kontinuierlichen Schmelzöfen. Eine Ausnahme bildet die Elektrifizierung der Anlagen. Für die in dieser Anwendung betrachteten diskontinuierlichen Schmelzprozesse ist eine Elektrifizierung durch den Einsatz von Induktionstiegelöfen für die definierten Referenztechniken mit geringeren Restriktionen als für die zuvor betrachteten kontinuierlich betriebenen Schachtöfen verbunden. Maßgeblich sind insbesondere die Schmelzleistung sowie Wechselwirkungen mit anderen Prozessschritten. In Bezug auf die Schmelzleistung sind bspw. Herdöfen mit einer Schmelzleistung von bis zu 30 t/h kritisch zu betrachten, da diese durch eine entsprechende Anzahl elektrischer Anlagen mit geringere Schmelzleistung (< 10 t/h, vgl. Abschnitt 5.2.3.6) substituiert werden müssen (Bosse et al. 2013; Hübner et al. 2020).

5.2.6 Flexibilitätspotenzial

Eine Möglichkeit für die Umsetzung der Energiewende ist die (anteilige) Elektrifizierung fossil beheizter Anlagen in der Gießerei-Industrie. Die hierdurch erhöhte Stromnachfrage in Kombination mit dem steigenden Anteil an erneuerbaren Energien im Stromnetz geht dabei zwangsweise mit einer gesteigerten Volatilität am Strommarkt einher. Die Möglichkeit zur Bereitstellung von Lastflexibilität am Energiemarkt auf Seiten der Gießereien unterliegt dabei unterschiedlichen technischen, wirtschaftlichen und sozialen Randbedingungen.

Aus technischer und energetischer Sicht unterliegt die Lastflexibilität in den Prozessschritten des Schmelzens, Gießens und Warmhaltens besonderen Anforderungen. So dürfen durch Lastabschaltung (Lastabwurf) und der dadurch zeitlichen bedingten Verlängerung des Schmelzprozesses, wie dem längeren Warmhalten der Schmelze, keine Qualitätsverluste entstehen (Bosse et al. 2013). Beispielsweise ist es beim Eisenguss der Fall, dass beim längeren Stehenlassen einer Eisenschmelze die Schmelzebehandlung bzw. die Impfwirkung abklingen. Der dann gegossene Werkstoff hat ein anderes Gefüge und damit schlechtere mechanische Kennwerte. Nach längerem Stehenlassen (hier wird Energie für das Warmhalten benötigt) muss die Schmelze überhitzt (hier wird ebenfalls Energie benötigt), ggf. nachlegiert (zum Ausgleich des Abbrands von Legierungselementen) und neu behandelt werden. Alternativ muss die Schmelze entweder umgehend gegossen werden, was eine rechtzeitige Ankündigung durch das Energieversorgungsunternehmen (EVU) erfordert, oder kann in Kokillen gegossen werden, die später wieder aufgeschmolzen werden. Letzteres ist jedoch aufwändiger und mit erhöhtem Energieverlust verbunden (Expert:inneninterview 2021i). Zudem erhöht sich, insbesondere bei kontinuierlich betriebenen Anlagen, der spezifische Energiebedarf pro Tonne Flüssigmetall, sodass Effizienzverluste zu berücksichtigen sind. Diese Umstände sorgen dafür, dass eine Variation der Dauer der Thermoprozesse nur in Ausnahmefällen möglich ist. Eine Beschleunigung des Schmelzprozesses wird dabei in keinem Fall als Möglichkeit angesehen, da die Prozesse bereits aus energetischen Gründen auf die kürzest mögliche Dauer optimiert sind.

Neben technischen Rahmenbedingungen sind soziale und ökonomische Aspekte zu berücksichtigen. Zum einen erfordert eine zunehmende Flexibilisierung der Produktion eine entsprechende Flexibilität in Bezug auf die Arbeitszeit der Arbeitnehmer. Beispielsweise bedeutet das Warten/Warmhalten einer Schmelze im Extremfall Überstunden bzw. eine Änderung der Schichtplanung oder der gesamte Schmelz- und Gießbetrieb muss nachts arbeiten (Nachtzuschlag), weil dann die geringste Auswirkung auf das lokale Netz besteht. Darüber hinaus erfordert das „Schmelzen, wenn der Wind weht“ völlige Flexibilität und gewissermaßen Rufbereitschaft der gesamten Belegschaft (nicht nur für den Schmelzbetrieb, sondern auch für die Formanlagen, das Auspacken, Bearbeiten etc.). Wie bei der „virtuellen Batterie“ (Loschen 2016) kann eine Gießerei (in der Originalliteratur eine Aluminium-Schmelzflusselektrolyse) nur für ein enges Zeitfenster

den Energieverbrauch drosseln (Expert:inneninterview 2021i). Zum anderen ist die Branche durch saisonale und konjunkturelle Schwankungen im Auftragseingang hinsichtlich der Flexibilität ihrer Produktion an die aktuelle Marktsituation der Branche gebunden (Bosse et al. 2013). Dies hat zur Folge, dass die Bereitstellung von Flexibilität am Strommarkt durch Thermoprozessanlagen neben technischen Restriktionen vor allem durch wirtschaftliche Faktoren bestimmt wird.

Darüber hinaus ist die notwendige Flexibilität hinsichtlich der Einsatzstoffe insbesondere im Eisenguss zu beachten. Die Umstellung des Schmelzbetriebes vom Kupolofen auf den Induktionsofen erfordert bessere Schrott-Qualitäten. Diese sind zurzeit gerade ausreichend verfügbar. Wenn die gesamte Branche umgestellt würde, fehlen mindestens 2 Mio. t unlegierter Stahlschrott – der zunehmend von den Stahlwerken selbst gekauft wird. Die Guss-Kosten steigen einerseits durch die teureren Schrotte, andererseits ein weiteres Mal, wenn die Nachfrage durch das Angebot nicht gedeckt werden kann (Expert:inneninterview 2021i).

Insgesamt tragen Energiemanagementsysteme schon heute zu einem effizienteren Schmelzbetrieb und zur Bereitstellung von Lastflexibilität bei. Beispielweise werden Spitzenlastmanagementsystem für den Schmelzbetrieb mit mehreren Induktionsschmelzöfen eingesetzt. Hierdurch werden Stromverbrauchsspitzen während des Schmelzvorgangs vermieden und eine wirtschaftliche Ersparnis durch eine Reduzierung des Leistungspreises erzielt (Bosse et al. 2013). Insgesamt ist die Datenlage für eine fundierte Abschätzung des Flexibilitätspotenzials zum Lastmanagement in der Gießerei-Industrie unzureichend. Es kann jedoch davon ausgegangen werden, dass durch die zunehmende Elektrifizierung sowie Digitalisierung die hier geschätzten Potenziale weiter steigen werden (Guminski et al. 2019; Hübner et al. 2020).

In seiner jährlichen Strompreisumfrage hat der BDG erhoben, dass eine geringe Anzahl von schätzungsweise 20 Gießereien (Strompreisumfrage BDG 2019) ihren Betrieb auf eine atypische Netznutzung iSd. § 19 Abs. 2 S. StromNEV umgestellt haben, d. h. sie beziehen Strom außerhalb der Hochlastzeitfenster, helfen daher dem Netzbetreiber und haben deswegen Anspruch auf verringerte Netznutzungsentgelte. Die Flexibilität des Stromeinsatzes setzt aber einige organisatorische Maßnahmen voraus, die nicht alle Gießereien haben (v.a. aufgrund von Arbeitszeiten oder dem Umfang der BImSchG-Genehmigung) (Expert:inneninterview 2021i).

5.2.7 Ökonomische Kennzahlen

Für die ökologischen und ökonomischen Betrachtungen im Rahmen dieser Studie sind nachfolgend die charakteristischen Kenngrößen der Referenz- und Alternativtechniken für die betrachteten Anwendungen der Gießerei-Industrie zusammengefasst. Als Betrachtungsgrundlage wird die jährliche Gesamtkapazität der jeweiligen Anwendung im Referenzjahr verwendet, siehe Tabelle 32, vgl. auch Abschnitt 5.2.1 und Anhang A.4.2. Weitere Kenndaten sind in den nachfolgenden Tabellen zusammengefasst.

Tabelle 32: Abschätzung der jährlichen Gesamtkapazität im Referenzjahr – Gießerei-Industrie

Anwendung	Gesamt-kapazität	Produktions-menge	Ein-heit	Jahr
1: Kontinuierliches Schmelzen Gusseisen [a)]	-	4,1 Mio.	t/a	2018
davon Massenguss im Kupolofen (Durchsatz ≥ 30 - 70 t/h)	1,1 Mio.*	1,0 Mio.*	t/a	2018
davon Serienguss im Kupolofen (Durchsatz 20 - 30 t/h)	0,6 Mio.*	0,5 Mio.*	t/a	2018
davon Serienguss im Kupolofen (Durchsatz < 15 t/h)	0,9 Mio.*	0,6 Mio.*	t/a	2018
2: Kontinuierliches Schmelzen Aluminium Formguss [a)]	-	1,0 Mio.	t/a	2018
davon im Schachtofen	1,1 Mio.*	0,7 Mio.*	t/a	2018

Anmerkung:
Details siehe auch Anhang A.4.2
a) Gesamte Produktionsmenge, die mit fossil und elektrisch beheizten Anlagen hergestellt wird (Stand 2018)
* Keine gesicherten Werte. Abschätzung auf Basis von Literatur und Expert:inneninterviews. Die Gesamtkapazität wurde mittels der mittleren anlagenspezifischen Auslastung abgeschätzt. Diese wird je nach Anlagentyp mit Werten zwischen 0,65 und 0,95 angegeben (Eisenguss : 0,7 bis 0,8; Aluminiumguss: grundsätzlich höher und abhängig vom jeweiligen Gussteil). Genaue Verteilung der Produktionsmenge auf Anwendungen nicht vollständig gesichert abschätzbar.

Für die Erhebung der Kennzahlen wurden insbesondere Daten aus einer für die Studie durchgeführten Umfrage des Bundesverbands der deutschen Gießerei-Industrie e.V. (siehe auch Anhang A.4.5) sowie Literaturdaten verwendet. Auf Basis der Expert:inneninterviews werden vorrangig die folgenden Szenarien betrachtet:

- Einsatz von Biokoks am Kupolofen
- koksloser Kupolofen als Brückentechnologie
- Umstieg Kupolofen auf Induktionsofen bzw. auf Kupolofen mit Wasserstoff-Brennern
- Umstieg von Al-Schachtöfen auf Induktionsofen bzw. auf Öfen mit Wasserstoff-Brennern

Grundsätzlich ist der Anlagenpark in der Gießerei-Industrie in Deutschland sehr heterogen, was die Auswahl repräsentativer Anlagentypen erschwert. Die in dieser Studie zusammengetragenen Daten bilden einen Großteil der Branche ab, erheben aber keinen Anspruch auf Vollständigkeit. Vielfach werden, wie in den Quellen gekennzeichnet, einzelne Anlagen betrachtet, deren Kennzahlen nur bedingt auf andere Anlagen übertragbar sind.

Für den Massenguss gibt es in Deutschland bspw. nur wenige große Betriebe, die über mindestens einen Heißwind-Kupolofen mit einer Schmelzleistung oberhalb 30 t/h verfügen. Die Produktionsleistung liegt im Bereich von rund 100.000 t flüssig bis über 400.000 t flüssig. Neben diesen Anlagen mit hohem Durchsatz ist die Gießerei-Industrie aber insbesondere auch durch

viele Anlagen mit mittlerem oder geringem Durchsatz gekennzeichnet. Die Anwendung 1 wird daher noch einmal in die folgenden drei Technikbeispiele unterteilt:

- Massenguss mit Kupolofen-Schmelzbetrieb (hohe Kapazität: ≥ 30 - 70 t/h)
- Serienguss mit Kupolofen-Schmelzbetrieb (mittlere Kapazität: 20 - 30 t/h)
- Serienguss mit Kupolofen-Schmelzbetrieb (geringe Kapazität: < 15 t/h)

Tabelle 33: Kenndaten für die ökonomische Betrachtung der Gießerei-Industrie Anwendung 1: kontinuierliches Schmelzen Gusseisen (hohe Kapazität)

Technik	Referenz-technik	Alternativ-technik 1	Alternativ-technik 2	Alternativ-technik 3	Alternativ-technik 4	Einheit	Quellen
Beheizungstechnologie	Koks-beheizung	Biokoks-beheizung	Erdgas-/ EE-Methanbeheizung	Wasserstoffbeheizung	Elektrifizierung		
Thermoprozessanlagen	Kupolofen[1)]	Kupolofen[1)]	koksloser Kupolofen	koksloser Kupolofen	MF-Induktionsofen		
Produkt	Gusseisen						
Investition Neubau	56,7	56,7	128,0	128,0	21,4	EUR/$t_{Kap.}$	[1, 2]
Investition Modernisierung	5,7	5,7	7,5	7,5	3,2	EUR/$t_{Kap.}$	[1, 2]
Minimale Investition Neubau	56,7	56,7	108,8	108,8	21,4	EUR/$t_{Kap.}$	[1]
Min. Investition Modernisierung	5,7	5,7	6,4	6,4	3,2	EUR/$t_{Kap.}$	[1]
TRL	9	< 84)	< 72)	< 5	93)	-	[1, 2]
Energieträger 1	Koks	Biokoks	Erdgas	EE-Wasserstoff	Strom	-	
Energieträger 2	keine	keine	Strom	Strom	keine	-	
Energieträger 3	keine	keine	keine	keine	keine	-	
Spez. Energiebedarf 1	0,925	0,925	0,750	0,750	0,627	MWh/$t_{Pr.}$	[1, 2, 3]
Spez. Energiebedarf 2	0,000	0,000	0,070	0,070	0,000	MWh/$t_{Pr.}$	[1]
Spez. Energiebedarf 3	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	MWh/$t_{Pr.}$	[1]
Min. spezifischer Energiebedarf	0,800	0,800	0,530	0,530	0,500	MWh/$t_{Pr.}$	[1, 2, 4-6]
Prozessb. Emissionen	0	0	0	0	0,000	$t_{CO2}/t_{Pr.}$	[1]
Betriebs- und Wartungskosten	0,4	0,4	2,8	2,8	1,1	EUR/$t_{Kap.}$	[1]
Abschreibungszeitraum	10	10	13	13	10	a	[1]
Lebensdauer	43	43	50	50	30	a	[1]
Repräsentative Kapazität	530.000	530.000	90.000	90.000	210.000	$t_{Jahresleistung}$	[1, 2]
Auslastung	0,95	0,95	0,90	0,90	0,80	1,00	[1, 2]
Anteil Bestand 2020	100 %	0 %	0 %	0 %	0 %	%	
Verfügbar ab	2020	2020	2020	2030	2020		
Verfügbar bis	2050	2050	2050	2050	2050		

Anmerkungen und Annahmen:

Angaben beziehen sich auf die Kapazität „$t_{Kap.}$" oder die Produktionsmenge „$t_{Pr.}$", Bezugsgröße Gusseisen (Schmelzleistung). Bei den Datensätzen handelt es sich um gerundete Mittelwerte aus den unten aufgeführten Quellen. Die Zuordnung der Energieträger basiert auf der Definition der verwendeten Rahmendaten und Modellparametern aus AP2 (Abschnitt 7.2). Sofern keine gesicherten Werte im Rahmen der Studie erhoben werden können, werden die folgenden Annahmen getroffen:

Die Investitionskosten der Alternativtechnik entsprechen den Investitionskosten der Referenztechnik. Die minimalen Investitionskosten einer Technik entsprechen den Investitionskosten der Technik. Der spezifische Energiebedarf der Alternativtechnik entspricht dem (summierten) Energiebedarf der Referenztechnik. Der minimale spezifische Energiebedarf einer Technik entspricht dem minimalen Energiebedarf der Referenztechnik oder dem summierten Energiebedarf der Technik. Die prozessbedingten Emissionen, Betriebs- und Wartungskosten, Abschreibungszeitraum, Modernisierungszyklus sowie die repräsentative Kapazität der Alternativtechnik entsprechen den Werten der Referenztechnik. Für ein TRL < 3 wird eine Verfügbarkeit der Technik ab dem Jahr 2040 angenommen. Für ein TRL < 9 und ≥ 3 wird eine Verfügbarkeit der Technik ab dem Jahr 2030 angenommen.

Legende:

1) Daten basieren auf Mittelwerten für Heißwind-Kupolöfen **ohne** elektrischen Warmhalteofen

2) Es wurden in Deutschland vereinzelt kokslose Kupolöfen eingesetzt, jedoch befinden sich diese Öfen seit ca. 2009 nicht mehr im Betrieb. Gegenwärtig wird dieser Anlagentyp in Deutschland weder eingesetzt noch vertrieben. Die maximale Schmelzleistung wird mit ca. 20 t/h angegeben (Expert:inneninterview 2021v)

3) Für den Massenguss können gegenwärtig keine Induktionstiegelöfen mit einer vergleichbaren Schmelzleistung eingesetzt werden. Die Daten beschreiben hier eine Anlage mit einer Schmelzleistung von ca. 35 t/h.

4) Beim Einsatz von Biomasse ist vor allem die Qualität des Brennstoffes für die Prozessführung und die Produktqualität ausschlaggebend. Die Anforderungen an den Biomassebrennstoff sind anwendungs- und anlagenspezifisch. Hier ist eine individuelle Erprobung des Gesamtsystems (Anlage/Brennstoff/Produkt) notwendig.

Quellen:

[1]: (Expert:inneninterview 2021i), Datensätze von 2 Anlagen mit Durchsatz > 70 t/h berücksichtigt

[2]: (Expert:inneninterview 2021m)

[3]: (European Commission 2005)

[4]: (Expert:inneninterview 2021x)

[5]: (Expert:inneninterview 2021v)

[6]: (Institut für Gießereitechnik gGmbH (IfG) 2008)

Tabelle 34: Kenndaten für die ökonomische Betrachtung der Gießerei-Industrie Anwendung 1: kontinuierliches Schmelzen Gusseisen (mittlere Kapazität)

Technik	Referenz-technik	Alternativ-technik 1	Alternativ-technik 2	Alternativ-technik 3	Alternativ-technik 4	Einheit	Quellen
Beheizungstechnologie	Koks-beheizung	Biokoks-beheizung	Erdgas-/ EE-Methanbeheizung	Wasserstoffbeheizung	Elektrifizier-ung		
Thermoprozessanlagen	Kupolofen[1)]	Kupolofen[1)]	koksloser Kupolofen	koksloser Kupolofen	MF-Induktionsofen (Tandem)		
Produkt	Gusseisen						
Investition Neubau	142,2	142,2	128,0	128,0	65,9	EUR/$t_{Kap.}$	[1, 2, 4]
Investition Modernisierung	7,5	7,5	7,5	7,5	7,1	EUR/$t_{Kap.}$	[1, 2]
Minimale Investition Neubau	128,0	128,0	108,8	108,8	36,2	EUR/$t_{Kap.}$	[1, 2, 4, 5]
Min. Investition Modernisierung	6,4	6,4	6,4	6,4	0,3	EUR/$t_{Kap.}$	[1]
TRL	9	< 85)	< 72)	< 5	94)	-	[1, 2]
Energieträger 1	Koks	Biokoks	Erdgas	EE-Wasserstoff	Strom	-	
Energieträger 2	keine	keine	Strom	Strom	keine	-	
Energieträger 3	keine	keine	keine	keine	keine	-	
Spezifischer Energiebedarf 1	0,833	0,833	0,750	0,750	0,637	MWh/$t_{Pr.}$	[1, 2, 3]
Spezifischer Energiebedarf 2	0,000	0,000	0,070	0,070	0,000	MWh/$t_{Pr.}$	[1]
Spezifischer Energiebedarf 3	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	MWh/$t_{Pr.}$	[1]
Min. spezifischer Energiebedarf	0,510	0,510	0,530	0,530	0,480	MWh/$t_{Pr.}$	[1, 2, 4-6]
Prozessbedingte Emissionen	0	0	0	0	0,000	$t_{CO2}/t_{Pr.}$	[1]
Betriebs- und Wartungskosten	2,8	2,8	2,8	2,8	2,0	EUR/$t_{Kap.}$	[1]
Abschreibungszeitraum	13	13	13	13	10	a	[1]
Lebensdauer	50	50	50	50	28	a	[1]
Repräsentative Kapazität	120.000	120.000	90.000	90.000	70.000	$t_{Jahresleistung}$	[1, 2]
Auslastung	0,90	0,90	0,90	0,90	0,75	1,00	[1, 2]
Anteil Bestand 2020	100 %	0 %	0 %	0 %	0 %	%	
Verfügbar ab	2020	2020	2020	2030	2020		
Verfügbar bis	2050	2050	2050	2050	2050		

Anmerkungen und Annahmen:
Angaben beziehen sich auf die Kapazität „$t_{Kap.}$" oder die Produktionsmenge „$t_{Pr.}$", Bezugsgröße Gusseisen (Schmelzleistung)
Bei den Datensätzen handelt es sich um gerundete Mittelwerte aus den unten aufgeführten Quellen.
Die Zuordnung der Energieträger basiert auf der Definition der verwendeten Rahmendaten und Modellparametern aus AP2 (Abschnitt 7.2).
Sofern keine gesicherten Werte im Rahmen der Studie erhoben werden können, werden die folgenden Annahmen getroffen:
Die Investitionskosten der Alternativtechnik entsprechen den Investitionskosten der Referenztechnik.
Die minimalen Investitionskosten einer Technik entsprechen den Investitionskosten der Technik.
Der spezifische Energiebedarf der Alternativtechnik entspricht dem (summierten) Energiebedarf der Referenztechnik.
Der minimale spezifische Energiebedarf einer Technik entspricht dem summierten Energiebedarf der Technik.
Die prozessbedingten Emissionen, Betriebs- und Wartungskosten, Abschreibungszeitraum, Modernisierungszyklus sowie die repräsentative Kapazität der Alternativtechnik entsprechen den Werten der Referenztechnik.
Für ein TRL < 3 wird eine Verfügbarkeit der Technik ab dem Jahr 2040 angenommen.
Für ein TRL < 9 und ≥ 3 wird eine Verfügbarkeit der Technik ab dem Jahr 2030 angenommen.
Legende:
1) Daten basieren auf Mittelwerten für Heißwind-Kupolöfen **ohne** elektrischen Warmhalteofen
2) Es wurden in Deutschland vereinzelt kokslose Kupolöfen eingesetzt, jedoch befinden sich diese Öfen seit ca. 2009 nicht mehr im Betrieb. Gegenwärtig wird dieser Anlagentyp in Deutschland weder eingesetzt noch vertrieben. Die maximale Schmelzleistung wird mit ca. 20 t/h angegeben (Expert:inneninterview 2021v)
4) Für den Serienguss werden bereits Induktionstiegelöfen eingesetzt, vgl. Tabelle 19.
5) Beim Einsatz von Biomasse ist vor allem die Qualität des Brennstoffes für die Prozessführung und die Produktqualität ausschlaggebend. Die Anforderungen an den Biomassebrennstoff sind anwendungs- und anlagenspezifisch. Hier ist eine individuelle Erprobung des Gesamtsystems (Anlage/Brennstoff/Produkt) notwendig.
Quellen:
[1]: (Expert:inneninterview 2021i), Datensätze von 3 Kupolöfen und 4 Induktionsöfen berücksichtigt
[2]: (Expert:inneninterview 2021m)
[3]: (European Commission 2005)
[4]: (Expert:inneninterview 2021x)
[5]: (Expert:inneninterview 2021v)
[6]: (Institut für Gießereitechnik gGmbH (IfG) 2008)

Tabelle 35: Kenndaten für die ökonomische Betrachtung der Gießerei-Industrie Anwendung 1: kontinuierliches Schmelzen Gusseisen (geringe Kapazität)

Technik	Referenz-technik	Alternativ-technik 1	Alternativ-technik 2	Alternativ-technik 3	Alternativ-technik 4	Einheit	Quellen
Beheizungstechnologie	Koks-beheizung	Biokoks-beheizung	Erdgas-/ EE-Methan-beheizung	Wasserstoff-beheizung	Elektrifizier-ung		
Thermoprozessanlagen	Kupolofen[1)]	Kupolofen[1)]	koksloser Kupolofen[2)]	koksloser Kupolofen[2)]	MF-Induk-tionsofen		
Produkt	Gusseisen						
Investition Neubau	381,6	381,6	343,4	343,4	155,8	EUR/$t_{Kap.}$	[1, 2]
Investition Modernisierung	103,6	103,6	103,6	103,6	69,3	EUR/$t_{Kap.}$	[1, 2]
Minimale Investition Neubau	263,2	263,2	223,7	223,7	103,9	EUR/$t_{Kap.}$	[1]
Min. Investition Modernisierung	19,7	19,7	19,7	19,7	34,6	EUR/$t_{Kap.}$	[1]
TRL	9	< 84)	< 82)	< 5	93)	-	[1, 2]
Energieträger 1	Koks	Biokoks	Erdgas	EE-Wasserstoff	Strom	-	
Energieträger 2	keine	keine	Strom	Strom	keine	-	
Energieträger 3	keine	keine	keine	keine	keine	-	
Spezifischer Energiebedarf 1	0,864	0,864	0,750	0,750	0,620	MWh/$t_{Pr.}$	[1, 2, 3]
Spezifischer Energiebedarf 2	0,000	0,000	0,070	0,070	0,000	MWh/$t_{Pr.}$	[1]
Spezifischer Energiebedarf 3	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	MWh/$t_{Pr.}$	[1]
Min. spezifischer Energiebedarf	0,827	0,827	0,530	0,530	0,500	MWh/$t_{Pr.}$	[1, 2, 4-6]
Prozessbedingte Emissionen	0	0	0	0	0,000	$t_{CO2}/t_{Pr.}$	[1]
Betriebs- und Wartungskosten	20,1	20,1	20,1	20,1	8,0	EUR/$t_{Kap.}$	[1]
Abschreibungszeitraum	23	23	23	23	20	a	[1]
Lebensdauer	47	47	47	47	30	a	[1]
Repräsentative Kapazität	30.000	30.000	30.000	30.000	30.000	$t_{Jahresleistung}$	[1, 2]
Auslastung	0,70	0,70	0,70	0,70	0,85	1,00	[1, 2]
Anteil Bestand 2020	100 %	0 %	0 %	0 %	0 %	%	
Verfügbar ab	2020	2020	2020	2030	2020		
Verfügbar bis	2050	2050	2050	2050	2050		

Anmerkungen und Annahmen:

Angaben beziehen sich auf die Kapazität „$t_{Kap.}$“ oder die Produktionsmenge „$t_{Pr.}$“, Bezugsgröße Gusseisen (Schmelzleistung)

Bei den Datensätzen handelt es sich um gerundete Mittelwerte aus den unten aufgeführten Quellen.

Die Zuordnung der Energieträger basiert auf der Definition der verwendeten Rahmendaten und Modellparametern aus AP2 (Abschnitt 7.2).

Sofern keine gesicherten Werte im Rahmen der Studie erhoben werden können, werden die folgenden Annahmen getroffen:

Die Investitionskosten der Alternativtechnik entsprechen den Investitionskosten der Referenztechnik.

Die minimalen Investitionskosten einer Technik entsprechen den Investitionskosten der Technik.

Der spezifische Energiebedarf der Alternativtechnik entspricht dem (summierten) Energiebedarf der Referenztechnik.

Der minimale spezifische Energiebedarf einer Technik entspricht dem summierten Energiebedarf der Technik.

Die prozessbedingten Emissionen, Betriebs- und Wartungskosten, Abschreibungszeitraum, Modernisierungszyklus sowie die repräsentative Kapazität der Alternativtechnik entsprechen den Werten der Referenztechnik.

Für ein TRL < 3 wird eine Verfügbarkeit der Technik ab dem Jahr 2040 angenommen.

Für ein TRL < 9 und ≥ 3 wird eine Verfügbarkeit der Technik ab dem Jahr 2030 angenommen.

Legende:

1) Daten basieren auf Mittelwerten für Heißwind- bzw. Kaltwind-Kupolöfen **ohne** elektrischen Warmhalteofen

2) Es wurden in Deutschland vereinzelt kokslose Kupolöfen eingesetzt, jedoch befinden sich diese Öfen seit ca. 2009 nicht mehr im Betrieb. Gegenwärtig wird dieser Anlagentyp in Deutschland weder eingesetzt noch vertrieben. Die maximale Schmelzleistung wird mit ca. 20 t/h angegeben (Expert:inneninterview 2021v)

3) Für den Serienguss werden bereits Induktionstiegelöfen eingesetzt, vgl. Tabelle 19.

4) Beim Einsatz von Biomasse ist vor allem die Qualität des Brennstoffes für die Prozessführung und die Produktqualität ausschlaggebend. Die Anforderungen an den Biomassebrennstoff sind anwendungs- und anlagenspezifisch. Hier ist eine individuelle Erprobung des Gesamtsystems (Anlage/Brennstoff/Produkt) notwendig.

Quellen:

[1]: (Expert:inneninterview 2021i), Datensätze von 4 Kupolöfen und 2 Induktionsöfen berücksichtigt

[2]: (Expert:inneninterview 2021m)

[3]: (European Commission 2005)

[4]: (Expert:inneninterview 2021x)

[5]: (Expert:inneninterview 2021v)

[6]: (Institut für Gießereitechnik gGmbH (IfG) 2008)

Tabelle 36: Kenndaten für die ökonomische Betrachtung der Gießerei-Industrie Anwendung 2: kontinuierliches Schmelzen Aluminium

Technik	Referenz-technik	Alternativ-technik 2	Alternativ-technik 3	Einheit	Quellen
Beheizungstechnologie Thermoprozessanlagen	Erdgasbeheizung Schachtofen	Elektrifizierung MF-Induktionsofen (Tandemanlage)	Wasserstoffbeheizung Schachtofen		
Produkt	Al-Legierungen				
Investition Neubau	16,4	51,4	16,4	EUR/$t_{Kap.}$	[1, 2]
Investition Modernisierung	4,1	7,7	4,1	EUR/$t_{Kap.}$	[1]
Minimale Investition Neubau	13,7	51,4	13,7	EUR/$t_{Kap.}$	[1]
Min. Investition Modernisierung	4,1	7,7	4,1	EUR/$t_{Kap.}$	[1]
TRL	9	9	< 5	-	[1]
Energieträger 1	Erdgas	Strom	EE-Wasserstoff	-	[1]
Energieträger 2	keine	keine	keine	-	[1]
Energieträger 3	keine	keine	keine	-	[1]
Spezifischer Energiebedarf 1	0,740	0,641	0,740	MWh/$t_{Pr.}$	[1-3]
Spezifischer Energiebedarf 2	0,000	0,000	0,000	MWh/$t_{Pr.}$	[1]
Spezifischer Energiebedarf 3	0,000	0,000	0,000	MWh/$t_{Pr.}$	[1]
Min. spezifischer Energiebedarf	0,580	0,475	0,580	MWh/$t_{Pr.}$	[1-3]
Prozessbedingte Emissionen	0	0	0	$t_{CO2}/t_{Pr.}$	[1]
Betriebs- und Wartungskosten	0,1	7,7	0,1	EUR/$t_{Kap.}$	[1]
Abschreibungszeitraum	10	10	10	a	[4]
Lebensdauer	30	30	30	a	[1, 2]
Repräsentative Kapazität	30.000	30.000	30.000	$t_{Jahresleistung}$	[2, 5]
Auslastung	0,65	0,65	0,65	1,00	[1]
Anteil Bestand 2020	100 %	0 %	0 %	%	[1]
Verfügbar ab	2020	2020	2030		[1]
Verfügbar bis	2050	2050	2050		[1]

Anmerkungen und Annahmen:
Angaben beziehen sich auf die Kapazität „$t_{Kap.}$“ oder die Produktionsmenge „$t_{Pr.}$“, Bezugsgröße Gusseisen
Bei den Datensätzen handelt es sich um gerundete Mittelwerte aus den unten aufgeführten Quellen.
Die Zuordnung der Energieträger basiert auf der Definition der verwendeten Rahmendaten und Modellparametern aus AP2 (Abschnitt 7.2).
Sofern keine gesicherten Werte im Rahmen der Studie erhoben werden können, werden die folgenden Annahmen getroffen:
Die Investitionskosten der Alternativtechnik entsprechen den Investitionskosten der Referenztechnik.
Die minimalen Investitionskosten einer Technik entsprechen den Investitionskosten der Technik.
Der spezifische Energiebedarf der Alternativtechnik entspricht dem (summierten) Energiebedarf der Referenztechnik.
Der minimale spezifische Energiebedarf einer Technik entspricht dem summierten Energiebedarf der Technik.
Die prozessbedingten Emissionen, Betriebs- und Wartungskosten, Abschreibungszeitraum, Modernisierungszyklus sowie die repräsentative Kapazität der Alternativtechnik entsprechen den Werten der Referenztechnik.
Für ein TRL < 3 wird eine Verfügbarkeit der Technik ab dem Jahr 2040 angenommen.
Für ein TRL < 9 und ≥ 3 wird eine Verfügbarkeit der Technik ab dem Jahr 2030 angenommen.
Quellen:
[1]: (Expert:inneninterview 2021i), Datensätze von 3 Anlagen (Schmelzöfen) berücksichtigt
[2]: (Expert:inneninterview 2021m)
[3]: (Umweltbundesamt (UBA) 2004)
[4]: Abschreibung nach AfA
[5]: (Felder et al. 2014)

5.2.8 Zwischenergebnis

Nach den Erkenntnissen aus den vorangegangenen Abschnitten werden in diesem Abschnitt die Ergebnisse für die branchenspezifischen Anlagentypen, die technische Gesamtentwicklung, der zukünftige FuE-Bedarf, der zukünftige Energieverbrauch sowie das Potenzial zur Abwärmenutzung, dargestellt und zusammengefasst (Tabelle 37).

Grundsätzlich ist die Branche durch eine breite, variable Werkstoffpalette und einen sehr heterogenen Anlagenpark gekennzeichnet. Den größten, mengenmäßigen Anteil der hergestellten Werkstoffe machen Gusseisen mit 3,8 Millionen Tonnen und Aluminiumlegierungen mit 1,0 Millionen Tonnen aus (Stand 2019) (Expert:inneninterview 2021i), welche im Fokus der Betrachtungen dieser Studie stehen. In der Prozesskette ist das Schmelzen der Werkstoffe der energieintensivste Prozessschritt; daneben sind die Pfannenvorwärmung und die Wärmebehandlung als weitere energieintensive Prozessschritte zu nennen.

Vor dem Hintergrund des Potenzials zur Reduzierung der CO_2-Emissionen stehen das kontinuierliche Schmelzen von Gusseisen im mit Koks befeuerten Kupolofen und das kontinuierliche Schmelzen von Aluminium-Legierungen im mit Erdgas beheizten Schachtofen im Fokus der Betrachtungen. Für diese fossil beheizten Anlagen werden insbesondere die Alternativen einer Elektrifizierung des Prozesses durch den Einsatz elektrischer Anlagen und eine Beheizung mit Wasserstoff analysiert. Darüber hinaus wurden Maßnahmen zur Effizienzsteigerung diskutiert.

Wege zur Energieeffizienzsteigerung bei der Nutzung brennstoffbeheizter Öfen, die in den letzten Jahren zunehmend Einzug bei Modernisierungen gehalten haben, sind beispielsweise der Einsatz von Hochgeschwindigkeits- und Sauerstoffbrennern sowie automatische Ofenraumdruck- und Brennerregelung. Vorteile bezüglich Energieeffizienz bringt auch die Anwendung von Sauerstoffbrennern, da der Stickstoffanteil der Luft nicht miterwärmt werden muss. Als nachteilig müssen jedoch erhöhte NO_X-Emissionen und verstärkte Oxidation der Schmelze/Abbrand der Legierungselemente genannt werden. Beschickungsstrategien wurden optimiert und durch Prozessmonitoring unterstützt.

Die meisten Kupolofen-Schmelzbetriebe haben nur noch ein geringes Potenzial zur Steigerung der Energieeffizienz, da seit ihrer Inbetriebnahme kontinuierlich an einer Verbesserung der Effizienz gearbeitet wird. Zur völligen Dekarbonisierung derart großer Ofenanlagen sind zwar mehrere Alternativen denkbar, jedoch mittelfristig nicht realistisch umsetzbar. Dies betrifft die Wasserstoff-Variante des kokslosen Kupolofens. Dennoch gibt es Möglichkeiten zur teilweisen Dekarbonisierung, die auch mittelfristig möglich sind, beispielsweise Wasserstoff-angereichertes Erdgas (Grenzgehalt noch zu bestimmen) oder biogene Brennstoffe.

Ein elektrischer Schmelzbetrieb erfordert bei der hohen Schmelzleistung von bis zu 75 t/h eine größere Anzahl von mittelgroßen Tiegelöfen oder sehr große Tiegelöfen. Die größten Anlagen dieser Art in Deutschland haben ein Fassungsvermögen von 40 t. Dennoch können nicht zwei dieser Öfen allein die Produktionsmenge des 75-t-Kupolofens übernehmen. Für eine derart hohe Schmelzleistung sind mehrere Öfen einschließlich der Infrastruktur (Bereitstellung eines leistungsfähigen Stromanschlusses einschließlich Transformatoren) notwendig. Der sehr aufwändige Umbau ist zu berücksichtigen.

Forschungsvorhaben zeigen die grundsätzliche Machbarkeit der Teilsubstitution von fossilen durch biogene Brennstoffe. Bisher können jedoch nur kleinere Mengen biogenen Kokses eingesetzt werden. Diese stehen noch nicht großtechnisch zur Verfügung, lediglich einzelne Versuchsanlagen (Karbonisierung/Pressen) im Kleinmaßstab. Zurzeit sind daher die Kosten um ein Mehrfaches höher. Die hierfür geeigneten Biomasse-Sorten müssen noch spezifiziert werden,

und die Eigenschaften des Biokokses sind noch nicht optimal. Alternativ können biogene Festbrennstoffe eingeblasen werden.

Tabelle 37: Ergebnisse der Branchenanalyse Gießerei-Industrie

	Betrachtete Anwendungen und Thermoprozessanlagen	
	Kontinuierliches Schmelzen Gusseisen ($T_{Schmelze,max.}$ ≈ 1580°C) Heißwind-, Kaltwind-Kupolofen	**Kontinuierliches Schmelzen Aluminiumlegierungen ($T_{Schmelze,max.}$ ≈ 850°C)** Schachtofen
Technisches Gesamtpotenzial[1] für die betrachteten Anwendungen im Anlagenpark in Deutschland	Stand der Technik: ca. 35 Anlagen, Durchsatz: hier ca. 10 – 80 t/h Koksbeheizung > 90 %, Rest Gas und geringer Anteil Strom Alternativtechnologien: Beheizung mit Biokoks/Biokoks-Staub, Erdgas/EE-Methan, Elektrifizierung, Wasserstoffbeheizung	Stand der Technik: ca. 35 Anlagen, Durchsatz: hier ca. 3 – 10 t/h Erdgasbeheizung 96 % Alternativtechnologien: Elektrifizierung, Wasserstoffbeheizung
F&E-Bedarf	Biokoks: TRL < 8 , Qualität des Brennstoffes sowie Verfügbarkeit entscheidend, Erprobung des Einsatzes im industriellen Maßstab notwendig Erdgas/EE-Methan (koksloser Kupolofen): TRL = < 8 (vereinzelt waren Anlagen im Einsatz. Technik hat sich nicht durchgesetzt. Gegenwärtig keine Anlage in Betrieb.) Elektrifizierung (MF-Induktionsofen): TRL = 9 (SdT.), Ökonomische und ökologische Restriktionen vorhanden EE-Wasserstoffbeheizung: TRL < 5, FuE einzelnen Komponenten findet statt aber Gesamtsystem bisher nicht erprobt	Elektrifizierung (MF-Induktionsöfen): TRL = 9 (Stand der Technik), Ökonomische und ökologische Restriktionen vorhanden EE-Wasserstoffbeheizung: TRL < 5, FuE einzelnen Komponenten findet statt aber Gesamtsystem bisher nicht erprobt
Endenergiebedarf Summe für alle Anlagen der betrachteten Anwendung (ohne Berücksichtigung des Energiebedarfs von Vorketten für die Erzeugung)	Gesamtenergiebedarf aktuell: hier ca. 1900 GWh/a (Koks) Prod.-menge ca. 4,1 Mio. t/a zukünftig (100 %): Biokoks: keine Veränderung erwartet Erdgas/EE-Methan: Verringerung um ca. 2 - 10 % Elektrisch: Verringerung um ca. 25 - 30 % H_2: Verringerung um ca. 2 - 10 % aber zusätzlicher Bedarf elektr. Energie von ca. 10 % Potenzial zur Flexibilisierung (Kupolofen): nicht gegeben, da kein Stromverbrauch	Gesamtenergiebedarf aktuell: hier ca. 520 GWh/a (Erdgas) Prod.-menge ca. 1 Mio t/a zukünftig (100 %): Elektr.: Verringerung um ca. 10 % erwartet H_2: keine Veränderung erwartet Potenzial zur Flexibilisierung: gering
Abwärmeentstehung[2] Mittelwerte für Einzelanlagen (exemplarisch)	Koksbeheizung (Abgas): 8.000 - 120.000 m^3/h (abhängig von der Anlagengröße), T_{Abgas} < 100°C nach Filter Biokoks: von Zusammensetzung und Effizienz des Brennstoffs abhängig Erdgas/EE-Methan: nicht zu bestimmen Elektrifizierung: deutliche Verringerung erwartet Wasserstoffbeheizung: leichte Reduzierung der Menge erwartet	Erdgasbeheizung: min ca. 13 m^3Abgas/m^3Erdgas, (λ = 1,2) T_{Abgas} < 300°C Elektrifizierung: deutliche Verringerung erwartet Wasserstoffbeheizung: leichte Reduzierung der Menge erwartet

Anmerkungen:

1) Technisches Gesamtpotenzial: Beim Kupolofen ist zu berücksichtigen, dass ca. 30 % des eingesetzten Kokses technisch notwendig sind (Metallurgie, Aufkohlung).

Potenzial zur Flexibilisierung: Beim Kupolofen nicht gegeben, da kein nennenswerter Stromverbrauch.

2) Abwärmeentstehung: Beim Kupolofen wird die Nutzung praktiziert (Heißwind, hohes Delta T, in allen Heißwind-Kupolöfen), auch über Thermoöl für andere Betriebsbereiche. Beim Induktionsofen ist die Nutzung außer zur Warmwasserbereitung praktisch nicht möglich (auch weil das Delta T zu gering ist). Die Abwärmeverstromung führt zu einer Pönale (Eigenerzeugung wird besteuert). Außerdem verhindert das EEG eine effektive Energieeinsparung, weil Anlagen unter die Schwelle der Teilbefreiung fallen und somit ihre Wirtschaftlichkeit komplett einbüßen.

Der Einsatz von grünem Wasserstoff als Brennstoff in der Gießerei-Industrie ist gegenwärtig nicht erprobt und neben den technischen Herausforderungen durch unsichere Rahmenbedingungen gekennzeichnet. Abgesehen von der mangelnden Verfügbarkeit von „grünem“ Wasserstoff sind Aspekte wie die Wasserstoff-Logistik, Brennertechnik, Betriebsverhalten und Sicherheitstechnik gegenwärtig nicht erprobt oder verfügbar. Eine Kombination von elektrisch und wasserstoffbeheizten Anlagen abhängig vom jeweiligen Prozessschritt erscheint daher in Zukunft realistischer als eine vollständige Umstellung auf einen der Energieträger.

Alle diese Alternativen haben den Nachteil, dass sie in Investition und Betrieb bedeutend teurer als Heißwind-Kupolöfen sind, sodass die Gusseisen-Produktion aus heutiger Sicht in Deutschland unwirtschaftlich wird. Hinzu kommen Kosten durch den Produktionsausfall bei einer kompletten Transformation des Schmelzbetriebes. Die Stillstandskosten für große Kupolöfen liegen zwischen 100.000 und 200.000 Euro pro Tag. Einige der großen Eisengießereien verfügen über zusätzliche Tiegelöfen, in denen aber nur ein kleiner Teil der Produktion (Sonderwerkstoffe) diskontinuierlich hergestellt wird, sodass diese den Stillstand nicht kompensieren können. Ein Neubau dieser Anlagen ist nicht nur sehr kostspielig, sondern erfordert eine langzeitige Planung (> 1 Jahr). Soll der gesamte Schmelzbetrieb vom Kupolofen auf mehrere Tiegelöfen umgestellt werden, liegt die Dauer je nach Aufwand zwischen ½ Jahr und einem Jahr. Die Stillstandskosten für die mittleren bis kleineren Kaltwind- und Heißwind-Kupolöfen liegen je nach Betriebsweise und eventuell Redundanz zwischen 50.000 und 200.000 Euro pro Tag. Redundante Tiegelöfen stehen in der Regel ebenfalls nicht bereit. Ein Neubau von Heißwind-Kupolofenanlagen dieser Größe liegt im Bereich von 10 bis 20 Mio. € und ist ebenso planungsintensiv.

Das verbleibende Potenzial zur Abwärmenutzung ist gering, da die Abgastemperatur insbesondere für das Schmelzen von Gusseisen nach der Abgasreinigung weniger als 100°C beträgt. Die Abwärmenutzung wird im NE-Metallguss durch ebenfalls niedrige Abgastemperaturen von ca. 250°C im gasbefeuerten Schachtofen, sowie geringere und schwankende Abgasströme begrenzt. FuE-Vorhaben werden regelmäßig beleuchtet, zuletzt beispielsweise, ob durch Leistungsmodulation die schwankenden Abgasströme eines Aluminium-Schmelzofens für eine Verstromung nutzbar gemacht werden können.

Das Flexibilitätspotenzial konnte im Rahmen dieser Studie nicht gesichert quantifiziert werden. Es wird aber wie für den Großteil der im Rahmen dieser Studie betrachteten kontinuierlich betrieben Anlagen als gering eingeschätzt. Viele Gießereien (Eisen-, Stahl-, NE-Metallguss) setzen heute schon elektrisch beheizte Schmelzöfen ein. Aus Gründen der Wirtschaftlichkeit sind aber zumindest im Bereich des Aluminium-Formgusses erdgasbefeuerte Öfen für Neuinvestitionen gegenwärtig attraktiver.

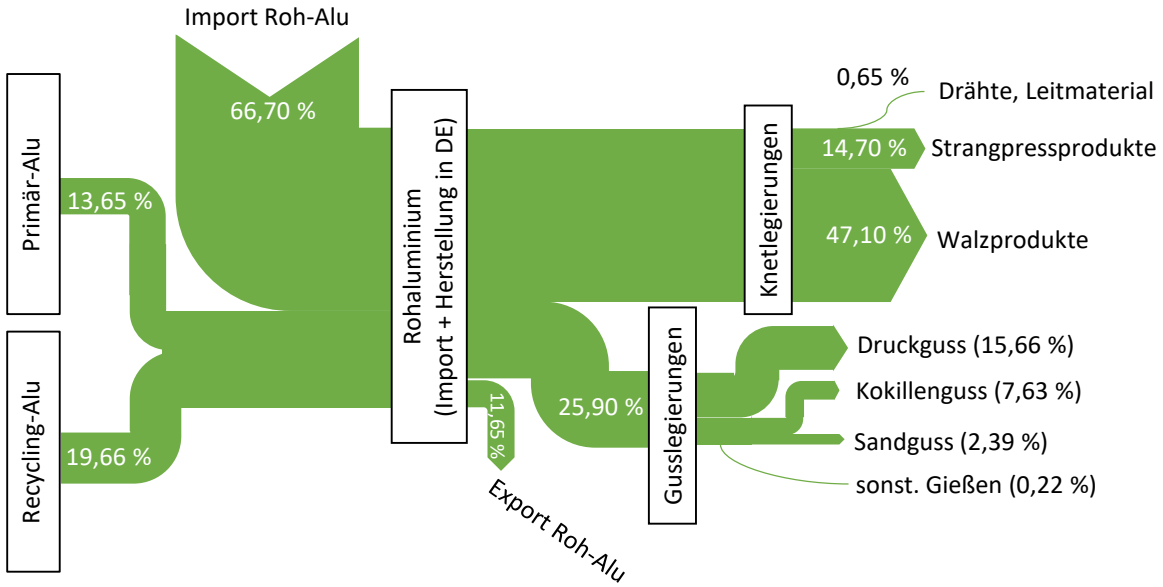
5.3 NE-Metallindustrie: Aluminium (ohne elektrolytische Verfahren)

5.3.1 Kurzbeschreibung der Branche

Aluminium wird in Deutschland in etwa 250 Betrieben erzeugt. Darin waren im Jahr 2018 etwa 66.000 Mitarbeiter:innen beschäftigt. 2018 wurden dort rund 22 Mrd. Euro umgesetzt, mehr als zwei Drittel davon durch Herstellung von Rohaluminium und Aluminiumhalbzeugen. Ebenfalls im Jahr 2018 wurden in Deutschland 528.900 t Hüttenaluminium und 761.700 t Recyclingaluminium hergestellt. Der größte Absatzmarkt war mit 48 % der Verkehrssektor, gefolgt vom Bauwesen (15 %) und der Verpackung (10 %). Die Aluminiumindustrie ist in hohem Maße von Rohstoffimporten abhängig, sodass aufgrund von Sanktionen oder Lieferschwierigkeiten schnell Produktionsengpässe möglich sind (Gesamtverband der Aluminiumindustrie (GDA) 2019c).

Aluminium kann auf verschiedenen Wegen verarbeitet werden (Abbildung 40). Grundsätzlich wird bei den Weiterverarbeitungsrouten zwischen Flach- und Langprodukten sowie Formgussteilen unterschieden. Flachprodukte – wie beispielsweise Bänder, Bleche und Folien – werden üblicherweise in Walzwerken hergestellt. Zu den Langprodukten zählen hingegen Rohre, Stangen und Profile, welche in Strangpresswerken hergestellt werden. Formgussteile – wie beispielsweise Motorgussteile oder Felgen – werden in Gießereien in den Verfahren Druck-, Kokillen- und Sandguss vergossen (Gesamtverband der Aluminiumindustrie (GDA) 2019d).

Abbildung 40: Flussdiagramm für den Einsatz von Aluminium in Deutschland



eigene Darstellung nach, Quellen: (Gesamtverband der Aluminiumindustrie (GDA) 2019b, 2019c)
Rohaluminiumerzeugung in Deutschland in 2018: 1.290.600 t
Import von Rohaluminium in 2018: 2.584.500 t

Die Produktionsanteile der Aluminiumprodukte in Deutschland, bezogen auf die Gesamtmenge an Rohaluminium, ergeben sich im Jahr 2018 wie folgt: Die Walzprodukte stellten mit rund 47 % den größten Anteil dar, gefolgt von den Formgussprodukten mit etwa 26 % und den Strangpressprodukten mit etwa 15 %. Drähte und Leitmaterial können bezüglich der produzierten Menge vernachlässigt werden. Sichtbare Schwankungen der Marktanteile waren zwischen den Jahren 2014 und 2018 nicht ersichtlich. Als bezüglich der Produktionsmengen überwiegende Formgebungsverfahren sind demnach Walzen, Strangpressen und Formguss zu nennen.

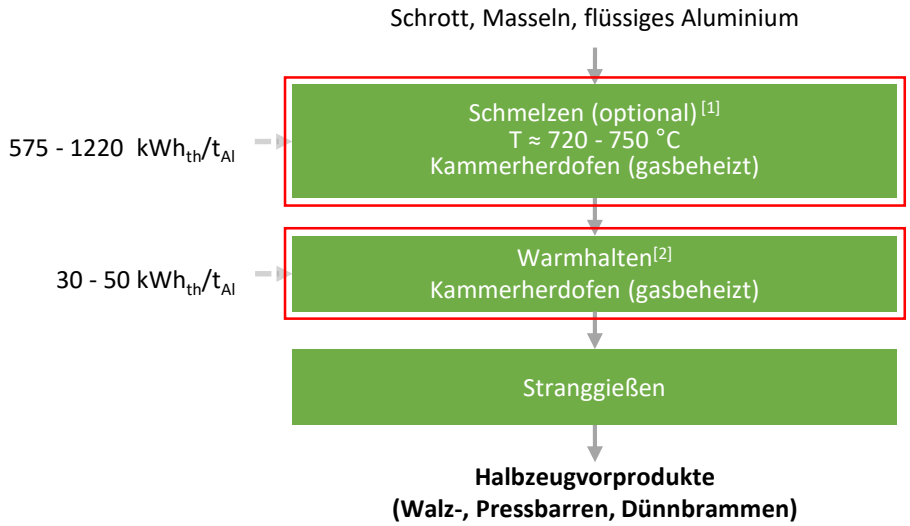
5.3.2 Branchenspezifische Prozessketten

Bei den nachfolgenden Formgebungsverfahren von Aluminium und der damit verbundenen Wärmebehandlung handelt es sich meist um kontinuierliche Prozessketten, bei denen mit einer Betriebsdauer von annähernd 24 Stunden pro Tag und 7.000 bis 8.000 Betriebsstunden pro Jahr zu rechnen ist.

5.3.2.1 Herstellung von Aluminium-Halbzeuggussprodukten

Im Rahmen der Branche Aluminium werden besonders die Knetlegierungen, also die Verarbeitung zu Walz- und Pressprodukten, betrachtet. Die Verarbeitung von Gusslegierungen wird in der Branche Gießerei-Industrie näher beschrieben. Die Walzbarren und Pressbolzen als Einsatzmaterialien der Prozessketten Walzen und Strangpressen werden im Halbzeugguss hergestellt (Pfeifer et al. 2011c; European Commission 2017b). Die hier betrachtete Prozesskette für die Herstellung von Aluminiumhalbzeugen gliedert sich hauptsächlich in die Schritte Schmelzen, Warmhalten und Stranggießen (Abbildung 41).

Abbildung 41: Prozesskette Schmelzen und Warmhalten von Aluminium Halbzeugguss



eigene Darstellung
Legende:
Rot markiert: Energieintensive Prozessschritte mit fossilen Energieträgern im Fokus der Betrachtungen innerhalb dieser Studie
Anmerkungen:
Der Hinweis „optional" beim Schmelzprozess bezieht sich darauf, dass auch die Anlieferung von Flüssigschmelze in Gießereien möglich ist. Diese Möglichkeit spielt jedoch aktuell in Deutschland eine untergeordnete Rolle.
Quellen:
[1]: Energieverbrauch: gerundeter Mittelwert aus (European Commission 2017b), verglichen mit (Valder 2011b); Temperatur entnommen aus (Valder 2011b)
[2]: Energieverbrauch: gerunderter Mittelwert aus (European Commission 2017b), verglichen mit (Valder 2011b)

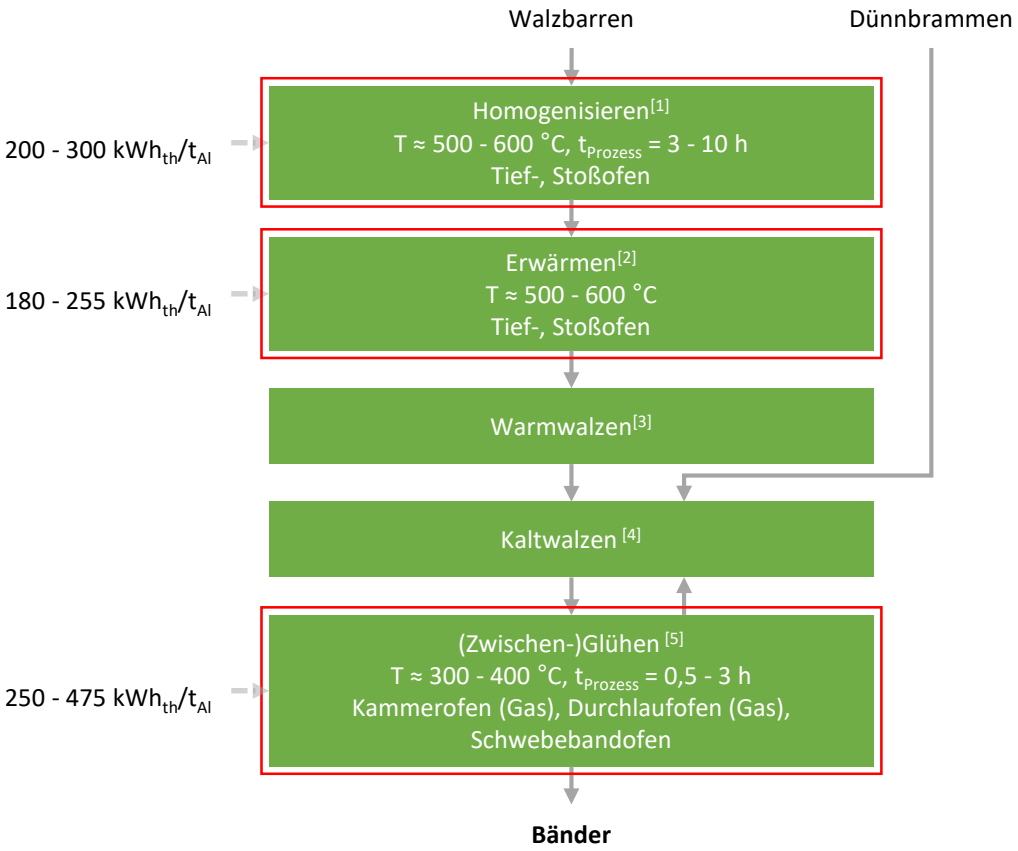
Die Chargen aus Hüttenaluminium sowie aus neuen und alten Schrotten sowie aus den erforderlichen Legierungszusätzen werden nach Art und Menge abhängig von der geforderten Legierung gattiert. Mit den so zusammengestellten Chargen werden die *Schmelzöfen*, in denen eine Erwärmung auf Temperaturen von 720°C bis 750°C erfolgt, beschickt. Als Schmelzaggregate werden vor allem regenerativ oder rekuperativ gasbeheizte *Ein- oder Zweikammerherdöfen* mit einem thermischen Energiebedarf von 575 bis 1.222 kWh$_{th}$/t$_{Al}$ verwendet. Während des Warmhaltens und Gießens durch gasbeheizte Einkammeröfen werden 32 bis 51 kWh$_{th}$/t$_{Al}$ und ca. 2 kWh$_{el}$/t$_{Al}$ benötigt. Teilweise werden induktiv beheizte Tiegel- oder Rinnenöfen zum Schmelzen von kleinstückigem Kreislaufmaterial eingesetzt. Diese Öfen weisen vor allem Vorteile hinsichtlich Badbe-

wegung und Durchmischung auf. Vereinzelt kommen, vor allem beim Schmelzen stark verunreinigter Schrotte, auch Drehtrommelöfen zum Einsatz. Diese finden jedoch größtenteils Anwendung im Bereich der Gießerei-Industrie (vgl. Abschnitt 5.2.2 und Abschnitt 5.2.3). In der weiteren Betrachtung in diesem Kapitel werden diese Anlagen nicht berücksichtigt. Die gegossenen Pressbolzen und Walzbarren können im Anschluss homogenisiert und in den nachfolgenden Prozessschritten weiterverarbeitet werden (Pfeifer et al. 2011c; European Commission 2017b).

5.3.2.2 Herstellung von Aluminium-Band

Die häufigste Verarbeitungsvariante von Aluminium ist das Walzen. Die in einer Aluminiumwalzstraße meist durchgeführten Schritte lassen sich in Homogenisieren, Erwärmen, Warmwalzen, Kaltwalzen und Zwischenglühen aufteilen (Abbildung 42).

Abbildung 42: Prozesskette Walzen von Aluminium



eigene Darstellung
Legende:
Rot markiert: Energieintensive Prozessschritte mit fossilen Energieträgern im Fokus der Betrachtungen innerhalb dieser Studie
Quellen:
[1]: Energieverbrauch: Intervall entnommen aus (Menzler 2011b). Temperatur: Intervall entnommen aus (Gesamtverband der Aluminiumindustrie (GDA) 2019a). Dauer: Intervall entnommen aus (Drossel et al. 2018)
[2]: Energieverbrauch: Berechnet aus Temperaturwerten, theoretischem Energieverbrauch und dem Wirkungsgrad. Wirkungsgrad entnommen aus (Drossel et al. 2018). Temperatur: Intervall entnommen aus (Drossel et al. 2018)
[5]: Energieverbrauch: Entnommen aus (Neumeister 2007)

Die zu walzenden rechteckigen Barren werden in externen Gießereien oder je nach Größe des Werkes auch im Walzwerk selbst gegossen. Die Abmessungen der Walzbarren variieren und können bis zu 2,25 m Breite und 9 m Länge erreichen, sodass eine Masse von bis zu 30 t möglich

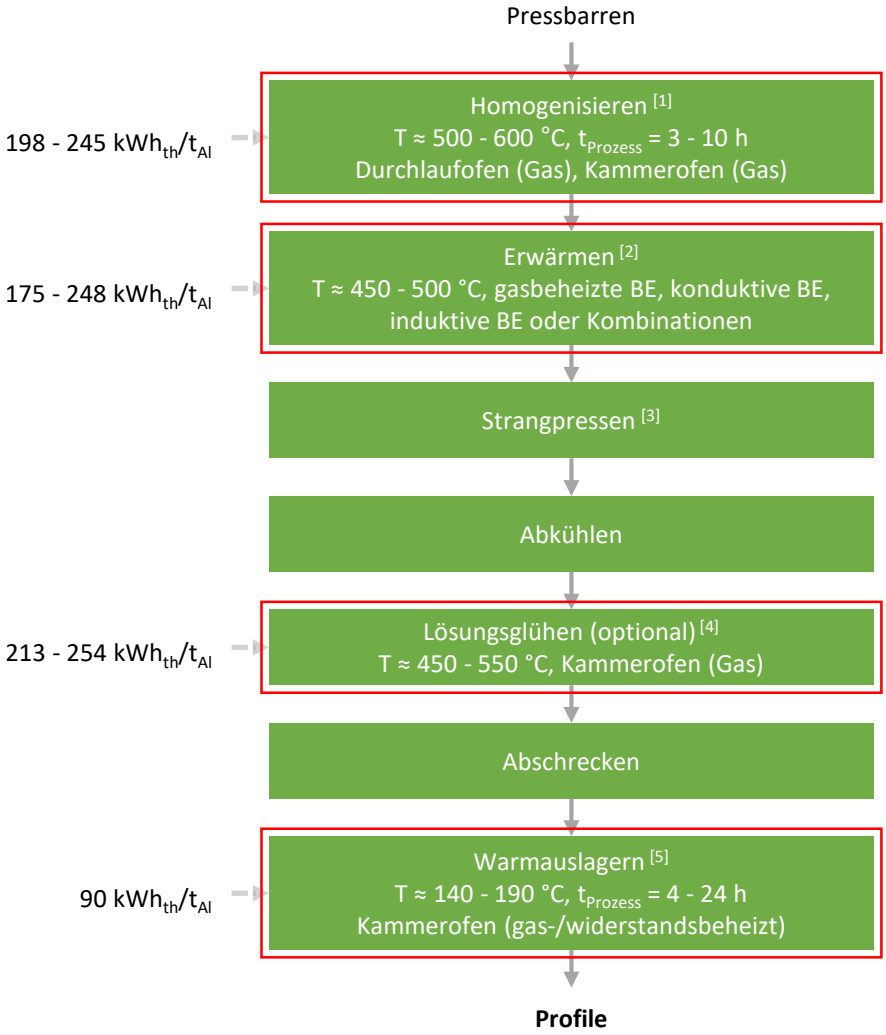
ist. Das Walzgut wird zwischen zwei oder mehr rotierenden Stahlwalzen der Länge nach zusammengedrückt, sodass die Dicke zwischen 10 % und 50 % pro Walzgang („Stich“) abnimmt. Das Konstrukt der Walzen wird Walzgerüst genannt, wobei 1 bis 3 Walzen pro Seite, aber auch mehr, typisch sind. Bei mehr als einer Walze wird die unterste von den weiteren gestützt, um eine Durchbiegung zu verhindern (Drossel et al. 2018; Gesamtverband der Aluminiumindustrie (GDA) 2019a).

Bei den herkömmlichen Walzverfahren wird zwischen Warmwalzen und Kaltwalzen unterschieden. Das Warmwalzen findet zuerst statt und walzt die Barren zu Halbzeugen wie dickeren Bändern und Blechen, welche die gewünschten Abmessungen für das anschließende Kaltwalzen haben. Zuvor wird das Walzgut oft oberhalb der Walztemperatur, homogenisiert, welche je nach Legierung zur besseren Umformbarkeit bei 500 bis 600°C liegt. Durch das Homogenisieren verteilen sich Ausscheidungen gleichmäßig (homogen) im Metall. Das *Homogenisieren/Erwärmen* findet üblicherweise in *Tief- oder Stoßöfen* statt. Der Energiebedarf zum Homogenisieren beträgt im Durchschnitt 200 bis 300 kWh/t_{Al} und zum Erwärmen 180 bis 255 kWh/t_{Al} (Menzler 2011b; Drossel et al. 2018). Im Anschluss kann auf die Walztemperatur abgekühlt werden. Das Kaltwalzen überführt die Halbzeuge aus dem Warmwalzprozess in Fertigprodukte wie Folien oder Bänder. Während des Umformens setzt eine Verfestigung (Kaltverfestigung) ein, sodass zwischen den Stichen Glühvorgänge (Zwischen- oder Weichglühen) bei 300 bis 400°C notwendig sind. Dadurch wird die Umformbarkeit wiederhergestellt, welche für weitere Stiche notwendig ist. Das *Zwischenglühen* kann kontinuierlich oder diskontinuierlich stattfinden. Hierfür werden *Kammeröfen oder Durchlauf- bzw. Schwebebandöfen* eingesetzt. Der Energiebedarf liegt im Mittel bei 250 bis 475 kWh/t_{Al} (Neumeister 2007). Sowohl die Anlagen zum Homogenisieren/Erwärmen als auch die Glühanlagen sind nach dem Stand der Technik erdgasbeheizt. Die gewalzten Folien oder Bänder werden im Anschluss an die Walzvorgänge zu Coils aufgewickelt. Im Anschluss an den Kaltwalzprozess kann in weiterführenden Verarbeitungsschritten beispielsweise eine Oberflächenbehandlung zur Erhöhung des Korrosionsschutzes angewandt werden (Drossel et al. 2018; Gesamtverband der Aluminiumindustrie (GDA) 2019a).

5.3.2.3 Herstellung von Aluminium-Profil

Das Strangpressen ist neben dem Walzen das geläufigste Umformverfahren für Aluminium. Damit können komplizierte Querschnitte und Profile gepresst werden. Für die Verarbeitung von Bolzen aus der Gießerei ist zunächst ein *Homogenisierungsglühen* notwendig, um die Ausscheidungen zu verteilen (Abbildung 43). Dieser Prozessschritt findet sowohl diskontinuierlich als kontinuierlich in *Kammer- oder Durchlauföfen* statt. Der Energiebedarf für diesen Prozessschritt liegt üblicherweise bei 198 bis 245 kWh/t_{Al}, die Erwärmung erfolgt üblicherweise über Erdgasverbrennung (Valder 2011c). Die bis zu 7 m langen Bolzen werden bei Bedarf durch eine Säge auf kürzere Längen von bis zu 1 m gekürzt (geschopft). Der Anlieferungszustand der Stränge oder Barren in die Strangpresswerke ist grundsätzlich ultraschallgeprüft, geschopft und homogenisiert. Beim Strangpressen werden die Bolzen in einen Bolzenaufnehmer (Rezipient) geschoben. Dann werden diese von einem Stempel bei einem Druck von 1.000 N/cm² und mehr durch eine Scheibe aus hochfestem Stahl (Werkzeug) gepresst. Der Rezipient fungiert dabei als Führung und der Bolzen nimmt die Form des Werkzeuges an, welches unterschiedliche Formen aufweisen kann. Vor dem Pressvorgang werden die Bolzen sowie die Rezipienten auf Temperaturen von 450 bis 550°C erwärmt, um eine Verformung des Metalls zu erleichtern. Diese Erwärmung erfolgt in speziellen *Bolzenerwärmungsanlagen*. Der Energiebedarf hierfür beträgt im Durchschnitt 175 bis 248 kWh/t_{Al}, die Beheizung erfolgt sowohl über Gas als auch elektrisch als auch hybrid (Pfeifer et al. 2011c; Ostermann 2014; Drossel et al. 2018; Valder 2011c).

Abbildung 43: Prozesskette für das Strangpressen von Aluminium



eigene Darstellung
Legende:
Rot markiert: Energieintensive Prozessschritte mit fossilen Energieträgern im Fokus der Betrachtungen innerhalb dieser Studie
Quellen:
[1]: Energieverbrauch: Intervall ermittelt aus verschiedenen Aggregaten bei (Valder 2011c). Temperatur. Intervall entnommen aus (Gesamtverband der Aluminiumindustrie (GDA) 2019a). Dauer: Intervall entnommen aus (Drossel et al. 2018)
[2]: Energieverbrauch: Intervall ermittelt aus verschiedenen Aggregaten bei (Valder 2011c). Temperatur. Intervall entnommen aus (Gesamtverband der Aluminiumindustrie (GDA) 2019a)
[4]: Energieverbrauch: Intervall ermittelt aus verschiedenen Aggregaten bei (Valder 2011c). Temperatur. Intervall entnommen aus (Gesamtverband der Aluminiumindustrie (GDA) 2019a)
[5]: Energieverbrauch: Intervall ermittelt aus verschiedenen Aggregaten bei (Valder 2011c) und (Johne 2017). Temperatur. Intervall entnommen aus (Gesamtverband der Aluminiumindustrie (GDA) 2019a)

Es wird zwischen indirektem und direktem Strangpressen unterschieden. Beim indirekten Strangpressen wird der Strang in die gleiche Richtung, aus welcher der Stempel auf den Bolzen einwirkt, aus der Presse gedrückt. Dadurch entstehen weniger Reibungsverluste und der erforderliche Pressdruck wird gesenkt. Beim direkten Strangpressen, welches sich bei Aluminium gegenüber dem indirekten durchgesetzt hat, sind das Werkzeug und der Rezipient feststehend. Aus Kostengründen und um weitere Prozessschritte zu sparen, wird die Wärmebehandlung in den Pressprozess mit eingebunden. Beim Austritt aus dem Werkzeug erfolgt ein Abschrecken mittels Luft- oder Wasserkühlung. Um Abmessungen zu korrigieren, wird ein darauffolgender

Reckschmiede- und Sägeprozess durchgeführt. Ist eine *Wärmebehandlung* während des Pressens nicht möglich, geschieht diese bei Bedarf im Anschluss an das Recken. Dieser Prozessschritt wird in diskontinuierlichen *Kammeröfen* durchgeführt, mit einem durchschnittlichen Energiebedarf von 213 bis 254 kWh/t_{Al}. Abschließend kann ein Warmauslagern im gleichen Anlagentyp erfolgen, wofür gegebenenfalls ca. 90 kWh/t_{Al} nötig sind. Die Beheizung erfolgt wiederum üblicherweise durch Erdgasverbrennung. (Pfeifer et al. 2011c; Ostermann 2014; Drossel et al. 2018; Valder 2011c).

5.3.3 Branchenspezifische Thermoprozessanlagen

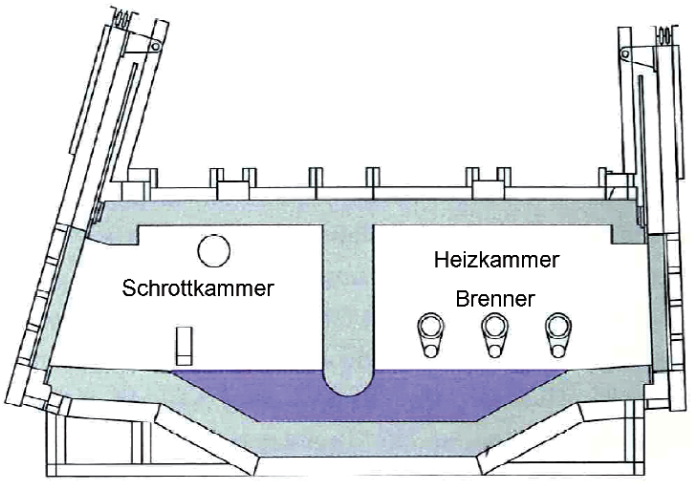
5.3.3.1 Kammerherdöfen

Zum Schmelzen von Aluminium werden größtenteils Ein- oder Zweikammerherdöfen verwendet (Abbildung 44). Das Fassungsvermögen der Schmelzöfen hängt dabei von der benötigten Flexibilität ab und kann bis zu 200 t betragen. Das Fassungsvermögen der Warmhalteöfen wird durch die Kapazität der Gießmaschine bestimmt. Der meist rechteckige Einkammerherdofen besteht aus einem Gehäuse aus Stahl und ist mit Feuerfestmaterial ausgekleidet. Die Chargierung erfolgt durch seitlich angeordnete Türen. In der oberen Hälfte der Schmelzkammer sind über dem Schmelzbad, welches nicht höher als einen Meter sein sollte, Brenner installiert, deren offene Flammen direkt das feste Material und die Feuerfestauskleidung erwärmen. Die Energie wird überwiegend durch Wärmestrahlung (> 80 %) und erzwungene Konvektion (< 20 %) an das Schmelzgut übertragen (Valder 2011b).

Der Zweikammerherdofen besteht aus einer Schrott- und einer Heizkammer, wodurch ein geringerer Abbrandverlust entsteht. Daher wird dieser bei stärker verschmutzten Schrotten oder dünnwandigem Einsatzmaterial verwendet. Aufgrund der größeren Ofenoberfläche weist der Zweikammerherdofen einen höheren Brennstoffbedarf auf (Valder 2011b).

Zum Warmhalten können ebenfalls brennstoffbeheizte Einkammerherdöfen verwendet werden. In diesen wird die Schmelze bis zum Abguss warmgehalten oder bei Bedarf noch weiter aufgeheizt. Der Energiebedarf des Warmhalteofens hängt noch stärker von den betrieblichen Abläufen ab, als dies beim Schmelzofen der Fall ist (Valder 2011b).

Abbildung 44: Querschnitt eines Zweikammerherdofens zum Schmelzen von Aluminium

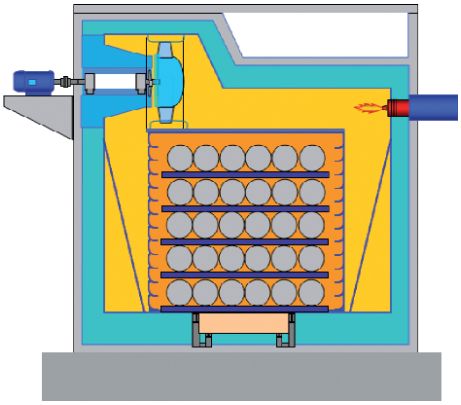


Quelle: (Valder 2011b)

5.3.3.2 Kammeröfen

Sowohl bei der Homogenisierung und dem Weichglühen als auch zum Erwärmen auf Umformtemperatur werden diskontinuierlich betriebene Kammeröfen verwendet (Abbildung 45). Dabei können Pressbolzen, Platten oder auch Coils als Einsatzgut behandelt werden. Die Kammeröfen sind in der Regel direkt-brennstoffbeheizt (Erdgas). Brenner, welche mit rekuperativ vorgewärmter Verbrennungsluft arbeiten, stellen den Stand der Technik dar. In einem isolierten gedämmten Stahlgehäuse sind Kanäle aus hitzebeständigem Stahl eingebracht, die die Aluminiumstränge oder Coils umschließen. In diese Innengehäuse werden die Heißgasventilatoren und Beheizungssysteme eingebaut. Die Wärme wird dabei größtenteils über erzwungene Konvektion und sekundär über Wärmestrahlung übertragen. Eine im Anschluss an die Wärmebehandlung mögliche Kühlung erfolgt in einer separaten Kühlkammer (Valder 2011d).

Abbildung 45: Kammerofen für die Erwärmung von Aluminium



Quelle: (Valder 2011d)

5.3.3.3 Tief- und Stoßöfen

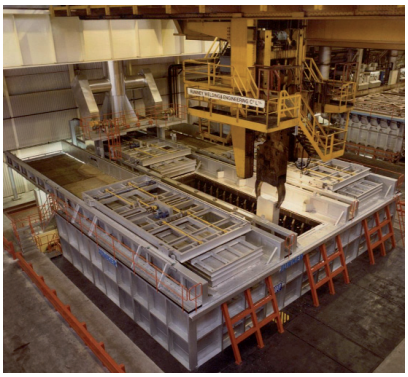
Tief- und Stoßöfen finden sich in der Prozesskette eines Aluminium-Walzwerks wieder. Dort werden sie zum Homogenisieren von stranggegossenen Walzbarren sowie zur Erwärmung auf Warmwalztemperatur eingesetzt. Typische Temperaturen zur Homogenisierung liegen bei 460 bis 600°C, typische Haltezeiten bei 6 bis 20 h. Es werden dabei Temperaturgenauigkeiten von bis zu drei Kelvin gefordert. Das Homogenisieren mit anschließendem Abkühlen auf Walztemperatur oder das Erwärmen nicht zu homogenisierender Barren auf Walztemperatur erfolgt häufig in den gleichen Anlagen. Der Energiebedarf der Anlagen liegt bei etwa 200 bis 300 kWh_{th}/t_{Al}, wobei Barrentemperatur, Haltezeit und Ofenraumausnutzung die entscheidenden Parameter sind. Aufgrund der hohen installierten Heizleistung sind die meisten Tief- und Stoßöfen mit einer offenen Gasbeheizung ausgerüstet. Beim Einsatz von Rekuperatorbrennern werden feuerungstechnische Wirkungsgrade größer 80 % erreicht. Elektrische Beheizungen bilden aufgrund der meist hohen Energiekosten die Ausnahme (Drossel et al. 2018; Menzler 2011b).

In Tieföfen werden komplette Chargen eingesetzt, wobei die Chargierung der Barren von oben mittels eines speziellen Krans erfolgt (Abbildung 46). Die Wärmeübertragung kann dabei durch Prallstrahlen, Spaltströmung sowie das Massflow-Prinzip erfolgen. Beim Massflow-Prinzip ist die Anzahl an Barrenreihen am flexibelsten, die Aufheizgeschwindigkeit allerdings am geringsten (Menzler 2011b).

Der Stoßofen (Abbildung 47) wird kontinuierlich im Walztakt beschickt und entladen. Die Barren stehen mit der Längsseite auf Gleitschuhen und diese auf Gleitschienen. Der Wärmeüber-

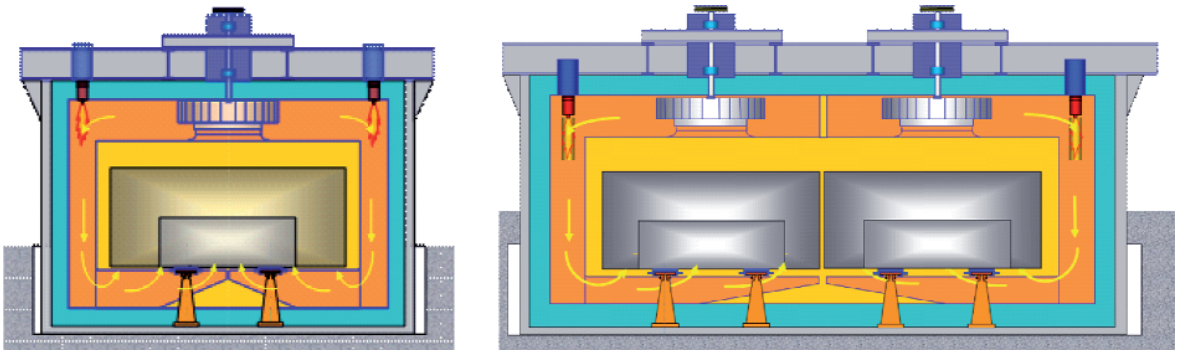
gang erfolgt über Spaltströmung mithilfe von unterhalb des Spalts zwischen den Barren angeordneten Schlitzdüsen. Im kontinuierlichen Betrieb erfahren gleiche Barren die gleiche Behandlung, die Prozesssicherheit ist sehr hoch. Sobald ein Barren die Walztemperatur erreicht hat, wird dieser über eine Ausziehvorrichtung entnommen, der nächste Barren über die Stoßvorrichtung eingestoßen und die gesamte Charge um eine Barrenposition weitergeschoben (Menzler 2011b).

Abbildung 46: Tiefofen zum Homogenisieren und Erwärmen von Aluminium-Walzbarren



Quelle: (Menzler 2011b)

Abbildung 47: Ein- und zweireihiger Stoßofen zum Homogenisieren und Erwärmen von Aluminium-Walzbarren



Quelle: (Menzler 2011b)

5.3.3.4 Durchlauföfen

Durchlauföfen, wie bspw. Rollenherdöfen, werden in der Aluminiumindustrie meist im Zusammenhang mit Vergüteprozessen (Lösungsglühen oder Warmauslagern) oder im Rahmen der Homogenisierung eingesetzt. Die Lösungsglühtemperaturen für aushärtbare Knetlegierungen liegen im Bereich von 460 bis 600°C. Der Temperaturbereich des Lösungsglühens ist eng begrenzt; es können Temperaturgenauigkeiten in der Glühcharge von ± 2 K gefordert werden. Das Überschreiten des Temperaturbereichs beim Lösungsglühen kann zu Anschmelzungen von niedrig schmelzenden intermetallischen Phasen führen. Bei einer wesentlichen Unterschreitung der Zieltemperatur werden die angestrebten Festigkeitswerte nicht erreicht. Die Haltezeit auf Lösungsglühtemperatur ist abhängig von der Legierung, dem Ausgangszustand und der Gutdicke. Diese kann wenige Minuten bis mehrere Stunden betragen (Pfeifer et al. 2011a).

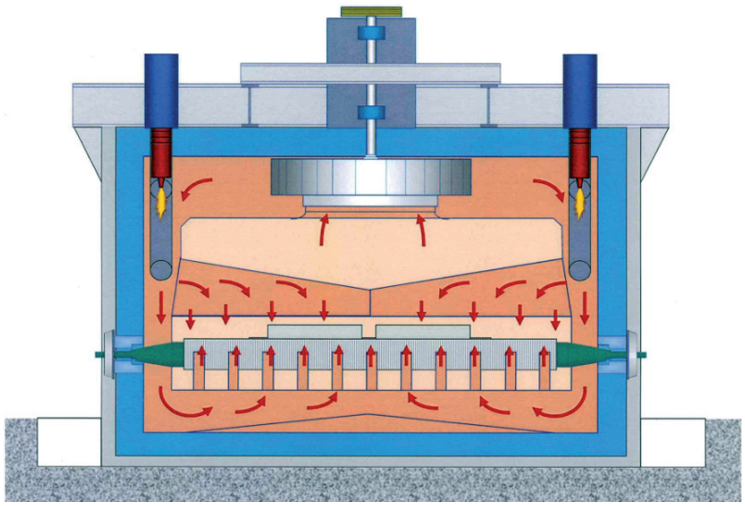
Beim Auslagern wird zwischen Kaltauslagern bei Raumtemperatur und Warmauslagern bei Temperaturen im Bereich 140 bis 190°C unterschieden (Gesamtverband der Aluminiumindustrie (GDA) 2019a). Die Auslagerungszeit bei Temperaturgenauigkeiten von ±2 K und besser kann wenige Stunden bis mehrere Tage betragen. Zur Erzielung der genormten Festigkeitswerte sind

die sich gegenseitig beeinflussenden Parameter Temperatur und Zeit auch im Hinblick auf einen möglichst wirtschaftlichen Prozess zu optimieren (Pfeifer et al. 2011c; Nielsen 1975).

Der grundsätzliche Aufbau sowie die Wärmeübertragungsmechanismen sind mit denen des Kammerofens zu vergleichen, sodass auch hier Kanäle aus hitzebeständigem Stahl eingebaut sind und die Wärme primär über erzwungene Konvektion übertragen wird. Eine Rollenherdofenanlage besteht aus Aufgaberollgang, Ofen, Übergangsrollgang, Hauptkühlzone, Nachkühlzone, Abblas-/Trockenzone und Entnahmerollgang (Abbildung 48). Man unterscheidet voll kontinuierliche Anlagen, bei welchen die Plattenchargen mit einer definierten Geschwindigkeit durch den Ofen und die Kühlzone transportiert werden und Batch-Anlagen, bei denen die Plattenchargen in den Ofen und der Nachkühlzone pendelnd, also unter Vor- und Rückwärtsbewegung, behandelt werden. Die Batch-Anlagen haben aufgrund des geringeren Platzbedarfs und der geringeren Investitionskosten eine größere Verbreitung. Zur Umwälzung der Ofenatmosphäre werden bei Rollenherdöfen Radialventilatoren eingesetzt. Die Kühlung der Aluminiumgüter kann bereits innerhalb der Durchlauföfen selbst erfolgen (Pfeifer et al. 2011a).

Aufgrund der üblicherweise geringeren Energiekosten von gasförmigen Brennstoffen im Vergleich mit elektrischer Energie sind die meisten Ofenanlagen mit Gasbrennern ausgerüstet. Rollenherdöfen werden mit indirekter Beheizung ausgestattet, um Reaktionen der Plattenoberflächen mit Verbrennungsprodukten während langer Haltezeiten zu vermeiden. Beim Einsatz von Rekuperator-Brennern werden feuerungstechnische Wirkungsgrade von etwa 75 % erreicht (Pfeifer et al. 2011a).

Abbildung 48: Indirekt gasbeheizter Rollenherdofen zum Lösungsglühen von Aluminiumplatten



Quelle: (Pfeifer et al. 2011a)

5.3.3.5 Schwebebandöfen

Bänder aus aushärtbaren Legierungen für die Luftfahrt, Automobilindustrie oder spezielle militärische Anwendungen werden nach dem Kaltwalzen vergütet. Das Lösungsglühen und Abschrecken der Bänder erfolgt im Bandschwebeofen, da für die erforderliche Gleichmäßigkeit das Vergüten der Bänder in Bundformen (Coils) nicht möglich ist. In einer Bandschwebeofenanlage wird das Band auf einem Gaspolster schwebend und damit berührungslos ohne Oberflächenbeschädigungen geführt. Das ober- und unterhalb des Bandes angeordnete Prallstrahldüsensystem zum Aufbau des Gaspolsters dient gleichzeitig dem konvektiven Wärmeübergang. Das Prinzip des Bandschwebeofens für Aluminiumlegierungen entspricht dem des sehr viel häufiger einge-

setzten Bandschwebeofens für Kupferlegierungen. Hinter dem Ofenteil zum Aufheizen und Halten ist meist eine kurze Wasserkühlzone angeordnet, gefolgt von einer kombinierten Luftkühl- und Trockenzone. Abhängig von der Banddicke und der Legierung kann das Abschrecken nur mit Luft ausreichend sein. Weitere wesentliche Bestandteile einer Bandschwebeofenanlage sind die Maschinen und Einrichtungen zum Ab- und Aufwickeln der Bänder sowie zur Bandgeschwindigkeits- und Bandzugregelung. Darüber hinaus können auch Bandreinigungs- und Bandbeschichtungssysteme integriert werden (Pfeifer et al. 2011a).

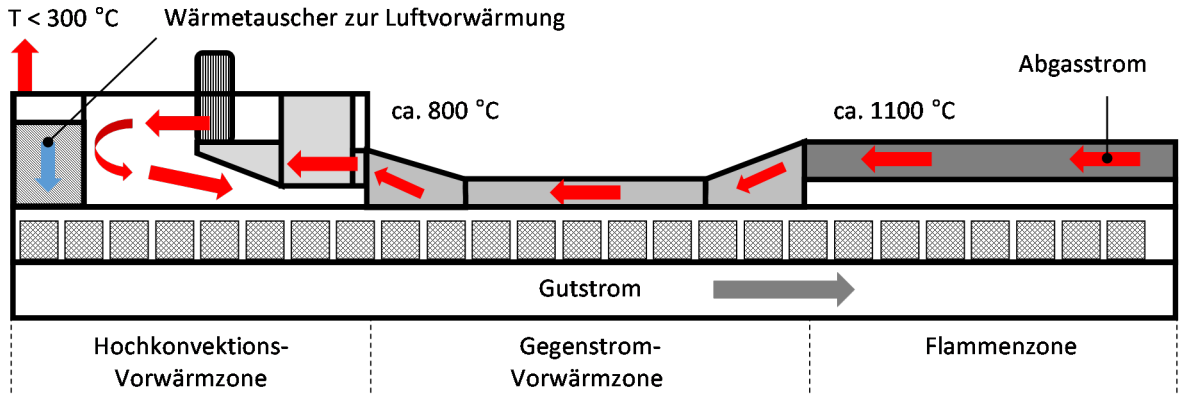
Wie die Durchlauföfen sind die Schwebebandöfen ebenfalls aufgrund der geringeren Energiekosten von gasförmigen Brennstoffen im Vergleich mit elektrischer Energie meist mit Gasbrennern ausgerüstet. Die Schwebebandöfen weisen meist wegen der deutlich kurzen Verweilzeiten der Bänder im Ofen eine kostengünstigere offene Beheizung auf. Beim Einsatz von Rekuperator-Brennern werden bei offener Beheizung feuerungstechnische Wirkungsgrade etwa 80 % erreicht (Pfeifer et al. 2011a).

5.3.3.6 Bolzenerwärmungsanlage

In Bolzenerwärmungsanlagen werden Strangpressbolzen auf die notwendige Umformtemperatur erwärmt. Auch räumlich sind die Anlagen, welche sich bei Aluminium, Kupfer und Messing nicht unterscheiden, unmittelbar vor der Strangpresse angeordnet.

Bei der gasbeheizten Bolzenerwärmung (Abbildung 49) wird nach dem Stand der Technik eine dreifache Wärmerückgewinnung mit einer konvektiven Vorwärmkammer, einer Gegenstromvorwärmkammer sowie der eigentlichen Flammenzone verwendet. In letzterer werden die Bolzen durch zahlreiche kleinere Brenner direkt mit Gasflammen beaufschlagt. Die Wärmeübertragung erfolgt etwa zu 70 % durch Wärmestrahlung und zu 30 % durch Konvektion. Vorteile dieses Anlagentyps sind ein relativ geringer Platzbedarf sowie schnelle Reaktionsmöglichkeiten auf wechselnde Zykluszeiten. Nachteilig ist, dass der hohe übertragene Energiestrom das Risiko von Anschmelzungen erhöht und dafür sorgt, dass die Anlagenwände aufwändig verstärkt werden müssen. Dadurch werden die Temperaturverluste zwar verringert, aber es sinkt auch bedingt durch die gespeicherte Energie die Flexibilität hinsichtlich der Temperatur. Durch Anwesenheit von Sauerstoff besteht bei allen bekannten Bauarten das Risiko der Zunderbildung, wodurch es zu Abplatzungen im Ofen kommt und Zundereinschlüsse im stranggepressten Halbzeug entstehen. Im Falle des beschriebenen Aufbaus mit Flammzone, Verbrennungsluftvorwärmung und Gutvorwärmung ergibt sich der Brennstoffbedarf zu 203 kWh/t Aluminium, bei einer Endtemperatur von 480°C. Der Wirkungsgrad liegt dabei bei 61,9 % (Pfeifer et al. 2011c).

Abbildung 49: Schematische Darstellung einer gasbeheizten Bolzenerwärmungsanlage

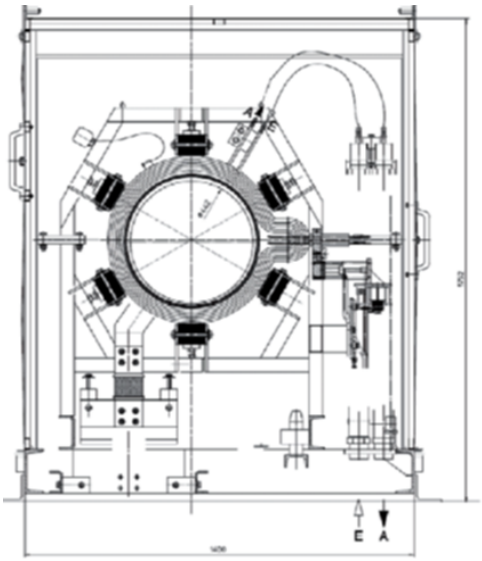


Quelle: Eigene Darstellung nach (Valder 2011a)

Auch eine konvektive Bolzenerwärmung, welche durch erzwungene Konvektion nach dem Nozzle-Flow-Konzept erfolgt und ebenfalls brennstoffbeheizt ist, ist bei Aluminiumbolzen denkbar. Der übertragene Wärmestrom ist aufgrund der fast ausschließlich konvektiven Wärmeübertragung im Vergleich zu der gasbeheizten Bolzenerwärmung geringer, sodass ein größerer Platzbedarf resultiert. Der Energiebedarf ergibt sich bei einer Endtemperatur von 480°C zu 175 kWh_{th}/t im Falle der brennstoffbeheizten Variante und zu 165 kWh_{el}/t Aluminium bei der elektrisch beheizten Ausführung (Valder 2011a).

Bei der *elektrisch beheizten*, induktiven Bolzenerwärmung erfolgt die *Erwärmung* der Pressbolzen, indem eine wassergekühlte, mehrlagig gewickelte Spule durch ein magnetisches Feld einen Strom im Bolzen induziert und diesen dadurch erwärmt (Abbildung 50). In der Regel werden diskontinuierlich betriebene Einbolzenöfen verwendet. Durch eine hohe Leistungsdichte und kurze Erwärmungszeit besitzen diese Anlagen eine hohe Flexibilität. Für Aluminium ergibt sich ein Strombedarf von 215 kWh_{el}/t bei einer Endtemperatur von 480°C sowie ein energetischer Wirkungsgrad von 60,5 % (Valder 2011a).

Abbildung 50: Darstellung des Querschnitts einer induktiven Bolzenerwärmungsanlage



Quelle: (Valder 2011a)

Ebenfalls zu erwähnen sind die hybrid beheizten Bolzenerwärmungsanlagen, bei denen gas- bzw. konvektiv beheizte und induktive Anlagentypen kombiniert werden. In der brennstoffbeheizten Anlage werden die Pressbolzen auf eine Grundtemperatur vorgewärmt und anschließend im induktiv beheizten Abschnitt auf Presstemperatur zu Ende erwärmt. Eine solche Kombination ist besonders bei hoher Flexibilität und kleinen Losgrößen sinnvoll. Bei hybriden Lösungen mit gas- und induktiv beheizten Anlagen ergibt sich ein thermischer Energiebedarf von 174 kWh_{th}/t_{Al} sowie ein elektrischer Energiebedarf von 48 kWh_{el}/t_{Al}. Bei einer Kombination mit konvektiv beheizten Anlagen ergibt sich ein thermischer Energiebedarf von 142 kWh_{th}/t_{Al} sowie ein elektrischer Energiebedarf von 59 kWh_{el}/t_{Al} (Beer und Sokoll; Valder 2011a).

5.3.4 Betrachtete Anwendungen und Referenztechniken

Für die nachfolgenden Betrachtungen werden die für die Branche charakteristische Anwendungen und Referenztechniken ausgewählt. Die Auswahl erfolgt auf Basis des Anlagenbestands im deutschen Anlagenpark. Für die Beurteilung der Relevanz im Rahmen der weiteren Betrachtun-

gen in dieser Studie werden der jährliche Energieverbrauch, die jährlichen CO_2-Emissionen sowie die technische Relevanz eines Anlagentyps für die Branche betrachtet. Unterstützt wurde die Auswahl durch Expert:inneninterviews mit Vertreter:innen der Branchen.

In Tabelle 38 sind die Ergebnisse kumuliert nach Anlagentypen zusammengefasst. Eine Detaillierte Aufstellung der Kennzahlen ist in A.3.1 dargestellt. Hierbei sind die Annahmen in Bezug auf die Anlagenverteilung und die Kenndaten zu beachten. Grundlage für die Auswahl bilden zunächst die Produktionszahlen der Aluminiumindustrie aus dem Jahr 2019 in Deutschland. Hierbei wird zwischen in Deutschland erzeugtem und importiertem Rohaluminium nicht unterschieden. Ebenfalls werden lediglich die Mengen der Strangpress- und Walzprodukte berücksichtigt. Die Gusslegierungen werden hier nicht mit betrachtet, da diese eher in der Branche der Gießerei-Industrie betrachtet werden. Somit wird als Produktionsmenge für den Halbzeugguss auch lediglich die kombinierte Menge aus Strangpress- und Walzprodukten angesetzt.

Über die anlagenspezifischen Energiebedarfe für die Erwärmungsschritte aus Abschnitt 5.3.2 und energieträgerspezifische Emissionsfaktoren werden dann die in Tabelle 38 aufgeführten Ergebnisse ermittelt. Für die Erwärmungsschritte wird dabei bezüglich der Anlagen eine Verteilung auf Basis des VET-Bericht 2019 der Deutschen Emissionshandelsstelle und von Einschätzungen von Expert:innen aus der Branche angenommen. Die Sensitivität der Annahmen auf die Ergebnisse wurde überprüft. Der Fokus bei der Auswahl der Anlagen für die betrachteten Referenztechniken liegt dabei auf den fossil beheizten Aggregaten, welche 2019 über drei Viertel des Energiebedarfs der Branche einnahmen. Bei Kammer- und Durchlauföfen wurde zusätzlich zwischen den Anlagen unterschieden, welche zum Erwärmen/Homogenisieren (EW) und zur Wärmebehandlung (WB) zum Einsatz kommen.

Für die Branche „NE-Metallindustrie Aluminium“ werden auf Grundlage dieser Erkenntnisse, der betrachteten Prozessketten und der Thermoprozessanlagen die folgenden Anwendungen identifiziert und weiter betrachtet:

- Anwendung 1: diskontinuierliches Schmelzen/Warmhalten Halbzeugguss Aluminium
- Anwendung 2: kontinuierliches Homogenisieren/Erwärmen Alu-Band/Profil
- Anwendung 3: diskontinuierliches Homogenisieren/Erwärmen Alu-Band/Profil
- Anwendung 4: kontinuierliche Wärmebehandlung Alu-Band

Nachfolgend wird für jede Anwendung eine Referenztechnik definiert, in welcher die Eigenschaften der für diese Anwendung eingesetzten Thermoprozessanlagen nach dem Stand der Technik zusammengefasst sind. Diese Referenztechnik wird durch die charakteristischen Merkmale der Anwendung (Betriebsweise, Prozessschritt, Produkt, ggf. Prozesstemperatur) sowie der Beheizungstechnologie (Energieträger, Technologie) beschrieben. Aufgrund der Vielfältigkeit der Branche wird bei der Wärmebehandlung lediglich auf die kontinuierlich laufenden Anlagen eingegangen. In Anwendung 1 wird lediglich der Schmelzvorgang als energieintensivster Prozess betrachtet. Für eine ausführlichere Betrachtung sei hier auf die Branche der Gießerei-Industrie verwiesen.

Tabelle 38: Abschätzung charakteristischer Anlagenkennzahlen zur Auswahl der betrachteten Anwendungen und Referenztechniken „NE-Metallindustrie Aluminium“ in DE

Anlagentypen	Jährlicher Anlagendurchsatz*		Jährlicher Energieverbrauch		Energiebedingte CO_2-Emissionen	
Gesamt	**9,3 Mio. t**	**Anteil**	**2.428 - 4.098 GWh**	**Anteil**	**649 - 1.095 Tsd. t**	**Anteil**
Tiefofen (fossil)	985 Tsd. t	11 %	195 - 292 GWh	7 - 8 %	39 - 59 Tsd. t	5 - 6 %
Stoßofen (fossil)	1.005 Tsd. t	11 %	199 - 297 GWh	7 - 8 %	40 - 60 Tsd. t	5 - 6 %
Kammerofen Erwärmung (fossil)	302 Tsd. t	3 %	61 - 213 GWh	3 - 5 %	35 - 51 Tsd. t	5 %
Kammerofen Wärmebehandlung (fossil)	654 Tsd. t	7 %	57 - 111 GWh	2 - 3 %	12 - 23 Tsd. t	2 %
Kammerofen Wärmebehandlung (elektrisch)	262 Tsd. t	3 %	22 - 27 GWh	< 1 %	11 - 14 Tsd. t	1 - 2 %
Durchlaufofen Erwärmung (fossil)	262 Tsd. t	3 %	52 - 62 GWh	2 %	10 - 18 Tsd. t	2 %
Durchlaufofen Wärmebehandlung (fossil)	57 Tsd. t	1 %	14 - 27 GWh	< 1 %	3 - 5 Tsd. t	< 1 %
Schwebebandofen (fossil)	114 Tsd. t	1 %	28 - 54 GWh	< 1 %	6 - 11 Tsd. t	< 1 %
Bolzenerwärmungsanlage (fossil)	235 Tsd. t	3 %	41 - 48 GWh	1 - 2 %	8 - 10 Tsd. t	< 1 %
Bolzenerwärmungsanlage (elektrisch)	235 Tsd. t	3 %	47 GWh	1 - 2 %	23 Tsd. t	2 - 4 %
Bolzenerwärmungsanlage (hybrid)	105 Tsd. t	1 %	10 - 12 GWh	< 1 %	3 - 3 Tsd. t	< 1 %
Einkammerherdofen (fossil)	2.298 Tsd. t	25 %	628 - 1.061 GWh	26 %	127 - 214 Tsd. t	20 %
Mehrkammerherdofen (fossil)	1.021 Tsd. t	11 %	689 - 1.072 GWh	26 - 28 %	139 - 217 Tsd. t	20 - 21 %
Tiegelinduktionsofen (elektrisch)	1.787 Tsd. t	19 %	384 - 774 GWh	16 - 19 %	192 - 387 Tsd. t	30 - 35 %
Verteilung						
Anteil Anlagen mit elektrischer Energie beheizt				19 - 21 %		35 - 39 %
Anteil Anlagen mit fossiler Energie beheizt				79 - 81 %		61 - 65 %
Davon im Rahmen der Studie betrachteten Anlagentypen (fett)				**97 %**		**97 %**

Legende: fettgedruckt: Anlagentypen, die im Rahmen der Studie weiter betrachtet werden
Erweiterte Darstellung und Datenbasis siehe auch Anhang A.5.1
Anmerkungen:
* Der Anlagendurchsatz entspricht der Produktionsmenge eines Anlagentyps für den jeweiligen Prozessschritt. Durchläuft ein Produkt mehrere Prozessschritte entlang der Prozesskette, kann der kumulierte Anlagendurchsatz die branchenspezifische Produktionsmenge um ein Vielfaches überschreiten. Einkammerherdöfen werden bspw. sowohl zum Einschmelzen als auch zum Warmhalten der Schmelze verwendet, daher wird die über sie geführte Tonnage doppelt gewertet (mit unterschiedlichen Energiebedarfen für Schmelzen und Warmhalten).
Quellen:
Energiebedarfe: siehe Fließbilder in Abschnitt 5.3.2; Anlagenverteilung angenommen und verglichen mit (Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt) 2020); Emissionsfaktoren nach (Umweltbundesamt (UBA) 2019)

5.3.4.1 Anwendung 1: Diskontinuierliches Schmelzen/Warmhalten Halbzeugguss Aluminium

Als erste Anwendung wird das kontinuierliche Schmelzen sowie das ggf. anschließende Warmhalten vor dem Halbzeugguss von Walz-, Pressbarren und Dünnbrammen betrachtet. Die Möglichkeit der Flüssigschmelzeanlieferung wird nicht berücksichtigt, da diese aktuell in der Branche nur eine untergeordnete Rolle einnimmt. Somit wird davon ausgegangen, dass jegliches Rohmaterial eingeschmolzen und anschließend warmgehalten werden muss. Teilweise werden dafür die gleichen Anlagen verwendet. Hierbei wird eine maximale Prozesstemperatur von ca. 750°C angesetzt. Die hauptsächlich zu diesem Zweck eingesetzten Anlagen sind Einkammer- oder Mehrkammerherdöfen, welche in der Regel über die Feuerung von Erdgasbrennern beheizt werden. Es werden auch elektrisch betriebene Induktionstiegelöfen zu diesem Zweck verwendet. Auf diese wird erst später als Alternativtechnik zu den hier aufgeführten Kammerherdöfen näher eingegangen. Die Referenztechnik ist in Tabelle 39. In Anhang A.5.2 werden ausführliche, anlagenspezifische Kriterien aufgeführt.

Tabelle 39: Referenztechnik für Anwendung 1 – NE-Metallindustrie Aluminium

Referenztechnik	
Definition	disk. Schmelz-/Warmhalteofen Halbzeugguss Aluminium mit Erdgasbeheizung
Anwendung	disk. Schmelzen/Warmhalten Halbzeugguss Aluminium ($T_{Werkstück,max}$ ≈ 750°C)
Thermoprozessanlage(n)	Kammerherdofen
Beheizungstechnologie(n)	Erdgasbeheizung

5.3.4.2 Anwendung 2: Kontinuierliches Homogenisieren/Erwärmen Alu-Band/Profil

Als zweite Anwendung wird das kontinuierliche Homogenisieren bzw. Erwärmen von Aluminiumband und -profilen bei einer Werkstücktemperatur von max. 600°C definiert. Für diese Anwendung werden Stoß- und Durchlauföfen verwendet. Die Beheizung findet nach dem Stand der Technik über Erdgasbrenner statt. Die entsprechende Referenztechnik ist in Tabelle 40 definiert. In Anhang A.5.3 werden ausführliche, anlagenspezifische Kriterien aufgeführt.

Tabelle 40: Referenztechnik für Anwendung 2 – NE-Metallindustrie Aluminium

Referenztechnik	
Definition	konti. Homogenisierungs-/Erwärmungsofen Alu-Band/Profil mit Erdgasbeh.
Anwendung	konti. Homogenisieren/Erwärmen Alu-Band/Profil ($T_{Werkstück,max}$ ≈ 600°C)
Thermoprozessanlage(n)	Stoßofen, (Rollen-)durchlaufofen
Beheizungstechnologie(n)	Erdgasbeheizung

5.3.4.3 Anwendung 3: Diskontinuierliches Homogenisieren/Erwärmen Alu-Band/Profil

Als dritte betrachtete Anwendung wird analog zu Anwendung 2 das diskontinuierliche Homogenisieren/Erwärmen von Aluminiumband und -profilen bei Werkstücktemperaturen von max. 600°C betrachtet. In dieser Anwendung werden vor allem Kammer- und Tieföfen eingesetzt, teilweise auch spezielle Bolzenerwärmungsanlagen. Der Fokus liegt bei der nachfolgenden Betrachtung allerdings auf den Kammeröfen. Auch hier wird die Wärme in den Öfen fast ausschließlich über die Verbrennung von Erdgas erzeugt. Die entsprechende Referenztechnik ist in Tabelle 41 definiert. In Anhang A.5.4 werden ausführliche, anlagenspezifische Kriterien aufgeführt.

Tabelle 41: Referenztechnik für Anwendung 3 – NE-Metallindustrie Aluminium

Referenztechnik	
Definition	diskonti. Homogenisierungs-/Erwärmungsofen Alu-Band/Profil mit Erdgasbeh.
Anwendung	diskonti. Homogenisieren/Erwärmen Alu-Band/Profil ($T_{Werkstück,max}$ ≈ 600°C)
Thermoprozessanlage(n)	Tiefofen, Kammerofen, Bolzenerwärmungsanlage
Beheizungstechnologie(n)	Erdgasbeheizung

5.3.4.4 Anwendung 4: kontinuierliche Wärmebehandlung Aluminiumband

Als letzte betrachtete Anwendung wird die kontinuierliche Wärmebehandlung von Aluminiumband ausgewählt. Die vorrangig eingesetzten Erwärmungsaggregate sind der Durchlaufofen und der Schwebebandofen. Die Wärmeerzeugung findet hier ebenfalls vorwiegend durch die Verbrennung von Erdgas statt. Die entsprechende Referenztechnik ist in Tabelle 42 definiert. In Anhang A.5.5 werden ausführliche, anlagenspezifische Kriterien aufgeführt.

Tabelle 42: Referenztechnik für Anwendung 4 – NE-Metallindustrie Aluminium

Referenztechnik	
Definition	kontinuierlicher Wärmebehandlungsofen Alu-Band mit Erdgasbeheizung
Anwendung	kontinuierliche Wärmebehandlung Alu-Band ($T_{Werkstück,max}$ ≈ 400°C)
Thermoprozessanlage(n)	Schwebebandofen, Durchlaufofen
Beheizungstechnologie(n)	Erdgasbeheizung

5.3.5 Alternativtechniken

Nachfolgend werden Alternativtechniken für die einzelnen Anwendungen vorgestellt. Die Alternativtechniken beschreiben dabei *theoretische Technikbeispiele* für den Einsatz alternativer Beheizungstechnologien, welche im weiteren Verlauf dieser Studie hinsichtlich ihres zukünftigen technischen, ökologischen und ökonomischen Potenzials für eine CO_2-neutrale Prozesswärmeerzeugung eingeordnet werden.

5.3.5.1 Anwendung 1: diskontinuierliches Schmelzen/Warmhalten Aluminium-Halbzeugguss

Der Ein- oder Mehrkammerherdofen wird zum Schmelzen von Aluminium vor dem anschließenden Halbzeuggießen üblicherweise über Erdgasbrenner beheizt. Mit dem Induktionstiegelofen aber auch dem Induktionsrinnenofen (vgl. Abschnitt 5.2.3.6 Gießerei-Industrie) existiert bereits eine vollständig elektrifizierte Anlage, welche ebenfalls zu diesem Zweck eingesetzt wird. Nachfolgend wird insbesondere der Induktionstiegelofen als elektrische Alternative zum Kammerherdofen betrachtet. Als zusätzliche Alternative wird ein Wechsel des Brennstoffs bei einem bestehenden Kammerherdofen von Erdgas zu Wasserstoff betrachtet. Da Aluminiumschmelzen anfällig für die Aufnahme von Wasserstoff ist, ist jedoch zu berücksichtigen, dass eine negative Auswirkung auf die Produktqualität durch die veränderte, wasserstoffreichere Verbrennungsatmosphäre nicht auszuschließen ist. Die Verbrennung müsste hierbei wahrscheinlich in getrennter Atmosphäre zur Schmelze stattfinden. Hierzu sind weitergehende Forschungsaktivitäten notwendig. Die betrachteten Alternativen für Anwendung 1 sind in Tabelle 43 zusammengefasst (Schiele & Schön GmbH 2022; Pfeifer et al. 2011c).

Tabelle 43: Alternativtechniken für Anwendung 1 – NE-Metallindustrie Aluminium

Technik und Technologie	
Referenztechnik	*diskontinuierlicher Schmelz-/Warmhalteofen Halbzeugguss Aluminium mit Erdgasbeheizung*
Alternative Beheizungstechnologie(n)	Elektrifizierung (Induktionstiegelofen) Wasserstoffbeheizung
Alternativtechnik(en)	diskontinuierlicher Schmelz-/Warmhalteofen Halbzeugguss Aluminium mit elektrischer Beheizung diskontinuierlicher Schmelz-/Warmhalteofen Halbzeugguss Aluminium mit Wasserstoffbeheizung

Marktübersicht

Wie bereits erwähnt gehört der Einsatz von vollständig elektrisch betriebenen Induktionstiegelöfen zum Stand der Technik in der Aluminiumindustrie. Induktionsöfen sind heute vorwiegend da im Einsatz, wo sie einen technischen Vorteil bieten. Das ist vor allem beim Aufschmelzen von kleinteiligen Schrotten zur Verringerung von Abbrand der Fall (Expert:inneninterview 2021n). Hervorzuheben sind hier auch Induktionsrinnenöfen, welche vor allem in der Kupferherstellung (vgl. Abschnitt 5.4.3.1) und auch in der Aluminiumindustrie für kontinuierliche Schmelzverfahren nutzbar sind (Expert:inneninterview 2021p) (siehe auch Abschnitt 5.2.3.6 Gießerei-Industrie). Ebenso existieren Konzepte zur effizienten Nutzung elektrischer Widerstandsheizelemente in Aluminiumschmelzöfen in Form von sogenanntem „Isothermal Melting“ (Eckert et al. 2005). Gerade in Deutschland wird jedoch soweit möglich eine gasbetriebene Beheizung aufgrund der hohen Stromkosten bevorzugt. Eine wettbewerbsfähige Elektrifizierung würde grundlegend andere Rahmenbedingungen benötigen (Schlesinger et al. 2014; Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) 2020).

Die Nutzung von Wasserstoff als Erdgasersatz bzw. die Beimischung von Wasserstoff zu Erdgas wird in vielen Branchen derzeit diskutiert. Vor dem Hintergrund der Energiewende und der nationalen Wasserstoffstrategie in Deutschland ist von einem Anstieg der Relevanz von Wasserstoff als Energieträger auszugehen. Die regionale Verfügbarkeit sowie die preisliche Entwicklung sind sehr unsicher. Diese derzeit noch sehr großen Unsicherheiten sind ein zentrales Hemmnis für eine planbare Umstellung auf wasserstoffbefeuerte Öfen (Schlesinger et al. 2014; Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) 2020).

Forschungsaktivitäten

Elektrisch beheizte Induktionstiegelöfen sind bereits seit einigen Jahren Stand der Technik. Bei diesen Anlagen ist daher kein besonderer FuE-Aufwand vor dem Einsatz zu erwarten, jedoch sind die Produktionskapazitäten geringer als bei vielen gasbeheizten Anlagen. Für die Verwendung von Wasserstoff sind zunächst die Auswirkungen auf die Produktqualität näher zu untersuchen. Die Prinzipien der Wasserstoffverbrennung sind in anderen Industrien bereits angewendet und mit moderner Brennertechnik regelbar. Bezüglich der Anwendung als Erwärmungsmethode in der Aluminiumbranche gibt es bisher jedoch keine Anwendungsbeispiele in der Industrie, weshalb hier erst zusätzliche Prozesserfahrung in dieser Anwendung gesammelt werden muss. (Otto Junker GmbH 2022; Rudnev et al. 2017; Schiele & Schön GmbH 2022; Winter und Nitsch 1989)

Restriktionen für den Einsatz

Für den elektrischen Tiegelinduktionsofen müssen in der Praxis vor allem strukturelle Gegebenheiten für den Betrieb der Anlage vorhanden sein. Da es in der Aluminiumindustrie bereits aktuell einen größeren Anteil an elektrischen Anlagen gibt, ist dieser Punkt weniger kritisch als in anderen Industrien zu sehen. Die deutlich höheren Energieträgerkosten im Vergleich zur erdgasbasierten Alternative sind jedoch ebenfalls von Relevanz.

Auch bei der Verwendung von Wasserstoff sind die Probleme der Kosten- und Infrastruktur zu berücksichtigen. Zusätzlich ist die Umsetzung einer Wasserstoffbeheizung in einem zuvor erdgasbeheizten Ofen ohne größere Umbauten aus den bisher genannten Gründen bezüglich der Produktqualität auch nicht zwangsläufig gegeben. Hier sind zunächst weitere Forschungsarbeiten notwendig.

5.3.5.2 Anwendung 2: Kontinuierliches Homogenisieren/Erwärmen Alu-Band/Profil

Während bei den Schmelzöfen in der Aluminiumindustrie bereits einige elektrifizierte Varianten existieren, werden diese bei den Wiedererwärmungs- und Wärmebehandlungsöfen nur vereinzelt eingesetzt. Beheizungssysteme mit elektrischen Widerstandsheizelementen werden bereits angeboten (Kanthal GmbH 2021a; Valder). Es existieren auch untersuchte Lösungen mit induktiven Erwärmungskonzepten, beispielsweise von der Firma Inductoheat (Rudnev et al. 2017).

Ein Austauschen des aktuell verwendeten Erdgases gegen alternative, regenerativ erzeugte Brennstoffe wie Wasserstoff ist prinzipiell denkbar; es existieren jedoch keine praktischen Untersuchungen darüber, wie sich die Verwendung von Wasserstoff als Brennstoff auf die Prozessführung und die Produktqualität auswirkt. Da Wasserstoff vor dem Hintergrund der Energiewende auf dem deutschen Energiemarkt in Zukunft höchstwahrscheinlich eine große Rolle spielen wird, wird diese Alternative dennoch berücksichtigt. Die weiter betrachteten Alternativtechniken für diese Anwendung sind in Tabelle 44 zusammengefasst (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) 2020; Schiele & Schön GmbH 2022).

Tabelle 44: Alternativtechniken für Anwendung 2 – NE-Metallindustrie Aluminium

Technik und Technologie	
Referenztechnik	*kontinuierlicher Homogenisierungs-/Erwärmungsofen Alu-Band/Profil mit Erdgasbeheizung*
Alternative Beheizungstechnologie(n)	Elektrifizierung (Widerstandsbeheizung) Wasserstoffbeheizung
Alternativtechnik(en)	kontinuierlicher Homogenisierungs-/Erwärmungsofen Alu-Band/Profil mit elektrischer Beheizung kontinuierlicher Homogenisierungs-/Erwärmungsofen Alu-Band/Profil mit Wasserstoffbeheizung

Marktübersicht

Die Ergebnisse bezüglich der Marktübersicht sind weitestgehend analog zu Anwendung 1 zu sehen. Die höheren Energieträgerkosten von elektrischem Strom gegenüber Erdgas stellen für die Elektrifizierung des Prozesses ein Hindernis dar. Bei Wasserstoff ist diese Einschätzung grundsätzlich übertragbar, allerdings vor allem auf die nächsten Jahrzehnte bezogen weniger eindeutig. Es ist jedoch davon auszugehen, dass elektrifizierte Beheizungsmethoden und Beheizungen auf Basis alternativer Brennstoffe in Zukunft in der Industrie von Relevanz sein werden.

Forschungsaktivitäten

Ähnlich wie beim Schmelzprozess gibt es bei den kontinuierlichen Homogenisierungs- und Erwärmungsöfen etablierte, vollständig elektrisch beheizte Anlagen (Valder).

Der Einsatz von Wasserstoff als Energieträger findet, ebenso wie bei den Schmelzaggregaten, im Stand der Technik aktuell nicht statt. Auch hier sind erst ausführliche Forschungsaktivitäten nötig, bevor diese Beheizungstechnologie in der Praxis umgesetzt werden kann.

Restriktionen für den Einsatz

Wie bei den Anlagen von Anwendung 1 sind auch hier bei einer wasserstoffbasierten Beheizung Auswirkungen auf die Produktqualität nicht auszuschließen. Die fehlende Erfahrung in der Prozessführung mit Wasserstoff als Energieträger bei der Aluminiumverarbeitung erschwert eine Abschätzung zusätzlich.

Bezüglich der elektrischen Beheizungstechnologien für die Anlagen dieser Anwendung sind keine konkreten Restriktionen zu nennen. Elektrische Beheizungen werden vereinzelt bereits verwendet (Valder). Ausschlaggebend sind in der Regel die Betriebskosten und in Einzelfällen produktspezifische Anforderungen.

5.3.5.3 Anwendung 3: diskontinuierliches Homogenisieren/Erwärmen Alu-Band/Profil

Als Referenztechnik für Anwendung 3 wird der erdgasbeheizte Kammerofen zum diskontinuierlichen Erwärmen/Homogenisieren von Aluminium betrachtet. Wie in den vorherigen Anwendungen sind Lösungen zur Elektrifizierung der Prozesswärmeerzeugung bereits vorhanden und werden industriell verwendet. Hierbei werden sowohl widerstandsbeheizte Konzepte als auch induktive Beheizungen eingesetzt. In der weiteren Betrachtung wird für die elektrische Variante eine Beheizung über Widerstandsheizelemente angenommen. Ein Austausch des Energieträgers gegen Wasserstoff ist wiederum grundsätzlich denkbar und wird nachfolgend ebenfalls als Alternative betrachtet. Die Alternativtechniken für Anwendung 3 sind in Tabelle 45 zusammengefasst.

Tabelle 45: Alternativtechniken für Anwendung 3 – NE-Metallindustrie Aluminium

Technik und Technologie	
Referenztechnik	*diskontinuierlicher Homogenisierungs-/Erwärmungsofen Alu-Band/Profil mit Erdgasbeheizung*
Alternative Beheizungstechnologie(n)	Elektrifizierung (Widerstandsbeheizung) Wasserstoffbeheizung
Alternativtechnik(en)	diskontinuierlicher Homogenisierungs-/Erwärmungsofen Alu-Band/Profil mit elektrischer Beheizung diskontinuierlicher Homogenisierungs-/Erwärmungsofen Alu-Band/Profil mit Wasserstoffbeheizung

Marktübersicht

Die Ergebnisse von Anwendung 1 und 2 bezüglich der Marktübersicht sind auf die diskontinuierlichen Homogenisierungs- und Erwärmungsöfen für Aluminium übertragbar.

Darüber hinaus kommen elektrische Induktionsöfen heute vorwiegend da im Einsatz, wo sie einen technischen Vorteil bieten, wie für das Bolzenerwärmen für das Strangpressen. Hier liegt der Nutzen darin, dass dem Bolzen über die Länge ein Temperaturprofil geben wird, welches sich durch Induktion besser einstellen lässt als mit einer gasbeheizten Anlage. In den meisten

Fällen wird aber zuerst gasbeheizt vorgewärmt und das Temperaturprofil (der sogenannte Taper) dann induktiv darüber gegeben. Hier wird der Effekt ausgenutzt, dass die Ankoppelung von Aluminium bei höheren Temperaturen besser wird und damit der Wirkungsgrad der Anlage steigt. Diese hybriden Erwärmungen bieten vielversprechende technische Anwendungsmöglichkeiten. Allerdings ist das Potenzial zur CO_2-Einsparung gemessen am Gesamtenergieeinsatz geringer als bei vollständig mit erneuerbaren Energien betriebenen Anlagen (Expert:inneninterview 2021n).

Forschungsaktivitäten

Wie zuvor beschrieben kommen vor allem in den diskontinuierlich betriebenen Bolzenerwärmungsanlagen des Öfteren elektrische oder hybride Beheizungsmethoden zum Einsatz und es bieten sich vielversprechende technische Vorteile. Auch bei anderen Anlagentypen in dieser Anwendung werden bereits elektrische Beheizungskonzepte angewendet. Die Regelung der Ofenatmosphäre ist hierbei noch als wichtiger Faktor zu nennen.

Die Ergebnisse bezüglich der Forschungsaktivitäten zur Umsetzung einer wasserstoffbasierten Beheizung sind von Anwendung 2 übertragbar.

Restriktionen für den Einsatz

Bezüglich der Restriktionen wird ebenfalls auf Anwendung 2 verwiesen. Zusätzlich ist hierbei noch anzumerken, dass aufgrund der diskontinuierlichen Fahrweise der Anlagen kein Zeitintervall vorgegeben ist, in welchem die Erwärmung erfolgen muss. Dies erleichtert die Umsetzung einer elektrischen Beheizung weiter.

5.3.5.4 Anwendung 4: Kontinuierliche Wärmebehandlung Alu-Band

Als Referenztechnik für die letzte Anwendung wird der kontinuierliche Durchlaufofen zur Wärmebehandlung von Aluminium betrachtet. Analog zu den vorherigen Anwendungen, insbesondere Anwendung 2, sind auch hier elektrische und wasserstoffbasierte Beheizungen denkbar und werden nachfolgend als Alternativtechniken betrachtet. Zusätzlich werden induktive Wärmebehandlungsanlagen angeboten, bspw. von der Firma BSN Thermprozesstechnik (Schütt 2009). Da sich diese Anlagen jedoch bisher auf die Anwendung von Schmiede- und Gussteilen beschränken, wird hier als elektrische Alternative die Widerstandsbeheizung betrachtet. Die Verwendung einer induktiven Beheizung für die hier betrachtete Anwendung ist aber technisch möglich. Die Alternativtechniken für Anwendung 4 sind in Tabelle 46 zusammengefasst.

Tabelle 46: Alternativtechniken für Anwendung 4 – NE-Metallindustrie Aluminium

Technik und Technologie	
Referenztechnik	*Kontinuierlicher Wärmebehandlungsofen Alu-Band mit Erdgasbeheizung*
Alternative Beheizungstechnologie(n)	Elektrifizierung (Widerstandsbeheizung) Wasserstoffbeheizung
Alternativtechnik(en)	kontinuierlicher Wärmebehandlungsofen Alu-Band mit elektrischer Beheizung kontinuierlicher Wärmebehandlungsofen Alu-Band mit Wasserstoffbeheizung

Marktübersicht

Die Ergebnisse der vorherigen Anwendungen bezüglich der Marktübersicht sind auf kontinuierlichen Wärmebehandlungsöfen für Aluminium übertragbar.

Forschungsaktivitäten

Die Ergebnisse hinsichtlich der Forschungsaktivitäten sind ebenfalls aus den vorherigen Anwendungen übertragbar.

Restriktionen für den Einsatz

Grundsätzlich gelten für betrachteten Alternativtechniken die gleichen Restriktionen wie auch bei den anderen Anwendungen. Der kontinuierliche Betrieb stellt hierbei aufgrund der geringeren Temperaturniveaus im Vergleich zu Anwendung 2 ein noch geringeres Hindernis für die elektrische Wärmeerzeugung dar.

5.3.6 Flexibilitätspotenzial

Durch die Elektrifizierung der Thermoprozessanlagen ergeben sich neue Gegebenheiten und Möglichkeiten im Zusammenhang mit der Energiewende. Die zunehmende Volatilität der Stromerzeugung durch den steigenden Anteil erneuerbarer Energien führt im Zusammenhang mit der steigenden Stromnachfrage durch eventuell elektrifizierte Anlagen dazu, dass Flexibilität zu einem wichtigen Kriterium für moderne Thermoprozessanlagen werden könnte (Schimmel 2019).

Lastverlagerungen sollten aus technischer und energetischer Sicht bei den diskontinuierlich betriebenen Anlagen mit entsprechender Vorausplanung möglich sein. Je nach Produktanforderungen sind kurzfristige Abschaltungen inmitten eines Glühzyklus nicht möglich. Bei kontinuierlich betriebenen Anlagen sind die Möglichkeiten für Lastverlagerungen/-abschaltungen aufgrund der eventuellen Anbindung an nachgeschaltete Anlagen deutlich limitierter. Insgesamt wird das Flexibilitätspotenzial eher als gering eingeschätzt.

Zusätzlich zu den technischen Gegebenheiten sind auch die wirtschaftlichen und sozialen Aspekte zu berücksichtigen. Die Flexibilisierung des Anlagenbetriebs erfordert zum einen eine ähnliche Flexibilität der Arbeitszeiten der Unternehmensmitarbeiter:innen. Zum anderen befindet sich die Branche im Konflikt zwischen den konjunkturell bedingten Schwankungen des Absatzmarktes und den Schwankungen des Strommarktes. Daher ist die Frage nach der Möglichkeit der Flexibilisierung der Anlagen in erster Linie immer eine wirtschaftliche. Da dieses Thema aktuell in der Branche nur eine sehr untergeordnete Priorität hat, ist eine Abschätzung dahingehend schwierig, das Flexibilitätspotenzial wird jedoch auch unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten als eher gering eingestuft.

5.3.7 Ökonomische Kennzahlen

In den nachfolgenden Tabellen sind für die vier definierten Anwendungen Kenndaten für die spätere ökologische Betrachtung der Referenz- und Alternativtechniken zusammengefasst. Als Betrachtungsgrundlage wird die jährliche Produktionsmenge der jeweiligen Anwendung im Referenzjahr verwendet, siehe Tabelle 47.

Tabelle 47: Abschätzung der jährlichen Gesamtkapazität im Referenzjahr – NE-Metallindustrie Aluminium

Anwendung	Gesamtkapazität	Produktionsmenge	Einheit	Jahr
1: Diskonti. Schmelzen/Warmhalten Al-Halbzeugguss	3.688*	3.319	Tsd. t/a	2019
2: Konti. Homogenisieren/Erwärmen Alu-Band/Profile	1.407*	1.266	Tsd. t/a	2019
3: Diskonti. Homogenisieren/Erwärmen Alu-Band/Profile	2.069*	1.862	Tsd. t/a	2019
4: Kontinuierliche Wärmebehandlung Alu-Band	189*	171	Tsd. t/a	2019

Anmerkungen:
Da Einkammerherdöfen sowohl zum Schmelzen als auch zum Warmhalten verwendet werden, werden in den nachfolgenden Berechnungen die auf diese zwei Arten durchgesetzten Tonnagen in Öfen dieser Art doppelt gewertet, jedoch mit entsprechend unterschiedlichen Energiebedarfen.
* Theoretische Gesamtkapazität bestimmt aus der Produktionsmenge über angenommene Auslastung von 90 %
Quelle: Angaben nach (Gesamtverband der Aluminiumindustrie (GDA) 2019b) bzw. Annahmen bezüglich der Anlagenverteilung

Tabelle 48: Kenndaten für die ökonomische Betrachtung NE-Metallindustrie Aluminium Anwendung 1: diskontinuierliches Schmelzen/Warmhalten Halbzeugguss Aluminium

Technik	Referenztechnik	Alternativtechnik 1	Alternativtechnik 2	Einheit	Quellen
Beheizungstechnologie	Erdgasbeheizung	Elektrifizierung	Wasserstoffbeheizung		
Thermoprozessanlagen	Kammerherdofen	Induktionstiegelofen	Kammerherdofen		
Produkt	Aluminiumschmelze				
Investition Neubau	49,6	43,5	20,0	EUR/$t_{Kap.}$	nach [1]
Investition Modernisierung	7,4	6,5	3,0	EUR/$t_{Kap.}$	nach [1]
Minimale Investition Neubau	49,6	43,5	20,0	EUR/$t_{Kap.}$	nach [1]
Min. Investition Modernisierung	7,4	6,5	3,0	EUR/$t_{Kap.}$	nach [1]
TRL	9	9	< 4	-	nach [2]
Energieträger 1	Erdgas	Strom	EE-Wasserstoff	-	[2]
Energieträger 2	keiner	keiner	keiner	-	
Energieträger 3	keiner	keiner	keiner	-	
Spezifischer Energiebedarf 1	0,813	0,558	0,813	MWh/$t_{Pr.}$	[2, 4]
Spezifischer Energiebedarf 2	0,000	0,000	0,000	MWh/$t_{Pr.}$	
Spezifischer Energiebedarf 3	0,000	0,000	0,000	MWh/$t_{Pr.}$	
Min. spezifischer Energiebedarf	0,550	0,558	0,813	MWh/$t_{Pr.}$	[2, 4]
Prozessbedingte Emissionen	0,000	0,000	0,000	$t_{CO2}/t_{Pr.}$	
Betriebs- und Wartungskosten	1,5	3,8	1,0	EUR/$t_{Kap.}$	nach [1]
Abschreibungszeitraum	8	8	8	a	[3]
Lebensdauer	30	30	30	a	nach [1]
Repräsentative Kapazität	50.000	30.000	40.000	$t_{Jahresleistung}$	[2, 5]
Auslastung	0,90	0,90	0,90	1,00	nach [1]
Anteil Bestand 2020	80 %	20 %	0 %	%	nach [1, 4]
Verfügbar ab	2020	2020	2030		
Verfügbar bis	2050	2050	2050		

Anmerkungen und Annahmen:
Angaben beziehen sich auf die Kapazität „$t_{Kap.}$“ oder die Produktionsmenge „$t_{Pr.}$“, Bezugsgröße Output der Anwendung
Bei den Datensätzen handelt es sich um gerundete Mittelwerte aus den unten aufgeführten Quellen.
Die Zuordnung der Energieträger basiert auf der Definition der verwendeten Rahmendaten und Modellparametern aus AP2 (Abschnitt 7.2).
Sofern keine gesicherten Werte im Rahmen der Studie erhoben werden können, werden die folgenden Annahmen getroffen:
Die Investitionskosten der Alternativtechnik entsprechen den Investitionskosten der Referenztechnik.
Die minimalen Investitionskosten einer Technik entsprechen den Investitionskosten der Technik.
Der spezifische Energiebedarf der Alternativtechnik entspricht dem (summierten) Energiebedarf der Referenztechnik.
Der minimale spezifische Energiebedarf einer Technik entspricht dem summierten Energiebedarf der Technik.
Die prozessbedingten Emissionen, Betriebs- und Wartungskosten, Abschreibungszeitraum, Modernisierungszyklus sowie die repräsentative Kapazität der Alternativtechnik entsprechen den Werten der Referenztechnik.
Für ein TRL < 3 wird eine Verfügbarkeit der Technik ab dem Jahr 2040 angenommen.
Für ein TRL < 9 und ≥ 3 wird eine Verfügbarkeit der Technik ab dem Jahr 2030 angenommen.
Quellen:
[1] Keine gesicherten Daten vorhanden. Annahme nach vergleichbaren Anlagen bei (Bundesverband der Deutschen Gießerei-Industrie e.V. (BDG) 2021)
[2] (Valder 2011b)
[3] (Bundesministerium der Finanzen (BMF) 1997)
[4] (European Commission 2017b)
[5] (Stephan et al. 2005)

Tabelle 49: Kenndaten für die ökonomische Betrachtung NE-Metallindustrie Aluminium Anwendung 2: kontinuierliches Homogenisieren/Erwärmen Alu-Band/Profile

Technik	Referenztechnik	Alternativtechnik 1	Alternativtechnik 2	Einheit	Quellen
Beheizungstechnologie	Erdgasbeheizung	Elektrifizierung (widerstandsbeheizt)	Wasserstoffbeheizung		
Thermoprozessanlagen	Stoßofen, (Rollen-) durchlaufofen	Stoßofen, (Rollen-) durchlaufofen	Stoßofen, (Rollen-) durchlaufofen		
Produkt	Aluminiumwalzbarren, -pressbolzen				
Investition Neubau	28,6	28,6	28,6	EUR/$t_{Kap.}$	nach [1, 5]
Investition Modernisierung	4,3	4,3	4,3	EUR/$t_{Kap.}$	nach [1, 5]
Minimale Investition Neubau	28,6	28,6	28,6	EUR/$t_{Kap.}$	nach [1, 5]
Min. Investition Modernisierung	4,3	4,3	4,3	EUR/$t_{Kap.}$	nach [1, 5]
TRL	9	9	< 4	-	nach [2, 8]
Energieträger 1	Erdgas	Strom	EE-Wasserstoff	-	[2, 4]
Energieträger 2	keiner	keiner	keiner	-	
Energieträger 3	keiner	keiner	keiner	-	
Spezifischer Energiebedarf 1	0,200	0,170	0,200	MWh/$t_{Pr.}$	[2, 4, 6, 8]
Spezifischer Energiebedarf 2	0,000	0,000	0,000	MWh/$t_{Pr.}$	
Spezifischer Energiebedarf 3	0,000	0,000	0,000	MWh/$t_{Pr.}$	
Min. spezifischer Energiebedarf	0,200	0,170	0,200	MWh/$t_{Pr.}$	[2, 6, 8]
Prozessbedingte Emissionen	0,000	0,000	0,000	$t_{CO2}/t_{Pr.}$	
Betriebs- und Wartungskosten	1,4	1,4	1,4	EUR/$t_{Kap.}$	nach [1, 5]
Abschreibungszeitraum	8	8	8	a	[3]
Lebensdauer	35	35	35	a	nach [1]
Repräsentative Kapazität	20.000	20.000	20.000	$t_{Jahresleistung}$	[2, 7, 8]
Auslastung	0,80	0,80	0,80	1,00	nach [1]
Anteil Bestand 2020	100 %	0 %	0 %	%	
Verfügbar ab	2020	2020	2030		
Verfügbar bis	2050	2050	2050		

Anmerkungen und Annahmen:
Angaben beziehen sich auf die Kapazität „$t_{Kap.}$“ oder die Produktionsmenge „$t_{Pr.}$“, Bezugsgröße Output der Anwendung
Bei den Datensätzen handelt es sich um gerundete Mittelwerte aus den unten aufgeführten Quellen.
Die Zuordnung der Energieträger basiert auf der Definition der verwendeten Rahmendaten und Modellparametern aus AP2 (Abschnitt 7.2).
Sofern keine gesicherten Werte im Rahmen der Studie erhoben werden können, werden die folgenden Annahmen getroffen:
Die Investitionskosten der Alternativtechnik entsprechen den Investitionskosten der Referenztechnik.
Die minimalen Investitionskosten einer Technik entsprechen den Investitionskosten der Technik.
Der spezifische Energiebedarf der Alternativtechnik entspricht dem (summierten) Energiebedarf der Referenztechnik.
Der minimale spezifische Energiebedarf einer Technik entspricht dem summierten Energiebedarf der Technik.
Die prozessbedingten Emissionen, Betriebs- und Wartungskosten, Abschreibungszeitraum, Modernisierungszyklus sowie die repräsentative Kapazität der Alternativtechnik entsprechen den Werten der Referenztechnik.
Für ein TRL < 3 wird eine Verfügbarkeit der Technik ab dem Jahr 2040 angenommen.
Für ein TRL < 9 und ≥ 3 wird eine Verfügbarkeit der Technik ab dem Jahr 2030 angenommen.
Quellen:
[1] Keine gesicherten Daten vorhanden. Annahme nach vergleichbaren Anlagen bei (Bundesverband der Deutschen Gießerei-Industrie e.V. (BDG) 2021)
[2] (Pfeifer et al. 2011a)
[3] (Bundesministerium der Finanzen (BMF) 1997)
[4] (European Commission 2017b)
[5] (Constellium 27.09.2011)
[6] (Drossel et al. 2018)
[7] (Mascher 2014)
[8] (Valder)

Tabelle 50: Kenndaten für die ökonomische Betrachtung NE-Metallindustrie Aluminium Anwendung 3: diskontinuierliches Homogenisieren/Erwärmen Alu-Band/Profile

Technik	Referenz-technik	Alternativ-technik 1	Alternativ-technik 2	Einheit	Quellen
Beheizungstechnologie	Erdgasbeheizung	Elektrifizierung (widerstandsbeheizt)	Wasserstoffbeheizung		
Thermoprozessanlagen	Tiefofen, Kammerofen, GBE*				
Produkt	Aluminiumwalzbarren, -pressbarren				
Investition Neubau	28,6	28,6	28,6	EUR/$t_{Kap.}$	nach [1]
Investition Modernisierung	4,3	4,3	4,3	EUR/$t_{Kap.}$	nach [1]
Minimale Investition Neubau	28,6	28,6	28,6	EUR/$t_{Kap.}$	nach [1]
Min. Investition Modernisierung	4,3	4,3	4,3	EUR/$t_{Kap.}$	nach [1]
TRL	9	9	< 4	-	nach [2, 7]
Energieträger 1	Erdgas	Strom	EE-Wasserstoff	-	[2, 4]
Energieträger 2	keiner	keiner	keiner	-	
Energieträger 3	keiner	keiner	keiner	-	
Spezifischer Energiebedarf 1	0,180	0,160	0,180	MWh/$t_{Pr.}$	[2, 4, 6, 7]
Spezifischer Energiebedarf 2	0,000	0,000	0,000	MWh/$t_{Pr.}$	
Spezifischer Energiebedarf 3	0,000	0,000	0,000	MWh/$t_{Pr.}$	
Min. spezifischer Energiebedarf	0,180	0,160	0,180	MWh/$t_{Pr.}$	[2, 4, 6, 7]
Prozessbedingte Emissionen	0,000	0,000	0,000	t_{CO2}/$t_{Pr.}$	
Betriebs- und Wartungskosten	1,4	1,4	1,4	EUR/$t_{Kap.}$	nach [1]
Abschreibungszeitraum	8	8	8	a	[3]
Lebensdauer	30	30	30	a	nach [1]
Repräsentative Kapazität	20.000	20.000	20.000	$t_{Jahresleistung}$	[2, 5, 7]
Auslastung	0,90	0,90	0,90	1,00	nach [1]
Anteil Bestand 2020	100 %	0 %	0 %	%	
Verfügbar ab	2020	2020	2030		
Verfügbar bis	2050	2050	2050		

Anmerkungen und Annahmen:
Angaben beziehen sich auf die Kapazität „$t_{Kap.}$“ oder die Produktionsmenge „$t_{Pr.}$“, Bezugsgröße Output der Anwendung
Bei den Datensätzen handelt es sich um gerundete Mittelwerte aus den unten aufgeführten Quellen.
Die Zuordnung der Energieträger basiert auf der Definition der verwendeten Rahmendaten und Modellparametern aus AP2 (Abschnitt 7.2).
Sofern keine gesicherten Werte im Rahmen der Studie erhoben werden können, werden die folgenden Annahmen getroffen:
Die Investitionskosten der Alternativtechnik entsprechen den Investitionskosten der Referenztechnik.
Die minimalen Investitionskosten einer Technik entsprechen den Investitionskosten der Technik.
Der spezifische Energiebedarf der Alternativtechnik entspricht dem (summierten) Energiebedarf der Referenztechnik.
Der minimale spezifische Energiebedarf einer Technik entspricht dem summierten Energiebedarf der Technik.
Die prozessbedingten Emissionen, Betriebs- und Wartungskosten, Abschreibungszeitraum, Modernisierungszyklus sowie die repräsentative Kapazität der Alternativtechnik entsprechen den Werten der Referenztechnik.
Für ein TRL < 3 wird eine Verfügbarkeit der Technik ab dem Jahr 2040 angenommen.
Für ein TRL < 9 und ≥ 3 wird eine Verfügbarkeit der Technik ab dem Jahr 2030 angenommen.
Legende:
* GBE: gasbeheizte Bolzenerwärmungsanlage
Quellen:
[1] Keine gesicherten Daten vorhanden. Annahme nach vergleichbaren Anlagen bei (Bundesverband der Deutschen Gießerei-Industrie e.V. (BDG) 2021)
[2] (Menzler 2011b; Valder 2011a; Menzler 2011a)
[3] (Bundesministerium der Finanzen (BMF) 1997)
[4] (European Commission 2017b)
[5] (tenova LOI THERMPROCESS 2021)
[6] (Drossel et al. 2018)
[7] (Valder)

Tabelle 51: Kenndaten für die ökonomische Betrachtung NE-Metallindustrie Aluminium Anwendung 4: kontinuierliche Wärmebehandlung Alu-Band

Technik	Referenz-technik	Alternativ-technik 1	Alternativ-technik 2	Einheit	Quellen
Beheizungstechnologie	Erdgasbeheizung	Elektrifizierung (widerstandsbeheizt)	Wasserstoffbeheizung		
Thermoprozessanlagen	Schwebebandofen, Durchlaufofen				
Produkt	Aluminiumband				
Investition Neubau	20,0	20,0	20,0	EUR/$t_{Kap.}$	nach [1]
Investition Modernisierung	3,0	3,0	3,0	EUR/$t_{Kap.}$	nach [1]
Minimale Investition Neubau	20,0	20,0	20,0	EUR/$t_{Kap.}$	nach [1]
Min. Investition Modernisierung	3,0	3,0	3,0	EUR/$t_{Kap.}$	nach [1]
TRL	9	9	< 4	-	nach [2, 7]
Energieträger 1	Erdgas	Strom	EE-Wasserstoff	-	[2, 4]
Energieträger 2	keiner	keiner	keiner	-	
Energieträger 3	keiner	keiner	keiner	-	
Spezifischer Energiebedarf 1	0,250	0,220	0,250	MWh/$t_{Pr.}$	[2, 4, 6]
Spezifischer Energiebedarf 2	0,000	0,000	0,000	MWh/$t_{Pr.}$	
Spezifischer Energiebedarf 3	0,000	0,000	0,000	MWh/$t_{Pr.}$	
Min. spezifischer Energiebedarf	0,250	0,220	0,250	MWh/$t_{Pr.}$	[2, 4, 6]
Prozessbedingte Emissionen	0,000	0,000	0,000	$t_{CO2}/t_{Pr.}$	
Betriebs- und Wartungskosten	1,0	1,0	1,0	EUR/$t_{Kap.}$	nach [1]
Abschreibungszeitraum	8	8	8	a	[3]
Lebensdauer	30	30	30	a	nach [1]
Repräsentative Kapazität	20.000	20.000	20.000	$t_{Jahresleistung}$	[2, 5, 7]
Auslastung	0,90	0,90	0,90	1,00	nach [1
Anteil Bestand 2020	100 %	0 %	0 %	%	
Verfügbar ab	2020	2020	2030		
Verfügbar bis	2050	2050	2050		

Anmerkungen und Annahmen:
Angaben beziehen sich auf die Kapazität „$t_{Kap.}$“ oder die Produktionsmenge „$t_{Pr.}$“, Bezugsgröße Output der Anwendung
Bei den Datensätzen handelt es sich um gerundete Mittelwerte aus den unten aufgeführten Quellen.
Die Zuordnung der Energieträger basiert auf der Definition der verwendeten Rahmendaten und Modellparametern aus AP2 (Abschnitt 7.2).
Sofern keine gesicherten Werte im Rahmen der Studie erhoben werden können, werden die folgenden Annahmen getroffen:
Die Investitionskosten der Alternativtechnik entsprechen den Investitionskosten der Referenztechnik.
Die minimalen Investitionskosten einer Technik entsprechen den Investitionskosten der Technik.
Der spezifische Energiebedarf der Alternativtechnik entspricht dem (summierten) Energiebedarf der Referenztechnik.
Der minimale spezifische Energiebedarf einer Technik entspricht dem summierten Energiebedarf der Technik.
Die prozessbedingten Emissionen, Betriebs- und Wartungskosten, Abschreibungszeitraum, Modernisierungszyklus sowie die repräsentative Kapazität der Alternativtechnik entsprechen den Werten der Referenztechnik.
Für ein TRL < 3 wird eine Verfügbarkeit der Technik ab dem Jahr 2040 angenommen.
Für ein TRL < 9 und ≥ 3 wird eine Verfügbarkeit der Technik ab dem Jahr 2030 angenommen.
Quellen:
[1] Keine gesicherten Daten vorhanden. Annahme nach vergleichbaren Anlagen für Stahlanwendungen
[2] (Pfeifer et al. 2011a)
[3] (Bundesministerium der Finanzen (BMF) 1997)
[4] (European Commission 2017b)
[5] (SMS group GmbH 2019)
[6] (Neumeister 2007)
[7] (Valder)

5.3.8 Zwischenergebnis

In diesem Abschnitt werden nun die Ergebnisse für die branchenspezifischen Anlagentypen hinsichtlich der technischen Gesamtentwicklung, des zukünftigen FuE-Bedarfs, des zukünftigen Energieverbrauchs sowie der Abwärmeentstehung dargestellt und zusammengefasst (Tabelle 52).

Tabelle 52: Ergebnisse der Branchen- und Technologieanalyse NE-Metallindustrie Aluminium

	Betrachtete Anwendungen und Thermoprozessanlagen			
	Diskontinuierliches Schmelzen/Warmhalten Halbzeugguss Aluminium ($T_{Schmelze,max}$ ≈ 750°C) Kammerherdofen	**Kontinuierliches Homogenisieren/Erwärmen Aluminium Band/Profil ($T_{Werkstück,max}$ ≈ 600°C)** Stoßofen, (Rollen-)durchlaufofen	**Diskontinuierliches Homogenisieren/ Erwärmen Aluminium Band/Profil ($T_{Werkstück,max}$ ≈ 600°C)** Kammerofen	**Kontinuierliche Wärmebehandlung Aluminium Band ($T_{Werkstück,max}$ ≈ 400°C)** Schwebebandofen, Durchlaufofen
Technisches Gesamtpotenzial **für die betrachteten Anwendungen im Anlagenpark in Deutschland**	Stand der Technik: ca. 85 Anlagen Durchsatz: 5 – 6 t/h Erdgasbeheizung 80 % Alternativtechnologien: Elektrifizierung, Wasserstoffbeheizung	Stand der Technik: ca. 70 Anlagen Durchsatz: 2 – 3 t/h Erdgasbeheizung 100 % Alternativtechnologien: Elektrifizierung, Wasserstoffbeheizung	Stand der Technik: ca. 105 Großanlagen Durchsatz: 2 – 3 t/h Erdgasbeheizung 100 % Alternativtechnologien: Elektrifizierung, Wasserstoffbeheizung	Stand der Technik: ca. 10 Großanlagen Durchsatz: 2 – 3 t/h Erdgasbeheizung 100 % Alternativtechnologien: Elektrifizierung, Wasserstoffbeheizung
F&E-Bedarf	Elektrifizierung: Induktion: TRL = 9 Wasserstoffbeheizung: TRL < 4, Labor-, Demonstrations-, und Betriebserfahrung notwendig	Elektrifizierung: Induktion: TRL = 9 Widerstandsbeheizung: TRL = 9 Wasserstoffbeheizung: TRL < 4, Labor-, Demonstrations-, und Betriebserfahrung notwendig	Elektrifizierung: Induktion: TRL = 9 Widerstandsbeheizung: TRL = 9 Wasserstoffbeheizung: TRL < 4, Labor-, Demonstrations-, und Betriebserfahrung notwendig	Elektrifizierung: Induktion: TRL = 9 Widerstandsbeheizung: TRL = 9 Wasserstoffbeheizung: TRL < 4, Labor-, Demonstrations-, und Betriebserfahrung notwendig
Endenergiebedarf **Summe für alle Anlagen der betrachteten Anwendung (ohne Berücksichtigung des Energiebedarfs von Vorketten für die Erzeugung)**	Gesamtenergiebedarf aktuell: ca. 2.160 GWh/a Erdgas Prod. ca. 3,3 Mio t/a zukünftig (100 %): H_2: unverändert Elektrisch: ca. -30 % Potenzial zur Flexibilisierung: gering*	Gesamtenergiebedarf aktuell: ca. 225 GWh/a Erdgas Prod. ca. 1,1 Mio t/a zukünftig (100 %): H_2: unverändert Elektrisch: ca. -15% Potenzial zur Flexibilisierung: gering*	Gesamtenergiebedarf aktuell: ca. 335 GWh/a Erdgas Prod. ca. 1,9 Mio t/a zukünftig (100 %): H_2: unverändert Elektrisch: ca. -10 % Potenzial zur Flexibilisierung: gering*	Gesamtenergiebedarf aktuell: ca. 43 GWh/a Erdgas Prod. ca. 0,2 Mio t/a zukünftig (100 %): H_2: unverändert Elektrisch: ca. -10 % Potenzial zur Flexibilisierung: gering*
Abwärmeentstehung **Mittelwerte für Einzelanlagen (exemplarisch)**	Erdgasbeheizung: ca. 6000-45.000 m^3/h STP, T ≈ 300°C Elektrifizierung: leichte Verringerung erwartet Wasserstoffbeheizung: keine Veränderung erwartet	Erdgasbeheizung: ca. 755 m^3/h STP, T ≈ 200°C Elektrifizierung: leichte Verringerung erwartet Wasserstoffbeheizung: keine Veränderung erwartet	Erdgasbeheizung: ca. 755 m^3/h STP, T ≈ 200°C Elektrifizierung: leichte Verringerung erwartet Wasserstoffbeheizung: keine Veränderung erwartet	Erdgasbeheizung: ca. 944 m^3/h STP, T ≈ 150°C Elektrifizierung: leichte Verringerung erwartet Wasserstoffbeheizung: keine Veränderung erwartet

Anmerkungen: * vgl. Abschnitt 4.5

Die Anlagentypen der vier hier betrachteten Anwendungen sind nach dem Stand der Technik fast vollständig fossil mit Erdgas beheizt. Die ausgewählten Alternativtechniken zur Elektrifizierung der Wärmeerzeugung in Form von Widerstandsheizelementen sind in den Anwendungen 2 bis 4 technisch durchführbar. In Anwendung 1 ist mit dem Induktionstiegelofen eine vollständig elektrifizierte Anlage bereits Stand der Technik. Maßgeblich für den flächendeckenden Einsatz sind jedoch zusätzlich der ökonomische Betrieb bzw. langfristig auch die ökologischen Auswirkungen. Bezüglich dieser beiden Kriterien sind elektrifizierte Anlagen in Deutschland aktuell nur sehr bedingt wettbewerbsfähig und werden (wie bspw. beim Induktionstiegelofen) nur eingesetzt, wenn produktspezifische Faktoren dies erfordern.

Die Verwendung von Wasserstoff als alternativer Brennstoff würde weniger Umbauten an bereits gasbeheizten Anlagen erfordern und ist grundsätzlich denkbar, befindet sich jedoch aktuell noch in der FuE-Phase. Insbesondere hinsichtlich der Prozessführung, dem Einfluss auf die Prozessatmosphäre und den Auswirkungen auf die Produkte sind erst ausführliche Versuche, besonders in einer praxisnahen Umgebung durchzuführen.

Das Flexibilitätspotenzial konnte ihm Rahmen dieser Studie nicht vollständig quantifiziert werden. Aufgrund der meist kontinuierlich betriebenen Anlagen und der direkten Einbindung in kontinuierliche Produktionslinien wird das Potenzial als eher gering eingeschätzt. Potenziale zur Lastflexibilisierung bestehen höchstens bei den diskontinuierlich betriebenen Anlagen, wobei auch hier innerhalb eines Glühzyklus Abschaltungen nicht möglich sind. Hier sind höchstens vorausgeplante Lastverschiebungen umsetzbar.

Das Potenzial zur Abwärmenutzung konnte ebenfalls im Rahmen dieser Studie nicht quantifiziert werden. Die Nutzung von Abwärme über Rekuperator- oder Regeneratorsysteme ist grundsätzlich Stand der Technik und wird je nach Anlage verschieden umgesetzt, um hohe Anlagenwirkungsgrade zu erreichen.

Abschließend lässt sich festhalten, dass für den erfolgreichen industriellen Einsatz der alternativen Beheizungstechnologien vor allem zunächst wettbewerbsfähige Rahmenbedingungen bezüglich ökonomischer, infrastruktureller, aber auch ökologischer Kriterien bestehen müssen.

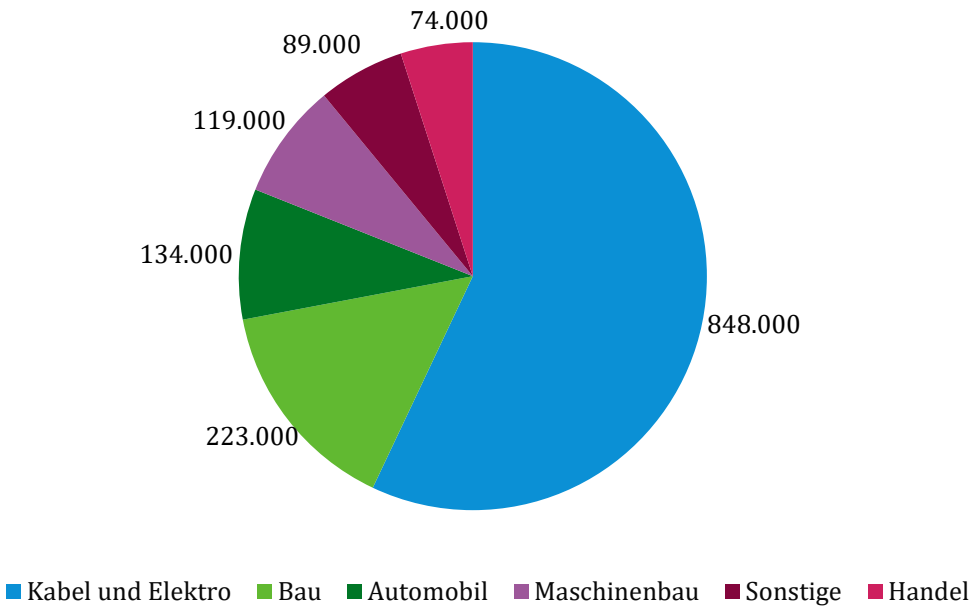
5.4 NE-Metallindustrie: Kupfer und Kupfer-Legierungen

Die Herstellung und Verarbeitung von Kupfer ist durch eine hohe Vielfalt an unterschiedlichen Legierungen geprägt. Zu den bekanntesten Kupfer-Legierungen zählen die vielen Messingsorten, die allesamt Zink in unterschiedlichen Anteilen aufweisen sowie Bronze, eine Legierung aus Kupfer und Zinn und Neusilber, bestehend aus Kupfer, Nickel und Zink (Deutsches Kupferinstitut Berufsverband e.V. (DKI) 2019b). Aufgrund der Legierungsvielfalt ist das Spektrum der Thermoprozessanlagen und deren Prozessparameter besonders groß. Die nachfolgenden Betrachtungen umfassen sowohl die Herstellung von Kupfer, als auch seinen Legierungen.

5.4.1 Kurzbeschreibung der Branche

Kupfer wird in Deutschland in etwa 70 Unternehmen, in welchen im Jahr 2019 16.649 Mitarbeiter:innen beschäftigt waren, erzeugt und/oder verarbeitet. Dabei wurden im Jahr 2019, bezogen auf die Erzeugung und erste Bearbeitung, etwa 13 Mrd. Euro umgesetzt. Während im Jahr 2019 die Produktion von raffiniertem Kupfer sowie von Kupfergusslegierungen in Deutschland 628.000 Tonnen betrug, wurden rund 1,4 Mio. Tonnen Halbzeug und Metallguss erzeugt – davon 599.000 Tonnen Leitmaterial. Der größte Absatzmarkt im Jahr 2018 war mit etwa 57 % die Kabel- und Elektroindustrie, gefolgt von der Bauindustrie mit etwa 15 % sowie der Automobilindustrie mit etwa 9 % und dem Maschinenbau mit 8 % (Abbildung 51). Durch die in Deutschland im Vergleich zur Raffinerieproduktion deutlich höhere Halbzeugproduktion sind die Hersteller auf den Import von Kupferkathoden oder die Aufbereitung von recycelbarem Schrott angewiesen (WirtschaftsVereinigung Metalle e.V. 2019; Expert:inneninterview 2021j). Insgesamt spielt das Recycling in der Kupferindustrie eine bedeutende Rolle. Der Recyclinganteil beträgt ca. 50 %, sodass zu ca. 50 % primäre Rohstoffe (aus Bergbau) und zu 50 % sekundäre Rohstoffe (aus Recycling) eingesetzt werden (Deutsches Kupferinstitut Berufsverband e.V. (DKI) 2021b, 2021a).

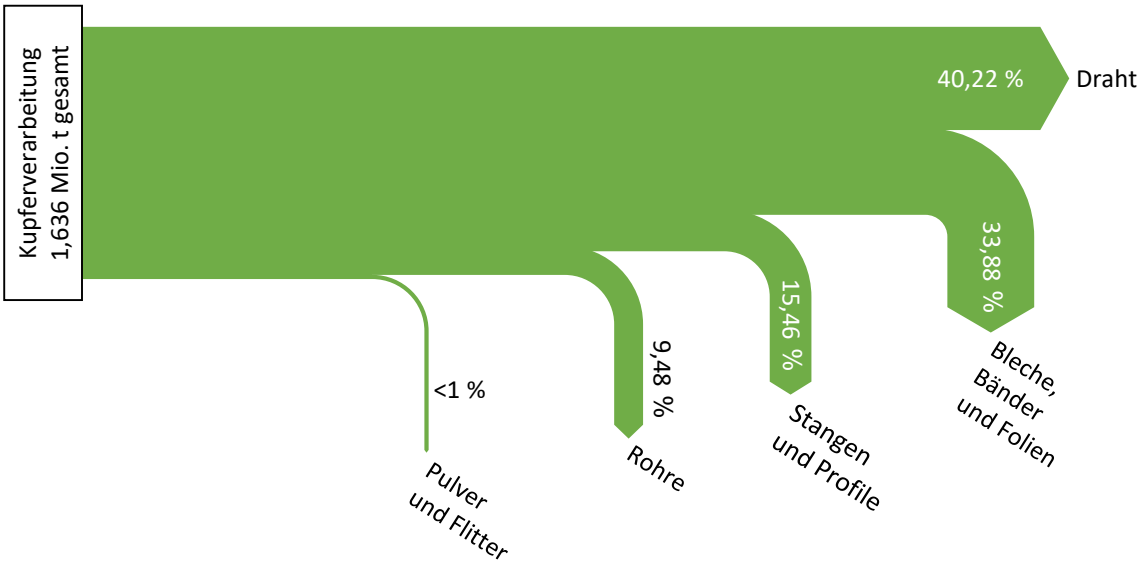
Abbildung 51: Anwendungsgebiete von Kupfer in Tonnen (Stand 2018)



eigene Darstellung nach, Quelle: (WirtschaftsVereinigung Metalle e.V. 2019)

Kupfer kann auf unterschiedlichen Produktionswegen verarbeitet werden. Zunächst werden die Kupferkathoden eingeschmolzen und dann in weiterführenden Prozessen zu Draht, Bändern und Blechen, Profilen, Rohren oder Gussprodukten geformt. Bänder und Bleche werden dabei durch Walzen, Profile, Rohre und Drähte mit Strangpress- und Ziehverfahren und Vordrähte mittels des speziellen Verfahrens des Gießwalzens gefertigt. In Deutschland betrug die Drahtproduktion im Jahr 2019 etwa 40 % der Halbzeugproduktion, gefolgt von Blechen, Bändern und Folien mit rund 34 % und Stangen und Profilen mit rund 15 %. Die Rohrproduktion betrug etwa 9 %, während die Produktion von Pulver mit unter 1 % vernachlässigt werden kann (Abbildung 52). Branchenspezifische Kenndaten der Kupferindustrie in Deutschland sind in Tabelle 53 zusammengefasst (Statistisches Bundesamt (Destatis) 2020a; Expert:inneninterview 2021j).

Abbildung 52: Flussdiagramm für die Kupferverarbeitung in Deutschland (Stand 2019)



eigene Darstellung nach, Quelle: (Statistisches Bundesamt (Destatis) 2020a)

Tabelle 53: Branchenspezifische Kenndaten der Kupferindustrie

Branche	Kupferindustrie
Umsatz	13,3 Mrd. Euro in 2019
Beschäftigte	16.649 in 2019
Produktionsmengen (Output nach produktspezifischen Prozessketten)	
Draht	657.924 t in 2019
Bleche, Bänder und Folien	554.188 t in 2019
Stangen und Profile	252.884 t in 2019
Rohre	155.075 t in 2019

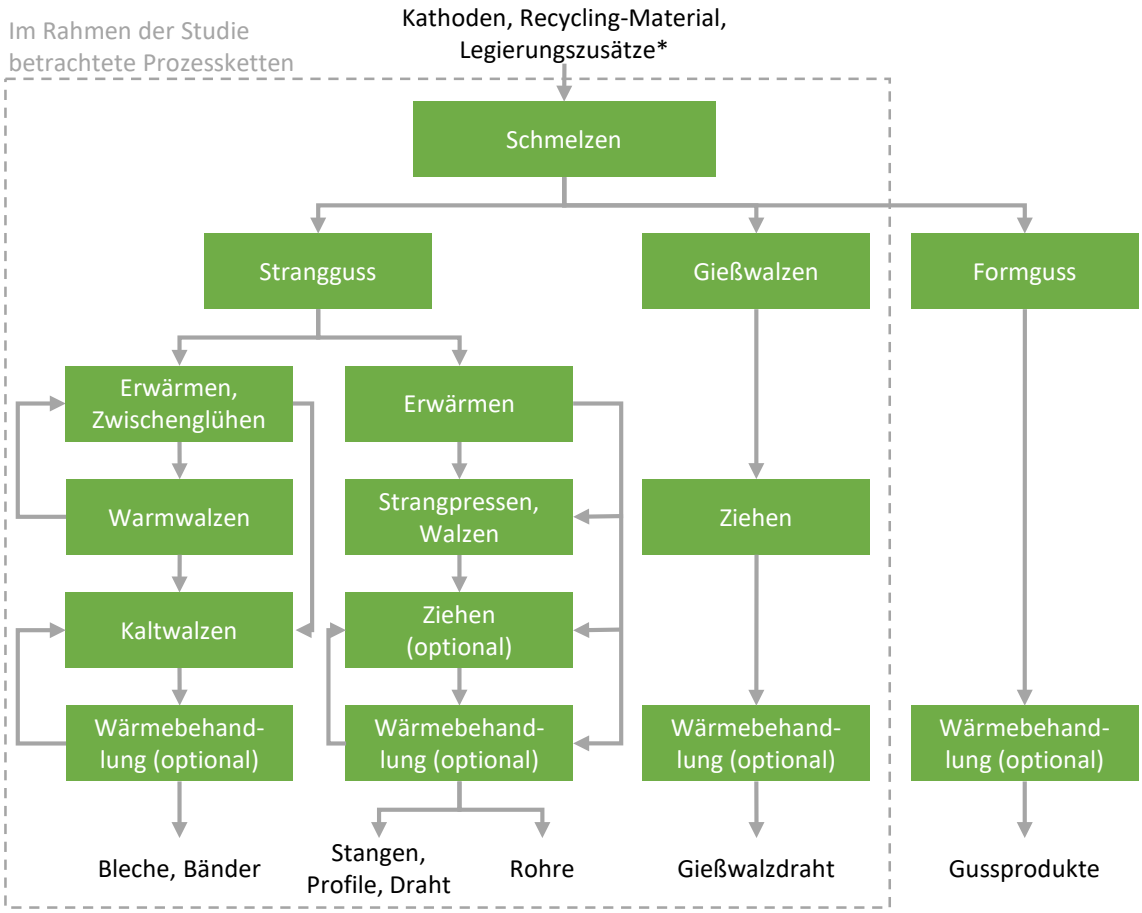
Quellen: (Statistisches Bundesamt (Destatis) 2020a; WirtschaftsVereinigung Metalle e.V. 2019)

5.4.2 Branchenspezifische Prozessketten

Nachfolgend wird eine Übersicht der Prozesskette der Kupferverarbeitung dargestellt und erläutert (Abbildung 53). Die vorgelagerten Prozessschritte zur Erzeugung von Kupferkathoden werden in dieser Studie nicht betrachtet.

Die Kathoden werden vor der Weiterverarbeitung bevorzugt in elektrischen Induktionsöfen, aber auch in gasbeheizten Schachtöfen eingeschmolzen. Aus diesen werden die Produkte Bänder, Bleche, Profile, Stangen, Rohre, Draht und Gussprodukte hergestellt. Dabei lassen sich mit dem Walzen, dem Strangpressen und Ziehen, dem Gießwalzen und Formguss fünf produktspezifische Prozessketten identifizieren, wobei im Folgenden die Prozessketten für die *Herstellung von Blechen und Bändern*, die *Herstellung von Stangen bzw. Profilen*, die *Herstellung von Rohren* sowie die *Herstellung von Draht* im Detail betrachtet werden. Die Herstellung von Gussprodukten aus Kupfer wird im Rahmen formal der Gießerei-Industrie zugerechnet (vgl. Abschnitt 5.2.1.2). Aufgrund der vergleichsweise geringen Produktionsmengen und der vergleichbaren Anlagentypen in den Prozessketten der Kupferindustrie, insbesondere dem energieintensiven Prozess des Schmelzens wird diese Prozesskette nicht weiter betrachtet.

Abbildung 53: Allgemeine Übersicht der Prozessketten der Kupfer-Halbzeugproduktion



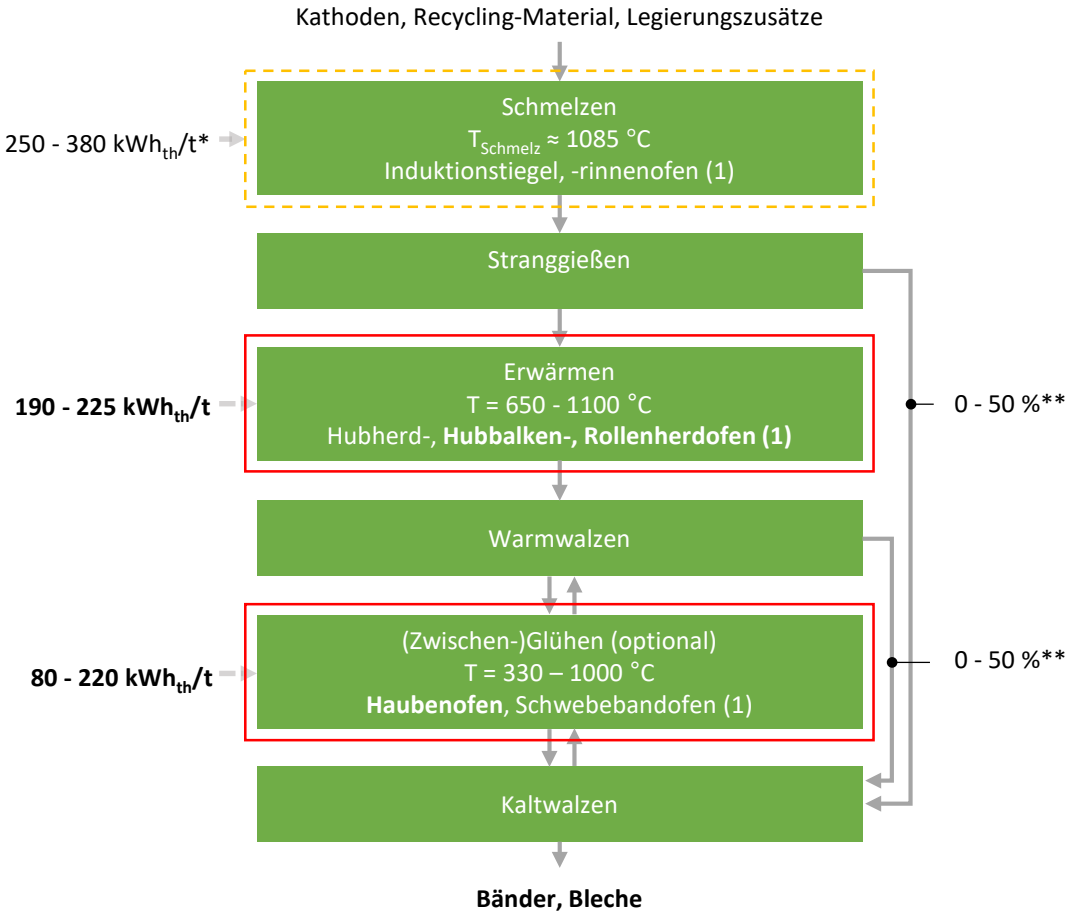
eigene Darstellung
Anmerkungen:
Die Prozessketten für die Herstellung von Stangen und Profilen sowie Rohren sind in dieser Darstellung vereinfacht zusammengefasst.
* Neben Kathoden werden ggfs. Legierungszusätze, Schrotte bzw. Recycling-Material eingesetzt (Recyclingquote von bis zu 50 %).
Quellen:
(Deutsches Kupferinstitut Berufsverband e.V. (DKI) 2019a), (Köhlhofer und Leutloff 2011; Sprung 2011; Trauzeddel und Schmitz 2011)

5.4.2.1 Herstellung von Bändern und Blechen

Die Prozesskette für die Herstellung von Bändern und Blechen ist durch verschiedene Prozessschritte charakterisiert (Abbildung 54). Dabei erfolgt das *Einschmelzen* der Kathoden zunächst in den *elektrisch betriebenen Induktionsöfen*. Anschließend werden sie auf halbkontinuierlichen Stranggussanlagen zu Gussplatten von ca. 5 m Länge gegossen. Die *Erwärmung* der Gussplatten

erfolgt meist in *gasbetriebenen Hubherd-, Hubbalken-* oder *Rollenherdöfen* auf eine Umformtemperatur von etwa 750 bis 950°C, worauf diese anschließend warmgewalzt werden. Im Anschluss daran erfolgt in mehreren Walzvorgängen, welche auch als Stiche bezeichnet werden, das Kaltwalzen. Dabei wird eine Dicke von 2 bis 3 mm erreicht. Bedingt durch dickere Abmessungen und Umformbarkeit des Werkstoffes kann ein Zwischenglühen zwischen den Stichen des Kaltwalzens notwendig sein. Dies stellt das Umformvermögen wieder her und wirkt der Kaltverfestigung entgegen, sodass ein weiteres Kaltwalzen ermöglicht wird. Abhängig von dem Umformungsvermögen kann ein einziges *Zwischenglühen* (Wärmebehandlung) ausreichen oder eine mehrmalige Wiederholung erforderlich sein. Verwendete Aggregate zum Zwischenglühen sind unter anderem *gasbetriebene Haubenöfen* und *Schwebebandöfen* (auch Bandschwebeöfen genannt) (Deutsches Kupferinstitut Berufsverband e.V. (DKI) 2019a; Pfeifer et al. 2011c).

Abbildung 54: Prozessketten für die Herstellung von Kupfer Bändern und Blechen



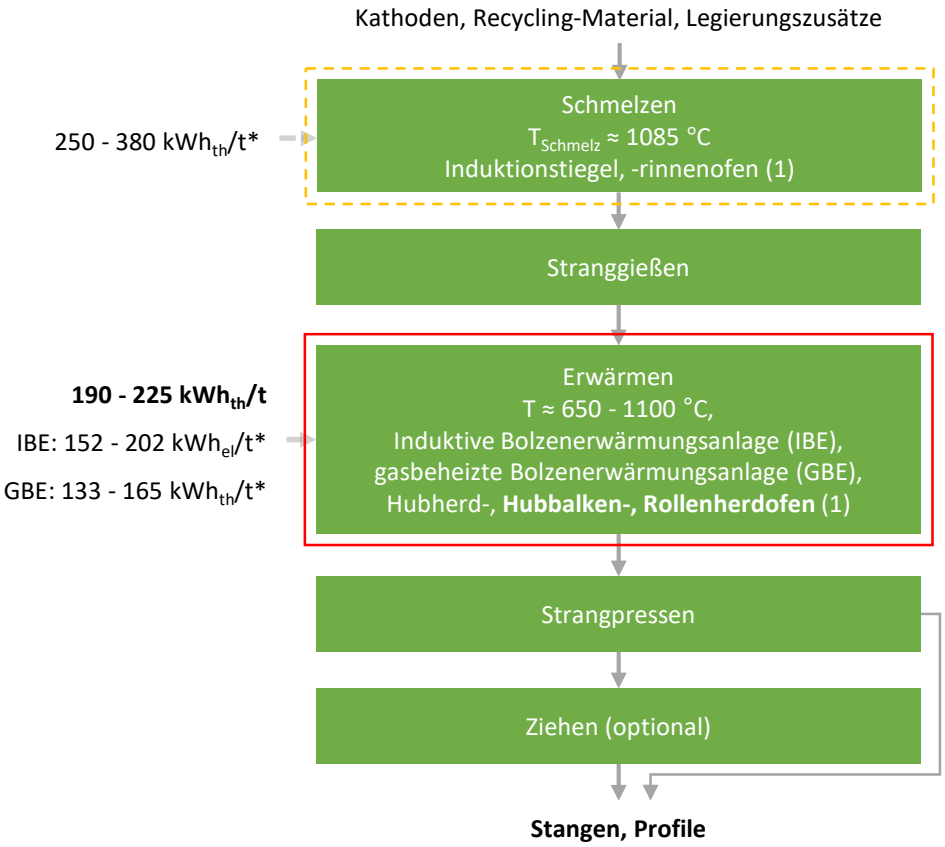
eigene Darstellung
Anmerkungen:
Die beschriebene Prozesskette stellt den Standard dar. Darüber hinaus existiert das seltener betriebene kontinuierliche Gießbandwalzen, das nicht im Fokus der Betrachtungen innerhalb dieser Studie steht.
Die Darstellung zeigt den Wertebereich der Kennzahlen der unterschiedlichen Anlagentypen für die Herstellung von Kupfer und Kupfer-Legierungen. Die Kennzahlen variieren anlagen- und werkstoffspezifisch.
Quellen: *Schmelzprozess: (Köhlhofer und Leutloff 2011); Wertermittlung des Energieverbrauchs: Spannbreiten angegebener Energieverbräuche von Rinnen- und Tiegelöfen zusammengefügt
Annahmen:
**Annahme der Verteilung
(1) Gleichverteilung der Anlagen angenommen
fett gedruckt:
Daten für „Vor Warmumformung z. B. Rollenherdofen, Hubbalkenofen“ vom DKI verwendet,
$T_{Prozess}$ = 650 – 1100°C, mittlerer Energieeinsatz = 190 – 225 kWh$_{th}$/t
Daten für „Konditionierung Coils und Wicklungen z. B. Haubenofen“ vom DKI verwendet,
$T_{Prozess}$ = 330 – 1000°C, mittlerer Energieeinsatz = 80 – 220 kWh$_{th}$/t

Eine Alternative für die Bandherstellung ist Gießbandwalzen (Conti-M). Hierbei erfolgt das Einschmelzen der Kathoden im gasbefeuerten Schachtschmelzofen. Das über den Bandguss hergestellte Band ist deutlich dünner als die Gussplatte. Die Gießbanddicke beträgt 45 mm im Vergleich zu 120 mm bei Gussplatten und das Walzen erfolgt direkt aus der Gießhitze. Dadurch kann auf das Erwärmen und Warmwalzen verzichtet werden, wobei dies bei schwer warmumformbaren Werkstoffen aus technischen Gründen sinnvoll sein kann. Auch vor dem wirtschaftlichen Hintergrund ist ein Entfallen von zusätzlichen Erwärmungs- und Walzvorgängen zweckmäßig, da Energiekosten eingespart werden können. Reines Kupfer wird, bedingt durch die gute Kaltumformbarkeit, häufig ohne den Warmwalzprozess kaltgewalzt, für Kupferlegierungen, wie beispielsweise Messing ist dies dagegen notwendig. Ausscheidungsgehärtete Werkstoffe kommen ebenfalls nicht ohne eine Wärmebehandlung aus. Ihr Festigkeitszustand wird mit einer mehrstufigen Glühbehandlung eingestellt. (Deutsches Kupferinstitut Berufsverband e.V. (DKI) 2019a; Pfeifer et al. 2011c; Expert:inneninterview 2021j).

5.4.2.2 Herstellung von Stangen und Profilen

Auch bei der Herstellung von Stangen und Profilen erfolgt zunächst das *Einschmelzen* von Kupferkathoden und ein anschließendes Stranggießen von Pressbolzen (Abbildung 55).

Abbildung 55: Prozesskette für die Herstellung von Kupfer Stangen und Profilen



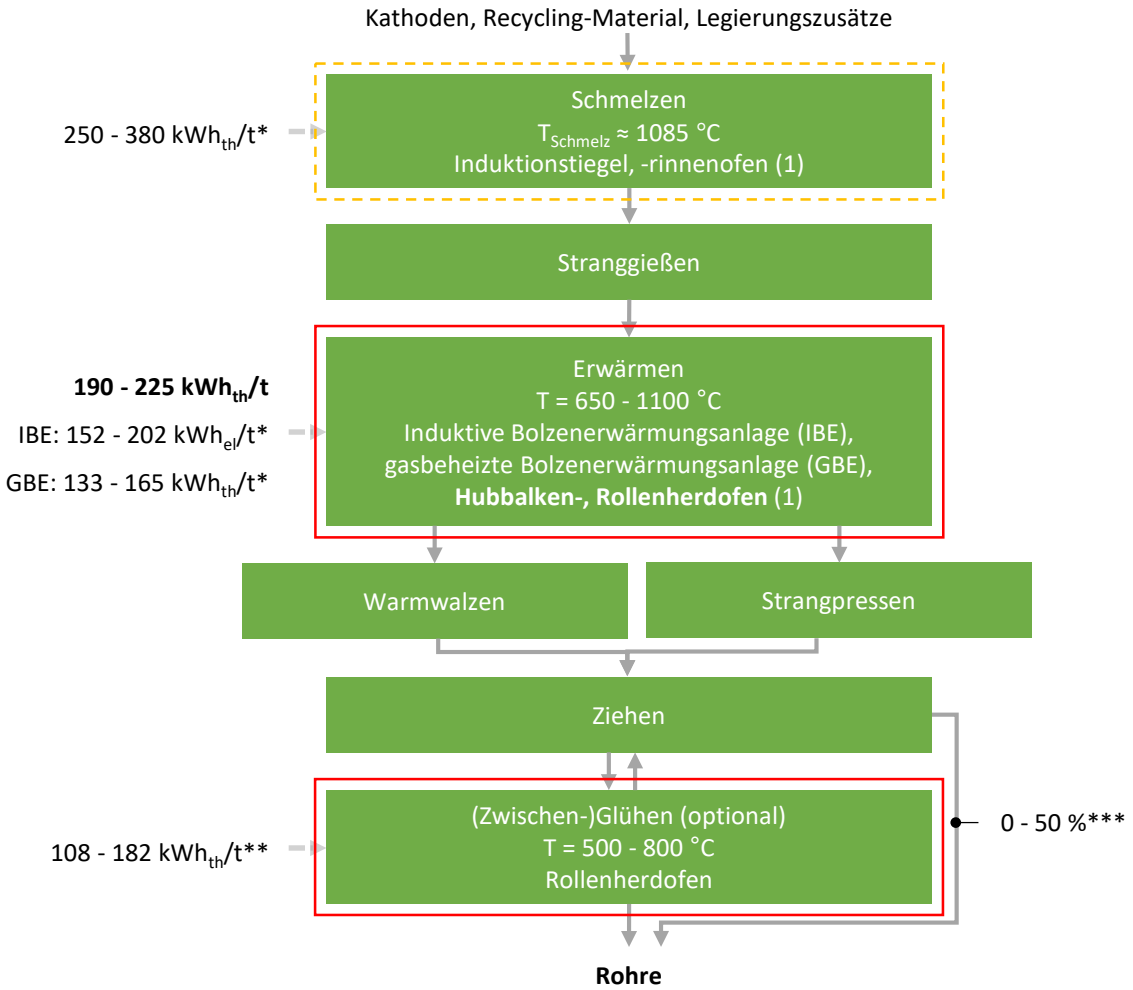
eigene Darstellung
Anmerkungen:
Die Darstellung zeigt den Wertebereich der Kennzahlen der unterschiedlichen Anlagentypen für die Herstellung von Kupfer und Kupfer-Legierungen. Die Kennzahlen variieren anlagen- und werkstoffspezifisch.
Quellen: *Schmelzprozess: (Köhlhofer und Leutloff 2011); Wertermittlung des Energieverbrauchs: Spannbreiten angegebener Energieverbräuche von Rinnen- und Tiegelöfen zusammengefügt; Werte IBE und GBE: (Valder 2011a)
Annahmen:
(1) Gleichverteilung der Anlagen angenommen
fett gedruckt: Daten für Rollenherdofen, Hubbalkenofen vom DKI verwendet, $T_{Prozess}$ = 650 – 1100°C, mittlerer Energieeinsatz = 190 – 225 kWh$_{th}$/t

Die Pressbolzen werden in *induktiven Bolzenerwärmungsanlagen* oder *gasbeheizten Bolzenerwärmungsanlagen* aber auch in *Hubherd-, Hubbalken und Rollenherdöfen* auf eine Umformtemperatur von 750 bis 950°C erhitzt. Daraufhin werden die Bolzen in der Strangpressanlage in die gewünschte Form gepresst. Die beim Pressen entstehende Oxidschicht wird durch Beizen entfernt. Im weiteren Verarbeitungsverlauf wird das stranggepresste Material meist nur noch kaltverformt und beispielsweise gezogen oder auch bereits im Presszustand ausgeliefert. Das Ziehen von Stangen und Profilen findet bei Ringmaterial auf kontinuierlichen Ziehmaschinen statt und bei geraden Längen auf Langziehbänken. Durch das Ziehen wird der Durchmesser verringert und eine bestimmte Wandstärke bzw. Endabmessung erreicht (Deutsches Kupferinstitut Berufsverband e.V. (DKI) 2019a; Pfeifer et al. 2011c).

5.4.2.3 Herstellung von Rohren

Auch in der Rohrherstellung erfolgt zunächst das *Schmelzen* in *Induktionstiegel- oder Rinnenöfen* und darauffolgend das Stranggießen zu Bolzen oder Blöcken (Abbildung 56).

Abbildung 56: Prozessketten für die Herstellung von Kupfer Rohren



eigene Darstellung
Anmerkungen:
Die Darstellung zeigt den Wertebereich der Kennzahlen der unterschiedlichen Anlagentypen für die Herstellung von Kupfer und Kupfer-Legierungen. Die Kennzahlen variieren anlagen- und werkstoffspezifisch.
Quellen: *Schmelzprozess: (Köhlhofer und Leutloff 2011); Wertermittlung des Energieverbrauchs: Spannbreiten angegebener Energieverbräuche von Rinnen- und Tiegelöfen zusammengefügt; Werte IBE und GBE: (Valder 2011a)
Annahmen:
**Annahme: Wirkungsgrad 0,6 – 0,7
***Annahme der Verteilung

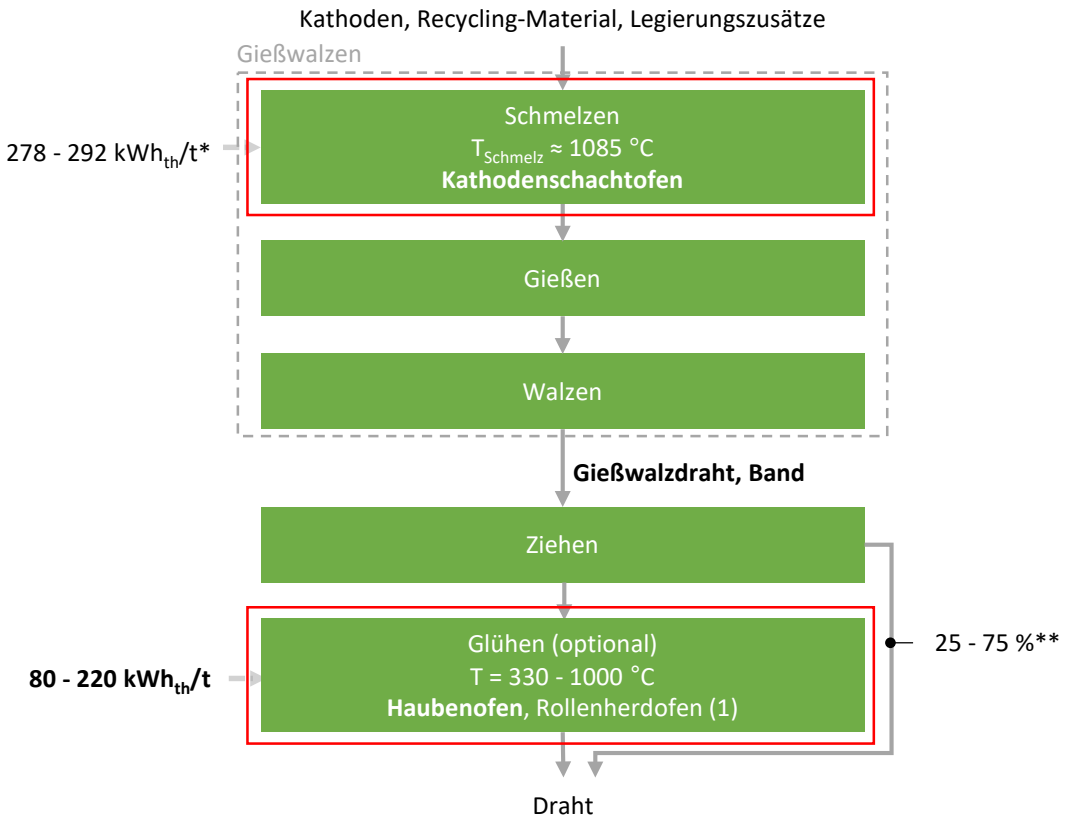
(1) Gleichverteilung der Anlagen angenommen
fett gedruckt: Daten für Rollenherdofen, Hubbalkenofen vom DKI verwendet, $T_{Prozess}$ = 650 – 1100°C, mittlerer Energieeinsatz = 190 – 225 kWh_{th}/t

Die Verarbeitung kann hier entweder über die Route des Strangpressens – analog zur Herstellung von Rohren und Profilen – oder mittels des Pilgerwalzens stattfinden. Das *Erwärmen* oder auch Anwärmen der Werkstücke in *induktiv oder gasbeheizten Erwärmungsöfen* auf Umformtemperatur ist bei beiden Verfahren notwendig. Unter dem Begriff des Pilgerwalzens wird eine Variante des Warmwalzens verstanden, bei der die Walzen schräg um das Walzgut herum angeordnet sind. Im Anschluss daran und auch nach dem Strangpressen werden die Werkstücke größtenteils auf Trommelziehmaschinen, welche die Rohre zu Coils wickeln, gezogen und nachfolgend gerichtet. Optional und meist bei der Verarbeitung von Kupferlegierungen notwendig ist ein *Glühen* bzw. *Zwischenglühen*, bei dem das Umformvermögen durch Glühen im *gasbeheizten Rollenherdofen* wiederhergestellt wird. Auch hier kann ein einmaliges oder auch mehrfaches Zwischenglühen notwendig sein (Deutsches Kupferinstitut Berufsverband e.V. (DKI) 2019a; Pfeifer et al. 2011c).

5.4.2.4 Herstellung von Gießwalzdraht

Bei der Herstellung von Kupfer-Gießwalzdraht wird das Verfahren des Gießwalzens angewendet, bei welchem die Einsatzstoffe, überwiegend Kathoden, eingeschmolzen, zu Drähten gegossen und ohne weitere Erwärmung zu Drähten heruntergewalzt werden (Abbildung 57).

Abbildung 57: Prozessketten für die Herstellung von Kupfer Gießwalzdraht



Anmerkungen:
Die Darstellung zeigt den Wertebereich der Kennzahlen der unterschiedlichen Anlagentypen für die Herstellung von Kupfer und Kupfer-Legierungen. Die Kennzahlen variieren anlagen- und werkstoffspezifisch.
Quellen:
(Aurubis AG 2021)
*Schmelzprozess: (European Commission 2017b); Wertermittlung des Energieverbrauchs: Aus Quelle übernommen
Annahmen:

**Annahme der Verteilung
(1) Gleichverteilung der Anlagen angenommen
fett gedruckt: Daten für „Konditionierung Coils und Wicklungen z. B. Haubenofen“ vom DKI verwendet,
$T_{Prozess}$ = 330 – 1000°C, mittlerer Energieeinsatz = 80 – 220 kWh_{th}/t

Das *Einschmelzen* der Kupferkathoden erfolgt an dieser Stelle meist in *gasbeheizten Kathodenschachtöfen*. Analog wird auf diese Weise auch Kupferband im Bandguss (Gießbandwalzen hergestellt (Expert:inneninterview 2021j). Bei dem Verfahren des Gießwalzens wird zwischen dem South-Wire-Verfahren und dem Hazelett-Verfahren unterschieden (Southwire Company 2020; Hazelett Corporation 2020). Beide Verfahren unterscheiden sich in der Ausführung des Gießprozesses. Beim South-Wire-Verfahren wird die Kupferschmelze auf ein sich drehendes Gießrad gegossen, beim Hazelett-Verfahren wird dagegen eine umlaufende Doppelbandkokille mit seitlichen Begrenzungen verwendet. Der Gießwalzdraht wird meist ohne Zwischenglühen auf die finalen Abmessungen gezogen. Gießwalzdraht ist das Ausgangsprodukt für mehrstufige Drahtziehprozesse. Ein abschließendes *Glühen* kann unter Schutzgas erfolgen, sodass eine Oxidation vermieden wird. Dies findet in der Regel in *Hauben-* oder *Rollenherdöfen* statt (Deutsches Kupferinstitut Berufsverband e.V. (DKI) 2019a; Hazelett Corporation 2020; Southwire Company 2020; Expert:inneninterview 2021j; Aurubis AG 2021).

5.4.3 Branchenspezifische Thermoprozessanlagen

Bei den relevanten Thermoprozessanlagen kann grundsätzlich zwischen den Schmelzöfen und den Wärmebehandlungsöfen unterschieden werden. Das Einschmelzen von Kupferkathoden findet häufig in elektrisch betriebenen Induktionsöfen statt. Allerdings findet auch der brennstoffbetriebene Kathodenschachtofen Anwendung, welcher besonders bei der Drahtherstellung aber auch in der Bandherstellung verwendet wird. Die Wärmebehandlung kann aus technischer Sicht sowohl in elektrischen als auch brennstoffbetriebenen Öfen durchgeführt werden. Hier sind keine Unterschiede hinsichtlich der Qualität der Wärmebehandlung vorhanden. In Deutschland wird allerdings aufgrund der geringeren Energiekosten für Brennstoffe im Vergleich zu elektrischer Energie meist eine Gasbeheizung verwendet. Einzelne Thermoprozessanlagen werden im Folgenden beschrieben.

5.4.3.1 Induktionsofen

Der *elektrisch beheizte* Induktionsofen wird in der Regel in der Ausführung des Rinnenofens oder des Tiegelofens verwendet. Der Rinnenofen kommt bevorzugt bei kontinuierlicher Fahrweise und unlegierten Werkstoffsorten zum Einsatz und weist einen Energiebedarf von 250 bis 380 kWh/t sowie eine Produktionskapazität von 2,4 bis 25 t/h (European Commission 2017b) auf. Der Tiegelofen ist besonders für das *Schmelzen* von Spänen, für die Durchführung von Legierungsarbeiten und metallurgischen Behandlungen sowie bei einem flexiblen Chargenbetrieb von Vorteil. Die Produktionskapazität liegt hier bei 2,5 bis 8,8 t/h (European Commission 2017b). Im Gegensatz zum Rinnenofen wird mit 340 bis 380 kWh/t ein deutlich höherer Energieeinsatz benötigt (Trauzeddel und Schmitz 2011).

5.4.3.2 Kathodenschachtofen

Der *brennstoffbeheizte* Kathodenschachtofen, welcher auch unter dem Namen Asarco-Schachtofen bekannt ist, wird bevorzugt für das *Schmelzen* der Kupferkathoden als Input für die Drahtherstellung und Bandherstellung verwendet. Der Ofen, welcher von oben chargiert und von unten beheizt wird, arbeitet im Gegenstromprinzip (Abbildung 58). Das Verbrennungsgas steigt nach oben und erhitzt die nach unten sinkenden Kathoden. Der Schmelzprozess findet dabei kontinuierlich statt. Als Brennstoff wird üblicherweise *Erdgas* verwendet, aber auch andere

Gase können für die Beheizung in Frage kommen (Schlesinger et al. 2011). Die Produktionskapazität liegt bei 50 bis 80 t/h (European Commission 2017b; Köhlhofer und Leutloff 2011).

Abbildung 58: Darstellung eines Kathodenschachtofens

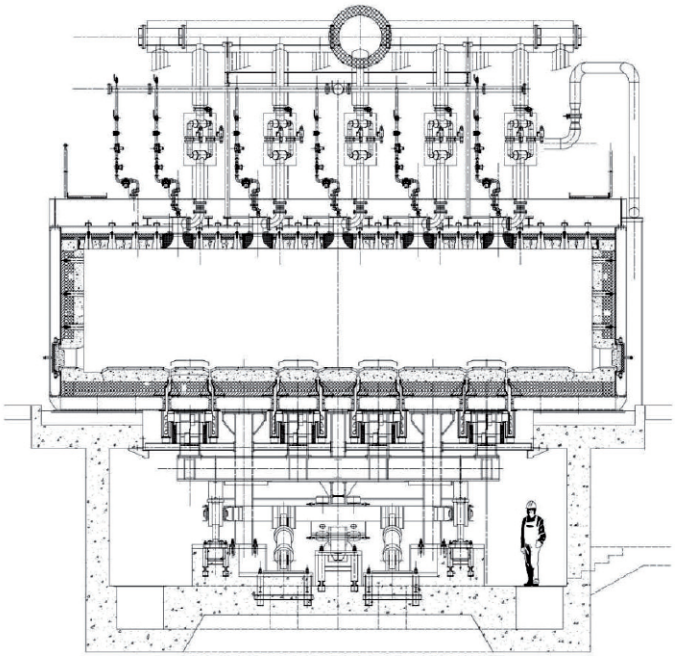


Quelle: (Köhlhofer und Leutloff 2011)

5.4.3.3 Hubherd- und Hubbalkenofen

Der Hubherd- oder Hubbalkenofen wird für das kontinuierliche *Erwärmen* von Kupferbrammen im Warmwalzwerk genutzt. Hier werden die Brammen auf einem beweglichen und einem festen Balkensystem durch den Ofen transportiert, sodass das Gut durch die fehlende Reibung schonend durch den Ofen bewegt werden kann (Abbildung 59). Die Balken bestehen dabei aus feuerfesten Steinen und einem Stahlunterbau, wodurch eine geschlossene Fläche entsteht. In der Regel sind diese Ofentypen einseitig von oben *brennstoffbeheizt*, allerdings kann, bedingt durch die gute Wärmeleitfähigkeit von Kupfer, trotzdem eine gleichmäßige Durchwärmung erreicht werden. Im Hauptteil des Ofens ist im Wesentlichen die Strahlung als Wärmeübertragungsprozess dominierend. Um die Dauer der Erwärmung zu reduzieren und die Energieeffizienz zu steigern, wird häufig eine unbeheizte Konvektionszone in einem vorderen Teil des Ofens verwendet. Dies bedeutet, dass durch die im Abgas enthaltene Energie die Brammen aufgeheizt werden. Weiterhin kann über einen Rekuperator die Verbrennungsluft vorgewärmt werden, sodass die Energieeffizienz weiter gesteigert wird. Die Wärmeübertragung durch Konvektion im vorderen Teil des Ofens kann durch Zwangsumwälzung weiter verstärkt werden, allerdings führt dies auch zu erhöhten Investitionskosten. Für den Fall einer Messingbramme, welche auf 800°C erwärmt wird, ergibt sich für einen Hubherdofen mit der beschriebenen unbeheizten Konvektionszone inklusive Zwangsumwälzung, ein Anlagenwirkungsgrad von 81 % (Sprung 2011).

Abbildung 59: Schematische Darstellung eines Hubherdofens



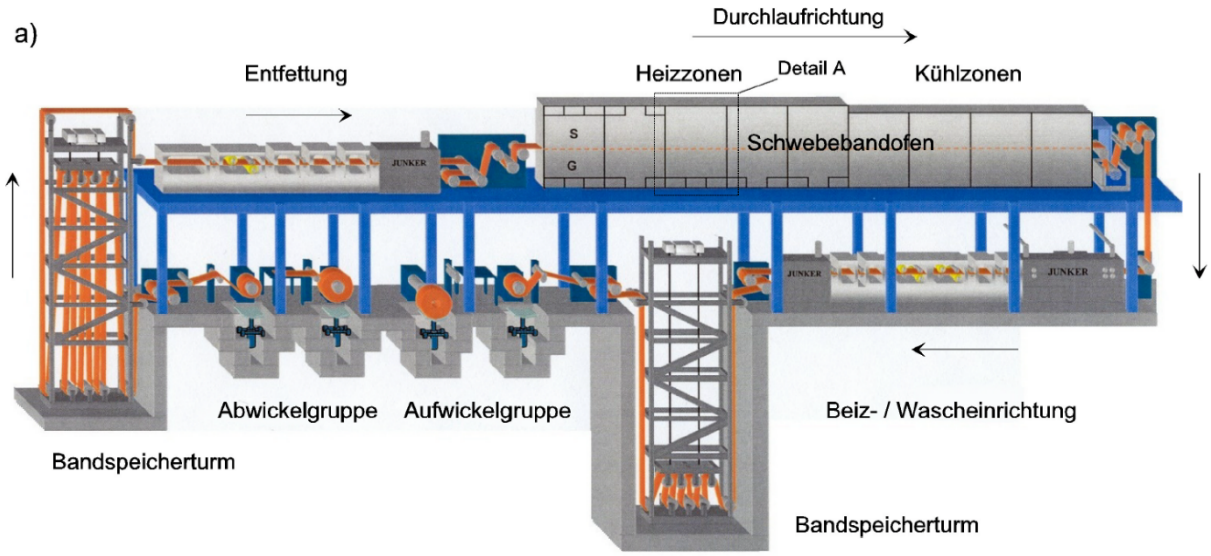
Quelle: (Sprung 2011)

5.4.3.4 Schwebebandofen

Der Schwebeband- oder Bandschwebeofen (Abbildung 60) ist eine in Kupferwalzwerken weit verbreitete Durchlaufofenanlage, mit der durch *Glühen* gezielt Festigkeitszustände oder das Gefüge des Werkstoffs eingestellt werden können. Typischerweise werden in diesen Aggregaten Bänder zwischen 0,04 bis 2,5 mm Dicke und 300 bis 1.300 mm Breite geglüht. Die gewünschten Formänderungen lassen sich oft nicht durch eine einzige Kaltumformung erreichen, da das Formänderungsvermögen erschöpft ist und der Werkstoff sich verfestigt. Um das Formänderungsvermögen wiederherzustellen, kann ein *Zwischenglühen* im Bandschwebeofen stattfinden.

Das Kupferband wird auf einem Gaspolster schwebend und damit berührungslos durch den Ofen geführt, sodass Oberflächenschäden vermieden werden. Das ober- und unterhalb des Bandes angeordnete Prallstrahldüsensystem zum Aufbau des Gaspolsters dient gleichzeitig dem konvektiven Wärmeübergang. Als Ofenatmosphäre wird je nach Legierung Luft (z. B. bei Messing), Stickstoff mit geringem Wasserstoffanteil (z. B. bei Kupfer) oder auch eine hoch wasserstoffhaltige Atmosphäre verwendet. Der Arbeitstemperaturbereich für die Wärmebehandlung liegt für Kupfer und Messinglegierungen bei bis zu 750°C, bei Sonderlegierungen können bis zu 900°C erforderlich sein. Umwälzventilatoren sorgen für eine gleichmäßige Temperaturverteilung im Ofen und für eine höhere Wärmeübertragung. Hinter dem Ofenteil zum Aufheizten und Halten schließt sich eine Kühlzone an. Vor und nach dem Ofen sind Maschinen zum Ab- und Aufwickeln der Bänder installiert. Aufgrund der in Deutschland geringeren Energiekosten ist meist eine *Gasbeheizung* installiert, welche indirekt über *Strahlheizrohre* heizt. Bei der Verwendung von rekuperativen Brennern werden feuerungstechnische Wirkungsgrade von bis zu 75 % erzielt (Pfeifer et al. 2011a).

Abbildung 60: Schematische Darstellung einer Banddurchlaufanlage mit Schwebebandofen



Quelle: (Odenthal et al. 2003)

5.4.3.5 Rollenherdofen

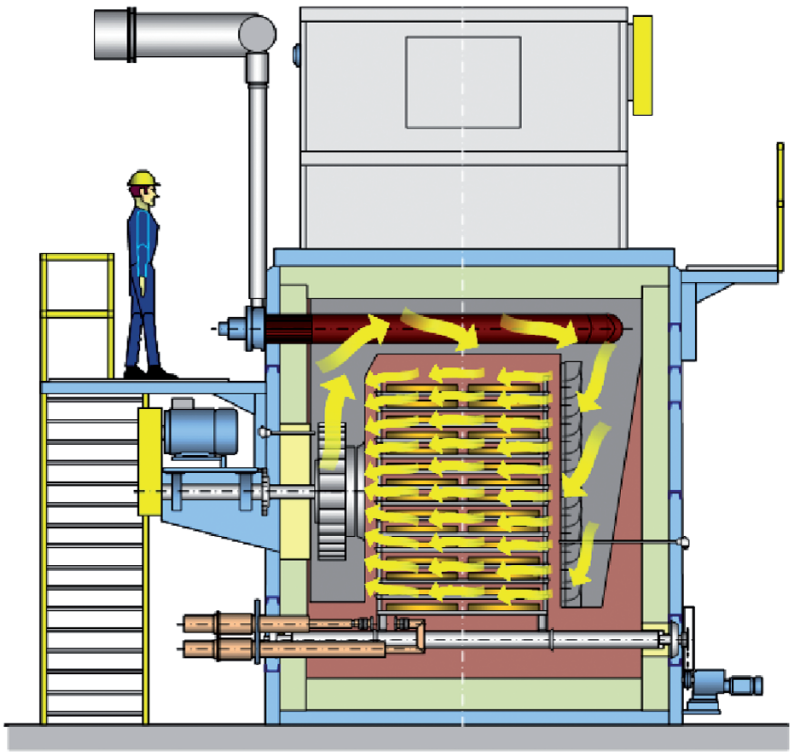
Durch die Wärmebehandlung im Rollenherdofen (Abbildung 61) können, wie im Bandschwebeofen, die Festigkeitszustände sowie das Gefüge des Werkstoffes eingestellt werden. Er wird für die *Wärmebehandlung* von geraden Längen (Profile, gerade Rohrabschnitte) und Bunden bzw. Coils (Draht oder gewickelte Rohre). Darüber hinaus können Rollenherdöfen, wie der Hubherd- oder Hubbalkenofen, auch für die *Erwärmung* von Kupfer-Halbzeugen eingesetzt werden.

Der Prozesstemperaturbereich eines Rollenherdofens liegt zwischen 500°C für Kupfer und 800°C für die Wärmebehandlung von Legierungen wie Kupfer-Nickel. Je nach Legierung kann Luft, Stickstoff mit Wasserstoffanteilen oder reiner Wasserstoff als Prozessatmosphäre eingesetzt werden. Die Wärme wird größtenteils konvektiv in das Gut übertragen, die Strahlung ist zu vernachlässigen.

Bei der Wärmebehandlung von Kupferrohren in Form von Bunden als „LWCs“ (siehe auch (Pfeifer et al. 2011b)) wird bezüglich der Strömungsführung das Mass-Flow-Prinzip mit vertikaler Durchströmung des Ofenraums angewandt. Es werden mehrere Coils in Glühgestelltürmen gestapelt, sodass eine kürzere Anlage ausreicht. Durch die vertikale Strömungsführung werden eine gleichmäßige Erwärmung und damit gleichmäßige Werkstoffeigenschaften erzielt. Der Heizzone ist eine Kühlzone nachgeschaltet, wobei vor dem Ofen und hinter der Kühlzone eine Vakuumkammer oder eine Wassertasse installiert ist. Die durchgesetzte Menge beläuft sich abhängig von Stapelhöhe und Anlagengröße auf 1 bis 7 t/h. Bei Kupferrohen in Form von „pancakes“, aber auch in geraden Längen, wird das Mass-Flow-Prinzip mit horizontaler Durchströmung verwendet, bei stranggepressten Profilen und ebenfalls für Rohre in geraden Längen werden Prallstrahlsysteme genutzt.

In Deutschland sind die Rollenherdöfen, bedingt durch die geringeren Energiekosten, häufig mit einer *Gasbeheizung* ausgestattet. Ist eine Schutzgasatmosphäre notwendig, findet die Beheizung indirekt über Strahlheizrohre statt. Ohne Schutzgasatmosphäre reicht eine offene Beheizung aus. Sofern Rekuperatorbrenner zur Wärmerückgewinnung eingesetzt werden, können bei indirekter Beheizung feuerungstechnische Wirkungsgerade von bis zu 80 % und bei offener Beheizung von bis zu 85 % erreicht werden (Pfeifer et al. 2011b)

Abbildung 61: Schematische Darstellung eines Rollenherdofens mit horizontaler Durchströmung



Quelle: (Pfeifer et al. 2011b)

5.4.3.6 Gasbeheizte Bolzenerwärmungsanlage

In gasbeheizten Bolzenerwärmungsanlagen (kurz GBE), siehe auch Abschnitt 5.3.3.6 (Branche Aluminium) findet die *Erwärmung* von Strangpressbolzen auf die notwendige Umformtemperatur statt. Auch räumlich sind die Anlagen, welche sich bei Aluminium, Kupfer und Messing nicht unterscheiden, unmittelbar vor der Strangpresse angeordnet. Die Anlagen werden kontinuierlich oder diskontinuierlich betrieben.

Bei der gasbeheizten Bolzenerwärmung wird nach dem Stand der Technik eine dreifache Wärmerückgewinnung mit einer konvektiven Vorwärmkammer, einer Gegenstromvorwärmkammer sowie der eigentlichen Flammenzone verwendet. In letzterer werden die Bolzen durch zahlreiche kleinere Brenner direkt mit Gasflammen beaufschlagt. Die Wärmeübertragung erfolgt hierbei zu 70 % durch Wärmestrahlung und zu 30 % durch Konvektion. Vorteile dieses Anlagentyps sind ein relativ geringer Platzbedarf sowie schnelle Reaktionsmöglichkeiten auf wechselnde Zykluszeiten. Nachteilig ist, dass der hohe übertragene Energiestrom das Risiko von Anschmelzungen erhöht und dafür sorgt, dass die Anlagenwände aufwändig verstärkt werden müssen. Dadurch werden die Temperaturverluste zwar verringert, aber es sinkt, bedingt durch die in der Anlage gespeicherte Energie, die Flexibilität der Temperaturführung der Anlage. Durch Anwesenheit von Sauerstoff besteht bei allen bekannten Bauarten das Risiko der Zunderbildung, wodurch es zu Abplatzungen im Ofen kommt und Zundereinschlüsse im stranggepressten Halbzeug entstehen (Valder 2011a).

Im Falle des beschriebenen Aufbaus mit Flammzone, Verbrennungsluftvorwärmung und Gutvorwärmung ergibt sich der Brennstoffbedarf zu 133 kWh/t für Messing (Zieltemperatur des Werkstücks 800°C) sowie zu 165 kWh/t für Kupfer (Endtemperatur des Werkstücks 950°C). Die Wirkungsgrade betragen 62,1 % für die Erwärmung von Kupfer und 70,7 % für die Erwärmung von Messing (Valder 2011a).

5.4.3.7 Induktive Bolzenerwärmungsanlage

Bei der *elektrisch beheizten*, induktiven Bolzenerwärmung erfolgt die *Erwärmung* der Pressbolzen wie bereits im Kapitel „NE-Metallindustrie: Aluminium“ beschrieben (siehe auch Abbildung 50 in Abschnitt 5.3.3.6), indem eine wassergekühlte, mehrlagig gewickelte Spule durch ein magnetisches Feld einen Strom im Bolzen induziert und diesen dadurch erwärmt. In der Regel werden diskontinuierlich betriebene Einbolzenöfen verwendet. Durch eine hohe Leistungsdichte und kurze Erwärmungszeit besitzen diese Anlagen eine hohe Flexibilität. Der mittlere Strombedarf beträgt 152 kWh/t für Messing (65,1 % Wirkungsgrad) und 202 kWh/t für Kupfer (55,9 % Wirkungsgrad) (Valder 2011a).

5.4.3.8 Haubenglühofen

Haubenglühöfen (auch Haubenöfen) sind wirtschaftliche und flexible Anlagen für die *Wärmebehandlung*, insbesondere für die Homogenisierung und Rekristallisierung von Nichteisen-Materialien. Die Haubenglühanlage, bestehend aus mehreren Haubenöfen, eignet sich für die Wärmebehandlung sämtlicher Typen von Walzerzeugnissen, beginnend von Band, Folie, über Draht bis zu gewickelten Rohrprodukten (European Commission 2017b; Wendt und Hautkappe 2011).

Bunde aus kupferbasierten Legierungen werden in einer Prozessatmosphäre wärmebehandelt. Die zu verwendende Prozessatmosphäre hängt von der spezifischen Legierung und dem gewünschten Glühverfahren ab. Als Prozessatmosphäre werden reiner Wasserstoff, Stickstoff oder Gemische hiervon eingesetzt. Beim Homogenisieren wird häufig aus wirtschaftlichen Gründen Stickstoff genutzt, da der vergleichsweise teurere Wasserstoff keine Vorteile bietet. Beim Zwischenglühen wird dagegen häufig unter reinem Wasserstoff geglüht, da hierbei durch das hohe chemische Reduktionspotenzial des Wasserstoffs eine blanke Oberfläche erzielt wird. Außerdem kann mit Wasserstoff die Wärmeübertragung positiv beeinflusst werden (Pfeifer et al. 2011c; European Commission 2017b; Expert:inneninterview 2021j).

In der Praxis werden sowohl *brennstoffbeheizte* als auch *elektrisch beheizte* Haubenöfen verwendet. Im Falle von brennstoffbeheizten Anlagen wird meist aufgrund der inerten Ofenatmosphäre eine indirekte Erdgasbeheizung mittels Strahlheizrohren eingesetzt, aber auch Heizöl kommt als Brennstoff in Frage. Aus wirtschaftlichen Gründen werden in der Regel brennstoffbeheizte Anlagen eingesetzt (European Commission 2017b; Wendt und Hautkappe 2011).

Grundsätzlich entspricht der Aufbau des Haubenofens für Kupfer-Bunde demjenigen für Stahl-Bunde (siehe auch Abbildung 25), wobei die Stapelhöhe bei Kupfer-Bunden geringer ist. Der Hauptunterschied besteht in der Verfahrenstechnik. Bei der Wärmebehandlung von Kupfer wird eine Evakuierung am Anfang und Ende der Glühreise durchgeführt. Dadurch wird einerseits Stickstoff oder Wasserstoff eingespart und andererseits eine saubere Atmosphäre zum Glühen erzeugt. Nach dem Evakuieren wird die gewünschte Prozessatmosphäre eingestellt (European Commission 2017b; Wendt und Hautkappe 2011).

5.4.4 Betrachtete Anwendungen und Referenztechniken

Für die nachfolgenden Betrachtungen werden aus einer Vielzahl unterschiedlicher Wärmebehandlungstechnologien drei, für die Branche Kupfer charakteristische Anwendungen und Referenztechniken ausgewählt. Für die Beurteilung der Relevanz im Rahmen der weiteren Betrachtungen in dieser Studie werden der jährliche Energieverbrauch, die jährlichen CO_2-Emissionen sowie die technische Relevanz eines Anlagentyps für die Branche betrachtet. Unterstützt wird die Auswahl durch Expert:inneninterviews mit Vertreter:innen der Branchen.

Über die den Prozessschritten zugeordneten jährlichen Produktionsmengen und dem mittleren spezifischen Energieverbrauch eines Anlagentyps werden der jährliche Energieverbrauch sowie

die jährlichen CO_2-Emissionen abgeschätzt. In Tabelle 54 sind die Ergebnisse kumuliert nach Anlagentypen zusammengefasst. Eine detaillierte Aufstellung der Kennzahlen ist in Anhang A.6.1 dargestellt.

Für die Berechnung der kumulierten Kennzahlen nach Anlagentypen wurde eine Verteilung der Stoffströme auf die Prozesse innerhalb der Prozessketten nach Abschnitt 5.3.2 sowie eine Gleichverteilung der Stoffströme auf unterschiedliche Anlagentypen eines Prozessschritts angenommen. Die betrachteten Anlagentypen machen > 70 % des jährlichen Gesamtenergieverbrauchs bzw. der energiebedingten CO_2-Emission des betrachteten Anlagenparks aus. Die Sensitivität der Annahmen auf die Ergebnisse wurde überprüft. Für die im Rahmen der Studie betrachteten Anlagentypen ergibt sich eine Abweichung von ≤ 5,2 %-Punkten.

Für die Branche „NE-Metallindustrie Kupfer und Kupfer-Legierungen“ werden auf Grundlage der betrachteten Prozessketten und Thermoprozessanlagen die folgenden Anwendungen identifiziert und weiter betrachtet:

- Anwendung 1: kontinuierliches Schmelzen Kupfer Gießwalzdraht
- Anwendung 2: kontinuierliches Erwärmen Kupfer-Halbzeug für Warmumformung
- Anwendung 3: diskontinuierliche Wärmebehandlung Kupfer-Halbzeug

Nachfolgend wird für jede Anwendung eine Referenztechnik definiert, in welcher die Eigenschaften der für diese Anwendung eingesetzten Thermoprozessanlagen nach dem Stand der Technik zusammengefasst sind. Diese Referenztechnik wird durch die charakteristischen Merkmale der Anwendung (Betriebsweise, Prozessschritt, Produkt, ggf. Prozesstemperatur) sowie der Beheizungstechnologie (Energieträger, Technologie) beschrieben.

Tabelle 54: Abschätzung charakteristischer Anlagenkennzahlen zur Auswahl der betrachteten Anwendungen und Referenztechniken „NE-Metallindustrie Kupfer“ in DE

Anlagentypen	Jährlicher Anlagendurchsatz*		Jährlicher Energieverbrauch		Energiebedingte CO_2-Emissionen	
Gesamt	**3,8 Mio. t**	**Anteil**	**750 - 957 GWh**	**Anteil**	**240 - 293 Tsd. t**	**Anteil**
Kathodenschachtofen (fossil)	658 Tsd. t	18 %	183 - 192 GWh	20 - 24 %	37 - 39 Tsd. t	13 - 15 %
Hubbalken-, Rollenherdöfen Erwärmung (fossil)	750 Tsd. t	20 %	142 - 169 GWh	17 - 19 %	29 - 34 Tsd. t	12 %
Haubenofen (fossil)	520 Tsd. t	14 %	42 - 114 GWh	6 - 12 %	8 - 23 Tsd. t	4 - 8 %
Rollenherdofen WB (fossil)	402 Tsd. t	11 %	43 - 73 GWh	6 - 8 %	9 - 15 Tsd. t	4 - 5 %
Bandschwebeofen (fossil)	273 Tsd. t	7 %	30 - 57 GWh	4 - 6 %	6 - 12 Tsd. t	3 - 4 %
Gasbeheizte Bolzenerwärmung	102 Tsd. t	3 %	14 - 17 GWh	2 %	3 - 3 Tsd. t	< 1 %
Induktive Bolzenerwärmung	102 Tsd. t	3 %	16 - 21 GWh	2 %	8 - 10 Tsd. t	3 - 4 %
Rinneninduktionsofen	477 Tsd. t	13 %	119 - 134 GWh	14 - 16 %	60 - 67 Tsd. t	23 - 25 %
Tiegelinduktionsofen	477 Tsd. t	13 %	162 - 181 GWh	19 - 22 %	81 - 91 Tsd. t	31 - 34 %
Verteilung						
Anteil Anlagen mit elektrischer Energie beheizt				35 - 40 %		57 - 62 %
Anteil Anlagen mit fossiler Energie beheizt				60 - 64 %		38 - 43 %
Davon im Rahmen der Studie betrachteten Anlagentypen (fett)				**76 - 81 %**		**76 - 81 %**

Erweiterte Darstellung und Datenbasis siehe auch Daten aus Anhang A.6.1, Case 1

Anmerkung:
* Der Anlagendurchsatz entspricht der Produktionsmenge eines Anlagentyps für den jeweiligen Prozessschritt. Durchläuft ein Produkt mehrere Prozessschritte entlang der Prozesskette, kann der kumulierte Anlagendurchsatz die branchenspezifische Produktionsmenge um ein Vielfaches überschreiten.
Legende: fettgedruckt: Anlagentypen, die im Rahmen der Studie weiter betrachtet werden
Quellen: (European Commission 2017b); (Pfeifer et al. 2011c); Produktionsmengen 2019 Kupfer und Kupferhalbzeug ((Statistisches Bundesamt (Destatis) 2019a))

5.4.4.1 Anwendung 1: kontinuierliches Schmelzen Kupfer Gießwalzdraht

Als erste Anwendung wird das kontinuierliche Schmelzen von Kupferkathoden im Vorfeld der Drahtherstellung betrachtet. Dabei liegt die Prozesstemperatur zwischen 1.085°C, dem Schmelzpunkt von Kupfer, und ca. 1.200°C. Die dafür eingesetzte Thermoprozessanlage ist der Kathodenschachtofen, welcher mit Erdgas oder auch anderen Gasen beheizt wird. Die entsprechende Referenztechnik ist in Tabelle 55 definiert, wobei der Fokus im Rahmen dieser Studie auf einer mit Erdgas beheizten Anlage liegt. In Anhang A.6.3 werden ausführliche, anlagenspezifische Kriterien des Kathodenschachtofens aufgeführt.

Tabelle 55: Referenztechnik für Anwendung 1 – NE-Metallindustrie Kupfer

Referenztechnik	
Definition	kontinuierlicher Schmelzofen Kupfer Gießwalzdraht mit Erdgasbeheizung
Anwendung	kontinuierliches Schmelzen Kupfer Gießwalzdraht ($T_{Prozess,max}$ ≈ 1200°C)
Thermoprozessanlage(n)	Kathodenschachtofen
Beheizungstechnologie(n)	Erdgasbeheizung

5.4.4.2 Anwendung 2: kontinuierliches Erwärmen Kupfer-Halbzeug für Warmumformung

Als weitere Anwendung wird das kontinuierliche Erwärmen von Kupferbarren auf eine Temperatur von ca. 1.100°C vor dem Warmwalzen bei der Herstellung Band, Blech und Langprodukten betrachtet. Die dafür eingesetzte Thermoprozessanlage ist der Hubherd,- Hubbalken- oder Rollenherdofen. Diese Öfen sind üblicherweise mit einer Erdgasbeheizung ausgestattet. Dabei werden vielfach Rekuperatorbrenner zur Luftvorwärmung verwendet. Die entsprechende Referenztechnik ist in Tabelle 56 definiert. In Anhang A.3.3 werden ausführliche, anlagenspezifische Kriterien von Hubbalken- und Rollenherdöfen aufgeführt.

Tabelle 56: Referenztechnik für Anwendung 2 – NE-Metallindustrie Kupfer

Referenztechnik	
Definition	kontinuierlicher Erwärmungsofen Kupfer-Halbzeug mit Erdgasbeheizung
Anwendung	konti. Erwärmen Kupfer-Halbzeug für Warmumformung ($T_{Prozess,max}$ ≈ 1.100°C)
Thermoprozessanlage(n)	Hubherdofen, Hubbalkenofen, Rollenherdofen
Beheizungstechnologie(n)	Erdgasbeheizung

5.4.4.3 Anwendung 3: diskontinuierliche Wärmebehandlung Kupfer-Halbzeug

Als dritte Anwendung wird das diskontinuierliche (Zwischen-)Glühen als Wärmebehandlung von Kupferdraht und Kupferrohren bei Prozesstemperaturen von bis zu 1.000°C betrachtet. Als

Thermoprozessanlagen werden dafür vielfach Haubenöfen verwendet. Die entsprechende Referenztechnik ist in Tabelle 57 definiert. In Anhang A.3.4 werden ausführliche, anlagenspezifische Kriterien des Haubenofens aufgeführt.

Tabelle 57: Referenztechnik für Anwendung 3 – NE-Metallindustrie Kupfer

Referenztechnik	
Definition	diskonti. Wärmebehandlungsofen Kupfer-Halbzeug mit Erdgasbeheizung
Anwendung	diskontinuierliche Wärmebehandlung Kupfer-Halbzeug ($T_{Prozess,max}$ ≈ 1.000°C)
Thermoprozessanlage(n)	Haubenofen
Beheizungstechnologie(n)	Erdgasbeheizung

5.4.5 Alternativtechniken

Nachfolgend werden Alternativtechniken für die einzelnen Anwendungen vorgestellt. Die Alternativtechniken beschreiben dabei *theoretische Technikbeispiele* für den Einsatz alternativer Beheizungstechnologien, welche im weiteren Verlauf dieser Studie hinsichtlich ihres zukünftigen technischen, ökologischen und ökonomischen Potenzials für eine CO_2-neutrale Prozesswärmeerzeugung eingeordnet werden.

5.4.5.1 Anwendung 1: kontinuierliches Schmelzen Kupfer Gießwalzdraht

In Anwendung 1 wird hier das kontinuierliche Schmelzen von Kupfer im Kathodenschachtofen für die Herstellung von Gießwalzdraht betrachtet. Der Referenztechnik werden zwei Alternativtechniken mit unterschiedlichen Beheizungstechnologien gegenübergestellt. Neben einer Elektrifizierung des Schmelzprozesses wird auch die Substitution der fossilen Energieträger durch Wasserstoff betrachtet. Die entsprechenden Alternativtechniken für Anwendung 1 sind in Tabelle 58 zusammengefasst.

Tabelle 58: Alternativtechniken für Anwendung 1 – NE-Metallindustrie Kupfer

Technik und Technologie	
Referenztechnik	*kontinuierlicher Schmelzofen Kupfer Gießwalzdraht mit Erdgasbeheizung*
Alternative Beheizungstechnologie(n)	Elektrifizierung (Rinneninduktionsofen)[1)] Wasserstoffbeheizung
Alternativtechnik(en)	kontinuierlicher Schmelzofen Gusseisen mit elektrischer Beheizung kontinuierlicher Schmelzofen Gusseisen mit Wasserstoffbeheizung[)]

1) Stand der Technik

Marktübersicht

Grundsätzliche gehören elektrische Thermoprozessanlagen zum Schmelzen von Kupfer wie der Rinneninduktionsofen zum Stand der Technik. Allerdings ist der fossil beheizte Kathodenschachtofen besonders bei der Verarbeitung zu Gießwalzdraht aufgrund der mit dieser Anlage erzielbaren, hohen Produktionsmenge vielfach das bevorzugt eingesetzte Aggregat.

In Bezug auf die Marktübersicht können Parallelen zu den Schmelzaggregaten der Gießerei-Industrie gezogen werden. Hier ist aufgrund der benötigten hohen Schmelzleistungen der Anteil an elektrisch beheizten Anlagen bspw. in Aluminiumgießereien wie auch in Eisengießereien ge-

ring. Elektrische Schmelzöfen, wie der diskontinuierlich betriebene Induktionstiegelofen, werden überwiegend für geringe Schmelzleistungen eingesetzt. Nachdem in den letzten Jahrzehnten der Ausbau von elektrischen Schmelzanlagen in Deutschland zunahm, sind in den letzten Jahren wieder ein Rückgang und der vermehrte Einsatz erdgasbeheizten Anlagen zu verzeichnen. Grund für den Rückgang sind insbesondere die im Vergleich zu Erdgas stetig gestiegenen Strompreise. Insgesamt wird in Aluminiumgießereien bei gleichbleibenden energiepolitischen Rahmenbedingungen der Ausbau an elektrisch beheizten Anlagen als gering angesehen (Bosse et al. 2013). Ein ähnliches Bild ergibt sich für die Schmelzanlagen der Kupferindustrie.

Wasserstoff wird als Brennstoff in Thermoprozessanlagen verschiedenster Art diskutiert. Es können ebenfalls Parallelen zur Gießerei-Industrie gezogen werden. Hier wird die Beimischung von Wasserstoff zu konventionellen Energieträgern oder die Nutzung von bis zu 100 % Wasserstoff direkt im Schmelzprozess als theoretisch möglich angesehen. Zurzeit gibt es jedoch noch keine industrielle Anwendung von Wasserstoff in den Prozessketten der Gießerei-Industrie (Bosse et al. 2013; Bundesverband der Deutschen Gießerei-Industrie e.V. (BDG) 2021), sodass weitere FuE-Arbeit im Bereich der Prozess- und Anlagentechnik notwendig ist, um diese Technologie zu nutzen.

Forschungsaktivitäten

Verfahren zur Verringerung der CO_2-Emissionen sind vielfach Gegenstand der Forschung und Entwicklung. Während eine Elektrifizierung der Anwendung mit dem Einsatz alternativer Anlagentypen (Neubau) nach dem Stand der Technik unter Berücksichtigung von Qualitäts-, Produktivitäts- und wirtschaftlichen Verlusten grundsätzlich möglich ist, steht in Bezug auf die Forschungsaktivitäten vor allem die Optimierung vorhandener Anlagen im Fokus. So werden bspw. Untersuchungen an Schmelzöfen der NE-Metallindustrie hinsichtlich möglicher Energieeinsparpotenziale und Abwärmenutzung durchgeführt (Stephan et al. 2005).

Grundsätzlich ist der Einsatz von Wasserstoff in der Diskussion. In Anlehnung an die Erkenntnisse aus der Gießerei-Industrie befindet sich der Einsatz von Wasserstoff in selbiger jedoch noch in der FuE-Phase, und es liegen bisher keine Daten und Erkenntnisse über die Nutzung vor (Schlemme et al. 2019).

Restriktionen für den Einsatz

Besonders der geringere Durchsatz des Rinneninduktionsofens im Vergleich zum Kathodenschachtofen schränkt den Einsatz elektrischer Alternativen ein. So weist der Kathodenschachtofen einen Durchsatz von bis zu 80 t/h auf, während der des Rinneninduktionsofens mit einem Maximum von 16 t/h angegeben wird (Pfeifer et al. 2011c). Für die gleiche Produktivität müssen deutlich mehr Induktionsöfen betrieben werden. Dies bedeutet neben Investitionskosten in Anlagen vielfach eine grundlegende Veränderung in der Infra- und Personalstruktur eines Betriebs. Hier ergeben sich ebenfalls Analogien zur Gießerei-Industrie.

So müssen für eine Elektrifizierung der Anwendungen in der Gießerei-Industrie in der Praxis insbesondere die infrastrukturellen Gegebenheiten der Gießereien, die deutlich höheren Energiekosten und die spezifischen prozess- und anlagentechnischen Restriktionen berücksichtigt werden (Bosse et al. 2013). Die langen Investitionszyklen und Laufzeiten der Anlagen in der Gießerei-Industrie von ca. 15 bis weit über 30 Jahre müssen ebenfalls berücksichtigt werden. In Kombination mit den dadurch bedingten hohen Investitionskosten gilt dies als wesentliches Hindernis für Neuinvestitionen von Gießereien. Auch wird der zur Zeit noch relativ hohe Emissionsfaktor in der Stromerzeugung als Hindernis für eine schnelle Elektrifizierung gesehen (Bosse et al. 2013).

Hinsichtlich des Einsatzes von Wasserstoffbrennern ist weiterhin zu berücksichtigen, dass der Eintrag von Wasserstoff in die Kupfer-Schmelze zu Rissen im erstarrten Material führen kann. Bei der sogenannten Wasserstoffkrankheit oder -versprödung reagieren die Wasserstoffatome mit dem Kupferoxid (Cu_2O) zu Wasserdampf, sodass Risse und Hohlräume entstehen (Weißbach et al. 2018). Um sicherzustellen, dass im erstarrten Gefüge kein Wasserstoff enthalten ist, kann daher eine aufwendigere Entgasung nötig sein. Bisher gibt es allerdings keine Untersuchungen zu den genauen Auswirkungen dieser Technologie. Darüber hinaus erfordert der Einsatz zu 100 % Wasserstoff eine vollständig neue Gasinfrastruktur am Ofen und es existieren gegenwärtig noch keine zugelassenen Armaturen für den Einsatz von bis zu 100 % Wasserstoff (Expert:inneninterview 2021j).

5.4.5.2 Anwendung 2: Kontinuierliches Erwärmen Kupfer-Halbzeug für Warmumformung

In Anwendung 2 wird das kontinuierliche Erwärmen von Kupfer-Halbzeug vor der Warmumformung betrachtet. Der Referenztechnik werden zwei Alternativtechniken mit unterschiedlichen Beheizungstechnologien gegenübergestellt. Neben einer Elektrifizierung der Beheizung durch eine induktive Beheizung oder eine Beheizung mit Widerstandsheizelementen wird auch die Substitution der fossilen Energieträger durch Wasserstoff betrachtet. Die entsprechenden Alternativtechniken für Anwendung 2 sind in Tabelle 59 zusammengefasst.

Tabelle 59: Alternativtechniken für Anwendung 2 – NE-Metallindustrie Kupfer

Technik und Technologie	
Referenztechnik	*kontinuierlicher Erwärmungsofen Kupfer-Halbzeug mit Erdgasbeheizung*
Alternative Beheizungstechnologie(n)	Elektrifizierung (Induktion, Widerstandsbeheizung)* Wasserstoffbeheizung
Alternativtechnik(en)	kontinuierlicher Erwärmungsofen mit elektrischer Beheizung kontinuierlicher Erwärmungsofen mit Wasserstoffbeheizung

Marktübersicht

Elektrische Beheizungskonzepte sind für das kontinuierliche Erwärmen von Halbzeugen vielfach Stand der Technik; so sind insbesondere die induktiven Bolzenerwärmungsanlagen und die Widerstandserwärmung von Pressziehprodukten wie z. B. Drähten zu nennen. Sie werden jedoch aktuell aufgrund ihrer vergleichsweise geringen Wirtschaftlichkeit nur bedingt verwendet. Dies ist, wie auch in Anwendung 1, durch die Energieträgerpreise begründet.

Der Einsatz von Wasserstoff als Brennstoff in großen Thermoprozessanlagen verschiedenster Art wird vielfach diskutiert. Für die Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit ist die Art der Herstellung relevant, und inwieweit diese technische und wirtschaftlich in den Anlagenpark integriert werden kann. Gerade Hochtemperaturelektrolysen könnten hierfür in Zukunft für die Anlagenbetreiber noch relevanter werden. Sowohl auf der Versorgungs- als auch Anwendungsseite werden Komponenten entwickelt oder sind bereits in unterschiedlichen Maßstäben verfügbar. Ganzheitliche Lösungen im industriellen Maßstab existieren gegenwärtig nicht.

Forschungsaktivitäten

Die bisher genannten Alternativtechniken sind unterschiedlich weit fortgeschritten in der Forschung. Die indirekte elektrische Widerstandsbeheizung wird beispielsweise bereits bei Rollenherdöfen verwendet (Pfeifer et al. 2010; Otto Junker GmbH). Allerdings wird dort vor allem die Wärmebehandlung als Einsatzgebiet genannt, sodass sich die Erwärmung von Kupferwerkstücken auf Warmumformtemperatur möglicherweise aufgrund mangelnder Leistungsdichten als

problematisch erweisen könnte. Induktive Bolzenerwärmungsanlagen werden ebenfalls bereits eingesetzt. Hierbei ist die Bauteilgröße durch den Induktor limitiert.

Die Verwendung von Wasserstoff als Brennstoff in Erwärmungsöfen der Kupferindustrie ist prinzipiell möglich. Es existieren jedoch keine experimentellen Untersuchungen darüber, wie sich die Verwendung auf die Qualität der zu erwärmenden Kupferwerkstücke auswirkt. Es fehlt insbesondere die Erprobung im industriellen Maßstab.

Restriktionen für den Einsatz

Hinsichtlich der wirtschaftlichen Restriktionen verhält es sich ähnlich zu Anwendung 1. So stellt die Wirtschaftlichkeit alternativer Anlagen in der Regel eine Restriktion dar. Darüber hinaus existieren gegenwärtig technische Grenzen.

Die Elektrifizierung bei Anlagen dieser Anwendung gestaltet sich durch den kontinuierlichen Betrieb schwierig. Ein Ersetzen der Brenner durch elektrische Widerstandsheizelemente ist prinzipiell denkbar. In fast allen aktuell bestehenden Anlagen würde dies jedoch weiterreichende Umbauten zur Folge haben. Induktive Beheizungkonzepte sind auch teilweise umsetzbar, allerdings ebenfalls stark an die Produktgeometrie und den Anlagenaufbau gebunden (Berger et al. 2018).

Bei der elektrischen Widerstandserwärmung weisen zudem die Heizelemente im Vergleich zu direkten Erwärmungsverfahren eine begrenzte Leistungsdichte auf. Daher wird eine hohe Anzahl an Heizelementen benötigt, damit die notwendige Leistung erreicht werden kann, sodass sich Restriktionen für die Anlagendimensionierung ergeben können (Mühlbauer und Baake 1992).

Bezüglich der Verwendung von Wasserstoff als Brennstoff besteht die Gefahr der Wasserstoffkrankheit. So könnte der Wasserstoff bei Materialien, in welchen Kupferoxid enthalten ist, zu Rissen führen (Weißbach et al. 2018).

5.4.5.3 Anwendung 3: diskontinuierliche Wärmebehandlung Kupfer-Halbzeug

In Anwendung 3 wird das diskontinuierliche Wärmebehandeln von Kupfer-Halbzeug betrachtet. Der Referenztechnik werden zwei Alternativtechniken mit unterschiedlichen Beheizungstechnologien gegenübergestellt. Neben einer Elektrifizierung der Beheizung wird auch die Substitution der fossilen Energieträger durch Wasserstoff betrachtet. Die entsprechenden Alternativtechniken für Anwendung 2 sind in Tabelle 60 zusammengefasst.

Tabelle 60: Alternativtechniken für Anwendung 3 – NE-Metallindustrie Kupfer

Technik und Technologie	
Referenztechnik	*diskonti. Wärmebehandlungsofen Kupfer-Halbzeug mit Erdgasbeheizung*
Alternative Beheizungstechnologie(n)	Elektrifizierung (Widerstandsheizung, kontinuierlich) Wasserstoffbeheizung
Alternativtechnik(en)	diskontinuierlicher Wärmebehandlungsofen mit elektrischer Beheizung diskontinuierlicher Wärmebehandlungsofen mit Wasserstoffbeheizung

Marktübersicht

Elektrische Beheizungskonzepte sind für das diskontinuierliche Wärmebehandeln von Halbzeugen vielfach Stand der Technik. Sie werden jedoch aktuell aufgrund ihrer geringen Wirtschaftlichkeit nur bedingt verwendet. Dies ist, wie bereits im Abschnitt zu Anwendung 1 dargestellt, vor allem durch die Energieträgerpreise begründet.

Die Marktübersicht zum Einsatz von Wasserstoff als Energieträger ist analog zu Anwendung 2.

Forschungsaktivitäten

Elektrisch beheizte Haubenöfen sind vielfach Stand der Technik. So wird für Haubenöfen beispielsweise die indirekte Widerstandsbeheizung verwendet (Pfeifer et al. 2010). Die Forschungsaktivitäten in diesem Bereich sind gering.

Die Forschungsaktivitäten für den Einsatz von Wasserstoff als alternativer Brennstoff sind mit denen aus Anwendung 2 vergleichbar. Während die Forschung im Bereich der Komponenten, wie Brennern, bereits vorangeschritten ist, ist die Erprobung der Gesamtsysteme noch lückenhaft. Aufgrund des niedrigen Temperaturniveaus in Anwendung 3 im Vergleich zu Anwendung 2 ist insbesondere im Bereich der Komponentenentwicklung zu erwarten, dass sich Forschungsergebnisse auf Anlagen mit einem niedrigeren Temperaturniveau übertragen lassen, sodass der Forschungsbedarf in Bezug auf einzelne Komponenten sinkt.

Restriktionen für den Einsatz

Im Vergleich zu Anwendung 1 und insbesondere zu Anwendung 2 sind keine weiteren Restriktionen zu erwarten. Grundsätzlich sind bei Anlagen mit einer hohen Anschlussleistung und einer hohen Prozesstemperatur technische Restriktionen in Bezug auf eine Elektrifizierung (geringe Energiedichte, Temperaturbeständigkeit) zu erwarten, wohingegen diese bei Anlagen mit einer geringen Anschlussleistung und niedrigem Temperaturniveau in Bezug auf eine Gasbeheizung (hohe Energiedichte, Zündgrenze, Temperaturverteilung) zu erwarten sind.

5.4.6 Flexibilitätspotenzial

Das Flexibilitätspotenzial wird insgesamt als gering eingeschätzt. Dies liegt insbesondere daran, dass viele der Anlagen kontinuierlich betrieben werden und in entsprechende Prozessketten integriert sind. Eine Lastverschieben durch kurzfristiges An- bzw. Abschalten der Aggregate ist hier aufgrund der Auswirkungen auf die gesamte Produktion nicht möglich bzw. mit erheblichem wirtschaftlichem Einbußen verbunden.

Diskontinuierlich betriebene Anlagen bieten mehr Potenzial, jedoch sind diese ebenfalls vielfach in kontinuierliche Produktionslinien integriert und auf diese abgestimmt. Hier ist im Einzelfall und unter Berücksichtigung der Anlagenbelegung zu prüfen, ob Anlagen in der Produktionskette zur Bereitstellung von Flexibilitätspotenzialen vorhanden sind. Technisch ist dies für kontinuierlich betriebene Anlagen unter Berücksichtigung der An- und Abfahrvorgänge denkbar.

5.4.7 Ökonomische Kennzahlen

Für die ökologischen und ökonomischen Betrachtungen im Rahmen dieser Studie sind nachfolgend die charakteristischen Kenngrößen der Referenz- und Alternativtechniken für die betrachteten Anwendungen NE-Metallindustrie Kupfer zusammengefasst. Für die Erhebung der Kennzahlen werden insbesondere Daten aus einer für die Studie durchgeführte Umfrage des Deutschen Kupferinstitut Berufsverbands e.V. (DKI) sowie Literaturdaten verwendet.

Als Betrachtungsgrundlage wird die jährliche Produktionsmenge der jeweiligen Anwendung im Referenzjahr verwendet, siehe Tabelle 61, vgl. auch Anhang A4. Weitere Kenndaten sind in den nachfolgenden Tabellen zusammengefasst.

Grundsätzlich ist der Anlagenpark in der Kupferindustrie in Deutschland sehr heterogen, was die Auswahl repräsentativer Anlagentypen erschwert. Die in dieser Studie zusammengetragenen Daten bilden einen Großteil der Branche ab, erheben aber keinen Anspruch auf Vollständigkeit. Vielfach werden, wie in den Quellen gekennzeichnet, einzelne Anlagen betrachtet, deren Kennzahlen nur bedingt auf andere Anlagen übertragbar sind. Darüber hinaus unterscheiden sich die Anlagen eines Anlagentyps innerhalb seiner Anwendung maßgeblich in ihrer Größe, sodass für

Anwendung 2 und Anwendung 3 in dieser Studie jeweils zwei Datensätze für Anlagen mit einem niedrigen **(***geringe Kapazität)* und einem hohen Durchsatz *(hohe Kapazität)* betrachtet werden.

Tabelle 61: Abschätzung der jährlichen Gesamtkapazität im Referenzjahr - NE-Metallindustrie Kupfer

Anwendung	Gesamtkapazität	Produktionsmenge**	Einheit	Jahr
1: Kontinuierliches Schmelzen Kupfer Gießwalzdraht	658	526	Tsd. t/a	2019
2: Konti. Erwärmen Kupfer-Halbzeug f. Warmumformung**	833	750	Tsd. t/a	2019
3: Diskonti. Wärmebehandlung Kupfer-Halbzeug**	578	491	Tsd. t/a	2019

Anmerkung: *Abschätzung; abhängig von geschätzter Verteilung auf Anlagen, Prozessschritte werden vielfach nacheinander durchgeführt, sodass die in den betrachteten Anlagen durchgesetzte Produktionsmenge größer ist als die Gesamtproduktionsmenge in der Branche. ** Für die weiteren Betrachtungen wird vereinfacht angenommen, dass die Gesamtkapazität zu gleichen Anteilen auf Techniken mit geringer und hoher Kapazität verteilt ist.

Tabelle 62: Kenndaten für die ökonomische Betrachtung NE-Metallindustrie Kupfer Anwendung 1: kontinuierliches Schmelzen Kupfer Gießwalzdraht

Technik	Referenz-technik	Alternativ-technik 1	Alternativ-technik 2	Einheit	Quellen
Beheizungstechnologie	**Erdgasbeheizung**	**Elektrifizierung**	**Wasserstoffbeheizung**		
Thermoprozessanlagen	**Kathodenschachtofen**	**Rinneninduktionsofen**	**Kathodenschachtofen**		
Produkt	Gießwalzdraht				
Investition Neubau	38,5	65,9	38,5	EUR/$t_{Kap.}$	[6]
Investition Modernisierung	9,6	7,1	9,6	EUR/$t_{Kap.}$	
Minimale Investition Neubau	38,5	36,2	38,5	EUR/$t_{Kap.}$	[6]
Min. Investition Modernisierung	9,6	0,3	9,6	EUR/$t_{Kap.}$	
TRL	9	9	< 5	-	
Energieträger 1	Erdgas	Strom	EE-Wasserstoff	-	[1]
Energieträger 2	keiner	keiner	keiner	-	
Energieträger 3	keiner	keiner	keiner	-	
Spezifischer Energiebedarf 1	0,285	0,265	0,285	MWh/$t_{Pr.}$	[2]; [3]
Spezifischer Energiebedarf 2	0,000	0,000	0,000	MWh/$t_{Pr.}$	
Spezifischer Energiebedarf 3	0,000	0,000	0,000	MWh/$t_{Pr.}$	
Min. spezifischer Energiebedarf	0,285	0,265	0,285	MWh/$t_{Pr.}$	[4]
Prozessbedingte Emissionen	0,000	0,000	0,000	$t_{CO2}/t_{Pr.}$	
Betriebs- und Wartungskosten	1,9	3,3	1,9	EUR/$t_{Kap.}$	[5]
Abschreibungszeitraum	25	25	25	a	
Lebensdauer	50	50	50	a	[6]
Repräsentative Kapazität	520.000	80.000	520.000	$t_{Jahresleistung}$	[7]
Auslastung	0,90	0,90	0,90	1,00	[6]
Anteil Bestand 2020	100 %	0 %	0 %	%	
Verfügbar ab	2020	2020	2030		
Verfügbar bis	2050	2050	2050		

Anmerkungen und Annahmen:
Angaben beziehen sich auf die Kapazität „$t_{Kap.}$“ oder die Produktionsmenge „$t_{Pr.}$“, Bezugsgröße Output der Anwendung. Bei den Datensätzen handelt es sich um gerundete Mittelwerte aus den unten aufgeführten Quellen. Die Zuordnung der Energieträger basiert auf der Definition der verwendeten Rahmendaten und Modellparametern aus AP2 (Abschnitt 7.2). Sofern keine gesicherten Werte im Rahmen der Studie erhoben werden können, werden die folgenden Annahmen getroffen: Die Investitionskosten der Alternativtechnik entsprechen den Investitionskosten der Referenztechnik. Die minimalen Investitionskosten einer Technik entsprechen den Investitionskosten der Technik. Der spezifische Energiebedarf der Alternativtechnik entspricht dem (summierten) Energiebedarf der Referenztechnik. Der minimale spezifische Energiebedarf einer Technik entspricht dem summierten Energiebedarf der Technik. Die prozessbedingten Emissionen, Betriebs- und Wartungskosten, Abschreibungszeitraum, Modernisierungszyklus sowie die repräsentative Kapazität der Alternativtechnik entsprechen den Werten der Referenztechnik. Für ein TRL < 3 wird eine Verfügbarkeit der Technik ab dem Jahr 2040 angenommen. Für ein TRL < 9 und ≥ 3 wird eine Verfügbarkeit der Technik ab dem Jahr 2030 angenommen.
Quellen:
[1]: (Köhlhofer und Leutloff 2011)
[2]: (Schlesinger et al. 2011)
[3]: (European Commission 2017b)
[4]: eigene Berechnungen aus Erhöhung der Enthalpie von 25°C auf 1.085°C und Schmelzenthalpie (187 kWh/t)
[5] Annahme 5 % auf Investitionskosten
[6] Keine gesicherten Daten vorhanden. Annahme auf Basis vergleichbarer Anlagen.
[7] fossil beheizte Anlage :65 t/h * 8000 h, bzw. elektrisch beheizte Anlage : 10 t/h * 8000

Tabelle 63: Kenndaten für die ökonomische Betrachtung NE-Metallindustrie Kupfer Anwendung 2: kontinuierliches Erwärmen Kupfer-Halbzeug für Warmumformung (geringe Kapazität)

Technik	Referenz-technik	Alternativ-technik 1	Alternativ-technik 2	Einheit	Quellen
Beheizungstechnologie	Erdgasbeheizung	Elektrifizierung	Wasserstoffbeheizung		
Thermoprozessanlagen	Hubherd-, Rollenherdofen	Hubherd-, Rollenherdofen	Hubherd-, Rollenherdofen		
Produkt	Bleche, Bänder, Stangen, Profile, Rohre				
Investition Neubau	454,5	454,5	454,5	EUR/$t_{Kap.}$	[1]
Investition Modernisierung	303	303	303	EUR/$t_{Kap.}$	[1]
Minimale Investition Neubau	454,5	454,5	454,5	EUR/$t_{Kap.}$	[1]
Min. Investition Modernisierung	303	303	303	EUR/$t_{Kap.}$	[1]
TRL	9	9	< 5	-	
Energieträger 1	Erdgas	Strom	EE-Wasserstoff	-	[1]
Energieträger 2	keiner	keiner	keiner	-	[1]
Energieträger 3	keiner	keiner	keiner	-	[1]
Spezifischer Energiebedarf 1	0,190	0,152	0,190	MWh/$t_{Pr.}$	[1, 2]
Spezifischer Energiebedarf 2	0,000	0,000	0,000	MWh/$t_{Pr.}$	[1]
Spezifischer Energiebedarf 3	0,000	0,000	0,000	MWh/$t_{Pr.}$	[1]
Min. spezifischer Energiebedarf	0,190	0,152	0,190	MWh/$t_{Pr.}$	[1]
Prozessbedingte Emissionen	0,000	0,000	0,000	t_{CO2}/$t_{Pr.}$	[1]
Betriebs- und Wartungskosten	136,4	136,4	136,4	EUR/$t_{Kap.}$	[1]
Abschreibungszeitraum	7	7	7	a	[1]
Lebensdauer	20	20	20	a	[1]
Repräsentative Kapazität	10.000[1)]	10.000	10.000	$t_{Jahresleistung}$	
Auslastung	0,80	0,80	0,80	1,00	[1]
Anteil Bestand 2020	80 %	20 %	0 %	%	
Verfügbar ab	2020	2020	2030		
Verfügbar bis	2050	2050	2050		

Anmerkungen und Annahmen:
Angaben beziehen sich auf die Kapazität „$t_{Kap.}$“ oder die Produktionsmenge „$t_{Pr.}$“, Bezugsgröße Output der Anwendung
Bei den Datensätzen handelt es sich um gerundete Mittelwerte aus den unten aufgeführten Quellen.
Die Zuordnung der Energieträger basiert auf der Definition der verwendeten Rahmendaten und Modellparametern aus AP2 (Abschnitt 7.2).
Sofern keine gesicherten Werte im Rahmen der Studie erhoben werden können, werden die folgenden Annahmen getroffen:
Die Investitionskosten der Alternativtechnik entsprechen den Investitionskosten der Referenztechnik.
Die minimalen Investitionskosten einer Technik entsprechen den Investitionskosten der Technik.
Der spezifische Energiebedarf der Alternativtechnik entspricht dem (summierten) Energiebedarf der Referenztechnik.
Der minimale spezifische Energiebedarf einer Technik entspricht dem summierten Energiebedarf der Technik.
Die prozessbedingten Emissionen, Betriebs- und Wartungskosten, Abschreibungszeitraum, Modernisierungszyklus sowie die repräsentative Kapazität der Alternativtechnik entsprechen den Werten der Referenztechnik.
Für ein TRL < 3 wird eine Verfügbarkeit der Technik ab dem Jahr 2040 angenommen.
Für ein TRL < 9 und ≥ 3 wird eine Verfügbarkeit der Technik ab dem Jahr 2030 angenommen.
Legende:
1) 5500 h*1,2t/h
Quellen:
[1]: Technikbeispiele nach Daten im Rahmen einer Umfrage des DKI (Expert:inneninterview 2021j)
[2]: (Sprung 2011)

Tabelle 64: Kenndaten für die ökonomische Betrachtung NE-Metallindustrie Kupfer Anwendung 2: kontinuierliches Erwärmen Kupfer-Halbzeug für Warmumformung (hohe Kapazität)

Technik	Referenz-technik	Alternativ-technik 1	Alternativ-technik 2	Einheit	Quellen
Beheizungstechnologie	Erdgasbeheizung	Elektrifizierung	Wasserstoffbeheizung		
Thermoprozessanlagen	Hubherd-, Rollenherdofen	Hubherd-, Rollenherdofen	Hubherd-, Rollenherdofen		
Produkt	Bleche, Bänder, Stangen, Profile, Rohre				
Investition Neubau	51,1	51,1	51,1	EUR/$t_{Kap.}$	[1]
Investition Modernisierung	6,7	6,7	6,7	EUR/$t_{Kap.}$	[1]
Minimale Investition Neubau	51,1	51,1	51,1	EUR/$t_{Kap.}$	[1]
Min. Investition Modernisierung	6,7	6,7	6,7	EUR/$t_{Kap.}$	[1]
TRL	9	9	< 5	-	
Energieträger 1	Erdgas	Strom	EE-Wasserstoff	-	[1]
Energieträger 2	keiner	keiner	keiner	-	[1]
Energieträger 3	keiner	keiner	keiner	-	[1]
Spezifischer Energiebedarf 1	0,225	0,202	0,225	MWh/$t_{Pr.}$	[1, 2]
Spezifischer Energiebedarf 2	0,000	0,000	0,000	MWh/$t_{Pr.}$	[1]
Spezifischer Energiebedarf 3	0,000	0,000	0,000	MWh/$t_{Pr.}$	[1]
Min. spezifischer Energiebedarf	0,190	0,152	0,190	MWh/$t_{Pr.}$	[1]
Prozessbedingte Emissionen	0,000	0,000	0,000	t_{CO2}/$t_{Pr.}$	[1]
Betriebs- und Wartungskosten	4,3	4,4	4,3	EUR/$t_{Kap.}$	[1]
Abschreibungszeitraum	7	7	7	a	[1]
Lebensdauer	48	48	48	a	[1]
Repräsentative Kapazität	490.000[1)]	200.000	490.000	$t_{Jahresleistung}$	
Auslastung	1,00	1,00	1,00	1,00	[1]
Anteil Bestand 2020	100 %	0 %	0 %	%	
Verfügbar ab	2020	2020	2030		
Verfügbar bis	2050	2050	2050		

Anmerkungen und Annahmen:
Angaben beziehen sich auf die Kapazität „$t_{Kap.}$“ oder die Produktionsmenge „$t_{Pr.}$“, Bezugsgröße Output der Anwendung
Bei den Datensätzen handelt es sich um gerundete Mittelwerte aus den unten aufgeführten Quellen.
Die Zuordnung der Energieträger basiert auf der Definition der verwendeten Rahmendaten und Modellparametern aus AP2 (Abschnitt 7.2).
Sofern keine gesicherten Werte im Rahmen der Studie erhoben werden können, werden die folgenden Annahmen getroffen:
Die Investitionskosten der Alternativtechnik entsprechen den Investitionskosten der Referenztechnik.
Die minimalen Investitionskosten einer Technik entsprechen den Investitionskosten der Technik.
Der spezifische Energiebedarf der Alternativtechnik entspricht dem (summierten) Energiebedarf der Referenztechnik.
Der minimale spezifische Energiebedarf einer Technik entspricht dem summierten Energiebedarf der Technik.
Die prozessbedingten Emissionen, Betriebs- und Wartungskosten, Abschreibungszeitraum, Modernisierungszyklus sowie die repräsentative Kapazität der Alternativtechnik entsprechen den Werten der Referenztechnik.
Für ein TRL < 3 wird eine Verfügbarkeit der Technik ab dem Jahr 2040 angenommen.
Für ein TRL < 9 und ≥ 3 wird eine Verfügbarkeit der Technik ab dem Jahr 2030 angenommen.
Legende:
1) 8160 h*60t/h
Quellen:
[1]: Technikbeispiele nach Daten im Rahmen einer Umfrage des DKI (Expert:inneninterview 2021j)
[2]: (Sprung 2011)

Tabelle 65: Kenndaten für die ökonomische Betrachtung NE-Metallindustrie Kupfer Anwendung 3: diskontinuierliche Wärmebehandlung Kupfer-Halbzeug (geringe Kapazität)

Technik	Referenz-technik	Alternativ-technik 1	Alternativ-technik 2	Einheit	Quellen
Beheizungstechnologie	Erdgasbeheizung	Elektrifizierung	Wasserstoffbeheizung		
Thermoprozessanlagen	Haubenofen	Haubenofen	Haubenofen		
Produkt	Coils (Draht, Bänder)				
Investition Neubau	269,6	269,6	269,6	EUR/$t_{Kap.}$	[1]
Investition Modernisierung	18,2	18,2	18,2	EUR/$t_{Kap.}$	[1]
Minimale Investition Neubau	81,8	81,8	81,8	EUR/$t_{Kap.}$	[1]
Min. Investition Modernisierung	18,2	18,2	18,2	EUR/$t_{Kap.}$	[1]
TRL	9	9	< 5	-	
Energieträger 1	Erdgas	Strom	EE-Wasserstoff	-	[1]
Energieträger 2	keiner	keiner	keiner	-	[1]
Energieträger 3	keiner	keiner	keiner	-	[1]
Spezifischer Energiebedarf 1	0,080	0,072	0,080	MWh/$t_{Pr.}$	[1, 2]
Spezifischer Energiebedarf 2	0,000	0,000	0,000	MWh/$t_{Pr.}$	[1]
Spezifischer Energiebedarf 3	0,000	0,000	0,000	MWh/$t_{Pr.}$	[1]
Min. spezifischer Energiebedarf	0,080	0,072	0,080	MWh/$t_{Pr.}$	[1]
Prozessbedingte Emissionen	0,000	0,000	0,000	$t_{CO2}/t_{Pr.}$	[1]
Betriebs- und Wartungskosten	21,8	21,8	21,8	EUR/$t_{Kap.}$	[1]
Abschreibungszeitraum	13	13	13	a	[1]
Lebensdauer	35	35	35	a	[1]
Repräsentative Kapazität	10.000[1)]	10.000	10.000	$t_{Jahresleistung}$	
Auslastung	0,70	0,70	0,70	1,00	[1]
Anteil Bestand 2020	100 %	0 %	0 %	%	
Verfügbar ab	2020	2020	2030		
Verfügbar bis	2050	2050	2050		

Anmerkungen und Annahmen:
Angaben beziehen sich auf die Kapazität „$t_{Kap.}$“ oder die Produktionsmenge „$t_{Pr.}$“, Bezugsgröße Output der Anwendung
Bei den Datensätzen handelt es sich um gerundete Mittelwerte aus den unten aufgeführten Quellen.
Die Zuordnung der Energieträger basiert auf der Definition der verwendeten Rahmendaten und Modellparametern aus AP2 (Abschnitt 7.2).
Sofern keine gesicherten Werte im Rahmen der Studie erhoben werden können, werden die folgenden Annahmen getroffen:
Die Investitionskosten der Alternativtechnik entsprechen den Investitionskosten der Referenztechnik.
Die minimalen Investitionskosten einer Technik entsprechen den Investitionskosten der Technik.
Der spezifische Energiebedarf der Alternativtechnik entspricht dem (summierten) Energiebedarf der Referenztechnik.
Der minimale spezifische Energiebedarf einer Technik entspricht dem summierten Energiebedarf der Technik.
Die prozessbedingten Emissionen, Betriebs- und Wartungskosten, Abschreibungszeitraum, Modernisierungszyklus sowie die repräsentative Kapazität der Alternativtechnik entsprechen den Werten der Referenztechnik.
Für ein TRL < 3 wird eine Verfügbarkeit der Technik ab dem Jahr 2040 angenommen.
Für ein TRL < 9 und ≥ 3 wird eine Verfügbarkeit der Technik ab dem Jahr 2030 angenommen.
Legende:
1) 5500 h * 1,2t/h
Quellen:
[1]: Technikbeispiele nach Daten im Rahmen einer Umfrage des DKI (Expert:inneninterview 2021j)
[2]: (Wendt und Hautkappe 2011)

Tabelle 66: Kenndaten für die ökonomische Betrachtung NE-Metallindustrie Kupfer Anwendung 3: diskontinuierliche Wärmebehandlung Kupfer-Halbzeug (hohe Kapazität)

Technik	Referenz-technik	Alternativ-technik 1	Alternativ-technik 2	Einheit	Quellen
Beheizungstechnologie	Erdgasbeheizung	Elektrifizierung	Wasserstoffbeheizung		
Thermoprozessanlagen	Haubenofen	Haubenofen	Haubenofen		
Produkt	Coils (Draht, Bänder)				
Investition Neubau	269,6	269,6	269,6	EUR/$t_{Kap.}$	[1]
Investition Modernisierung	27	27	27	EUR/$t_{Kap.}$	[1]
Minimale Investition Neubau	269,6	269,6	269,6	EUR/$t_{Kap.}$	[1]
Min. Investition Modernisierung	27	27	27	EUR/$t_{Kap.}$	[1]
TRL	9	9	< 5	-	
Energieträger 1	Erdgas	Strom	EE-Wasserstoff	-	[1]
Energieträger 2	keiner	keiner	keiner	-	[1]
Energieträger 3	keiner	keiner	keiner	-	[1]
Spezifischer Energiebedarf 1	0,220	0,198	0,220	MWh/$t_{Pr.}$	[1, 2]
Spezifischer Energiebedarf 2	0,000	0,000	0,000	MWh/$t_{Pr.}$	[1]
Spezifischer Energiebedarf 3	0,000	0,000	0,000	MWh/$t_{Pr.}$	[1]
Min. spezifischer Energiebedarf	0,080	0,198	0,080	MWh/$t_{Pr.}$	[1]
Prozessbedingte Emissionen	0,000	0,000	0,000	$t_{CO2}/t_{Pr.}$	[1]
Betriebs- und Wartungskosten	8,1	8,1	8,1	EUR/$t_{Kap.}$	[1]
Abschreibungszeitraum	13	13	13	a	[1]
Lebensdauer	35	35	35	a	[1]
Repräsentative Kapazität	40.000[1)]	40.000	40.000	$t_{Jahresleistung}$	
Auslastung	1,00	1,00	1,00	1,00	[1]
Anteil Bestand 2020	100 %	0 %	0 %	%	
Verfügbar ab	2020	2020	2030		
Verfügbar bis	2050	2050	2050		

Anmerkungen und Annahmen:
Angaben beziehen sich auf die Kapazität „$t_{Kap.}$“ oder die Produktionsmenge „$t_{Pr.}$“, Bezugsgröße Output der Anwendung
Bei den Datensätzen handelt es sich um gerundete Mittelwerte aus den unten aufgeführten Quellen.
Die Zuordnung der Energieträger basiert auf der Definition der verwendeten Rahmendaten und Modellparametern aus AP2 (Abschnitt 7.2).
Sofern keine gesicherten Werte im Rahmen der Studie erhoben werden können, werden die folgenden Annahmen getroffen:
Die Investitionskosten der Alternativtechnik entsprechen den Investitionskosten der Referenztechnik.
Die minimalen Investitionskosten einer Technik entsprechen den Investitionskosten der Technik.
Der spezifische Energiebedarf der Alternativtechnik entspricht dem (summierten) Energiebedarf der Referenztechnik.
Der minimale spezifische Energiebedarf einer Technik entspricht dem summierten Energiebedarf der Technik.
Die prozessbedingten Emissionen, Betriebs- und Wartungskosten, Abschreibungszeitraum, Modernisierungszyklus sowie die repräsentative Kapazität der Alternativtechnik entsprechen den Werten der Referenztechnik.
Für ein TRL < 3 wird eine Verfügbarkeit der Technik ab dem Jahr 2040 angenommen.
Für ein TRL < 9 und ≥ 3 wird eine Verfügbarkeit der Technik ab dem Jahr 2030 angenommen.
Legende:
1) 8160 h*60t/h
Quellen:
[1]: Technikbeispiele nach Daten im Rahmen einer Umfrage des DKI (Expert:inneninterview 2021j)
[2]: (Wendt und Hautkappe 2011)

5.4.8 Zwischenergebnis

Nach den Erkenntnissen aus den vorangegangenen Kapiteln werden in diesem Abschnitt die Ergebnisse für die branchenspezifischen Anlagentypen, die technische Gesamtentwicklung, der zukünftige FuE-Bedarf, der zukünftige Energieverbrauch sowie die Abwärmeentstehung zusammengefasst (Tabelle 67).

Tabelle 67: Ergebnisse der Branchen- und Technologieanalyse NE-Metallindustrie Kupfer

	Betrachtete Anwendungen und Thermoprozessanlagen		
	Kontinuierliches Schmelzen Kupfer Gießwalzdraht ($T_{Schmelze,max}$ ≈ 1085°C) Kathodenschachtofen	**Kontinuierliches Erwärmen Kupfer-Halbzeug für Warmumformung ($T_{Prozess,max}$ ≈ 1100°C)** Hubbalken-, Rollenherdofen	**Diskontinuierliche Wärmebehandlung Kupfer Halbzeug ($T_{Prozess,max}$ ≈ 1000°C)** Haubenofen
Technisches Gesamtpotenzial **für die betrachteten Anwendungen im Anlagenpark in Deutschland**	Stand der Technik: 1 Großanlage Durchsatz: 58– 65 t/h Erdgasbeheizung 100 %[1)] Alternativtechnologien: Elektrifizierung, Wasserstoffbeheizung	Stand der Technik: ca. 42 Anlagen Durchsatz: 1,2 – 60 t/h Erdgasbeheizung > 70 %[1)] Alternativtechnologien: Elektrifizierung, Wasserstoffbeheizung	Stand der Technik: ca. 36 Anlagen Durchsatz: 1 – 5 t/h Erdgasbeheizung 100 %[1)] Alternativtechnologien: Elektrifizierung, Wasserstoffbeheizung
F&E-Bedarf	Elektrifizierung: Induktionsrinnen-/tiegelofen TRL = 9 (Stand der Technik) aber (produktions-) technische und wirtschaftliche Restriktionen zu beachten Wasserstoffbeheizung: TRL < 5, Entwicklung und Demonstrationsbetrieb notwendig	Elektrifizierung: Induktion, Widerstandsbeh.[2)] TRL = 9 (Stand der Technik) aber (produktions-) technische und wirtschaftliche Restriktionen zu beachten Wasserstoffbeheizung: TRL < 5, Entwicklung und Demonstrationsbetrieb notwendig	Elektrifizierung: Widerstandsbeheizung TRL = 9 (Stand der Technik) aber (produktions-) technische und wirtschaftliche Restriktionen zu beachten Wasserstoffbeheizung: TRL < 5, Entwicklung und Demonstrationsbetrieb notwendig
Endenergiebedarf **Summe für alle Anlagen der betrachteten Anwendung (ohne Berücksichtigung des Energiebedarfs von Vorketten für die Erzeugung)**	Gesamtenergiebedarf aktuell: ca. 170 GWh/a Erdgas Prod.-Menge 590 Tsd. t/a zukünftig (100 %): Elektrifizierung: vergleichbar Wasserstoff: vergleichbar Potenzial zur Flexibilisierung: gering	Gesamtenergiebedarf aktuell: 75,9 - 168,7 GWh/a Erdgas[3)] Prod.-Menge ca. 750 Tsd. t/a zukünftig (100 %): Elektrifizierung: vergleichbar Wasserstoff: vergleichbar Potenzial zur Flexibilisierung: gering	Gesamtenergiebedarf aktuell: 17,5 – 114,3 GWh/a Erdgas[3)] Prod.-Menge 490 Tsd. t/a zukünftig (100 %): Elektrifizierung: vergleichbar Wasserstoff: vergleichbar Potenzial zur Flexibilisierung: gering
Abwärmeentstehung **Mittelwerte für Einzelanlagen (exemplarisch)**	Erdgasbeheizung (Referenz): ca. 24000 m³/h STP, T ≈ 140°C Elektrifizierung: leichte Verringerung erwartet Wasserstoffbeheizung: keine Veränderung erwartet	Erdgasbeheizung[4)]: Wasserdampf: 150 m³/h STP, T < 150°C Verbrennungsabgas: 22.000 m³/h, T < 1370°C Elektrifizierung: leichte Verringerung erwartet Wasserstoffbeheizung: keine Veränderung erwartet	Erdgasbeheizung[4)]: Kühlwasser: T = 30 - 40°C Verbrennungsabgas: < 1400 m³/h STP, T = 250 - 400°C Elektrifizierung: leichte Verringerung erwartet Wasserstoffbeheizung: keine Veränderung erwartet

Anmerkungen:

1) Anteil bezogen auf die anwendungsspezische Produktionsmenge

2) Die technische Umsetzung der Elektrifizierung ist von der Bauteilgeometrie abhängig und produktspezifisch zu prüfen.

3) Abschätzung nach den Szenarios aus Anhang A.6.1 und A.6.2

4) exemplarische Werte für einzelne Anlagen dieses Typs

Die Kupferindustrie in Deutschland, inkl. der Herstellung von Kupferlegierungen, ist durch einen sehr heterogenen Anlagenpark gekennzeichnet, wodurch sich die Anlagenverteilung nicht eindeutig erheben lässt. Die im Rahmen dieser Studie betrachteten Prozessketten umfassen insbesondere Anlagen für die Erwärmung und Wärmebehandlung von Kupfer-Halbzeugen, sowie den Kathodenschachtofen zum Schmelzen von Kupfer- und Kupferlegierungen. Die Anlagen sind fossil oder elektrisch beheizt. Die fossil beheizten Anlagentypen sind je nach Annahmen der Anlagenverteilung in Deutschland für 50 % bis 65 % des Energieverbrauchs und zu 30 % bis 42 % der energiebedingten CO_2-Emissionen verantwortlich. Davon werden im Rahmen dieser Studie drei Anwendungen weiter betrachtet, welchen sich insgesamt mehr als 75 % des Energiebedarfs sowie der energiebedingten CO_2-Emissionen zurechnen lassen.

Der Stand der Technik ist für alle Anlagentypen der betrachteten Anwendungen eine Erdgasbeheizung, wobei für die Erwärmung und Wärmebehandlung teilweise bereits elektrische Anlagen wie Induktionsöfen eingesetzt werden. Neben technischen Aspekten sind für die Wahl der Anlagen insbesondere wirtschaftliche Aspekte wie Investitions- und Energiekosten aber auch die bestehende oder notwendige Infrastruktur ausschlaggebend. Als zukünftige Alternativtechnologien sind eine vollständige Elektrifizierung sowie der Einsatz von Wasserstoff denkbar.

Grundsätzlich lässt sich festhalten, dass die Alternativtechnologien der Elektrifizierung ausreichend erforscht und technisch durchführbar sind. Die Durchführung scheitert in der Regel an der Wirtschaftlichkeit der Anlagen. Die Verwendung von Wasserstoff befindet sich für alle drei Anwendungen nach aktuellem Stand noch in der Forschung und Entwicklung und muss industriell erprobt werden.

Der gesamte Endenergiebedarf ist von der tatsächlichen Anlagenverteilung und der Produktionsmenge abhängig und kann in dieser Studie nur abgeschätzt werden. Entsprechend der Prozessschritte entlang der Prozesskette und des prozessspezifischen Temperaturniveaus nimmt der Energiebedarf in den dem Schmelzen nachgeschalteten Prozessschritten ab. Zukünftig ist mit einem ähnlichen Energiebedarf für die Anlagen zu rechnen, wobei der Wirkungsgrad für elektrisch beheizte Anlagen geringfügig höher als der für gasbeheizte Anlagen angegeben wird.

In Bezug auf die Abwärmeentstehung für die betrachteten Anlagentypen lässt sich keine quantitative, branchenübergreifende Aussage treffen. Grundsätzlich ist ein Großteil der Anlagen mit einer Wärmerückgewinnung ausgestattet, sodass Kühlwasser, oder Dampf auf einem niedrigen Temperaturniveau die Anlage verlässt. In selten Einzelfällen verlässt das Verbrennungsabgas die Anlage mit einer Temperatur über 1.000°C. Hier sind die konventionellen Wärmerückgewinnungsmaßnahmen wie Abgasrekuperatoren zu prüfen. Bei einem Umstieg auf eine elektrische Beheizung hängt der Volumenstrom, welcher die Anlage verlässt, insbesondere von dem benötigten Spülgasvolumenstrom ab. Es ist davon auszugehen, dass dieser deutlich geringer als der des Verbrennungsabgases ist, wodurch sich der Abwärmeenthalpiestrom ebenfalls verringert. Bei einer Beheizung mit Wasserstoff ist mit einer leichten Reduzierung des Abgasvolumenstroms und damit mit einer Abwärmeentstehung im Vergleich zu einer Erdgasbeheizung zu rechnen.

5.5 Umformtechnik (Massivumformung und Presshärten)

5.5.1 Kurzbeschreibung der Branche

Grundsätzlich wird in der Umformtechnik zwischen der *Massivumformung* und der *Blechumformung (Presshärten)* unterschiedenen. Das Schmieden beschreibt im allgemeinen die Herstellung massiv umgeformter Bauteile. Entsprechend umfasst die Schmiedeindustrie technisch gesehen insbesondere die Prozessketten der Massivumformung. Die Blechumformung, mit eigenen Prozessketten und Herstellungsverfahren, existiert neben der Massivumformung (Expert:inneninterview 2021k). Sie wird der Schmiedeindustrie nach der Klassifikation der Wirtschaftszweige jedoch ebenfalls zugerechnet.

In der Prozesskette der Stahlproduktion gliedert sich das Schmieden nach der Umformung ein. Das Rohmaterial stammt dabei aus dem vorangegangenen Strangguss oder Blockguss, in Form von Knüppeln, Blöcken oder Brammen. Das Schmieden, als Umformprozess, stellt dabei die Bearbeitung des Rohmaterials zum fertigen Formteil dar. Im Anschluss werden die fertigen Formteile zur Erlangung der je nach Anwendung benötigten, mechanischen Eigenschaften gegebenenfalls wärmebehandelt. Die Wärmebehandlung kann vielfach auch in Betrieben der Härtereitechnik stattfinden.

Die Schmiedeindustrie in Deutschland wird nach der Klassifikation der Wirtschaftszweige des Statistischen Bundesamtes von 2008 in fünf Untergruppen unterteilt. Die Einteilung der Schmiedeprodukte erfolgt dabei nach der Klassifikation in Abschnitt C, Abteilung 25, Gruppe 5 (WZ 2008 25.5) in Schmiede-, Blechformteile, gewalzte Ringe und pulvermetallurgische Erzeugnisse. Die Untergruppen sind die Herstellung von Freiformschmiedestücken (25.50.1), die Herstellung von Gesenkschmiedeteilen (25.50.2), die Herstellung von Kaltfließpressteilen (25.50.3), die Herstellung von Blechformteilen (Press-, Zieh- und Stanzteilen) (25.50.4) sowie die Herstellung von pulvermetallurgischen Erzeugnissen (25.50.5).

Die Schmiedeindustrie besteht größtenteils aus klein- und mittelständigen Unternehmen. Insgesamt beschäftigte sie im Jahr 2019 etwa 105.000 Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter in rund 1.700 Betrieben in Deutschland. Der Umsatz dieser Branche betrug im selben Jahr ca. 21,2 Mrd. Euro. Die Gesamtproduktionsmenge, die unter der Meldenummer 25.50 erfasst wurde, betrug 2019 in Deutschland 7,2 Mio. t.

Diese Produktionsmenge kann nach den Herstellungsverfahren weiter aufgeschlüsselt werden in *Blechumformung* mit 5,1 Mio. t, *Gesenk- und Stauchschmieden* mit 1,2 Mio. t, *Kaltfließpressen* mit 0,5 Mio. t, *Freiformschmieden* mit 0,3 Mio. t und *Pulvermetallurgie* mit ca. 0,06 Mio. t (Tabelle 68). Das Freiformschmieden kann dabei weiter in die *geschmiedeten oder gewalzten Ringe* mit einer Produktionsmenge von 0,14 Mio. t und einem Produktionswert von 0,34 Mrd. €, sowie in die Freiformschmiedestücke mit einer Produktionsmenge von 0,19 Mio. t und einem Wert von 0,50 Mrd. € aufgeschlüsselt werden (siehe auch Anhang A.7.1).

Wie eingangs beschrieben wird zwischen der Massivumformung (Gesenkschmieden, Freiformschmieden, Ringwalzen und Fließpressen) und der Blechumformung unterschieden. Der wesentliche Unterschied besteht dabei in den Dimensionen der plastischen Umformung. Bei der Massivumformung erfährt das eingesetzte Material (gewollte) Veränderungen in allen drei Dimensionen. Bei der Blechumformung bleibt die Dicke (im Wesentlichen) konstant (Expert:inneninterview 2021k).

Die Massiv- und Blechumformung ist durch eine charakteristische Abnehmerstruktur geprägt (Abbildung 62). Die Erzeugnisse der Massivumformung gingen dabei zu 39,4 % an Systemhersteller, zu 32,6 % in den PkW-Bau, zu 15,4 % in den LkW-Bau, zu 8,9 % an den Maschinenbau

und zu 3,7 % an sonstige Abnehmer. Unter Berücksichtigung, dass ein Großteil der Systemhersteller wiederum Zulieferer der Automobilindustrie darstellen, wird die Verbundenheit der Schmiedeindustrie mit der Automobilbranche deutlich.

Als Beispiel dieser Verbundenheit kann die Studie „Massiver Leichtbau – Potentiale massivumgeformter Komponenten“ des Industrieverbands Massivumformung aus dem Jahr 2014 herangezogen werden (Severin 2014). In dieser Studie wurde ein Referenzfahrzeug ausgewählt und zerlegt. Aus dem Anteil massivumgeformter Bauteile in diesem Referenzfahrzeug wurde das Leichtbaupotenzial für die Massivumformung evaluiert. Die Studie ergab, dass ein Anteil von 48 % des Gesamtgewichts auf massivumgeformte Teile zurückzuführen ist. Auch hierdurch wird die Verbundenheit der Schmiedebranche mit der Automobilindustrie ersichtlich. Insbesondere der Antriebsstrang eines Fahrzeugs besteht dabei aus Teilen der Massivumformung. Im Hinblick der steigenden Bedeutung der E-Mobilität, sieht sich die Branche daher neuen Herausforderungen gegenüber ihrem Absatzmarkt ausgesetzt (Ade 2017; Severin 2014).

Tabelle 68: Branchenspezifische Kenndaten: Umformtechnik (Jahreswerte für 2019)

Kennzahlen entsprechend Wirtschaftszweig 25.5	
Umsatz	21,192 Mrd. Euro
Beschäftigte	105.045
Unternehmen	1.723
Produktionsmenge gesamt	7,229 Mio. t
Produktionsmenge Blechformteile [a)]	5,108 Mio. t
davon pressgehärtete Bauteile	ca. 0,240 Mio. t [b)]
Produktionsmenge Gesenkschmiedeteile	1,239 Mio. t
Produktionsmenge Fließpressteile	0,490 Mio. t
Produktionsmenge Freiformschmiedestücke [c)]	0,333 Mio. t
Produktionsmenge Pulvermetallurgische Erzeugnisse	0,060 Mio. t

Anmerkungen:
a) Press-, Zieh- und Stanzteilen (Kaltumformung, nicht im Fokus der Betrachtungen im Rahmen dieser Studie)
b) Berechnung Produktionsmenge: 275 kg (Rohbaukarosserie) * 0,75 (Anteil Strukturbauteile) * 0,25 (Anteil Presshärtebauteile) * 4,66 Mio. (Produktion PKW 2019 in DE)
Quelle: (Statistisches Bundesamt (Destatis) 2019a)
c) inkl. geschmiedeter/gewalzter Ringe (0,139 Mio. t)

Für die Schmiedeindustrie ergeben sich die folgenden drei Verfahren in der Massivumformung, die im Rahmen dieser Studie von besonderem Interesse sind:

- das Gesenkschmieden;
- das Freiformschmieden;
- das Ringwalzen.

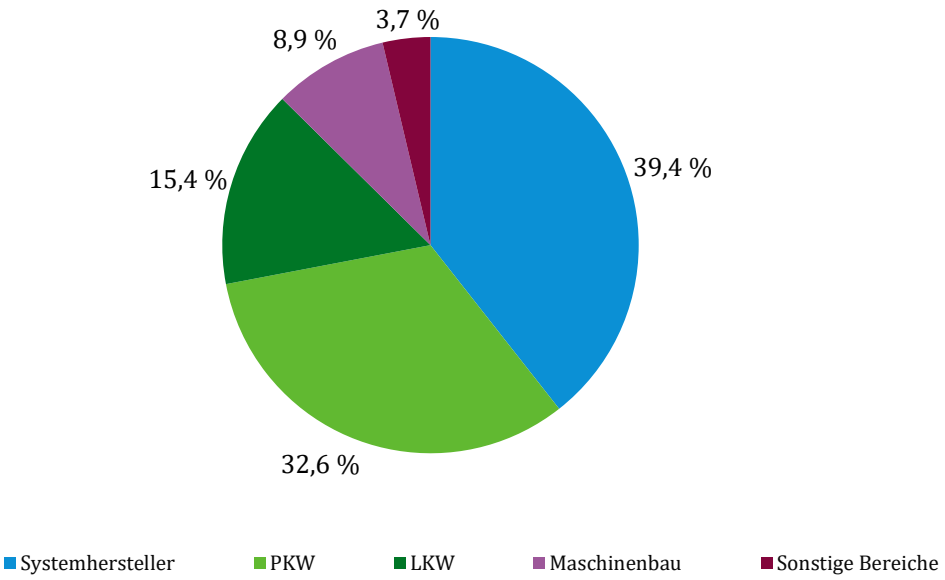
Dies entspricht in der Klassifizierung der Wirtschaftszweige den Untergruppen 25.50.1-3.

Das Gesenkschmieden stellt mit einem Anteil von ca. 60 % an der Produktionsmenge der Massivumformung (Gesenkschmieden, Fließpressen, Freiformschmieden inkl. Ringwalzen) von 2,062 Mio. t den wichtigsten Prozess dar. Auf das Freiformschmieden entfallen noch knapp 9 %

und auf das Ringwalzen entfallen noch ca. 7 %. Die restlichen 24 % entfallen auf das Kaltfließpressen, dass aufgrund des fehlenden Erwärmungsprozesses nicht weiter berücksichtigt wird.

Für die Herstellung von Blechformteilen werden größtenteils Verfahren der Kaltumformung genutzt, sodass diese im Rahmen dieser Studie nicht weiter betrachtet werden. Lediglich das Verfahren des Presshärtens wird näher betrachtet, da es aufgrund hoher Produktionsmengen und eines Erwärmungsprozessschrittes von besonderer Bedeutung ist.

Abbildung 62: Abnehmerstruktur der Massivumformung ohne Blechumformung im Jahr 2017



eigene Darstellung nach, Quellen: Industrieverband Massivumformung nach (Statistisches Bundesamt 2008; Severin 2014)

In einer Studie des Industrieverbands Massivumformung e.V. von 2017 (Ade 2017)wurde der gemittelte spezifische Energieverbrauch für die Warmmassivumformung auf ca. 900 bis 4.500 kWh/$t_{Produkt}$ beziffert. In Kombination mit der Vormaterialherstellung, vom Hochofen bis zum Block oder Strangguss, beträgt der gesamte spezifische Energieverbrauch laut Studie ca. 2.400 bis 7.000 kWh/$t_{Produkt}$. Der Großteil des Energieverbrauchs der Massivumformung entfällt dabei auf die Erwärmung mit über 30 % des Gesamtenergieverbrauchs. Mit knapp über 25 % entfällt ein weiterer großer Teil des Gesamtenergieverbrauchs auf die Wärmebehandlung. Die Umformung mithilfe von Pressen, Hämmern und Walzen mit einem Anteil von ca. 10 %, während die mechanische Bearbeitung und der Werkzeugbau mit ca. 3 % am Gesamtenergieverbrauch beteiligt sind. Insbesondere nicht direkt am Prozess beteiligte Verbraucher, wie Beheizung oder Beleuchtung der Werkshallen, tragen mit über 25 % zum Gesamtenergieverbrauch bei (Ade 2017).

5.5.2 Branchenspezifische Prozessketten

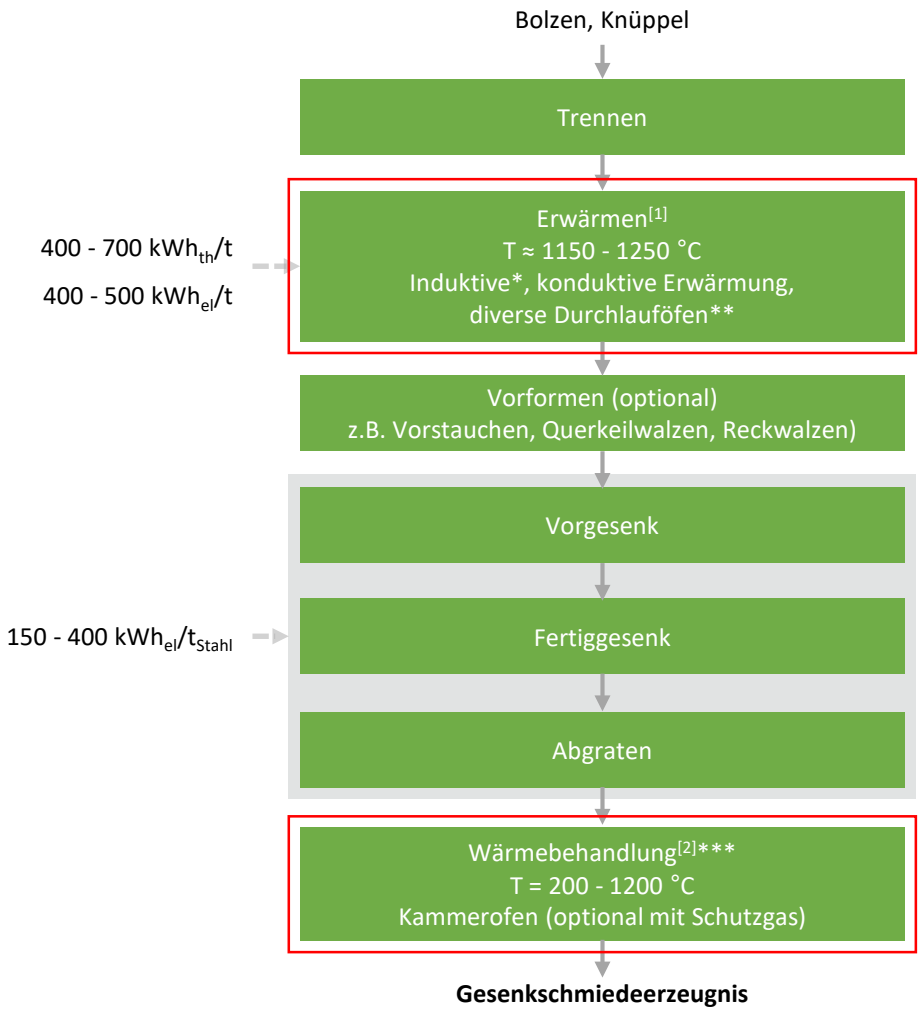
5.5.2.1 Gesenkschmieden

Das Gesenkschmieden ist durch eine charakteristische Prozesskette gekennzeichnet (Abbildung 63). Es zeichnet sich dabei durch hohe Durchsätze aus. Es wird aufgrund der hohen Kosten für die Werkzeugherstellung insbesondere für Großserien, wie beispielsweise für verschiedene Produkte der Automobilindustrie genutzt. Der Name leitet sich aus den spezifischen Werkzeugen des Prozesses ab, die Gesenke. Das Gesenk ist dabei eine zweiteilige Hohlform, die die Negativform des Produkts abbildet. Das Vormaterial für das Gesenkschmieden bilden Knüppel mit rundem oder quadratischem Querschnitt, bspw. aus dem vorangegangenen Strangguss. Die Knüppel

werden zunächst getrennt. Anschließend erfolgt die *Erwärmung* in *kontinuierlichen Erwärmungsöfen* (Ade 2017; Herbertz et al. 2012; Pfeifer et al. 2011c).

Die Erwärmung erfolgt dabei in Deutschland vielfach *induktiv* (in über 80 % nach (Herbertz et al. 2012; Pfeifer et al. 2011c)), seltener auch *konduktiv* oder in *erdgasbeheizten Durchlauföfen* (Expert:inneninterview 2021k). Die erwärmten Blöcke werden daraufhin in einer Stauchpresse vorgestaucht, um eine Vorform für das erste Gesenk, das Vorgesenk, zu erzeugen. Das Vorgesenk stellt dabei eine endabmessungsnahe Form ein. Die anschließende Umformung im Fertiggesenk stellt die präzise Produktform ein. Überschüssiges Material entweicht seitlich aus dem Werkzeug als Grat. Dieser muss in einer mechanischen Bearbeitung entfernt werden. Eine abschließende *Wärmebehandlung* stellt die gewünschten Werkstoffeigenschaften für das fertige Produkt ein. Die Anlagen der Wärmebehandlung sind Gegenstand der Betrachtungen der Branche „Härtereitechnik" im Rahmen dieser Studie, auf welche an dieser Stelle verwiesen wird (Herbertz et al. 2012; Pfeifer et al. 2011c).

Abbildung 63: Prozesskette Gesenkschmieden



eigene Darstellung

Legende:

rot markiert: Energieintensive Prozessschritte mit fossilen Energieträgern im Fokus der Betrachtungen innerhalb dieser Studie

th. = thermisch; el. = elektrisch

Anmerkungen:

* Der Prozessschritt Erwärmen wird überwiegend mit induktiven Erwärmungsanlagen durchgeführt (Annahme ca. 80 % - 85 % der Produktionsmenge nach (Herbertz et al. 2012; Pfeifer et al. 2011c))

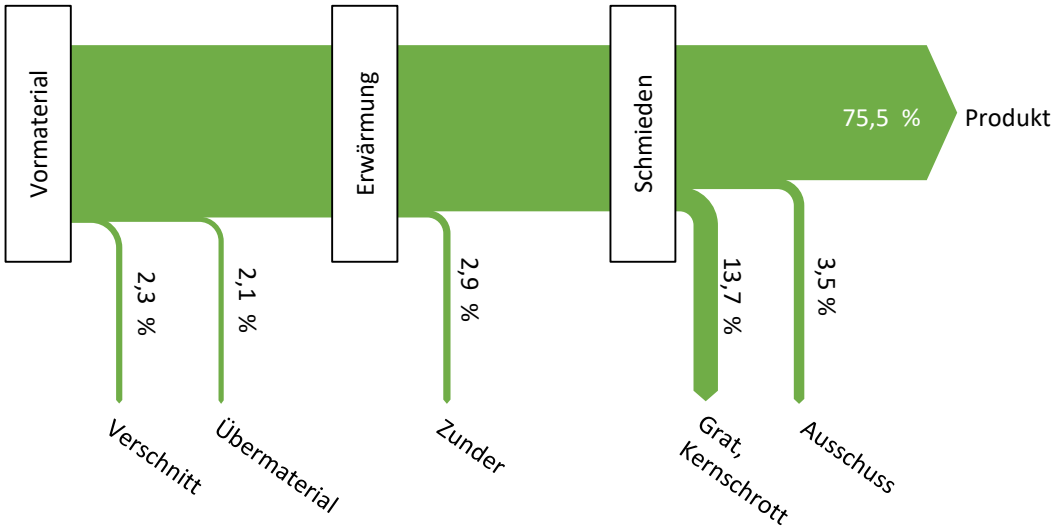
**gasbeheizt

***diverse Zeit-, Temperaturzyklen möglich, die Anlagen der Wärmebehandlung werden in der Branche Härtereitechnik betrachtet

Quellen: [1, 2] (Pfeifer et al. 2011c; VDI Zentrum Ressourceneffizienz GmbH 2013; Herbertz et al. 2012; Ade 2017)

Das Gesenkschmieden besitzt eine charakteristische Materialeffizienz (Abbildung 64). Beim Trennen werden zunächst durch Verschnitt und Übermaterial 4,4 % Material verloren. Innerhalb des Prozessschritts der Erwärmung kommt es durch Zunderbildung zu 2,9 % Materialverlust. Das abschließende Schmieden im Gesenk und die mechanische Bearbeitung führt zu weiteren 13,7 % Materialverlust, insbesondere durch den Grat, der im Gesenk entsteht. Weitere 3,5 % entfallen auf fehlerhafte Teile, sodass eine Materialeffizienz von 75,5 % verbleibt. Je nach Produkt variieren diese Werte stark. Für Fassonteile ergibt sich ein Materialwirkungsgrad von 0,38 bis 0,9 mit einem Mittelwert von 0,72. Während für rotationssymmetrische Teile ein Materialwirkungsgrad von 0,63 bis 1,00 mit einem Mittelwert von 0,89 in der Literatur angegeben wird (Ade 2017; Deutsche Massivumformung 2020; VDI Zentrum Ressourceneffizienz GmbH 2013; Herbertz et al. 2012; Kutsche 2010; Pfeifer et al. 2011c; Schmidt et al. 2004; Specker 2009).

Abbildung 64: Materialeffizienz beim Gesenkschmieden



eigene Darstellung nach, Quelle: (VDI Zentrum Ressourceneffizienz GmbH 2013)

5.5.2.2 Freiformschmieden

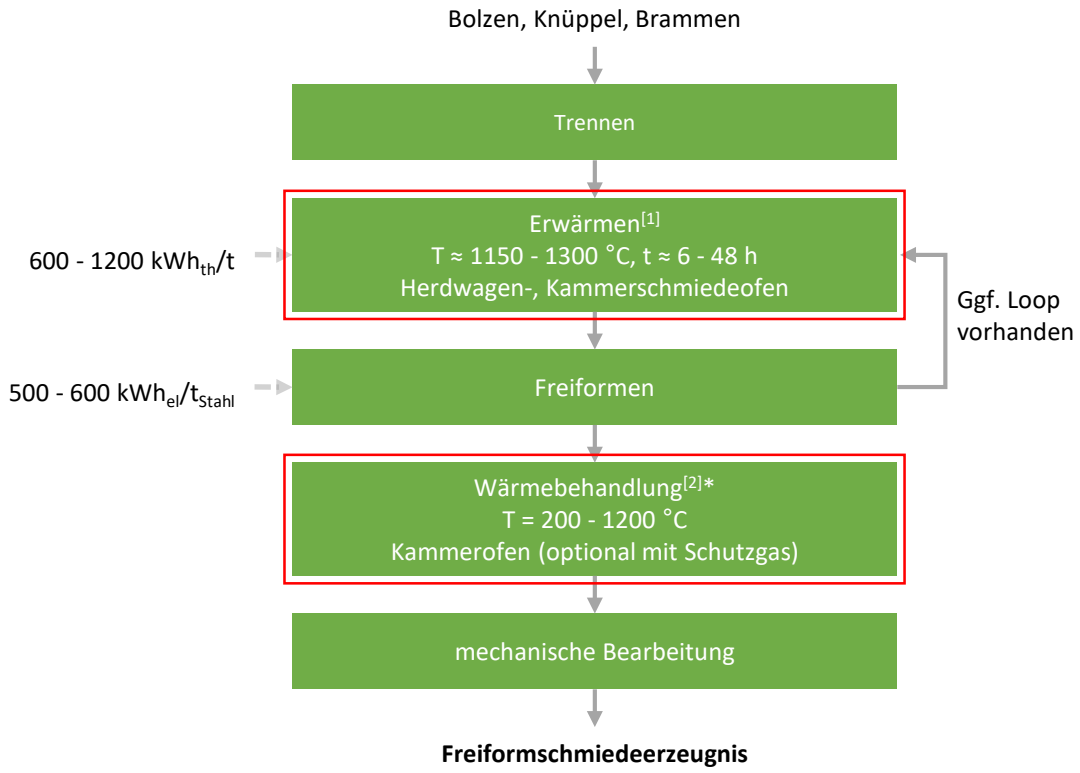
Das Freiformschmieden ist gegenüber dem Gesenkschmieden ein Verfahren für die Herstellung kleiner Stückzahlen oder hoher Stückgewichte und ebenfalls durch eine charakteristische Prozesskette genkennzeichnet (Abbildung 65).

Beim Freiformschmieden wird das Werkstück durch die gezielte Positionierung zwischen den Hüben einer Presse oder eines Hammers geformt. Dadurch entfallen kostenintensive Werkzeuge, und das Freiformschmieden bietet somit den Vorteil, ein sehr flexibles Verfahren zu sein. (Herbertz et al. 2012)

Als Vormaterial werden meist große Blöcke aus dem Blockguss oder Knüppel aus dem Stranguss verwendet. Diese werden zunächst getrennt und anschließend in d*iskontinuierlichen Erwärmungsöfen* erwärmt. Hierfür werden meist *Herdwagenschmiedeöfen* oder *Kammerschmiedeöfen* genutzt. Diese werden in der Regel mit *Erdgas* betrieben. Die Erwärmung dauert dabei je nach Stückgewicht von wenigen Stunden bis hin zu 48 Stunden. Anschließend wird das Material auf Stauchpressen oder Hämmern umgeformt. Je nach Größe und gewünschter Geometrie muss das Werkstück mehrfach umgeformt und wiedererwärmt werden. In der mechanischen Bearbei-

tung wird im Anschluss die Endabmessung erzeugt und in der anschließenden Wärmebehandlung die Werkstoffeigenschaften eingestellt (Borate et al. 2021; Pfeifer et al. 2011c; Schmidt et al. 2004).

Abbildung 65: Prozesskette Freiformschmieden



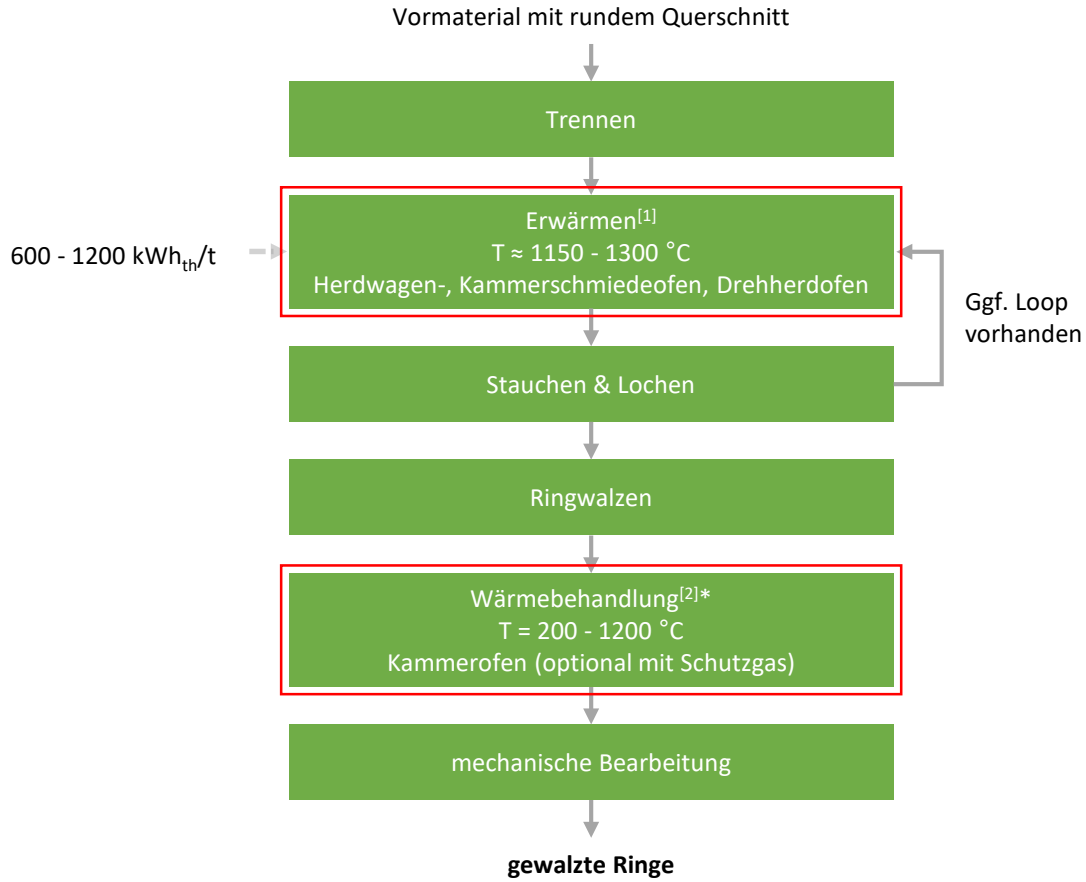
eigene Darstellung
Legende:
rot markiert: Energieintensive Prozessschritte mit fossilen Energieträgern im Fokus der Betrachtungen im Rahmen dieser Studie
th. = thermisch; el. = elektrisch
Anmerkungen:
*gasbeheizt; diverse Zeit-, Temperaturzyklen möglich, die Anlagen der Wärmebehandlung werden in der Branche Härtereitechnik betrachtet, es wird davon ausgegangen, dass ca. 80 % der Produktionsmenge wärmebehandelt wird
Quellen: [1, 2] (Ade 2017; Borate et al. 2021; Dahm und Klima 2005; Pfeifer et al. 2011c; Schmidt et al. 2004)

5.5.2.3 Ringwalzen

Die Prozesskette des Ringwalzens verläuft ähnlich zur Prozesskette des Freiformschmiedens (Abbildung 66). Das Vormaterial stellt Knüppel mit rundem Querschnitt dar.

Beim Ringwalzen werden die Knüppel zunächst zertrennt und die entstehenden Scheiben in *kontinuierlichen* oder auch *diskontinuierlichen Erwärmungsöfen* erwärmt. Für ein hohes Produktionsvolumen oder geringe Stückgewichte werden kontinuierliche Erwärmungsanlagen, wie *Drehherdöfen* oder seltener *Kettenförderöfen* genutzt. Die diskontinuierlichen Öfen wie *Herdwagenschmiedeöfen* oder *Kammerschmiedeöfen* werden vorwiegend für Vormaterialien mit hohem Stückgewicht genutzt. Die eingesetzten Anlagen sind üblicherweise mit *Erdgas* beheizt. Nach dem Erwärmen werden die Blöcke zunächst gestaucht und im Anschluss gelocht. Je nach Temperatur wird ein Zwischenerwärmungsschritt eingefügt. Das Ringwalzen wird auf speziellen Ringwalzanlagen durchgeführt, bestehend aus einer Anordnung von Axial- und Radialwalzen zum Einstellen des Durchmessers und der Höhe des Rings. Abschließend werden die fertig geformten Ringe mechanisch bearbeitet und zum Abschluss wärmebehandelt (Herbertz et al. 2012).

Abbildung 66: Prozesskette Ringwalzen



eigene Darstellung
Legende:
Rot markiert: Energieintensive Prozessschritte mit fossilen Energieträgern im Fokus der Betrachtungen im Rahmen dieser Studie
th. = thermisch; el. = elektrisch
Anmerkungen:
*gasbeheizt; diverse Zeit-, Temperaturzyklen möglich, die Anlagen der Wärmebehandlung werden in der Branche Härtereitechnik betrachtet; es wird davon ausgegangen, dass ein Anteil von ca. 80 % der Produktionsmenge wärmebehandelt wird
Quellen: [1, 2] (Ade 2017; Dahm und Klima 2005; Schmidt et al. 2004)

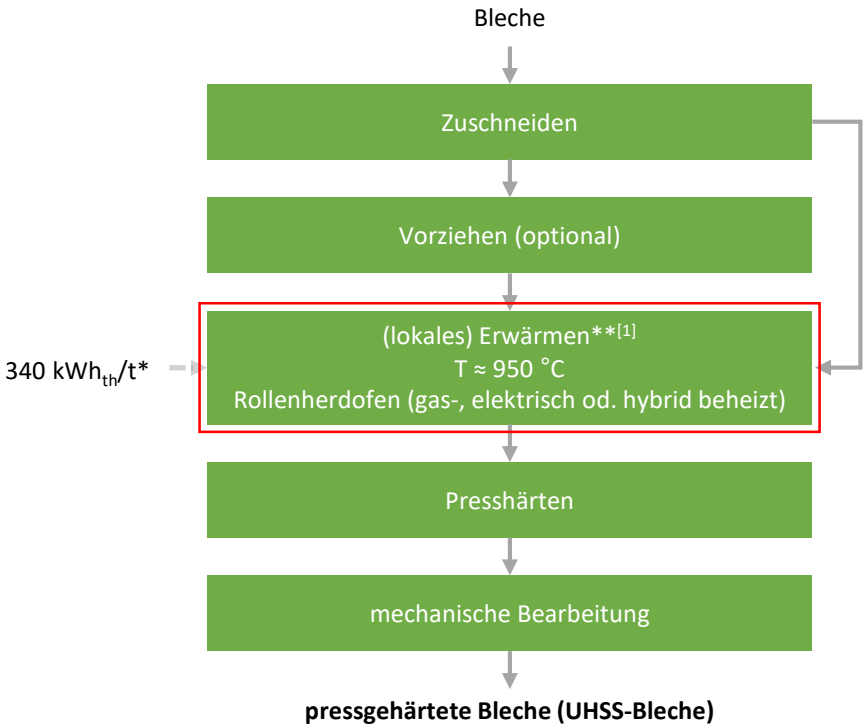
5.5.2.4 Presshärten

Das Presshärten (Abbildung 67) ist ein *Warmumformverfahren* zur Herstellung höchstfester Bleche (UHSS-Bleche). Es findet insbesondere in der Automobilherstellung seinen Einsatz: zur Herstellung von Strukturbauteilen der Karosserie. Eingesetzt werden pressgehärtete Bleche bei sicherheitsrelevanten Bauteilen, die sich während einer Belastungssituation möglichst wenig verformen dürfen, wie bspw. die A- und B-Säule. Durch den Einsatz pressgehärteter Bleche kann aufgrund geringerer einsetzbarer Blechdicken bis zu 25 % des Gewichts eingespart werden (Pfeifer 2011).

Die mit Abstand meisteingesetzte Stahlgüte für das Presshärten ist 22MnB5. Dieser ferritisch-perlitische Werkstoff bietet als Vormaterial eine Festigkeit von ca. 600 MPa und wird für den Prozess zunächst auf eine passende Größe zugeschnitten. Die Platinen werden anschließend entweder zur Erreichung größerer Formänderungen vorgeformt (indirektes Presshärten) oder direkt dem Ofen zugeführt (direktes Presshärten). Zur Erwärmung der Platinen wird meist ein *kontinuierlicher Erwärmungsofen*, wie der *Rollenherdofen* genutzt. Diesen gibt es als Erdgas beheizte Variante mit Strahlheizrohren, aber auch elektrisch beheizte Varianten (induktiv und mittels Widerstandsheizelementen) und hybride Lösungen sind bekannt. Seltener werden auch

Kettenträgeröfen und *Mehrlagenkammeröfen* genutzt. Die Platinen werden bei einer Temperatur von ca. 950°C vollständig austenitisiert und anschließend in eine hydraulische Presse transferiert. Die Platinen werden in der Presse im Temperaturbereich zwischen 650°C bis 850°C umgeformt. Die Pressstempel sind wassergekühlt, sodass sich im Anschluss eine Abkühlgeschwindigkeit von mindestens 27 K/s einstellt und das Material vollständig martenitisiert. Auf diesem Weg werden Festigkeiten von bis zu 1.500 MPa realisiert. Im Anschluss wird die Platine beschnitten, sodass das fertige Formteil einer optional anschließenden Oberflächenbehandlung zugeführt werden kann (Andreiev 2020; Vibrans 2016; Merklein und Lechler 2006; Merklein et al. 2008; Kolleck et al. 2009; Forschungsvereinigung Stahlanwendung e.V. 2018; Pfeifer et al. 2011c).

Abbildung 67: Prozesskette Presshärten



eigene Darstellung
Legende:
Rot markiert: Energieintensive Prozessschritte mit fossilen Energieträgern im Fokus der Betrachtungen im Rahmen dieser Studie
th. = thermisch
Anmerkungen:
* Abschätzung: Enthalpie 170 kWh/t, Wirkungsgrad 0,5
** teilweise werden die Blechzuschnitte nur lokal/sektionell erwärmt (auch Tailored Tempering: (schwartz GmbH 2021) www.schwartz-wba.com)
Quellen: [1] (Merklein und Lechler 2006; Merklein et al. 2008; Forschungsvereinigung Stahlanwendung e.V. 2018; Kolleck et al. 2009)

5.5.3 Branchenspezifische Thermoprozessanlagen

Im Folgenden sind die Spezifikationen verschiedener charakteristischer Erwärmungsanlagen der Schmiedeindustrie aufgelistet. Bei hohen Stückgewichten werden vorwiegend diskontinuierliche *Erwärmungsöfen* zum Erwärmen des Materials auf die Schmiedetemperatur genutzt. Hierzu zählen *Herdwagenschmiedeöfen* und *Kammerschmiedeöfen*. Eine eher selten verwendete Bauform ist der *Tiefofen*, welcher meist für besonders große Bauteile, unter anderem für den Schiffsbau, genutzt wird. Für größere Stückzahlen und kleinere Produktabmessungen werden vorwiegend kontinuierlich betriebene *Durchlauföfen* genutzt. Der Durchlaufofen als Oberbegriff beschreibt im Folgenden eine Vielzahl kleinerer Thermoprozessanlagen für die Erwärmung mit kontinuierlicher Betriebsweise für das Gesenkschmieden. Hier sind besonders der *Drehherd-* und *Drehtellerofen*, der *Rollenherdofen* als auch der *Kleinstoßofen* herauszustellen. Aufgrund der

großen Bedeutung für die Branche werden im weiteren Verlauf insbesondere der Drehherd- und Rollenherdofen als Vertreter der Durchlauföfen beschrieben. Neben den zuvor genannten Anlagentypen werden darüber hinaus insbesondere beim Gesenkschmieden vielfach *induktive Erwärmungsanlagen* für die Erwärmung von rotationssymmetrischem Vormaterial genutzt.

5.5.3.1 Induktive Schmiedeerwärmungsanlage

Die induktive Schmiedeerwärmungsanlage (Abbildung 68) wird insbesondere für das *Gesenkschmieden* eingesetzt und bietet einen hohen Durchsatz von bis zu 14 t/h. Die induktiven Erwärmungsanlagen basieren auf der *Erwärmung* mittels *elektrischer Induktion*. Hierbei wird ein Magnetfeld durch einen Induktor erzeugt. Dieses Magnetfeld induziert eine Spannung in das leitfähige Werkstück. Die Spannung führt zu einem elektrischen Wirbelstrom, welcher wiederum durch den elektrischen Widerstand des Materials zur Ausbildung einer Jouleschen Wärmequelle führt. Die hierbei erreichten Wirkungsgrade sind hoch und können bis zu 70 % betragen (Abbildung 69) (Pfeifer et al. 2018a).

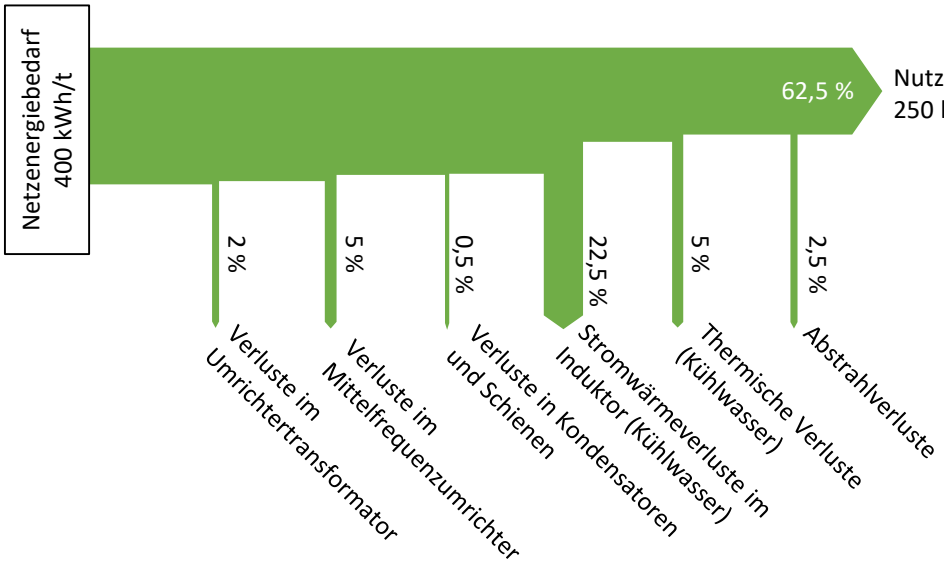
Ausgehend von einem Netzenergiebedarf von 400 kWh/t, können 250 kWh/t für die Erwärmung des Materials genutzt werden. Diese Energie wird benötigt, um die gewünschte Schmiedetemperatur von 1.250°C zu erreichen. Innerhalb des Stromumrichters ergeben sich zunächst Verluste in Höhe von ca. 30 kWh/t. Den größten Teil der Verluste von ca. 90 kWh/t machen die Stromwärmeverluste im Induktor selbst aus. Zudem ergeben sich thermische Verluste in Höhe von ca. 20 kWh/t, da die Induktoren wassergekühlt werden müssen. Weiterhin strahlt das Werkstück Wärme ab, was wiederum ebenfalls zu einer Verringerung des Wirkungsgrads beiträgt, sodass sich ein Gesamtwirkungsgrad einer solchen Anlage von ca. 62,5 % ergibt (Pfeifer et al. 2018a).

Abbildung 68: Induktive Schmiedeerwärmungsanlage



Quelle: (SMS Elotherm GmbH 2021)

Abbildung 69: Energiebilanz einer induktive Schmiedeerwärmungsanlage für Stahlblöcke

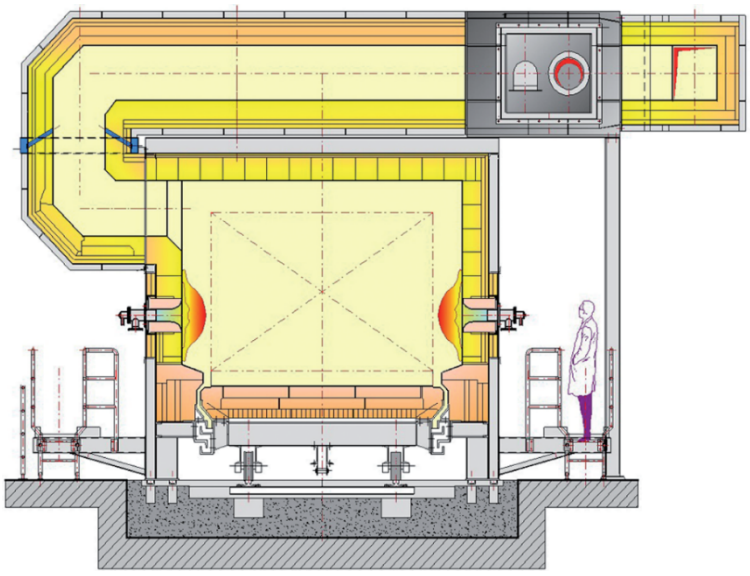


eigene Darstellung nach, Quelle : (Pfeifer et al. 2018a)

5.5.3.2 Herdwagenschmiedeofen

Der Herdwagenschmiedeofen (Abbildung 70) ist eine diskontinuierliche Erwärmungsanlage. Mit diesem Aggregat werden vorwiegend große Blöcke mit hohem Stückgewicht für das *Freiformschmieden* oder für das *Walzen großer Ringe* erwärmt. Die namensgebende Besonderheit ist der Herdwagen. Dieser dient dem Chargieren des Ofens und wird über ein Schienensystem aus oder in den Ofen gefahren. Moderne Herdwagenöfen werden vorwiegend mit Zentralrekuperatoren zur Luftvorwärmung – wie in Abbildung 70 dargestellt – oder mit Regenerativbrennern betrieben, sodass sich feuerungstechnische Wirkungsgrade von bis zu 80 % realisieren lassen. Als Energieträger wird überwiegend **Erdgas** verwendet. Aufgrund der hohen Stückgewichte ergeben sich Aufheizzeiten von wenigen bis hin zu 48 Stunden und ein Durchsatz von 1 bis 5 t/h (Pfeifer et al. 2018a; Schmidt et al. 2004).

Abbildung 70: Herdwagenschmiedeofen mit Flachflammenbrennern und Zentralrekuperator

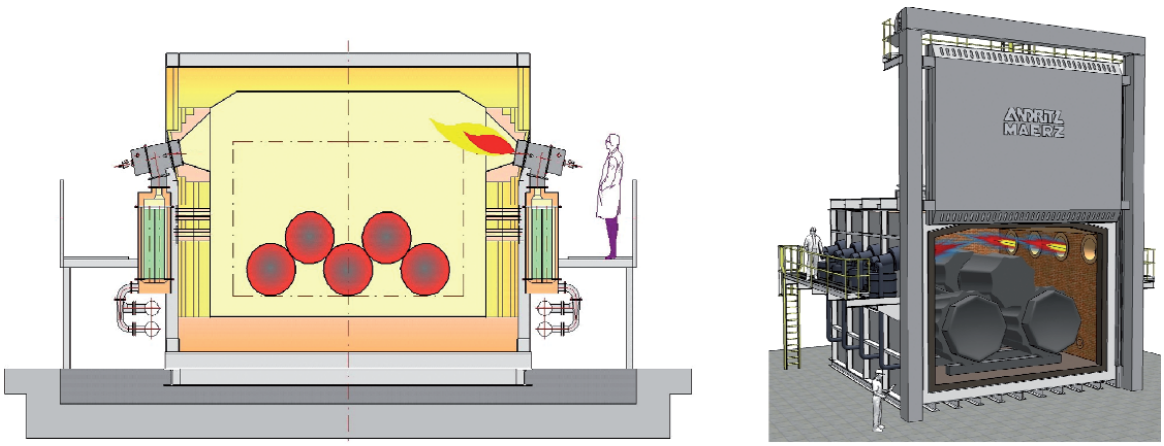


Quelle: (Tschapowetz 2011)

5.5.3.3 Kammerschmiedeofen

Kammerschmiedeöfen (Abbildung 71) werden in den zuvor vorgestellten Prozessketten *Gesenkschmieden*, *Freiformschmieden* und *Ringwalzen* und dort für den Prozessschritt *Erwärmen* eingesetzt. Der Kammerschmiedeofen ist, wie der Herdwagenschmiedeofen, eine diskontinuierliche Erwärmungsanlage, die üblicherweise mit *Erdgas* betrieben wird. Der grundlegende Unterschied bei Erwärmungsaggregaten ist das Chargieren des Ofens. Während dies beim Herdwagenofen über den Herdwagen geschieht, wird für die Chargierung des Kammerofens ein Manipulator benötigt. Der Kammerofen wird daher auch für das Erwärmen kleinerer Schmiedeteile eingesetzt und bietet einen typischen Durchsatz von 1 bis 3 t/h (Pfeifer et al. 2018a; Schmidt et al. 2004).

Abbildung 71: Kammerschmiedeofen mit Regenerativbrennern



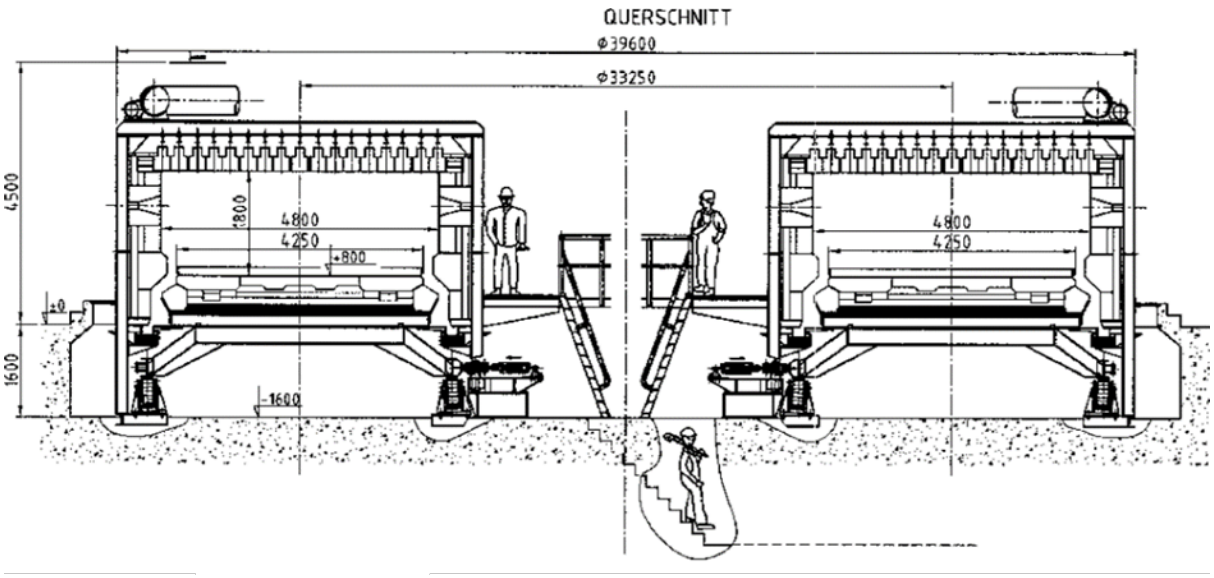
Quelle: (Tschapowetz 2011)

5.5.3.4 Drehherdofen

Der Drehherdofen (Abbildung 72) ist ein kontinuierlicher Erwärmungsofen, der vielseitig genutzt werden kann. Unter anderem wird er für die *Erwärmung* von Vormaterial für den Schmiedebetrieb, aber auch für die *Wärmebehandlung* genutzt. Sein Name leitet sich von seiner zylindrischen Konstruktion und dem rotierenden Herd ab. Er findet vor allem beim *Ringwalzen,* seltener auch beim *Gesenkschmieden* Einsatz, wenn dort beispielsweise langen Haltezeiten erforderlich sind, welche sich mit Induktionsöfen nur bedingt realisieren lassen (Expert:inneninterview 2021s).

Der Drehherdofen zeichnet sich durch einen hohen Durchsatz von bis zu 480 kg/m^{2}h aus. Für den hier dargestellten Drehherdofen ergibt sich damit ein Durchsatz von ca. 7 t/h. Der Durchsatz, insbesondere für das Ringwalzen kann aber deutlich höher liegen. Die Anlagen sind üblicherweise mit *Erdgas beheizt* und mit einem zentralen Rekuperator ausgestattet. Mithilfe von regenerativen Brennern kann der Drehherdofen einen feuerungstechnischen Wirkungsgrad von bis zu 84 % erreichen. Dies wird unter anderem auch durch die gezielte Abgasführung im Gegenstromprinzip zum Material ermöglicht. Hierbei wird das Abgas in Gegenrichtung des Materialtransports abgeführt, sodass sich in den ersten Abschnitten des Ofens ein vorwiegend konvektiver Wärmeübergang ergibt. Erst im hinteren Drittel findet die Befeuerung statt, und Strahlung ist der dominierende Wärmeübergangsmechanismus (Pfeifer et al. 2018a; Schmidt et al. 2004; Expert:inneninterview 2021s).

Abbildung 72: Schematische Darstellung eines Drehherdofens

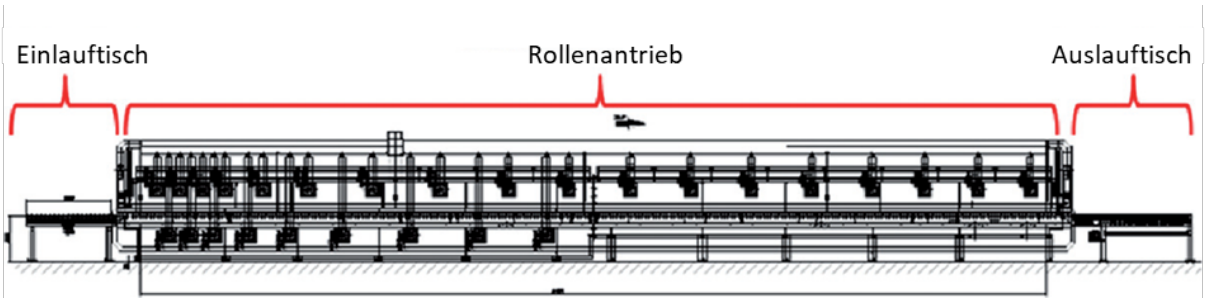


Quelle: (Langer 2011)

5.5.3.5 Rollenherdofen

Für das *Presshärten* werden insbesondere kontinuierlich betriebene Rollenherdöfen (Abbildung 73) eingesetzt; sie erreichen für diesen Prozess einen Anteil von über 80 % Marktanteil. Sie bieten den Vorteil eines einfachen Werkstofftransports über angetriebene Rollen durch den Ofen. Dabei werden aufgrund des hohen Durchsatzes Roboter zum Eintrag der Platinen auf der einen Seite und zum schnellstmöglichen Überführen der Platinen in die Presse auf der anderen Seite genutzt (Andreiev 2020; Lehmann 2011).

Abbildung 73: Schematische Darstellung eines Rollenherdofens



Quelle: (Lehmann 2011) nach Schwartz

Die typische Länge eines Rollenherdofens beträgt 35 bis 40 m. Aufgrund der langestreckten, flachen Bauform können solche Öfen auch mehrstöckig aufgebaut werden, sodass der Durchsatz bei gleichbleibendem Platzbedarf weiter gesteigert werden kann (Pfeifer et al. 2011c). Der Durchsatz eines Rollenherdofens variiert von wenigen hundert Kilo bis zu mehreren Tonnen pro Stunde (bei Drahtbunden bspw. ca. 3,2 t/h) (Lehmann 2011).

Generell werden drei Beheizungsarten dieses Ofens standardmäßig eingesetzt. Bei der mit *Erdgas* beheizten Variante werden *Mantelstrahlheizrohre* genutzt, um die Abgase der Verbrennung von der Ofenatmosphäre zu trennen. Der Wirkungsgrad eines solchen erdgasbeheizten Ofens beträgt dabei bis zu 55 %. Eine weitere Variante sind die mit *elektrischen Widerstandsheizelementen* besetzten keramischen Trägerrohre, die ober- und unterhalb des Rollengangs eingebaut

werden. Nachteilig an dieser Bauform ist die geringere Leistungsdichte und die erhöhten Energiekosten. Als dritte Variante sind *hybride Lösungen* im Einsatz, die die zuvor genannten Bauformen kombinieren (Andreiev 2020; Kolleck und Veit 2011; Vibrans 2016; Winkel 2006; Zeichner 2013; Lehmann 2011).

5.5.4 Betrachtete Anwendungen und Referenztechniken

Für die Schmiedeindustrie werden im Folgenden charakteristische Anwendungen und derzeitige Referenztechniken ausgewählt. Die Charakterisierung erfolgt hierbei über die typischerweise verwendeten Anlagen in dieser Branche. Als Kriterien für die Relevanz eines Anlagentyps im Rahmen dieser Studie werden insbesondere der jährliche Energieverbrauch, die jährlichen CO_2-Emissionen sowie die Produktionsmenge herangezogen.

Die Datengrundlage bildet eine Literaturrecherche, ergänzt durch Expert:inneninterviews. In Tabelle 69 sind die Ergebnisse der zuvor genannten Kennzahlen kumuliert nach Anlagentypen zusammengefasst. Eine detaillierte Aufstellung der Kennzahlen kann Anhang A.7.2 entnommen werden. Hierbei sind die Annahmen in Bezug auf die Anlagenverteilung und die Kenndaten zu beachten.

Tabelle 69: Abschätzung charakteristischer Anlagenkennzahlen zur Auswahl der betrachteten Anwendungen und Referenztechniken „Umformtechnik“ in Deutschland

Anlagentypen	Jährlicher Anlagendurchsatz*		Jährlicher Energieverbrauch		Energiebedingte CO_2-Emissionen	
Gesamt	**1,8 Mio. t**	**Anteil**	**846 - 1.008 GWh**	**Anteil**	**297 - 376 Tsd. t**	**Anteil**
Drehherdofen (fossil)[1)]	27 Tsd. t	1 %	13 - 16 GWh	1 - 2 %	3 - 3 Tsd. t	< 1 %
Durchlauf-, Dreherdofen (fossil)[2)]	186 Tsd. t	10 %	74 - 130 GWh	9 - 13 %	15 - 26 Tsd. t	5 - 7 %
Induktive Erwärmungsanlage	1.053 Tsd. t	58 %	421 - 527 GWh	50 - 52 %	211 - 263 Tsd. t	70 - 71 %
Kammerschmiedeofen (fossil)	123 Tsd. t	7 %	148 GWh	15 - 17 %	30 Tsd. t	8 - 10 %
Herdwagenschmiedeofen (fossil)	183 Tsd. t	10 %	101 - 152 GWh	12 - 15 %	20 - 31 Tsd. t	7 - 8 %
Rollenherdofen Presshärten (fo.)	154 Tsd. t	8 %	62 - 11 GWh	1 - 7 %	11 - 12 Tsd. t	3 - 4 %
Rollenherdofen Presshärten (el.)	38 Tsd. t	2 %	12 - 5 GWh	< 1 %	5 - 6 Tsd. t	2 %
Kettenträgerofen (fossil)	24 Tsd. t	1 %	8 - 10 GWh	< 1 %	2 - 2 Tsd. t	< 1 %
Mehrlagenkammerofen (fossil)	24 Tsd. t	1 %	8 - 10 GWh	< 1 %	2 - 2 Tsd. t	< 1 %
Verteilung						
Anteil Anlagen mit elektrischer Energie beheizt				51 - 53 %		72 - 73 %
Anteil Anlagen mit fossiler Energie beheizt				47 - 49 %		27 - 28 %
Davon im Rahmen der Studie betrachteten Anlagentypen (fett)				**96 %**		**96 %**

Legende: fettgedruckt: Anlagentypen, die im Rahmen der Studie weiter betrachtet werden
Erweiterte Darstellung und Datenbasis siehe Anhang A.7.2
Anmerkung:
* Der Anlagendurchsatz entspricht der Produktionsmenge eines Anlagentyps für den jeweiligen Prozessschritt. Durchläuft ein Produkt mehrere Prozessschritte entlang der Prozesskette kann der kumulierte Anlagendurchsatz die branchenspezifische Produktionsmenge um ein Vielfaches überschreiten.
1) Ringwalzen und Freiformschmieden
2) Gesenkschmieden

Die induktive Erwärmungsanlage findet überwiegend beim Gesenkschmieden mit einem hohen Durchsatz und für einfache rund oder quaderförmige Geometrien Einsatz. Sie stellt aufgrund des hohen Anteils des Gesenkschmieden und ihrer dort starken Verbreitung einen großen Anteil am Energieverbrauch und den energiebedingten CO_2-Emissionen unter den Thermoprozessanlagen der Massivumformung dar. Da dieser Anlagentyp (wie auch die konduktiven Erwärmungsanlagen) elektrisch betrieben wird und durch die Verwendung von Strom aus erneuerbare Energien bereits die Möglichkeit einer CO_2-neutralen Prozesswärmeerzeugung bietet, wird sie nicht als Referenztechnik betrachtet, sondern stellt nachfolgend eine Alternativtechnik dar.

Der aktuelle Strommix in Deutschland bedingt, dass auf die fossil beheizten Anlagen in der Schmiedeindustrie noch ca. 25 % der energiebedingten Emissionen entfällt, diese aber gleichzeitig rund die Hälfte des Energieverbrauchs verursachen. Diese Anlagen stehen in den nachfolgenden Betrachtungen im Rahmen dieser Studie besonders im Fokus.

Auf Basis der Ergebnisse aus Literatur, Expert:inneninterviews und den zuvor genannten Abschätzungen werden für die Branche „Schmiedeindustrie“ die folgenden Anwendungen identifiziert und weiter betrachtet:

- Anwendung 1: kontinuierliche Erwärmung Schmiedebauteile,
- Anwendung 2: diskontinuierliche Erwärmung von Schmiedebauteile,
- Anwendung 3: kontinuierliche Erwärmung Stahlblechzuschnitte (Presshärten).

Nachfolgend wird für jede Anwendung eine Referenztechnik definiert, in welcher die Eigenschaften der für diese Anwendung eingesetzten Thermoprozessanlagen nach dem Stand der Technik zusammengefasst sind. Diese Referenztechnik wird durch die charakteristischen Merkmale der Anwendung (Betriebsweise, Prozessschritt, Produkt, ggf. Prozesstemperatur) sowie der Beheizungstechnologie (Energieträger, Technologie) beschrieben.

5.5.4.1 Anwendung 1: kontinuierliche Erwärmung Schmiedebauteile

Als erste Anwendung wird die erdgasbeheizte kontinuierliche Erwärmung von Schmiedebauteilen auf eine Prozesstemperatur von 1.250°C betrachtet. Diese Art der Erwärmung wird unter anderem für das Gesenkschmieden und das Ringwalzen genutzt. Die hauptsächlich dafür eingesetzten Thermoprozessanlagen sind der Durchlauf- und der Drehherdofen. Die entsprechende Referenztechnik ist in Tabelle 70 definiert. In Anhang A.7.3 werden ausführliche, anlagenspezifische Kriterien der kontinuierlichen Schmiedeerwärmung aufgeführt.

Tabelle 70: Referenztechnik für Anwendung 1 – Umformtechnik

Referenztechnik	
Definition	kontinuierlicher Erwärmungsofen Schmiedebauteile mit Erdgasbeheizung
Anwendung	kontinuierliche Erwärmung Schmiedebauteile ($T_{Prozess,max}$ ≈ 1.250°C)
Thermoprozessanlage(n)	Durchlauf-, Drehherdofen
Beheizungstechnologie(n)	Erdgasbeheizung

5.5.4.2 Anwendung 2: diskontinuierliche Erwärmung Schmiedebauteile

Als weitere Anwendung wird das diskontinuierliche Erwärmen von Schmiedeblöcken in Kammer- oder Herdwagenschmiedeöfen definiert. Auch hierbei wird eine Prozesstemperatur von 1.250°C betrachtet. Beide Thermoprozessanlagen werden in der Regel mit Erdgas beheizt und

dienen der Erwärmung des Schmiedebauteils vor dem Freiformschmieden oder Ringwalzen. Die entsprechende Referenztechnik ist in Tabelle 71 definiert. In Anhang A.7.4 sind ausführliche, anlagenspezifische Kenndaten dieser Ofentypen zusammengefasst.

Tabelle 71: Referenztechnik für Anwendung 2 – Umformtechnik

Referenztechnik	
Definition	diskontinuierlicher Erwärmungsofen Schmiedebauteile mit Erdgasbeheizung
Anwendung	diskontinuierliche Erwärmung Schmiedebauteile ($T_{Prozess,max}$ ≈ 1.250°C)
Thermoprozessanlage(n)	Kammerschmiedeofen, Herdwagenschmiedeofen
Beheizungstechnologie(n)	Erdgasbeheizung

5.5.4.3 Anwendung 3: kontinuierliche Erwärmung Stahlblechzuschnitte (Presshärten)

Als Referenztechnik zu Anwendung 3 wird das kontinuierliche Erwärmen von Stahlblechzuschnitten vor dem Presshärten betrachtet. Dies geschieht üblicherweise in Rollenherdöfen bei einer Prozesstemperatur von 950°C mittels Erdgasbeheizung. Die entsprechende Referenztechnik ist in Tabelle 72 definiert. In Anhang A.7.5 werden ausführliche, anlagenspezifische Kriterien der kontinuierlichen Erwärmung für das Presshärten aufgeführt.

Tabelle 72: Referenztechnik für Anwendung 3 – Umformtechnik

Referenztechnik	
Definition	kontinuierlicher Erwärmungsofen Stahlblechzuschnitte mit Erdgasbeheizung
Anwendung	kontinuierliche Erwärmung Stahlblechzuschnitte ($T_{Prozess,max}$ ≈ 950°C)
Thermoprozessanlage(n)	Rollenherdofen
Beheizungstechnologie(n)	Erdgasbeheizung

5.5.5 Alternativtechniken

Nachfolgend werden Alternativtechniken für die einzelnen Anwendungen vorgestellt. Die Alternativtechniken beschreiben dabei *theoretische Technikbeispiele* für den Einsatz alternativer Beheizungstechnologien, welche im weiteren Verlauf dieser Studie hinsichtlich ihres zukünftigen technischen, ökologischen und ökonomischen Potenzials für eine CO_2-neutrale Prozesswärmeerzeugung eingeordnet werden.

5.5.5.1 Anwendung 1: kontinuierliche Erwärmung Schmiedebauteile

Als Alternative für die erdgasbeheizte kontinuierliche Schmiedeerwärmung in Durchlauf- und Drehherdöfen ist eine Elektrifizierung dieser Anlagen oder die Beheizung mit Wasserstoff denkbar. Insbesondere durch die Prozesstemperatur von ca. 1.250°C und den kontinuierlichen Betrieb ergeben sich Restriktionen und Forschungsbedarf. Die Alternativtechniken für Referenztechnik 1 sind in Tabelle 73 zusammengefasst.

Tabelle 73: Alternativtechniken für Anwendung 1 – Umformtechnik

Technik und Technologie	
Referenztechnik	*kontinuierlicher Erwärmungsofen Schmiedebauteile mit Erdgasbeheizung*
Alternative Beheizungstechnologie(n)	hybride Beheizung (Strom (Widerstandsbeheizung), Erdgas(EE-Methan))) hybride Beheizung (Strom (Widerstandsbeheizung), H_2) Wasserstoffbeheizung
Alternativtechnik(en)	konti. Erwärmungsofen Schmiedebauteile mit hybrider Beh. (Strom/Erdgas) konti. Erwärmungsofen Schmiedebauteile mit hybrider Beheizung (Strom/H_2) konti. Erwärmungsofen Schmiedebauteile mit Wasserstoffbeheizung

Marktübersicht

Für das Gesenkschmieden werden, wie zuvor beschrieben, überwiegend induktive Erwärmungsanlagen eingesetzt. Diese sind in der Regel für definierte Bauteilgeometrien optimiert und ermöglichen hohe Aufheizraten (anlagenspezifische Kenndaten für diesen Anlagentyp sind dem Anhang zu entnehmen). Darüber hinaus werden gasbeheizte Durchlauföfen, wie kleinere Dreherdöfen eingesetzt, wenn bspw. aufgrund langer Haltezeiten ein Einsatz induktiver Anlagen nicht möglich ist. Vollständig widerstandsbeheizte Anlagen werden aufgrund ihrer technischen Restriktionen nicht angeboten, wohl aber hybride Anlagen, welche sowohl elektrisch, als auch gasbeheizt sind (Expert:inneninterview 2021s).

Die Beheizung mittels alternativer Brennstoffe, wie Wasserstoff, stellt eine weitere Möglichkeit zur CO_2-neutralen Prozesswärmeerzeugung dar. Diese ist allerdings an die Erzeugung von Wasserstoff aus regenerativen Energiequellen gekoppelt. Für den Einsatz von Wasserstoffbrennern in Thermoprozessanlagen der Schmiedeindustrie zeichnen sich erste Einsatzmöglichkeiten ab. Beispielsweise gibt Toyota an, seine gesamte Schmiedelinie im japanischen Werk Honsha mit eigens entwickelten Wasserstoffbrennern ausrüsten zu wollen. Generell stellen sich in diesem Bereich noch offene Fragen bspw. an die Auswirkung einer Wasserstoffbeheizung auf die Produktqualität durch veränderte Prozessatmosphären. Somit ergibt sich auch für diese Technologie noch weitere Forschungs- und Entwicklungsbedarf (Toyota Deutschland GmbH 2018).

Forschungsaktivitäten

Die genannten Alternativtechniken sind zunehmend im Fokus der Forschung und Entwicklung. Generell gilt, dass die Verbrennung von Wasserstoff derzeit in vielen geförderten Projekten einen hohen Stellenwert hat. Beispielsweise konnte die Emissionsreduzierung in Verbindung mit der Oxyfueltechnologie bereits nachgewiesen werden. Es besteht aber weiterhin Forschungsbedarf, insbesondere in den für die Branchen notwendigen Thermoprozessanlagen und den Einfluss der veränderten Prozessatmosphäre (Tanneberger 2020; Winter und Nitsch 1989).

Für die elektrische Beheizung mittels Widerstandsheizelemente gibt es bereits einige Anlagen in Labor- und Technikumsmaßstab; für den industriellen Einsatz vor allem für hohe Durchsätze bzw. Tonnagen scheint es in dieser Hinsicht noch keine Erkenntnisse zu geben. Hier stehen insbesondere hybride Anlagen im Fokus der Entwicklungen, welche die technischen Restriktion vollständig elektrisch beheizter Anlagen kompensieren sollen und langfristig statt anteilig mit Erdgas mit Wasserstoff beheizt werden können.

Restriktionen für den Einsatz

Die kontinuierliche Betriebsweise stellt bei dieser Anwendung besonders für die elektrischen Beheizungskonzepte das größte Hindernis dar. Elektrische Widerstandsheizelemente haben eine deutlich geringere Leistungsdichte als Erdgasbrenner. Demzufolge müssten die Anlagen bei

einem entsprechenden Umbau deutlich vergrößert werden, was in einer kontinuierlich arbeitenden Produktionslinie einen Umbau der gesamten Produktionslinie zur Folge hätte. Die elektrische, induktive Erwärmung ist mit dem Problem häufig wechselnder Produktmaße konfrontiert und eignet sich nicht für beliebig komplexe Bauteilgeometrien (Pfeifer et al. 2009; Schröder 2018).

Generell würde die Elektrifizierung von bestehenden Anlagen große Um- oder Neubauten aufgrund der spezifischen Leistungsdichte der Widerstandsheizelemente voraussetzen. Heizelemente können pro Fläche nur eine begrenzte Leistung einbringen; in Verbindung mit der Geometrie gegebener Thermoprozessanlagen ergeben sich daher weitreichende Einschränkungen für die umsetzbare Gesamtleistung. Insbesondere im Bereich des Gesenkschmiedens, in dem ein Großteil der Teile bereits elektrisch induktiv erwärmt wird, kann diese Technik nicht auf alle Teile angewendet werden. Dies ergibt sich aus der Geometrie der Vorformen, da die induktive Erwärmung eine auf die Vorform angepasste Induktor-Geometrie zur homogenen Erwärmung benötigt. Somit ergeben sich Restriktionen für häufig wechselnde Geometrien und Kleinserien (Nabertherm 2021; Pfeifer et al. 2018a; Schröder 2018).

Ein Wechsel des Brennstoffs ist hier deutlich einfacher umzusetzen. Die damit einhergehenden Veränderungen in der Prozessführung und Abgasatmosphäre müssen an die Anwendung und Produktanforderungen angepasst werden und können für bestimmte Werkstoffe eine Restriktion darstellen. Beispielsweise ist bei der Verwendung von Wasserstoff als Brennstoff durch den erhöhten Wasseranteil im Abgas von einer erhöhten Zunderbildung auszugehen, welche je nach Werkstoff unterschiedlich stark ausfallen kann. Auswirkungen auf das gegebenenfalls vorhandene Luftvorwärmungssystem durch die veränderte Abgaszusammensetzung sind auch nicht auszuschließen (Pfeifer et al. 2018a; Winter und Nitsch 1989).

5.5.5.2 Anwendung 2: Diskontinuierliche Erwärmung Schmiedebauteile

Als Alternative für die erdgasbeheizte diskontinuierliche Schmiedeerwärmung in Herdwagen- und Kammerschmiedeöfen ist eine Elektrifizierung dieser Anlagen oder die Beheizung mit Wasserstoff denkbar. Insbesondere durch die Prozesstemperatur von ca. 1.250°C ergeben sich jedoch auch für diese Anlagen Restriktionen und Forschungsbedarf. Die Alternativtechniken für Referenztechnik 2 sind in Tabelle 74 zusammengefasst.

Tabelle 74: Alternativtechniken für Anwendung 2 – Umformtechnik

Technik und Technologie	
Referenztechnik	*diskontinuierlicher Erwärmungsofen Schmiedebauteile mit Erdgasbeheizung*
Alternative Beheizungstechnologie(n)	Elektrifizierung (Widerstandsbeheizung) Wasserstoffbeheizung
Alternativtechnik(en)	diskonti. Erwärmungsofen Schmiedebauteile mit elektrischer Beheizung diskonti. Erwärmungsofen Schmiedebauteile mit Wasserstoffbeheizung

Marktübersicht

Bei der diskontinuierlichen Erwärmung von Schmiedeerzeugnissen ist eine elektrische Widerstandsbeheizung grundsätzlich einfacher zu realisieren als bei den kontinuierlichen Anwendungen. Für diskontinuierliche Schmiedeöfen existieren bereits verschiedene elektrische Beheizungskonzepte. Es gibt auch hier bereits am Markt angebotene widerstandsbeheizte Thermoprozessanlagen. Allerdings sind diese in ihrer Größe beschränkt, sodass diese insbesondere für großformatige Teile der Freiformschmieden keine Alternative darstellen (Nabertherm 2021).

Die Beheizung mittels alternativer Brennstoffe, wie Wasserstoff, stellt eine weitere Möglichkeit zur CO_2-neutralen Prozesswärmeerzeugung dar. Generell stellen sich in diesem Bereich, wie auch für Anwendung 1 beschrieben, noch Fragen bspw. an die Auswirkung auf die Produktqualität durch veränderte Prozessatmosphären, da große Schmiedeöfen meist direktbefeuert unter Verbrennungsluft-Atmosphäre arbeiten.

Forschungsaktivitäten

Die genannten Alternativtechniken sind bereits seit längerer Zeit im Fokus der Forschung und Entwicklung. Wie auch für Anwendung 1 beschrieben, gilt, dass die Verbrennung von Wasserstoff derzeit in vielen geförderten Projekten einen hohen Stellenwert einnimmt. Allerdings gibt es immer noch einigen Forschungsbedarf, insbesondere in den für die Branchen notwendigen Thermoprozessanlagen und den Einfluss der veränderten Prozessatmosphäre. Für die elektrische Beheizung mittels Widerstandsheizelemente gibt es bereits einige Anlagen in Labor- und Technikumsmaßstab; für den industriellen Einsatz vor allem für große Schmiedestücke scheint es in dieser Hinsicht noch keine Erkenntnisse zu geben (Tanneberger 2020; Winter und Nitsch 1989). Da die technischen Restriktionen für eine vollständige Elektrifizierung von diskontinuierlichen Anlagen geringer als für kontinuierlich betriebene Anlagen sind, stehen hybride Anlagenkonzepte weniger im Fokus der Forschungsaktivitäten.

Restriktionen für den Einsatz

Die Restriktionen für den Einsatz der Alternativtechniken sind vergleichbar mit denen aus Anwendung 1. Die elektrischen Widerstandsheizelemente haben eine deutlich geringere Leistungsdichte als Erdgasbrenner. Aus diesem Grund müssten die bestehenden Anlagen durch Neubauten mit neuer Bauweise ersetzt werden. Vielfach ist eine vollständige Elektrifizierung der Anlagen jedoch denkbar. Die induktive Erwärmung ist für wechselnder Produktmaße nur bedingt geeignet. Ein Wechsel des Brennstoffs ist hier deutlich einfacher umzusetzen. Die damit einhergehenden Veränderungen in der Prozessführung und Abgasatmosphäre müssen an die Anwendung und an die Produktanforderungen angepasst werden und können für bestimmte Werkstoffe eine Restriktion darstellen. Beispielsweise ist bei der Verwendung von Wasserstoff als Brennstoff durch den erhöhten Wasseranteil im Abgas von einer erhöhten Zunderbildung auszugehen, welche je nach Werkstoff unterschiedlich stark ausfallen kann. Auswirkungen auf das gegebenenfalls vorhandene Luftvorwärmungssystem durch die veränderte Abgaszusammensetzung sind ebenfalls nicht auszuschließen (Pfeifer et al. 2018a; Winter und Nitsch 1989).

5.5.5.3 Anwendung 3: Erwärmung Stahlblechzuschnitte

Für die kontinuierliche Erwärmung von Stahlblechzuschnitten für das Presshärten mit maximalen Prozesstemperaturen von ca. 950°C existieren eine Reihe von alternativen Erwärmungsmethoden, die teilweise bereits im industriellen Einsatz sind. Die Alternativtechniken für Referenztechnik 3 können Tabelle 75 entnommen werden.

Tabelle 75: Alternativtechniken für Referenztechnik 3 – Umformtechnik

Technik und Technologie	
Referenztechnik	*kontinuierliche Erwärmungsofen Stahlblechzuschnitte mit Erdgasbeheizung*
Alternative Beheizungstechnologie(n)	Elektrifizierung Wasserstoffbeheizung
Alternativtechnik(en)	konti. Erwärmungsofen Stahlblechzuschnitte mit elektrischer Beheizung konti. Erwärmungsofen Stahlblechzuschnitte mit Wasserstoffbeheizung

Marktübersicht

Generell sind die elektrisch beheizten Alternativtechniken für die kontinuierliche Erwärmung von Stahlblechzuschnitten für das Presshärten bereits am Markt verfügbar. Insbesondere die Beheizung mittels Widerstandsheizelementen auf keramischen Trägerohren stellt den Stand der Technik dar und befindet sich bereits im industriellen Einsatz. Eine weitere Verbreitung dieses Anlagentyps schränken unter anderem die elektrische Leistungsdichte und die erhöhten Energiekosten ein. Zudem stellt die Empfindlichkeit der Heizelemente gegen einige Schutzgasatmosphären ein Problem dar. Eine hybride Lösung wird genutzt, um im vorderen Bereich der Anlage mittels erdgasbeheizter Mantelstrahlheizrohre die Platinen schnell zu erwärmen und im hinteren Teil mittels Heizelementen die Temperatur zu halten und die Abstrahlungsverluste zu kompensieren. (Zeichner 2013)

Für den Einsatz der elektrisch induktiven Erwärmung scheint es ebenfalls bereits industrielle Lösungen zu geben. Beispielsweise gibt die Volkswagen AG an, an ihrem Standort in Kassel seit 2016 eine induktive Erwärmung im Rollenherdofen für pressgehärtete Teile einzusetzen (SMS group GmbH 2011). Insbesondere die schnelle Erwärmung und somit die geringe Prozesszeit und der geringe Energieeinsatz stellen hier einen Vorteil dar. Andererseits führt die schnelle Erwärmung bei beschichteten Platinen auch tendenziell zu Problemen durch eine Aufschmelzung dieser Schicht. Des Weiteren stellen auch in diesem Fall wechselnde Platinengeometrien aufgrund der notwendigen Anpassung der Induktorgeometrie eine Problematik dar (Andreiev 2020; Expert:inneninterview 2021h; Vibrans 2016; Pfeifer et al. 2011c; Zeichner 2013).

Die Beimischung von Wasserstoff zu konventionellen Energieträgern oder die Nutzung von bis zu 100 % Wasserstoff ist theoretisch möglich. Zurzeit gibt es jedoch noch keine industrielle Anwendung von Wasserstoff zur Beheizung der Thermoprozessanlagen des Presshärtens, sodass weitere Forschungs- und Entwicklungsarbeit im Bereich der Prozess- und Anlagentechnik notwendig ist, um diese Technologie zukünftig nutzen zu können.

Forschungsaktivitäten

Neben den bereits beschriebenen elektrischen Alternativen stehen auch noch weitere elektrische Konzepte im Fokus der Forschung. Unter anderem wird über die konduktive Erwärmung der Platinen diskutiert. Bereits im Jahr 2000 wurde ein entsprechendes Patent eingereicht, bei dem die direkte konduktive Erwärmung von Platinen in der Presse beschrieben wird (Andreiev 2020; Terziakin 2000).

Die Kontakterwärmung ist eine weitere Alternative bei der Erwärmung von Platinen für das Presshärten. Bei diesem Verfahren werden die Platinen zwischen beheizten Platten auf die Zieltemperatur erwärmt. Hierbei werden durch die direkte Wärmeleitung zwischen den Platten und der Platine hohe Erwärmungsgeschwindigkeiten und geringe Prozesszeiten erreicht. Bei diesem Verfahren können die Kontaktplatten elektrisch beheizt und gegebenenfalls sogar maßgeschneiderte Temperaturprofile eingestellt werden (Andreiev 2020; Frost et al. 2015).

Untersuchungen über die Auswirkung der Verbrennung von Wasserstoff in Strahlheizrohren werden ebenfalls in Forschungsvorhaben durchgeführt (Institut für Industrieofenbau und Wärmetechnik (IOB) 2021).

Restriktionen für den Einsatz

Die konduktive Erwärmung von Platinen kann sowohl die Prozesszeit verringern als auch die mechanischen Eigenschaften verbessern. Es erweist sich allerdings nur für Platinen mit einem großen Längen- zu Breiten-Verhältnis als wirtschaftlich. Der Wirkungsgrad des Verfahrens und auch die Temperaturhomogenität sind stark von der Geometrie abhängig. Dies führt dazu, dass das

Verfahren nur für stark eingeschränkte Produktmaße einsetzbar ist und ein Einsatz im industriellen Maßstab nicht möglich ist (Andreiev 2020; Kolleck et al. 2008).

Gegen den Einsatz der Kontakterwärmung spricht derzeit, dass ein weiterer Prozessschritt benötigt wird. Insbesondere bestimmte beschichtete Platinen müssen vor der Kontakterwärmung vorlegiert werden, um die Oberfläche zu schützen. Zudem wird eine Neuinvestition in eine Neuanlage notwendig, da sich bestehende Anlagen nicht umrüsten lassen (Andreiev 2020).

Derzeit gibt es einige offene Fragestellungen bei der Verbrennung von Wasserstoff in Strahlheizrohren. Beispielsweise könnte die Verbrennung erhöhte NO_x-Emissionen bedingen und weitere Minderungsmaßnahmen müssen evaluiert werden. Zudem führt die höhere Verbrennungstemperatur des Wasserstoffs zu einer höheren thermomechanischen Last und somit zu einer geringeren Lebensdauer der Strahlheizrohre (Karthik 2020).

5.5.6 Flexibilitätspotenzial

Eine entscheidende Restriktion für die Flexibilisierung von Prozessen in der Umformtechnik ist, wie auch in Stahl-Walzwerken, die in der Regel kontinuierliche Produktion wie bspw. von Gesenkschmiedeteilen oder pressgehärteten Bauteilen. Ein kurzfristiges An- bzw. Abschalten der Anlagen ist aufgrund der Auswirkungen auf die gesamte Produktion nicht möglich oder unwirtschaftlich. Lediglich die diskontinuierlich betriebenen Anlagen in Freiformschmiede- oder Ringwalzwerken lassen sich bedingt flexibel betreiben, sofern genügend Anlagen vorhanden sind, um den Stillstand anderen Anlagen zu kompensieren. Dazu müssen jedoch Überkapazitäten vorhanden sein, was in der Regel nicht der Fall ist.

Bei einer Kombination aus brennstoffbasierter Beheizung mittels Brennern und einer elektrischen Beheizung bspw. mittels Widerstandsheizelementen oder einer Induktionsheizung könnte der elektrische Teil zugeschaltet werden, um den brennstoffbasierten Teil zu entlasten, sodass Flexibilitätspotential entsteht. Dies erfordert jedoch ebenfalls Überkapazitäten die in der Anschlussleistung der Anlagen in der Regel nicht eingeplant sind. Insgesamt sind die Möglichkeiten der Flexibilisierung für die Anlagen in der Schmiedeindustrie daher limitiert und im Einzelfall zu prüfen.

5.5.7 Ökonomische Kennzahlen

Für die ökologischen und ökonomischen Betrachtungen im Rahmen dieser Studie sind nachfolgend die charakteristischen Kenngrößen der Referenz- und Alternativtechniken für die betrachteten Anwendungen der Schmiedeindustrie zusammengefasst. Als Betrachtungsgrundlage wird die jährliche Gesamtkapazität der jeweiligen Anwendung im Referenzjahr verwendet, siehe Tabelle 76, vgl. auch Anhang A.7.3 ff. Weitere Kenndaten sind in Tabelle 77 ff. zusammengefasst.

Tabelle 76: Abschätzung der jährlichen Gesamtkapazität im Referenzjahr – Umformtechnik

Anwendung	Gesamtkapazität	Produktionsmenge	Einheit	Jahr
1: Kontinuierliche Erwärmung von Schmiedebauteilen	1.582	1.266	Tsd. t/a	2019
davon Erwärmung im fossil beheizten Durchlaufofen	232	186	Tsd. t/a	2019
2: Diskontinuierliche Erwärmung von Schmiedebauteilen	382	306	Tsd. t/a	2019
3: Erwärmung von Presshärtebauteilen	300	240	Tsd. t/a	2019

Anmerkung:
Die Gesamtkapazität wurde aus der anwendungsspezifischen Produktionsmenge für das jeweilige Jahr unter der Annahme einer mittleren Auslastung von 80 % abgeschätzt.

Tabelle 77: Kenndaten für die ökonomische Betrachtung Umformtechnik Anwendung 1: kontinuierliche Erwärmung Schmiedebauteile (Fokus Gesenkschmieden)

Technik	Referenz-technik	Alternativ-technik 1	Alternativ-technik 2	Alternativ-technik 3	Einheit	Quellen
Beheizungstechnologie	Erdgas-beheizung	hybride Beheizung (Strom/Erdgas (EE-Methan))	hybride Beheizung (Strom/Wasser-stoff)	Wasserstoff-beheizung		
Thermoprozess-anlagen*	Durchlauf-, Drehherd-ofen	Durchlauf-, Drehherd-ofen	Durchlauf-, Drehherdofen	Durchlauf-, Drehherd-ofen		
Produkt	Gesenk-schmiede-teile	Gesenk-schmiedeteile	Gesenk-schmiedeteile	Gesenk-schmiede-teile		
Investition Neubau	41	45	46	43	EUR/$t_{Kap.}$	[1]
Investition Modernisierung	14	16	16	15	EUR/$t_{Kap.}$	[1]
Minimale Investition Neubau	41	45	46	43	EUR/$t_{Kap.}$	
Min. Investition Modernisie-rung	14	16	16	15	EUR/$t_{Kap.}$	
TRL	9	9	< 5	< 5	-	
Energieträger 1	Erdgas	Strom	Strom	EE-Wasser-stoff	-	
Energieträger 2	keiner	Erdgas	EE-Wasserstoff	keiner	-	
Energieträger 3	keiner	Keiner	keiner	keiner	-	
Spezifischer Energiebedarf 1	0,486	0,251	0,251	0,486	MWh/$t_{Pr.}$	[1]
Spezifischer Energiebedarf 2	0,000	0,167	0,167	0,000	MWh/$t_{Pr.}$	[1]
Spezifischer Energiebedarf 3	0,000	0,000	0,000	0,000	MWh/$t_{Pr.}$	
Min. spezifischer Energiebe-darf	0,486	0,418	0,418	0,486	MWh/$t_{Pr.}$	
Prozessbedingte Emissionen	0,000	0,000	0,000	0,000	t_{CO2}/$t_{Pr.}$	
Betriebs- und Wartungskos-ten	4,1	4,5	4,1	4,5	EUR/$t_{Kap.}$	[1]
Abschreibungszeitraum	10	10	10	10	a	
Lebensdauer	30	30	30	30	a	
Repräsentative Kapazität	57.600	57.600	57.600	57.600	$t_{Jahresleis-tung}$	[1]
Auslastung	0,80	0,80	0,80	0,80	1,00	
Anteil Bestand 2020	100 %	0 %	0 %	0 %	%	
Verfügbar ab	2020	2020	2030	2030		
Verfügbar bis	2050	2050	2050	2050		

Anmerkungen und Annahmen:
Angaben beziehen sich auf die Kapazität „$t_{Kap.}$“ oder die Produktionsmenge „$t_{Pr.}$“, Bezugsgröße Output Anwendung
Bei den Datensätzen handelt es sich um gerundete Mittelwerte aus den unten aufgeführten Quellen.
Die Zuordnung der Energieträger basiert auf der Definition der verwendeten Rahmendaten und Modellparametern aus AP2 (Abschnitt 7.2).
Sofern keine gesicherten Werte im Rahmen der Studie erhoben werden können, werden die folgenden Annahmen getroffen:
Die Investitionskosten der Alternativtechnik entsprechen den Investitionskosten der Referenztechnik.
Die minimalen Investitionskosten einer Technik entsprechen den Investitionskosten der Technik.
Der spezifische Energiebedarf der Alternativtechnik entspricht dem (summierten) Energiebedarf der Referenztechnik.
Der minimale spezifische Energiebedarf einer Technik entspricht dem summierten Energiebedarf der Technik.
Die prozessbedingten Emissionen, Betriebs- und Wartungskosten, Abschreibungszeitraum, Modernisierungszyklus sowie die repräsentative Kapazität der Alternativtechnik entsprechen den Werten der Referenztechnik.
Für ein TRL < 3 wird eine Verfügbarkeit der Technik ab dem Jahr 2040 angenommen.
Für ein TRL < 9 und ≥ 3 wird eine Verfügbarkeit der Technik ab dem Jahr 2030 angenommen.
Legende:
* Anlagenkenndaten basieren insbesondere auf einem 8-t/h-Drehherdofen
Quellen:
[1] (Expert:inneninterview 2021y)

Tabelle 78: Kenndaten für die ökonomische Betrachtung Umformtechnik Anwendung 2: diskontinuierliche Erwärmung Schmiedebauteile

Technik	Referenz-technik	Alternativ-technik 1	Alternativ-technik 2	Einheit	Quellen
Beheizungstechnologie	Erdgasbeheizung	Elektrifizierung (Widerstandsbeheizung)	Wasserstoffbeheizung		
Thermoprozessanlagen	Kammer-/Herdwagen-schmiedeofen	Kammer-/Herdwagen-schmiedeofen	Kammer-/Herdwagen-schmiedeofen		
Produkt	Freiformschmiede-teile/Ringe	Freiformschmiede-teile/Ringe	Freiformschmiede-teile/Ringe		
Investition Neubau	86	77	90	EUR/$t_{Kap.}$	[1]
Investition Modernisierung	26	23	27	EUR/$t_{Kap.}$	[1]
Minimale Investition Neubau	86	77	90	EUR/$t_{Kap.}$	
Min. Investition Modernisierung	26	23	27	EUR/$t_{Kap.}$	
TRL	9	< 3	< 5	-	
Energieträger 1	Erdgas	Strom	EE-Wasserstoff	-	
Energieträger 2	keiner	keiner	keiner	-	
Energieträger 3	keiner	keiner	keiner	-	
Spezifischer Energiebedarf 1	0,694	0,598	0,694	MWh/$t_{Pr.}$	[1, 2]
Spezifischer Energiebedarf 2	0,000	0,000	0,000	MWh/$t_{Pr.}$	
Spezifischer Energiebedarf 3	0,000	0,000	0,000	MWh/$t_{Pr.}$	
Min. spezifischer Energiebedarf	0,556	0,478	0,556	MWh/$t_{Pr.}$	[2]
Prozessbedingte Emissionen	0,000	0,000	0,000	t_{CO2}/$t_{Pr.}$	
Betriebs- und Wartungskosten	0,9	0,8	0,9	EUR/$t_{Kap.}$	[1]
Abschreibungszeitraum	10	10	10	a	
Lebensdauer	30	30	30	a	
Repräsentative Kapazität	14.600	14.600	14.600	$t_{Jahresleistung}$	[1, 2]
Auslastung	0,80	0,80	0,80	1,00	
Anteil Bestand 2020	100 %	0 %	0 %	%	
Verfügbar ab	2020	2040	2030		
Verfügbar bis	2050	2050	2050		

Anmerkungen und Annahmen:
Angaben beziehen sich auf die Kapazität „$t_{Kap.}$“ oder die Produktionsmenge „$t_{Pr.}$“, Bezugsgröße Output Anwendung
Bei den Datensätzen handelt es sich um gerundete Mittelwerte aus den unten aufgeführten Quellen.
Die Zuordnung der Energieträger basiert auf der Definition der verwendeten Rahmendaten und Modellparametern aus AP2 (Abschnitt 7.2).
Sofern keine gesicherten Werte im Rahmen der Studie erhoben werden können, werden die folgenden Annahmen getroffen:
Die Investitionskosten der Alternativtechnik entsprechen den Investitionskosten der Referenztechnik.
Die minimalen Investitionskosten einer Technik entsprechen den Investitionskosten der Technik.
Der spezifische Energiebedarf der Alternativtechnik entspricht dem (summierten) Energiebedarf der Referenztechnik.
Der minimale spezifische Energiebedarf einer Technik entspricht dem summierten Energiebedarf der Technik.
Die prozessbedingten Emissionen, Betriebs- und Wartungskosten, Abschreibungszeitraum, Modernisierungszyklus sowie die repräsentative Kapazität der Alternativtechnik entsprechen den Werten der Referenztechnik.
Für ein TRL < 3 wird eine Verfügbarkeit der Technik ab dem Jahr 2040 angenommen.
Für ein TRL < 9 und ≥ 3 wird eine Verfügbarkeit der Technik ab dem Jahr 2030 angenommen.
Quellen:
[1] (Expert:inneninterview 2021y)
[2] (Schmidt et al. 2004)

Tabelle 79: Kenndaten für die ökonomische Betrachtung Umformtechnik Anwendung 3: Erwärmung Stahlblechzuschnitte (Presshärten)

Technik	Referenz-technik	Alternativ-technik 1	Alternativ-technik 2	Einheit	Quellen
Beheizungstechnologie	**Erdgasbeheizung**	**Elektrifizierung (Widerstandsbeheizung)**	**Wasserstoffbeheizung**		
Thermoprozessanlagen	Rollenherdofen	Rollenherdofen	Rollenherdofen		
Produkt	Bleche	Bleche	Bleche		
Investition Neubau	54	54	54	EUR/$t_{Kap.}$	[1]
Investition Modernisierung	5	5	5	EUR/$t_{Kap.}$	[2]
Minimale Investition Neubau	54	54	54	EUR/$t_{Kap.}$	
Min. Investition Modernisierung	5	5	5	EUR/$t_{Kap.}$	
TRL	9	9	< 5	-	
Energieträger 1	Erdgas	Strom	EE-Wasserstoff	-	
Energieträger 2	keiner	keiner	keiner	-	
Energieträger 3	keiner	keiner	keiner	-	
Spezifischer Energiebedarf 1	0,379	0,261	0,379	MWh/$t_{Pr.}$	[1]
Spezifischer Energiebedarf 2	0,014	0,000	0,000	MWh/$t_{Pr.}$	[1]
Spezifischer Energiebedarf 3	0,000	0,000	0,000	MWh/$t_{Pr.}$	
Min. spezifischer Energiebedarf	0,393	0,261	0,393	MWh/$t_{Pr.}$	
Prozessbedingte Emissionen	0,000	0,000	0,000	t_{CO2}/$t_{Pr.}$	
Betriebs- und Wartungskosten	5,4	5,4	5,4	EUR/$t_{Kap.}$	[2]
Abschreibungszeitraum	10	10	10	a	
Lebensdauer	30	30	30	a	
Repräsentative Kapazität	39.100	39.100	39.100	$t_{Jahresleistung}$	[1, 2]
Auslastung	0,80	0,80	0,80	1,00	
Anteil Bestand 2020	80 %	20 %	0 %	%	[3, 4]
Verfügbar ab	2020	2020	2030		
Verfügbar bis	2050	2050	2050		

Anmerkungen und Annahmen:
Angaben beziehen sich auf die Kapazität „$t_{Kap.}$“ oder die Produktionsmenge „$t_{Pr.}$“, Bezugsgröße Output Anwendung
Bei den Datensätzen handelt es sich um gerundete Mittelwerte aus den unten aufgeführten Quellen.
Die Zuordnung der Energieträger basiert auf der Definition der verwendeten Rahmendaten und Modellparametern aus AP2 (Abschnitt 7.2).
Sofern keine gesicherten Werte im Rahmen der Studie erhoben werden können, werden die folgenden Annahmen getroffen:
Die Investitionskosten der Alternativtechnik entsprechen den Investitionskosten der Referenztechnik.
Die minimalen Investitionskosten einer Technik entsprechen den Investitionskosten der Technik.
Der spezifische Energiebedarf der Alternativtechnik entspricht dem (summierten) Energiebedarf der Referenztechnik.
Der minimale spezifische Energiebedarf einer Technik entspricht dem summierten Energiebedarf der Technik.
Die prozessbedingten Emissionen, Betriebs- und Wartungskosten, Abschreibungszeitraum, Modernisierungszyklus sowie die repräsentative Kapazität der Alternativtechnik entsprechen den Werten der Referenztechnik.
Für ein TRL < 3 wird eine Verfügbarkeit der Technik ab dem Jahr 2040 angenommen.
Für ein TRL < 9 und ≥ 3 wird eine Verfügbarkeit der Technik ab dem Jahr 2030 angenommen.
Quellen:
[1] (Expert:inneninterview 2021w)
[2] Abschätzung nach vergleichbaren Anlagenkenndaten aus der Härtereitechnik
[3] (Andreiev 2020)
[4] (Vibrans 2016)

5.5.8 Zwischenergebnis

In diesem Abschnitt werden die Erkenntnisse der vorangegangenen Kapitel für die branchenspezifischen Anlagentypen zusammengefasst. Dies geschieht hinsichtlich der technischen Gesamtentwicklung, des zukünftigen Forschungs- und Entwicklungsbedarfs, des zukünftigen Energieverbrauchs sowie der Abwärmeentstehung.

Der Anteil am Energieverbrauch der fossil beheizten Anlagentypen im Anlagenpark in Deutschland in der Schmiede-Industrie beträgt ca. 50 %. Die energiebedingten CO_2-Emissionen haben mit dem zugrunde gelegten Strommix einen Anteil von ca. 30 %. Im Fokus der Betrachtungen innerhalb dieser Studie stehen die fossil beheizten Anlagentypen und hierbei die Anlagen für den energieintensiven Prozessschritt der Erwärmung. Der ebenfalls energieintensive Prozessschritt der Wärmebehandlung und die entsprechenden Anlagentypen werden in diesem Abschnitt nicht betrachtet. Für diese Anlagen erfolgt eine entsprechende Betrachtung im Rahmen der Branche „Härtereitechnik“.

Grundsätzlich lässt sich festhalten, dass in der Schmiedeindustrie sowohl elektrisch, als auch fossil beheizte Anlagentypen eingesetzt werden. Die Auswahl erfolgt nach technischen und ökonomischen Restriktionen. Induktiv beheizte elektrische Anlagen werden insbesondere für das Gesenkschmieden eingesetzt, während die Mehrheit der Anlagentypen im Anlagenpark in Deutschland mit Erdgas beheizt werden.

Insgesamt besteht noch Forschungsbedarf in Bezug auf eine CO_2-neutrale Prozesswärmeerzeugung. Alternativtechniken sind noch nicht marktreif und zudem aufgrund der Energiekosten gegenwärtig nicht wirtschaftlich. Aus technischer Sicht sind elektrische Anlagen durch die Bauteilgeometrie und die Prozesstemperatur begrenzt. Dies ist insbesondere für die Erwärmung von Schmiedebauteilen mit Prozesstemperaturen von bis zu 1.300°C der Fall. Für das Presshärten mit niedrigeren maximalen Prozesstemperaturen gehören elektrisch oder hybrid beheizte Anlagen hingegen zum Stand der Technik. Ihr Einsatz ist gegenwärtig insbesondere ökonomisch getrieben. Der Einsatz von Wasserstoff ist grundsätzlich denkbar, muss jedoch gegenwärtig für die verschiedenen Anlagentypen noch erprobt werden.

In Bezug auf den Endenergiebedarf ist bei einer Umstellung des Anlagenparks mit einer geringfügigen Veränderung zu rechnen, welche von den Möglichkeiten des Einsatzes elektrischer und mit Wasserstoff beheizter Anlagen ausgeht. Das Flexibilitätspotenzial konnte im Rahmen dieser Studie nicht gesichert quantifiziert werden. Es wird aber wie für den Großteil der im Rahmen dieser Studie betrachteten kontinuierlich betrieben Anlagen als gering eingeschätzt.

Die Abwärmeentstehung hängt insbesondere von den bereits eingesetzten Wärmerückgewinnungssystemen ab. Durch den Einsatz von Abgas-/Luftwärmetauschern an brennstoffbeheizten Anlagen beträgt die Abgastemperatur des energieträgerspezifischen Abgasvolumenstroms in der Regel weniger als 450°C. Elektrisch beheizte Anlagen haben, sofern keine erheblichen Spülgasmengen eingesetzt werden müssen, einen verringerten Abgasvolumenstrom. Beim Einsatz von Wasserstoff ist zukünftig mit einem ähnlichen Abwärmepotenzial zu rechnen, sofern die Verbrennung mit Luft stattfindet. Beim Einsatz von mit Sauerstoff angereicherter Luft bis hin zu Oxyfuel (100 % O_2) verringert sich der Abgasvolumenstrom deutlich.

Neben den technischen Herausforderungen für einen erfolgreichen industriellen Einsatz müssen für alle alternativen Beheizungstechnologien wettbewerbsfähige ökologische, ökonomische und infrastrukturelle Rahmenbedingungen für den Standort Deutschland mit einer der Anlagenlaufzeit entsprechenden langfristigen Perspektive gesichert sein.

Tabelle 80: Ergebnisse der Branchen- und Technologieanalyse Umformtechnik

	Betrachtete Anwendungen und Thermoprozessanlagen		
	Kontinuierliches Erwärmen Schmieden ($T_{Prozess,max.}$ ≈ 1300°C) Durchlauf-, Drehherdofen	**Diskontinuierliches Erwärmen Schmieden ($T_{Prozess,max.}$ ≈ 1300°C)** Herdwagen-, Kammerschmiedeofen	**Kontinuierliches Erwärmen Presshärten ($T_{Prozess,max.}$ ≈ 950°C)** Rollenherdofen
Technisches Gesamtpotenzial **für die betrachteten Anwendungen im Anlagenpark in Deutschland**	Stand der Technik:[1)] < 5 Großanlagen* Durchsatz: 4 – 12 t/h Erdgasbeheizung 100 % Alternativtechnologien: Hybride Beheizung (Strom/Erdgas oder Strom/Wasserstoff), Wasserstoffbeheizung	Stand der Technik: ca. 26 Großanlagen Durchsatz: 1 – 5 t/h Erdgasbeheizung 100 % Alternativtechnologien: Elektrifizierung, Wasserstoffbeheizung	Stand der Technik: ca. 8 Großanlagen Durchsatz: 4 – 5 t/h Erdgasbeheizung (ca. 80 %, Rest elektrisch beheizt) Alternativtechnologien: Elektrifizierung, Wasserstoffbeheizung
F&E-Bedarf	Hybride Beheizung: (Widerstandsbeh./Erdgasbeh.) TRL = 9 (Stand der Technik) Hybride Beheizung: (Widerstandsbeh./H_2-Beh.) TRL < 5, Umsetzung auf Industriemaßstab steht aus, Demonstrations-, und Betriebserfahrung notwendig Wasserstoffbeheizung: TRL < 5, Umsetzung auf Industriemaßstab steht aus, Demonstrations-, und Betriebserfahrung notwendig[2)]	Elektrifizierung: TRL < 3, Nachweis der Funktionstüchtigkeit nur bedingt gegeben (Einsatztemperatur begrenzt), Technologieentwicklung notwendig Wasserstoffbeheizung: TRL < 5, Umsetzung auf Industriemaßstab steht aus, Demonstrations-, und Betriebserfahrung notwendig[2)]	Elektrifizierung: TRL = 9 (Stand der Technik) ökonomische Restriktionen vorhanden Wasserstoffbeheizung: TRL < 5, Umsetzung auf Industriemaßstab steht aus, Demonstrations-, und Betriebserfahrung notwendig
Endenergiebedarf **Summe für alle Anlagen der betrachteten Anwendung (ohne Berücksichtigung des Energiebedarfs von Vorketten für die Erzeugung)**	Gesamtenergiebedarf aktuell: ca. 90 GWh/a Erdgas ca. 185 Tsd. t/a zukünftig (100 %): Hybride Beheizung: ca. 80 GWh/a (Verringerung um ca. 15 %) H_2: unverändert Potenzial zur Flexibilisierung: gering	Gesamtenergiebedarf aktuell: ca. 210 GWh/a Erdgas ca. 300 Tsd. t/a zukünftig (100 %): Elektrisch: ca. 180 GWh/a (Verringerung um ca. 15 %) H_2: unverändert Potenzial zur Flexibilisierung: gering	Gesamtenergiebedarf aktuell: ca. 70 GWh/a Erdgas ca. 250 Tsd. t/a zukünftig (100 %): Elektrisch: ca. 65 GWh/a (Verringerung um ca. 30 %) H_2: unverändert Potenzial zur Flexibilisierung: vorhanden, sofern redundante Anlagen vorgehalten werden
Abwärmeentstehung **Mittelwerte für Einzelanlagen (exemplarisch)**	Erdgasbeheizung: Abgas: 10,6 m³Abgas/m³Erdgas T = 400 - 450°C Elektrifizierung: leichte Verringerung erwartet Wasserstoffbeheizung: keine Veränderung erwartet	Erdgasbeheizung: Abgas: 10,6 - 11,5 m³Abgas/m³Erdgas T = 400 - 450°C Elektrifizierung: leichte Verringerung erwartet Wasserstoffbeheizung: keine Veränderung erwartet	Erdgasbeheizung: Abgas: 10,6 - 11,5 m³Abgas/m³Erdgas T = < 500°C Elektrifizierung: leichte Verringerung erwartet Wasserstoffbeheizung: keine Veränderung erwartet

Anmerkungen:

1) Ein Großteil des der Gesenkgeschmiedeten Teil wird induktiv erwärmt. Die Studie fokussiert sich auf den fossil beheizten Anteil, welcher nicht induktiv beheizt werden kann.

2) Bei einem Austausch der Gasart sind insbesondere die prozess- und werkstofftechnische Aspekte wie Zunderbildung, der Einfluss der Gasatmosphäre auf das Produkt, evtl. geringere Leistung und ein erhöhter Wasseranteil im Abgas sowie deren Auswirkung auf Prozess und Produktqualität zu überprüfen.

5.6 Härtereitechnik

5.6.1 Kurzbeschreibung der Branche

Das Härten ist ein spezielles Verfahren der *Wärmebehandlung*. Es ist ein wichtiger Teil in der *Prozesskette von Stahlbauteilen*. Hier werden die endgültigen Gebrauchseigenschaften des Bauteils eingestellt. Dabei ist diese Art der Wärmebehandlung durch eine Vielzahl unterschiedlicher Prozessschritte, -parameter und Thermoprozessanlagen charakterisiert, welche der Branche der Härtereitechnik zugeordnet werden können.

Die Branche der Härtereitechnik kann dabei grob in zwei Teilbereiche eingeteilt werden. Große Unternehmen, beispielsweise aus der Automobilbranche, besitzen in der Regel eigene Härtereien, die „in-house" produzieren. Daneben existieren sog. Lohnhärtereien. Diese sind als „Spezialbetriebe auf den Gebieten der Wärmebehandlung und Werkstofftechnik tätig" (Industrieverband Härtetechnik e.V. (IHT) 2021). Daneben gibt es Unternehmen, welche in beiden Bereichen tätig sind. Hier dient das Unternehmen als Zulieferer für OEMs (Original Equipment Manufacturer), während es in anderen Branchen selber als OEM agiert. Der Anteil von „in-house" gehärteten Teilen/Baugruppen liegt bei ca. 90 % (Expert:inneninterview 2020j).

Strukturell bedingt lassen sich keine gesicherten Daten zu den jährlichen Produktionsmengen innerhalb dieser Branche erheben, sodass keine Analyse der branchenspezifischen Produktströme erfolgt. Die Festlegung des Betrachtungsrahmens erfolgt insbesondere auf Basis technischer Parameter.

Der Fokus der Betrachtungen im Rahmen dieser Studie liegt dabei auf den Lohnhärtereien. Hierbei sind 106 der ca. 185 Lohnhärtebetriebe in Deutschland im Industrieverband Härtetechnik e.V. (IHT) organisiert (Stand: 2019). Der IHT gibt an, dass Lohnhärtereien „typische Vertreter des industriellen Mittelstands und häufig inhabergeführt" sind. Die durchschnittliche Beschäftigtenzahl wird mit ca. 35 Personen angegeben. In der gesamten deutschen Lohnhärtebranche sind ca. 6.700 Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter beschäftigt. Diese erwirtschafteten 2018 einen Umsatz von ca. 1,35 Mrd. € (Industrieverband Härtetechnik e.V. (IHT) 2021). Die Lohnhärtereien gehören zum Wirtschaftszweig „Oberflächenveredelung und Wärmebehandlung" (WZ 2008 Code 2561) und damit zu den stromkostenintensiven Unternehmen. Damit wird die zu zahlende EEG-Umlage auf 0,5 % der Bruttowertschöpfung begrenzt. Dies gilt jedoch nicht für den Stromanteil bis einschließlich 1 GWh. Für diese Strommenge ist die EEG-Umlage im Sinne eines Selbstbehalts in voller Höhe zu zahlen (EEG 17).

5.6.2 Branchenspezifische Prozessketten

Die Wärmebehandlung von Eisenwerkstoffen ist nach DIN EN ISO 4885 (DIN EN ISO 4885:2018-07) definiert als „Folge von Behandlungen, in deren Verlauf ein festes Eisenerzeugnis ganz oder teilweise Zeit-Temperatur-Folgen unterworfen wird, um seine Eigenschaften und/oder sein Gefüge zu ändern." Auf diese Weise werden die gewünschten Werkstoffeigenschaften eingestellt. Bültmann et al. (Bültmann et al. 2017) geben eine Einteilung der Wärmebehandlung in verschiedene Kategorien und Unterkategorien an. Demnach kann zwischen den folgenden Verfahren unterschieden werden:

- Thermische Verfahren (Glühen, Anlassen, Härten),
- Thermochemische Verfahren (Einsatzhärten, Nitrieren),
- Thermomechanische Verfahren,

wobei die thermomechanischen Verfahren ihre praktische Anwendung in Kombination mit einer Umformung (z. B. Walzen) finden und damit keine Verfahren der klassischen Wärmebehandlung darstellen (Expert:inneninterview 2021l). Das Glühen hat in der Regel das Ziel, das Gefüge für bessere Verarbeitungseigenschaften zu beeinflussen. Härten und Anlassen zielen dahingegen vorwiegend auf die Optimierung der Gebrauchseigenschaften ab. Als Vertreter der häufigsten Verfahren werden das *Härten* und *Anlassen* als *Vergüten*, sowie das *Einsatzhärten* und das *Nitrieren* als thermochemisches Verfahren genannt (Expert:inneninterview 2020u, 2021l). Die Prozessketten dieser Verfahren werden im Folgenden näher beschrieben.

5.6.2.1 Härten

Die DIN EN ISO 4885 (DIN EN ISO 4885:2018-07) definiert das Härten als „Prozess zur Härtung eines zuvor authentisierten Werkstücks, durch Abkühlen unter Bedingungen erreicht, die geeignet sind, den Austenit nahezu vollständig in Martensit und gegebenenfalls Bainit umzuwandeln."

Beim Härten kann nach Bültmann et al. (Bültmann et al. 2017) zwischen zwei Arten unterschieden werden:

- Die **Härtung** durch Austenitisieren und Abkühlen, sodass der Austenit ganz oder teilweise in Martensit und gegebenenfalls in Bainit umwandelt.
- Die **Einsatzhärtung**, die aus einem Aufkohlen oder Carbonitrieren und anschließendem Härten besteht.

Für beide Arten des Härtens werden vergleichbare Thermoprozessanlagen eingesetzt. Nachfolgend steht die Prozesskette des Einsatzhärtens im Fokus der Betrachtungen im Rahmen dieser Studie.

5.6.2.2 Anlassen

Die DIN EN ISO 4885 (DIN EN ISO 4885:2018-07) definiert das Anlassen als „Wärmebehandlung eines Eisenerzeugnisses, die im Allgemeinen nach dem Härten oder einer anderen Wärmebehandlung zum Erreichen geforderter Stufen für Eigenschaften durchgeführt wird, bestehend aus Erwärmen auf bestimmte Temperaturen ($T < A_1$) und einmaligem oder mehrmaligem Halten und anschließendem zweckentsprechendem Abkühlen." Unter A_1 wird dabei die eutektoide Temperatur im Eisen-Kohlenstoff-Diagramm bei 723°C verstanden.

Somit wird das Gefüge in einen weniger spröden und stabileren Zustand überführt. Dabei werden die Zähigkeits- und Umformeigenschaften verbessert und die Streckgrenze und die Zugfestigkeit verringert (Bültmann et al. 2017). Bei höheren Temperaturen (vgl. „Vergüten") ist das Ziel, „ein beanspruchungsgerechtes Verhältnis zwischen Festigkeit und Formänderungsvermögen einzustellen" (Liedtke 2005a). Zum Anlassen werden *Konvektionsöfen (Kammer- oder Durchlauföfen)* verwendet. Die Auswahl richtet sich nach der Temperatur und der Anzahl der zu behandelnden Teile (Bültmann et al. 2017).

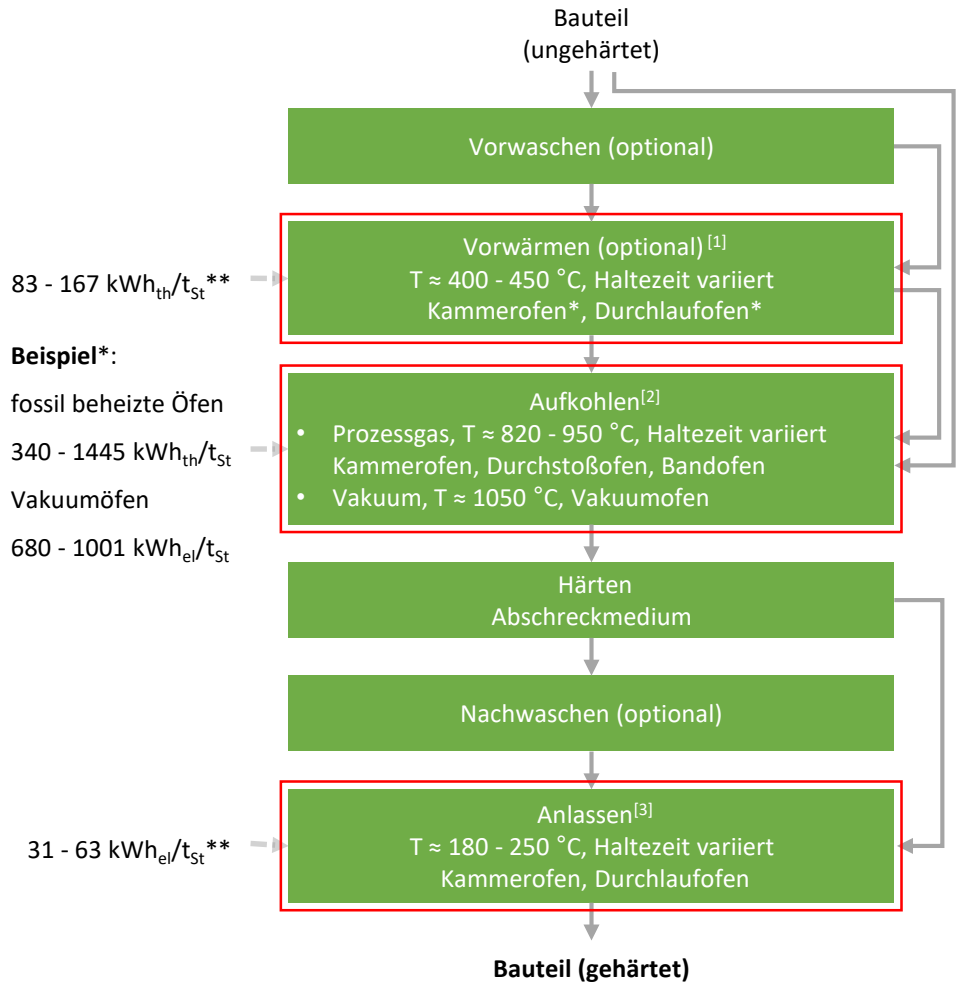
5.6.2.3 Einsatzhärten

In der DIN EN ISO 4885 (DIN EN ISO 4885:2018-07) ist das Einsatzhärten definiert als „Behandlung, bestehend aus Aufkohlen oder Carbonitrieren mit anschließender Härtung." Carbonitrieren bezeichnet dabei eine „thermochemische Behandlung, um die Randschicht mit Kohlenstoff und Stickstoff anzureichern". Dies ist eine Sonderform des Aufkohlens, bei der die Schutzgasatmosphäre zusätzlich stickstoffspendende Anteile enthält. Für das Einsatzhärten existieren verschiedene Härteverfahren nach DIN 17022-3 (DIN 17022-3), die durch unterschiedliche Temperaturverläufe, bestehend aus den Prozessschritten Aufkohlen und Härten gekennzeichnet sind.

Das wirtschaftlichste Verfahren ist dabei das Direkthärten, bei dem direkt von der Aufkohlungstemperatur bzw. einer etwas niedrigeren Temperatur gehärtet wird.

Das Einsatzhärten von Stahlbauteilen wird durch eine charakteristische Prozesskette beschrieben (Abbildung 74). Die Bauteile werden in der Regel zunächst gereinigt. Zu einer Verbesserung der Wirtschaftlichkeit der Anlage können die Bauteile vor dem Aufkohlen einem *Vorwärmen* unterzogen werden. Dazu werden *Kammer-* oder *Durchlauföfen* verwendet.

Abbildung 74: Prozesskette Einsatzhärten



eigene Darstellung
Legende:
Rot markiert: Energieintensive Prozessschritte mit fossilen Energieträgern im Fokus der Betrachtungen innerhalb dieser Studie
th. = thermisch; el. = elektrisch
Anmerkungen:
* Exemplarische Werte für einzelne Anlagen mit spezifischen Betriebsparametern (z. B. die Haltezeit) zur Verdeutlichung der Heterogenität des Anlagenparks. Die Werte besitzen **keine Allgemeingültigkeit** und variieren je nach Werkstoff und Anforderungen. Neben fossil beheizten Anlagen wie Kammerofen, Durchstoßofen, Bandofen sind nach dem Stand der Technik vielfach auch elektrisch beheizte Anlagen verfügbar.
** Annahme: Theoretischer Wert berechnet aus der Werkstoffenthalpie und einem Anlagenwirkungsgrad von 40 % bis 80 % ohne Berücksichtigung einer Haltephase. Der Energiebedarf im Realbetrieb kann deutlich von diesen Werte abweichen.
Quellen: [1-3]: Prozesskette nach DIN EN ISO 683-3, Anlagenkenndaten nach (Edenhofer et al. 2015)

Das *Aufkohlen* wird nach dem Stand der Technik entweder unter einer *Schutzgasatmosphäre* („Gasaufkohlen“, z. B. Endogas) oder im Vakuum unter Zugabe von Kohlenwasserstoffen (meist

Acetylen) bei Temperaturen von ca. 880°C bis 1.050°C durchgeführt. Eine typische Zusammensetzung von Endogas ist in Tabelle 81 aufgelistet. Es werden in der Regel *Kammer-*, *Durchstoß-* oder *Bandöfen* verwendet.

Tabelle 81: Zusammensetzung von Endogas aus der Erzeugung mit Erdgas und Luft

Bestandteil	Anteil in Vol.-%
Wasserstoff H_2	36 - 39
Kohlenstoffmonoxid CO	18 - 19
Kohlenstoffdioxid CO_2	0,1 - 0,5
Methan CH_4	0,0 - 0,2
Stickstoff N_2	Rest

Quelle: (Béguin 1995)

Im Anschluss an das Aufkohlen werden die Bauteile in einem Abschreckmedium gehärtet. In der Regel sind dies flüssige Medien wie Härteöle, Wasser mit und ohne Zusätze, Salzschmelzen oder es findet eine Hochdruckgasabschreckung unter Verwendung von Stickstoff, Wasserstoff oder Helium bei einem Druck von bis zu 20 bar statt. Das Härten besonders verzugsempfindlicher Teile kann ebenfalls auf einer Härtepresse geschehen. Die Teile werden dann optional gereinigt und anschließend in einem separaten *Kammer-* oder *Durchlaufofen* einem *Anlassen* unterzogen (Liedtke 2008; Edenhofer et al. 2015; DIN 17022-3).

Als Alternative zum klassischen Gasaufkohlen existiert das Verfahren der *Niederdruckaufkohlung* (LPC, en: Low Pressure Carburizing) im *Vakuumofen* mit integriertem Ölbad oder Hochdruckgasabschreckung. Dabei werden Bauteile typischerweise bei einem Druck von ca. 5 mbar bis 15 mbar und Temperaturen von ca. 920°C bis 980°C aufgekohlt. Als Aufkohlungsmittel dient in diesem Fall meist Acetylen, das während der Vakuumbehandlung mit Pulsen in den Ofen eingedüst wird (Heuer und Löser 2018).

5.6.2.4 Vergüten

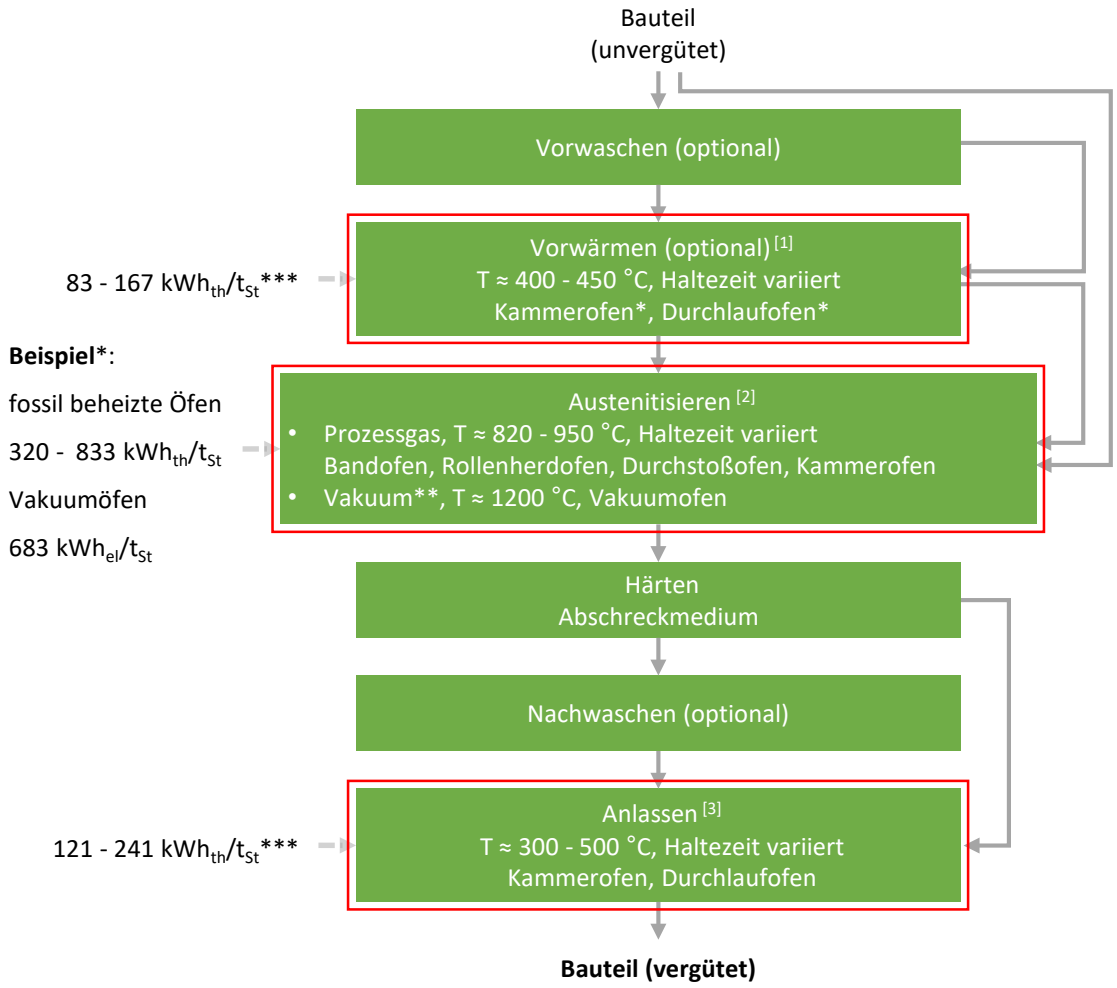
Das zusammengefasste Verfahren „Härten und Anlassen“ wird als Vergüten bezeichnet. Durch das Anlassen soll das Festigkeitsverhalten den jeweiligen Beanspruchungsarten optimal angepasst und das Risiko der Rissbildung bei einer nachfolgenden spanenden Bearbeitung vermindert werden (Bültmann et al. 2017). Dabei werden die Bauteile bei höheren Temperaturen als beim Einsatzhärten angelassen, sodass ein beanspruchungsgerechtes Verhältnis zwischen Festigkeit und Formänderungsvermögen eingestellt wird (Liedtke 2005a).

Eine klassische Prozesskette für das Vergüten von Stahlbauteilen ist der des Einsatzhärtens sehr ähnlich und unterscheidet sich insbesondere in den Prozessparametern (Abbildung 75). Im Fokus der Betrachtungen innerhalb dieser Studie stehen die Prozessschritte *Vorwärmen*, *Austenitisieren* und *Anlassen*. Es werden neben *Kammer-* und *Durchlauföfen* für das Vorwärmen und Anlassen, *Band-*, *Rollenherd-*, *Durchstoß-* und ebenfalls *Kammeröfen* für das Austenitisieren verwendet (Expert:inneninterview 2020u).

Die technischen Lieferbedingungen von Vergütungsstählen sind in den Normen DIN EN ISO 683-1 (DIN EN ISO 683-1:2018-09) (unlegiert) und DIN EN ISO 683-2 (DIN EN ISO 683-2:2018-09) (legiert) zu finden. Die darin enthaltenen Austenitisierungstemperaturen werden je nach Werkstoff mit 800°C bis 900°C für unlegierte Qualitäts- und Edelstähle und 820°C bis 920°C für legierte Vergütungsstähle angegeben. Als Abschreckmittel werden Salzschmelzen,

Härteöl oder Wasser verwendet. Als Anlasstemperatur wird eine Spanne von 400°C bis 680°C angeführt.

Abbildung 75: Prozesskette Vergüten



eigene Darstellung
Legende:
Rot markiert: Energieintensive Prozessschritte mit fossilen Energieträgern im Fokus der Betrachtungen im Rahmen dieser Studie
th. = thermisch; el. = elektrisch
Anmerkungen:
* Exemplarische Werte für einzelne Anlagen mit spezifischen Betriebsparametern (z. B. die Haltezeit) zur Verdeutlichung der Heterogenität des Anlagenparks. Die Werte besitzen **keine Allgemeingültigkeit** und variieren je nach Werkstoff und Anforderungen. Neben fossil beheizten Anlagen sind nach dem Stand der Technik vielfach auch elektrisch beheizte Anlagen verfügbar
** Vakuumofen elektrisch beheizt, Anteil dieses Anlagentyps an der jährlichen Produktionsmenge < 1 %
*** Annahme: Theoretischer Wert berechnet aus der Werkstoffenthalpie und einem Anlagenwirkungsgrad von 40 % bis 80 % ohne Berücksichtigung einer Haltephase. Der Energiebedarf im Realbetrieb kann deutlich von diesen Werte abweichen.
Quellen:
[1-3]: Prozesskette nach (DIN EN ISO 683-1:2018-09) und -2, Anlagenkenndaten nach (Expert:inneninterview 2020u)

5.6.2.5 Nitrieren

Das Nitrieren von Stahlbauteilen ist in der DIN 17022-4 (DIN 17022-4:1998-01) definiert als ein Verfahren, bei dem die Randschicht mit Stickstoff angereichert wird. Die Behandlungstemperatur wird mit 480 bis 550°C und die Behandlungsdauer mit mehreren Stunden bis zu Tagen angegeben.

Ein ähnliches Verfahren stellt das Nitrocarburieren dar, das ebenfalls in DIN 17022-4 (DIN 17022-4:1998-01) definiert ist. Zusätzlich zum Stickstoff wird hierbei auch Kohlenstoff in die Bauteiloberfläche eingebracht. Die Behandlungstemperatur liegt dabei mit 570 bis 580°C etwas höher als beim Nitrieren. Die Behandlungsdauer beträgt, abhängig von Bauteil, Werkstoff und gewünschter Schichttiefe, wenige Minuten bis mehrere Stunden.

Ziel dieser Verfahren ist die Verbesserung von Verschleißverhalten, Festigkeitsverhalten und Korrosionsverhalten (Liedtke 2005b). Aufgrund der geringen Behandlungstemperaturen und dem Fehlen des Abschreckens im Vergleich zum Einsatzhärten liegt ein wesentlicher Vorteil darin, dass kein Verzug und keine Risse entstehen. Aus diesem Grund können die Verfahren bei Fertigteilen angewandt werden (Weißbach 2012; Bültmann et al. 2017).

Das Nitrieren/Nitrocarburieren wird bei legierten Stählen und speziell bei Nitrierstählen verwendet. Diese enthalten nitridbildende Legierungselemente wie Aluminium, Chrom, Molybdän und Vanadium. Bei Anwesenheit der genannten Legierungselemente verlängert sich die Nitrierzeit deutlich (Liedtke 2005b). Die technischen Lieferbedingungen von Nitrierstählen sind in der DIN 10085 (DIN EN 10085:2001-07) genormt. Typische Bauteile sind Motor- und Getriebeteile, beim Nitrocarburieren kommen zur Standzeiterhöhung auch Werkzeuge dazu.

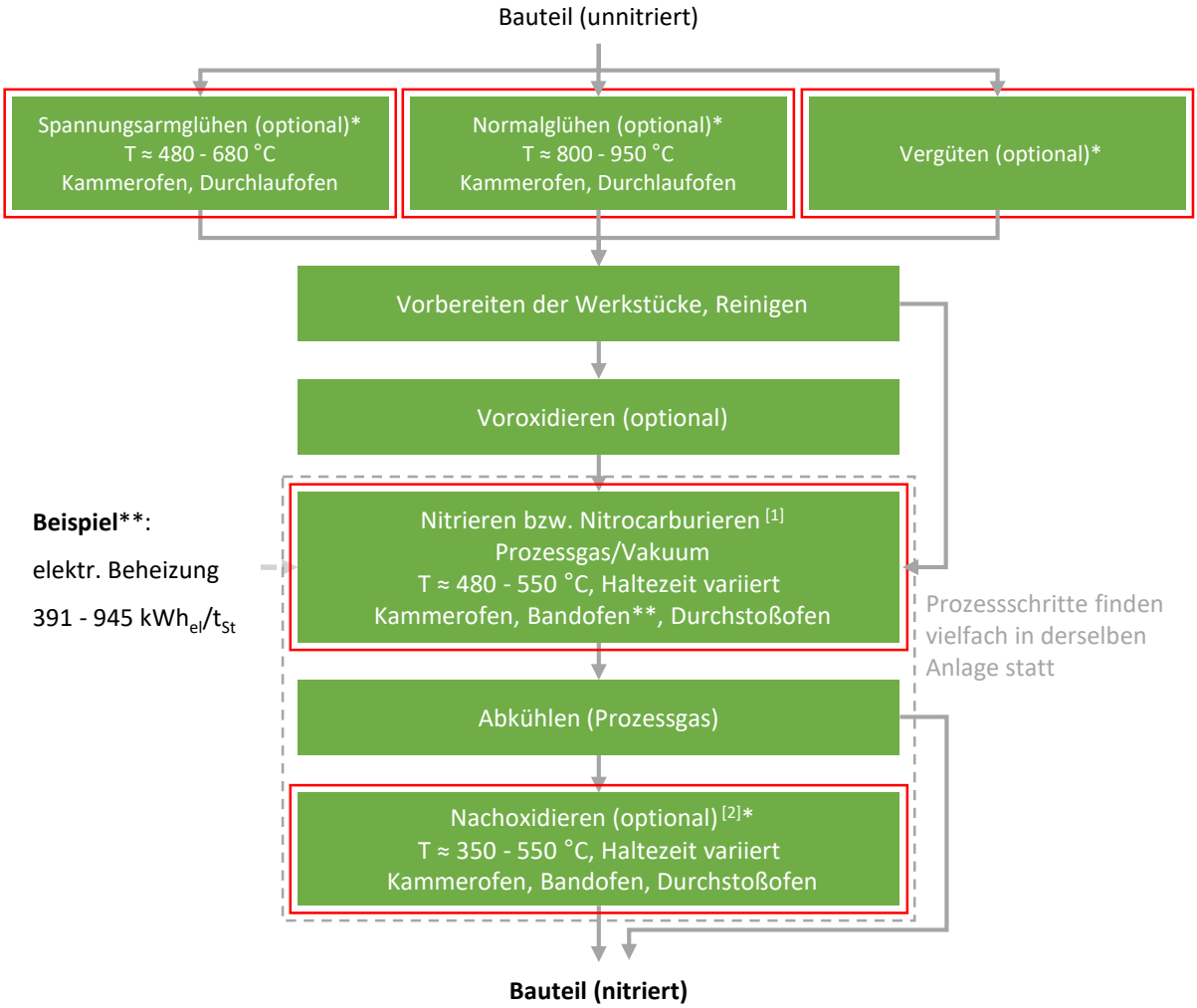
DIN 17022-4 (DIN 17022-4:1998-01) beschreibt beispielhaft die Prozesskette beim Nitrieren von Stahlbauteilen. Unter Berücksichtigung der Expert:inneninterviews (Expert:inneninterview 2020u) ist diese Prozesskette in Abbildung 76 dargestellt.

Vor dem eigentlichen Nitrier- bzw. Nitrocarburierprozess können je nach Bedarf und Bauteil verschiedene Wärmebehandlungsverfahren durchgeführt werden. Durch ein optionales Vergüten können beispielsweise bestimmte Festigkeitswerte eingestellt werden. Das Vorreinigen der Werkstücke stellt einen wichtigen Prozessschritt dar und kann auf verschiedene Arten geschehen. In der DIN 17022-4 (DIN 17022-4:1998-01) werden Waschen, Entgraten, Strahlen, Beizen und Voroxidieren genannt. Im Anschluss werden die Bauteile chargiert und dem Prozessschritt *Nitrieren* bzw. *Nitrocarburieren* zugeführt. Diese finden üblicherweise in *Kammer-*, *Band-*, oder *Durchstoßöfen* statt. Das anschließende Abkühlen auf Raumtemperatur findet i. d. R. in einer Schutzgasatmosphäre statt. Durch ein *Nachoxidieren*, oft in Kombination mit dem Abkühlen, kann der Korrosionswiderstand zusätzlich erhöht werden (DIN 17022-4:1998-01; Liedtke 2005b). Das Nachoxidieren findet vielfach in denselben Anlagen wie das Nitrieren bzw. Nitrocarburieren statt.

Für das Nitrieren und Nitrocarburieren stehen unterschiedliche Verfahrensalternativen zur Verfügung (Liedtke 2005b; Bültmann et al. 2017). Die hier vorgestellten Verfahren sind das Gasnitrieren bzw. -nitrocarburieren. Bei diesen Verfahren werden stickstoff- und kohlenstoffspendende Prozessgase in den Behandlungsraum geleitet. Ammoniak wird als Stickstoffspender verwendet, beim Nitrocarburieren können Kohlenstoffmonoxid, -dioxid oder Kohlenwasserstoffe benutzt werden.

Das Gasnitrieren stellt das am weitesten verbreitete Verfahren dar (Bültmann et al. 2017). Die Behandlungstemperatur liegt i. d. R. bei 500 bis 550°C und die Behandlungsdauer bei 4 h bis 100 h. Im Prozess wird Ammoniak bei Temperaturen über ca. 400°C katalytisch zersetzt. Dies geschieht an diversen eisenhaltigen Teilen, die im Nitrierofen zu finden sind, wie den Werkstücken, den Ofenwänden oder den Chargiervorrichtungen (Edenhofer et al. 2015; Liedtke 2005b; Bültmann et al. 2017).

Abbildung 76: Prozesskette Nitrieren und Nitrocarburieren



eigene Darstellung
Legende:
Rot markiert: Energieintensive Prozessschritte mit fossilen Energieträgern im Fokus der Betrachtungen im Rahmen dieser Studie
th. = thermisch; el. = elektrisch
Anmerkungen:
* Kein wesentlicher Teil der Prozesskette nach DIN 17022-4
** Exemplarische Werte für einzelne Anlagen mit spezifischen Betriebsparametern (hier z. B. mit einer Haltezeit von ca. 10 bsi 60 h) zur Verdeutlichung der Heterogenität des Anlagenparks. Die Werte besitzen **keine Allgemeingültigkeit** und variieren je nach Werkstoff und Anforderungen. Neben elektrisch beheizten Anlagen sind nach dem Stand der Technik vielfach auch fossil beheizte Anlagen verfügbar
Quellen:
[1, 2]: Eigene Darstellung nach (DIN 17022-4:1998-01) und (Expert:inneninterview 2020u)

5.6.3 Branchenspezifische Thermoprozessanlagen

In der Wärmebehandlung von Stahlbauteilen sind die meisten Thermoprozessanlagen für eine Vielzahl von Verfahren einsetzbar. Diese unterscheiden sich hauptsächlich hinsichtlich Prozesstemperatur, Prozessdauer, Gasatmosphäre und Abschreckmedium. Besonders die Prozessschritte der Prozessketten „Einsatzhärten“ und „Vergüten“ können in ähnlichen Anlagentypen durchgeführt werden. Dabei werden die Anlagen spezifisch nach den Anforderungen und Dimensionen des Produktportfolios ausgelegt.

Beim Einsatzhärten von Stahlbauteilen existiert bspw. eine große Bandbreite in Bezug auf die Bauteilabmessung. Die Abmessungen der Bauteile können wenige Millimeter (Schrauben) bis zu

einige Meter (Bauteile im Schiffbau) betragen. Ebenso variiert die Losgröße der Bauteile sehr stark. Diese Aspekte führen zu einer Vielzahl von Anlagen zum Einsatzhärten, von denen ein Großteil der Anlagentypen in Tabelle 82 aufgelistet ist. Eine große Bauteilgröße bezeichnet dabei Bauteile mit einer Masse von über 100 kg bis zu mehreren Tonnen. Als Beispiel nennen Edenhofer et al. (Edenhofer et al. 2015) Bauteile für Windräder. Ein integriertes Abschrecken in einer Anlage ist hierbei nicht möglich, sodass die Teile an der Luft transportiert werden müssen. Daher müssen die Bauteile einer Nachbearbeitung unterzogen werden. Kleine und mittlere Bauteile sind durch ein Gewicht von 0,1 kg bis 100 kg gekennzeichnet, beispielsweise Getriebebauteile in der Automobilindustrie. Als Beispiele für sehr kleine Bauteile werden in (Edenhofer et al. 2015) Schrauben, Muttern und Bolzen mit wenigen Millimetern Größe angeführt. Die Anlagen zum Einsatzhärten werden i. d. R. ebenfalls zum Vergüten von Stahlbauteilen eingesetzt (Schwäbische Härtetechnik Ulm GmbH & Co. KG 2019). Insbesondere Lohnhärtereien sind dabei durch eine Vielzahl von Anlagen und ein breites Produkt-/Prozessportfolie gekennzeichnet, siehe auch Anhang A.8.1. Dies ist charakteristisch für die Branche der Härtereitechnik.

Tabelle 82: Anlagentypen zum Einsatzhärten von Stahlbauteilen (Auszug)

Anlagentyp	Betriebsweise	Bauteilgröße	Abschrecksystem
Boxofen	Charge	groß	nein
Horizontaler **Retortenofen**	Charge	groß	nein
Vertikaler **Retortenofen**	Charge	groß	nein
Schüttelherdofen	Kontinuierlich	sehr klein	Öl, Wasser, Salzbad
Bandofen	Kontinuierlich	klein-mittel	Öl, Wasser, Salzbad
Drehtrommelofen	Kontinuierlich	sehr klein	Öl, Wasser, Salzbad
Kammerofen	Charge	klein-mittel	Öl, Salzbad
Durchstoßofen	semi-kontinuierlich	klein-mittel	Öl, Salzbad
Rollenherdofen	semi-kontinuierlich	klein-mittel	Öl, Salzbad
Dreh-/Ringherdofen	semi-kontinuierlich	klein-mittel	Öl, Salzbad

Fettgedruckt: Anlagentypen, welche im Rahmen der Studie weiter betrachtet werden
Quellen: Eigene Darstellung nach (Edenhofer et al. 2015; Expert:inneninterview 2020b)

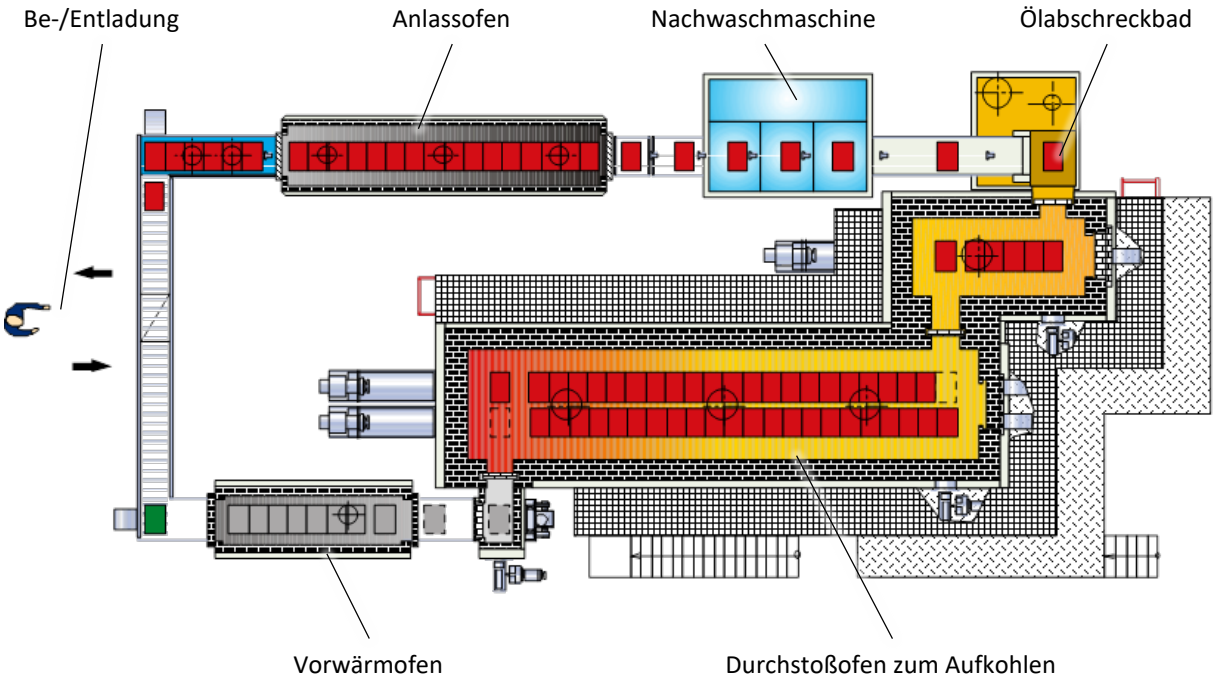
Ein Großteil der verwendeten Anlagentypen in der Härtereitechnik sind sogenannte Durchlauföfen, welche in der Ausführung des Durchstoß-, Rollenherds- oder Bandofens eingesetzt werden. Sie zeichnen sich durch eine kontinuierliche Betriebsweise aus und werden für verschiedene Prozessschritte wie das Vorwärmen, Aufkohlen und Austenitisieren verwendet. Für das Vorwärmen ist dieser Anlagentyp üblicherweise mit einer offenen Erdgasbeheizung ausgestattet. Durchlauföfen werden überwiegend für die Herstellung von Bauteilen der Automobilindustrie und damit in Betriebshärtereien eingesetzt. In Lohnhärtereien werden hingegen zu über 50 % Kammeröfen eingesetzt (Expert:inneninterview 2021l).

In Anlehnung an die in dieser Studie betrachteten Prozessketten sind insbesondere der Durchstoß-, Rollenherd-, Band-, aber auch der Kammer- und Vakuumofen für das Aufkohlen, Austenitisieren und Anlassen von Bedeutung. Darüber hinaus sollen Retortenöfen für das Nitrieren und Nitrocarburieren nachfolgend näher betrachtet werden. Neben ihren werkstoffspezifischen Prozessparametern unterscheiden sich die verschiedenen Anlagentypen insbesondere in ihrem Transportsystem, das auf die zu behandelnden Bauteile abgestimmt ist.

5.6.3.1 Durchstoßofen

Für das (semi-)kontinuierliche *Einsatzhärten* bzw. *Vergüten* von Getriebeteilen kommen in der Regel Durchstoßofenanlagen zum Einsatz, welche für die Prozessschritte *Aufkohlen* und *Austenitisieren* verwendet werden. Die Anlagen sind vielfach Teil einer Gesamtanlage, in welcher mehrere Prozessschritte der Prozesskette durchgeführt werden (Abbildung 77). Es ist zu erkennen, dass die Gesamtanlage aus einer Reihe von Einzelanlagen besteht, durch die die Bauteile auf Chargenträgern geführt werden. Diese typische Gesamtanlage besteht aus einem Be-/Entladeplatz, an dem die Chargen in die Anlage geführt bzw. aus dieser entnommen werden, einer Vorwaschmaschine zur optionalen Reinigung nach einer Weichbearbeitung, einem offen beheizten Durchlaufofen zum Vorwärmen der Bauteile (optional), dem Durchstoßofen mit angeschlossenem Ölabschreckbad, Nachwaschmaschine zur Reinigung der Teile nach dem Ölabschrecken sowie einem Ofen zum Anlassen.

Abbildung 77: Darstellung einer Anlage zum Einsatzhärten mit Durchstoßofen zum Aufkohlen



Quelle: (Ipsen International GmbH 2022a)

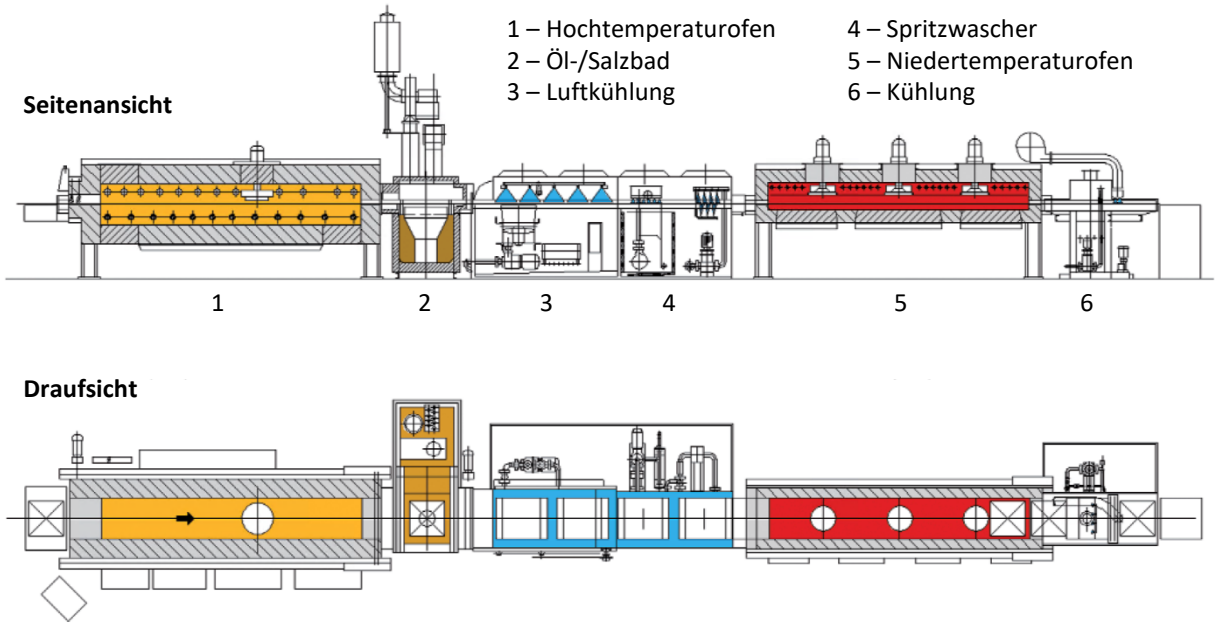
Die *Beheizung* des Durchstoßofens geschieht in der Regel über *Strahlheizrohre*, die mit Rekuperatorbrennern mit *Erdgas* und Luft befeuert werden. Prinzipiell ist hier auch die Verwendung von elektrischen Heizelementen in den Strahlheizrohren möglich. Die Verwendung dieser Heizelemente ist im industriellen Einsatz erprobt, jedoch ist die Nachfrage in Deutschland aufgrund einer geringen, energiepreisbedingeten Wirtschaftlichkeit nicht vorhanden (Kanthal GmbH 2021b).

5.6.3.2 Rollenherdofen

Beim *Vergüten* von Stahlbauteilen wird zusätzlich der Rollenherdofen als Stand der Technik genannt. Dabei werden die zu vergütenden Teile in Chargenträgern auf hochtemperaturbeständigen Rollen durch den Ofen geführt. Der prinzipielle Aufbau einer Rollenherdofenanlage zum Vergüten, in diesem Beispiel von Wälzlagerringen, besteht aus einem Hoch- und einem Niedertemperaturofen (Abbildung 78), wobei für den Hochtemperaturofen ein Temperaturbereich von 840 bis 900°C und für den Niedertemperaturofen ein Temperaturbereich von 180 bis 250°C für

eine spezielle Anwendung (Wärmebehandlung von Wälzlagerringen) angegeben wird. Beide Varianten dieser Rollenherdöfen sind mit Strahlheizrohren ausgestattet, welche mit Erdgas beheizt sind. Dabei findet im Hochtemperaturofen das Austenitisieren und im Niedertemperaturofen das Anlassen statt. Die Öfen können bei hohen Anforderungen an die Qualität mit Schutzgas (Endogas) betrieben werden (Jennes 2011).

Abbildung 78: Rollenherdofenanlage zum Vergüten von Wälzlagerringen

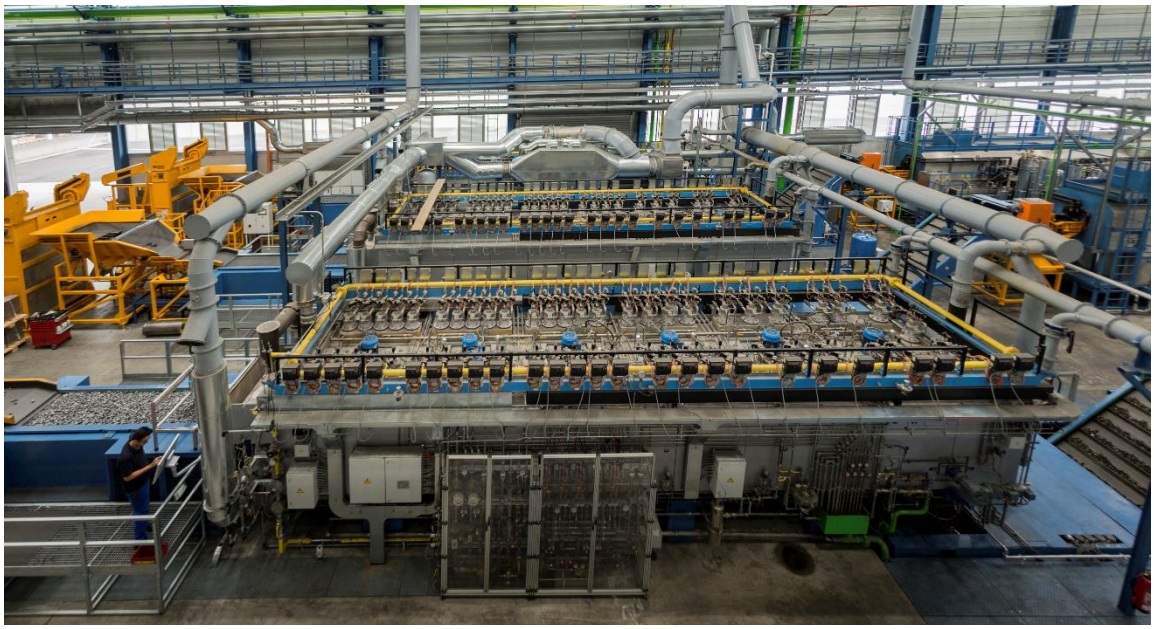


Quelle: (Jennes 2011)

5.6.3.3 Bandofen

Bandöfen (Abbildung 79) können in den Prozessketten *Einsatzhärten*, *Vergüten* und *Nitrieren* eingesetzt werden, wobei sie dort für das *Aufkohlen*, *Austenitisieren* oder *Nitrieren bzw. Nitrocarburieren* verwendet werden. Bandanlagen werden überwiegend für Schüttgüter eingesetzt. Die Schüttgüter werden dabei angeliefert und in Silos gegeben. Durch eine Rütteleinheit werden die Teile auf einem Band verteilt, auf dem diese durch die Anlage transportiert werden. Die Beheizung entsprich der von Durchstoß- und Rollenherdöfen, d. h. der überwiegend eingesetzte Energieträger an diesen Öfen ist Erdgas.

Abbildung 79: Bandofenlinie mit zwei Bandanlagen zum Wärmebehandeln von Schüttgütern

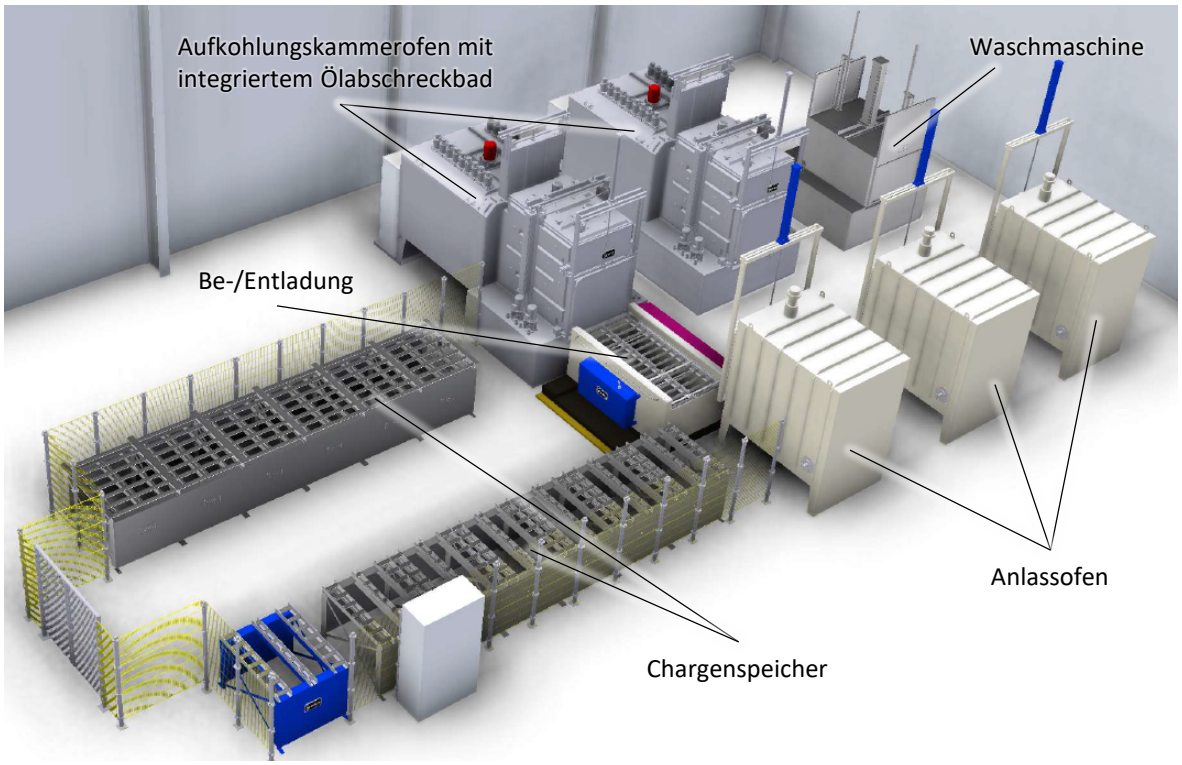


Quelle: (Schwäbische Härtetetechnik Ulm GmbH & Co KG 2021)

5.6.3.4 Kammerofen

Kammeröfen werden vielfach in Einsatzhärte-Kammerofenlinien (Abbildung 80) eingesetzt. Wie auch beim Durchstoßofen werden die zu härtenden Teile auf Chargenträger chargiert und in den Chargenspeicher der Gesamtanlage eingebracht. Der Be-/Entladewagen fährt die Chargen zu den entsprechenden Anlagen der Prozesskette.

Abbildung 80: Darstellung einer Anlage zum Einsatzhärten mit Kammeröfen zum Aufkohlen



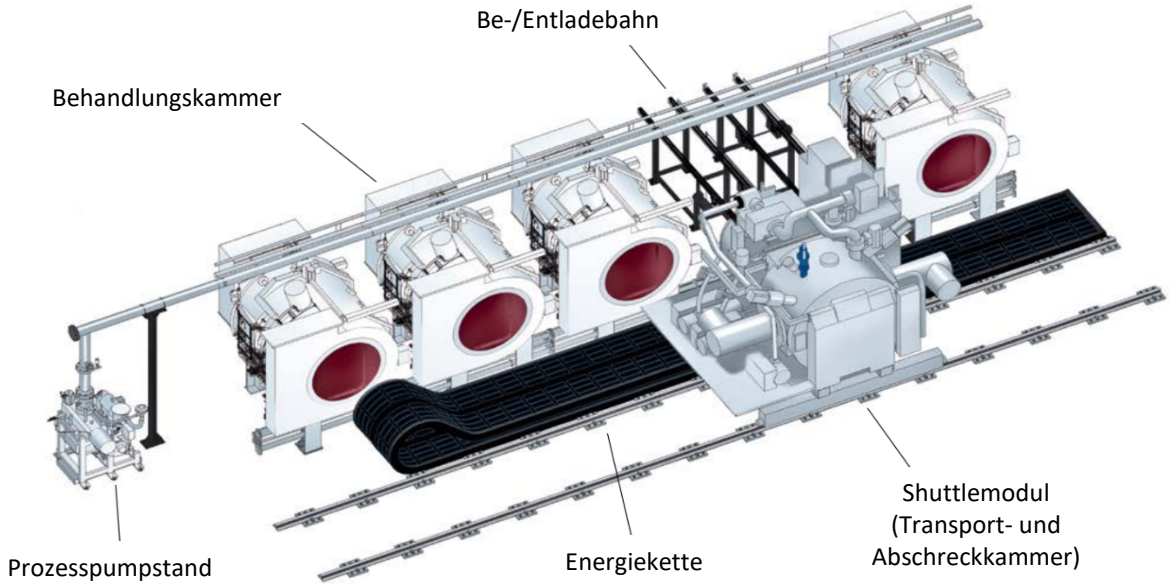
Quelle: (Ipsen International GmbH 2022b)

Es ist anzumerken, dass das Ölabschreckbad hier aufgrund der nötigen Prozessatmosphäre am Kammerofen angekoppelt ist (Edenhofer et al. 2015). Die Beheizung entspricht der von Durchstoß- und Rollenherdöfen, d. h. der überwiegend eingesetzte Energieträger an diesen Öfen ist Erdgas. Die Öfen werden ebenfalls vielfach mit Schutzgas (Endogas) betrieben.

5.6.3.5 Vakuumofen

Eine modulare Vakuumofenanlage (Abbildung 81) kann je nach Ausführung verschiedene Wärmebehandlungen und Prozesse wie Glühen, *Einsatzhärten*, *Härten*, *Vergüten*, Löten und Sintern bei Temperaturen bis zu 1.250°C abdecken (ALD Vacuum Technologies GmbH).

Abbildung 81: Darstellung einer Anlage zur Wärmebehandlung mit Vakuumöfen



Quelle: (ALD Vacuum Technologies GmbH)

Hierbei wird die zu behandelnde Charge über die Be- und Entladebahn in die Gesamtanlage chargiert und vom Shuttlemodul übernommen. Dieses Modul überführt die Charge in die Behandlungskammer des entsprechenden Vakuumofens, in dem der Prozess ausgeführt wird. Hierbei findet die *Wärmebehandlung unter Vakuum* statt. Die Beheizung der Anlage erfolgt elektrisch. Im Anschluss an die Vakuumbehandlung wird die Charge im Shuttlemodul unter Hochdruck mit Gas abgeschreckt und aus der Anlage geführt (ALD Vacuum Technologies GmbH).

Diese Anlagen werden nahezu ausschließlich in Betriebshärtereien eingesetzt. Der Anteil der Anzahl der Anlagen im Anlagenpark in Deutschland beträgt weniger als 1 %. Die wirtschaftlichen Einsatzmöglichkeiten dieses Anlagentyps sind gering (Expert:inneninterview 2021l).

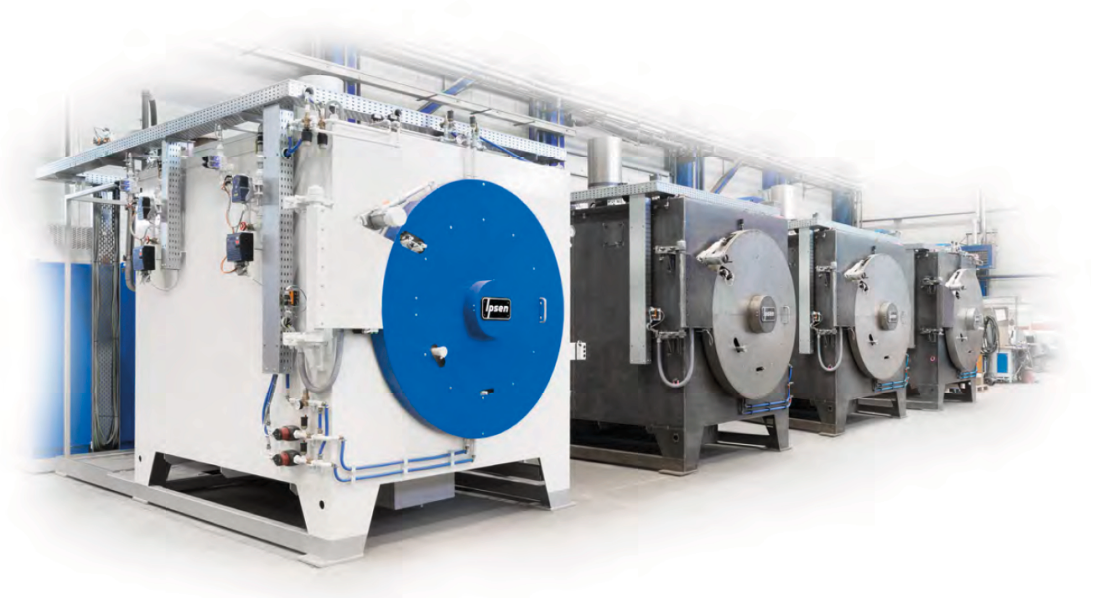
5.6.3.6 Retortenöfen

Für das *Nitrieren und Nitrocarburieren* werden sogenannte Retortenöfen verwendet. Die häufigsten Bauformen sind *Kammeröfen*, *Schachtöfen*, *Haubenöfen* und *Durchlauföfen*. Diese Anlagen werden vielfach in einer Produktionslinie verwendet (Abbildung 82).

Beim Retortenofen wird eine Retorte aus hitze- und zunderbeständigem Stahl verwendet, um den Ofenraum hermetisch abzutrennen. Als Vorteile, die sich aus dieser Konstruktion ergeben, werden die Begrenzung des Ofenraums auf den Innenraum der Retorte, definierte Verhältnisse beim Gaswechsel, der Schutz des Behandlungsgutes vor direkter Wärmestrahlung, das problem-

lose Erzeugen eines Über- und Unterdrucks bei gasdichter Ausführung, die Möglichkeit einer beschleunigten Abkühlung durch Luft an der Außenseite der Retorte und die Möglichkeit der hängenden Behandlung genannt. Als Nachteile werden die begrenzte Lebensdauer der Retorte, die katalytische Wirkung der Retorteninnenwand auf den Ammoniakzerfall und die fehlende Möglichkeit zur Integration in einen automatisierten Prozessablauf bei senkrechter Anordnung der Retorte aufgefasst. Als besonders häufig verwendete Retortenöfen werden Kammeröfen mit horizontal angeordneter Retorte und Banddurchlauföfen (für kleinere Teile) genannt (Liedtke 2018).

Abbildung 82: Horizontal angeordnete Retortenöfen in einer Wärmebehandlungslinie



Quelle: (Ipsen International GmbH)

Neben den Retortenöfen werden in (Liedtke 2018; Joritz und Rink 2011) auch ausgekleidete Öfen zum Nitrieren und Nitrocarburieren beschrieben. Diese sind durch eine gasdichte Stahlkonstruktion und eine „isolierende, anorganische und hitzebeständige Innenauskleidung mit nichtmetallischen Werkstoffen“ gekennzeichnet. Neben Einkammeröfen stehen Mehrkammeröfen und Durchstoßöfen zur Verfügung. Dabei weisen Einkammeröfen eine spezielle Kühleinrichtung auf, während Mehrkammer- und Durchstoßöfen eine separate Abkühlkammer besitzen. Nach (Liedtke 2018) werden Mehrkammeröfen jedoch nur in Ausnahmefällen zum Nitrieren bzw. Nitrocarburieren eingesetzt. Vorteile bieten bei diesem Ofentypen die lange Lebensdauer der Auskleidung (i. d. R. > 10 bis 15 Jahre), die geringe katalytische Wirkung der Auskleidung auf den Ammoniakzerfall, die einfache Erweiterung der verfahrenstechnischen Möglichkeiten durch die Anordnung von vor- und nachgeschalteten Kammern und die günstigen Voraussetzungen für eine Integration in einen automatisierten Produktionsablauf (Liedtke 2018). Die Nachteile werden mit der gasdichten Konstruktion und der Gasspeicherung in der Auskleidung und damit längeren Zeiten zur Konditionierung beschrieben (Liedtke 2018).

5.6.4 Betrachtete Anwendungen und Referenztechniken

Für die nachfolgenden Betrachtungen werden für die Branche der Härtereitechnik charakteristische Anwendungen und Referenztechniken ausgewählt. Die Auswahl erfolgt auf Basis der typischerweise verwendeten Anlagen. Für die Beurteilung der Relevanz im Rahmen der weiteren Betrachtungen in dieser Studie werden der jährliche Energieverbrauch, die jährlichen CO_2-Emissionen sowie die technische Relevanz eines Anlagentyps für die Branche betrachtet (Tabelle 54).

Eine detaillierte Aufstellung der Kennzahlen für die betrachteten Prozessketten ist in Anhang A.8.2 dargestellt.

Aufgrund der heterogenen Struktur der Anlagenparks lassen sich für die Branche der Härtereitechnik jedoch keine gesicherten Daten über die Verteilung der Produktionsmengen und über den Anlagenpark in Deutschland im Rahmen dieser Studie erheben. Die Auswahl der Anwendungen und Referenztechniken erfolgt daher insbesondere auf Basis von Expert:inneninterviews mit Vertreter:innen der Branchen. Es wird davon ausgegangen, dass die im Rahmen der Studie betrachteten fossilen Anlagentypen deutlich mehr als 50 % des jährlichen Gesamtenergieverbrauchs bzw. der energiebedingten CO_2-Emission des betrachteten Anlagenparks in Deutschland ausmachen (Expert:inneninterview 2021l).

Auf Basis der Ergebnisse aus Literatur und der Expert:inneninterviews werden für die Branche „Härtereitechnik“ die folgenden Anwendungen identifiziert und weiter betrachtet:

- Anwendung 1: kontinuierliches Aufkohlen und Austenitisieren Stahl,
- Anwendung 2: diskontinuierliches Aufkohlen und Austenitisieren Stahl.

Die Grundlage dafür bilden insbesondere die Relevanz dieser Anwendungen und Anlagentypen für die Branche, die eingesetzten Energieträger und der spezifische Energieverbrauch der Anlagentypen. Nachfolgend wird für jede Anwendung eine Referenztechnik definiert, in welcher die Eigenschaften der für diese Anwendung eingesetzten Thermoprozessanlagen nach dem Stand der Technik zusammengefasst sind. Diese Referenztechnik wird durch die charakteristischen Merkmale der Anwendung (Betriebsweise, Prozessschritt, Produkt, ggf. Prozesstemperatur) sowie der Beheizungstechnologie (Energieträger, Technologie) beschrieben.

Ebenfalls von Bedeutung für die Härtereitechnik sind fossil beheizte Anlagen für die Prozessschritte Nitrieren und Nitrocarburieren. Diese Anlagen sind denen aus Anwendung 1 für kontinuierlich betriebene Anlagen und denen aus Anwendung 2 für diskontinuierlich betriebene Anlagen ähnlich. Maßgebliche Unterschiede liegen in der Prozessführung (Temperatur-, Zeitverlauf) und dem eingesetzten Prozessgas (dieses besteht überwiegend aus Stickstoff). Aus den Ergebnissen aus Anwendung 1 und Anwendung 2 lassen sich entsprechende Handlungsempfehlungen für die Anlagen der Prozessschritte Nitrieren und Nitrocarburieren ableiten. Daher werden diese Anlagen im Rahmen dieser Studie nicht gesondert betrachtet.

Tabelle 83: Abschätzung charakteristischer Anlagenkennzahlen zur Auswahl der betrachteten Anwendungen und Referenztechniken „Härtereitechnik“ in Deutschland

Anlagentypen	Jährlicher Anlagendurchsatz*		Jährlicher Energieverbrauch		Energiebedingte CO_2-Emissionen**	
Gesamt	**9,4 Mio. t**	**Anteil**	**1.985 - 4.835 GWh**	**Anteil**	**588 - 1.490 Tsd. t**	**Anteil**
Durchlauföfen Lohnhärtereien (fossil) 1)	478 Tsd. t	5 %	156 - 267 GWh	6 - 8 %	31 - 54 Tsd. t	4 - 5 %
Durchlauföfen Betriebshärtereien (fossil) 2)	1.700 Tsd. t	18 %	544 - 1.003 GWh	21 - 27 %	110 - 203 Tsd. t	14 - 19 %
Kammeröfen Lohnhärtereien (fossil) 3)	918 Tsd. t	10 %	514 - 1.327 GWh	26 - 27 %	104 - 268 Tsd. t	18 %
Durchlauföfen (Lohnhärtereien) (el.) 1)	56 Tsd. t	1 %	23 - 27 GWh	< 1 %	11 - 14 Tsd. t	1 - 2 %
Durchlauföfen (Betriebshärtereien) (el.) 2)	450 Tsd. t	5 %	180 - 216 GWh	4 - 9 %	90 - 108 Tsd. t	7 - 15 %
Kammeröfen (Lohnhärtereien) (el.) 3)	243 Tsd. t	3 %	58 - 479 GWh	3 - 10 %	29 - 239 Tsd. t	5 - 16 %
Diverse Vorwärmöfen (fossil oder elektrisch) 4)	2.522 Tsd. t	27 %	209 - 421 GWh	9 - 11 %	73 - 148 Tsd. t	10 - 12 %
Diverse Anlassöfen (fossil oder elektrisch) 4)	2.522 Tsd. t	27 %	78 - 610 GWh	4 - 13 %	27 - 214 Tsd. t	5 - 14 %
Vakuumöfen (überwiegend elektrisch) 5)	83 Tsd. t	< 1 %	57 - 84 GWh	2 - 3 %	28 - 42 Tsd. t	3 - 5 %
Diverse Nitrieröfen (überwiegend elektrisch) 6)	425 Tsd. t	< 5 %	166 - 402 GWh	8 %	83 - 201 Tsd. t	13 - 14 %
Verteilung						
Anteil Anlagen mit elektrischer Energie beheizt				32 - 36 %		50 - 53 %
Anteil Anlagen mit fossiler Energie beheizt				64 - 68 %		47 - 50 %
Davon im Rahmen der Studie betrachteten Anlagentypen (fett)				**83 - 89 %**		**74 - 83 %**

Erweitere Darstellung und Datenbasis zum spezifischen Energieverbrauch siehe Anhang A.8.2

Legende: fettgedruckt: Anlagentypen, die im Rahmen der Studie weiter betrachtet werden

Anmerkungen:

* Der Anlagendurchsatz entspricht der Produktionsmenge eines Anlagentyps für den jeweiligen Prozessschritt. Durchläuft ein Produkt mehrere Prozessschritte entlang der Prozesskette, kann der kumulierte Anlagendurchsatz die branchenspezifische Produktionsmenge um ein Vielfaches überschreiten.

** Neben energiebedingten CO_2-Emissionen fallen prozessbedingte CO_2-Emissionen an

1) Der Anlagendurchsatz wird aus der mittleren Anlagenkapazität (ca. 6.000 //a bis 7.000 t/a) und Anlagenanzahl (ca. 100 Stk.) für Bandanlagen und Durchstoßöfen in Lohnhärtereien im Anlagenpark in Deutschland auf Basis von Informationen nach (Expert:inneninterview 2021t, 2021u) abgeschätzt. Der Anteil fossil beheizter Anlagen wird mit 90 % angenommen.

2) Die Anlagendurchsatz wird aus der mittleren Anlagenkapazität (ca. 32 Tsd. t/a) und Anlagenanzahl (ca. 80 Stk.) für Durchstoßöfen in Betriebshärtereien im Anlagenpark in Deutschland auf Basis von Informationen nach (Expert:inneninterview 2021t, 2021q) abgeschätzt. Der Anteil fossil beheizter Anlagen wird mit 80 % angenommen.

3) Die Anlagendurchsatz wird aus der mittleren Anlagenkapazität (ca. 1.800 t/a) und Anlagenanzahl (ca. 750 Stk.) für Kammeröfen in Lohnhärtereien im Anlagenpark in Deutschland auf Basis von Informationen nach (Expert:inneninterview 2021t, 2021u) abgeschätzt. Der Anteil fossil beheizter Anlagen wird mit 80 % angenommen.

4) Es wird nach (Expert:inneninterview 2021t) angenommen, dass die Anlagenanzahl für die Prozessschritte Vorwärmen und Anlassen entlang der Prozessketten Einsatzhärten und Vergüten ca. 70 % der Anlagenanzahl für die Prozessschritte Aufkohlen und Austenitisieren beträgt.

5) Es wird nach (Expert:inneninterview 2020f) angenommen, dass der Anteil dieses Anlagentyps an der gesamten Produktionsmenge (4,4 Mio. t/a) maximal 2 % beträgt.

6) Es wird nach (Expert:inneninterview 2020g) angenommen, dass der Anteil dieses Anlagentyps an der gesamten Produktionsmenge (4,4 Mio. t/a) maximal 10 % beträgt.

5.6.4.1 Anwendung 1: kontinuierliches Aufkohlen und Austenitisieren Stahl

Als erste Anwendung wird das kontinuierliche Aufkohlen bzw. Austenitisieren betrachtet. Dabei wird von einer maximalen Prozesstemperatur von ca. 1.050°C ausgegangen. Die hauptsächlich dafür eingesetzten Thermoprozessanlagen sind Durchstoßöfen, Bandöfen und Rollenherdöfen, welche in der Regel mit Erdgas beheizt werden. Die entsprechende Referenztechnik ist in Tabelle 84 definiert. In Anhang A.8.3 werden ausführliche, anlagenspezifische Kriterien der kontinuierlichen Schutzgasöfen aufgeführt.

Tabelle 84: Referenztechnik für Anwendung 1 – Härtereitechnik

Referenztechnik	
Definition	konti. Aufkohlungs-/Austenitisierungsofen Stahl mit Erdgasbeheizung
Anwendung	kontinuierliches Aufkohlen und Austenitisieren Stahl ($T_{Prozess,max}$ ≈ 1050°C)
Thermoprozessanlage(n)	Durchstoßofen, Bandofen, Rollenherdofen
Beheizungstechnologie(n)	Erdgasbeheizung

5.6.4.2 Anwendung 2: diskontinuierliches Aufkohlen und Austenitisieren Stahl

Als weitere Anwendung wird das diskontinuierliche Aufkohlen bzw. Austenitisieren in Kammeröfen identifiziert. Der Prozess bleibt im Vergleich zu Anwendung 1 gleich, es ändert sich lediglich der Anlagentyp. Der Kammerofen wird ebenfalls in der Regel mit Erdgas beheizt. Die entsprechende Referenztechnik ist in Tabelle 85 definiert. In Anhang A.8.4 werden ausführliche, anlagenspezifische Kriterien des Kammerofens aufgeführt.

Tabelle 85: Referenztechnik für Anwendung 2 – Härtereitechnik

Referenztechnik	
Definition	diskonti. Aufkohlungs-/Austenitisierungsofen Stahl mit Erdgasbeheizung
Anwendung	diskontinuierliches Aufkohlen und Austenitisieren Stahl ($T_{Prozess,max}$ ≈ 1.050°C)
Thermoprozessanlage(n)	Kammerofen
Beheizungstechnologie(n)	Erdgasbeheizung

5.6.5 Alternativtechniken

Nachfolgend werden Alternativtechniken für die einzelnen Anwendungen vorgestellt. Die Alternativtechniken beschreiben dabei *theoretische Technikbeispiele* für den Einsatz alternativer Beheizungstechnologien, welche im weiteren Verlauf dieser Studie hinsichtlich ihres zukünftigen technischen, ökologischen und ökonomischen Potenzials für eine CO_2-neutrale Prozesswärmeerzeugung eingeordnet werden.

5.6.5.1 Anwendung 1: kontinuierliches Aufkohlen und Austenitisieren

Als Referenztechnik wird hier das kontinuierliche Aufkohlen bzw. Austenitisieren unter eine Schutzgasatmosphäre betrachtet. Die entsprechenden Thermoprozessanlagen Durchstoßofen, Bandofen und Rollenherdofen werden in der Regel mit Erdgas beheizt. Als Alternativen sind eine Elektrifizierung der Anlagen bzw. eine Beheizung mit Wasserstoff denkbar. Da die Öfen

meistens mit Schutzgas betrieben werden, findet auch die alternative Beheizung über Strahlheizrohre statt. Die entsprechenden Alternativen für Anwendung 1 sind in Tabelle 86 zusammengefasst.

Tabelle 86: Alternativtechniken für Anwendung 1 – Härtereitechnik

Technik und Technologie	
Referenztechnik	*konti. Aufkohlungs-/Austenitisierungsofen mit Erdgasbeheizung*
Alternative Beheizungstechnologie(n)	Elektrifizierung (im Strahlheizrohr) Wasserstoffbeheizung (im Strahlheizrohr)
Alternativtechnik(en)	konti. Aufkohlungs-/Austenitisierungsofen mit elektrischer Beheizung konti. Aufkohlungs-/Austenitisierungsofen mit Wasserstoffbeheizung

Marktübersicht

Der Einsatz elektrisch beheizter Anlagen gehört in den Thermoprozessanlagen der Härtereitechnik zum Stand der Technik. Aufgrund der durch den Strompreis bedingten hohen Betriebskosten im Vergleich zu einer Beheizung mit fossilen Energieträgern beschränkt sich der Vertrieb dieser Technik auf Länder mit niedrigen Strompreisen. Prognosen für die Entwicklung der Energiepreise gehen von einem steigenden Strompreis bis 2050 aus. Bei gleichbleibenden Rahmenbedingungen wird der Anreiz der Elektrifizierung von Anlagen für die energieintensive Industrie daher insgesamt als gering angesehen (Expert:inneninterview 2020b).

Die Beimischung von Wasserstoff zu konventionellen Energieträgern oder die Nutzung von bis zu 100 % Wasserstoff ist theoretisch möglich. Zurzeit gibt es jedoch noch keine industrielle Anwendung von Wasserstoff zur Beheizung der Thermoprozessanlagen in der Härtereitechnik, sodass weitere Forschungs- und Entwicklungsarbeit im Bereich der Prozess- und Anlagentechnik notwendig ist, um diese Technologie nutzen zu können (Expert:inneninterview 2020b).

Forschungsaktivitäten

Verfahren zur Verringerung der CO_2-Emissionen sind vielfach Gegenstand der Forschung und Entwicklung. Während eine Elektrifizierung der Beheizung bereits Stand der Technik ist und auch bestehende Anlagen in der Regel damit nachgerüstet werden können (Kanthal GmbH 2021b), besteht beim Einsatz von alternativen Brennstoffen für die Beheizung Forschungsbedarf. Der Einsatz von Wasserstoff bzw. von mit wasserstoffangereichertem Erdgas sind denkbare Alternativen. Über die Nutzung innerhalb der Härtereitechnik liegen bisher keine Daten und Erkenntnisse vor.

Darüber hinaus sind die Prozessschritte des Aufkohlens und Austenitisierens zwingend durch den Einsatz von kohlenstoffhaltigem Prozessgas charakterisiert, welches zur Einstellung werkstoffspezifischer Eigenschaften und damit zur Erzielung der Produktqualität notwendig ist. Dies verursacht prozessbedingte Emissionen, die durch einen Energieträgerwechsel nicht reduziert werden können. Hier ist weiterer Forschungs- und Entwicklungsbedarf notwendig, der eine Substitution dieser Prozessgase ermöglicht.

Restriktionen für den Einsatz

Für eine Elektrifizierung der Anwendungen in der Härtereitechnik müssen in der Praxis insbesondere die infrastrukturellen Gegebenheiten der Härtereien, die deutlich höheren Energiekosten und die spezifischen prozess- und anlagentechnischen Restriktionen berücksichtigt werden (Expert:inneninterview 2020b, 2020h, 2020i).

Der Einsatz von Wasserstoff birgt neben Kosten- und Infrastrukturproblemstellungen ebenfalls prozesstechnische Herausforderungen. Hier muss zunächst die Möglichkeit der Substitution bzw. Anreicherung von Erdgas mit Wasserstoff in den eingesetzten Brennern und Strahlheizrohren technisch erprobt werden.

5.6.5.2 Anwendung 2: diskontinuierliches Aufkohlen und Austenitisieren

Als Referenztechnik für Anwendung 2 wird der erdgasbeheizte Kammerofen zum diskontinuierlichen Aufkohlen bzw. Austenitisieren von Stahl unter einer Schutzgasatmosphäre betrachtet. Der Prozess ist jeweils der gleiche wie in Anwendung 1. Analog zu Anwendung 1 sind auch hier eine Elektrifizierung oder der Einsatz von Wasserstoff zur Beheizung denkbar. Die entsprechenden Alternativtechniken für Anwendung 2 sind in Tabelle 87 zusammengefasst.

Tabelle 87: Alternativtechniken für Anwendung 2 – Härtereitechnik

Technik und Technologie	
Referenztechnik	*diskonti. Aufkohlungs-/Austenitisierungsofen mit Erdgasbeheizung*
Alternative Beheizungstechnologie(n)	Elektrifizierung (im Strahlheizrohr) Wasserstoffbeheizung (im Strahlheizrohr)
Alternativtechnik(en)	diskonti. Aufkohlungs-/Austenitisierungsofen mit elektrischer Beheizung diskonti. Aufkohlungs-/Austenitisierungsofen mit Wasserstoffbeheizung

Marktübersicht

Es ergeben sich keine signifikanten Unterschiede in Bezug auf die Marktübersicht für kontinuierliche und diskontinuierliche Aufkohlungs- und Austenisierungsöfen. Die Ergebnisse sind analog zu Anwendung 1.

Forschungsaktivitäten

In Bezug auf die Forschungsaktivitäten ergeben sich ebenfalls keine signifikanten Unterschiede hinsichtlich der Marktübersicht für kontinuierliche und diskontinuierliche Aufkohlungs- und Austenisierungsöfen. Die Ergebnisse sind analog zu Anwendung 1.

Restriktionen für den Einsatz

In Bezug auf die Restriktionen für den Einsatz wird ebenfalls auf die Ergebnisse aus Anwendung 1 verwiesen. Es ist jedoch davon auszugehen, dass diskontinuierlich betriebene Anlagen aufgrund ihrer flexiblen Betriebsweise geringe produktionstechnische und wirtschaftliche Restriktionen in Bezug auf Modernisierungsmaßnahmen aufweisen, sodass eine Diffusion neuer Technologien an diesen Anlagentypen als wahrscheinlicher angenommen wird.

In Bezug auf die Restriktionen ist anzumerken, dass die maximale Prozesstemperatur für den Prozessschritt des Anlassens (diese wird mit 200 bis 500°C angegeben) geringer ist, als für die Prozessschritte des Aufkohlens und Austenitisierens. Derart niedrige Prozesstemperaturen lassen sich prozess- und anlagentechnisch vielfach einfacher mit einer elektrischen Beheizung als mit einer Brennstoffbeheizung realisieren. Hier sind keine technischen Restriktionen zu erwarten. Prozesstemperaturen im Brennraum, die unterhalb der Zündgrenze des eingesetzten Brennstoffgemisches liegen, eignen sich hingegen nur bedingt für eine offene Brennstoffbeheizung, sodass insbesondere in Bezug auf neue Brennstoffe wie Wasserstoff mit einer Restriktion für den Einsatz durch eine minimale Einsatztemperatur zu rechnen ist. Dies kann jedoch durch den Einsatz von Strahlheizrohren oder mit einer geeigneten Prozessüberwachung kompensiert werden.

Darüber hinaus ist für eine offene Brennstoffbeheizung grundsätzlich zu prüfen, welchen Einfluss eine Veränderung der Ofenatmosphäre auf die Produktqualität der Bauteile in der Härtereitechnik hat. Aufgrund der sensiblen Abhängigkeit zwischen Prozess- und Anlagenparametern und Bauteileigenschaften können hier Restriktionen auftreten, die erst im Rahmen von Forschung- und Entwicklung ersichtlich werden.

5.6.6 Flexibilitätspotenzial

Eine Möglichkeit für die Umsetzung der Energiewende ist die (anteilige) Elektrifizierung fossil beheizter Anlagen in der Härtereitechnik. Die hierdurch erhöhte Stromnachfrage in Kombination mit dem steigenden Anteil an erneuerbarer Energien im Stromnetz geht dabei zwangsweise mit einer gesteigerten Volatilität am Strommarkt einher. Die Möglichkeit zur Bereitstellung von Lastflexibilität am Energiemarkt auf Seiten der Härtereien wird bisher nicht diskutiert, unterliegt jedoch unterschiedlichen technischen, wirtschaftlichen und sozialen Randbedingungen.

Aus technischer und energetischer Sicht sind Lastabschaltungen oder zeitliche Verzögerungen bei laufenden Prozessen komplett zu vermeiden. Zudem dürfen in den einzelnen Prozessketten durch Lastabschaltung und der dadurch bedingten zeitlichen Verlängerung eines Prozessschrittes keine Qualitätsverluste entstehen (Expert:inneninterview 2021l). Aus produktionstechnischer Sicht sind Anpassungen an das Produktionsprogramm unter Berücksichtigung der vor- und nachgelagerten Prozessschritte zu berücksichtigen. Dies kann eine Restriktion für die Hebung von Flexibilitätspotenzialen einzelner Anlagen darstellen. Grundsätzlich ist das Potenzial zur Bereitstellung von flexibler Kapazität mit der Anlagengröße und Anschlussleistung verbunden. Die Härtereitechnik ist durch ein sehr heterogenes Anlagenportfolio charakterisiert, welche sich strukturell bedingt nicht gesichert quantifizieren lässt. Aus diesem Grund kann keine verbindliche Aussage über das Flexibilitätspotenzial in der Härtereitechnik im Rahmen dieser Studie getroffen werden. Dies ist unternehmensspezifisch zu prüfen, wird aber in Anlehnung an die Ergebnisse aus anderen Branchen der Metallindustrie aktuell als gering eingeschätzt.

Wie auch in anderen Branchen der Metallindustrie sind neben technischen Rahmenbedingungen auch soziale und ökonomische Aspekte zu berücksichtigen. Zum einen erfordert eine zunehmende Flexibilisierung der Produktion eine entsprechende Flexibilität in Bezug auf die Arbeitszeit der Arbeitnehmer. Zum anderen ist die Branche durch saisonale und konjunkturelle Schwankungen im Auftragseingang hinsichtlich der Flexibilität ihrer Produktion an die aktuelle Marktsituation der Branche gebunden (Bosse et al. 2013). Dies hat zur Folge, dass die Bereitstellung von Flexibilität am Strommarkt durch Thermoprozessanlagen neben technischen Restriktionen vor allem durch wirtschaftliche Faktoren bestimmt wird.

Insgesamt ist die Datenlage für eine fundierte Abschätzung des Flexibilitätspotenzial zum Lastmanagement in der Härtereitechnik unzureichend. Es kann jedoch davon ausgegangen werden, dass durch die zunehmende Elektrifizierung sowie Digitalisierung die hier geschätzten Potenziale weiter steigen werden.

5.6.7 Ökonomische Kennzahlen

Für die ökologischen und ökonomischen Betrachtungen im Rahmen dieser Studie sind nachfolgend die charakteristischen Kenngrößen der Referenz- und Alternativtechniken für die betrachteten Anwendungen der Härtereitechnik zusammengefasst. Als Betrachtungsgrundlage wird die jährliche Gesamtkapazität der jeweiligen Anwendung im Referenzjahr verwendet, siehe Tabelle 88. Diese lässt sich strukturell bedingt für die Branche Härtereitechnik im Rahmen dieser Studie nicht sicher erfassen.

Tabelle 88: Abschätzung der jährlichen Gesamtkapazität im Referenzjahr – Härtereitechnik

Anwendung	Gesamt-kapazität*	Produktions-menge*	Einheit	Jahr
1: Kontinuierliches Aufkohlen und Austenitisieren [1)]	ca. 3,1	ca. 2,6	Mio. t/a	-
davon in Lohnhärtereien	ca. 0,6	ca. 0,5	Mio. t/a	-
davon in Betriebshärtereien	ca. 2,5	ca. 2,1	Mio. t/a	-
2: Diskontinuierliches Aufkohlen und Austenitisieren	ca. 1,4	ca. 1,1	Mio. t/a	-

Anmerkung:
* Keine gesicherten Werte. Abschätzung auf Basis von Literatur und Expert:inneninterviews. Die Gesamtkapazität wurde mittels der mittleren anlagenspezifischen Auslastung abgeschätzt. Diese wird je nach Anlagentyp mit Werten zwischen 0,85 und 0,95 angegeben.
1) überwiegend Band, und Durchstoßöfen

Nachfolgend wird sich auf die Betrachtung von anlagenspezifischen Kenndaten beschränkt. Diese sind unabhängig von der gesamten jährlichen Produktionsmenge. So lassen sich die Referenz- und Alternativtechniken für die jeweilige Anwendung vergleichen, eine quantitative branchenübergreifende Betrachtung ist nicht möglich. Die anlagenspezifischen Kenndaten sind für die betrachteten Anwendungen in den nachfolgenden Tabellen zusammengefasst. Aufgrund der spezifischen Besonderheiten und der Vielfalt der Anlagentechnik werden für das kontinuierliche Aufkohlen und Austenitisieren zwei Technikbeispiele für den Einsatz in *Lohnhärtereien* und *Betriebshärtereien* betrachtet.

Tabelle 89: Kenndaten für die ökonomische Betrachtung Härtereitechnik Anwendung 1: kontinuierliches Aufkohlen und Austenitisieren (Lohnhärterei)

Technik	Referenz-technik	Alternativ-technik 1	Alternativ-technik 2	Alternativ-technik 3	Einheit	Quellen
Beheizungstechnologie	Erdgas-beheizung	Elektrifizie-rung	Elektrifizie-rung (Alternative)	Wasserstoff-beheizung		
Thermoprozessanlagen	(Durchstoß-,) Bandofen Vergüten*	(Durchstoß-,) Bandofen Vergüten*	(Durchstoß-,) Bandofen Vergüten*	(Durchstoß-,) Bandofen Vergüten*		
Produkt	Härteteil	Härteteil	Härteteil	Härteteil		
Investition Neubau	288	515	250	288	EUR/$t_{Kap.}$	[1]
Investition Modernisierung	17	26	12	17	EUR/$t_{Kap.}$	[1]
Minimale Investition Neubau	288	515	250	288	EUR/$t_{Kap.}$	[1]
Min. Investition Modernisie-rung	17	26	12	17	EUR/$t_{Kap.}$	[1]
TRL	9	9	9	< 4	-	[1]
Energieträger 1	Erdgas	Strom	Strom	EE-Wasser-stoff	-	
Energieträger 2	keiner	keiner	keiner	keiner	-	
Energieträger 3	keiner	keiner	keiner	keiner	-	
Spezifischer Energiebedarf 1 [a)]	0,413	0,400	0,400	0,413	MWh/$t_{Pr.}$	[1]
Spezifischer Energiebedarf 2	0,000	0,000	0,000	0,000	MWh/$t_{Pr.}$	
Spezifischer Energiebedarf 3	0,000	0,000	0,000	0,000	MWh/$t_{Pr.}$	
Min. spezifischer Energiebe-darf	0,413	0,400	0,400	0,413	MWh/$t_{Pr.}$	[1]
Prozessbedingte Emissionen [b)]	0,039	0,093	0,039	0,039	t_{CO2}/$t_{Pr.}$	[1]
Betriebs- und Wartungskosten	23,1	25,8	12,5	23,1	EUR/$t_{Kap.}$	[1]
Abschreibungszeitraum	15	15	15	15	a	[2]
Lebensdauer	30	30	30	30	a	[2]
Repräsentative Kapazität	7.640	1.940	7.760	7.640	$t_{Jahresleistung}$	[1]
Auslastung	0,85	0,90	0,90	0,85	1,00	[1]
Anteil Bestand 2020	90 %	10 %	0 %	0 %	%	[1]
Verfügbar ab	2020	2020	2020	2030		
Verfügbar bis	2050	2050	2050	2050		

Anmerkungen und Annahmen:
Angaben beziehen sich auf die Kapazität „$t_{Kap.}$“ oder die Produktionsmenge „$t_{Pr.}$“, Bezugsgröße Output Anwendung
Bei den Datensätzen handelt es sich um gerundete Mittelwerte aus den unten aufgeführten Quellen.
Die Zuordnung der Energieträger basiert auf der Definition der verwendeten Rahmendaten und Modellparametern aus AP2 (Abschnitt 7.2).
Sofern keine gesicherten Werte im Rahmen der Studie erhoben werden können, werden die folgenden Annahmen getroffen:
Die Investitionskosten der Alternativtechnik entsprechen den Investitionskosten der Referenztechnik.
Die minimalen Investitionskosten einer Technik entsprechen den Investitionskosten der Technik.
Der spezifische Energiebedarf der Alternativtechnik entspricht dem (summierten) Energiebedarf der Referenztechnik.
Der minimale spezifische Energiebedarf einer Technik entspricht dem summierten Energiebedarf der Technik.
Die prozessbedingten Emissionen, Betriebs- und Wartungskosten, Abschreibungszeitraum, Modernisierungszyklus sowie die repräsentative Kapazität der Alternativtechnik entsprechen den Werten der Referenztechnik.
Für ein TRL < 3 wird eine Verfügbarkeit der Technik ab dem Jahr 2040 angenommen.
Für ein TRL < 9 und ≥ 3 wird eine Verfügbarkeit der Technik ab dem Jahr 2030 angenommen.
Legende:
a) Der spezifische Energiebedarf ist stark von der Prozessdauer abhängig (Diffusionsprozesse) und variiert entsprechend.
b) CO_2-Emissionen durch den Abbrand von kohlenstoffhaltigem Prozessgas (z. B. Endogas) entstehen. Die Menge ist vom jeweiligen Prozess und Werkstoff abhängig und variiert entsprechend. Der Wert kann deutlich höher liegen.
Quellen:
[1]: (Expert:inneninterview 2021t)
[2]: (Expert:innenmitteilung 2023)

Tabelle 90: Kenndaten für die ökonomische Betrachtung Härtereitechnik Anwendung 1: kontinuierliches Aufkohlen und Austenitisieren (Betriebshärterei)

Technik	Referenz-technik	Alternativ-technik 1	Alternativ-technik 2	Einheit	Quellen
Beheizungstechnologie	Erdgas-beheizung	Elektrifizierung	Wasserstoff-beheizung		
Thermoprozessanlagen	Durchstoßofen Vergüten	Durchstoßofen Vergüten	Durchstoßofen Vergüten		
Produkt	Härteteil	Härteteil	Härteteil		
Investition Neubau	322	250	322	EUR/$t_{Kap.}$	[1]
Investition Modernisierung	19	13	19	EUR/$t_{Kap.}$	[1]
Minimale Investition Neubau a)	250	250	322	EUR/$t_{Kap.}$	[1, 2]
Min. Investition Modernisierung a)	17	13	19	EUR/$t_{Kap.}$	[1, 2]
TRL	9	9	< 4	-	[1]
Energieträger 1	Erdgas	Strom	EE-Wasserstoff	-	
Energieträger 2	keiner	keiner	keiner	-	
Energieträger 3	keiner	keiner	keiner	-	
Spezifischer Energiebedarf 1 b)	0,577	0,477	0,577	MWh/$t_{Pr.}$	[1]
Spezifischer Energiebedarf 2	0,000	0,000	0,000	MWh/$t_{Pr.}$	
Spezifischer Energiebedarf 3	0,000	0,000	0,000	MWh/$t_{Pr.}$	
Min. spezifischer Energiebedarf a)	0,248	0,477	0,577	MWh/$t_{Pr.}$	[1, 2]
Prozessbedingte Emissionen c)	0,021	0,021	0,021	$t_{CO2}/t_{Pr.}$	[1]
Betriebs- und Wartungskosten	15,4	11,1	15,4	EUR/$t_{Kap.}$	[1]
Abschreibungszeitraum	15	15	15	a	[3]
Lebensdauer	30	30	30	a	[3]
Repräsentative Kapazität	31.080	34.000	31.080	$t_{Jahresleistung}$	[1]
Auslastung	0,85	0,90	0,85	1,00	[1]
Anteil Bestand 2020	80 %	20 %	0 %	%	[1]
Verfügbar ab	2020	2020	2030		
Verfügbar bis	2050	2050	2050		

Anmerkungen und Annahmen:
Angaben beziehen sich auf die Kapazität „$t_{Kap.}$“ oder die Produktionsmenge „$t_{Pr.}$“, Bezugsgröße Output Anwendung
Bei den Datensätzen handelt es sich um gerundete Mittelwerte aus den unten aufgeführten Quellen.
Die Zuordnung der Energieträger basiert auf der Definition der verwendeten Rahmendaten und Modellparametern aus AP2 (Abschnitt 7.2).
Sofern keine gesicherten Werte im Rahmen der Studie erhoben werden können, werden die folgenden Annahmen getroffen:
Die Investitionskosten der Alternativtechnik entsprechen den Investitionskosten der Referenztechnik.
Die minimalen Investitionskosten einer Technik entsprechen den Investitionskosten der Technik.
Der spezifische Energiebedarf der Alternativtechnik entspricht dem (summierten) Energiebedarf der Referenztechnik.
Der minimale spezifische Energiebedarf einer Technik entspricht dem summierten Energiebedarf der Technik.
Die prozessbedingten Emissionen, Betriebs- und Wartungskosten, Abschreibungszeitraum, Modernisierungszyklus sowie die repräsentative Kapazität der Alternativtechnik entsprechen den Werten der Referenztechnik.
Für ein TRL < 3 wird eine Verfügbarkeit der Technik ab dem Jahr 2040 angenommen.
Für ein TRL < 9 und ≥ 3 wird eine Verfügbarkeit der Technik ab dem Jahr 2030 angenommen.
Legende:
a) Minima für die Referenztechnik nach [2]
b) Der spezifische Energiebedarf ist stark von der Prozessdauerabhängig (Diffusionsprozesse) und variiert entsprechend.
c) CO_2-Emissionen durch den Abbrand von kohlenstoffhaltigem Prozessgas (z. B. Endogas) entstehen. Die Menge ist vom jeweiligen Prozess und Werkstoff abhängig und variiert entsprechend. Der Wert kann deutlich höher liegen.
Quellen:
[1]: (Expert:inneninterview 2021t)
[2]: (Expert:inneninterview 2021q)
[3]: (Expert:innenmitteilung 2023)

Tabelle 91: Kenndaten für die ökonomische Betrachtung Härtereitechnik Anwendung 2: diskontinuierliches Aufkohlen und Austenitisieren

Technik	Referenz-technik	Alternativ-technik 1	Alternativ-technik 2	Einheit	Quellen
Beheizungstechnologie	Erdgas-beheizung	Elektrifizierung	Wasserstoff-beheizung		
Thermoprozessanlagen	Kammerofen Einsatzhärten	Kammerofen Einsatzhärten	Kammerofen Einsatzhärten		
Produkt	Härteteil	Härteteil	Härteteil		
Investition Neubau	556	444	556	EUR/$t_{Kap.}$	[1]
Investition Modernisierung	33	22	33	EUR/$t_{Kap.}$	[1]
Minimale Investition Neubau	556	444	556	EUR/$t_{Kap.}$	[1]
Min. Investition Modernisie-rung	33	22	33	EUR/$t_{Kap.}$	[1]
TRL	9	9	< 4	-	[1]
Energieträger 1	Erdgas	Strom	EE-Wasserstoff	-	
Energieträger 2	keiner	keiner	keiner	-	
Energieträger 3	keiner	keiner	keiner	-	
Spezifischer Energiebedarf 1 [a)]	0,560	0,500	0,560	MWh/$t_{Pr.}$	[1]
Spezifischer Energiebedarf 2	0,000	0,000	0,000	MWh/$t_{Pr.}$	
Spezifischer Energiebedarf 3	0,000	0,000	0,000	MWh/$t_{Pr.}$	
Min. spezifischer Energiebedarf	0,560	0,500	0,560	MWh/$t_{Pr.}$	[1]
Prozessbedingte Emissionen [b)]	0,027	0,027	0,027	t_{CO2}/$t_{Pr.}$	[1]
Betriebs- und Wartungskosten	33,3	22,2	33,3	EUR/$t_{Kap.}$	[1]
Abschreibungszeitraum	15	15	15	a	[2]
Lebensdauer	30	30	30	a	[2]
Repräsentative Kapazität	1.910	1.910	1.910	$t_{Jahresleistung}$	[1]
Auslastung	0,85	0,90	0,85	1,00	[1]
Anteil Bestand 2020	80 %	20 %	0 %	%	[1]
Verfügbar ab	2020	2020	2030		
Verfügbar bis	2050	2050	2050		

Anmerkungen und Annahmen:
Angaben beziehen sich auf die Kapazität „$t_{Kap.}$“ oder die Produktionsmenge „$t_{Pr.}$“, Bezugsgröße Branntkalk
Bei den Datensätzen handelt es sich um gerundete Mittelwerte aus den unten aufgeführten Quellen.
Die Zuordnung der Energieträger basiert auf der Definition der verwendeten Rahmendaten und Modellparametern aus AP2 (Abschnitt 7.2).
Sofern keine gesicherten Werte im Rahmen der Studie erhoben werden können, werden die folgenden Annahmen getroffen:
Die Investitionskosten der Alternativtechnik entsprechen den Investitionskosten der Referenztechnik.
Die minimalen Investitionskosten einer Technik entsprechen den Investitionskosten der Technik.
Der spezifische Energiebedarf der Alternativtechnik entspricht dem (summierten) Energiebedarf der Referenztechnik.
Der minimale spezifische Energiebedarf einer Technik entspricht dem summierten Energiebedarf der Technik.
Die prozessbedingten Emissionen, Betriebs- und Wartungskosten, Abschreibungszeitraum, Modernisierungszyklus sowie die repräsentative Kapazität der Alternativtechnik entsprechen den Werten der Referenztechnik.
Für ein TRL < 3 wird eine Verfügbarkeit der Technik ab dem Jahr 2040 angenommen.
Für ein TRL < 9 und ≥ 3 wird eine Verfügbarkeit der Technik ab dem Jahr 2030 angenommen.
Legende:
a) Der spezifische Energiebedarf ist stark von der Prozessdauerabhängig (Diffusionsprozesse) und variiert entsprechend.
b) CO_2-Emissionen durch den Abbrand von kohlenstoffhaltigem Prozessgas (z. B. Endogas) entstehen. Die Menge ist vom jeweiligen Prozess und Werkstoff abhängig und variiert entsprechend. Der Wert kann deutlich höher liegen.
Quellen:
[1]: (Expert:inneninterview 2021t)
[2]: (Expert:innenmitteilung 2023)

5.6.8 Zwischenergebnis

Nach den Erkenntnissen aus den vorangegangenen Kapiteln werden in diesem Abschnitt die Ergebnisse für die branchenspezifischen Anlagentypen, die technische Gesamtentwicklung, der zukünftige FuE-Bedarf, der zukünftige Energieverbrauch sowie die Abwärmeentstehung zusammengefasst (Tabelle 92).

Tabelle 92: Ergebnisse der Branchenanalyse Härtereitechnik

	Betrachtete Anwendungen und Thermoprozessanlagen*	
	Kontinuierliches Aufkohlen u. Austenitisieren Stahl ($T_{Prozess,max.}$ ≈ 1050°C) Durchstoß-, Bandofen	**Diskontinuierliches Aufkohlen u. Austenitisieren Stahl ($T_{Prozess,max.}$ ≈ 1050°C)** Kammerofen
Technisches Gesamtpotenzial **für die betrachteten Anwendungen im Anlagenpark in Deutschland**	Stand der Technik: ca. 100 Anlagen diesen Typs in Lohnhärtereien ca. 80 Anlagen diesen Typs in Betriebshärtereien Durchsatz: ca. 0,25 - 1 t/h (Lohnhärtereien) Durchsatz: ca. 1 - 4 t/h (Betriebshärtereien) Erdgasbeheizung ca. 80 - 90 %, Elektrifizierung ca. 10 - 20 % Alternativtechnologien: Elektrifizierung (SHR) Wasserstoffbeheizung (SHR)	Stand der Technik: ca. 700 unterschiedlicher Größe überwiegend in Lohnhärtereien Durchsatz: ca. 0,25 t/h ± X** Erdgasbeheizung 80 %, Elektrifizierung ca. 20 % Alternativtechnologien: Elektrifizierung (SHR) Wasserstoffbeheizung (SHR)
F&E-Bedarf	Elektrifizierung: TRL = 9 (Stand der Technik), aber ökonomische und ökologische Restriktionen vorhanden Wasserstoffbeheizung: TRL < 4, Labor-, Demonstrations-, und Betriebserfahrung notwendig	Elektrifizierung: TRL = 9 (Stand der Technik), aber ökonomische und ökologische Restriktionen vorhanden Wasserstoffbeheizung: TRL < 4, Labor-, Demonstrations-, und Betriebserfahrung notwendig
Endenergiebedarf **Summe für alle Anlagen der betrachteten Anwendung (ohne Berücksichtigung des Energiebedarfs von Vorketten für die Erzeugung)**	Gesamtenergiebedarf aktuell: ca. 220 GWh/a (Lohnhärtereien) ca. 1.200 GWh/a (Betriebshärtereien) für Produktionsmengen von: ca. 530 Tsd. t/a (Lohnhärtereien) ca. 2.150 Tsd. t/a (Betriebshärtereien) zukünftig: vergleichbar oder geringer (ca. -10 %) Potenzial zur Flexibilisierung: gering	Gesamtenergiebedarf aktuell: ca. 640 GWh/a für Produktionsmenge von: ca. 1.150 Tsd. t/a zukünftig: vergleichbar oder geringer (ca. -5 %) Potenzial zur Flexibilisierung: gering
Abwärmeentstehung **Mittelwerte für Einzelanlagen (exemplarisch)**	Erdgasbeheizung: hier ca. 500 m³/h STP (Lohnhärtereien) hier ca. 2750 m³/h STP (Betriebshärtereien) T = 400 - 450°C Elektrifizierung: leichte Verringerung erwartet Wasserstoffbeheizung: keine Veränderung erwartet	Erdgasbeheizung: hier ca. 155 m³/h STP T = 400 - 450°C Elektrifizierung: leichte Verringerung erwartet Wasserstoffbeheizung: keine Veränderung erwartet

Anmerkungen:

* Neben den hier vorgestellten Anlagen sind in werden in der Härtereitechnik eine ähnlich hohe Anzahl von elektrisch oder fossil beheizten Vorwärm- und Anlassöfen eingesetzt, welche in den Kennzahlen dieser Tabelle nicht enthalten sind.

** Der Wert bezieht sich auf das Technikbeispiel und besitzt keine Allgemeingültigkeit. Es sind aufgrund der unterschiedlichen durchgeführten Prozesse in diesen Anlagen größerer Abweichungen möglich.

Der Anteil der fossil beheizten Anlagentypen beträgt nach sehr konservativen Abschätzungen in dieser Studie mindestens 50 %. Es ist davon auszugehen, dass dieser Wert noch deutlich höher liegt. Alle Anlagentypen der im Rahmen dieser Studie betrachteten Anwendungen sind überwiegend fossil mit Erdgas beheizt.

Grundsätzlich lässt sich festhalten, dass die betrachteten Alternativtechnologien der Elektrifizierung in Form von Elektroheizelementen für alle Anwendungen erforscht und technisch durchführbar sind. Maßgeblich für den Einsatz fossil beheizter Anlagen sind ökologische und ökonomische Kriterien, sodass elektrische Anlagen im deutschen Anlagenpark nicht wettbewerbsfähig sind.

Die Verwendung von Wasserstoff befindet sich für alle Anwendungen nach aktuellem Stand noch in der Forschung und Entwicklung, der Einsatz ist jedoch grundsätzlich denkbar. Für eine erfolgreiche Erprobung müssen weitere Anstrengungen in Bezug auf Forschung und Entwicklung unternommen werden, die insbesondere auf die Prozessführung sowie den Einfluss auf die sensible Schutzgasatmosphäre und den damit verbundenen Werkstoffeigenschaften als wesentliches Kriterium für die Produktqualität abzielen. In Bezug auf die in einer Vielzahl von Prozessen notwendige kohlenstoffhaltige Schutzgasatmosphäre besteht ebenfalls Forschungsbedarf. Es entstehen neben energiebedingten auch prozessbedingte Emissionen, welche von einem Energieträgerwechsel unberührt bleiben.

Das Flexibilitätspotenzial konnte im Rahmen dieser Studie nicht gesichert quantifiziert werden. Es wird aber in Anlehnung an andere Branchen aus der Metallindustrie für die betrachteten Anlagentypen als gering eingeschätzt.

Die Abwärmeentstehung konnte ebenfalls nicht quantifiziert werden. Grundsätzlich ist die Branche der Härtereitechnik durch einen heterogenen produktspezifischen Anlagenpark charakterisiert, bei dem auch die Nutzung von Abwärme durch individuelle, werks- und anlagenspezifische Lösungen gekennzeichnet ist.

Neben technischen Herausforderungen für einen erfolgreichen industriellen Einsatz müssen für alle alternativen Beheizungstechnologien wettbewerbsfähige ökologische, ökonomische und infrastrukturelle Rahmenbedingungen für den Standort Deutschland mit einer der Anlagenlaufzeit entsprechenden langfristigen Perspektive gesichert sein.

5.7 Glasindustrie inkl. Glasfaser

5.7.1 Kurzbeschreibung der Branche

Die Glasindustrie umfasst nach der Klassifikation der Wirtschaftszweige von 2008 alle Betriebe mit dem Zweck der Herstellung von Glas und Glaswaren (WZ 23.1). Sie wird dabei weiter unterteilt in die folgenden fünf Hauptgruppen (Statistisches Bundesamt (Destatis) 2008):

- Herstellung von Flachglas (WZ 23.11),
- Veredlung und Bearbeitung von Flachglas (WZ 23.12),
- Herstellung von Hohlglas (WZ 23.13),
- Herstellung von Glasfasern und Waren daraus (WZ 23.14),
- Herstellung, Veredlung und Bearbeitung von sonst. Glas einschließlich technischen Glaswaren (WZ 23.19).

Die „Herstellung von Flachglas“ umfasst die Erzeugung von Basisglas für verschiedene Anwendungen, die im Sektor „Veredlung und Bearbeitung von Flachglas“ beispielsweise zu Fenster- und Windschutzscheiben weiterverarbeitet werden. Die „Herstellung von Hohlglas“ beinhaltet die Herstellung von Behälterglas für die Getränke-, Nahrungsmittel-, Pharmazie- und Kosmetikindustrie sowie die Herstellung von Wirtschaftsglas (Trinkgläser und Tischdekore). Bei der „Herstellung von Glasfasern und Waren daraus“ handelt es sich vor allem um die Erzeugung von Dämmmaterial in Form von Glaswolle bzw. Glasfasererzeugnissen wie Glasfasermatten, -garne, -filze und andere Erzeugnisse. Optische Glasfasern sind Spezialgläser und gehören nicht in diese Gruppe (Leisin 2020; Expert:inneninterview 2021o).

Die Erzeugung von Dämmmaterial in Form von Steinwolle wird dagegen offiziell zu dem Wirtschaftszweig „Herstellung von sonstigen Erzeugnissen aus nichtmetallischen Mineralien a. n. g.[20]“ (WZ 23.99) zugeordnet (Statistisches Bundesamt (Destatis) 2008). Jedoch wird sie als Teil der Mineralfasern häufig zur Glasindustrie gezählt und daher im Folgenden mitbetrachtet. Die letzte Kategorie beinhaltet die Betriebe, die 25Spezialglas insbesondere für Anwendungen in den Bereichen Elektronik und chemische Industrie herstellen (Leisin 2020). Glasprodukte werden somit in einer Vielzahl von verschiedenen Anwendungen und Branchen verwendet. Die größten Abnehmerbranchen sind dabei die Bauindustrie, die Ernährungs- und Getränkeindustrie, die Chemie-, Pharma- und Kosmetikindustrie sowie die Automobilindustrie (Abbildung 83) (Bundesverband Glasindustrie e. V. (BV Glas) 2020).

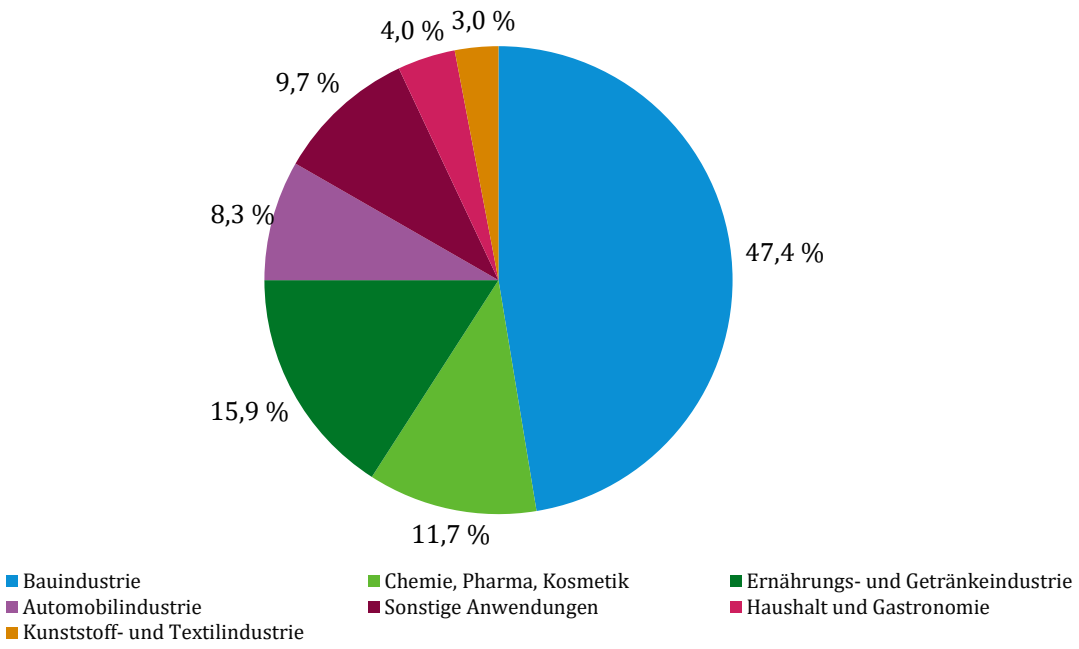
Insgesamt beschäftigte die Glasindustrie im Jahr 2018 56.288 Beschäftigte und verzeichnete bei einer Produktionsmenge von 7,6 Mio. t einen Umsatz von etwa 10 Mrd. €. Die Anteile sind dabei in den verschiedenen Sektoren sehr unterschiedlich, siehe Tabelle 93 (Bundesverband Glasindustrie e. V. (BV Glas) 2020).

Während die Herstellung von *Hohlglas* (Behälterglas) einen hohen Anteil an der Produktionsmenge aufweist, ist die Veredlung von *Flachglas* maßgeblich für den Umsatz in der Branche verantwortlich. Auch innerhalb der Sektoren lassen sich deutliche Unterschiede ausmachen. So wird bei der Flachglasherstellung gegenwärtig fast ausschließlich Floatglas produziert (96 %) und bei der Herstellung von Hohlglas dominiert die Behälterglasindustrie (99 %), bei der wiederum die Erzeugung von Gläsern für Nahrungsmittel überwiegt (90 %). Bei der Herstellung von Mineralfasern sind vor allem die Steinwolle-Dämmstoffe (64 %) und Glasfaser-Dämmstoffe

[20] a.n.g. = anderweitig nicht genannt

(31 %) von entscheidender Bedeutung. Textile Glasfasern nehmen mit ca. 5 % an der Produktionsmenge nur eine unbedeutende Rolle ein (Bundesverband Glasindustrie e. V. (BV Glas) 2020).

Abbildung 83: Abnehmerbranchen der Glasindustrie



eigene Darstellung nach, Quelle: (Bundesverband Glasindustrie e. V. (BV Glas) 2020)

Tabelle 93: Branchenspezifische Kenndaten: Glasindustrie

Kennzahlen	Ausprägung (Stand 2018)
Beschäftigte	56.288
Unternehmen	407 in 2018
Umsatz gesamt	10,051 Mrd. Euro
davon Veredlung von Flachglas (WZ 23.12)	3,754 Mrd. Euro
davon Herstellung von Hohlglas (WZ 23.13)	2,684 Mrd. Euro
davon Herstellung von Gebrauchs- und Spezialglas (WZ 23.19)	1,555 Mrd. Euro
davon Herstellung von Flachglas (WZ 23.11)	1,061 Mrd. Euro
davon Herstellung von Glasfasern (WZ 23.14)	0,996 Mrd. Euro
Produktionsmengen gesamt	7,608 Mio. t
davon Herstellung von Hohlglas (WZ 23.13)	4,083 Mio. t
davon Herstellung von Flachglas (WZ 23.11)	2,200 Mio. t
davon Herstellung von Steinwolle	0,670 Mio. t
davon Herstellung von Glasfasern (WZ 23.14)	0,378 Mio. t
davon Herstellung von Gebrauchs- und Spezialglas (WZ 23.19)	0,277 Mio. t

Quelle: (Bundesverband Glasindustrie e. V. (BV Glas) 2020)

Dominiert wird die Glasindustrie durch international operierende Konzerne. Insbesondere die Flachglaswerke, Behälterglaswerke und Spezialglaswerke lassen sich zu großen, multinationalen Unternehmen zuordnen. In der Flachglasherstellung sind vor allem Saint-Gobain und NSG-Pilkington zu nennen, in der Hohlglasherstellung Ardagh sowie Owens-Illinois (O-I) und bei der Spezialglasherstellung die Schott AG (Dispan 2013).

Die Glasindustrie zählt zu den energieintensivsten Industrien. Im Jahr 2017 hat die Branche insgesamt 67.641,37 TJ Energie verbraucht. Die größten Anteile nehmen die Herstellung von Hohlglas und Flachglas ein. Mit knapp 45 % ist der Branchenbereich Hohlglas fast für die Hälfte des Energieverbrauchs verantwortlich. Auf die Herstellung von Flachglas entfallen etwa 28 % des gesamten Energieverbrauchs. Deutlich geringere Anteile verbuchen die Glasfaser- und Spezialglasherstellung mit jeweils ca. 8 % und die Veredlung von Flachglas mit ca. 10 %, siehe Tabelle 94 (Statistisches Bundesamt (Destatis) 2017).

Tabelle 94: Energieverbrauch in der Glasindustrie

Kennzahlen	Ausprägung (Stand 2017)
Gesamtenergieverbrauch	67.641,37 TJ
davon Herstellung von Hohlglas (WZ 23.13)	30.148,61 TJ
davon Herstellung von Flachglas (WZ 23.11)	19.190,28 TJ
davon Veredlung von Flachglas (WZ 23.12)	7.419,33 TJ
davon Herstellung von Glasfasern (WZ 23.14)	5.550,87 TJ
davon Herstellung von Gebrauchs- und Spezialglas (WZ 23.19)	5.332,25 TJ

Quelle: (Statistisches Bundesamt (Destatis) 2017)

Die Energie wird in der Glasindustrie hauptsächlich als Prozesswärme benötigt. Diese wird überwiegend durch die Verbrennung von Erdgas bereitgestellt. Knapp 73 % des Energieverbrauchs entfallen so auf den Energieträger Erdgas. Einen weiteren bedeutenden Anteil nimmt die Stromnutzung mit ca. 21,6 % ein. Die Verwendung von Heizöl spielt heutzutage nur noch eine untergeordnete Rolle und macht nur noch einen Anteil von knapp 4 % aus, siehe Tabelle 95 (Leisin 2020; Statistisches Bundesamt (Destatis) 2017).

Der hohe Energiebedarf im Zusammenspiel mit dem hohen Einsatz fossiler Energieträger sorgt schließlich auch für hohe direkte CO_2-Emissionen, die von der Glasindustrie ausgehen. Bei der Betrachtung der emissionshandelspflichtigen Anlagen ist die Glasindustrie mit ca. 4,2 Mio. t CO_2-Äq. im Jahr 2018 für etwa 11,6 % der CO_2-Emissionen in der mineralverarbeitenden Industrie verantwortlich. Die Verteilung auf die verschiedenen Sektoren folgt in etwa dem Muster der Verteilung der Energieverbräuche (Tabelle 96) (Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt) 2020). Zum Vergleich lag der Anteil der Glasindustrie am gesamten Umsatz der Mineralindustrie nach einer Erhebung des Statistischen Bundesamts bei 22 % (Statistisches Bundesamt (Destatis) 2020b).

Tabelle 95: Energieträger in der Glasindustrie

Kennzahlen	Ausprägung (Stand 2017)
Gesamtenergieverbrauch	67.641,37 TJ
davon Erdgas	49.822,37 TJ
davon Strom	14.586,21 TJ
davon Heizöl	2.625,61 TJ
davon sonstige Energieträger	417,64 TJ
davon Wärme	184,07 TJ

Quelle: (Statistisches Bundesamt (Destatis) 2017)

Der Anteil der energiebedingten CO_2-Emissionen, d. h. durch die Verbrennung von fossilen Brennstoffen verursachten Emissionen, liegt etwa bei 75 %. Die restlichen 25 % machen die prozessbedingten Emissionen aus, die durch die Freisetzung von CO_2 aus den im Rohstoffgemenge enthaltenen Karbonaten entstehen (Glass for Europe 2020). Eine vollständige CO_2-Neutralität der Glasindustrie ist daher nicht nur durch die bloße Substitution der fossilen Energieträger erreichbar, sondern bedarf weiterer Technologien zur Minimierung bzw. Behandlung prozessbedingter Emissionen.

Tabelle 96: CO_2-Emissionen emissionshandelspflichtiger Anlagen in der Glasindustrie

Kennzahlen	Ausprägung (Stand 2018)
Gesamte CO_2-Emissionen	4,223 Mio. t CO_2-Äq
davon Herstellung von Hohlglas (WZ 23.13)	1,652 Mio. t CO_2-Äq
davon Herstellung und Veredlung von Flachglas (WZ 23.11 & WZ 23.12)	1,554 Mio. t CO_2-Äq
davon Herstellung von Gebrauchs- und Spezialglas (WZ 23.19)	0,381 Mio. t CO_2-Äq
davon Herstellung von Steinwolle	0,350 Mio. t CO_2-Äq
davon Herstellung von Glasfasern (WZ 23.14)	0,265 Mio. t CO_2-Äq

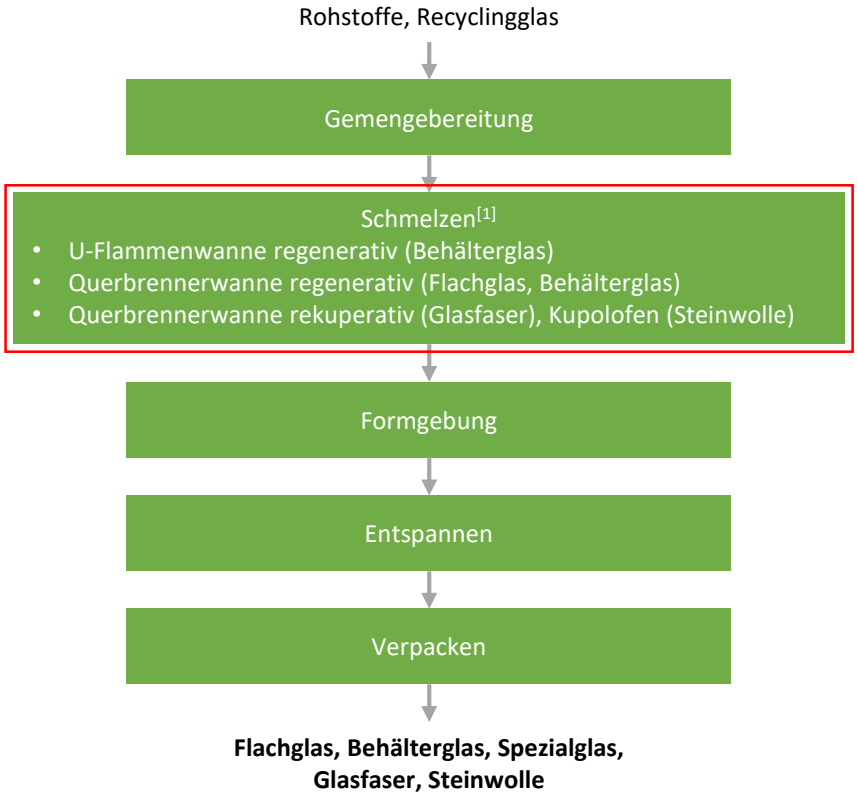
Quelle: (Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt) 2020)

5.7.2 Branchenspezifische Prozessketten

Trotz der Heterogenität in der Glasindustrie, die sich in den unterschiedlichen Sektoren mit ihren verschiedenen Produkten ausdrückt, gibt es grundlegende Prozessschritte, die sich in einer Prozesskette (Abbildung 84) zusammenfassen lassen (Fleiter et al. 2013).

Der Weg von den Einsatzstoffen bis zum fertigen Produkt wird dabei durch die Teilschritte Gemengebereitung, Schmelzen, Formgebung, Entspannen und Verpacken charakterisiert. Der zentrale Prozess der Glasherstellung ist das *Schmelzen*. Bei Temperaturen zwischen 1.400°C bis 1.700°C wird das Gemenge aus Rohstoffen und Recyclingglas aus dem vorangegangenen Schritt erschmolzen und für die weitere Bearbeitung verfügbar gemacht. (Schaeffer und Langfeld 2020). Für die Herstellung von *Glas* kommen in der Glasindustrie dabei hauptsächlich kontinuierlich betriebene Schmelzwannen wie *U-Flammenwannen* und *Querbrennerwannen*, mit unterschiedlichen Arten der Wärmerückgewinnung (regenerative oder rekuperative Brennluftvorwärmung) zum Einsatz mit Ausnahme der Erzeugung von *Steinwolle*, bei der in der Regel *Kupolöfen* zum Einsatz kommen (Leisin 2020).

Abbildung 84: Allgemeine Prozesskette der Glasproduktion



eigene Darstellung
Legende:
rot markiert: Energieintensive Prozessschritte mit fossilen Energieträgern im Fokus der Betrachtungen innerhalb dieser Studie
Quellen:
[1] Eigene Darstellung nach (Fleiter et al. 2013)

Die Schmelzwannen können je nach Konzeption Wannenreisen von über 15 Jahren erreichen, bei denen sie ohne Unterbrechung der Energiezufuhr kontinuierlich betrieben werden. Erst danach kommt es im Rahmen der Wannenhauptreparatur zu einer Unterbrechung der Energiezufuhr und zum Erliegen des Produktionsprozesses (Fleischmann et al. 2019). Die Konzeption der Schmelzwannen ist dabei abhängig von verschiedenen Faktoren, wie zum Beispiel der gewünschten Glasqualität, der Glaszusammensetzung und der geforderten Glasmenge (Leisin 2020). Eine detaillierte Charakterisierung der verschiedenen Schmelzaggregate wird in den anschließenden Kapiteln vorgenommen. Grundlegend lässt sich der Schmelzvorgang in eine Rauhschmelze und eine Feinschmelze unterteilen. Im Bereich der Rauhschmelze findet der eigentliche Schmelzvorgang des eingelegten Gemenges statt. Die entstehende Glasschmelze wird anschließend im Bereich der Feinschmelze homogenisiert und von Blasen befreit. Nach Abschluss dieser Läuterung wird die nun homogene Schmelze in einem gesonderten Bereich, der sog. Arbeitswanne, auf eine geeignete Temperatur abgekühlt, um die geforderte Viskosität für den anschließenden Formgebungsprozess zu erreichen (Leisin 2020; Nölle 1997).

Aufgrund der benötigten hohen Temperaturen von bis zu 1.700°C ist das Schmelzen gleichzeitig auch der energieintensivste Prozess und verantwortlich für ca. 75 bis 80 % des gesamten Energiebedarfs bei der Glasherstellung (Fleiter et al. 2013). Die benötigte Energie wird dabei entweder durch fossile Brennstoffe, wie beispielsweise Erdgas oder Heizöl oder durch die Zuführung von elektrischer Energie bereitgestellt.

Der überwiegende Anteil der Schmelzwannen wird heutzutage durch die Verbrennung von Erdgas betrieben. Der spezifische Energiebedarf, der erforderlich ist, um eine Tonne Glas zu erschmelzen, ist dabei von vielen Faktoren abhängig. Theoretisch lässt sich für eine Kalknatron-Silikatglasschmelze ohne Scherbenzusatz ein Energiebedarf von 2,6 GJ/t (722 kWh) errechnen (Nölle 1997; Schaeffer und Langfeld 2020). Doch neben der Gemengezusammensetzung ist der spezifische Energieverbrauch auch vom realisierten Scherbenanteil, dem Wannenalter, der Luftvorwärmung, dem Energieeintrag durch eine elektrische Zusatzheizung (EZH), der spezifischen Belastung der Wanne, der Isolation der Wanne und dem erforderlichen Qualitätsstandard des Glases abhängig (VDI 2578: 2017-05). Nach Schaeffer und Langfeld (Schaeffer und Langfeld 2020) ergibt sich unter Berücksichtigung dieser Aspekte für Behälterglas ein mittlerer Energieverbrauch von 4,7 GJ/t (1.305 kWh), für Floatglas von 6,5 GJ/t (1805 kWh) und für Spezialglas sogar von 9,4 GJ/t (2.611 kWh). Fleiter et al. (Fleiter et al. 2013) haben überdies eine Unterscheidung zwischen fossilem und elektrischem Energieeinsatz vorgenommen. Die Ergebnisse sind in nachfolgender Tabelle 97 aufgelistet.

Tabelle 97: Spezifischer Energieverbrauch beim Schmelzprozess

Glassorte	Gesamt	Brennstoffe	Strom
Behälterglas	5,4 GJ/t (1.500 kWh/t)	4,9 GJ/t (1.360 kWh/t)	0,5 GJ/t (140 kWh/t)
Flachglas	11,4 GJ/t (3.170 kWh/t)	10,7 GJ/t (2.970 kWh/t)	0,7 GJ/t (200 kWh/t)
Glasfaser	5,4 GJ/t (1.500 kWh/t)	4,8 GJ/t (1.330 kWh/t)	0,6 GJ/t (170 kWh/t)
Spezialglas	13,2 GJ/t (3.670 kWh/t)	11,2 GJ/t (3.110 kWh/t)	2,0 GJ/t (560 kWh/t)

Quelle: (Fleiter et al. 2013)

Hierbei verzeichnen der Flachglassektor und Spezialglassektor den höchsten spezifischen Energiebedarf. Je höher die geforderte Glasqualität, desto höher auch der benötigte Energiebedarf, da die Glasschmelze längere Verweilzeiten im Bereich der Feinschmelze aufweist. Zudem zeigt sich auch, dass die Anteile an elektrisch zugeführter Energie sehr gering sind. Die höchsten Anteile verbucht die Spezialglasherstellung, bei der bereits vollelektrische Schmelzwannen zum Einsatz kommen (Fleiter et al. 2013; Schaeffer und Langfeld 2020).

Auch durch den Einsatz einer EZH, auch Boosting genannt, kann elektrische Energie für den Schmelzprozess genutzt werden. Sie kann zwischen 5 bis 20 % der gesamten Energiezufuhr der ansonsten brennstoffbeheizten Schmelzwannen ausmachen. Bei der Behälterglasindustrie und Flachglasherstellung ist der Anteil aufgrund der hohen Kosten für Elektrizität jedoch meist nicht höher als 5 %. Eingesetzt werden sie aus Gründen der Durchsatzerhöhung, z. B. bei Nachfrageschwankungen, sowie um Emissionen zu reduzieren (Scalet et al. 2013). In bestimmten Fällen ist der Einsatz der EZH auch technologisch bedingt, um etwa eine homogene Temperaturverteilung im Glasbad zu ermöglichen und/oder die Erzeugung eines qualitativ hochwertigen Produkts zu gewährleisten (Veitengruber et al. 2019; Fleischmann et al. 2019).

Der sehr hohe Energiebedarf stellt den Schmelzprozess somit auch in den Fokus der Studie. In den anschließenden Kapiteln werden daher neben der Charakterisierung der verschiedenen genutzten Schmelzaggregate auch Alternativtechniken sowie Möglichkeiten für einen zukünftigen CO_2-neutralen Schmelzprozess aufgezeigt.

5.7.3 Branchenspezifische Thermoprozessanlagen

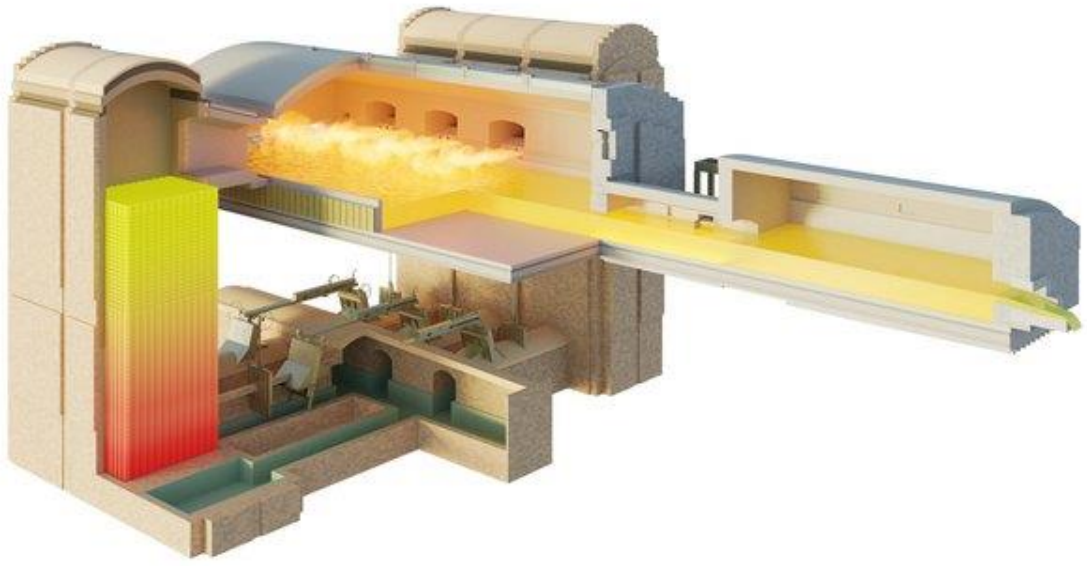
Die Glasproduktion ist ein kontinuierlicher Prozess und findet heute fast ausschließlich in kontinuierlich betriebenen Schmelzöfen statt. Lediglich kleine Chargen von Spezialgläsern (z. B. optische Gläser) werden auch heute noch diskontinuierlich, häufig in Tiegeln, erschmolzen (Fleischmann 2020b; Schaeffer und Langfeld 2020).

Die Wahl des Anlagentyps ist von vielen Faktoren abhängig. Zu nennen sind hier etwa die geforderte Schmelzleistung, die Glasrezeptur und gewünschte Glasqualität, die Preise für Brennstoff und Strom sowie die bestehende Infrastruktur. Daraus hinaus sind für die verschiedenen Branchenbereiche unterschiedliche Anlagentypen charakteristisch (Scalet et al. 2013). Für die Herstellung von *Flachglas* wird beispielsweise die *Querbrennerwanne mit regenerativer Luftvorwärmung* bevorzugt, während für die Herstellung von *Behälterglas* vorzugsweise eine *U-Flammenwanne mit regenerativer Luftvorwärmung* eingesetzt wird und für die Herstellung von *Glasfasern* vorzugsweise *Querbrennerwannen mit rekuperativer Luftvorwärmung* anstelle von einem regenerativen Luftvorwärmsystem eingesetzt werden. Bei der Glasfaserherstellung ist zudem ein Trend hin zur Oxyfuel-Technologie zu nennen. Dagegen zeigt der Branchenbereich der *Spezialglasherstellung* aufgrund seiner hohen Produktdiversität ein weites Spektrum in Bezug auf die eingesetzte Anlagentechnik. Dort werden bspw. bereits *vollelektrische Schmelzwannen* eingesetzt (Scalet et al. 2013). Im Gegensatz zu den vorgenannten Beispielen kommen bei der Herstellung von *Steinwolle* neben elektrisch und gasbeheizten Glasschmelzwannen häufig auch koksbefeuerte *Kupolofen* zum Einsatz (Scalet et al. 2013; Expert:inneninterview 2020z).

5.7.3.1 Querbrennerwanne mit regenerativer Luftvorwärmung

Dieser Anlagentyp wird in der Regel für das Floatglasverfahren (Abbildung 85) mit Schmelzleistungen von über 500 t/d angewendet, wie sie vor allem in der *Flachglasherstellung* vorkommen (Scalet et al. 2013). Dort sind Schmelzleistungen von 500 bis 800 t/d für den reibungslosen Betrieb des anschließenden Formgebungsprozesses erforderlich (Veitengruber et al. 2019).

Abbildung 85: Querbrennerwanne mit regenerativer Luftvorwärmung



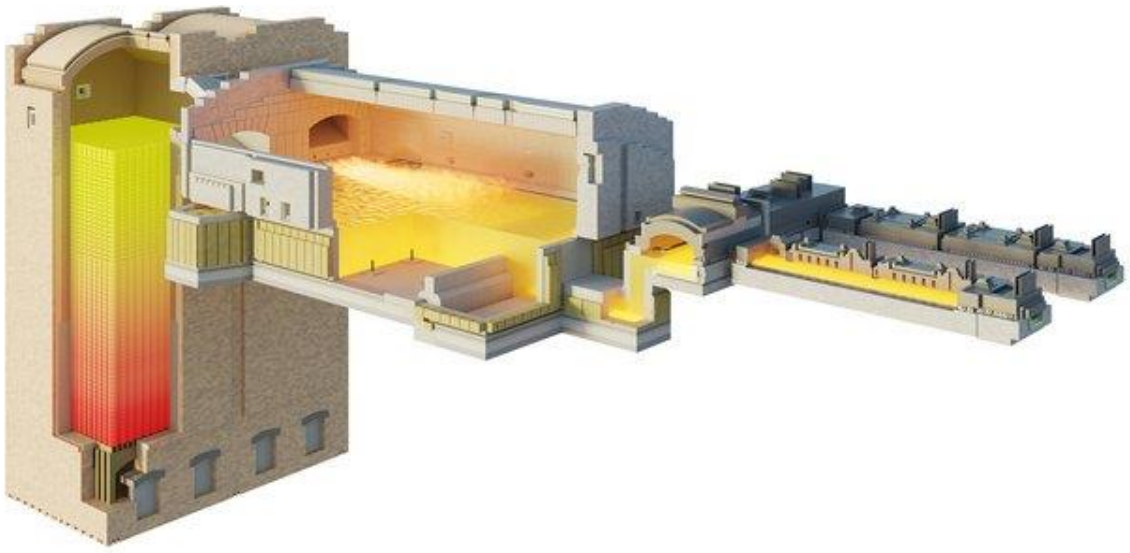
Quelle: (Horn Glass Industries AG 2020)

Diese Anlagen werden üblicherweise mit *Erdgas* befeuert, könnten aber auch mit Heizöl betrieben werden. Ein Charakteristikum dieser Anlagen ist die Brennerpositionierung entlang den Seiten des Ofens. Die Flammen gehen hierbei oberhalb des geschmolzenen Materials in die gegenüberliegenden Öffnungen über und ermöglichen insgesamt eine genaue Temperaturführung entlang der Ofenlänge. Hierdurch können die Schmelzwannen für die sehr hohen Tonnagen ausgelegt werden. Ein weiteres Charakteristikum ist die Art des Wärmerückgewinnungssystems. Hier wird ein System mit zwei Regeneratoren eingesetzt, um die Verbrennungsluft vor der Verbrennung mithilfe der Wärme aus den Abgasen zu erwärmen. Dies wird erreicht, indem die heißen Abgase durch die Kammern des Regenerators geleitet werden, wo das feuerfeste Material die Wärme der Abgase absorbiert. Es wird immer nur eine Brennerseite gleichzeitig betrieben und somit auch nur ein Regenerator gleichzeitig mit Abgas durchströmt. Nach einer bestimmten Zeitspanne (ca. 20 Minuten) wird der Brennerzyklus umgekehrt und die kühle Verbrennungsluft durch die zuvor von den Abgasen erhitzte Kammer geleitet und vorgewärmt. Das heißt, die zwei Regeneratorkammern und die Brennersysteme arbeiten alternierend. Während eine durch das Abgas beheizt wird, heizt die andere die einströmende Verbrennungsluft vor. Typische Luftvorwärmtemperaturen liegen im Bereich zwischen 1.200°C und 1.350°C (Scalet et al. 2013).

5.7.3.2 U-Flammenwanne mit regenerativer Luftvorwärmung

Die U-Flammenwanne (Abbildung 86) bzw. stirnbefeuerte Schmelzwanne mit regenerativer Luftvorwärmung wird vorrangig für mittlere Schmelzleistungen zwischen 100 bis 500 t/d angewendet (Scalet et al. 2013). Schmelzleistungen dieser Größenordnung finden sich vor allem in der Herstellung von *Behälterglas*. Dort werden im Mittel ca. 220 t/d Glas erschmolzen (Fleischmann 2019). Diese Anlagen werden üblicherweise mit *Erdgas* beheizt.

Abbildung 86: U-Flammenwanne mit regenerativer Luftvorwärmung



Quelle: (Horn Glass Industries AG 2020)

Im Unterschied zu der Querbrennerwanne befinden sich die Brenner an der Stirnseite der Wanne und der Flammenpfad bildet eine dem Wannentyp namengebenden U-Form (Scalet et al. 2013). Auch hier werden zwei Regeneratorkammern im Wechsel betrieben, um einen kontinuierlichen Betrieb zu gewährleisten (Bartsch und Zunft 2019). Die typischen Luftvorwärmtemperaturen befinden sich dabei zwischen 1.300°C und 1.350°C (Scalet et al. 2013). Das Wärmerück-

gewinnungssystem stellt etwa ein Drittel des benötigten Energiebedarfs zur Verfügung (Fleischmann et al. 2019). Diese Art der Konstruktion ist energieeffizienter als die der Querbrennerwanne, da zum einen die Anzahl der Brenneröffnungen geringer und zum anderen die Verweilzeit der Verbrennungsgase im Ofen höher ist. Aber im Gegensatz zur Querbrennerwanne ist die Flexibilität bei der Anpassung des Ofentemperaturprofils geringer (Scalet et al. 2013).

5.7.3.3 Querbrennerwanne mit rekuperativer Luftvorwärmung

Bei diesem Schmelzwannentyp ist insbesondere die Art der Wärmerückgewinnung das Unterscheidungsmerkmal. Hier wird die Verbrennungsluft nicht durch ein System von Regeneratorkammern vorgewärmt, sondern durch Rekuperatoren (Abbildung 87). Im Unterschied zu den Regeneratoren arbeiten die Rekuperatoren kontinuierlich. Verbrennungsluft und Abgase werden gleichzeitig durch voneinander getrennte Strömungswege geleitet, bei der die wärmeleitende Wand für den Wärmeübertrag sorgt (Nölle 1997).

Abbildung 87: Querbrennerwanne mit rekuperativer Luftvorwärmung



Quelle: (Horn Glass Industries AG 2020)

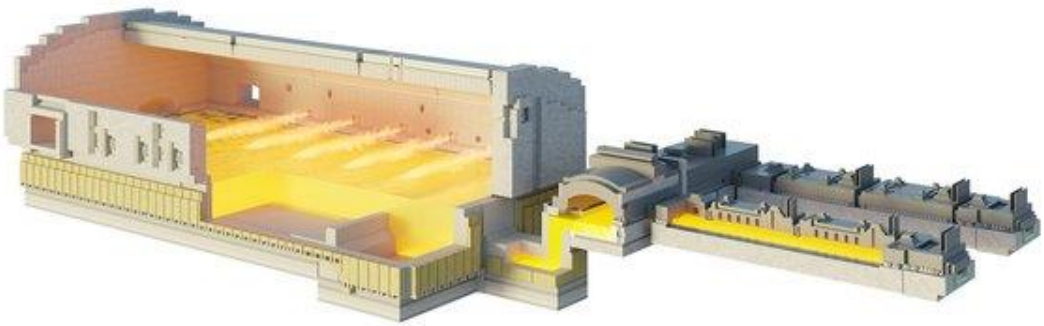
Im Gegensatz zur regenerativen Luftvorwärmung ist die typische Luftvorwärmtemperatur jedoch auf etwa 800°C begrenzt und damit deutlich niedriger. Da die Abgase beim Verlassen des Rekuperators weiterhin eine hohe Temperatur besitzen, kann die geringere Energieeffizienz durch zusätzliche Wärmerückgewinnungssysteme wie etwa eine zusätzliche Vorwärmung der Rohstoffe kompensiert werden (Nölle 1997; Scalet et al. 2013). Eingesetzt werden diese Schmelzwannen in erster Linie dort, wo eine hohe Betriebsflexibilität mit einem minimalen Anfangsinvestitionsaufwand erforderlich ist und insbesondere, wenn der Betriebsumfang klein ist. Sie eignen sich daher beispielsweise gut für Anlagen der Glasfaserherstellung. Auch diese Schmelzwannen sind üblicherweise mit *Erdgas* beheizt. Der Durchsatz beträgt 25 bis 500 t/d. (Scalet et al. 2013)

5.7.3.4 Sauerstoffbeheizte Schmelzwannen (Oxyfuel)

Die Oxyfuel-Technologie wird teilweise für die Herstellung von *Spezialglas* aber auch *Glasfasern* eingesetzt (Schmitt und Wachter 2020; Scalet et al. 2013). Insbesondere im Bereich der Spezialglasherstellung lassen sich durch den Einsatz der Oxyfuel-Technologie die vielfach notwendigen hohen Prozesstemperaturen (bis zu 1.700°C) bei gleichzeitig hoher Energieeffizienz erreichen (Schmitt und Wachter 2020). Technologisch ist die Anwendung der Oxyfuel-Technologie nicht auf die Spezialglas- und Glasfaserherstellung beschränkt. Es sind in der Regel wirtschaftliche Aspekte, welche die Anwendung determinieren.

Die Grundkonstruktion der Oxyfuel-Schmelzwanne (Abbildung 88) entspricht im Allgemeinen der einer Schmelzwanne mit rekuperativer Wärmerückgewinnung. Die Besonderheit der Oxyfuel-Technologie ist die Substitution der Verbrennungsluft durch Sauerstoff (Reinheit > 90 %). Aufgrund der Eliminierung des größten Teils des Stickstoffs im Oxidator des Brennstoff-/Luftgemisches können Energieeinsparungen realisiert werden, da der Stickstoff nicht auf die Temperatur der Flammen erhitzt werden muss. Jedoch muss bei diesem System auch die indirekte Energie berücksichtigt werden, die zur Bereitstellung des Sauerstoffs aufgewendet wird. (Schmitt und Wachter 2020).

Abbildung 88: Oxyfuel-Schmelzwanne



Quelle: (Horn Glass Industries AG 2020)

Einige Hersteller bieten bereits Wärmerückgewinnungssysteme für Oxyfuel-Schmelzanlagen an. Das als „Optimelt“ bzw. „Thermo-Chemical-Regenerator“ (TCR) bezeichnete Verfahren nutzt die Abwärme zur Erwärmung und thermischen Umwandlung eines Erdgasgemisches zu einem heißen Synthesegas, welches in der Schmelzwanne mit Sauerstoff verbrannt wird und eine weitere Brennstoffersparnis ermöglicht (Gonzalez et al. 2015). Die erwähnten Energieeinsparungen unterscheiden sich je nach Konzeption des Gesamtsystems erheblich. Kleinere, ineffiziente Anlagen können durch einen Umbau bis zu 50 % Energieeinsparungen realisieren, während bei großen energieeffizienten Anlagen die Einsparung bei null liegen kann. Hier überwiegt dann der Energiebedarf der Sauerstoffherstellung gegenüber den realisierten Energieeinsparungen an der Wanne, weshalb diese Technik vor allem an kleineren Anlagen der Spezialglasherstellung und Glasfaserherstellung Anwendung findet (Scalet et al. 2013).

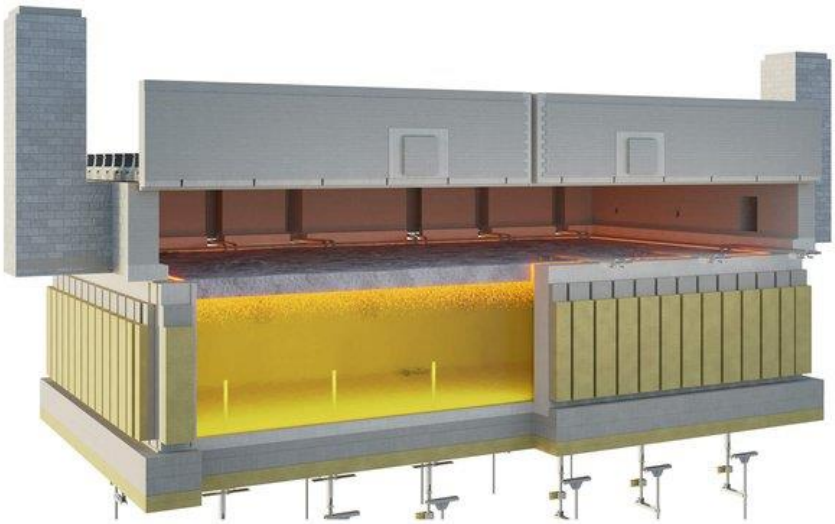
5.7.3.5 Voll-elektrische Schmelzwannen

Die vollelektrisch betriebenen Schmelzöfen (Abbildung 89) sind derzeit nur bei bestimmten Produkten aus *Spezialglas* sowie bei der Herstellung *kleiner Tonnagen* (< 50 t/d) vorzufinden. Begründet liegt dies insbesondere in den höheren Betriebskosten aufgrund der hohen Preisdifferenz zwischen Elektroenergie und fossilem Brennstoff im Vergleich zu konventionellen Anlagen. Daneben spielen aber auch technische Erwägungen eine Rolle. So liegen beispielsweise die Schmelzleistungen der weltweit größten vollelektrischen Schmelzwannen derzeit nur bei etwa

200 t/d (Scalet et al. 2013; Veitengruber et al. 2019). Jedoch sehen bereits einige Anlagenbauer ein Potenzial für vollelektrische Schmelzwannen mit einer Schmelzleistung von bis zu 300 t/d. Daneben wird auch die Möglichkeit diskutiert, mehrere kleinere vollelektrische Schmelzwannen zu kombinieren, um hohe Tagestonnagen zu erreichen (Fleischmann 2019).

Die benötigte Energie zum Schmelzen wird bei vollelektrischen Schmelzwannen durch in den Ofen eingeführte Elektroden bereitgestellt. Nach dem Prinzip der elektrischen Widerstandserwärmung wird durch einen Stromfluss durch das geschmolzene Glas die Schmelze erhitzt. Zur Initiierung dieses Prozesses ist jedoch zu Beginn einer Wannenreise die Verwendung von fossilen Brennstoffen zur Herstellung einer ersten Schmelze notwendig (Scalet et al. 2013). Der vorwiegende Konstruktionstyp ist die Cold-Top-Wanne. Anders als bei konventionellen Schmelzanlagen finden die einzelnen Teilschritte des Schmelzprozesses nicht horizontal, sondern vertikal statt. Das von oben zugeführte Gemenge bedeckt das geschmolzene Glas vollständig und schmilzt allmählich von unten nach oben (Scalet et al. 2013; Fleischmann 2019).

Abbildung 89: Voll-elektrische Schmelzwanne in der Ausführung einer Cold-Top Wanne



Quelle: (Horn Glass Industries AG 2020)

Durch die kalte Gemengedecke werden Strahlungsverluste und die Verdampfung aus der Oberfläche, wie dies bei konventionellen Schmelzwannen der Fall ist, vermieden. Durch den verringerten Strahlungsverlust ist auch die Schmelzleistung pro Quadratmeter Wannenfläche erhöht. Daneben ist durch die Substitution des fossilen Energieträgers auch der Abgasvolumenstrom um ein Vielfaches kleiner, was sich letztlich in einem geringeren Aufwand für die Abgasreinigung ausdrückt. Ein weiterer Vorteil ist die Erzeugung eines sehr homogenen und hochwertigen Glases. Letzteres ist einer der Hauptgründe für den Einsatz einer vollelektrischen Schmelzwanne bei der Spezialglasherstellung (Fleischmann 2019; Scalet et al. 2013).

Nachteile sind die Begrenzung der Produktionsmengen sowie die hohen Betriebskosten. Darüber hinaus ist die Lebensdauer dieser Schmelzwannen mit lediglich drei bis sieben Jahren deutlich niedriger als bei konventionellen Schmelzaggregaten mit 10 bis 18 Jahren. Auch ist der nutzbare Scherbenanteil im Gemenge begrenzt. Scherbenanteile von über 60 % erweisen sich als problematisch, da es hier zu einem Aufriss der Gemengedecke kommen kann, was wiederrum zu hohen Temperaturen im oberen Wannenbereich und schließlich zu erhöhtem Verschleiß führt. Weiterhin wird diese Anlagentechnik auch als weniger variabel bei Änderungen der Verarbeitungsmenge angesehen (Scalet et al. 2013; Fleischmann 2019).

5.7.3.6 Koksbefeuerter Kupolofen

Die für die Herstellung von *Steinwolle* bevorzugte Schmelzanlage ist der mit *Koks* befeuerte Kupolofen. Die Rohmaterialien werden in alternativen Schichten bzw. auch als gemischte Charge von oben in den Kupolofen eingelegt und das Ofenrohr befüllt. Der Koks wird im Ofenboden entzündet und bildet eine Verbrennungszone, in der die Rohmaterialien geschmolzen werden. Die für den Verbrennungsprozess benötigte Luft, die normalerweise von einem nachgeschalteten Wärmetauscher vorgewärmt und teilweise mit Sauerstoff angereichert wird, wird durch sogenannte Tuyères eingeleitet. Die fertige Schmelze am Ofenboden fließt schließlich mittels einer Kerbe und entlang einer kurzen Mulde aus dem Kupolofen zu den Formgebungsmaschinen. Der Kupolofen arbeitet dabei für zwei bis drei Wochen kontinuierlich, bevor er zurückgesetzt werden und entleert werden muss (Scalet et al. 2013). Der Kupolofen für die Herstellung von Steinwolle steht nicht im Fokus der weiteren Betrachtungen im Rahmen dieser Studie.

5.7.4 Betrachtete Anwendungen und Referenztechniken

Für die nachfolgenden Betrachtungen werden nachfolgend für die Branche maßgebende Anwendungen und Referenztechniken ausgewählt. Die Auswahl erfolgt auf Grundlage des jährlichen Energieverbrauchs sowie der jährlichen energiebedingten CO_2-Emissionen eines Anlagentyps. Die Berechnungen basieren dabei auf den Anlagenbestand im deutschen Anlagenpark, den spezifischen Energieverbräuchen der verschiedenen Anlagentypen und auf den aktuellen Emissionsfaktoren. Unterstützt wurde die Auswahl zudem durch Expert:inneninterviews mit Vertreter:innen der Branche.

In Tabelle 98 sind die Ergebnisse kumuliert nach Anlagentypen zusammengefasst. Eine detaillierte Aufstellung der Kennzahlen ist in Anhang A.9.1 dargestellt. Hierbei sind die Annahmen in Bezug auf die Anlagenverteilung und die Kenndaten zu beachten.

Die Querbrennerwanne und die U-Flammenwanne mit jeweils regenerativer Luftvorwärmung machen dabei mehr als 70 % des jährlichen Gesamtenergieverbrauchs bzw. der energiebedingten CO_2-Emission des betrachteten Anlagenparks aus. Während die U-Flammenwanne fast ausschließlich in der Behälterglasindustrie Anwendung findet, wird die Querbrennerwanne in verschiedenen Sektoren eingesetzt. Hauptanwendungsgebiet stellt jedoch die Flachglasproduktion dar.

Für die Branche „Glasindustrie inkl. Glasfaser“ werden die folgenden Anwendungen identifiziert und weiter betrachtet:

- Anwendung 1: kontinuierliches Schmelzen Behälterglas ($\dot{m} < 500$ t/d),
- Anwendung 2: kontinuierliches Schmelzen Flachglas ($\dot{m} > 500$ t/d).

Damit stehen insbesondere die U-Flammenwanne für die Herstellung von Behälterglas und die regenerativ beheizte Querbrennerwanne für die Herstellung von Flachglas im Fokus der Betrachtungen. Nachfolgend wird für jede Anwendung eine Referenztechnik definiert, in welcher die Eigenschaften der für diese Anwendung eingesetzten Thermoprozessanlagen nach dem Stand der Technik zusammengefasst sind. Diese Referenztechnik wird durch die charakteristischen Merkmale der Anwendung (Betriebsweise, Prozessschritt, Produkt, ggf. Prozesstemperatur) sowie der Beheizungstechnologie (Energieträger, Technologie) beschrieben.

Tabelle 98: Abschätzung charakteristischer Anlagenkennzahlen zur Auswahl der betrachteten Anwendungen und Referenztechniken „Glasindustrie“ in Deutschland

Anlagentypen	Jährlicher Anlagendurchsatz[1)]		Jährlicher Energieverbrauch		Energiebedingte CO_2-Emissionen[2), 3)]	
Gesamt	**8,0 Mio. t**	**Anteil**	**9.669 - 13.708 GWh**	**Anteil**	**2.097 - 2.956 Tsd. t**	**Anteil**
U-Flammenwanne regenerativ (fossil)	3.368 Tsd. t	42 %	3.305 - 4.586 GWh	33 - 34 %	668 - 926 Tsd. t	31 - 32 %
Querbrennerwanne regenerativ (fossil)	3.117 Tsd. t	39 %	4.103 - 6.149 GWh	42 - 45 %	829 - 1.242 Tsd. t	40 - 42 %
Oxyfuel Schmelzwanne (fossil)	876 Tsd. t	11 %	904 - 1.331 GWh	9 - 10 %	183 - 269 Tsd. t	9 %
Kupolofen (fossil)	349 Tsd. t	4 %	592 GWh	4 - 6 %	232 Tsd. t	8 - 11 %
Querbrennerwanne rekuperativ (fossil)	175 Tsd. t	2 %	384 - 459 GWh	3 - 4 %	78 - 93 Tsd. t	3 - 4 %
Querbrennerwanne Spezialglas (fossil)	62 Tsd. t	1 %	281 - 342 GWh	2 - 3 %	57 - 69 Tsd. t	2 - 3 %
Vollelektrische Schmelzwanne	92 Tsd. t	1 %	100 - 249 GWh	1 - 2 %	50 - 125 Tsd. t	2 - 4 %
Verteilung						
Anteil Anlagen mit elektrischer Energie beheizt				1 - 2 %		2 - 4 %
Anteil Anlagen mit fossiler Energie beheizt				98 - 99 %		96 - 98 %
Davon im Rahmen der Studie betrachteten Anlagentypen (fett)				**77 - 80 %**		**73 - 77 %**

Erweiterte Darstellung und Datenbasis sowie produkt- und prozessspezifische Zuordnung der Anlagentypen siehe Anhang A.9.1

Legende:

fettgedruckt: Anlagentypen, die im Rahmen der Studie weiter betrachtet werden

Anmerkungen:

1) Es wird die Produktionsmenge von geschmolzenem Glas angegeben. Sie wird auf Grundlage der verkaufsfähigen Menge Glas abgeschätzt, die nach (Expert:inneninterview 2020z) etwa 90 % der geschmolzenen Tonnage entspricht.

2) Die prozessbedingten CO_2-Emissionen betragen nach (Umweltbundesamt (UBA) 2020) in der Behälterglasindustrie 81 kg $CO_2/t_{geschmolzenes\ Glas}$ (ca.25 % der gesamten CO_2-Emissionen) und in der Flachglasindustrie 187 kg $CO_2/t_{geschmolzenes\ Glas}$ (ca. 30 % der gesamten CO_2-Emissionen)

3) Es wird für diese Abschätzung zur Vorauswahl der relevanten Anlagentypen nur der Hauptenergieträger betrachtet. Dies führt zu einer etwas geringeren Bewertung der energiebedingten CO_2-Emissionen für erdgasbeheizte Anlagen, da der Anteil der elektrischen Energie durch eine EZH nicht berücksichtigt wird. Eine genauere Unterscheidung wird in den nachfolgenden Arbeitspaketen vorgenommen.

Quellen: Produktionsmengen und Energieverbräuche nach (Gitzhofer 2007; VDI 2578: 2017-05; Expert:inneninterview 2020z; Bundesverband Glasindustrie e. V. (BV Glas) 2020)

5.7.4.1 Anwendung 1: kontinuierliches Schmelzen Behälterglas

Der kontinuierliche Schmelzprozess in der Behälterglasindustrie mit einem Durchsatz von 100 bis 500 t/d wird größtenteils durch den Einsatz einer U-Flammenwanne mit regenerativer Luftvorwärmung realisiert. Knapp 75 % aller Schmelzaggregate in der Behälterglasindustrie sind als U-Flammenwanne mit vorwiegender Erdgasbeheizung konzipiert. Etwa 75 % aller Anlagen in der Behälterglasindustrie sind überdies noch zusätzlich mit einer elektrischen Zusatzheizung (EZH) ausgestattet, die im Mittel einen Anteil von 10 % des Energieverbrauchs einnimmt (Fleischmann 2019). Die entsprechende Referenztechnik ist in Tabelle 99 definiert. In Anhang A.9.2 werden ausführliche, anlagenspezifische Kriterien der U-Flammenwanne mit regenerativer Luftvorwärmung aufgeführt.

Tabelle 99: Referenztechnik für Anwendung 1 – Glasindustrie inkl. Glasfaser

Referenztechnik	
Definition	kontinuierlicher Schmelzofen Behälterglas mit Erdgasbeheizung
Anwendung	kontinuierliches Schmelzen Behälterglas ($\dot{m}$ < 500 t/d)
Thermoprozessanlage(n)	U-Flammenwanne regenerativ
Beheizungstechnologie(n)	Erdgasbeheizung (inkl. EZH)

5.7.4.2 Anwendung 2: kontinuierliches Schmelzen Flachglas

In der zweiten Anwendung wird der kontinuierliche Schmelzprozess mit Schmelzleistungen von über 500 t/d betrachtet. Schmelzleistungen in dieser Größenordnung kommen in der Regel nur in der Flachglasproduktion vor. Die maßgebliche Thermoprozessanlage ist die Querbrennerwanne mit regenerativer Luftvorwärmung und Erdgasbeheizung. Knapp 2,2 Mio. t Glas werden allein durch diesen Wannentyp in der Flachglasindustrie erschmolzen, siehe Anhang A.9.1. In der Flachglasindustrie ist in der Regel der Einsatz einer EZH nicht erforderlich. Dennoch besitzen vier von elf Anlagen eine entsprechende EZH. Ihr Anteil am Energieverbrauch ist aufgrund der Kosten jedoch meist unter 5 % (Fleischmann 2019; Scalet et al. 2013). Die entsprechende Referenztechnik ist in Tabelle 100 definiert. In Anhang A.9.3 werden ausführliche, anlagenspezifische Kriterien der Querbrennerwanne mit regenerativer Luftvorwärmung aufgeführt.

Tabelle 100: Referenztechnik für Anwendung 2 – Glasindustrie inkl. Glasfaser

Referenztechnik	
Definition	kontinuierlicher Schmelzofen Flachglas mit Erdgasbeheizung
Anwendung	kontinuierliches Schmelzen Flachglas ($\dot{m}$ > 500 t/d)
Thermoprozessanlage(n)	Querbrennerwanne Regenerativ
Beheizungstechnologie(n)	Erdgasbeheizung (inkl. EZH)

5.7.5 Alternativtechniken

Nachfolgend werden Alternativtechniken für die einzelnen Anwendungen vorgestellt. Die Alternativtechniken beschreiben dabei *theoretische Technikbeispiele* für den Einsatz alternativer Beheizungstechnologien, welche im weiteren Verlauf dieser Studie hinsichtlich ihres zukünftigen technischen, ökologischen und ökonomischen Potenzials für eine CO_2-neutrale Prozesswärmeerzeugung eingeordnet werden.

5.7.5.1 Anwendung 1: kontinuierliches Schmelzen Behälterglas

Im Allgemeinen bestehen vier Hauptwege, die CO_2-Emissionen in der Industrie zu senken. Zuallererst wird in der Regel versucht, die Prozesseffizienz zu steigern und somit den Brennstoffverbrauch zu reduzieren. In der Glasindustrie wurden durch Maßnahmen, wie dem Einsatz von Luftvorwärmung oder der Oxyfuel-Technologie sowie durch eine optimierte Prozessführung bereits die Grenzen der Effizienzsteigerung erreicht, sodass die aktuell eingesetzten Schmelzaggregate bereits nah am Optimum arbeiten. Hier sind nur minimale Steigerungen möglich, die mitunter nur mit großem Aufwand und hohen Kosten realisiert werden können. Eine weitere signifikante Minderung der CO_2-Emissionen in der Glasindustrie ist daher über die nachfolgenden Wege zu prüfen:

- Elektrifizierung des Schmelzprozesses,
- Nutzung alternativer Brennstoffe (Wasserstoff, synthetische Brennstoffe, Biogas),
- Abscheidung und Speicherung bzw. Verwertung von CO_2 aus dem Abgas (CCS/CCU).

Während die ersten beiden Wege eine Reduzierung bzw. Eliminierung der energiebedingten CO_2-Emissionen bedeuten, werden bei der Implementierung von CCS-/CCU-Anlagen auch die prozessbedingten Emissionen von bis zu 30 % abgeschieden. Jedoch ist der Aufbau einer CCS-/CCU-Industrie auch mit enormen Herausforderungen verbunden. Neben umfangreichen Transport- und Speicherinfrastrukturen erfordert eine rentable CCS-/CCU-Industrie ein Cluster von CO_2-Produzenten. Die deutschen Glasschmelzanlagen sind hingegen durch eine disperse Verteilung gekennzeichnet und weisen in der Regel auch keine anderen großen Industrien in ihrer Umgebung auf (Glass for Europe 2020). Auch würde bei Einsatz von CCS nach derzeitigem Stand der Technik keine 100 %-Abscheidung der CO_2-Emissionen möglich sein. Daher werden nachfolgend im Besonderen die ersten beiden Alternativen betrachtet und diskutiert. Bereits hier sei gesagt, dass eine Fokussierung auf nur eine dieser genannten Lösungsansätze nicht sinnvoll erscheint. Entscheidend für eine erfolgreiche Dekarbonisierung der Branche ist die zukünftige Nutzung verschiedener Alternativtechniken sowie deren Kombination in Form von hybriden Anlagen. Die Auswahl der geeigneten Alternativtechnik ist dabei im Einzelfall zu überprüfen (Fleischmann et al. 2020; Leisin 2020). Die Alternativtechniken für Anwendung 1 sind in Tabelle 101 zusammengefasst.

Tabelle 101: Alternativtechniken für Anwendung 1 – Glasindustrie inkl. Glasfaser

Technik und Technologie	
Referenztechnik	*kontinuierlicher Schmelzofen Behälterglas mit Erdgasbeheizung*
Alternative Beheizungstechnologie(n)	elektrische Widerstandsbeheizung (100 % Strom) Wasserstoffbeheizung (100 % H_2) hybride Beheizung (80 % Strom, Rest Erdgas (EE-Methan)) hybride Beheizung (80 % Strom, H_2)
Alternativtechnik(en)	kontinuierlicher Schmelzofen Behälterglas mit elektr. Widerstandsbeheizung kontinuierlicher Schmelzofen Behälterglas mit Wasserstoffbeheizung konti. Schmelzofen Flachglas mit hybrider Beheizung (Strom/Erdgas) konti. Schmelzofen Flachglas mit hybrider Beheizung (Strom/H_2)

Marktübersicht

Die Elektrifizierung des Schmelzprozesses ist in der Glasindustrie technisch möglich und wird in Form von vollelektrischen Schmelzwannen bereits realisiert. Aufgrund der hohen Kosten durch die höheren Strompreise beschränkt sich deren Einsatzgebiet jedoch meist auf kleinere Schmelzaggregate insbesondere in der Spezialglasherstellung, bei denen der Unterschied der Energieeffizienz zwischen fossil beheizten Anlagen und elektrisch betriebenen Anlagen besonders hoch ist (Stormont 2010; VDI 2578: 2017-05). In größeren Schmelzwannen hingegen wird nur im geringen Maße elektrische Energie für den Schmelzprozess genutzt. Dies geschieht durch den variablen Einsatz einer elektrischen Zusatzheizung. Der Anteil der elektrischen Zusatzheizung am Gesamtenergieeintrag liegt in der Behälterglasindustrie aufgrund der hohen Kosten für Strom im Allgemeinen jedoch unter 5 % (Scalet et al. 2013).

Ein Einsatz von alternativen Brennstoffen findet derzeit mit Ausnahme von Versuchsanlagen in der Glasindustrie nicht statt. Grundsätzlich denkbar sind in der Zukunft nach (Arnold und Holtz 2019; Giese 2020) jedoch folgende Vorgehensweisen:

- Einleitung von EE-Methan ins Erdgasnetz,
- erhöhte Beimischung von Wasserstoff ins Erdgasnetz,
- reiner Wasserstoff, vor Ort angereichert oder angeliefert,
- Biogas-Nutzung durch Sektorenkopplung.

Aufgrund der Ähnlichkeit zum Erdgas bestehen in der Nutzung von EE-Methan (Methan, hergestellt mit Strom aus erneuerbaren Energien) keinerlei technische Bedenken, sodass ein Wechsel von Erdgas zu EE-Methan bereits heute technisch möglich wäre. Allerdings sind die Kosten aufgrund des geringen Wirkungsgrads der Prozesskette zur Herstellung von EE-Methan um ein Vielfaches höher als der Preis für Erdgas. Weiterhin muss zur Methanisierung auch CO_2 in ausreichender Menge und Qualität zur Verfügung gestellt werden, was zusätzlich logistische und ökonomische Herausforderungen darstellt, sodass eine Nutzung aus wirtschaftlichen Gründen gegenwärtig nicht möglich ist (Arnold und Holtz 2019; Arnold et al. 2019). Im Vergleich hierzu besitzt die Prozesskette zur Herstellung von Wasserstoff einen höheren Wirkungsgrad und weist daher niedrigere Kosten auf. Jedoch ist die Beimischung von Wasserstoff oder gar die Nutzung von reinem Wasserstoff in der Glasindustrie problematisch und stellt eine große Herausforderung dar (Arnold und Holtz 2019). Dennoch erweist sich die Nutzung von Wasserstoff als eine vielversprechende Alternative. Gegenüber der Elektrifizierung hat sie zum einen den Vorteil, dass eine Gasinfrastruktur in den Betrieben bereits vorhanden ist und zum anderen, dass mit gasförmigen Brennstoffe in der Regel höhere Energiedichten und Prozesstemperaturen realisiert werden können. Damit in Zukunft der Einsatz von Wasserstoff in der Glasindustrie gewährleistet werden kann, bedarf es jedoch Forschungsarbeit in der Prozess- und Anlagentechnik (Giese 2020). Dagegen konnte die Verwendung von Rohbiogas bereits erfolgreich in einer Anlage getestet werden. Eine Beimischung von bis zu 30 % Rohbiogas konnte durch ein sinnvolles Mess- und Regelkonzept ohne nachweisliche Auswirkungen auf die Prozessparameter und Glasqualität erzielt werden. Dennoch sind auch hier weitere Forschungsarbeiten, insbesondere hinsichtlich der Brenner- sowie Mess- und Regeltechnik, nötig. Die Biogasanlage kann vor allem für klein- und mittelgroße Glasanlagenbetreiber mit räumlicher Nähe zu einer eine interessante Option bieten (Märtin et al. 2014; Giese 2020).

Die bereits teilweise in der Spezialglas- und Glasfaserindustrie eingesetzte Oxyfuel-Technologie stellt hingegen nur eine Maßnahme zur Effizienzsteigerung dar. Für eine CO_2-neutrale Nutzung dieser Technologie müssten auch hier die fossilen Energieträger durch alternative Brennstoffe ersetzt werden oder das CO_2 durch eine CCS-/CCU-Anlage aus dem Abgas entfernt werden. In der Behälterglasindustrie wird die Technologie derzeit jedoch vor allem durch die hohen Kosten für die Sauerstoffbereitstellung eingeschränkt. Diese Kosten übertreffen in der Regel die realisierten Energieeinsparungen, die insbesondere bei der Umrüstung von großen energieeffizienten Regenerativwannen sehr gering ausfallen können (Scalet et al. 2013).

Forschungsaktivitäten

Neben den hohen Strompreisen stellt derzeit auch die Kapazität eine Herausforderung für die Elektrifizierung in der Behälterglasindustrie dar. Vollelektrische Schmelzwannen mit Schmelzleistungen von über 200 t/d befinden sich noch im Entwicklungsstadium. Hier sind verschiedene Ansätze in Diskussion, um die geforderten Schmelzleistungen der Behälterglasindustrie bereitzustellen. Zum einen sollen durch die Entwicklung neuer Wannenkonzeptionen deutlich höhere Kapazitäten erreicht werden. Ein Beispiel hierzu ist die Abkehr von der Cold-Top-Technologie hin zur Semi-Hot-Top-Technologie mit klassischem horizontalen Prozessverlauf (Fleischmann 2019). Dadurch entfällt das Problem, dass das Gemenge die gesamte Schmelzoberfläche als Chargendecke überdecken muss. Insbesondere bei hohen Schmelzleistungen kann die

Schmelzoberfläche sehr groß ausfallen und damit die optimale Einstellung der Chargendecke erschweren. Mit dieser neuen Wannenkonzeption sollen dann Kapazitäten von 300 t/d und mehr erreicht werden. Außerdem erleichtert sie die Umstrukturierung bestehender fossil beheizter Anlagen (Hakes 2019). Bis zur kommerziellen Nutzung bedarf es jedoch der Erprobung. Zum anderen werden neben einer Vergrößerung der vollelektrischen Schmelzwannen auch die Kombination mehrerer kleiner Schmelzaggregate diskutiert, die dann verschiedene Produktionslinien der Formgebung bedienen (Fleischmann 2019; Reynolds 2018).

Ferner bestehen neben der vollständigen Elektrifizierung auch Überlegungen, den Schmelzprozess hybrid zu gestalten, mit hohem Anteil elektrischer Energie (Fleischmann 2019; Reynolds 2018). Ein Projekt hierzu läuft derzeit unter dem Namen „The Furnace for the Future“. Mehrere Produzenten aus der Behälterglasindustrie haben sich dort zusammengeschlossen und den Bau einer Hybrid-Oxyfuel-Schmelzwanne mit einer Schmelzleistung von über 300 t/d für das Jahr 2022 beschlossen. Die Anlage soll dann mit bis zu 80 % durch Ökostrom betrieben werden können (Bundesverband Glasindustrie e. V. (BV Glas); The European Container Glass Federation (FEVE) 16.03.2020). Später könnte dann in solchen Hybrid-Wannen das Erdgas durch alternative Brennstoffe wie Wasserstoff ersetzt werden, um eine vollständige Eliminierung der energiebedingten CO_2-Emissionen zu erreichen (Meulemann 2017).

Einen stärkeren Fokus in den Forschungsaktivitäten erfährt aktuell auch die Einsatzmöglichkeit von Wasserstoff im Schmelzprozess der Glasindustrie. Im Forschungsvorhaben „GasQualität-Glas“ (Giese et al. 2019) werden etwa Strategien und Techniken vorgestellt, um die in der Zukunft zunehmenden Schwankungen in der Gasbeschaffenheit etwa durch den variierenden Anteil der Wasserstoff-Beimischung zu kontrollieren und zu kompensieren (Arnold und Holtz 2019). Ergänzt werden die Ergebnisse durch ein weiteres Projektvorhaben des GWI in Zusammenarbeit mit dem BV Glas mit dem Namen „HyGlass“. Neben der Betrachtung der Beimischung von Wasserstoff soll dabei auch der Einsatz von reinem Wasserstoff untersucht werden (Gas- und Wärme-Institut Essen e.V. (GWI) 2020). Die Technologie befindet sich demnach noch im Anfangsstadium und bedarf grundlegende Forschungs- und Entwicklungsarbeiten im Bereich der Prozess- und Anlagentechnik.

Statt der direkten Verwendung kann der Wasserstoff zusammen mit CO_2 zu synthetischen Brennstoffen weiterverarbeitet werden, die prozesstechnisch problemlos in den Schmelzanlagen verwendet werden können. Der Ansatz wird vor allem hinsichtlich einer zukünftigen Kreislaufwirtschaft diskutiert, wo das benötigte CO_2 aus dem Abgas durch nachgeschaltete CO_2-Abscheidungsanlagen gewonnen wird. Damit eine hohe CO_2-Konzentration im Abgas vorhanden ist, wird daher eine Schmelzwanne mit Oxyfuel-Technologie bevorzugt. Der benötigte Sauerstoff stammt dann optimalerweise aus dem Prozessschritt der Wasserelektrolyse, bei der Sauerstoff als Nebenprodukt anfällt. Unterstützt wird das System durch unterschiedliche Speicheranlagen, die eine konstante Verfügbarkeit des erneuerbaren Brennstoffs gewährleisten. Der Vorteil dieses geschlossenen Systems besteht vor allem in der Nutzung bekannter und bewährter Technologien, die ohne große Änderungen der Anlagentechnik eingesetzt werden können. Weiterhin werden durch diesen Ansatz auch die prozessbedingten Emissionen mitberücksichtigt. Nachteilig ist dagegen die geringere Effizienz des Gesamtsystems (Fleischmann 2020a). Zudem ist der Aufbau einer CCU-Industrie sehr kostenintensiv und scheint gegenwärtig keine wirtschaftliche Lösung für die Glasindustrie darzustellen.

Restriktionen für den Einsatz

Wie zuvor dargestellt, wird die Elektrifizierung der Schmelzanlagen in der Behälterglasindustrie auch durch die begrenzte Kapazität der elektrisch beheizten Anlagen verhindert. Große Anlagen

mit großen Schmelzoberflächen führen bei den derzeit vertriebenen vollelektrischen Schmelzwannen mit Cold-Top-Technologie zu Schwierigkeiten bei der optimalen Einstellung der Dicke der Gemengedecke, insbesondere bei einer deutlichen Vergrößerung der Oberfläche. Zudem stellt der in der Behälterglasindustrie eingesetzte hohe Scherbenanteil in der Gemengezusammensetzung ein weiteres Problem dar. Scherbenanteile von über 60 % können zu einem Aufriss der Gemengedecke bei Anlagen mit der Cold-Top-Technologie führen und durch die resultierenden höheren Temperaturen im oberen Ofenbereich zu erhöhtem Verschleiß führen. Die notwendige Aufrechterhaltung der Chargendecke auf der Oberseite des Glasbades führt auch zu einer geringen Flexibilität in Bezug auf die Schmelzkapazität. Große Veränderungen in der Schmelzkapazität würden zu einem Versagen der Chargendecke führen (Biennek 2019; Fleischmann 2019). Doch gerade in der Behälterglasindustrie mit zunehmenden Anforderungen durch die Kunden spielt die Flexibilität eine große Rolle (Hakes 2019). Zur Lösung wird daher auch eine Umstellung auf die Semi-Hot-Top-Technologie mit horizontaler Prozessführung diskutiert.

Daneben erfordert eine Umstellung auf eine vollelektrische Schmelzwanne bzw. die deutliche Steigerung des Anteils der elektrischen Energie in einer Hybridwanne auch eine Umrüstung der Strominfrastruktur, was zusätzliche Kosten für die Glasanlagenbetreiber bedeutet (Fleischmann 2019). Bei vollständiger Elektrifizierung wird ein zusätzlicher Strombezug von durchschnittlich etwa 7 MW_{el} pro Behälterglaswanne angenommen (Veitengruber et al. 2019). Die Umstellung stellt nicht nur die betriebseigene Infrastruktur vor Probleme. Je nach Standort verfügt auch das lokale Netz nicht über die für die Umstellung benötigten Strommengen, sodass ein kostenintensiver Ausbau erfolgen muss (Meulemann 2017). Eine Erweiterung der EZH in bestehenden Anlagen, um sie zunehmend hybrid zu gestalten, ist zudem nicht beliebig möglich, da ein weiterer Ausbau eine neue Wannengeometrie oder den Einsatz von neuen Feuerfestmaterialien bedeuten kann (Veitengruber et al. 2019).

Der Einsatz von alternativen Brennstoffen, insbesondere von Wasserstoff, wird aktuell durch die Unterschiede in den Verbrennungseigenschaften begrenzt, die erhebliche Auswirkungen auf den sensiblen Schmelzprozess und damit letztlich auf die Produktqualität haben. Insbesondere der Glasschmelzprozess gilt als besonders sensibel in Hinblick auf Veränderungen der Gasbeschaffenheit. Bereits kleine Schwankungen in der Brenngaszusammensetzung führen zu veränderten Wärmeflussverteilungen in der Schmelzwanne und letztlich zu einem erhöhten Ausschuss. Aber auch nachgelagerte Prozessschritte reagieren auf Unterschiede in der Gasbeschaffenheit. Eine geeignete Mess- und Regelungstechnik ist erforderlich, um mit der Anpassung bestimmter Prozessparameter den veränderten Verbrennungseigenschaften entgegenzuwirken (Arnold und Holtz 2019; Giese et al. 2019). Auch die Verfügbarkeit von alternativen Brennstoffen ist nicht an jedem Standort gleichsam gegeben und bedarf in der Zukunft eines weiteren Ausbaus, um die zunehmende Nachfrage durch alle Industriezweige zu bewältigen (Giese 2020).

5.7.5.2 Anwendung 2: kontinuierliches Schmelzen Flachglas

Bei dem kontinuierlichen Schmelzprozess mit Schmelzleistungen über 500 t/d, die vor allem in der Flachglasindustrie erreicht werden, werden ebenfalls als Alternativen die Elektrifizierung und der Einsatz erneuerbarer Brennstoffe diskutiert. Die Alternativtechniken für Anwendung 2 sind in Tabelle 102 zusammengefasst.

Tabelle 102: Alternativtechniken für Anwendung 2 – Glasindustrie inkl. Glasfaser

Technik und Technologie	
Referenztechnik	kontinuierlicher Schmelzofen Flachglas mit Erdgasbeheizung
Alternative Beheizungstechnologie(n)	elektrische. Widerstandsbeheizung (100 % Strom) Wasserstoffbeheizung (100 % H_2) hybride Beheizung (80 % Strom, Rest Erdgas (EE-Methan)) hybride Beheizung (80 % Strom, H_2)
Alternativtechniken	kontinuierlicher Schmelzofen Flachglas mit elektr. Widerstandsbeheizung kontinuierlicher Schmelzofen Flachglas mit Wasserstoffbeheizung konti. Schmelzofen Flachglas mit hybrider Beheizung (Strom/Erdgas) konti. Schmelzofen Flachglas mit hybrider Beheizung (Strom/H_2)

Marktübersicht

An dieser Stelle wird auf die Ergebnisse aus Anwendung 1 verwiesen. Aufgrund der großen Schmelzleistungen sind bei der Flachglasherstellung die Möglichkeiten des Eintrags der elektrischen Energie gering. Neben den hohen Kosten für Elektrizität spielen hier besonders auch technische Schwierigkeiten bei der Konzeption einer geeigneten Schmelzwanne eine Rolle, die die geforderten Schmelzleistungen bedient. Eine vollständige Elektrifizierung der Flachglasherstellung ist daher in absehbarer Zukunft als gering einzuschätzen (Fleischmann 2019).

Der Einsatz von alternativen Brennstoffen findet analog zum kontinuierlichen Schmelzprozess mit mittleren Schmelzleistungen in der Behälterglasindustrie aus Anwendung 1 derzeit nicht statt.

Die Implementierung der Oxyfuel-Schmelzwanne in den großen Schmelzanlagen der Flachglasindustrie wird aus denselben Gründen wie für den kontinuierlichen Schmelzprozess in der Behälterglasindustrie aus Anwendung 1 vor allem durch die hohen Kosten für die Sauerstoffbereitstellung verhindert (Scalet et al. 2013).

Forschungsaktivitäten

Es wird ebenfalls auf die Ergebnisse aus Anwendung 1 verwiesen. Da eine vollständige Elektrifizierung aufgrund der Limitierung der Kapazität bisher technisch begrenzt ist, wird in den Forschungsaktivitäten in Bezug auf die Flachglasherstellung insbesondere die Idee einer Hybridwanne verfolgt. Nach ersten Simulationsrechnungen könnten bei Elektrifizierungsanteilen von 60 % bis 80 % Schmelzleistungen von über 600 t/d realisiert werden. Hierzu sind jedoch weitere Forschungsaktivitäten und der Aufbau einer ersten Versuchsanlage notwendig (Fleischmann 2019).

Bezüglich der Anwendung von alternativen Brennstoffen, insbesondere von Wasserstoff, wird auf die Forschungsaktivitäten aus Anwendung 1 verwiesen. Der Einsatz gasförmiger Brennstoffe ist hierbei insbesondere für die in der Flachglasherstellung hohen Schmelzleistungen von über 500 t/d interessant.

Restriktionen für den Einsatz

Auch hier ergeben sich die Restriktionen analog zum kontinuierlichen Schmelzprozess mit mittleren Schmelzleistungen aus Anwendung 1. Neben finanziellen Aspekten erschweren auch technische Schwierigkeiten den Einsatz der Alternativtechniken. In Bezug auf eine Elektrifizierung des Prozesses sei an dieser Stelle besonders die Schwierigkeit der Realisierung von großen Tagestonnagen für die Flachglasherstellung hervorgehoben. Die Idee eines modularen Aufbaus mit fünf bis acht kleinen vollelektrischen Schmelzanlagen erscheint für die Flachglasindustrie aus

prozesstechnischer Hinsicht für nicht realisierbar. Der Zeitpunkt für eine kommerzielle Reife für vollelektrische Anlagen mit Schmelzleistungen von über 600 t/d ist weiterhin nicht absehbar. Beim Einsatz von Wasserstoff muss die grundsätzliche Eignung von Wasserstoff als Brennstoff überprüft werden und zudem eine geeignete Mess- und Regelungstechnik zur Verfügung stehen.

5.7.6 Flexibilitätspotenzial

Das Flexibilitätspotenzial in der Glasindustrie ist aufgrund der kontinuierlichen Betriebsweise der Schmelzwannen mit Auslastungsgraden zwischen 80 und 100 % sowie der Empfindlichkeit der Anlagen gegenüber Temperaturschwankungen stark limitiert. Dennoch bietet sich für die Anwendung 1 (Behälterglas) ein gewisses Flexibilitätspotenzial durch den Einsatz der EZH an.

Die Zuschaltung von elektrischer Energie wird jedoch durch die Anforderung eines konstanten Temperaturprofils in der Schmelzwanne eingeschränkt. Eine ungünstige Zuschaltung der EZH kann zu inhomogenen Temperaturprofilen führen, die sich schließlich negativ auf die Produktqualität auswirken. Unter Berücksichtigung der Glasfarbe kann die zusätzlich zugeführte Energie bis zu einem Drittel der installierten elektrischen Leistung betragen. Änderungen der zugeführten Energie müssen zudem durch die Anpassung des Einsatzes der fossilen Energieträger kompensiert werden, um das erwähnte Temperaturniveau einzuhalten. Die Abrufdauer liegt im Bereich von Minuten und kann daher nur als kurzfristige Flexibilisierungsmaßnahme eingesetzt werden und wird ihm Rahmen des Demand-Side-Managements bereits genutzt. Insgesamt ergibt sich hieraus ein technisches Flexibilitätspotenzial von etwa 25 MW (Fleischmann et al. 2019). Unter der Annahme, dass pro Schicht eine zusätzliche Zuführung an elektrischer Energie für 20 Minuten möglich ist, ergibt, dass ein Potenzial von nur etwa 9 GWh/a (Fleischmann 2020a). Flexibilitätsmaßnahmen mit Abrufdauern von mehreren Stunden bis zu wenigen Tagen nicht identifiziert wurde (Fleischmann et al. 2019). Für die Anwendung 2 (Flachglas) wurde dagegen kein Flexibilitätspotenzial identifiziert (Fleischmann 2019).

5.7.7 Ökonomische Kennzahlen

Für die ökologischen und ökonomischen Betrachtungen im Rahmen dieser Studie sind nachfolgend die charakteristischen Kenngrößen der Referenz- und Alternativtechniken für die betrachteten Anwendungen der Glasindustrie zusammengefasst. Als Betrachtungsgrundlage wird die jährliche Gesamtkapazität der jeweiligen Anwendung im Referenzjahr verwendet, siehe Tabelle 103. Weitere Kenndaten sind in den nachfolgenden Tabellen aufgeführt. Eine charakteristische Verteilung der Anlagen im Anlagenpark in Deutschland ist in Anhang A.9.4 zusammengefasst.

Tabelle 103: Abschätzung der jährlichen Gesamtkapazität im Referenzjahr – Glasindustrie inkl. Glasfaser

Anwendung	Gesamtkapazität [a)]	Produktionsmenge	Einheit	Jahr
1: Kontinuierliches Schmelzen Behälterglas*	3.741	3.368	Tsd. t/a	2019
2: Kontinuierliches Schmelzen Flachglas	2.715	2.444	TSd. t/a	2019

Abschätzung, Daten siehe auch Anhang A.9.4

* Die Anwendung umfasst regenerativ beheizte U-Flammenwannen. Diese machen ca. 75 % der Produktionsmenge bzw. der Gesamtkapazität in der Behälterglasproduktion aus.

Anmerkungen: a) Zur Berechnung der Gesamtkapazität wurde eine Auslastung der Kapazität von 90 % bei der aktuellen Produktionsmenge (geschmolzenes Glas) angenommen

Quelle: (Bundesverband Glasindustrie e. V. (BV Glas) 2020; Expert:inneninterview 2021r)

Tabelle 104: Kenndaten für die ökonomische Betrachtung Glasindustrie inkl. Glasfaser Anwendung 1: kontinuierliches Schmelzen Behälterglas (ṁ < 500 t/d)

Technik	Referenz-technik	Alternativ-technik 1	Alternativ-technik 2	Alternativ-technik 3	Alternativ-technik 4	Einheit	Quellen
Beheizungstechnologie	Erdgas-beheizung (inkl. EZH) [a]	Elektrifi-zierung [b]	Wasserstoff-beheizung	hybride Beheizung (Strom/ Erdgas (EE-Methan))	hybride Beheizung (Strom/-Wasserstoff)		
Thermoprozessanlagen	U-Flamme-wanne Regenerativ	Voll-elektrische Schmelz-wanne	U-Flamme-wanne Regenerativ	Hybrid-wanne	Hybrid-wanne		
Produkt	Behälterglas						
Investition Neubau[c]	205,5	164,4	205,5	205,5	205,5	EUR/$t_{Kap.}$	
Investition Modernisierung	137,0	109,6	137,0	137,0	137,0	EUR/$t_{Kap.}$	
Minimale Investition Neubau	205,5	164,4	205,5	205,5	205,5	EUR/$t_{Kap.}$	
Min. Investition Modernisierung	137,0	109,6	137,0	137,0	137,0	EUR/$t_{Kap.}$	
TRL	9	< 4 - 9	< 4	< 7	< 4	-	
Energieträger 1	Erdgas	Strom	EE-Wasserstoff	Strom	Strom	-	
Energieträger 2	Strom	keiner	Strom	EE-Methan	EE-Wasserstoff	-	
Energieträger 3	keiner	keiner	keiner	keiner	keiner	-	
Spezifischer Energiebedarf 1	1,130	0,760	1,130	0,640	0,640	MWh/$t_{Pr.}$	[1-2]; [5] [6]
Spezifischer Energiebedarf 2	0,130	0,000	0,130	0,160	0,160	MWh/$t_{Pr.}$	[1-2]; [5]
Spezifischer Energiebedarf 3	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	MWh/$t_{Pr.}$	
Min. spezifischer Energiebedarf	0,889	0,760	0,889	0,800	0,800	MWh/$t_{Pr.}$	[1-2]; [5] [6]
Prozessbedingte Emissionen	0,081	0,081	0,081	0,081	0,081	$t_{CO2}/t_{Pr.}$	[3]
Betriebs- und Wartungskosten	10,3	8,2	10,3	10,3	10,3	EUR/$t_{Kap.}$	
Abschreibungszeitraum	15	7	15	15	15	a	[7-8]
Lebensdauer	15	7	15	15	15	a	[7-8]
Repräsentative Kapazität[d]	80.000	40.000	80.000	80.000	80.000	$t_{Jahresleistung}$	[9]
Auslastung	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	1,00	[4]
Anteil Bestand 2020	100 %	0 %	0 %	0 %	0 %	%	
Verfügbar ab	2020	2020	2030	2020	2030		
Verfügbar bis	2050	2050	2050	2050	2050		

Anmerkungen und Annahmen:

Angaben beziehen sich auf die Kapazität „$t_{Kap.}$“ oder die Produktionsmenge „$t_{Pr.}$“, Bezugsgröße Behälterglas

Bei den Datensätzen handelt es sich um gerundete Mittelwerte aus den unten aufgeführten Quellen.

Die Zuordnung der Energieträger basiert auf der Definition der verwendeten Rahmendaten und Modellparametern aus AP2 (Abschnitt 7.2).

Sofern keine gesicherten Werte im Rahmen der Studie erhoben werden können, werden die folgenden Annahmen getroffen:

Die Investitionskosten der Alternativtechnik entsprechen den Investitionskosten der Referenztechnik.

Die minimalen Investitionskosten einer Technik entsprechen den Investitionskosten der Technik.

Der spezifische Energiebedarf der Alternativtechnik entspricht dem (summierten) Energiebedarf der Referenztechnik.

Der minimale spezifische Energiebedarf einer Technik entspricht dem summierten Energiebedarf der Technik.

Die prozessbedingten Emissionen, Betriebs- und Wartungskosten, Abschreibungszeitraum, Modernisierungszyklus sowie die repräsentative Kapazität der Alternativtechnik entsprechen den Werten der Referenztechnik.

Für ein TRL < 3 wird eine Verfügbarkeit der Technik ab dem Jahr 2040 angenommen.

Für ein TRL < 9 und ≥ 3 wird eine Verfügbarkeit der Technik ab dem Jahr 2030 angenommen.

Legende

a) Der Anteil der EZH bei der Erdgasbeheizung wird mit 10 % angenommen

b) Betrachtung einer kleinen voll-elektrischen Schmelzwanne (< 100 t/d) mit Cold-Top-Technologie

c) Berechnung der Investitionskennzahlen: Spezifische Kosten für den Neubau und Modernisierung für Referenztechnik aus Tabelle 105; Kosten für die voll-elektrische Schmelzwanne werden mit 20 % geringer angenommen; Kosten für wasserstoffbeheizte Schmelzwanne sowie für Hybridwanne werden identisch zur Referenztechnik angenommen; Modernisierungskosten werden mit 2/3 der Investitionskosten angenommen; Berechnung der Betriebs- und Wartungskosten: 5 % der Investitionskosten;

d) Berechnung der repräsentativen Kapazität: Referenztechnik, wasserstoffbeheizte Schmelzwanne und Hybridwanne: 200 t/d Kapazität (entspricht dem Durchschnitt in der Behälterglasindustrie); Vollelektrische Schmelzwanne: 100 t/d Kapazität (Annahme einer erprobten kleinen vollelektrischen Schmelzwanne mit Cold-Top-Technologie)

Quellen:

[1] (Gitzhofer 2007); [2] (VDI 2578: 2017-05); [3] (Umweltbundesamt (UBA) 2020) [4] (Fleischmann et al. 2019) [5] (Nikolaus SORG GmbH & Co. KG 2020) [6] (Reynolds 2018) [7] (Fleischmann 2019) [8] (Scalet et al. 2013) [9] (Brunke 2017)

Tabelle 105: Kenndaten für die ökonomische Betrachtung Glasindustrie inkl. Glasfaser Anwen-dung 1: kontinuierliches Schmelzen Flachglas (ṁ > 500 t/d)

Technik	Referenz-technik	Alternativ-technik 1	Alternativ-technik 2	Alternativ-technik 3	Alternativ-technik 4	Einheit	Quellen
Beheizungstechnologie	Erdgas-beheizung (inkl. EZH) [a)]	Elektrifi-zierung [b)]	Wasserstoff-beheizung	hybride Beheizung (Strom/ Erdgas (EE-Methan))	hybride Beheizung (Strom/- Wasserstoff)		
Thermoprozessanlagen	Quer-brennerwanne Regenerativ	Voll-elektrische Schmelz-wanne	Quer-brennerwanne Regenerativ	Hybrid-wanne	Hybrid-wanne		
Produkt	Flachglas						
Investition Neubau[c)]	205,5	164,4	205,5	205,5	205,5	EUR/$t_{Kap.}$	
Investition Modernisierung	137,0	109,6	137,0	137,0	137,0	EUR/$t_{Kap.}$	
Minimale Investition Neubau	205,5	164,4	205,5	205,5	205,5	EUR/$t_{Kap.}$	
Min. Investition Modernisierung	137,0	109,6	137,0	137,0	137,0	EUR/$t_{Kap.}$	
TRL	9	< 3	< 4	< 4	< 4	-	
Energieträger 1	Erdgas	Strom	EE-Wasserstoff	Strom	Strom	-	
Energieträger 2	Strom	keiner	Strom	EE-Methan	EE-Wasserstoff	-	
Energieträger 3	keiner	keiner	keiner	keiner	keiner	-	
Spezifischer Energiebedarf 1	2,030	1,280	2,030	1,100	1,100	MWh/$t_{Pr.}$	[1]
Spezifischer Energiebedarf 2	0,110	0,000	0,110	0,280	0,280	MWh/$t_{Pr.}$	
Spezifischer Energiebedarf 3	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	MWh/$t_{Pr.}$	
Min. spezifischer Energiebedarf	2,140	1,280	2,140	1,380	1,380	MWh/$t_{Pr.}$	[1]
Prozessbedingte Emissionen	0,187	0,187	0,187	0,187	0,187	$t_{CO2}/t_{Pr.}$	[2]
Betriebs- und Wartungskosten	10,3	8,2	10,3	10,3	10,3	EUR/$t_{Kap.}$	
Abschreibungszeitraum	15	15	15	15	15	a	[4-5]
Lebensdauer	15	15	15	15	15	a	[4-5]
Repräsentative Kapazität[d)]	220.000	220.000	220.000	220.000	220.000	$t_{Jahresleistung}$	[6]
Auslastung	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	1,00	[3]
Anteil Bestand 2020	100 %	0 %	0 %	0 %	0 %	%	
Verfügbar ab	2020	2040	2030	2030	2030		
Verfügbar bis	2050	2050	2050	2050	2050		

Anmerkungen und Annahmen:

Angaben beziehen sich auf die Kapazität „$t_{Kap.}$“ oder die Produktionsmenge „$t_{Pr.}$“, Bezugsgröße Flachglas

Bei den Datensätzen handelt es sich um gerundete Mittelwerte aus den unten aufgeführten Quellen.

Die Zuordnung der Energieträger basiert auf der Definition der verwendeten Rahmendaten und Modellparametern aus AP2 (Abschnitt 7.2).

Sofern keine gesicherten Werte im Rahmen der Studie erhoben werden können, werden die folgenden Annahmen getroffen:

Die Investitionskosten der Alternativtechnik entsprechen den Investitionskosten der Referenztechnik.

Die minimalen Investitionskosten einer Technik entsprechen den Investitionskosten der Technik.

Der spezifische Energiebedarf der Alternativtechnik entspricht dem (summierten) Energiebedarf der Referenztechnik.

Der minimale spezifische Energiebedarf einer Technik entspricht dem summierten Energiebedarf der Technik.

Die prozessbedingten Emissionen, Betriebs- und Wartungskosten, Abschreibungszeitraum, Modernisierungszyklus sowie die repräsentative Kapazität der Alternativtechnik entsprechen den Werten der Referenztechnik.

Für ein TRL < 3 wird eine Verfügbarkeit der Technik ab dem Jahr 2040 angenommen.

Für ein TRL < 9 und ≥ 3 wird eine Verfügbarkeit der Technik ab dem Jahr 2030 angenommen.

Legende

a) Der Anteil der EZH bei der Erdgasbeheizung wird mit 5 % angenommen

b) Betrachtung einer großen vollelektrischen Schmelzwanne (600 t/d) mit horizontaler Prozessführung

c) Berechnung der Investitionskennzahlen: Kosten für den Neubau und Modernisierung für Referenztechnik (aus Pressemitteilungen abgeschätzt): 45 Mio. EUR (Neubau), 30 Mio. EUR (Modernisierung); Kosten für die vollelektrische Schmelzwanne werden mit 20 % geringer geschätzt; Kosten für wasserstoffbeheizte Schmelzwanne sowie für Hybridwanne werden identisch zur Referenztechnik geschätzt; Modernisierungskosten werden mit 2/3 der Investitionskosten angenommen; Berechnung der Betriebs- und Wartungskosten: 5 % der Investitionskosten;

d) Berechnung der repräsentativen Kapazität: 600 t/d (entspricht dem Durchschnitt in der Flachglasindustrie)

Quellen:

[1] (Gitzhofer 2007) [2] (Umweltbundesamt (UBA) 2020) [3] (Fleischmann et al. 2019) [4] (Fleischmann 2019) [5] (Scalet et al. 2013)[6] (Brunke 2017)

5.7.8 Zwischenergebnis

Nach den Erkenntnissen aus den vorangegangenen Kapiteln werden in diesem Abschnitt die Ergebnisse für die branchenspezifischen Anlagentypen, die technische Gesamtentwicklung, der zukünftige FuE-Bedarf, der zukünftige Energieverbrauch sowie die Abwärmeentstehung zusammengefasst (Tabelle 106).

Der Anteil der fossil beheizten Anlagentypen beträgt nach konservativen Abschätzungen in dieser Studie mindestens 95 %. Alle Anlagentypen der im Rahmen dieser Studie betrachteten Anwendungen sind erdgasbeheizt. Ihr Anteil am Energieverbrauch und den CO_2-Emissionen unter den fossil beheizten Anlagen im Anlagenpark in Deutschland beträgt mehr als 70 %.

Grundsätzlich lässt sich festhalten, dass in Bezug auf die betrachteten Alternativtechniken weiterer Forschungs- und Entwicklungsbedarf für die zukünftige Anwendung in der Behälter- und Flachglasproduktion besteht (siehe auch Abschnitt 5.7.5). Die Elektrifizierung ist zwar bereits technisch möglich und durchführbar, verlangt jedoch weitergehende Entwicklung in größere Anlagen bzw. in neue Anlagenkonzepte, um die notwendigen Schmelzleistungen zu erfüllen. Die Verwendung von Wasserstoff dagegen ist noch nicht erprobt und bedarf weiterer Forschung. Eine grundsätzliche Eignung wird jedoch angenommen. Zur industriellen Anwendung in der Glasindustrie müssen insbesondere im Bereich der Mess- und Regelungstechnik Entwicklungen getätigt werden, die eine sichere und stabile Prozessführung des sensiblen Schmelzprozesses gewährleisten. Ferner müssen für eine vollständige CO_2-Reduktion auch die prozessbedingten CO_2-Emissionen, die einen Anteil von bis zu 30 % in der Glasindustrie ausmachen, berücksichtigt werden. Hierzu bedarf es Technologien wie bspw. CCS/CCU. Die industrielle Einsatzmöglichkeit dieser Technologien ist gegenwärtig jedoch nicht gegeben und muss im Kontext einer wirtschaftlichen und ökologischen Verhältnismäßigkeit geprüft werden.

Der Endenergiebedarf würde sich bei einer Umstellung auf eine rein elektrische Beheizung um ca. 20 % verringern. Bei einer Substitution des Erdgases durch Wasserstoff wird aufgrund des annähernd gleichen thermischen Wirkungsgrades beider Brennstoffe keine große Veränderung des Endenergiebedarfs erwartet.

Das Flexibilitätspotenzial wird aufgrund der kontinuierlichen Betriebsweise der Anlagen als sehr gering eingestuft. Eine Zuschaltung von elektrischer Energie kann aufgrund sensibler Anforderungen der Prozessparameter nicht beliebig erfolgen.

Die Abwärme, die nach der Wärmerückgewinnung entsteht und zur Verfügung steht, wird in der Glasindustrie bereits für verschiedene Anwendungen genutzt. Neben Abhitzekesseln zur Stromerzeugung kommen etwa vereinzelt auch Gemengevorwärmer zum Einsatz. Die Art der Abwärmenutzung ist dabei individuell zu prüfen und hängt von den werksspezifischen Gegebenheiten ab.

Neben den technischen Herausforderungen für einen erfolgreichen industriellen Einsatz müssen für alle alternativen Beheizungstechnologien wettbewerbsfähige ökologische, ökonomische und infrastrukturelle Rahmenbedingungen für den Standort Deutschland mit einer der Anlagenlaufzeit entsprechenden langfristigen Perspektive gesichert sein. Insbesondere die Unterschiede in den Betriebskosten der verschiedenen Beheizungstechnologien und die damit verbundenen wirtschaftlichen Unsicherheiten erschweren eine planbare Umstellung der Anlagentechnik.

Tabelle 106: Ergebnisse der Branchen- und Technologieanalyse Glasindustrie inkl. Glasfaser

	Betrachtete Anwendungen und Thermoprozessanlagen	
	Kontinuierliches Schmelzen Behälterglas ($\dot{m}$ < 500 t/d, $T_{Prozess,max}$ ≈ 1700°C) U-Flammenwanne, regenerativ	**Kontinuierliches Schmelzen Flachglas ($\dot{m}$ > 500 t/d, $T_{Prozess,max}$ ≈ 1700°C)** Querbrennerwanne, regenerativ
Technisches Gesamtpotenzial **für den Anlagenpark in Deutschland**	Stand der Technik: ca. 47 Anlagen Durchsatz: 8 – 9 t/h Erdgasbeheizung 100 % (inkl. EZH) (bis zu 10 % Stromanteil) prozessbedingte Emissionen: 81 kg CO_2/t_{Glas} (20 - 28 %) Alternativtechnologien: (Teil-)Elektrifizierung, Wasserstoffbeheizung	Stand der Technik: ca. 12 Anlagen Durchsatz: 22 – 25 t/h Erdgasbeheizung 100 % (inkl. EZH) (bis zu 5 % Stromanteil) prozessbedingte Emissionen: 187 kg CO_2/t_{Glas} (30 - 38 %) Alternativtechnologien: (Teil-)Elektrifizierung, Wasserstoffbeheizung
F&E-Bedarf	Elektrifizierung (widerstandsbeheizt): TRL = 9 (Stand der Technik für Anlagen bis 100 t/d TRL < 4 für Anlagen 100 - 300 t/d Labor-, Demonstrations-, und Betriebserfahrung zur Erprobung neuer Wannenkonzepte und Vergrößerung der Kapazitäten notwendig Teilelektrifizierung: (Stromanteil 60 - 80 %, Rest Erdgas): TRL < 7 Prototyp in Einsatzumgebung erprobt, weitere Entwicklung im Demonstrations- (Upscaling) und industriellen Maßstab notwendig Wasserstoffbeheizung: TRL < 4, Labor-, Demonstrations-, und Betriebserfahrung notwendig, Beimischung von H_2 technisch realisierbar, Nutzung von reinem H_2 zu überprüfen Für die hybriden Beheizungstechnologien ist das niedriger TRL maßgeblich.	Elektrifizierung (widerstandsbeheizt): TRL < 3 (Anlagen > 500 t/d) Funktionstüchtigkeit für die notwendigen Tagestonnagen bisher nicht gegeben, grundlegende Technologieentwicklung notwendig Teilelektrifizierung: (Stromanteil 60 - 80 %): TRL < 4 Funktionstüchtigkeit für die notwendigen Tagetonnagen in der Theorie nachgewiesen, Erprobung im Demonstrations- und industriellen Maßstab notwendig Wasserstoffbeheizung: TRL < 4, Labor-, Demonstrations-, und Betriebserfahrung notwendig, Beimischung von H_2 technisch realisierbar, Nutzung von reinem H_2 zu überprüfen Für die hybriden Beheizungstechnologien ist das niedriger TRL maßgeblich.
Endenergiebedarf **Summe für alle Anlagen der betrachteten Anwendung (ohne Berücksichtigung des Energiebedarfs von Vorketten für die Erzeugung)**	Gesamtenergiebedarf aktuell: ca. 4.240 GWh/a Erdgas und EZH Produktionsmenge ca. 3.370 Tsd. t/a zukünftig (100 %): H_2: keine Veränderung erwartet Elektrisch: Verringerung um ca. 40 % bei Vollelektrifizierung Potenzial zur Flexibilisierung: < 1 % d. Gesamtenergiebedarfs	Gesamtenergiebedarf aktuell: ca. 5.230 GWh/a Erdgas und EZH Produktionsmenge ca. 2.440 Tsd. t/a zukünftig (100 %): H_2: keine Veränderung erwartet Elektrisch: Verringerung um ca. 40 % bei Vollelektrifizierung Potenzial zur Flexibilisierung: nicht quantifizierbar
Abwärmeentstehung **Mittelwerte für Einzelanlagen (exemplarisch)**	Erdgasbeheizung: > 10 m^3Abgas/m^3Erdgas je nach Luftzahl, T ≈ 400 – 800°C (Teil-)Elektrifizierung: leichte Verringerung erwartet Wasserstoffbeheizung: keine Veränderung erwartet	Erdgasbeheizung: > 10 m^3Abgas/m^3Erdgas je nach Luftzahl, T ≈ 400 – 800°C (Teil-)Elektrifizierung: leichte Verringerung erwartet Wasserstoffbeheizung: keine Veränderung erwartet

5.8 Kalkindustrie

5.8.1 Kurzbeschreibung der Branche

Kalk ist ein bedeutender Rohstoff, der vielfältig im täglichen Bedarf eingesetzt wird. Seit Jahrtausenden ist Kalk als elementarer Rohstoff unverzichtbar. Zu der Familie der Kalkprodukte werden natürliche Gesteinsvorkommen von Kalziumkarbonat gezählt, also Kalkstein, Dolomit, Marmor und Kreide in gebrannter und ungebrannter Form. Als Naturprodukt unterliegt die Zusammensetzung der Kalkprodukte natürlichen Schwankungen. Im Gegensatz zur Herstellung ungebrannter Produkte, werden für die Herstellung gebrannter Kalkprodukte (Branntkalk, Dolomitkalk, Sinterdolomit) große Mengen thermischer Energie zum Brennen benötigt (Bundesverband der Deutschen Kalkindustrie e. V. (BVK) 2017).

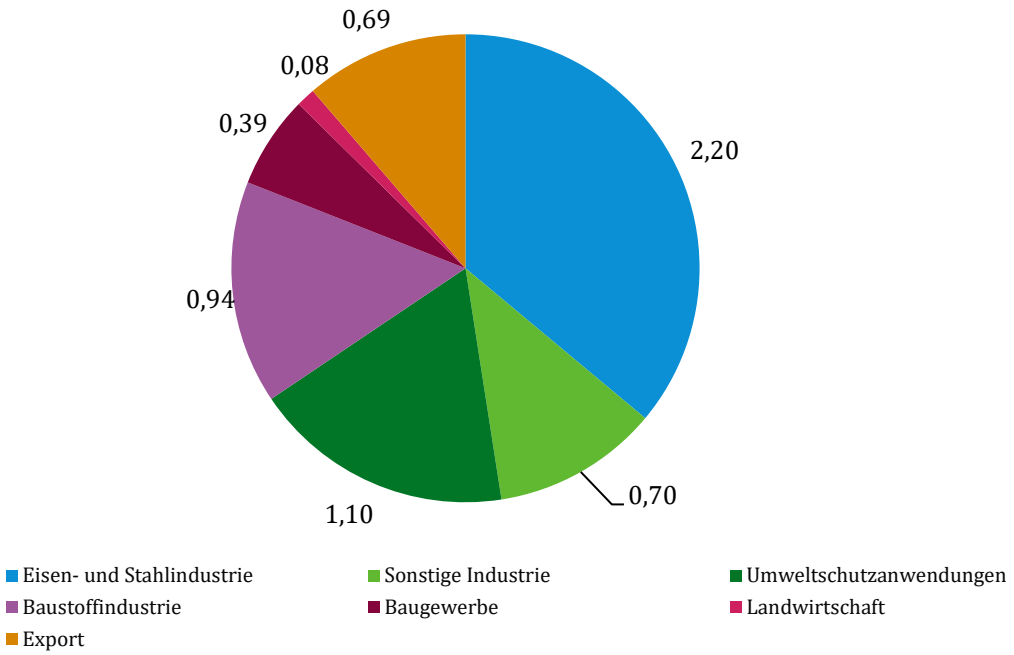
Deutschland ist der größte Produzent von Kalkprodukten in der Europäischen Union (Schorcht et al. 2013; European Commission 2018), sodass im Rahmen dieser Studie neben dem nationalen Stand der Technik auch der europäische Stand der Technik mit Bezug zur deutschen Kalkindustrie betrachtet wird. Die Auswahl der Technikbeispiele erfolgt für den Standort Deutschland im Austausch mit dem Bundesverband der Deutschen Kalkindustrie e. V., welcher die deutschen Kalkproduzenten repräsentiert (Bundesverband der Deutschen Kalkindustrie e. V. (BVK) et al. 2019).

Gebrannte Kalkprodukte werden in großer Menge in der Eisen- und Stahlindustrie, aber auch zum Beispiel im Umweltschutz, in der Landwirtschaft oder bei der Produktion von Zucker oder Medikamenten eingesetzt (Bundesverband der Deutschen Kalkindustrie e. V. (BVK) 2017; Bundesverband der Deutschen Kalkindustrie e. V. (BVK) et al. 2019). Von den gebrannten Kalkprodukten (Branntkalk, Dolomitkalk und Sinterdolomit) macht Branntkalk weit über 90 % der Produktion aus (Umweltbundesamt (UBA) 2020). In dieser Studie steht daher die Herstellung von Branntkalk durch die deutsche Kalkindustrie im Fokus der Betrachtungen. Anlagen zum Kalkbrennen, welche nicht der Kalkindustrie, sondern nach (Umweltbundesamt (UBA) 2020) der Zucker- oder Stahlindustrie zugschrieben sind, werden hier nicht weiter betrachtet.

In Deutschland betrug 2019 der Marktabsatz der durch die im Bundesverband der Deutschen Kalkindustrie e. V. vertretenen Unternehmen ca. 6,1 Mio. t für gebrannte Kalkprodukte (Abbildung 90). Davon gingen 2,2 Mio. t an die Eisen- und Stahlindustrie . In der Eisen- und Stahlindustrie erfüllen gebrannte Kalkprodukte mehrere Zwecke. So macht Branntkalk unter anderem das Erz stückig und damit hochofentauglich und entfernt Stoffe wie Kohlenstoff, Silizium, Phosphor und Mangan. Weitere 1,1 Mio. t wurden im Jahr 2019 für Umweltschutzanwendungen verkauft. Gebrannte Kalkprodukte werden dabei eingesetzt, um Schadstoffe zu binden, den Phosphatgehalt von Wasser zu senken und saure Schadgase von Verbrennungsanlagen zu reinigen. Etwa 940 Tsd. t gebrannte Kalkprodukte wurden 2019 in der Baustoffindustrie eingesetzt. (Bundesverband der Deutschen Kalkindustrie e. V. (BVK) et al. 2019, 2020).

Gebrannte Kalkprodukte werden (Stand 2019) an 31 Standorten in Deutschland produziert (Expert:inneninterview 2020t) und sicherten 2016 damit etwa 3.600 Arbeitsplätze (Hübner et al. 2020). Aufgrund hoher Transportkosten befinden sich die Verarbeitungsstätten meist in unmittelbarer Nähe zum Rohstoffvorkommen. Tabelle 107 zeigt die branchenspezifischen Kenndaten der Kalkindustrie. Gebrannte Kalkprodukte werden in den Statistiken des Bundesverbands der Deutschen Kalkindustrie e. V. in die Kalksorten Stückkalk, Mahl-, Abrieb- und Absiebkalk, Feinkalk, Kalkhydrat und Löschkalk, hydraulischer und hochhydraulischer Kalk und Mischbinder unterteilt. Eine Einordnung findet im nachfolgenden Kapitel statt.

Abbildung 90: Absatz gebrannter Kalkprodukte Deutschlands nach Anwendungsgebiet (in Mio. t)



Anmerkung: Sonstige Industrie umfasst u.a. den Einkauf der Zucker- und Zementindustrie
eigene Darstellung nach, Quelle: (Bundesverband der Deutschen Kalkindustrie e. V. (BVK) et al. 2020)

Tabelle 107: Branchenspezifische Kenndaten der deutschen Kalkindustrie

Branche	Kalkindustrie
Umsatz gebrannte Produkte [1]	480 Mio. Euro (2017)
Beschäftigte [1]	3.556 (2016)
Marktabsatz gebrannter Erzeugnisse*	
Gebrannte Produkte gesamt [2]	6058,3 Tsd. t (2019)
Stückkalk [2]	2269,1 Tsd. t (2019)
Mahlkalk, Abrieb-, Absiebkalk [2]	531,7 Tsd. t (2019)
Feinkalk [2]	2529,2 Tsd. t (2019)
Kalkhydrat, Löschkalk [2]	709,9 Tsd. t (2019)
Hydraulischer und hochhydraulischer Kalk [2]	11,4 Tsd. t (2019)
Mischbinder [2]	7,0 Tsd. t (2019)

Anmerkungen:
* Bei den gebrannten Erzeugnissen handelt es ich um Produkte, welche aus Branntkalk hergestellt werden. Für detaillierte Erläuterungen zu den Erzeugnissen siehe Abschnitt 5.8.2.
Quellen: [1] (Hübner Energiewende in der Industrie); [2] (Expert:inneninterview 2020t)

Während Dolomitkalk durch das Brennen von Dolomitgestein, mit einem hohen Anteil von Dolomit ($CaMg(CO_3)_2$) hergestellt wird, entsteht Branntkalk durch das Brennen von Kalkstein (Kalziumkarbonat). Die Produktion von Branntkalk in der Kalkindustrie lag im Jahr 2018 bei 6,20 Mio. t, die von Dolomitkalk bei 0,24 Mio. t (Umweltbundesamt (UBA) 2020). Es kann zwi-

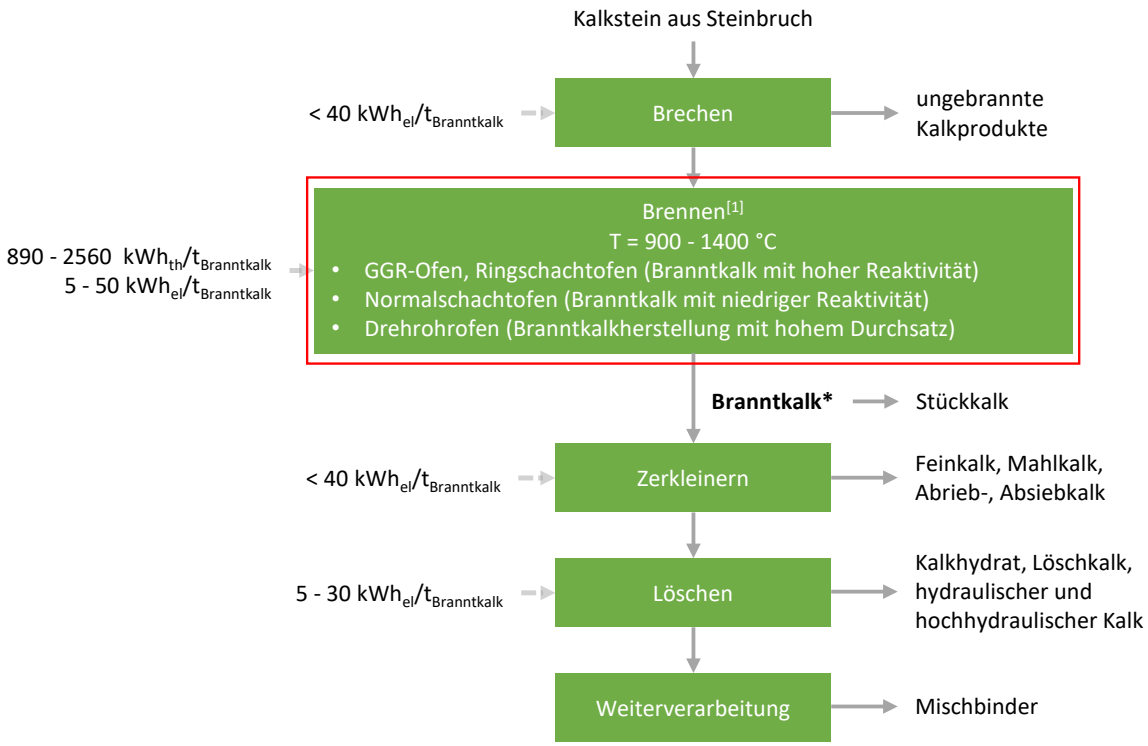
schen Branntkalk mit mittlerer, hoher und niedriger Reaktivität, der Kristallitgröße des Branntkalks, dem Porenvolumen oder der spezifischen Oberfläche unterschieden werden. Diese Eigenschaften werden durch die Dauer und den Temperaturverlauf des Brennprozesses beeinflusst. Bei Kalk mit hoher Reaktivität wird auch von weich gebranntem Kalk gesprochen (auch Weichbrand genannt) und bei Kalk mit niedriger Reaktivität von hart gebranntem Kalk (auch Hartbrand genannt) (Bundesverband der Deutschen Kalkindustrie e. V. (BVK) 2017). Die Reaktivität von Branntkalk ist ein Maß für die Geschwindigkeit, mit der der Branntkalk mit Wasser reagiert. Eine hohe Reaktivität bedeutet dabei, dass der Kalk besonders schnell mit Wasser reagiert. Es gibt es jedoch keine einheitlichen Standards die die Grenze zwischen weich, mittel oder hart gebranntem Kalk definieren (Schorcht et al. 2013).

Branntkalk mit mittlerer/hoher Reaktivität wird zum Beispiel in der Stahlindustrie eingesetzt, während im Bausektor eher Branntkalk mit niedriger Reaktivität gewünscht ist (Schorcht et al. 2013). Es eignen sich jeweils nur bestimmte Ofentypen für die Herstellung von Branntkalk mit den gewünschten Eigenschaften. Je nach Anwendungsgebiet unterscheidet sich die Korngröße (Bundesverband der Deutschen Kalkindustrie e. V. (BVK) 2017; Expert:inneninterview 2020t).

5.8.2 Branchenspezifische Prozessketten

Die Herstellung von gebrannten Kalkprodukten ist durch eine allgemeine, charakteristische Prozesskette gekennzeichnet (Abbildung 91). Da sich die Prozesse für die Herstellung der Produkte Branntkalk, Dolomitkalk und Sinterdolomit zu großen Teilen überschneiden und Branntkalk 90 % bis 99 % der produzierten Kalkprodukte ausmacht, wird in dieser Studie die Prozesskette für die Herstellung von Branntkalk betrachtet.

Abbildung 91: Prozesskette Branntkalkherstellung (vereinfachte Darstellung)



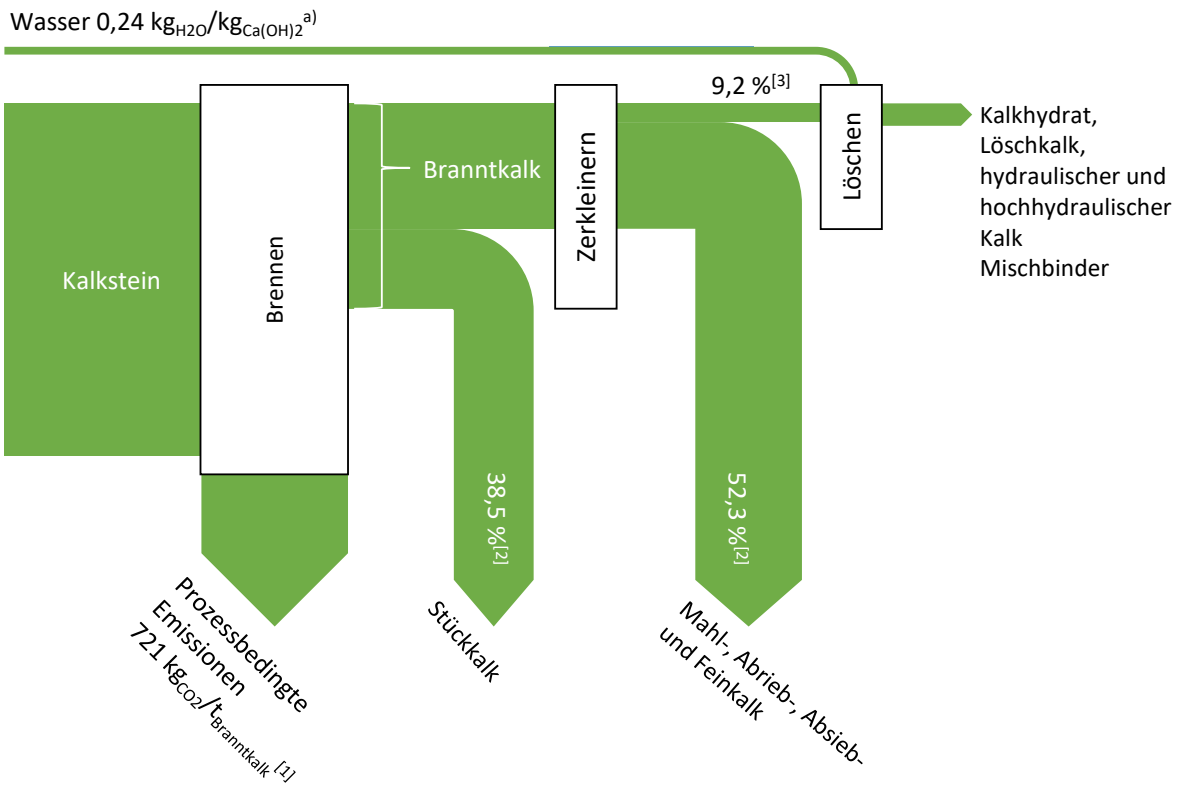
eigene Darstellung
Legende:
Rot markiert: Energieintensive Prozessschritte mit fossilen Energieträgern im Fokus der Betrachtungen innerhalb dieser Studie
* Bezugsgröße
Anmerkungen:

th. = thermisch; el. = elektrisch; GGR-Ofen = Gleichstrom-Gegenstrom-Regenerativ-Ofen
Die Kenndaten basieren auf Daten für Anlagen in Europa. Die Definition von Technikbeispielen für Deutschland erfolgt in den nachfolgenden Abschnitten.
Die Summe des Energiebrauchs der Prozessschritte Brechen und Zerkleinern wird mit 4 bis 40 $kWh_{el}/t_{Branntkalk}$ angegeben.
Quellen: (eigene Darstellung nach) [1] (Stork 2014)

Für die Herstellung von Branntkalk wird Kalkstein aus dem Steinbruch zunächst gebrochen und anschließend gebrannt. Das *Brennen* kann in verschiedenen *Schachtöfen* wie dem *Gleichstrom-Gegenstrom-Regenerativ-Ofen* (GGR-Ofen), dem *Ringschachtofen* oder *Normalschachtofen*, und auch *Drehrohröfen* stattfinden (Bundesverband der Deutschen Kalkindustrie e. V. (BVK) 2017).

Während des Brennens erreicht das Brenngut eine Temperatur von etwa 900°C. (Schorcht et al. 2013) Kalziumkarbonat ($CaCO_3$) wird zu Kalziumoxid (CaO) und Kohlendioxid (CO_2) gespalten (Schorcht et al. 2013). Dieser Vorgang wird als Kalzinierung bezeichnet. Teilweise werden für die Herstellung zum Beispiel von Sinterdolomit und Hartbranntkalk auch höhere Brenntemperaturen verwendet, um spezielle Produkteigenschaften wie die Reaktivität oder Oberflächenbeschaffenheit einzustellen. Dabei werden stöchiometrisch aus reinem Kalkstein (d. h. 100 % CaO_3; ohne Verunreinigungen) 785 kg CO_2 pro Tonne CaO freigesetzt.(Schorcht et al. 2013; Bundesverband der Deutschen Kalkindustrie e. V. (BVK) et al. 2019). Da Kalziumkarbonat nicht in reiner Form im Stein vorliegt und nicht vollständig gespalten wird, kommt es im Schnitt zu 721 kg prozessbedingten Kohlendioxidemissionen pro Tonne Branntkalk (Abbildung 92) (Expert:inneninterview 2020t).

Abbildung 92: Vereinfachtes Flussdiagramm für die Branntkalkerzeugung in Deutschland (2018)



eigene Darstellung
Anmerkungen:
a) Bei stöchiometrischer Zugabe von Wasser, vereinfachte Berechnung nach Anhang A.10.1
Quellen:

[1] (Expert:inneninterview 2020t) Durchschnitts-CO_2-Emissionen in der deutschen Kalkindustrie; [2] Anteil bezogen auf Gesamtmenge Branntkalk, Berechnung der Stoffströme nach (Expert:inneninterview 2020t); [3] Anteil bezogen auf Gesamtmenge Branntkalk, Berechnung der Stoffströme nach (Expert:inneninterview 2020t), Rückschluss auf Branntkalkmassenanteil vereinfachte Berechnung nach Anhang A.10.1

Der Mindestenergiebedarf, also die Reaktionsenthalpie für die Spaltung von reinem Kalziumkarbonat ($CaCO_3$) in Kalziumoxid (CaO) und Kohlendioxid (CO_2) (auch Kalzinierung genannt) liegt bei 880 kWh pro Tonne erzeugtem reinem Kalziumoxid (Stork 2014). Die tatsächlich zum Brennen nötige Energie hängt von der Zusammensetzung des Kalksteins und dem gewünschten Produkt ab und unterliegt damit örtlichen Schwankungen (Silva et al. 2010). Der tatsächliche Energieverbrauch eines Ofens kann somit auch geringer sein, wenn der Kalziumkarbonatgehalt im Stein geringer ist, oder eine unvollständige Kalzinierung erreicht wird, welche einen hohen Rest-CO_2-Gehalt zur Folge hat (Szednyj und Brandhuber 2007).

Nach dem Brennen liegt Branntkalk vor, welcher durch einen weiteren Mahlprozess auf die gewünschte Korngröße zerkleinert wird und als Stück- oder Feinkalk verkauft werden kann (Stork 2014). Die Reaktivität des Branntkalks hängt von der Zusammensetzung des eingesetzten Kalksteins, der Brenntemperatur und der Brenndauer und damit von dem für den Prozess eingesetzten Anlagentyp und Brennstoff ab. Generell wird durch eine Erhöhung der Brenntemperatur und eine längere Brenndauer eine niedrigere Reaktivität erreicht (Schorcht et al. 2013; Szednyj und Brandhuber 2007).

Kalkhydrat wird aus Branntkalk hergestellt, indem dieser in speziellen Löschanlagen mit Wasser gemischt wird. In einer exothermen Reaktion reagiert Kalziumoxid (CaO) mit Wasser (H_2O) zu Kalziumhydroxid ($Ca(OH)_2$). Dieser Prozessschritt wird als das Löschen von Kalk bezeichnet. Durch überstöchiometrische Zugabe von Wasser entsteht Kalkmilch (Stork 2014).

5.8.3 Thermoprozessanlagen

Schachtöfen sind die am weitesten verbreiteten Öfen in der Kalkindustrie. Sie machen etwa 78 % der eingesetzten Öfen in Deutschland aus (Expert:inneninterview 2020t). Heute werden die Varianten der *Normalschachtöfen, RCE-Schachtöfen, Ringschachtöfen* und *Gleichstrom-Gegenstrom-Regenerativ-Öfen (GGR-Öfen)* genutzt (Brunke 2017). Eine Übersicht über die in Deutschland eingesetzten Anlagen zeigt Tabelle 108.

Tabelle 108: Eingesetzte Anlagen in der Kalkindustrie in Deutschland (2019)

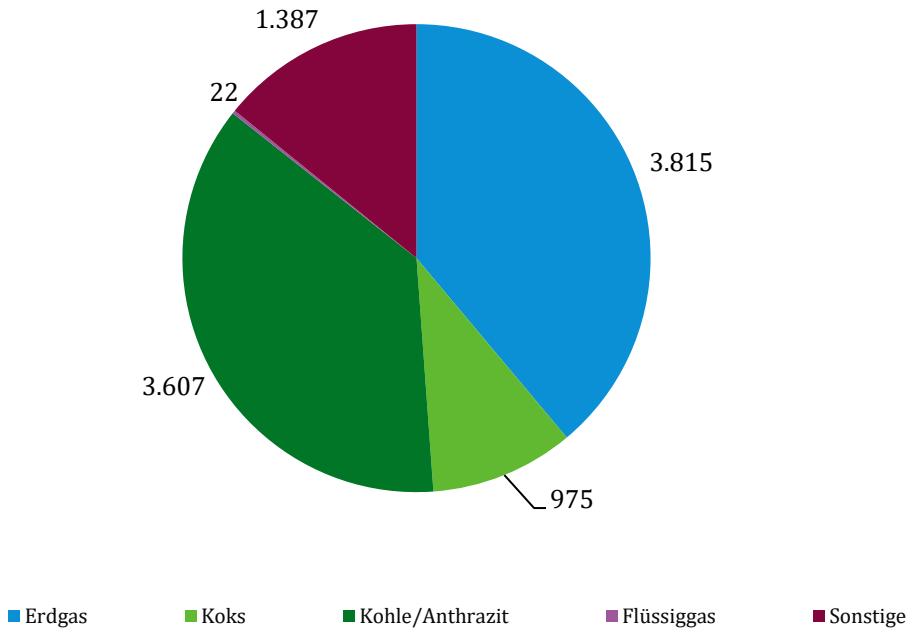
Anlagentyp	Anzahl	Gesamte Produktionsmenge
GGR-Ofen	29	2.423.320 t (39 %)
Normalschachtofen	38	1.369.176 t (22 %)
Drehrohrofen	5	975.386 t (16 %)
Ringschachtofen	21	875.424 t (14 %)
Sonstige (darunter auch RCE-Schachtöfen)	21	556.694 t (9 %)

Quellen: (Expert:inneninterview 2020t) und Daten aus Anhang A.10.2

Im Folgenden wird genauer auf die heute verwendeten Arten der Schachtöfen eingegangen. Außerdem wird auf *Drehrohröfen* eingegangen, die bezogen auf die Anzahl der Anlagen nur 4 % der insgesamt eingesetzten Öfen ausmachen (Expert:inneninterview 2020t). Aufgrund ihrer hohen Kapazität haben sie jedoch einen signifikanten Anteil an der Produktionsmenge (Brunke 2017).

Als Energieträger werden überwiegend Brennstoffe wie Braunkohlestaub (BKS), Kohle/Anthrazit und Erdgas eingesetzt (Abbildung 93). Die Wahl des Brennstoffs hängt von wirtschaftlichen Abwägungen und auch technischen Ansprüchen ab.

Abbildung 93: Einsatz von Energieträgern in Tsd. GJ in der Kalkindustrie 2019



eigene Darstellung nach, Quelle: (Expert:inneninterview 2020t)

5.8.3.1 Normalschachtofen

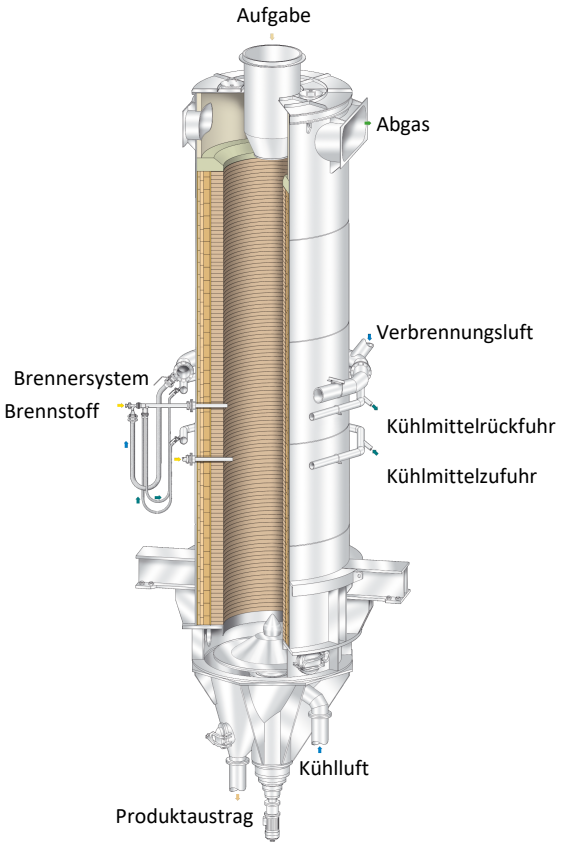
Mit etwa 38 betriebenen Aggregaten (Stand 2019) ist der Normalschachtofen (Abbildung 94), auch „Mischgefeuerter Schachtofen“ genannt, der am weitesten verbreitete Anlagentyp in der Kalkindustrie in Deutschland (Expert:inneninterview 2020t). In Normalschachtöfen wird Kalkstein mit einer Korngröße im Bereich von 20 bis 200 mm gebrannt; kleinere Korngrößen werden nicht eingesetzt.

Der Kalkstein wird mit dem Brennstoff gemischt und von oben in den Ofen gegeben. Der Kalkstein wird am unteren Ende kontinuierlich entnommen. In der Vorwärmzone wird das Material vorgewärmt. In der Brennzone reagiert der Brennstoff mit der im Gegenstrom zugeführten Verbrennungsluft unter Freisetzung von Wärme, und der Kalkstein erreicht seine maximale Temperatur. Hier findet die Reaktion von Kalziumkarbonat zu Kalziumoxid statt. Durch die von unten zugegebene Verbrennungsluft mit Umgebungstemperatur wird der Kalkstein dann im unteren Teil des Ofens, in der Kühlzone, auf unter 100°C abgekühlt.

Als *Brennstoff* werden überwiegend *Koks* und *Kohle/Anthrazit* eingesetzt. Die Größe des Brennstoffes ist nur geringfügig kleiner als die des Steins, sodass er sich mit den Steinen nach unten bewegt und nicht durch die Zwischenräume rieselt. So wird die Entmischung von Brennstoff und Kalkstein so gering wie möglich gehalten. Der Normalschachtofen eignet sich zur Herstellung von gebrannten Kalkprodukten mit niedriger Reaktivität (Schorcht et al. 2013; Expert:inneninterview 2021e).

Die Produktionskapazität von Normalschachtöfen beträgt 60 bis 200 t/d (Werte beziehen sich auf Europa) (Schorcht et al. 2013), bzw. 36 bis 105 Tsd. t/a (Werte beziehen sich auf Deutschland) (Brunke 2017). Der Energiebedarf beträgt nach (Stork, et al., 2014) 950 bis 1300 kWh/$t_{Branntkalk}$.

Abbildung 94: Schematische Darstellung eines Normalschachtofens



Quelle (eigene Darstellung nach): (Maerz Ofenbau AG 2023)

5.8.3.2 RCE-Schachtofen

Stand 2013 gab es sieben RCE-Schachtöfen in Deutschland mit einer Durchschnittskapazität von 39 kt/a (Brunke 2017). Es ist ein moderner Ofen zur Herstellung von mittel oder hart gebranntem Kalk mit geringerer Kapazität als ein Drehrohrofen. Der erste Auftrag zum Bau eines RCE-Schachtofens wurde 1996 vergeben (Lechner und Egger 2001), während die ältesten Öfen dieser Art in Deutschland 2004 gebaut wurden (Brunke 2017). Der Vorteil gegenüber Normalschachtöfen ist die einfachere Prozessführung. Gegenüber Drehrohrofen sind die geringeren spezifischen Investitionskosten bei der geringeren Kapazität (100 bis 300 t/d), wie sie oft durch die relativ geringe Nachfrage nach hart gebranntem Kalk gewünscht ist, ein Vorteil. In RCE-Schachtöfen wird Kalkstein mit einer Korngröße im Bereich von 10 bis 50 mm gebrannt.

Der RCE-Ofen ist ein etwa 10 m hoher Schachtofen, der im Gegenstromprinzip funktioniert. Der im Kopf zugegebene Kalkstein erreicht in der Vorwärmzone durch das ihm entgegenströmende Ofengas Temperaturen von etwa 800°C. In der Brennzone findet die Kalzinierung statt. Die maximale Temperatur von Ofengas und Brenngut überschreitet dabei 1500°C und wird knapp über den Brennerebenen erreicht. Die hohe Temperatur gewährleistet eine nahezu vollständige Kalzinierung des Steins. Es gibt bis zu drei Brennerebenen mit jeweils bis zu 24 Brennerlanzen, deren Lage und Anzahl vom Ofendurchmesser und auch von den einzustellenden Produkteigenschaf-

ten, also der Branntkalkreaktivität, abhängen. Durch die Zufuhr der gewünschten Wärmemengen in bestimmte Bereiche der Brennzone wird eine gleichmäßige Wärmeverteilung sichergestellt. Sowohl gasförmige als auch *flüssige Brennstoffe* können eingesetzt werden und werden zusammen mit der Primärluft dem Ofen durch die Brennerlanzen zugeführt. Nach vollständiger Kalzinierung erreicht der Kalkstein die Kühlzone, in welcher er die Wärme an die von unten einströmende Kühlluft weitergibt, bevor er den Ofen am Boden durch ein Austragssystem verlässt. Die Nutzung der Kühlluft als sekundäre Brennluft erhöht den thermischen Wirkungsgrad der Anlage (Lechner und Egger 2001). Aufgrund der relativ geringen Verbreitung wird der RCE-Schachtofen in dieser Studie nicht weiter betrachtet.

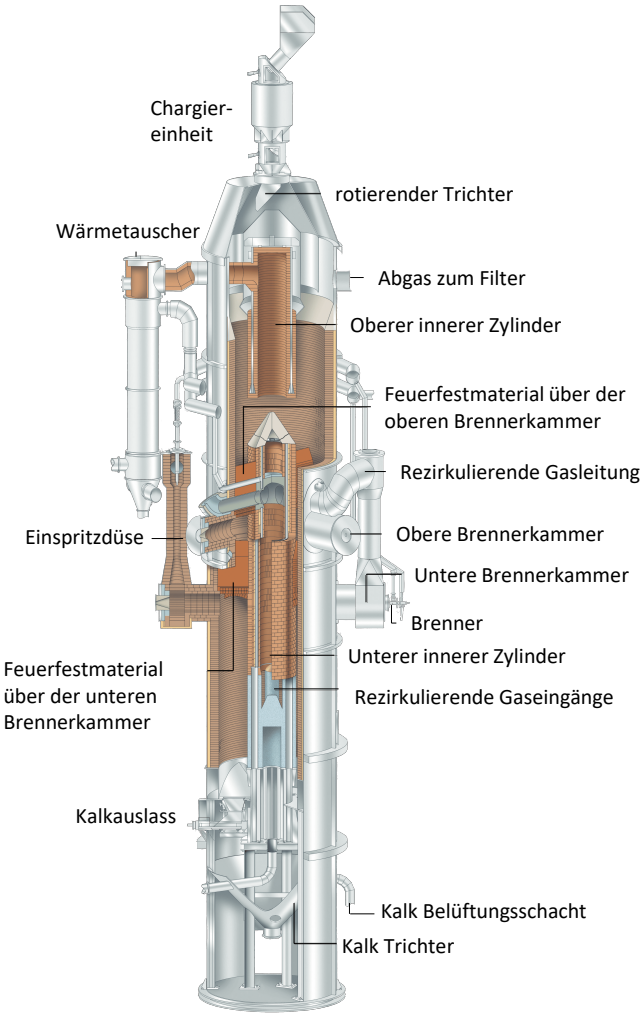
5.8.3.3 Ringschachtofen

In Deutschland werden 21 Ringschachtöfen betrieben (Stand 2019) (Expert:inneninterview 2020t)Die Kapazität von Ringschachtöfen beträgt in Europa 80 bis 300 t/d (Schorcht et al. 2013). Im Jahr 2013 betrug die Produktionskapazität im Schnitt in Deutschland 53 Tsd. t. Die Produktion lag währenddessen in Deutschland im Schnitt bei 42 Tsd. t (Brunke 2017).

Im Ringschachtofen (Abbildung 95) wird durch Luftzirkulation die Temperatur an den unteren Brennern verringert und sichergestellt, dass die Endphase der Kalzinierung bei einer niedrigen Temperatur erfolgt. Beide Effekte tragen dazu bei, ein Produkt mit einem niedrigen $CaCO_3$-Gehalt und einer hohen bis mittleren Reaktivität herzustellen. Für Details wird auf das Patent EP0007977 (Beckenbach 1979) verwiesen.

Der Ringschachtofen kann mit *Gas*, *Öl* oder festem Brennstoff wie *Braunkohlestaub* oder *Koks* befeuert werden. Das Abgas hat durch die Rezirkulation der Verbrennungsluft im Vergleich zum Normalschachtofen eine höhere CO_2-Konzentration (Schorcht et al. 2013). Der Energiebedarf beträgt in Europa 920 bis 1.400 kWh/$t_{Branntkalk}$ (Stork et al. 2014).

Abbildung 95: Schematische Darstellung eines Ringschachtofens

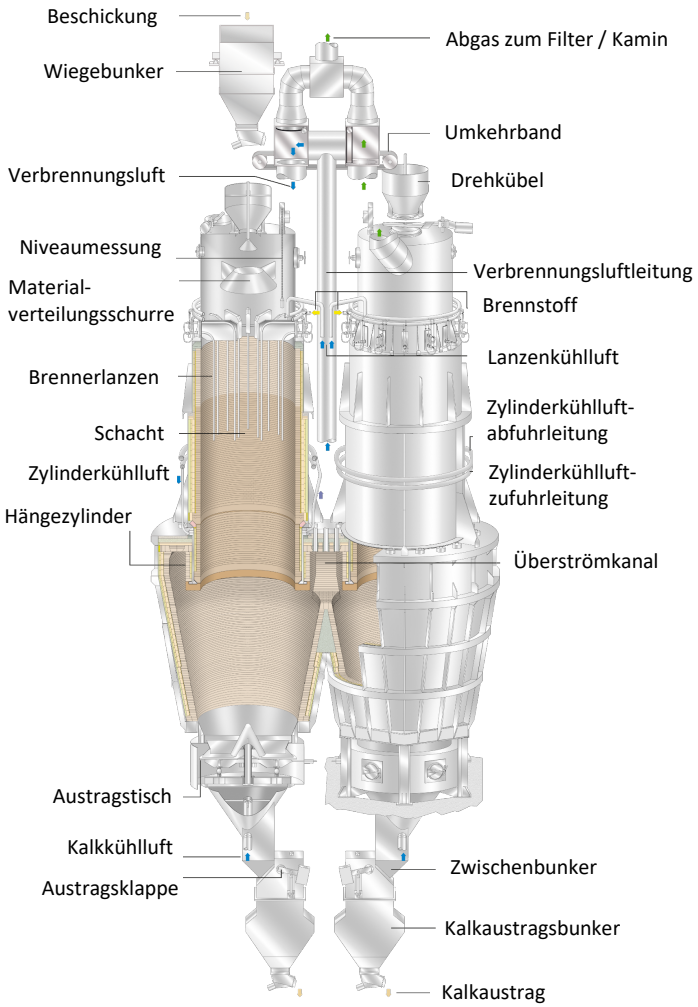


Quelle (eigene Darstellung nach): (Maerz Ofenbau AG 2023)

5.8.3.4 Gleichstrom-Gegenstrom-Regenerativ-Ofen

Ein moderner Vertreter der Schachtöfen ist der Gleichstrom-Gegenstrom-Regenerativ-Ofen kurz GGR-Ofen (Abbildung 96). GGR-Öfen eignen sich für das Brennen von grobem Material mit Korngrößen zwischen 10 und 200 mm und sind besonders für die Erzeugung von Kalk mit hoher oder mittlerer Reaktivität und niedrigem Rest-CO_2-Gehalt geeignet (Schorcht et al. 2013).

Abbildung 96: Schematische Darstellung eines Gleichstrom-Gegenstrom-Regenerativ-Ofen



Quelle (eigene Darstellung nach): (Maerz Ofenbau AG 2023)

GGR-Öfen gewinnen in Deutschland aufgrund ihres hohen Wirkungsgrades von 80 bis 90 % zunehmend an Bedeutung (Stork 2014). Während es im Jahr 2013 noch 17 GGR-Öfen in Deutschland gab (Brunke 2017), waren es im Jahr 2019 bereits 29 (Expert:inneninterview 2020t).

Das wichtigste Merkmal von GGR-Öfen sind zwei kreisrunde, seltener eckige Schächte, welche durch einen Überstromkanal oberhalb der Kühlzone miteinander verbunden sind. Durch diesen Kanal strömt Abgas von einem in den anderen Ofen. In seltenen Fällen bestehen GGR-Öfen auch aus drei miteinander verbundenen Schächten. Durch die effektive Nutzung der Wärme hat der GGR-Ofen einen geringen spezifischen Wärmebedarf. Er kombiniert die wärmetechnischen Vorteile einer Anlage, die mit dem Gegenstromprinzip arbeitet, wie eine hohe Energieeffizienz mit den qualitativen Vorteilen einer Anlage, die mit dem Gleichstromprinzip arbeitet, wie bspw. niedrige Temperaturgradienten.

Von oben wird in beide Schächte des Ofens Kalkstein gegeben, welcher sich durch die verschiedenen Zonen des Ofens nach unten bewegt. In der Vorwärmzone wird das Gestein auf die Kalzinierungstemperatur vorgewärmt. In der Brennzone bewegt sich der Stein im Gleichstrom mit dem Abgas. Die Befeuerung durch Lanzen ist jeweils nur in einem der Schächte angestellt. Das heiße Abgas strömt von der Brennzone über die Überstromkanäle unterhalb der Brennzone mit einer Temperatur von etwa 1.050°C in den zweiten Schacht. Dort erwärmt es den Kalkstein in

der Vorwärmzone. Diese dient als Regenerator. Das Abgas verlässt den Ofen mit 60 bis 110°C (Schorcht et al. 2013; Szednyj und Brandhuber 2007). Die Befeuerung wird nach 8 bis 20 Minuten im ersten Schacht aus- und im zweiten Schacht angestellt. Die Wärme wird aus dem vorgeheizten Kalkstein für die von oben zuströmende Verbrennungsluft zurückgewonnen, welche so auf ca. 800°C vorgewärmt wird. In der Kühlzone wird die Wärme des gebrannten Kalksteins durch von unten zuströmende Kühlluft aufgenommen (Schorcht et al. 2013; Szednyj und Brandhuber 2007).

Das Material hat eine durchschnittliche Verweilzeit im Ofen von 24 Stunden, wobei die Verweilzeit zur Herstellung von Branntkalk mit niedriger Reaktivität auf bis zu 36 Stunden verlängert werden kann (Szednyj und Brandhuber 2007).

Die Kapazität von GGR-Öfen beträgt in Europa 100 bis 600 t/d (Schorcht et al. 2013). Im Jahr 2013 betrug die Kapazität in Deutschland im Schnitt 105.000 t/a. Die Produktion lag währenddessen im Schnitt bei 84 Tsd. t (Brunke 2017). Der Energiebedarf beträgt in Europa 890 bis 1.200 kWh/$t_{Branntkalk}$ (Stork et al. 2014). Als Brennstoff kann für diesen Anlagentyp *Gas*, *flüssiger Brennstoff, fester, staubförmiger Brennstoff, Abfallbrennstoff* oder *Biomasse* verwendet werden (Schorcht et al. 2013), wobei die Befeuerung mit Erdgas und Braunkohlestaub am weitesten verbreitet ist (Expert:inneninterview 2020t).

5.8.3.5 Drehrohrofen

Drehrohröfen (in Abbildung 97) sind in der Kalkindustrie mit fünf betriebenen Anlagen (Stand 2019) deutlich seltener als Schachtöfen im Anlagenpark in Deutschland vertreten (Expert:inneninterview 2020t). Im Schnitt hat ein Drehrohrofen in Deutschland im Jahr 2013 mit 245 Tsd. t/a (Brunke 2017) bzw. in Europa 160 bis 1.500 t/d (Schorcht et al. 2013) eine höhere Kapazität als Schachtöfen (Brunke 2017). Im Jahr 2013 wird die jährliche Produktionsmenge dieses Anlagentyps in Deutschland im Durchschnitt mit 196 Tsd. t angegeben (Brunke 2017).

Die in Abbildung 97 dargestellte Anlage besteht aus einem rotierendem, bis zu 150 m langen, zylindrischem Rohr mit einer Neigung zwischen ein und vier Grad, welches sich um seine Längsachse dreht. Drehrohröfen haben einen Durchmesser von etwa 2 bis 4,5 Metern. Der Kalkstein wird am oberen Ende zugeführt und am unteren Ende wird der Brennstoff und die Verbrennungsluft eingeblasen. Branntkalk wird aus dem Ofen in einen Kalkkühler geleitet, indem die Wärme des Branntkalks zur Vorwärmung der Verbrennungsluft genutzt wird.

Es werden verschiedene Ausführungen von Kalkkühlern wie zum Beispiel Planeten- oder Rostkühler verwendet. Drehrohröfen können auch mit Aggregaten zur Materialvorwärmung kombiniert werden. In diesen Vorwärmern wird die Wärme des Abgases zur Vorwärmung des Kalksteines genutzt. Solche Drehrohröfen sind mit 40 bis 90 m deutlich kürzer als Drehrohröfen mit Vorwärmer und sparsamer im Energieverbrauch.

Drehrohröfen können *flexibel hinsichtlich Brennstoffs*, der Korngröße und der zu erzielenden Reaktivität eingesetzt werden. Branntkalk sowohl mit sehr niedriger bis hin zu hoher Reaktivität kann mit diesem Anlagentyp hergestellt werden (Schorcht et al. 2013). Durch die Möglichkeit, kleinere Korngrößen und in einem breiten Kornband variable Korngrößen in großen Mengen zu brennen, wird das Produktionsspektrum in Bezug auf das Einsatzmaterial erhöht und Ressourcen geschont (Bundesverband der Deutschen Kalkindustrie e. V. (BVK) 2017). Eine weitere Besonderheit ist, dass schwefelarmer Kalk, trotz der Verwendung von Brennstoffen mit hohem Schwefelgehalt, hergestellt werden kann (Schorcht et al. 2013). Der energetische Wirkungsgrad von Drehrohröfen ist geringer als der von Schachtöfen. Der Energiebedarf beträgt in Europa 1.400 bis 2.600 kWh/$t_{Branntkalk}$ (Stork 2014). In Deutschland werden Drehrohröfen überwiegend mit Braunkohlestaub und sekundären Brennstoffen betrieben (Expert:inneninterview 2021e).

Abbildung 97: Foto eines Drehrohrofens



Foto: (Leube Baustoffe 2020)

5.8.4 Betrachtete Anwendungen und Referenztechniken

Für die nachfolgenden Betrachtungen werden drei für die Branche charakteristische Anwendungen und Referenztechniken ausgewählt. Die Auswahl erfolgt auf Basis des Anlagenbestands im deutschen Anlagenpark. Für die Beurteilung der Relevanz im Rahmen der weiteren Betrachtungen in dieser Studie werden der jährliche Energieverbrauch, die jährlichen CO_2-Emissionen sowie die technische Relevanz eines Anlagentyps für die Branche betrachtet. Unterstützt wurde die Auswahl durch Expert:inneninterviews mit Vertreter:innen der Branchen hier insbesondere dem Bundesverband der Deutschen Kalkindustrie e.V. In Tabelle 109 sind die Ergebnisse kumuliert nach Anlagentypen zusammengefasst. Eine detaillierte Aufstellung der Kennzahlen ist in Anhang A.10.2 dargestellt.

In Bezug auf den Energieverbrauch und die CO_2-Emissionen im Anlagenpark in Deutschland stehen der GGR-Ofen, der Normalschachtofen und der Drehrohrofen im Fokus. Da diese drei Anlagentypen anwendungsspezifisch eingesetzt werden und sich in ihren spezifischen Kenndaten signifikant unterscheiden, werden diese im Rahmen der Studie gesondert betrachtet. Hierzu werden die folgenden Anwendungen identifiziert und für die weiteren Betrachtungen definiert:

- Anwendung 1: kontinuierliches Brennen von Kalk mit niedriger Reaktivität,
- Anwendung 2: kontinuierliches Brennen von Kalk mit mittlerer/hoher Reaktivität,
- Anwendung 3: kontinuierliches Brennen von Kalk mit hohem Durchsatz.

Der nicht so weit verbreitete Ringschachtofen ist in seinem Anwendungsbereich und den spezifischen Kennzahlen dem GGR-Ofen ähnlich. Dieser Anlagentyp wird im Rahmen der Studie nicht gesondert betrachtet; es wird vielmehr auf die Ergebnisse des GGR-Ofens verwiesen. Da die Anlagen in der Kalkbranche standortspezifisch ausgelegt sind und betrieben werden, gibt es Sonderbauformen, die sich diesen Anwendungen und Anlagentypen nicht eindeutig zuordnen lassen. Diese sind in Tabelle 109 unter „Sonstige“ zusammengefasst und werden ebenfalls im Rahmen dieser Studie nicht weiter betrachtet.

Tabelle 109: Abschätzung charakteristischer Anlagenkennzahlen zur Auswahl der betrachteten Anwendungen und Referenztechniken „Kalkindustrie“

Anlagentypen	Jährlicher Anlagendurchsatz		Jährlicher Energieverbrauch		Energiebedingte CO_2-Emissionen*	
Gesamt	**6,2 Mio. t**	**Anteil**	**6.918 - 8.361 GWh**	**Anteil**	**2.125 - 2.664 Tsd. t**	**Anteil**
GGR-Ofen	2,4 Mio. t	39 %	2.423 - 2.666 GWh	32 - 35 %	672 - 740 Tsd. t	28 - 32 %
Normalschachtofen	1,4 Mio. t	22 %	1.520 - 1.780 GWh	21 - 22 %	478 - 630 Tsd. t	22 - 24 %
Drehrohrofen	1,0 Mio. t	16 %	1.463 - 1.697 GWh	20 - 21 %	448 - 520 Tsd. t	20 - 21 %
Ringschachtofen	0,9 Mio. t	14 %	972 - 1.138 GWh	14 %	336 - 393 Tsd. t	15 - 16 %
Sonstige	0,6 Mio. t	9 %	540 - 1.080 GWh	8 - 13 %	191 - 381 Tsd. t	9 - 14 %
Verteilung						
Anteil Anlagen mit elektrischer Energie beheizt				< 1 %		< 1 %
Anteil Anlagen mit fossiler Energie beheizt (inkl. sekundärer Brennstoffe)				> 99 %		> 99 %
Davon im Rahmen der Studie betrachteten Anlagentypen (fett)				**73 - 78 %**		**71 - 75 %**

Erweitere Darstellung, Datenbasis (inkl. Quellenangaben) siehe Anhang A.10.2 (Daten aus 2013, 2018 und 2019)

* Es entstehen zusätzlich prozessbedingte CO_2-Emissionen von ca. 0,721 $kgCO_2/t_{Branntkalk}$

fettgedruckt: Anlagentypen, die im Rahmen der Studie weiter betrachtet werden

Nachfolgend wird für jede Anwendung eine Referenztechnik definiert, in welcher die Eigenschaften der für diese Anwendung eingesetzten Thermoprozessanlagen nach dem Stand der Technik zusammengefasst sind. Diese Referenztechnik wird durch die charakteristischen Merkmale der Anwendung (Betriebsweise, Prozessschritt, Produkt, ggf. Prozesstemperatur) sowie der Beheizungstechnologie (Energieträger, Technologie) beschrieben.

5.8.4.1 Anwendung 1: kontinuierliches Brennen von Kalk mit niedriger Reaktivität

Als eine Anwendung wird die Herstellung von Branntkalk mit niedriger/sehr niedriger Reaktivität (Hartbrannt) betrachtet. Die dafür eingesetzte Anlage ist der Normalschachtofen. Dieser wird üblicherweise mit Koks betrieben. Die Beheizung kann durch Einsatz von Erdgas oder anderen Brennstoffen wie Braunkohlestaub oder Anthrazitkohle ergänzt werden. Dazu müssen entsprechende Brenner installiert werden. Die entsprechende Referenztechnik ist in Tabelle 110 definiert. In Anhang A.10.3 werden ausführliche anlagenspezifische Kriterien des Normalschachtofens aufgeführt.

Der Normalschachtofen ist ein weitverbreiteter Ofen und der Anlagentyp mit dem größten spezifischen Energiebedarf in der Kalkindustrie. Sein Einsatz nimmt in den letzten Jahren ab, da er durch modernere Öfen mit geringerem Energiebedarf ersetzt wird.

Tabelle 110: Referenztechnik für Anwendung 1 – Kalkindustrie

Referenztechnik	
Definition	kontinuierlicher Brennofen Kalk mit niedriger Reaktivität mit Koksbeheizung
Anwendung	konti. Brennen von Kalk mit niedriger Reaktivität ($T_{Prozess,max.} \approx 1.400°C$)
Thermoprozessanlage(n)	Normalschachtofen
Beheizungstechnologie(n)	Koksbeheizung

5.8.4.2 Anwendung 2: kontinuierliches Brennen von Kalk mit mittlerer/hoher Reaktivität

Als weitere Anwendung wird das kontinuierliche Brennen von Kalk mit mittlerer/hoher Reaktivität betrachtet. Der dafür eingesetzte Anlagentyp ist insbesondere der GGR-Ofen, seltener der Ringschachtofen. Für die weitere Betrachtung wird auf Basis der Erkenntnisse aus den vorangegangenen Abschnitten der Gleichstrom-Gegenstrom-Regenerativ-Ofen als kontinuierlicher Brennofen für Kalk mit mittlerer/hoher Reaktivität definiert.

Der GGR-Ofen ist ein moderner Vertreter der Schachtöfen mit relativ geringem spezifischem Energiebedarf im Vergleich zu anderen Anlagentypen. Sein Einsatz nimmt in den letzten Jahren stark zu. Die entsprechende Referenztechnik ist in Tabelle 111 definiert. In Anhang A.10.5 werden ausführliche anlagenspezifische Kriterien des GGR-Ofens aufgeführt.

Tabelle 111: Referenztechnik für Anwendung 2 – Kalkindustrie

Referenztechnik	
Definition	konti. Brennofen Kalk mit mittlerer/hoher Reaktivität mit Erdgasbeheizung
Anwendung	konti. Brennen von Kalk mit mittlerer/hoher Reaktivität ($T_{Prozess,max.} \approx 1.300°C$)
Thermoprozessanlage(n)	Gleichstrom-Gegenstrom-Regenerativ-Ofen (kurz GGR-Ofen)
Beheizungstechnologie(n)	Erdgasbeheizung (seltener auch Beheizung mit Braunkohlestaub (BKS))

5.8.4.3 Anwendung 3: kontinuierliches Brennen von Kalk mit hohem Durchsatz

Als dritte Anwendung wird das kontinuierliche Brennen von Kalk mit hohem Durchsatz betrachtet. Die dafür eingesetzte Anlage ist der Drehrohrofen. Der Drehrohrofen unterscheidet sich grundlegend von Schachtöfen. Dieser Anlagentyp ist für das Brennen von Kalk mit einem breiten Kornband und niedrigem Schwefelgehalt, welcher in der Stahlindustrie eingesetzt wird, geeignet.

Tabelle 112: Referenztechnik für Anwendung 3 – Kalkindustrie

Referenztechnik	
Definition	konti. Brennofen Kalk mit hohem Durchsatz mit Brennstoffmixbeheizung
Anwendung	kontinuierliches Brennen von Kalk mit hohem Durchsatz ($T_{Prozess,max.} \approx 1.400°C$)
Thermoprozessanlage(n)	Drehrohrofen
Beheizungstechnologie(n)	Brennstoffmixbeheizung (75 % Braunkohlestaub, 25 % Sekundärbrennstoffe)

Durch entsprechende Ofensteuerung kann die Reaktivität des Produkts an die Anforderungen angepasst werden. Zudem können pro Zeiteinheit deutlich größere Produktionsmengen als in Schachtöfen verarbeitet werden. Der im Drehrohrofen hergestellte Branntkalk wird vor allem in der Stahlindustrie eingesetzt (Expert:inneninterview 2020b). Die entsprechende Referenztechnik ist in Tabelle 112 definiert. In Anhang A.10.6 werden ausführliche anlagenspezifische Kriterien des Drehrohrofens aufgeführt.

5.8.5 Alternativtechniken

Nachfolgend werden Alternativtechniken für die einzelnen Anwendungen vorgestellt. Die Alternativtechniken beschreiben dabei *theoretische Technikbeispiele* für den Einsatz alternativer Beheizungstechnologien, welche im weiteren Verlauf dieser Studie hinsichtlich ihres zukünftigen

technischen, ökologischen und ökonomischen Potenzials für eine CO_2-neutrale Prozesswärmeerzeugung eingeordnet werden. Dabei stehen insbesondere alternative Technologien im Fokus, die langfristig eine vollständig CO_2-neutrale Prozesswärmeerzeugung der Referenztechniken ermöglichen. Maßnahmen zur reinen Effizienzsteigerung brennstoffbasierter Technologien (bspw. Oxyfuel, Luftvorwärmung) stehen nicht im Fokus.

5.8.5.1 Anwendung 1: kontinuierliches Brennen von Kalk mit niedriger Reaktivität

Für das kontinuierliche Brennen von Kalk mit niedriger Reaktivität werden in der Kalkindustrie drei Alternativtechniken mit unterschiedlichen Beheizungstechnologien diskutiert. Neben einer Elektrifizierung mittels Plasmabrennern oder einer Widerstandsbeheizung wird auch die Substitution der fossilen Energieträger durch alternative Brennstoffe und Wasserstoff untersucht. Die betrachteten Alternativtechniken für Anwendung 1 sind in Tabelle 113 zusammengefasst.

Eine wichtige Rolle nehmen aufgrund der prozessbedingten Emissionen auch die CCS-/CCU-Technologien ein. Auf diese wird im Rahmen dieser Studie nicht weiter eingegangen, da der Fokus auf der Vermeidung fossiler Energieträger liegt.

Tabelle 113: Alternativtechniken für Anwendung 1 – Kalkindustrie

Technik und Technologie	
Referenztechnik	*kontinuierlicher Brennofen Kalk mit niedriger Reaktivität mit Koksbeheizung*
Alternative Beheizungstechnologie(n)	elektrische Beheizung Wasserstoffbeheizung Biomassebeheizung
Alternativtechnik(en)	konti. Brennofen Kalk mit niedriger Reaktivität mit elektrischer Beheizung konti. Brennofen Kalk mit niedriger Reaktivität mit Wasserstoffbeheizung

Marktübersicht

Elektrifizierte Anlagen sind gegenwärtig nicht in einem industriellen Maßstab verfügbar. Für den Einsatz in einem kleinen Maßstab bietet die Etia Group jedoch die sogenannte Spirajoule an, welche nach eigenen Angaben auch zur Kalzinierung genutzt werden kann. Das Material wird mit einer widerstandsbeheizten Schnecke erwärmt. Das größte Modell erreicht eine Leistung von 120 kW und eine maximale Temperatur von 800°C (Etia Group 2020). Außerdem bietet IBU-tec einen elektrisch indirekt beheizten Drehrohrofen an, welcher Temperaturen von bis zu 1.150°C bei einem Durchsatz von bis zu 400 kg/h erreicht (IBU-tec advanced materials AG 2020).

Die Beheizung einiger Anlagentypen in der Kalkindustrie mit Erdgas (wie dem GGR-Ofen) ist hingegen bereits weit verbreitet. Eine Umstellung auf erneuerbares Methan (EE-Methan) würde einen geringen Aufwand in Bezug auf die Umbaumaßnahmen an der Anlage darstellen. Zudem könnten Ofenabgase genutzt werden, um in Kombination mit erneuerbar hergestelltem Wasserstoff vor Ort Methan zu synthetisieren. Eine entsprechende Umstellung greift insbesondere in die Infrastruktur der Anlage ein, und es müssen die notwendigen Aggregate für die Herstellung der Energieträger in ausreichender Menge zur Verfügung stehen. Dies ist gegenwärtig nicht der Fall. Zudem müssen die Wirkungsgradverluste bei der Herstellung der Energieträger berücksichtigt werden.

Für die in dieser Anwendung eingesetzten Normalschachtöfen ist, wie auch in der Gießerei-Industrie, die Substitution von Koks durch gleichwertige biogene Energieträger technisch denkbar.

Dazu müssen jedoch die entsprechenden Energieträger in ausreichender Qualität zur Verfügung stehen, welche sich wirtschaftlich einsetzen lassen.

Vor dem Hintergrund der Energieeffizienz sind Schachtöfen mit einem geringen Wirkungsgrad durch modernere Öfen mit einem höheren Wirkungsgrad zu ersetzen, welche dann langfristig mit erneuerbar gewonnenem Methan beheizt werden können. Dabei ist bspw. der Umbau zweier Schachtöfen zu einem GGR-Ofen eine Option (Brunke 2017). Bisher existieren jedoch keine marktreifen Alternativtechniken im industriellen Maßstab, welche als Ersatz für fossil beheizte Öfen dienen könnten. Während konventionelle, erdgasbeheizte Anlagen bereits weit verbreitet sind, steht erneuerbares Methan heute nicht in ausreichender Menge zur Verfügung und der Einsatz von Wasserstoff ist ebenfalls nicht erprobt.

Forschungsaktivitäten

In Bezug auf die Vermeidung prozessbedingter CO_2-Emissionen sind indirekt beheizte Kalzinatoren zu nennen. Das Ziel indirekt beheizter Kalzinatoren ist es, prozessbedingte Emissionen aufzufangen, ohne eine nachgeschaltete CO_2-Abscheidung zu benötigen. Dazu wird die Kalzinierung in einem indirekt elektrisch oder fossil beheizten Stahlbehälter durchgeführt. Da keine Verbrennungsluft im Reaktionsraum mehr benötigt wird, kann das bei der Reaktion freigesetzte CO_2 nahezu rein aufgefangen werden. Das reduziert den Energiebedarf zur CO_2-Abscheidung, im Vergleich zu anderen CCS-Verfahren. Die brennstoffbedingten Emissionen hängen von der Wahl der Beheizung ab. Während die indirekte Beheizung mit fossilen Brennstoffen bereits in Pilotanlagen getestet wird, wurde die Elektrifizierung mittels Widerstandsbeheizung bislang nur aus technischer Sicht konzipiert. Durch Elektrifizierung und CO_2-Abscheidung ist eine Reduktion bzw. Abscheidung von 77 % bis 80 % der Emissionen möglich (Agora Energiewende und Wuppertal Institut 2019).

Durch Effizienzsteigerungen bspw. durch den Einsatz der Oxyfueltechnologie können ebenfalls Emissionen eingespart werden, da durch deren Nutzung Brennstoff eingespart wird. Die Oxyfueltechnologie wird aus diesem und weiteren Gründen in einigen Branchen bereits eingesetzt. Effizienzsteigerungen dieser Art werden jedoch im weiteren Verlauf dieser Studie nicht näher berücksichtigt.

Im Rahmen von Horizon 2020 fördert die EU das Projekt LEILAC (Low Emissions Intensity Lime and Cement). Das Hauptziel von LEILAC ist die Gewinnung von reinem CO_2 durch indirekte Erhitzung des Schüttbettes. Dazu werden indirekt beheizte Kalzinatoren entwickelt. Das so gewonnene reine CO_2 kann dann CCU-Prozessen direkt zur Verfügung gestellt werden. Damit kann der absolute CO_2-Fußabdruck der Kalkprodukte reduziert werden. Im Jahr 2019 wurde erstmalig eine Pilotanlage in Betrieb genommen. Diese wird fossil beheizt (Agora Energiewende und Wuppertal Institut 2019; Project LEILAC 2017). Im Rahmen des Nachfolgeprojekts von LEILAC wird seit 2020 die Nutzung von Elektrizität und alternativen Brennstoffen, die einen hohen Anteil an Biomasse enthalten, erforscht. Das Ziel des Projektes ist es, die voraussichtlichen Kosten für eine Anwendung im industriellen Maßstab zu validieren, ein modulares Design für Scale-up, Betriebs- und Wartungsdetails sowie Überlegungen zum Anlagenlayout zu entwickeln (Calix Europe Ltd. 2020).

Gefördert durch das „Department for Business, Energy and Industrial Strategy“ im Vereinigten Königreich wird außerdem die Eignung von Wasserstoff als Ersatz von Erdgas überprüft (Department for Business, Energy & Industrial Strategy 2020). Durch Elektrolyse gewonnener Wasserstoff könnte als CO_2-neutraler Brennstoff in der Kalkindustrie eingesetzt werden. Die Verbrennung von Gasen mit hohem Wasserstoffanteil zur Wärme- und Energieerzeugung ist gut erforscht, doch der Einsatz von Wasserstoff in der Kalkindustrie erfordert (u. a. aufgrund der deutlich schnelleren Verbrennungskinetik) Anpassungen des Prozesses und des Brenners, welche

noch erforscht werden müssen. So muss beispielsweise sichergestellt werden, dass die Temperaturführung im Reaktor und die Grenzen thermischer Bauteilbelastung gewährleistet sind (Wilhelmsson et al. 2018; Department for Business, Energy & Industrial Strategy 2020).

Während in der Kalkindustrie der Einsatz von Plasmabrennern zurzeit nicht erforscht wird, könnten Erkenntnisse aus der Zementindustrie aus diesem Bereich auf die Kalkindustrie übertragen werden. Gegenwärtig spielen diese aber in den Überlegungen der deutschen Kalkindustrie noch keine Rolle, da die Techniken noch nicht marktreif sind (Expert:inneninterview 2021e).

Die Synthese von erneuerbarem Methan vor Ort, aus Wasserstoff und Kohlendioxid, welches beim Prozess anfällt, ist ebenfalls Gegenstand aktueller Forschung (EuLA 2017). Hierbei steht aber vielmehr die Erzeugung des erneuerbaren Methans als die Verwendung im Ofen im Vordergrund.

Der Einsatz biogener Energieträger als Biomasse oder Biokoks mit den notwendigen thermischen und mechanischen und ökologischen Eigenschaften ist für die industrielle Anwendung im Normalschachtofen nicht abschließend erprobt. Hier sind die Forschungsaktivitäten überwiegend in der Herstellung und dem Einsatz in der Metallindustrie zu verzeichnen (vgl. auch Abschnitt 4.4.1).

Restriktionen für den Einsatz

Bisher existiert für die Herstellung von Branntkalk mit niedriger Reaktivität keine Alternative zum Normalschachtofen. So ist die Herstellung von Hartbrannt aufgrund der Betriebsweise von GGR-Öfen nicht möglich. Zum einen ist die Heißgastemperatur durch die endotherm ablaufende Reaktion der Kalzinierung des Kalksteins am Anfang der Brennzone begrenzt, zum anderen ist eine Überhitzung des entsäuerten Kalkes am Ende der Brennzone nicht möglich, da aufgrund des Gleichstroms die Temperaturen von Heißgas und Kalk am Ende der Brennzone identisch sind. Mit der Variante GGR-Hybridofen (Maerz Ofenbau AG 2019) wäre die Produktion von Mittelbrannt möglich, eine echte Hartbranntproduktion mit Reaktivitäten analog zu Mischfeueröfen ist jedoch fraglich. Praktische Erfahrungen mit diesem Ofentyp sind aktuell nicht bekannt. Eine Alternative zum Mischfeuerofen wären mit Seitenbrennern befeuerte Öfen wie der HPS-Ofen (Maerz Ofenbau AG 2016), der mit hohen Temperaturen gefahren werden kann und den Bereich Mittel-und Hartbrannt abdeckt. Allerdings liegt der Energieverbrauch hier mindestens im Bereich der Normalschachtofen (Expert:inneninterview 2021e).

Der Einsatz alternativer Beheizungstechnologien ist noch nicht im großen Maßstab getestet. Die Wirtschaftlichkeit des Prozesses wird stark durch die Energiekosten beeinflusst, und ist aufgrund dieser zurzeit nicht rentabel. Aus den Herausforderungen in der Zementindustrie lässt sich im begrenzten Maße auch auf mögliche Hindernisse in der Kalkindustrie schließen.

So existiert in Bezug auf eine Elektrifizierung und den Einsatz von Wasserstoff in Deutschland gegenwärtig nicht die nötige Infrastruktur zur Bereitstellung der Energieträger in der für CO_2-neutralen Prozesswärmeerzeugung benötigten Größenordnung. Abschätzungen zum Wasserstoffbedarf eines Werks in der Kalkindustrie haben ergeben, dass die benötigte Menge Wasserstoff bereits für ein Werk gegenwärtig nicht verfügbar wäre. Auch die Erdgaszusammensetzung variiert standortspezifisch. Somit lassen sich die Ergebnisse aus internationaler Forschung nicht ohne Weiteres am Standort Deutschland umsetzen (Expert:inneninterview 2021e).

Bisher gibt es für den Einsatz von Wasserstoff in der Kalkindustrie keine Erfahrungen und Abschätzungen, ob mit einem Wasserstoff-Betrieb die erforderlichen Kalkeigenschaften erreicht werden können. Weiter ist es fraglich, Wasserstoff einzusetzen, wenn dieser mit Strom und entsprechenden Wirkungsgradverlusten erzeugt wurde. Kalk könnte dann unter Voraussetzung der Verfügbarkeit entsprechender Technologien (die bspw. die gleichmäßige Wärmeübertragung

auf das stückige zu brennende Gut ermöglichen) effizienter direkt mit Strom erzeugt werden (Expert:inneninterview 2021e).

Für den Einsatz von Plasmabrennern ergeben sich nach (Mineral Products Association et al. 2019) technische Restriktionen in Bezug auf die Leistung und die Materialbeanspruchung. Eine Schwierigkeit bei indirekt beheizten Systemen, die die CO_2-Abscheidung erleichtern sollen, liegt vor allem darin, eine reine CO_2-Atmosphäre zu erzeugen. Dafür muss das gesamte System luftdicht sein (Wilhelmsson et al. 2018).

5.8.5.2 Anwendung 2: kontinuierliches Brennen von Kalk mit mittlerer/hoher Reaktivität

Für das kontinuierliche Brennen von Branntkalk mit mittlerer/hoher Reaktivität werden in der Kalkindustrie ebenfalls drei Alternativtechniken mit unterschiedlichen Beheizungstechnologien diskutiert, welche denen aus Anwendung 1 entsprechen. Dabei sind Anpassungen an den jeweiligen Prozess erforderlich. Neben einer Elektrifizierung mittels Plasmabrennern oder einer Widerstandsbeheizung wird auch die Substitution der fossilen Energieträger durch alternative Brennstoffe, Wasserstoff und EE-Methan, untersucht. Die betrachteten Alternativtechniken für Anwendung 2 sind in Tabelle 114 zusammengefasst.

Tabelle 114: Alternativtechniken für Anwendung 2 – Kalkindustrie

Technik und Technologie	
Referenztechnik	*konti. Brennofen Kalk mit mittlerer/hoher Reaktivität mit Erdgasbeheizung*
Alternative Beheizungstechnologie(n)	elektrische Beheizung (Widerstandsbeheizung, Plasmabeheizung) Wasserstoffbeheizung
Alternativtechnik(en)	konti. Brennofen Kalk mit mittlerer/hoher Reak. mit elektrischer Beheizung konti. Brennofen Kalk mit mittlerer/hoher Reak. mit Wasserstoffbeheizung konti. Brennofen Kalk mit mittlerer/hoher Reak. mit EE-Methanbeheizung

Marktübersicht

Die Ergebnisse aus Anwendung 1 in Bezug auf die Marktübersicht sind auf die Anlagen für das kontinuierliche Brennen von Kalk mit mittlerer/hoher Reaktivität übertragbar. Da ein Großteil der Anlagen mit Erdgas und nur wenige Anlagen mit anderen fossilen Energieträgern wie Braunkohlestaub beheizt werden, ist ein schrittweiser Umstieg auf erdgasbeheizte Anlagen als Brückentechnologie für letztere Anlagen denkbar.

Forschungsaktivitäten

Die Ergebnisse aus Anwendung 1 in Bezug auf die Marktübersicht sind auf die Anlagen für das kontinuierliche Brennen von Kalk mit mittlerer/hoher Reaktivität übertragbar. Forschungsbedarf ergibt sich auch für diese Anwendung insbesondere in Bezug auf die Produktqualität. Hierbei ist zu prüfen, ob sich eine Umstellung der Prozess- und Anlagentechnik auf diese auswirkt.

Restriktionen für den Einsatz

Für die Restriktionen wird ebenfalls auf Anwendung 1 verwiesen.

5.8.5.3 Anwendung 3: kontinuierliches Brennen von Kalk mit hohem Durchsatz

Für das kontinuierliche flexible Brennen von Branntkalk in großen Mengen werden ebenfalls in der Kalkindustrie drei Alternativtechniken mit unterschiedlichen Beheizungstechnologien diskutiert, welche denen aus der ersten Anwendung entsprechen. Neben einer Elektrifizierung mittels Plasmabrennern oder einer Widerstandsbeheizung wird auch die Substitution der fossilen

Energieträger durch alternative Brennstoffe, Wasserstoff und EE-Methan, untersucht. Die betrachteten Alternativtechniken sind in Tabelle 115 zusammengefasst. An dieser Stelle sei ebenfalls auf die Ausführungen in Abschnitt 5.8.5.1 verwiesen.

Tabelle 115: Alternativtechniken für Anwendung 3 – Kalkindustrie

Technik und Technologie	
Referenztechnik	*konti. Brennofen Kalk mit hohem Durchsatz mit Brennstoffmixbeheizung*
Alternative Beheizungstechnologie(n)	elektrische Beheizung (Widerstandsbeheizung, Plasmabeheizung) Wasserstoffbeheizung Biomassebeheizung Methanbeheizung (Erdgas/EE-Methan)
Alternativtechnik(en)	konti. Brennofen Kalk mit hohem Durchsatz mit elektrischer Beheizung konti. Brennofen Kalk mit hohem Durchsatz mit Wasserstoffbeheizung konti. Brennofen Kalk mit hohem Durchsatz mit Biomassebeheizung konti. Brennofen Kalk mit hohem Durchsatz mit Erdgas-/EE-Methanbeheizung

Marktübersicht

Die Ergebnisse aus Anwendung 1 in Bezug auf die Marktübersicht sind auf die Anlagen für das kontinuierliche Brennen von Kalk mit hohem Durchsatz übertragbar. Da für diese Anwendung insbesondere der Drehrohrofen verwendet wird, wird an dieser Stelle auf die Parallelen zur Zementindustrie verwiesen.

Forschungsaktivitäten

Die Ergebnisse aus Anwendung 1 in Bezug auf die Forschungsaktivitäten sind ebenfalls auf die Anlagen für das kontinuierliche Brennen von Kalk mit hohem Durchsatz übertragbar. Da für diese Anwendung insbesondere der Drehrohrofen verwendet wird, wird an dieser Stelle zudem auf die Parallelen zur Zementindustrie, mit der Besonderheit der unterschiedlichen eingesetzten Brennstoffe, verwiesen. Während in der Zementindustrie ein breiter Brennstoffmix mit einem Anteil von mehr als 70 % alternativer Brennstoffe eingesetzt wird, besteht dieser in den Drehrohröfen der Kalkindustrie vielfach zu ca. 75 % aus Braunkohlestaub und nur zu 25 % aus sekundären Brennstoffen (Expert:inneninterview 2021e). Zudem sind die Anlagen bezogen auf ihre Produktionskapazität deutlich kleiner und es werden andere Ansprüche an die Produktqualität gestellt. Aus diesem Grund steht für die Drehrohröfen der Kalkindustrie im Rahmen dieser Studie neben einer Elektrifizierung ergänzend zu den Forschungsaktivitäten eine vollständige Beheizung mit Biomasse oder gasförmigen Energieträgern im Fokus der Betrachtungen.

Restriktionen für den Einsatz

Für die Restriktionen wird ebenfalls auf Anwendung 1 verwiesen.

5.8.6 Flexibilitätspotenzial

Ein kurzfristiges An- bzw. Abschalten kontinuierlich betriebener Aggregate ist aufgrund der Auswirkungen auf die gesamte Produktion nicht möglich bzw. mit erheblichem wirtschaftlichem Verlust verbunden. Eine teilweise Flexibilisierung über Lastverlagerung ist theoretisch denkbar, sofern redundante Beheizungstechnologien an einer Anlage zur Verfügung stehen. Bei bspw. einer Kombination aus brennstoffbasierter Beheizung über Brenner und einer elektrischen Zusatzheizung über Widerstandsheizelemente oder Plasmabrenner könnte der elektrische Teil zugeschaltet werden, um den brennstoffbasierten Teil zu entlasten. Dies ist gegenwärtig aus tech-

nischen und wirtschaftlichen Gründen in der Praxis jedoch nicht der Fall und wird auch zukünftig von geringer Bedeutung sein. Insgesamt sind die Möglichkeiten der Flexibilisierung für die Öfen der Kalkindustrie damit stark limitiert.

5.8.7 Ökonomische Kennzahlen

Für die ökologischen und ökonomischen Betrachtungen im Rahmen dieser Studie sind nachfolgend die charakteristischen Kenngrößen der Referenz- und Alternativtechniken für die betrachteten Anwendungen der Kalkindustrie zusammengefasst. Als Betrachtungsgrundlage wird die jährliche Gesamtkapazität der jeweiligen Anwendung im Referenzjahr verwendet, siehe Tabelle 116, vgl. auch Anhang A.10.2.

Tabelle 116: Abschätzung der jährlichen Gesamtkapazität im Referenzjahr – Kalkindustrie

Anwendung	Gesamt-kapazität	Produktions-menge	Einheit	Jahr
1: Konti. Brennen von Kalk mit niedriger Reaktivität	1.737*	1.381	Tsd. t/a	2019
2: Konti. Brennen von Kalk mit mittlerer/hoher Reak.	3.045*	2.436	Tsd. t/a	2019
3: Konti. Brennen von Kalk mit hohem Durchsatz	1.225*	980	Tsd. t/a	2019

Anmerkung: *Abschätzung aus dem Durchschnitt der Kapazität eines Anlagentyps im Jahr 2013 berechnet nach (Brunke 2017) multipliziert mit der Anzahl der Anlagen des jeweiligen Anlagetyps in DE im Jahr 2019 nach (Expert:inneninterview 2020t), siehe auch Anhang A.10.3

Weitere Kenndaten sind in den nachfolgenden Tabellen zusammengefasst. Eine charakteristische Verteilung der Anlagen im Anlagenpark in Deutschland ist in Anhang A.10.7 zusammengefasst.

Tabelle 117: Kenndaten für die ökonomische Betrachtung Kalkindustrie Anwendung 1: kontinuierliches Brennen von Kalk mit niedriger Reaktivität

Technik	Referenz-technik	Alternativ-technik 1	Alternativ-technik 2	Alternativ-technik 3	Einheit	Quellen
Beheizungstechnologie	**Koks-beheizung**	**Elektrifi-zierung[1)]**	**Wasserstoff-beheizung**	**Biomasse-beheizung**		
Thermoprozessanlagen	Normal-schachtofen	Normal-schachtofen	Normal-schachtofen	Normal-schachtofen		
Produkt	Branntkalk mit niedriger Reaktivität					
Investition Neubau	140,1	140,1	140,1	140,1	EUR/$t_{Kap.}$	[1]
Investition Modernisierung	28,0	28,0	28,0	28,0	EUR/$t_{Kap.}$	[1]
Minimale Investition Neubau	140,1	140,1	140,1	140,1	EUR/$t_{Kap.}$	[1]
Min. Investition Modernisierung	28,0	28,0	28,0	28,0	EUR/$t_{Kap.}$	[1]
TRL	9	< 2	< 2	< 4	-	
Energieträger 1	Koks	Strom	EE-Wasserstoff	Biokoks	-	[1]
Energieträger 2	Strom	keiner	keiner	Strom	-	[1]
Energieträger 3	keiner	keiner	keiner	keiner	-	
Spezifischer Energiebedarf 1	1,250	1,267	1,267	1,250	MWh/$t_{Pr.}$	[1]
Spezifischer Energiebedarf 2	0,017	0,000	0,000	0,017	MWh/$t_{Pr.}$	[1]
Spezifischer Energiebedarf 3	0,000	0,000	0,000	0,000	MWh/$t_{Pr.}$	
Min. spezifischer Energiebedarf	1,140	1,267	1,267	1,140	MWh/$t_{Pr.}$	[1]
Prozessbedingte Emissionen	0,730	0,730	0,730	0,730	$t_{CO2}/t_{Pr.}$	[1]
Betriebs- und Wartungskosten	0,4	0,4	0,4	0,4	EUR/$t_{Kap.}$	[1]
Abschreibungszeitraum	25	25	25	25	a	[1]
Lebensdauer	60	60	60	60	a	[1]
Repräsentative Kapazität	40.000	40.000	40.000	40.000	$t_{Jahresleistung}$	[1]
Auslastung	0,85	0,85	0,85	0,85	1,00	[1]
Anteil Bestand 2020	100 %	0 %	0 %	0 %	%	
Verfügbar ab	2020	2040	2040	2030		
Verfügbar bis	2050	2050	2050	2050		

Anmerkungen und Annahmen:
Angaben beziehen sich auf die Kapazität „$t_{Kap.}$“ oder die Produktionsmenge „$t_{Pr.}$“, Bezugsgröße Branntkalk
Bei den Datensätzen handelt es sich um gerundete Mittelwerte aus den unten aufgeführten Quellen.
Die Zuordnung der Energieträger basiert auf der Definition der verwendeten Rahmendaten und Modellparametern aus AP2 (Abschnitt 7.2).
Sofern keine gesicherten Werte im Rahmen der Studie erhoben werden können, werden die folgenden Annahmen getroffen:
Die Investitionskosten der Alternativtechnik entsprechen den Investitionskosten der Referenztechnik.
Die minimalen Investitionskosten einer Technik entsprechen den Investitionskosten der Technik.
Der spezifische Energiebedarf der Alternativtechnik entspricht dem (summierten) Energiebedarf der Referenztechnik.
Der minimale spezifische Energiebedarf einer Technik entspricht dem summierten Energiebedarf der Technik.
Die prozessbedingten Emissionen, Betriebs- und Wartungskosten, Abschreibungszeitraum, Modernisierungszyklus sowie die repräsentative Kapazität der Alternativtechnik entsprechen den Werten der Referenztechnik.
Für ein TRL < 3 wird eine Verfügbarkeit der Technik ab dem Jahr 2040 angenommen.
Für ein TRL < 9 und ≥ 3 wird eine Verfügbarkeit der Technik ab dem Jahr 2030 angenommen.
Legende:
1) Aufgrund der geringen TRL sind Kenndaten für diese Technologie nur bedingt verfügbar. Diese beziehen sich sowohl auf die Entwicklung von widerstands- als auch plasmabeheizten Anlagen.
Quellen:
[1]: (Expert:inneninterview 2021e) (Daten aus Mitgliederbefragung) verifiziert mit (Brunke 2017; Stork 2014)

Tabelle 118: Kenndaten für die ökonomische Betrachtung Kalkindustrie Anwendung 2: kontinuierliches Brennen von Kalk mit mittlerer/hoher Reaktivität

Technik	Referenz-technik	Alternativ-technik 1	Alternativ-technik 2	Einheit	Quellen
Beheizungstechnologie	**Erdgas-beheizung[1)]**	**Elektrifizierung[2)]**	**Wasserstoff-beheizung**		
Thermoprozessanlagen	GGR-Ofen	GGR-Ofen	GGR-Ofen		
Produkt	Branntkalk mit mittlerer/hoher Reaktivität				
Investition Neubau	80,2	80,2	80,2	EUR/$t_{Kap.}$	[1]
Investition Modernisierung	40,1	40,1	40,1	EUR/$t_{Kap.}$	[1]
Minimale Investition Neubau	45,8[3)]	45,8	45,8	EUR/$t_{Kap.}$	[1]
Min. Investition Modernisierung	3,8	3,8	3,8	EUR/$t_{Kap.}$	[1]
TRL	9	< 3	< 4	-	
Energieträger 1	Erdgas	Strom	EE-Wasserstoff	-	[1]
Energieträger 2	Strom	keiner	keiner	-	[1]
Energieträger 3	keine	keiner	keiner	-	
Spezifischer Energiebedarf 1	1,050	1,085	1,085	MWh/$t_{Pr.}$	[1]
Spezifischer Energiebedarf 2	0,035	0,000	0,000	MWh/$t_{Pr.}$	[1]
Spezifischer Energiebedarf 3	0,000	0,000	0,000	MWh/$t_{Pr.}$	
Min. spezifischer Energiebedarf	1,042	1,085	1,085	MWh/$t_{Pr.}$	[1]
Prozessbedingte Emissionen	0,690	0,690	0,690	$t_{CO2}/t_{Pr.}$	[1]
Betriebs- und Wartungskosten	2,6	2,6	2,6	EUR/$t_{Kap.}$	[1]
Abschreibungszeitraum	20	20	20	a	[1]
Lebensdauer	45	45	45	a	[1]
Repräsentative Kapazität	130.000	130.000	130.000	$t_{Jahresleistung}$	[1]
Auslastung	0,75	0,75	0,75	1,00	[1]
Anteil Bestand 2020	100 %	0 %	0 %		
Verfügbar ab	2020	2040	2030		
Verfügbar bis	2050	2050	2050		

Anmerkungen und Annahmen:
Angaben beziehen sich auf die Kapazität „$t_{Kap.}$“ oder die Produktionsmenge „$t_{Pr.}$“, Bezugsgröße Branntkalk
Bei den Datensätzen handelt es sich um gerundete Mittelwerte aus den unten aufgeführten Quellen.
Die Zuordnung der Energieträger basiert auf der Definition der verwendeten Rahmendaten und Modellparametern aus AP2 (Abschnitt 7.2).
Sofern keine gesicherten Werte im Rahmen der Studie erhoben werden können, werden die folgenden Annahmen getroffen:
Die Investitionskosten der Alternativtechnik entsprechen den Investitionskosten der Referenztechnik.
Die minimalen Investitionskosten einer Technik entsprechen den Investitionskosten der Technik.
Der spezifische Energiebedarf der Alternativtechnik entspricht dem (summierten) Energiebedarf der Referenztechnik.
Der minimale spezifische Energiebedarf einer Technik entspricht dem summierten Energiebedarf der Technik.
Die prozessbedingten Emissionen, Betriebs- und Wartungskosten, Abschreibungszeitraum, Modernisierungszyklus sowie die repräsentative Kapazität der Alternativtechnik entsprechen den Werten der Referenztechnik.
Für ein TRL < 3 wird eine Verfügbarkeit der Technik ab dem Jahr 2040 angenommen.
Für ein TRL < 9 und ≥ 3 wird eine Verfügbarkeit der Technik ab dem Jahr 2030 angenommen.
Legende:
1) Für die weiteren Betrachtungen wird eine Erdgasbeheizung angenommen. In selten Fällen werden GGR-Öfen aber auch vollständig mit Braunkohlestaub beheizt. Mittelwerte für Öfen mit 6 bis 25 t/h Produktionsmenge
2) Widerstands-/Plasmabeheizte Anlage
3) abhängig von Leistung und Produktionskapazität der Anlage
Quellen:
[1] : (Expert:inneninterview 2021e) (Daten aus Mitgliederbefragung) verifiziert mit (Brunke 2017; Stork 2014)

Tabelle 119: Kenndaten für die ökonomische Betrachtung Kalkindustrie Anwendung 3: kontinuierliches Brennen von Kalk mit hohem Durchsatz

Technik	Referenz-technik	Alternativ-technik 1	Alternativ-technik 2	Alternativ-technik 3	Alternativ-technik 4	Einheit	Quellen
Beheizungstechnologie	**Brennstoff-mixbeheizung**	**Biomasse-beheizung**	**Elektrifi-zierung[1)]**	**Wasserstoff-beheizung**	**Erdgas-/EE-Methan-beheizung**		
Thermoprozessanlagen	Drehrohr-ofen	Drehrohr-ofen	Drehrohr-ofen	Drehrohr-ofen	Drehrohr-ofen		
Produkt	Branntkalk unterschiedlicher Qualität						
Investition Neubau	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	EUR/$t_{Kap.}$	[1]
Investition Modernisierung	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	EUR/$t_{Kap.}$	[1]
Minimale Investition Neubau	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	EUR/$t_{Kap.}$	[1]
Min. Investition Modernisierung	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	EUR/$t_{Kap.}$	[1]
TRL	9	< 6	< 3	< 4	< 4	-	
Energieträger 1	Braunkohle	Biomasse	Strom	EE-Wasserstoff	EE-Methan	-	[1]
Energieträger 2	Abfall, nicht erneuerbar	keiner	keiner	keiner	keiner	-	[1]
Energieträger 3	Strom	keiner	keiner	keiner	keiner	-	
Spezifischer Energiebedarf 1	1,170	1,575	1,575	1,575	1,575	MWh/$t_{Pr.}$	[1]
Spezifischer Energiebedarf 2	0,390	0,000	0,000	0,000	0,000	MWh/$t_{Pr.}$	[1]
Spezifischer Energiebedarf 3	0,015	0,000	0,000	0,000	0,000	MWh/$t_{Pr.}$	
Min. spezifischer Energiebedarf	1,496	1,575	1,575	1,575	1,575	MWh/$t_{Pr.}$	[1]
Prozessbedingte Emissionen	0,730	0,730	0,730	0,730	0,730	$t_{CO2}/t_{Pr.}$	[1]
Betriebs- und Wartungskosten	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	EUR/$t_{Kap.}$	[1]
Abschreibungszeitraum	25	25	25	25	25	a	[1]
Lebensdauer	50	50	50	50	50	a	[1]
Repräsentative Kapazität	300.000	300.000	300.000	300.000	300.000	$t_{Jahresleistung}$	[1]
Auslastung	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	1,00	[1]
Anteil Bestand 2020	100 %	0 %	0 %	0 %	0 %	%	
Verfügbar ab	2020	2030	2040	2030	2020		
Verfügbar bis	2050	2050	2050	2050	2050		

Anmerkungen und Annahmen:

Angaben beziehen sich auf die Kapazität „$t_{Kap.}$“ oder die Produktionsmenge „$t_{Pr.}$“, Bezugsgröße Branntkalk

Bei den Datensätzen handelt es sich um gerundete Mittelwerte aus den unten aufgeführten Quellen.

Die Zuordnung der Energieträger basiert auf der Definition der verwendeten Rahmendaten und Modellparametern aus AP2 (Abschnitt 7.2).

Sofern keine gesicherten Werte im Rahmen der Studie erhoben werden können, werden die folgenden Annahmen getroffen:

Die Investitionskosten der Alternativtechnik entsprechen den Investitionskosten der Referenztechnik.

Die minimalen Investitionskosten einer Technik entsprechen den Investitionskosten der Technik.

Der spezifische Energiebedarf der Alternativtechnik entspricht dem (summierten) Energiebedarf der Referenztechnik.

Der minimale spezifische Energiebedarf einer Technik entspricht dem summierten Energiebedarf der Technik.

Die prozessbedingten Emissionen, Betriebs- und Wartungskosten, Abschreibungszeitraum, Modernisierungszyklus sowie die repräsentative Kapazität der Alternativtechnik entsprechen den Werten der Referenztechnik.

Für ein TRL < 3 wird eine Verfügbarkeit der Technik ab dem Jahr 2040 angenommen.

Für ein TRL < 9 und ≥ 3 wird eine Verfügbarkeit der Technik ab dem Jahr 2030 angenommen.

Legende:

1) Aufgrund der geringen TRL sind Kenndaten für diese Technologie nur bedingt verfügbar. Diese beziehen sich sowohl auf die Entwicklung von widerstands- als auch plasmabeheizten Anlagen.

Quellen:

[1] : (Expert:inneninterview 2021e) (Daten aus Mitgliederbefragung) verifiziert mit (Brunke 2017; Stork 2014)

5.8.8 Zwischenergebnis

Nach den Erkenntnissen aus den vorangegangenen Kapiteln werden in diesem Abschnitt die Ergebnisse für die branchenspezifischen Anlagentypen, die technische Gesamtentwicklung, der zukünftige FuE-Bedarf, der zukünftige Energieverbrauch sowie die Abwärmeentstehung zusammengefasst (Tabelle 120). Der Anteil der fossil beheizten Anlagentypen im Anlagenpark in Deutschland beträgt in der Kalkindustrie nahezu 100 %. Die im Rahmen dieser Studie betrachteten Anlagentypen machen davon einen Anteil von > 71 % bezogen auf den Energieverbrauch und die CO_2-Emissionen aus. Alle Anlagentypen der drei im Rahmen dieser Studie betrachteten Anwendungen werden fossil beheizt. Zudem fallen in der Kalkindustrie prozessbedingte Emissionen an. Für die betrachteten Anwendungen betragen diese ca. 721 $kg/t_{Branntkalk}$.

Grundsätzlich lässt sich festhalten, dass für alle Anwendungen und Anlagentypen noch Forschungsbedarf in Bezug auf eine CO_2-neutrale Prozesswärmeerzeugung besteht. Alternativtechniken sind noch nicht marktreif und zudem aufgrund der Energiekosten gegenwärtig nicht wirtschaftlich. Bestehende Normalschachtöfen können zunächst durch modernere Anlagen ersetzt werden. Elektrisch beheizte Anlagen werden erforscht, sind aber noch weit von einer industriellen Anwendung entfernt. Gleiches gilt für den Einsatz von Wasserstoff.

Bei einem Umstieg auf erneuerbares Methan sind nur geringe Umstellungen der Anlagen erforderlich. Hier ist es eine Frage der Entwicklung der Anlagentechnik für die Herstellung und Bereitstellung sowie der Infrastruktur. Zu berücksichtigen ist dabei, dass die Herstellung von EE-Methan mit erheblichen Verlusten in der Wirkungsgradkette behaftet ist. Zudem müssen Lösungen für die Vermeidung oder Verwendung der damit einhergehen CO_2-Emissionen gefunden werden. Gleiches gilt für die prozessbedingt anfallenden CO_2-Emissionen. Hier sind CCS-/CCU-Technologien in der Diskussion. Derartige „End-of-pipe-Technologien“ können, angewandt zur Vermeidung der prozess- und energiebedingten Emissionen, die Anlagen der Kalkindustrie als CO_2-Senke wandeln, mit allen damit verbundenen Vor- und Nachteilen. Eine detaillierte Betrachtung dieser Technologien ist nicht Gegenstand dieser Studie.

Grundsätzlich kommen bei den verschiedenen Anwendungen die gleichen Alternativtechnologien in Frage, wobei bei der Entwicklung neuer Techniken die unterschiedlichen Anforderungen der Kalkproduzenten berücksichtigt werden müssen.

Das Flexibilitätspotenzial konnte im Rahmen dieser Studie nicht gesichert quantifiziert werden. Es wird aber wie für den Großteil der im Rahmen dieser Studie betrachteten kontinuierlich betrieben Anlagen als gering eingeschätzt.

Der Abgasstrom setzt sich aus dem energieträgerspezifischen Verbrennungsabgas und dem CO_2-Massenstrom aus der Zersetzung des Kalksteins zusammen. Die Abwärmeentstehung der Referenztechnik ist für alle drei betrachteten Anwendungen trotz hoher Abgasvolumenströme insgesamt gering, da die Temperatur das Abgases weniger als 200°C beträgt. Die Abwärmeentstehung der Alternativtechniken kann aufgrund des geringen Entwicklungsstadiums der Technologien im Rahmen dieser Studie nicht quantifiziert werden.

Insgesamt müssen für einen erfolgreichen industriellen Einsatz, wie auch in den anderen Branchen, neben den technischen Herausforderungen für alle alternativen Beheizungstechnologien wettbewerbsfähige ökologische, ökonomische und infrastrukturelle Rahmenbedingungen insbesondere in Bezug auf einen emissionsarmen und wirtschaftlichen Einsatz sowie die Verfügbarkeit von Energieträgern für den Standort Deutschland mit einer der Anlagenlaufzeit entsprechenden langfristigen Perspektive gesichert sein.

Tabelle 120: Ergebnisse der Branchen- und Technologieanalyse Kalkindustrie

	Betrachtete Anwendungen und Thermoprozessanlagen		
	Kontinuierliches Brennen Kalk mit niedriger Reaktivität ($T_{Prozess,max.}$ ≈ 1400°C) Normalschachtofen	**Kontinuierliches Brennen Kalk mit mittlerer/hoher Reaktivität ($T_{Prozess,max.}$ ≈ 1250°C)** GGR-Ofen	**Kontinuierliches Brennen Kalk mit hohem Durchsatz ($T_{Prozess,max.}$ ≈ 1400°C)** Drehrohrofen
Technisches Gesamtpotenzial für die betrachteten Anwendungen im Anlagenpark in Deutschland	Stand der Technik: ca. 43 Großanlagen Durchsatz: hier 4 – 9 t/h Koksbeheizung 100 %[a)] prozessbedingte Emissionen: 0,7 $kg_{CO2}/t_{Branntkalk}$ (61 - 71 %)[c)] Alternativtechnologien: Elektrifizierung, Wasserstoffbeheizung	Stand der Technik: ca. 23 Großanlagen Durchsatz: hier 6 – 25 t/h Erdgas 100 % (selten Braunkohlestaub 100 %)[b)] prozessbedingte Emissionen: 0,7 $kg_{CO2}/t_{Branntkalk}$ (65 - 71 %)[c)] Alternativtechnologien: Elektrifizierung, Wasserstoffbeheizung, Erdgas/EE-Methanbeheizung	Stand der Technik: ca. 4 Großanlagen Durchsatz: hier 30 – 40 t/h Brennstoffmixbeheizung 100 % (75 % BKS, Rest SBS) prozessbedingte Emissionen: 0,7 $kg_{CO2}/t_{Branntkalk}$ (46 - 61 %)[c)] Alternativtechnologien: Elektrifizierung, Biomasse, Wasserstoffbeheizung, Erdgas/EE-Methanbeheizung
F&E-Bedarf	Elektrifizierung: TRL < 2 Grundlagenforschung und Technologieentwicklung notwendig Wasserstoffbeheizung: TRL < 2, weitere Grundlagenforschung und Technologieentwicklung notwendig Biomassebeheizung: TRL < 4 Qualität des Brennstoffes sowie Verfügbarkeit entscheidend, Erprobung des Einsatzes im industriellen Maßstab notwendig ökonomische und ökologische Restriktionen sind zu beachten, CCS/CCU notwendig	Elektrifizierung: TRL < 3 einzelne Komponenten erprobt, weitere Grundlagenforschung und Technologieentwicklung des Gesamtsystems notwendig Wasserstoffbeheizung: TRL < 4, Labor-, Demonstrations-, und Betriebserfahrung notwendig ökonomische und ökologische Restriktionen sind zu beachten, CCS/CCU notwendig	Elektrifizierung: TRL < 3, F&E siehe Anwendung 1/2 Biomassebeheizung: TRL < 6, Demonstrations-, und Betriebserfahrung notwendig Wasserstoffbeheizung: TRL < 4, F&E siehe Anwendung 2 EE-Methanbeheizung:[d)] TRL < 4, Labor-, Demonstrations-, und Betriebserfahrung notwendig ökonomische und ökologische Restriktionen sind zu beachten, CCS/CCU notwendig
Endenergiebedarf Summe für alle Anlagen der betrachteten Anwendung (<u>ohne</u> Berücksichtigung des Energiebedarfs von Vorketten für die Erzeugung)	Gesamtenergiebedarf aktuell: ca. 1.900 GWh/a Koks (Prod. -menge ca. 1,5 Mio. t/a) zukünftig (100 %): Biomasse: keine Veränderung erwartet Elektrisch, H_2: nicht quantifizierbar Potenzial zur Flexibilisierung: gering	Gesamtenergiebedarf aktuell: ca. 2.500 GWh/a Erdgas (Prod.-menge ca. 2,3 Mio. t/a) zukünftig (100 %): Elektrisch, H_2: nicht quantifizierbar Potenzial zur Flexibilisierung: gering	Gesamtenergiebedarf aktuell: ca. 1.350 GWh/a Brennstoffmix (Prod.-menge ca. 860 Tsd. t/a) zukünftig (100 %): Elektrisch, H_2, Erdgas/EE-Methan: nicht quantifizierbar Biomasse, EE-Methan: keine Veränderung erwartet Potenzial zur Flexibilisierung: gering
Abwärmeentstehung Mittelwerte für Einzelanlagen (exemplarisch)	Koksbeheizung: Verbrennungsabgas und CO_2 aus der Zersetzung des Kalksteins, ca. 6.000 m^3/h STP, T ≈ 140°C Alternativtechnologien: nicht quantifizierbar	Erdgasbeheizung: Verbrennungsabgas und CO_2 aus der Zersetzung des Kalksteins, ca. 15.000 - 65.000 m^3/h STP, T ≈ 100 - 160°C Alternativtechnologien: nicht quantifizierbar	Erdgasbeheizung: Verbrennungsabgas und CO_2 aus der Zersetzung des Kalksteins, ca. 160.000 m^3/h STP, T ≈ 220°C Alternativtechnologien: nicht quantifizierbar

<u>Anmerkungen</u>:

a) Überwiegend Beheizung mit Koks, evtl. Erdgaszufeuerung, auch Anthrazitkohle möglich

b) Im Rahmen diese Studie wird die Beheizung mit Erdgas betrachtet

c) Anteil bezogen auf den Gesamtenergiebedarf

d) TRL bezieht sich auf den Anlagentyp nicht die Herstellung und Bereitstellung von EE-Methan

5.9 Zementindustrie

5.9.1 Kurzbeschreibung der Branche

Zement zählt zu den meistgehandelten Gütern weltweit. Er ist heute wesentlicher Bestandteil von Beton, Mörtel und Estrich und vielseitig einsetzbar (Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) 2002). Bei Zement handelt es sich um einen hydraulisch erhärtenden Baustoff. Er besteht aus einem Gemisch fein aufgemahlener, nichtmetallisch-anorganischer Bestandteile. Durch das Brennen des Rohmehls wird sogenannter Zementklinker hergestellt. Dieser wird mit Zumahlstoffen zu Zement gemahlen. Durch die Zugabe von Wasser entsteht Zementleim, welcher aufgrund von Hydratationsreaktionen sowohl an der Luft als auch unter Wasser erstarrt, erhärtet und dauerhaft festbleibt (Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) 2002, 2019d).

Seit 2015 erlebt der deutsche Zementmarkt einen Aufwärtstrend. Innerhalb der Europäischen Union stellt Deutschland den derzeit größten Markt für Zement dar. Als Bindemittel für Beton ist Zement im Bauwesen unverzichtbar. Daher ist eine Abnahme des Verbrauchs in Zukunft nicht abzusehen (Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) 2019d).

Tabelle 121 zeigt branchenspezifische Kenndaten der Zementindustrie. Im Jahr 2018 waren in Deutschland 20 Unternehmen mit jeweils mehr als 100 Arbeitnehmer:innen in 53 Werken für die Produktion von ca. 33,7 Mio. t Zement verantwortlich. Zum Vergleich im Jahr 2017 waren es 23 Unternehmen, 53 Werke und 34 Mio. t Zement. Dabei handelt es sich bei 34 Werken um integrierte Werke mit Klinkerbrennprozess. Es wurde ein Umsatz von ca. 2,8 Mrd. Euro erwirtschaftet, und die Anzahl der Beschäftigten betrug 8.106. Zum Vergleich im 2017 waren es 2,7 Mrd. Euro und 8.037 Beschäftigte (Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) 2019d; Expert:inneninterview 2021g).

Tabelle 121: Branchenspezifische Kenndaten: Zementindustrie

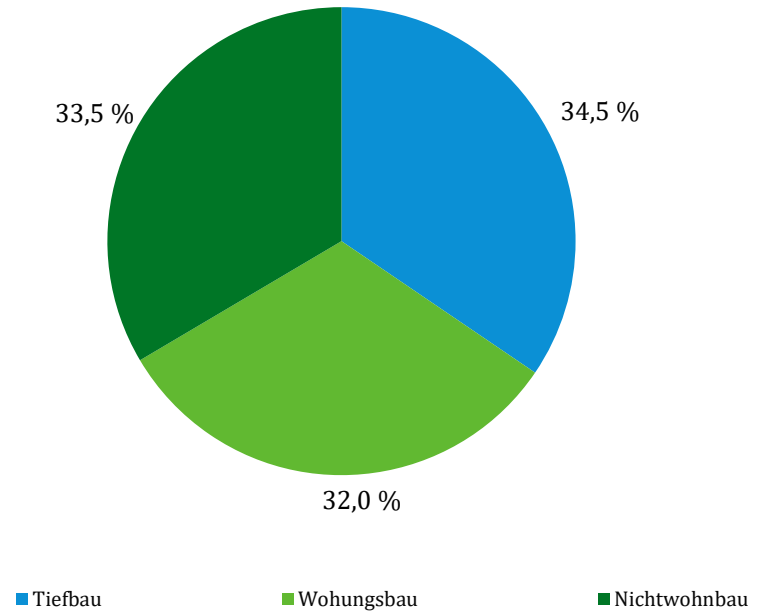
Branche	Zementindustrie
Umsatz	2.800 Mio. Euro (2018) [1]
Beschäftigte	8.106 (2018) [1]
Produktionsmengen (Input, Output nach produktspezifischen Prozessketten)	
Zement	33,7 Mio. t (2018) [2]
davon Zementklinker	24,5 Mio. t (2018) [2]

Quellen: [1] (Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) 2019d); [2] (Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) 2019b)

Der Zementverbrauch im Jahr 2018 entfiel nach Einsatzbereichen zu je rund einem Drittel auf die Baubereiche Wohnungsbau, Nichtwohnungsbau und Tiefbau (Abbildung 98). Der Großteil des Zements wird dabei zu Transportbeton verarbeitet (ca. 56,5 %), gefolgt von Betonbauteilen (ca. 21,7 %), sonstigem Silozement (ca. 15,3 %) und Sackzement (ca. 6,5 %). Der Export umfasste im Jahr 2018 etwa 6,3 Mio. t Zement; die Zementimporte lagen bei ca. 1,7 Mio. t. Außerdem wurden im Jahr 2018 rund 524.600 t Zementklinker exportiert und 83.400 t importiert (Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) 2019a).

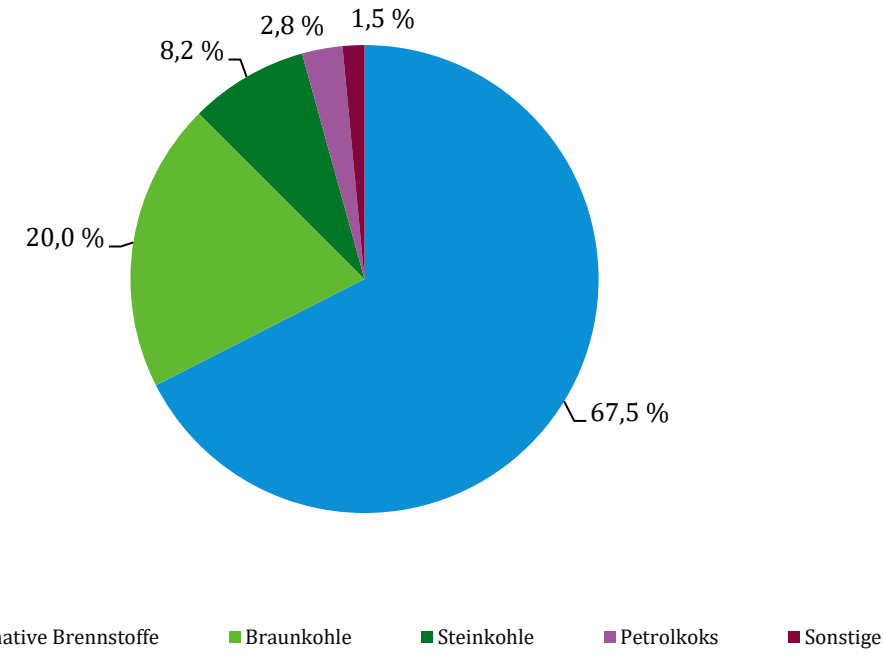
Die Zementindustrie gehört zu den besonders energieintensiven Industrien mit einem Energiekostenanteil an der Bruttowertschöpfung von über 50 %. Der größte Anteil der Energie wird in Form thermischer Energie für die Klinkerherstellung verwendet. Neben fossilen Brennstoffen wie Braunkohle, werden in der Zementproduktion in Deutschland vermehrt alternative Brennstoffe verwendet (Abbildung 99) (Agora Energiewende und Wuppertal Institut 2019).

Abbildung 98: Zementverbrauch nach Baubereichen (2018)



eigene Darstellung nach, Quelle: (Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) 2019d)

Abbildung 99: Verteilung des Brennstoffeinsatzes nach Energieträgern bezogen auf den gesamten Brennstoffenergieverbrauch in der Zementindustrie in Deutschland (2018)

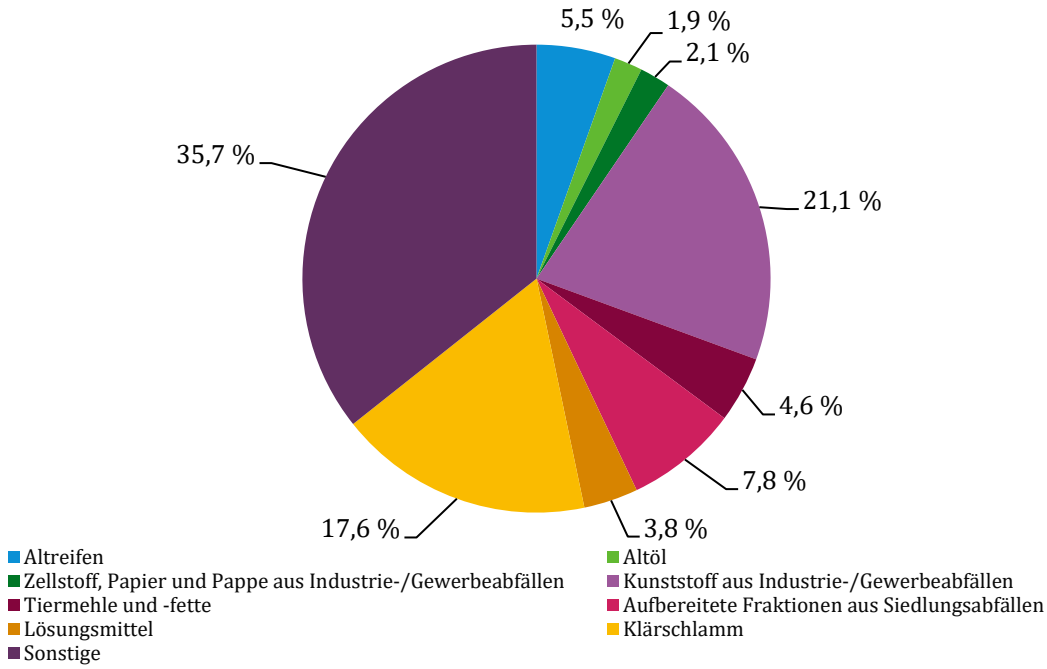


eigene Darstellung nach, Quelle: (Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) 2019b)
gesamter Brennstoffenergieverbrauch 96 Mio. GJ/a

Im Jahr 2017 waren über 65 % der eingesetzten Brennstoffe alternative Brennstoffe. Dazu gehören unter anderem Altreifen, Papier, Altöl oder Kunststoffe (Abbildung 100). Zu den am meisten eingesetzten alternativen Brennstoffen gehören Kunststoffe aus Industrie- und Gewerbeabfällen

(758.000 t), und Klärschlamm (633.000 t). Unter „Sonstige“ fallen weitere Fraktionen aus Industrie- und Gewerbeabfällen, aber auch Ölschlamm, oder organische Destillationsrückstände (Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) 2019b). Für die Zementindustrie in Deutschland wird nach (WBCSD Cement Sustainability Initiative 2018b) ein CO_2-Faktor von 69,8 gCO_2/MJ angegeben[21].

Abbildung 100: Einsatz alternativer Brennstoffe in der Zementindustrie in Massenprozent (2018)



eigene Darstellung nach, Quelle: (Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) 2019b)

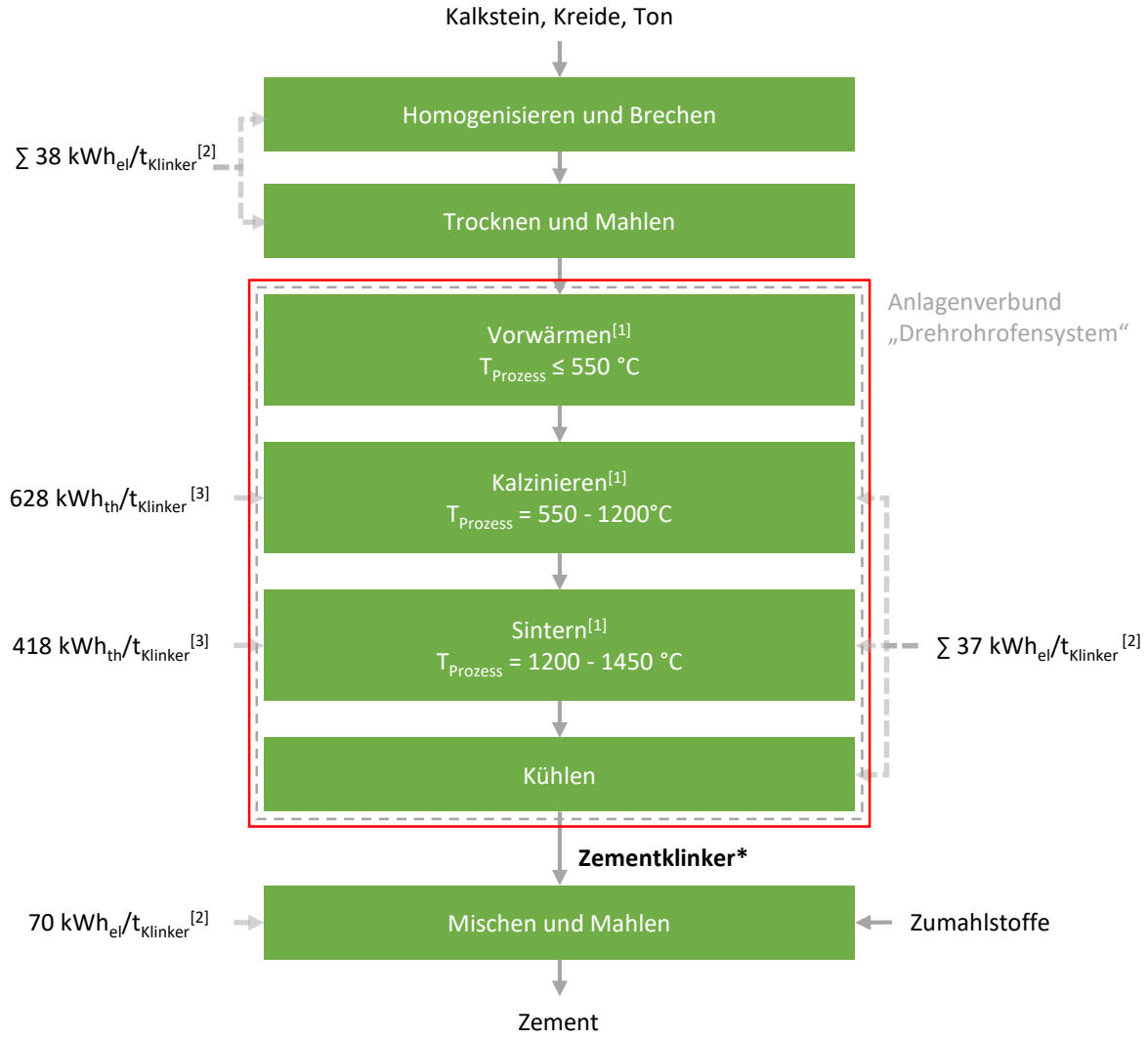
5.9.2 Branchenspezifische Prozesskette

Die Zementherstellung wird durch eine charakteristische Prozesskette beschrieben, dessen wesentlicher Bestandteil die Herstellung von Zementklinker ist (Abbildung 101). *Zementklinker* (kurz Klinker), der Hauptbestandteil von Zement und die Bezugsgröße im Rahmen dieser Studie, wurde im Jahr 2018 zu über 94 % nach dem Trockenverfahren hergestellt (Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) 2019b). Bei der trockenen Aufbereitung werden die Rohmaterialien für die Klinkerherstellung, hauptsächlich Kalkstein und Ton, gemischt und fein gemahlen. Das Gemisch wird anschließend thermisch behandelt, um es in die Klinkerphase zu überführen. Diese verleiht dem Zement später seine hydraulischen Eigenschaften (Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) 2002).

Die thermische Behandlung, bestehend aus den Prozessschritten *Vorwärmen, Kalzinieren, Sintern* und *Kühlen*, findet in einem Anlagensystem statt, im weiteren Verlauf der Studie *Drehrohrofensystem* genannt. Die Anlagentechnik besteht heutzutage aus vier Hauptkomponenten, in dessen Zentrum der Drehrohrofen steht. Vorgelagert sind der Vorwärmer und gegebenenfalls ein Kalzinator, nachgelagert ist der Rostkühler. Restwärme des Abgases des Drehrohrofensystems wird der Roh- oder Walzmühle zugeführt, welche üblicherweise in einem Anlagenverbund betrieben wird.

[21] Bezugsjahr 2018

Abbildung 101: Prozesskette Zementherstellung



eigene Darstellung
Legende:
Rot markiert: Energieintensive Prozessschritte mit fossilen Energieträgern im Fokus der Betrachtungen innerhalb dieser Studie
* Bezugsgröße
Anmerkungen:
th. = thermisch; el. = elektrisch
Quellen (eigene Darstellung nach):
[1] Temperatur nach (Hoenig et al. 2019)
[2] Elektrischer Energiebedarf nach (Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) 2020b) 110,9 kWh/t$_{Zement}$, davon 25 % Rohmaterialaufbereitung, 24 % Brennen und Kühlen des Klinkers, 46 % Mahlung der Zemente, Klinkerfaktor von 0,71
[3] Thermischer Energiebedarf von 1046 kWh/t Klinker nach (WBCSD Cement Sustainability Initiative 2018a) davon bis zu 60 % im Kalzinator nach (Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) 2002)

Das Drehrohrofensystem kann durch verschiedene Temperaturzonen charakterisiert werden. In der Trocknungszone des Vorwärmers wird das Material auf bis zu 100°C aufgewärmt, und die Restfeuchte wird entzogen. In der Vorwärmzone wird das Material dann weiter auf bis zu 550°C erwärmt. Die Kalzinierung erfolgt üblicherweise zwischen 550 und 1.200°C. In der Sinterzone im Drehrohrofen hat das Material eine Temperatur von 1.200°C bis maximal 1.500°C (Hoenig et al. 2019). Die stark endotherme Kalzinierung findet am Ofeneintritt statt. Dabei wird der Kalkstein entsäuert. Kalziumkarbonat ($CaCO_3$) wird in Kohlendioxid (CO_2) und Kalziumoxid (CaO) gespalten. Findet die Kalzinierung im Kalzinator statt, macht dieser bis zu 60 % des gesamten

Brennstoffenergiebedarfs des Anlagenverbunds aus. Das Material erreicht den Ofeneintritt dann bereits teilkalziniert. Bei steigenden Temperaturen entsteht Dikalziumsilikat ($2CaO{\cdot}SiO_2$) aus Kalziumoxid und Siliziumdioxid (SiO_2) (Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) 2002; Hoenig et al. 2019; Expert:inneninterview 2021g).

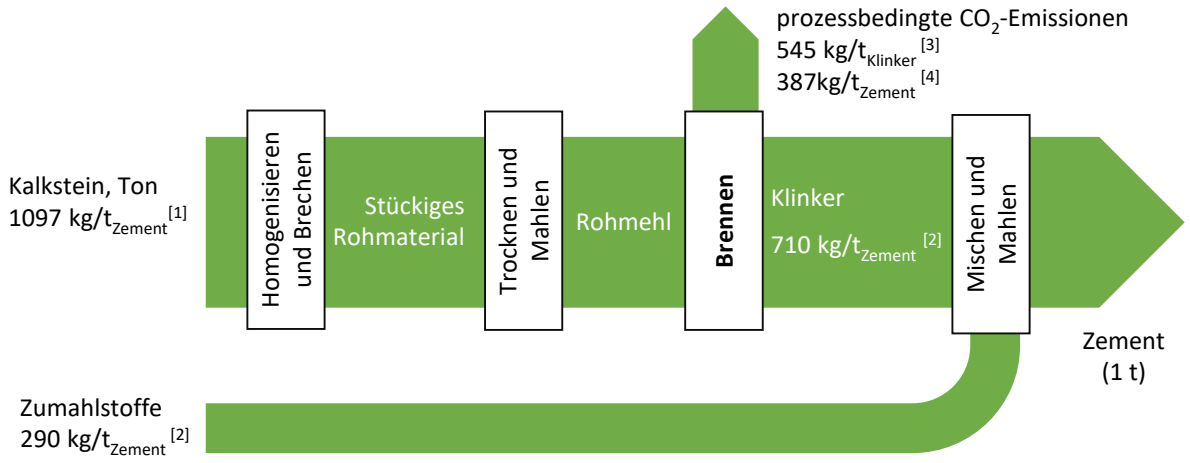
Nach dem Kalizieren erfolgt das Sintern. Dazu wird das Material in den Drehrohrofen bzw. in den entsprechenden Temperaturbereich in selbigem transportiert. In der Sinterzone erreicht das Material eine Temperatur von 1.200 bis 1.450°C. Das Kalziumoxid reagiert mit Dikalziumsilikat ($2CaO{\cdot}SiO_2$) und bildet Trikalziumsilikat ($3CaO{\cdot}SiO_2$).

Es folgt das Kühlen. Die Kühlzone beeinflusst die Kühlgeschwindigkeit und damit maßgeblich die Eigenschaften des Klinkers. Durch Kristallisation entstehen Trikalziumaluminat ($3CaO{\cdot}Al_2O_3$) und Kalziumaluminatferrit ($2CaO{\cdot}(Al_2O_3, Fe_2O_3)$) (Hoenig et al. 2019; Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) 2002). Trikalziumsilikat ist mit durchschnittlich 65 Massen-% der Hauptbestandteil von Zementklinker und wichtig für die Festigkeitsentwicklung im frühen Stadium der Erhärtung (Bauverlag B. V. GmbH 2016). Ein schnelles Abkühlen bewirkt eine feinkörnige Kristallisation, was die erforderliche Mahlenergie vermindert.

Der Klinker verlässt den Prozess mit einer Temperatur von etwa 100°C. Nach einer Zwischenlagerung im Klinkersilo kann er im nächsten Prozessschritt mit den verschiedensten Zumahlstoffen (Gips, Hüttensand etc.) zu Zement gemischt und vermahlen werden (Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) 2002; Hoenig et al. 2019).

Die Herstellung von Zementklinker ist energieintensiv, und es entstehen neben den energiebedingten auch prozessbedingte CO_2-Emissionen (Abbildung 102). Diese werden insbesondere bei der Kalzinierung frei. Dabei wird Kalziumkarbonat ($CaCO_3$) zu Kalk (CaO) und Kohlendioxid (CO_2) gespalten. Energiebedingte Emissionen entstehen sowohl direkt bei der Verbrennung der Brennstoffe als auch indirekt durch den Einsatz von elektrischer Energie (Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) 2019b; Agora Energiewende und Wuppertal Institut 2019).

Abbildung 102: Flussdiagramm für Zementherstellung in Deutschland (2018)



eigene Darstellung

Quellen und Anmerkungen:

* Der Prozessschritt „Brennen“ umfasst hier die Prozessschritte Vorwärmen, Kalzinieren und Sintern, vgl. Abbildung 101

[1] Massenbilanz mit Klinkerfaktor aus (Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) 2019d) und prozessbedingte CO_2-Emissionen nach (ProBas Datenbank des Umweltbundesamtes 2020);

[2] Berechnung aus Klinkerfaktor nach (Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) 2019d)

[3] Emissionsfaktor aus (ProBas Datenbank des Umweltbundesamtes 2020)

[4] Berechnung aus Emissionsfaktor aus (ProBas Datenbank des Umweltbundesamtes 2020) und Klinkerfaktor aus (Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) 2019d)

Zement hatte im Jahr 2019 im Durchschnitt einen Klinkeranteil (Klinkerfaktor) von 71 % (Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) 2019d; ProBas Datenbank des Umweltbundesamtes 2020). Bezogen auf eine Tonne Zementklinker werden etwa 530 bis 545 $kgCO_2/t_{Klinker}$ prozessbedingte Emissionen bei der Kalzinierung und beim Sintern frei (Umweltbundesamt (UBA) 2020). Für die Umwandlung des Klinkers muss eine Reaktionsenthalpie von etwa 485 $kWh/t_{Klinker}$ bereitgestellt werden (Hoenig et al. 2019).

Der spezifische Brennstoffenergieverbrauch betrug im Jahr 2018 durchschnittlich 1.046 $kWh/t_{Klinker}$ (WBCSD Cement Sustainability Initiative 2018a). 2018 betrugen die Gesamt-Brutto-CO_2-Emissionen (ohne Stromerzeugung vor Ort) 19,4 Mio.t (WBCSD Cement Sustainability Initiative 2018c). Daraus ergibt sich bei einer Gesamtproduktionsmenge von 24.469 Tsd. $t_{Klinker}$ (Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) 2019b) eine spezifische CO_2-Menge von ca. 793 kg $CO_2/t_{Klinker}$. Davon sind wiederum 60 bis 70 % der CO_2-Emissionen prozessbedingt und entsprechend 30 bis 40 % energiebedingte Emissionen (Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) 2019b).

Der Anteil elektrischer Energie beträgt ungefähr 12,5 % an der gesamten eingesetzten Energiemenge und wird hauptsächlich für die Rohstoffzerkleinerung und Zementmahlung benötigt (Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) 2019b; Agora Energiewende und Wuppertal Institut 2019). Aus dem durchschnittlichen thermischen Energiebedarf von 1.046 $kWh/t_{Klinker}$ (WBCSD Cement Sustainability Initiative 2018a) und einem CO_2-Emissionsfaktor von 0,251 tCO_2/MWh (WBCSD Cement Sustainability Initiative 2018b) ergeben sich durchschnittliche energiebedingte CO_2-Emissionen von 262,5 $kgCO_2/t_{Klinker}$[22].

5.9.3 Branchenspezifische Thermoprozessanlagen

In der Zementindustrie werden ausschließlich *Drehrohrofensysteme* eingesetzt. Noch existierende Schachtöfen werden in der deutschen Zementindustrie nicht mehr verwendet (Expert:inneninterview 2020n). Drehrohrofensysteme bestehen aus einem *Rost- oder Zyklonvorwärmer*, gegebenenfalls einem *Kalzinator*, einem *Drehrohrofen* und einem *Rostkühler* und werden in der Regel im Verbund mit der Rohmühle betrieben. Neben Rostkühlern werden auch Planetenkühler und Rohrkühler eingesetzt, doch moderne Anlagen werden heute fast ausschließlich mit Rostkühlern gebaut (Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) 2002). Eine Übersicht über die in Deutschland eingesetzten Anlagen zeigt Tabelle 122.

Tabelle 122: Eingesetzte Anlagen in der Zementindustrie in Deutschland

Anlagentyp	Komponenten	Anzahl*
Drehrohrofensystem mit Rostvorwärmer	Rostvorwärmer, Drehrohrofen, Rostkühler	5
Drehrohrofensystem mit Zyklonvorwärmer (mit und ohne Kalzinator)	Zyklonvorwärmer, (Kalzinator), Drehrohrofen, Rostkühler	36

Anmerkungen und Quellen:

* Die gesamte Produktionsmenge wird mit 24,5 Mio. t/a angegeben (Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) 2019b). Nach (WBCSD Cement Sustainability Initiative 2018d) werden in Deutschland 16,0 Mio. t/a (ca. 67 %) in Anlagen ohne Kalzinator und 7,7 Mio. t/a (ca. 33 %) in Anlagen mit Kalzinator hergestellt.

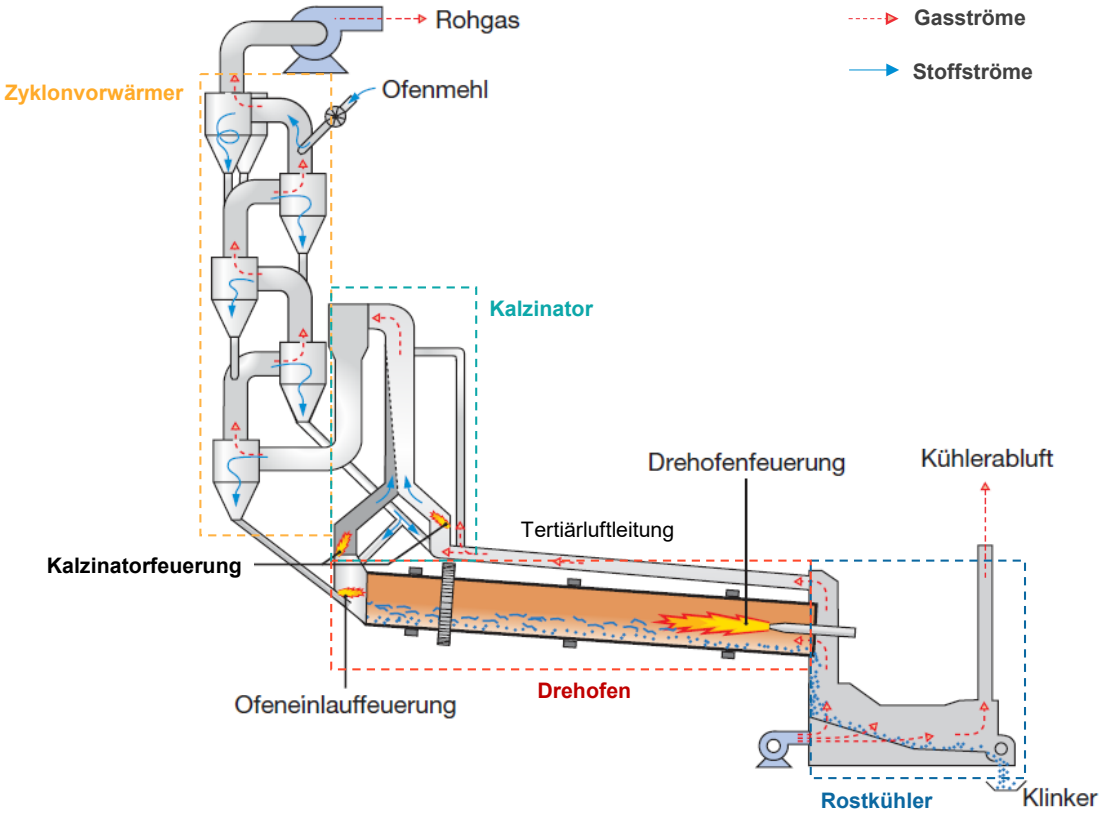
Gegenwärtig gebaute Drehrohrofensysteme verfügen in der Regel über einen Zyklonvorwärmer, einen Kalzinator, einen Drehrohrofen, eine Tertiärluftleitung und einen Rostkühler (Abbildung

[22] Werte aus Quelle für Deutschland, Bezugsjahr 2018

103, hier mit fünfstufigem Kalzinator) (Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) 2002; Expert:inneninterview 2021g).

Der Betrieb der Anlagen ist energieintensiv, und es werden wie in Abschnitt 5.7.1 die unterschiedlichsten kohlenstoffhaltigen Brennstoffe eingesetzt, vgl. auch Abbildung 99. Durch die Verwendung alternativer Brennstoffe können der Bedarf von Kohle sowie die CO_2-Emissionen reduziert werden (European Cement Research Academy und Cement Sustainability Initiative 2017; Hewlett und Liska 2019). Die Heizwerte alternativer Brennstoffe variieren zwischen 2 MJ/kg für Klärschlamm und 30 MJ/kg für Altöl (Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) 2019b). In deutschen Zementwerken werden vermehrt Mehrstoffbrenner genutzt, um Brennstoffe variabel einsetzen zu können (European Cement Research Academy und Cement Sustainability Initiative 2017; Hewlett und Liska 2019). Brennstoff wird sowohl im Drehrohrofen (in der Regel im Hauptbrenner und Ofeneinlauf), als auch im Kalzinator eingesetzt.

Abbildung 103: Drehofenanlage mit Zyklonvorwärmer, Kalzinator und Tertiärluftleitung



Anmerkung: Beispiel für eine Ausführung mit zwei Kalzinatorfeuerungen und zusätzlicher Ofeneinlauffeuerung. Bei Drehrohrofensystemen ohne Kalzinator entfällt dieser und die damit verbundene Tertiärluftleitung.
Quelle: erweiterte Darstellung nach (Hoenig et al. 2015)

Die Prozessschritte, welche im Drehrohrofensystem stattfinden, sind durch einen charakteristischen Temperaturverlauf von Gas und Material gekennzeichnet, wobei sich die Stoffströme von Gas und Material in der Anlage im Gegenstrom bewegen. Die maximale Gastemperatur beträgt ca. 2.000°C und die maximale Materialtemperatur ca. 1.450°C, vgl. auch Anhang A.11.1. Sie wird im Drehrohrofen erreicht. Die Beheizung der Anlage erfolgt an unterschiedlichen Stellen, vielfach unter Verwendung der Abgaswärme. Nachfolgend werden die einzelnen Anlagenkomponenten im Detail beschrieben.

5.9.3.1 Rostvorwärmer

Anlagen mit Rostvorwärmer werden auch „Lepol"-Öfen genannt (Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) 2002). In Deutschland existieren davon fünf Anlagen (Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) 2019b). Im Rostvorwärmer findet das *Vorwärmen* statt. Das zentrale Element von Rostvorwärmern ist der Wanderrost, der das Rohmehl dem Drehrohrofen zuführt. Das Rohmehl wird im Kreuzstrom zum Ofengas zunächst durch eine Trockenkammer transportiert, wobei es auf ca. 150°C erhitzt und getrocknet wird. Anschließend durchwandert es in die Heißkammer, wo das Rohmehl auf 700 bis 850°C erwärmt wird. Das auf 90 bis 150°C abkühlte Abgas verlässt den Vorwärmer durch die Trockenkammer (VDI 2094:2021-01). Anlagen mit Rostvorwärmer decken 4,2 % der Gesamtkapazität in Deutschland im Jahr 2019 ab (Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) 2019b).

Anlagen mit Rostvorwärmern arbeiten in Deutschland nach dem Halbtrockenverfahren. Beim Halbtrockenverfahren werden vor dem Brennen aus dem Rohmehl mit Wasser Pellets geformt (Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) 2002). Der Wassergehalt des Aufgabeguts beträgt 11 bis 14 % (VDI 2094:2021-01). Diese Anlagen haben in der Regel einen höheren spezifischen Energiebedarf als Anlagen mit Zyklonvorwärmer. Auch wenn der Energiebedarf durch die Optimierung zum Teil auf ein durch die Beheizung mit Zyklonvorwärmern vergleichbares Niveau reduziert werden konnte, geht der Einsatz von Rostvorwärmern in Deutschland zurück, und diese werden durch Zyklonvorwärmer ersetzt (Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) 2002). Ofenanlagen mit Rostvorwärmern haben eine Kapazität von 300 bis 1.000 t/d und einen spezifischen Energiebedarf von 920 bis 1.100 kWh/$t_{Klinker}$ (3.300 bis 3.800 kJ/kg) (VDI 2094:2021-01).

5.9.3.2 Zyklonvorwärmer

Ebenfalls für den Prozessschritt *Vorwärmen* können Zyklonvorwärmer verwendet werden. Zyklonvorwärmer bestehen aus Systemen von vier bis sechs Zyklonstufen. Diese sind in bis zu 120 m hohen Türmen übereinander angeordnet (Stand 2002) (Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) 2002). In Deutschland existieren 36 Anlagen mit Zyklonvorwärmern, die 94,7 % der gesamten Produktionskapazität abdecken (Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) 2019b).

Das Rohmehl wird durch das aufsteigende Abgas des nachgelagerten Ofens in Spiralwirbeln durch die verschiedenen Zyklone getragen. Das Abgas, welches mit einer Temperatur von 1.000 bis 1.200°C in den Vorwärmer eintritt, verlässt den Vorwärmer mit einer Temperatur von etwa 300 bis 400°C (Schorcht et al. 2013) bzw. 280 bis 350°C (Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) 2002). Das Material wird im Abgasstrom getrocknet und auf bis zu 850°C vorgewärmt.

Die Zersetzung von Tonmineralien beginnt bei ca. 400°C und die Kalzinierung findet bei ca. 850°C statt. Dadurch ist die Kalzinierung bereits zu etwa 30 % abgeschlossen, wenn das Mehl den Vorwärmer verlässt. (Schorcht et al. 2013). Zur Unterstützung der Kalzinierung kann der Zyklonvorwärmer durch den Einbau eines Kalzinators modifiziert werden. Ofenanlagen mit Zyklonvorwärmern in Deutschland haben üblicherweise eine Kapazität von 1.000 bis 5.000 t/d (VDI 2094:2021-01), weltweit kann die Kapazität auch bis zu 14.000 t/d betragen. Der Energiebedarf beträgt 830 bis 1.200 kWh/$t_{Klinker}$ (entspricht 3.000 bis 4.200 MJ/$t_{Klinker}$) (VDI 2094:2021-01; Expert:inneninterview 2021g).

5.9.3.3 Kalzinator

Beim Kalzinator handelt es sich um eine Erweiterung des Ofensystems mit Zyklonvorwärmer in Form eines Schachtes, welcher zwischen Zyklonvorwärmer und Drehrohrofen angeordnet ist (Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) 2002). Im Kalzinator findet das *Kalzinieren* statt. Im

Jahr 2018 wurden in Deutschland für die Herstellung von 33 % des Klinkers Anlagen mit Kalzinator genutzt (WBCSD Cement Sustainability Initiative 2018d).

Aus der zweituntersten Stufe (Stufe 4 in Abbildung 103) des Zyklonvorwärmers wird das vorgewärmte Rohmehl durch heißes Abgas des Drehrohrofens in den Kalzinator mitgenommen, wo eine zusätzliche Feuerung durch einen Kalzinatorbrenner dazu führt, dass schon vor dem Drehrohrofen bis zu 90 % des Kalziumkarbonats ($CaCO_3$) entsäuert bzw. kalziniert, also in Kohlendioxid (CO_2) und Kalziumoxid (CaO) gespalten werden. Im Kalzinator wird durch den Wärmeverbrauch der Kalzinierungsreaktion das Ofenabgas von 1.100 bis 1.200°C auf die Kalzinierungstemperatur von etwa 860°C abgekühlt. Zur Bereitstellung der Energie für die endotherme Kalzinierungsreaktion, wird der Kalzinator zusätzlich mit Brennstoff befeuert (Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) 2002) Der benötigte Sauerstoff wird in Anlagen mit Tertiärluftleitung hauptsächlich aus der auf 800 bis 1.000°C vorgewärmten Luft vom Rostkühler bereitgestellt und zu geringen Mengen aus dem 1.000 bis 1.200°C heißen Ofenabgas (Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) 2002; Bauverlag B. V. GmbH 2016).

Auf den Kalzinator entfallen bis zu 60 % des gesamten Brennstoffenergiebedarfs der Anlage. Da für die Kalzinierung Temperaturen von 830 bis 950°C ausreichen, ermöglicht der Einsatz eines Kalzinators die flexible Nutzung von alternativen, heizwertarmen, ballastreichen Brennstoffen (Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) 2002). Weil die Verbrennung alternativer Brennstoffe deutlich länger dauern kann als die Kalzinierung des Rohmehls, ist die Art des Brennstoffs der entscheidende Faktor für die Dimensionierung des Kalzinators (Bauverlag B. V. GmbH 2016). Nach Durchlaufen des Kalzinators wird das Rohmehl in der untersten Stufe des Zyklonwärmers abgeschieden und in den Drehrohrofen geleitet.

Die Vorteile des Kalzinators liegen in den niedrigen spezifischen Investitions- und Betriebskosten, in der hohe Produktionskapazität, in der gleichmäßigen Prozessführung und in zusätzlichen Möglichkeiten zur Emissionsminderung. Durch den Einsatz eines Kalzinators kann der nachgeschaltete Drehrohrofen kleiner dimensioniert sein oder bei gleicher Dimensionierung mit einer höheren Leistung und entsprechend höherem Durchsatz betrieben werden (Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) 2002).

5.9.3.4 Drehrohrofen

Das eigentliche *Brennen* des Zementklinkers findet im Drehrohrofen statt. Drehrohröfen bestehen aus einem zylinderförmigen Rohr, welches um 3 bis 4 ° geneigt ist und sich um seine Längsachse dreht. Das zu erwärmende Gut wird ständig bewegt, transportiert und umgeschichtet (Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) 2002). In Deutschland existieren 41 Anlagen mit Drehrohrofen (Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) 2019b).

Das mit Feuerfestmaterial ausgemauerte Drehrohr hat einen Durchmesser von bis zu sechs Metern. Das Verhältnis von Länge zu Durchmesser liegt im Bereich von 10 bis 17. Die Drehgeschwindigkeit beträgt 1,3 bis 3,5 U/min. Das Brenngut bewegt sich durch die Rotation in Richtung des Brenners am Ofenende (Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) 2002).

Bei einer Gastemperatur von bis zu 2.000°C wird das Brenngut in der Sinterzone auf eine Temperatur von bis zu 1.450°C erhitzt (Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) 2002), vgl. auch Anhang A.11.1. In der Sinterzone bilden sich die sogenannten Klinkerphasen. Dazu gehören hauptsächlich Kalziumsilikate, Kalziumaluminate und Kalziumaluminatferrite. Im Durchschnitt hat Zementklinker einen Glühverlust durch Abbrand organischer Materialien von 0,41 Massen-% (VDI 2094:2021-01). Durch die Drehbewegung bilden sich die sogenannten Klinkergranalien

mit einem Durchmesser von 5 bis 30 mm (Bauverlag B. V. GmbH 2016). Die Durchlaufzeit beträgt für Anlagen mit Kalzinator 20 bis 30 Minuten und für Anlagen ohne Kalzinator 30 bis 40 Minuten (VDI 2094:2021-01).

Der Drehrohrofen wird mit einem stirnseitig angeordneten Hauptbrenner (in der Regel Mehrstoffbrenner) befeuert. Als Verbrennungsluft dient die auf 600 bis 1.000°C vorgewärmte Sekundärluft aus dem Rostkühler. Zusätzlich nutzen Brenner 6 bis 15 % der über den Brenner eingeblasenen Primärluft (Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) 2002; Expert:inneninterview 2021g).

5.9.3.5 Rostkühler

Von dem Drehrohofen gelangt der Klinker zum *Kühlen* in den Rostkühler. Eine feinkörnige Kristallisation des Brennguts wird durch schnelles Abkühlen mittels Umgebungsluft im Querstrom gewährleistet. Ein Rost bewegt den Klinker über mehrere einzeln einstellbare Gebläse hinweg durch die vier Temperaturzonen des Kühlers. Durch Variation der Luftdurchsätze der Gebläse kann die Klinkerkühlung optimiert werden (Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) 2002).

Der Großteil der erwärmten Kühlerabluft wird dem Drehrohrofen als Verbrennungsluft (Sekundärluft) zugeführt. Bei Anlagen mit Kalzinator wird ein Teil der erwärmten Kühlerabluft als Verbrennungsluft (Tertiärluft) im Kalzinator genutzt (VDI 2094:2021-01). Überschüssige Luft (Kühlerabluft) kann zur Trocknung der Rohmaterialien genutzt werden (Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) 2002). Moderne Rostkühler erreichen Kühlerwirkungsgrade von 65 bis 75 % nach VDZ-Methode (VDI 2094:2021-01; VDZ-Merkblatt Vt 8 - Rost-, Satelliten- und Rohrkühler in der Zementindustrie 1989). Der Klinker verlässt den Kühler mit einer Temperatur von ca. 100°C (Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) 2002; Expert:inneninterview 2021g).

5.9.4 Betrachtete Anwendungen und Referenztechniken

Für die weiteren Betrachtungen in AP2 und AP3 werden nachfolgend Referenz- und Alternativtechniken für spezifische Anwendungen definiert. Grundlage für die Definition bildet das anlagenspezifische Potenzial zur Reduzierung der CO_2-Emissionen sowie weitere technische Kriterien.

In der Zementindustrie steht das Drehrohrofensystem im Fokus der Betrachtungen, welches aus den einzelnen Komponenten Vorwärmer, Drehrohrofen, Kühler und gegebenenfalls einen Kalzinator besteht. Das Drehrohrofensystem wird im Regelfall im Anlagenverbund mit der Rohmühle betrieben, in der die Abwärme des Ofens zur Vorwärmung des Rohmehls verwendet wird. In Anlehnung an die anderen im Rahmen dieser Studie betrachteten Branchen sind in Tabelle 123 die Ergebnisse zum Energiebrauch und den energiebedingten CO_2-Emissionen zusammengefasst. Eine detaillierte Aufstellung der Kennzahlen ist in Anhang A.11.2 dargestellt.

Der jährliche Energieverbrauch der Anlage ergibt sich aus der Produktionsmenge und des spezifischen Energieverbrauchs dieses Anlagentyps im betrachteten Sektor. Daraus abgeleitet werden mithilfe von Emissionsfaktoren die jährlichen energiebedingten CO_2-Emissionen. Die in der Zementindustrie, vor allem durch die Kalzinierung des Rohmaterials, freigesetzten prozessbedingten CO_2-Emissionen wurden mittels prozessbedingter Emissionsfaktoren ermittelt. Sie haben einen Anteil von 64 bis 72 % an den gesamten CO_2-Emissionen (Summe aus energie- und prozessbedingten CO_2-Emissionen) im Rahmen der Betrachtungen in dieser Studie.

Zwar unterscheiden sich die eingesetzten Drehrohrofensysteme hinsichtlich ihrer Komponenten, die Prozessschritte und eingesetzten Beheizungstechnologien sind jedoch im Wesentlichen

die gleichen. Eine weitere Unterscheidung im Rahmen dieser Studie erfolgt nicht. Für die Branche „Zementindustrie“ wird als charakteristische *Anwendung* das *kontinuierliche Brennen von Zementklinker* identifiziert und weiter betrachtet.

Tabelle 123: Abschätzung Energieverbrauch und CO_2-Emissionen „Zementindustrie“ in DE

Anlagentypen	Jährlicher Anlagendurchsatz		Jährlicher Energieverbrauch		Energiebedingte CO_2-Emissionen*	
Gesamt	**24,5 Mio. t**	**Anteil**	**20.335 - 29.400 GWh**	**Anteil**	**5.110 - 7.388 Tsd. t**	**Anteil**
Drehrohrofensystem**	24,5 Mio. t	100 %	20.335 - 29.400 GWh	100 %	5.110 - 7.388 Tsd. t	100 %
Verteilung						
Anteil Anlagen mit elektrischer Energie beheizt				< 1 %		< 1 %
Anteil Anlagen mit fossiler Energie beheizt (inkl. sekundärer Brennstoffe)				> 99 %		> 99 %
Davon im Rahmen der Studie betrachteten Anlagentypen (fett)				**> 99 %**		**> 99 %**

Erweiterte Darstellung und Datenbasis siehe Anhang A.11.2 (Daten aus 2018 und 2019)
Legende: fettgedruckt: Anlagentypen, die im Rahmen der Studie weiter betrachtet werden
* Die prozessbedingten CO_2-Emissionen betragen ca. 13.352,50 Tsd. t CO_2
** Mittelwerte für Anlagen mit und ohne Kalzinator nach dem Stand der Technik
Quellen: (Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) 2019b; VDI 2094:2021-01; WBCSD Cement Sustainability Initiative 2018a, 2018b; ProBas Datenbank des Umweltbundesamtes 2020; Umweltbundesamt (UBA) 2020)

Die Anwendung beschreibt das kontinuierliche Brennen von Zementklinker. Die eingesetzte Thermoprozessanlage für diese Anwendung ist das Drehrohrofensystems. Dabei wird der Anlagenverbund mit seinen Komponenten an die örtlichen Gegebenheiten und Bedürfnisse der Betreiber angepasst. Die Beheizung erfolgt nach dem Stand der Technik mit einem Brennstoffmix, welcher dem Drehrohrofen am Ofeneinlauf mittels Mehrkanalbrenner und/oder dem Kalzinator mittels Kalzinatorbrennern zugeführt wird. Als Referenztechnik wird entsprechend der kontinuierlich betriebene, brennstoffbeheizte Brennofen für die Herstellung von Zementklinker wie in Tabelle 124 beschrieben definiert. Die anlagenspezifischen Kennzahlen eines typischen Drehrohrofensystems sind ausführlich in Anhang A.11.3 aufgeführt.

Tabelle 124: Referenztechnik – Zementindustrie

Referenztechnik	
Definition	kontinuierlicher Brennofen Zementklinker brennstoffmixbeheizt
Anwendung	kontinuierliches Brennen Zementklinker ($T_{Prozess,Max} \approx 1550°C$)
Thermoprozessanlage(n)	Drehrohrofensystem
Beheizungstechnologie(n)	Brennstoffmixbeheizung[1)]

1) Zusammensetzung: alternative Brennstoffe (67,5 %); Braunkohle (20 %); Steinkohle (8,2 %); Petrolkoks (2,7 %); Heizöl EL (0,7 %); Erdgas und andere Gase (0,6 %); Heizöl S (0,2 %); sonstige fossile Brennstoffe (0,1 %)

5.9.5 Alternativtechniken

Nachfolgend werden Alternativtechniken für die einzelnen Anwendungen vorgestellt. Die Alternativtechniken beschreiben dabei *theoretische Technikbeispiele* für den Einsatz alternativer Beheizungstechnologien, welche im weiteren Verlauf dieser Studie hinsichtlich ihres zukünftigen technischen, ökologischen und ökonomischen Potenzials für eine CO_2-neutrale Prozesswärmeerzeugung eingeordnet werden.

Dabei stehen insbesondere alternative Technologien im Fokus, die langfristig eine vollständig CO_2-neutrale Prozesswärmeerzeugung der Referenztechniken ermöglichen. Maßnahmen zur reinen Effizienzsteigerung brennstoffbasierter Technologien (bspw. Oxyfuel, Luftvorwärmung) oder Technologien in Verbindung mit CCS/CCU stehen nicht im Fokus. Dennoch spielt die CCS/CCU-Technologie eine wichtige Rolle, da neben den energiebedingten CO_2-Emissionen auch die prozessbedingten CO_2-Emissionen langfristig reduziert werden sollen. Gleiches gilt für den Einsatz von Klinkerersatzstoffen zur Reduzierung des Klinkeranteils im Zement.

Für das *kontinuierliche Brennen von Zementklinker* werden vier Alternativtechniken mit unterschiedlichen Beheizungstechnologien diskutiert. Von besonderer Bedeutung ist dabei eine Elektrifizierung der Anlagentechnik mit bspw. Plasmabrennern, einer anteiligen elektrischen Widerstandsbeheizung oder indirekt beheizten Kalzinatoren, eine Beheizung mit Wasserstoff, aber auch hybrid beheizte Drehrohrofensysteme. Die entsprechenden Alternativtechniken sind in Tabelle 125 zusammengefasst.

Tabelle 125: Alternativtechniken – Zementindustrie

Technik und Technologie	
Referenztechnik	kontinuierlicher Brennofen Zementklinker brennstoffmixbeheizt
Alternative Beheizungstechnologie(n)	Elektrifizierung (vollständig, Plasmabrenner) Wasserstoffbeheizung (vollständig) hybride Beheizung (Brennstoffmix/Strom (widerstandsbeheizter Kalzinator)) hybride Beheizung (Mehrkanalbrenner (70 % Biomasse, 20 % H_2) und Plasmabrenner (10 % elektrische Energie))
Alternativtechnik(en)	kontinuierliches Brennen Zementklinker mit elektrischer Beheizung kontinuierliches Brennen Zementklinker mit Wasserstoffbeheizung konti. Brennen Zementklinker mit hybrider Beheizung (Brennstoffmix/Strom) konti. Brennen Zementklinker mit hybrider Beheizung (Biomasse/H_2/Strom)

Marktübersicht

Bisher existieren keine marktreifen alternativ beheizten Drehrohrofensysteme, welche als Ersatz für konventionell brennstoffbeheizte Drehrohrofensysteme dienen könnten. Hybrid beheizte Drehrohrofensysteme werden in dieser Form ebenfalls nicht in der Zementindustrie eingesetzt. Die nötige Technologie für die einzelnen Komponenten existiert, wurde aber noch nicht im industriellen Maßstab in der Zementindustrie getestet. Biomasse wird hingegen bereits heute entsprechend ihrer Verfügbarkeit anteilig in Anlagen der Zementindustrie eingesetzt.

Während der Zementverbrauch weltweit stabil bleibt, wird damit gerechnet, dass der Klinkerverbrauch in den kommenden Jahren zurückgeht. Zur Verringerung der CO_2-Emissionen werden Zementarten entwickelt, durch welche der durchschnittliche Klinkergehalt von aktuell 71 % auf 63 % im Referenzszenario bzw. 53 % im Szenario Klimaneutralität der Roadmap des VDZ (Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) 2020a) gesenkt werden könnte. Alternative Zemente kommen auch ganz ohne klassischen Zementklinker aus (Lord et al. 2017). Im Rahmen des Klimaschutzszenarios 2050 (Ziesing et al. 2015) wird aufgrund einer Verschiebung zu Ersatzstoffen von einem Rückgang der Klinkerherstellung auf 17,7 Mio. t bzw. 14,3 Mio. t bis 2050 ausgegangen.

Forschungsaktivitäten

Gegenwärtig werden sowohl in der Zement- als auch der Kalkindustrie indirekt elektrisch bzw. fossil beheizte Kalzinatoren erforscht und entwickelt (Agora Energiewende und Wuppertal

Institut 2019). Es ist zu beachten, dass durch die Elektrifizierung des Kalzinators bei der Klinkerherstellung nur ein Teil der Emissionen reduziert wird, während die Beheizung des Drehrohrofens gesondert betrachtet werden muss.

In Wilhelmsson et al. (Wilhelmsson et al. 2018) wird die Nutzung eines elektrischen widerstandsbeheizten Kalzinators in Kombination mit einem plasmabeheizten Drehrohrofen in der Zementindustrie diskutiert. Die Nutzung von Plasmabrennern in der Zementindustrie wird in (Hoenig et al. 2019) als eine der aussichtsreichsten Methoden zur elektrischen Klinkerherstellung beschrieben, die eine gute Klinkerqualität gewährleistet; jedoch sind auch bestehende technische Nachteile wie hoher Verschleiß, die erforderliche Kühlung der Brenner und die damit verbundenen hohen Energieverluste noch zu lösen (Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) 2020a).

Wilhelmsson et al. (Wilhelmsson et al. 2018) beschreiben darüber hinaus zwei mögliche komplett plasmabeheizte Drehrohrofensysteme. Sie bestehen aus einem plasmabeheizten Kalzinator und einem plasmabeheizten Drehrohrofen. Die Kapazität beträgt jeweils 1 Mio. t/a bei einer Betriebszeit von 8.000 h/a. Der Unterschied der beiden vorgestellten Systeme besteht darin, dass im Drehrohrofen Umgebungsluft oder CO_2 als Atmosphärengas genutzt wird. Bei beiden wird eine CO_2-Atmosphäre im Kalzinator genutzt. Dies ermöglicht es, reines prozessbedingtes CO_2 abzuscheiden. Der Energiebedarf beträgt für beide Anlagen etwa 1,222 bis zu 1,278 MWh/$t_{Klinker}$ und liegt damit etwas höher als der von konventionellen Anlagen (0,888 bis 0,972 MWh/$t_{Klinker}$). Das Projekt wird durch die beteiligten Firmen im industriellen Maßstab weiterverfolgt. Der Bau einer Pilotanlage soll 2021 beginnen und die Technik ab 2030 im industriellen Maßstab einsatzbereit sein (Wilhelmsson et al. 2018; Expert:inneninterview 2021g).

Durch Elektrolyse gewonnener Wasserstoff könnte als CO_2-neutraler Brennstoff in der Zementindustrie eingesetzt werden. Die Verbrennung von Gasen mit hohem Wasserstoffanteil zur Wärme- und Energieerzeugung ist gut erforscht, doch der Einsatz von Wasserstoff in der Zementindustrie erfordert Anpassungen des Prozesses und des Brenners, welche noch erforscht werden müssen (Wilhelmsson et al. 2018).

Ein weiterer Ansatz ist die Nutzung unterschiedlicher Energieträger in einer Anlage bzw. einem Brenner. Die in der Zementindustrie weit verbreiteten Mehrkanalbrenner können eingesetzt werden, um Biomasse, aber auch Gas wie bspw. EE-Methan zu verbrennen. Ein im Jahr 2016 angemeldetes und inzwischen zurückgezogenes Patent der HeidelbergCement AG (Schneider et al. 2016) sieht einen Ersatz von bis zu 50 % der gesamten thermischen Energie durch Wasserstoff vor. Für Anlagen mit einer Kapazität von über 104 t/h wird in selbigem Patent ein Anteil von bis zu 25 % Wasserstoff als sinnvoll erachtet. Der Wasserstoff soll dabei sowohl im Hauptbrenner als auch im Vorwärmer und ggf. im Kalzinator als Brennstoff verwendet werden. Die übrige Energie soll nach diesem Patent durch konventionelle fossile und alternative Brennstoffe eingebracht werden (Schneider et al. 2016).

In Arbeiten der Mineral Products Association et al. (Mineral Products Association et al. 2019) wird vorgeschlagen, die bestehende Anlage durch Plasma- und Wasserstoffbrenner zu erweitern. Dies könnte die Nutzung eines hybriden Systems ermöglichen, das ohne die Nutzung fossiler Energieträger auskommt. Eine Möglichkeit ist es, den Kalzinator (Kalzinatorbrenner) mit 83 % Biomasse und 17 % Plasma und gleichzeitig den Drehrohrofen (Hauptbrenner) mit 50 % Biomasse und 50 % Wasserstoff zu beheizen. Das Gesamtsystem ist dann zu 70 % mit Biomasse, zu 20 % mit Wasserstoff und zu 10 % mit Plasma beheizt. Zunächst soll dabei die Tertiärluft im Zugang zum Kalzinator mit Plasma erwärmt werden, um den Einsatz von Plasmatechnologie in der Zementindustrie zu demonstrieren. Der gemeinsame Einsatz von Wasserstoff mit Biomasse

im Drehrohrofen soll die jeweiligen Nachteile der einzelnen Brennstoffe ausgleichen (Mineral Products Association et al. 2019).

Das Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen plant, bis 2030 Verfahren zum Einsatz von Wasserstoff in der Zementindustrie zu entwickeln und zu prüfen (Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen (MWIDE NRW) 2020). Ergebnisse sind gegenwärtig nicht bekannt.

Restriktionen für den Einsatz

Die nötige Technik für den Einsatz von Alternativtechniken ist insgesamt noch nicht ausreichend für eine Anwendung im industriellen Maßstab entwickelt, sodass sich gegenwärtig Restriktionen für den Einsatz von Alternativtechniken ergeben. In Bezug auf eine Elektrifizierung und den Einsatz von Wasserstoff existiert in Zementwerken zudem gegenwärtig nicht die nötige Infrastruktur zur Bereitstellung der Energieträger in der für CO_2-neutrale Prozesswärmeerzeugung benötigten Größenordnung.

Für den Einsatz von Plasmabrennern ergeben sich technische Restriktionen in Bezug auf die Leistung und die Materialbeanspruchung. Bisher existieren keine Plasmabrenner ausreichender Leistung zur vollständigen Beheizung eines Drehrohrofensystems. Dies ist insbesondere durch die thermische Materialbeanspruchung durch das Plasma bedingt, welche durch eine aufwendige Kühlung mit hoher Kühlleistung kompensiert werden muss (Mineral Products Association et al. 2019).

Eine weitere Schwierigkeit liegt darin, eine reine CO_2-Atmosphäre zu erzeugen, da dafür das gesamte System luftdicht sein muss (Wilhelmsson et al. 2018). Für den derzeitigen Klinkerprozess wäre anstelle von Wärmeenergie ein elektrischer Energieeinsatz von mindestens 800 kWh/$t_{Klinker}$ erforderlich. Bei einer Menge von 3.000 t/d müssten für eine Produktionsanlage mindestens 100 MW bereitgestellt werden (Hoenig et al. 2019).

Während der Einsatz von Biomasse wegen des limitierten Energiegehaltes problematisch ist, ist der Einsatz von Wasserstoff wegen der hohen Flammentemperatur, hohen Flammengeschwindigkeit, geringen Strahlungswärme und kurzen Flamme problematisch. Der gemeinsame Einsatz hilft, einige der Probleme zu überwinden, jedoch muss der Brenner des Drehrohrofens aufgrund der hohen Flammentemperatur modifiziert werden und stellt gegenwärtig eine technische Herausforderung dar (Mineral Products Association et al. 2019). Zudem ist der Einsatz von Alternativtechniken aufgrund der Energiekosten wirtschaftlich nicht rentabel.

5.9.6 Flexibilitätspotenzial

Das Drehrohrofensystem ist eine kontinuierlich arbeitende Anlage mit einer hohen Produktionskapazität. Wie auch in der Kalkindustrie ist ein kurzfristiges An- bzw. Abschalten kontinuierlich betriebener Aggregate aufgrund der Auswirkungen auf die gesamte Produktion nicht möglich bzw. mit erheblichem wirtschaftlichem Verlust verbunden. So werden die Kosten für Produktionsausfälle in der Zementindustrie mit 50.000 bis 100.000 Euro pro Tag angeben. Darüber hinaus verringert sich die Standzeit des Feuerfestmaterials (Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) 2020c). Weiterhin sinkt neben der Produktivität auch die Energieeffizienz der Anlage.

Eine teilweise Flexibilisierung über Lastverlagerung ist denkbar. Bei einer Kombination aus brennstoffbasierter Beheizung über Brenner und einer elektrischen Zusatzheizung über Widerstandsheizelemente oder Plasmabrenner könnte der elektrische Teil beispielsweise nach Bedarf zu- oder abgeschaltet werden und zur Netzstabilität beitragen. Voraussetzung sind entsprechend redundant ausgelegte Beheizungstechnologien (vgl. Abschnitt 4.5). Insgesamt sind die Möglichkeiten der Flexibilisierung für die Öfen der Zementindustrie jedoch stark limitiert.

5.9.7 Ökonomische Kennzahlen

Für die ökologischen und ökonomischen Betrachtungen im Rahmen dieser Studie sind nachfolgend die charakteristischen Kenngrößen der Referenz- und Alternativtechniken für die betrachteten Anwendungen der Zement-Industrie zusammengefasst. Als Betrachtungsgrundlage wird die jährliche Gesamtkapazität der Anwendung im Referenzjahr verwendet, siehe Tabelle 126, vgl. auch Anhang A.11.2. Weitere Kenndaten sind in Tabelle 127 zusammengefasst. Eine charakteristische Verteilung der Anlagen im Anlagenpark in Deutschland ist in Anhang A.11.3 zusammengefasst.

Tabelle 126: Abschätzung der jährlichen Gesamtkapazität im Referenzjahr – Zementindustrie

Anwendung	Gesamtkapazität	Produktionsmenge	Einheit	Jahr
1: Kontinuierliches Brennen Zementklinker	36.157 [1)]	24.500	Tsd. t/a	2018

[1)] Die gesamte Produktionsmenge beträgt für dieses Jahr 24.500 Tsd. t, dies entspricht einer Anlagenauslastung von 68 %
Quellen: (Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) 2019c, 2020c)

Im Rahmen dieser Betrachtung wird vereinfachend von einem in etwa gleichbleibendem Produktionsniveau für Zementklinker ausgegangen. Es ist jedoch anzumerken, dass im Rahmen des Klimaschutzszenarios 2050 von einem Rückgang der Klinkerherstellung auf 17,7 Mio. t bzw. 14,3 Mio. t bis 2050 ausgegangen wird (Ziesing et al. 2015).

Tabelle 127: Kenndaten für die ökonomische Betrachtung Zementindustrie

Technik	Referenz-technik	Alternativ-technik 1	Alternativ-technik 2	Alternativ-technik 3	Alternativ-technik 4	Einheit	Quellen
Beheizungstechnologie	**Brennstoffmix-beheizung[1)]**	**Elektrifi-zierung[2)]**	**Wasserstoff-beheizung**	**Hybride Beheizung[3)]**	**Hybride Beheizung[4)]**		
Thermoprozessanlagen	Drehrohr-ofensystem	Drehrohr-ofensystem	Drehrohr-ofensystem	Drehrohr-ofensystem	Drehrohr-ofensystem		
Produkt	Zementklinker						
Investition Neubau	86,0	251,9	86,0	86,0	86,0	EUR/$t_{Kap.}$	[1, 5, 6]
Investition Modernisierung	53,7	157,4	53,7	53,7	53,7	EUR/$t_{Kap.}$	[1, 5]
Minimale Investition Neubau	64,5	251,9	64,5	64,5	64,5	EUR/$t_{Kap.}$	[1, 5]
Min. Investition Modernisierung	21,5	157,4	21,5	21,5	21,5	EUR/$t_{Kap.}$	[1, 5]
TRL	9	< 3	< 4	< 5	< 4	-	[1, 5]
Energieträger 1	Abfall, nicht erneuerbar	Strom	EE-Wasserstoff	Strom	Biomasse	-	
Energieträger 2	Abfall, erneuerbar	keiner	keiner	Braunkohle	EE-Wasserstoff	-	
Energieträger 3	Braunkohle	keiner	keiner	Abfall, erneuerbar	Strom	-	
Spezifischer Energiebedarf 1	0,487	1,222	1,111	0,667	0,778	MWh/$t_{Pr.}$	[1-3, 5-7]
Spezifischer Energiebedarf 2	0,262	0,000	0,000	0,361	0,222	MWh/$t_{Pr.}$	[1, 2, 7]
Spezifischer Energiebedarf 3	0,361	0,000	0,000	0,083	0,144	MWh/$t_{Pr.}$	[2, 7]
Min. spezifischer Energiebedarf	1,110	1,222	1,111	1,111	1,144	MWh/$t_{Pr.}$	
Prozessbedingte Emissionen	0,530	0,530	0,530	0,530	0,530	$t_{CO2}/t_{Pr.}$	[4]
Betriebs- und Wartungskosten	4,7	13,9	4,7	4,7	4,7	EUR/$t_{Kap.}$	[1]
Abschreibungszeitraum	25	25	25	25	25	a	
Lebensdauer	60	60	60	60	60	a	[5]
Repräsentative Kapazität	930.000	930.000	930.000	930.000	930.000	$t_{Jahresleistung}$	[1]
Auslastung	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	1,00	[1]
Anteil Bestand 2020	100 %	0 %	0 %	0 %	0 %	%	[1]
Verfügbar ab	2020	2040	2030	2030	2030		[1, 5, 6]
Verfügbar bis	2050	2050	2050	2050	2050		

Anmerkungen und Annahmen:
Angaben beziehen sich auf die Kapazität „$t_{Kap.}$“ oder die Produktionsmenge „$t_{Pr.}$“, Bezugsgröße Zementklinker.
Bei den Datensätzen handelt es sich um gerundete Mittelwerte aus den unten aufgeführten Quellen.
Die Zuordnung der Energieträger basiert auf der Definition der verwendeten Rahmendaten und Modellparametern aus AP2 (Abschnitt 7.2).
Sofern keine gesicherten Werte im Rahmen der Studie erhoben werden können, werden die folgenden Annahmen getroffen:
Die Investitionskosten der Alternativtechnik entsprechen den Investitionskosten der Referenztechnik.
Die minimalen Investitionskosten einer Technik entsprechen den Investitionskosten der Technik.
Der spezifische Energiebedarf der Alternativtechnik entspricht dem (summierten) Energiebedarf der Referenztechnik.
Der minimale spezifische Energiebedarf einer Technik entspricht dem summierten Energiebedarf der Technik.
Die prozessbedingten Emissionen, Betriebs- und Wartungskosten, Abschreibungszeitraum, Modernisierungszyklus sowie die repräsentative Kapazität der Alternativtechnik entsprechen den Werten der Referenztechnik.
Für ein TRL < 3 wird eine Verfügbarkeit der Technik ab dem Jahr 2040 angenommen.
Für ein TRL < 9 und ≥ 3 wird eine Verfügbarkeit der Technik ab dem Jahr 2030 angenommen.
Legende:
1) Brennstoffmix: 32,5 % fossile Brennstoffe (Braunkohle und Steinkohle, hier vereinfacht als Braunkohle), 67,5 % alternative Brennstoffe (hier als Abfall erneuerbar und nicht erneuerbar) nach (Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) 2019b, 2020b), darunter 35 % Biomasse (CO_2-neutral) (hier als Abfall erneuerbar) nach (Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) 2020a), Definition Energieträger siehe Abschnitt 7.2.2.2.
2) Vollständige Elektrifizierung mittels Plasmabrennern, Investitionskosten (ohne CCS) und Energiebedarf nach (Wilhelmsson et al. 2018); keine Kenntnis zu Modernisierungskosten aufgrund des TRL < 3, daher ausschließlich Betrachtung von Neuanlagen.
3) Brennstoffmix/Strom (Einsatz im widerstandsbeheizter Kalzinator): Der elektrische Energiebedarf des Kalzinators wird mit 60 % des Gesamtenergiebedarfs nach (Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) 2002) angenommen. Elektrische Energie substituiert anteilig erneuerbaren und nicht erneuerbaren Abfall als Energieträger da dieser überwiegend zur Bereitstellung von Wärme auf einem geringeren Temperaturniveau im Vergleich zu Braunkohle eingesetzt wird. Der verbleibende Anteil am Energieeintrag durch erneuerbaren und nicht erneuerbaren Abfall wird vollständig durch erneuerbaren Abfall bereitgestellt, der restliche Anteil am Gesamtenergiebedarf durch Braunkohle nach (Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) 2019b, 2020b).
4) Biomasse/H_2/Strom (70 % Biomasse-, 20 % Wasserstoff-, 10 % Plasmabeheizung): Gesamtenergiebedarf gleich Referenztechnik, 1,3-facher elektrischer Energiebedarf zur Plasmakühlung nach (Mineral Products Association et al. 2019)
Quellen:
[1]: (Expert:inneninterview 2020w); [2]: (Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) 2019b, 2020b); [3]: (Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) 2020a); [4]: (Umweltbundesamt (UBA) 2020); [5]: (Agora Energiewende und Wuppertal Institut 2019); [6]: (Wilhelmsson et al. 2018); [7] (Mineral Products Association et al. 2019)

5.9.8 Zwischenergebnis

Nach den Erkenntnissen aus den vorangegangenen Kapiteln werden in diesem Abschnitt die Ergebnisse für die branchenspezifischen Anlagentypen, die technische Gesamtentwicklung, den zukünftigen FuE-Bedarf, den zukünftigen Energieverbrauch sowie die Abwärmeentstehung zusammengefasst (Tabelle 128).

Tabelle 128: Ergebnisse der Branchen- und Technologieanalyse Zementindustrie

	Betrachtete Anwendungen und Thermoprozessanlagen
	Kontinuierliches Brennen Zementklinker ($T_{Prozess,max.}$ ≈ 1550°C) Drehrohofensystem (Hauptkomponenten: Vorwärmer, Kalzinator, Drehrohrofen, Kühler)
Technisches Gesamtpotenzial **für die betrachteten Anwendungen im Anlagenpark in Deutschland**	Stand der Technik: ca. 39 Großanlagen Durchsatz: 85 – 125 t/h Brennstoffmixbeheizung 100 %, Zusammensetzung: Alternative Brennstoffe (67,5 %); Braunkohle (20 %); Steinkohle (8,2 %); Petrolkoks (2,7 %); Heizöl EL (0,7 %); Erdgas und andere Gase (0,6 %); Heizöl S (0,2 %); sonstige fossile Brennstoffe (0,1 %) brennstoffbedingte Emissionen: 200 - 300 $kg_{CO2}/t_{Klinker}$ (30 - 35 %) prozessbedingte Emissionen: 530 $kg_{CO2}/t_{Klinker}$ (ca. 65 - 70 %) Alternativtechnologien: Elektrifizierung (Plasmabrenner) Wasserstoffbeheizung hybride Beheizung (Brennstoffmix/Strom (Widerstandsbeheizung, 60 %)) hybride Beheizung (Mehrkanalbrenner (70 % Biomasse, 20 % H_2) und Plasmabrenner (10 % elektr. Energie))
F&E-Bedarf	Elektrifizierung (Plasmabrenner): TRL < 3 Wasserstoffbeheizung: TRL < 4 hybride Beheizung (Teilelektrifizierung mit Widerstandsbeheizung ca. 60 %): TRL < 5 hybride Beheizung (Mehrkanalbr. (70 % Biomasse, 20 % H_2) und Plasmabr. (10 % elektr. Energie)): TRL < 4 für alle Beheizungstechnologie ist weitere Technologieentwicklung im Labor- und/oder Demonstrationsmaßstab notwendig ökonomische und ökologische Restriktionen vorhanden, CCS/CCU notwendig aufgrund prozessbedingter Emissionen
Endenergiebedarf **Summe für alle Anlagen der betrachteten Anwendung (ohne Berücksichtigung des Energiebedarfs von Vorketten für die Erzeugung)**	Gesamtenergiebedarf aktuell: ca. 28,1 Tsd. GWh/a Brennstoffmix (Produktionsmenge ca. 25,3 Mio. t/a) zukünftig (100 %, ohne Berücksichtigung der Vorketten zur Energieerzeugung und Bereitstellung): in vergleichbarer Größenordnung (ca. 28,1 Tsd. - 30,9 Tsd. GWh/a wobei sich der Anteil des jeweiligen Energieträgers je nach eingesetzter Beheizungstechnologie unterscheidet) Potenzial zur Flexibilisierung: ohne redundante Anlagentechnik nicht vorhanden
Abwärmeentstehung **Mittelwerte für Einzelanlagen (exemplarisch)**	Brennstoffmixbeheizung: Verbrennungsabgas: 1,7 – 3 $m^3/kg_{Klinker}$, T = 90 - 180°C (Abhängig von der Nutzung in Rohmühle) Kühlerabluft: 295 $kJ/kg_{Klinker}$ bzw. 0,89 $m^3/kg_{Klinker}$, T = 245°C (Standardofen) Abwärme wird vielfach in Verbundprozessschritten (bspw. Rohmühle) genutzt Elektrifizierung: leichte Verringerung erwartet Wasserstoffbeheizung, hybride Beheizung: keine Veränderung erwartet

Die Zementindustrie ist durch eine charakteristische Prozesskette gekennzeichnet. Ein Hauptbestandteil dieser Prozesskette ist das Brennen von Zementklinker im Drehrohrofensystem. Die

Drehrohrofensysteme unterscheiden sich untereinander in ihren Anlagenkomponenten und anlagenspezifischen Kennzahlen. In der Regel besteht ein System jedoch aus einem Vorwärmer, einem optionalen Kalzinator, dem Drehrohrofen und einem Kühler. Mit dem Drehrohrofensystem nutzen alle Hersteller den gleichen Anlagentyp, jedoch vielfach als ein an die örtlichen Gegebenheiten angepasstes Einzelstück.

Die Zementindustrie ist darauf spezialisiert, Zement in großen Mengen herzustellen. Der im Zement enthaltene Zementklinker benötigt für seine Herstellung eine große Menge Energie. Das im Rahmen dieser Studie betrachtete Drehrohrofensystem ist vollständig mit fossilen Energieträgern beheizt. Davon werden gegenwärtig 67,5 % alternative Brennstoffe verwendet, welche sich wiederum zu großen Teilen aus unterschiedlichen Abfällen zusammensetzen.

Durch das für die Klinkerherstellung nötige Brennen von Kalkstein fallen nicht nur die brennstoffbedingten, sondern auch prozessbedingte Emissionen an. Diese lassen sich durch eine Umstellung des Energieträgers nicht vermeiden und machen etwa 60 % der Gesamtkohlendioxidemissionen aus (Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) 2019b).

Grundsätzlich lässt sich festhalten, dass für alle Anwendungen und Anlagentypen noch Forschungsbedarf in Bezug auf eine CO_2-neutrale Prozesswärmeerzeugung besteht. Alternativtechniken sind noch nicht marktreif und zudem aufgrund der Energiekosten gegenwärtig nicht wirtschaftlich. Es besteht hoher Forschungsbedarf. Geforscht wird derzeit an wasserstoffbeheizten und teil- bis hin zu vollelektrifizierten Systemen. Als erster Schritt der elektrischen Klinkerherstellung könnte bspw. ein Plasmabrenner als zusätzlicher Brenner in einem bestehenden Drehrohrofenprozess installiert werden, um ein flexibles hybrides System zu schaffen (Expert:inneninterview 2020n). Außerdem wird an der Kombination von Wasserstoff mit elektrischer Energie und Biomasse zum Brennen von Zementklinker sowie an Lösungen zur Reduzierung des in seiner Herstellung energieintensiven Zementklinkers geforscht.

Darüber hinaus müssen Lösungen für die Vermeidung oder Verwendung von prozessbedingt anfallenden CO_2-Emissionen gefunden werden. Hier sind CCS/CCU-Technologien in der Diskussion. Eine detaillierte Betrachtung dieser Technologien ist nicht Gegenstand dieser Studie.

Das Flexibilitätspotenzial konnte im Rahmen dieser Studie nicht gesichert quantifiziert werden. Es wird aber wie für den Großteil der im Rahmen dieser Studie betrachteten kontinuierlich betriebenen Anlagen als gering eingeschätzt. Die Abwärmeentstehung durch den das Drehrohrofensystem verlassenden Abgasstrom wird im Mittel mit 1.700 bis 3.000 $m^3/kg_{Klinker}$ angegeben, wobei die Temperatur im Kamin mit 120 bis 180°C ohne Abwärmenutzung in der Rohmühle bzw. mit 90 bis 150°C mit Abwärmenutzung in der Rohmühle angeben wird, vgl. Anhang A.11.3.

Insgesamt müssen für einen erfolgreichen industriellen Einsatz, wie auch in den anderen Branchen neben technischen Herausforderungen für alle alternativen Beheizungstechnologien wettbewerbsfähige ökologische, ökonomische und infrastrukturelle Rahmenbedingungen insbesondere in Bezug auf einen emissionsarmen und wirtschaftlichen Einsatz sowie die Verfügbarkeit von Energieträgern für den Standort Deutschland mit einer der Anlagenlaufzeit entsprechenden langfristigen Perspektive gesichert sein.

5.10 Keramik- und Ziegelindustrie (inkl. Feuerfest-Werkstoffe)

5.10.1 Kurzbeschreibung der Branche

Die Keramik- und Ziegelindustrie in Deutschland produziert eine Vielzahl sehr unterschiedlicher Produkte. Dabei reicht die Spannweite vom Einsatz als Baumaterial (z. B. Dachziegel oder Klinker) über Alltagsgegenstände, wie Porzellan und Steingut, bis hin zu Produkten, die in anspruchsvollen Umgebungen (feuerfeste Werkstoffe) oder Hightech-Produkten Anwendung finden. Aufgrund dieser Unterschiede zwischen den erzeugten Produkten ergeben sich erhebliche Unterschiede im Hinblick auf die Produktionsmengen und Umsätze pro Stück aber auch in Bezug auf die für die Herstellung notwendigen Prozessschritte.

Als Einsatzmaterial werden in vielen Bereichen natürliche Rohstoffe eingesetzt, die vor Ort gewonnen werden können. Für technische Anwendungen oder bei speziellen Anforderungen an die Produkte werden allerdings hochreine Einsatzstoffe benötigt, die in vorgeschalteten Prozessketten hergestellt werden.

Grundsätzlich kann die Branche in die folgenden Bereiche untergliedert werden:

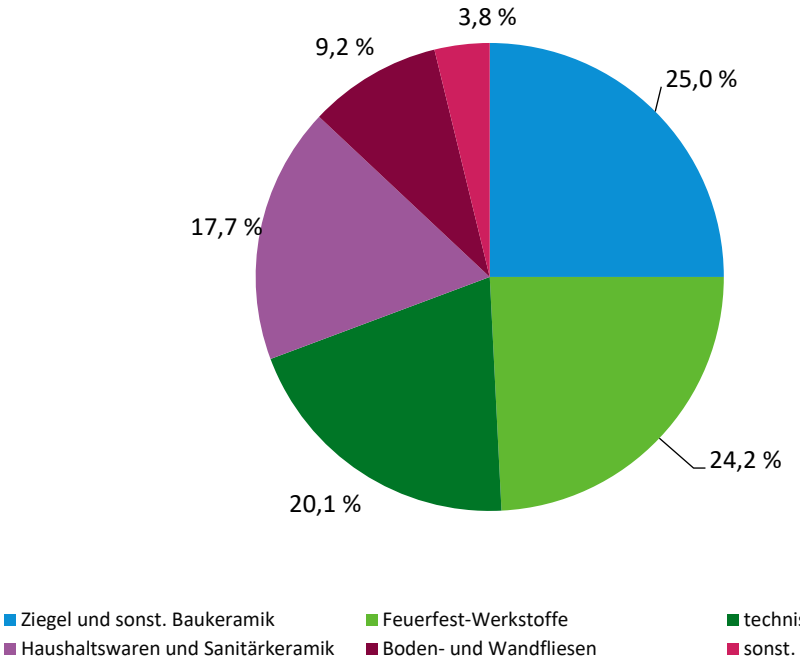
- feuerfeste keramische Werkstoffe und Waren
- Ziegel und sonstige Baukeramik
- Wand- und Bodenfliesen
- Haushaltsware und Sanitärkeramik
- technische Keramik
- sonstige keramische Erzeugnisse

In der gesamten Keramik- und Ziegelindustrie waren im Jahr 2018 ca. 39.200 Beschäftigte in 221 Betrieben angestellt und erwirtschafteten einen Umsatz von etwa 7,2 Mrd. € (Statistisches Bundesamt (Destatis) 2020b). Laut Anlage 4 des EEG-Gesetzes von 2017 zählt der Industriezweig zu den energieintensiven Industriezweige (EEG 17).

Der Gesamtumsatz der Keramik- und Ziegelindustrie wird anteilig von den zuvor genannten Branchenbereichen erwirtschaftet (Abbildung 104). Die Umsätze der verschiedenen Branchenbereiche in den Jahren 2016, 2017 und 2018 finden sich in Anhang A.12.1. In Bezug auf die Produktionsmenge machen Ziegel (Hinter- und Vormauerziegel, Dachziegeln und Ziegeln für Boden- und Straßenbelägen) einen erheblichen Anteil an den insgesamt hergestellten keramischen Erzeugnissen aus (Abbildung 105).

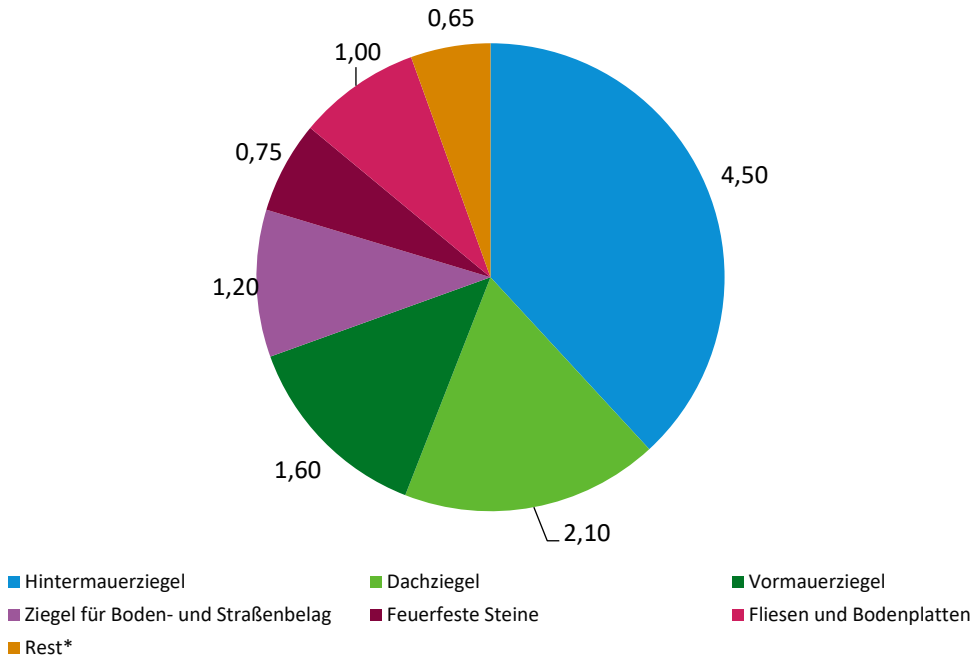
Es wurde mit etwa 592.371 Tsd. Stück Dachziegeln, also etwa 2,1 Mio. t, im Jahr 2019 ein Umsatz von etwa 685.862 Tsd. € generiert. Die Hintermauerziegel liegen bei einem Absatz von etwa 6.035 Tsd. m^3, was einem Gewicht von etwa 4,5 Mio. t entspricht. Der erzielte Umsatz lag bei 420.130 Tsd. €. Der Absatz an Vormauerziegeln betrug im Jahr 2019 etwa 1,6 Mio. t bzw. 852 Tsd. m^3, mit denen circa 195.700 Tsd. € erwirtschaftet wurden. Der mit Fließen und Bodenplatten generierte Umsatz liegt, verglichen mit Dach- und Mauerziegeln, mit 219.513 Tsd. € bei einer Produktionsmenge von 24.781 Tsd. m^2 im Jahr 2018 bei etwas geringeren Werten. Die Produktion von feuerfesten Produkten beläuft sich in Deutschland auf etwa 1 Mio. t feuerfeste Steine und ähnliche Produkte pro Jahr, die einen Umsatz von ca. 24 % des Gesamtumsatzes ausmachen (Bundesverband der Deutschen Ziegelindustrie e.V. 2020; Expert:inneninterview 2020y; Statistisches Bundesamt (Destatis) 2019b, 2020b).

Abbildung 104: Prozentualer Anteil des jeweiligen Branchenbereichs am Umsatz der Keramik- und Ziegelindustrie (inkl. Feuerfest-Werkstoffe) (Jahr 2019)



eigene Darstellung nach, Quellen: (Bundesverband der Deutschen Ziegelindustrie e.V. 2020; Statistisches Bundesamt (Destatis) 2020b)

Abbildung 105: Produzierte Mengen keramischer Produkte in Mio. t (Stand 2019)



* technische Keramik, Sanitärkeramik & Haushaltswaren
eigene Darstellung nach, Quelle: (Bundesverband der Deutschen Ziegelindustrie e.V. 2020; Statistisches Bundesamt (Destatis) 2019b)

5.10.2 Branchenspezifische Prozessketten

Die Herstellung von keramischen Produkten hat im Vergleich zu metallischen Werkstoffen die Besonderheit, dass die endgültige Produktform bereits vor der thermischen Behandlung festgelegt wird und im Anschluss daran nicht mehr korrigiert werden kann. Aus diesem Grund werden

trotz der Vielzahl unterschiedlicher Branchen und Produktgruppen ähnliche Brennaggregate verwendet, und die Prozessketten sind sich über alle Branchen hinweg sehr ähnlich (European Commission 2007b).

Grundsätzlich durchlaufen nahezu alle Produkte der Keramik- und Ziegelindustrie die Prozessschritte der *Formgebung*, der *Trocknung* und des *Brennens*. Dabei gibt es, je nach Branche, Unterschiede in der Art der Formgebung. So werden Baukeramiken und feuerfeste Produkte häufig extrudiert oder gepresst, während Sanitärkeramiken im Schlickerguss hergestellt werden.

Gemeinsam ist allen Formgebungsverfahren, mit Ausnahme des Trockenpressens, eine Zugabe von sogenanntem Anmachwassers vor der Formgebung zur Verbesserung der Plastizität der keramischen Massen und Einsatzstoffe. Dieses Wasser muss vor dem Brennen der Produkte aus dem sogenannten Grünling ausgetrieben werden. Dieser Vorgang erfolgt im Trockner.

Der Trockner ist das erste Aggregat entlang der Prozesskette, das mit Temperaturen oberhalb von 100°C arbeitet. In der Regel werden die Trockner elektrisch beheizt, mit Prozessabwärme aus dem Brennvorgang versorgt oder sind mit Erdgasbrennern ausgestattet. Die Trocknung kann je nach Produkt, Branche und Anforderungen in kontinuierlichen oder diskontinuierlichen Anlagen erfolgen.

Anschließend wird in einigen Branchen die Glasur auf das Brenngut (z. B. Sanitärkeramik) aufgetragen. In anderen Branchen wird das Produkt zweifach gebrannt. Dann werden zwischen dem ersten und zweiten Brennvorgang die Glasuren aufgetragen (Geschirr).

Bei dem Brennvorgang selbst wird das nach der Trocknung im Grünling verbliebene Restwasser ausgetrieben und die Keramik gesintert. Dabei muss die Keramik auf die entsprechende Brenntemperatur erwärmt werden. In Abhängigkeit des Produkts und der gewünschten Eigenschaften sind dazu unterschiedliche Brenntemperaturen, Ofenzeiten und Ofenatmosphären erforderlich. Dies spiegelt sich auch in den spezifischen Energieverbräuchen wider. So muss Geschirr, bedingt durch die aufgebrachte Glasur, teilweise mehrfach gebrannt werden, was zu einem deutlich höheren spezifischen Energieverbrauch führt. In der Baukeramik werden die Produkte nur einfach gebrannt, und es werden zudem lediglich Temperaturen bis etwa 1.100°C benötigt. Im Vergleich dazu werden feuerfeste Erzeugnisse bei deutlich höheren Temperaturen (bis 1.800°C) gebrannt, da die Ausgangsmaterialien thermisch resistenter und damit schwerer zu sintern sind. Dadurch ergibt sich für feuerfeste Werkstoffe im Vergleich ein höherer spezifischer Energieverbrauch (European Commission 2007b; VDI 2585:2018-12; Becker 2011).

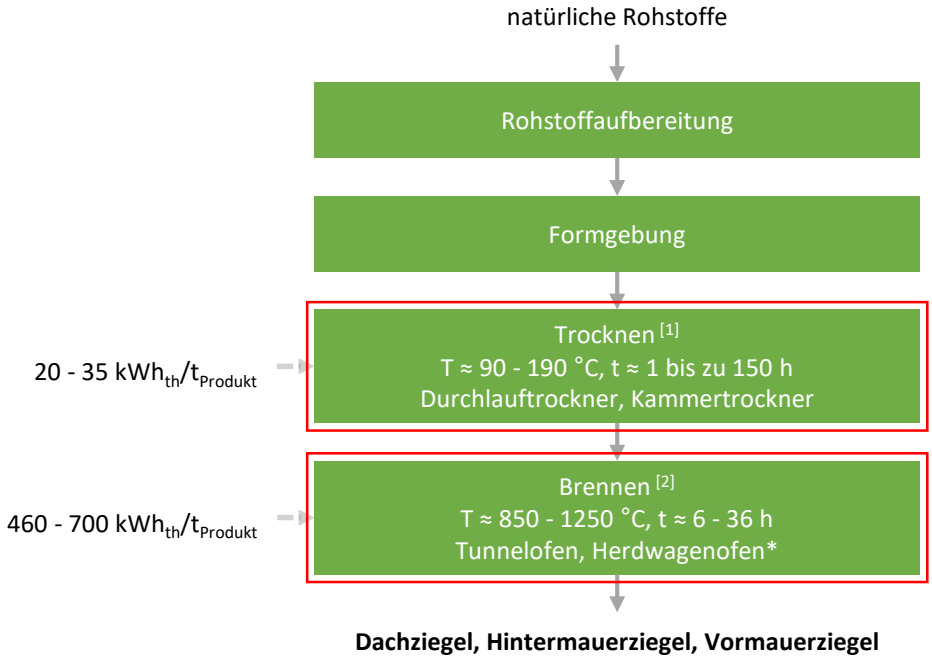
Grundsätzlich ist der Energieverbrauch in diskontinuierlichen Anlagen höher als in kontinuierlichen Anlagen. Das liegt vor allem daran, dass der Ofen bei diskontinuierlichen Anlagen für jede Charge mitgeheizt werden muss. Allerdings sind in manchen Prozessketten kontinuierliche Anlagen nicht wirtschaftlich einsetzbar oder die Prozessbedingungen sind in einer kontinuierlichen Anlage nicht einzustellen, sodass eine diskontinuierliche Anlage die sinnvollere Wahl ist. Bei beiden Anlagentypen werden in der Regel technische Brennhilfs- bzw. Transportmittel wie Chargenträger oder Ofenwägen eingesetzt (siehe auch Abschnitt 5.10.3), welche ebenfalls erwärmt werden und damit Wärme aus dem Ofen austragen und die Energieeffizienz des Prozesses verringern.

Wie zuvor beschrieben, stellt die Keramik- und Ziegelindustrie in ihren verschiedenen Branchen sehr unterschiedliche Produkte her. Daher sollen im Folgenden für jede Branche möglichst charakteristische Prozessketten abgebildet werden. Die Auswahl orientiert sich dabei am durchschnittlichen spezifischen Energieverbrauch und den abgesetzten Mengen des Produkts, sodass nur repräsentative und relevante Prozessketten abgebildet werden.

5.10.2.1 Ziegel und sonstige Baukeramik

Die Herstellung von Baukeramik, insbesondere von *Dachziegeln* sowie *Hinter- und Vormauerziegeln*, ist durch eine typische Prozesskette gekennzeichnet (Abbildung 106). Als Einsatzstoffe kommen in der Produktion von Dachziegeln, wie in nahezu der gesamten Baukeramikbranche, ausschließlich natürliche Rohstoffe zum Einsatz. Die Formgebung erfolgt bei Anmachwassergehalten von bis zu 25 % durch Extrudieren und Pressen der Dachziegel. Anschließend müssen die hohen Wassergehalte wieder aus dem Material ausgetrieben werden, da die Grünlinge mit einer Restwasserbeladung von etwa 1 bis 3 % in den Ofen eingefahren werden. Dazu durchlaufen die Grünlinge die *Trocknung*. Aufgrund der großen Menge von Wasser, die dem Material ausgetrieben werden muss, entfällt ein nicht unerheblicher Teil des Gesamtenergieverbrauchs bei der Dachziegelproduktion auf die Trocknung. Diese erfolgt in der Regel in *Kammer-* oder *Durchlauftrocknern*, die mit der Abwärme aus dem Brennprozess oder separaten Erdgasbrennern beheizt werden.

Abbildung 106: Prozesskette für die Herstellung von Ziegeln



eigene Darstellung
Legende:
Rot markiert: Energieintensive Prozessschritte mit fossilen Energieträgern im Fokus der Betrachtungen innerhalb dieser Studie
* Annahme: jährliche Produktionsmenge im Herdwagenofen < 5 %
Anmerkungen:
th. = thermisch
Quellen (eigene Darstellung nach):
[1] (Becker 2011; Expert:inneninterview 2020y)
[2] (VDI 2585:2018-12)
[2] (European Commission 2007b)

Anschließend erfolgt das *Brennen* der Dachziegel. Dazu wird in nahezu allen Fällen der *Tunnelofen* verwendet, da hier eine große Menge an Ziegeln in einem kontinuierlichen Prozess erzeugt werden kann. Der spezifische Energieverbrauch beträgt etwa 600 $kWh_{th}/t_{Produkt}$ bei einer Brenntemperatur zwischen 950 bis 1.050°C. Die Tunnelöfen sind mit Hochgeschwindigkeits-Erdgasbrennern ausgestattet. Zusätzlich zu beachten ist bei der Herstellung von Dachziegeln die Zusammensetzung der Ofenatmosphäre. Diese entscheidet, neben den Rohstoffen, welche Farbe

das Produkt erhält. Aufgrund dieses wichtigen Einflusses der Atmosphäre im Ofen ist eine Umstellung auf alternative Energieträger (z. B. Wasserstoff) für die Herstellung von Ziegeln immer auch in diesem Zusammenhang zu diskutieren (European Commission 2007b; Pfeifer et al. 2011c; VDI 2585:2018-12).

Eine weitere relevante Prozesskette im Bereich der Baukeramik stellt die Herstellung von *Hochlochziegel* für den Hintermauerbereich im Bauwesen dar. Der Prozessablauf ist dabei nahezu identisch mit dem der Dachziegelproduktion und ist ebenfalls in Abbildung 106 dargestellt.

Die Herstellung unterscheidet sich dabei im Wesentlichen in der Brenntemperatur und Ofenverweilzeit, die bei Hochlochziegel zwischen 950 bis 1.050°C bzw. 6 bis 36 h liegen (European Commission 2007b; VDI 2585:2018-12). Zu beachten sind bei Hintermauerziegeln sogenannte Porosierungsmittel, die zugegeben werden, um die guten Dämmeigenschaften des fertigen Produkts zu erzeugen. Diese Porosierungsmittel werden während des Brennvorgangs thermisch umgesetzt und liefern somit einen Anteil am relativ niedrigen spezifischen Energieverbrauch. Allerdings entstehen durch diesen Vorgang auch in größerem Maß prozessbedingte CO_2-Emissionen. Zusätzlich werden kalkreiche Tone eingesetzt, die über die Kalkentsäuerung ein Porensystem entstehen lassen. Gebrannt werden Hochlochziegel aufgrund der großen Produktionsmengen in der Regel in Tunnelöfen. Der spezifische Energieverbrauch liegt dabei bei etwa 525 $kWh_{th}/t_{Produkt}$ und ist damit deutlich geringer als beim Brennen von Dachziegeln.

Neben Hintermauer- und Dachziegeln ist auch die Herstellung von *Vormauerziegeln* eine charakteristische Prozesskette der Baukeramik und ebenfalls in Abbildung 106 zu finden. Wie Hintermauer- und Dachziegel werden auch die Vormauerziegel in der Regel in Tunnelöfen gebrannt. Die Brenntemperaturen liegen dabei im Bereich zwischen 1.000 bis 1.250°C bei einer Ofenverweilzeit von etwa 24 bis 72 h. Der spezifische Energieverbrauch liegt aufgrund der hohen Brenntemperaturen und relativ langen Verweildauer im Ofen bei etwa 640 $kWh_{th}/t_{Produkt}$ (European Commission 2007b; Junge 2002; Becker 2011; VDI 2585:2018-12).

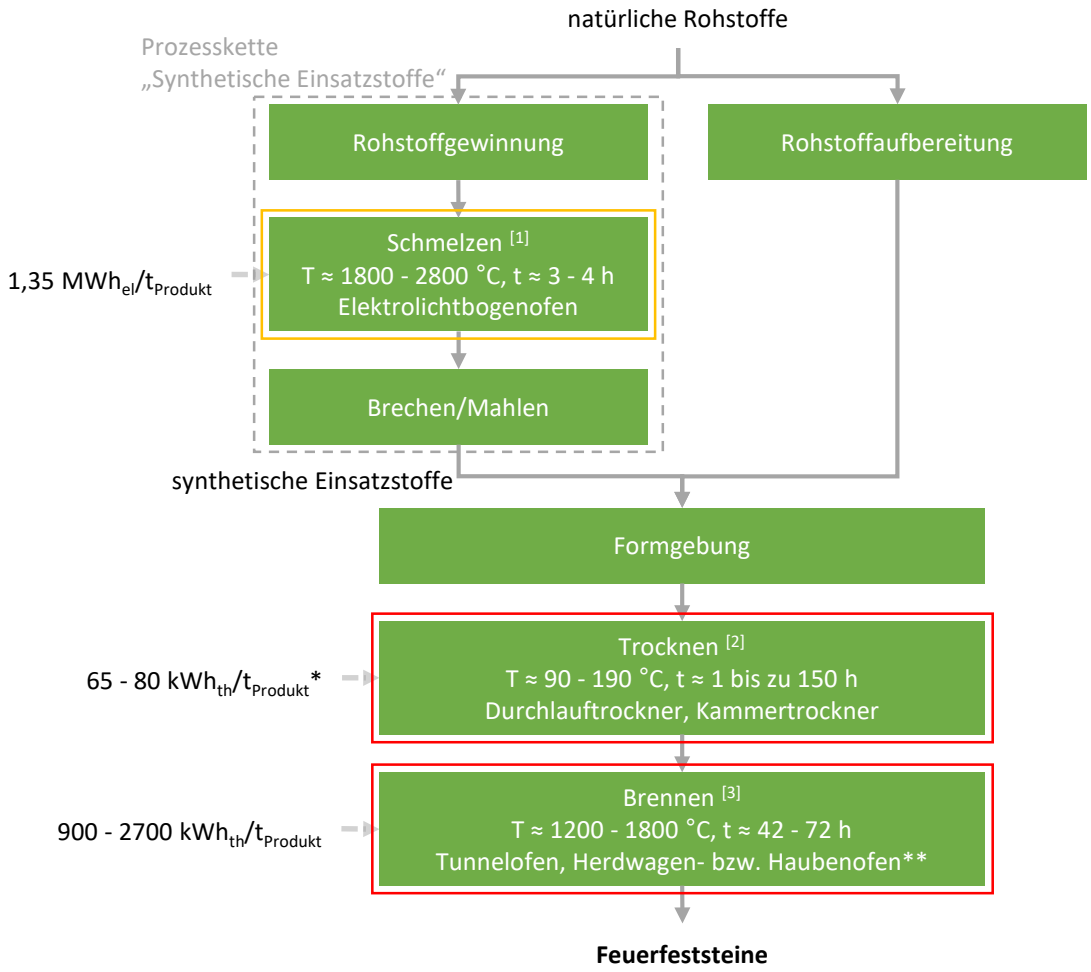
5.10.2.2 Boden- und Wandfließen

Eine weitere Unterbranche bildet die Produktion von Boden- und Wandfließen bzw. -platten. Diese Produkte werden typischerweise ebenfalls in Tunnel- oder Rollenöfen hergestellt. Dabei kommt es teilweise zum sog. Schnellbrand der Produkte, der einen geringen Energiebedarf aufweist. Da die fertigen Produkte häufig eine glasierte Oberfläche haben sollen, kann auch ein Mehrfachbrand notwendig sein. Generell liegen die Brenntemperaturen zur Herstellung von Fliesen etwa im Bereich zwischen 1.100 bis 1.250°C, bei einer Verweildauer im Ofen von bis zu 40 h. Der Energieverbrauch variiert je nach Produktart und bewegt sich im Bereich zwischen 525 bis 850 $kWh_{th}/t_{Produkt}$ (VDI 2585:2018-12; Becker 2011).

5.10.2.3 Feuerfeste keramische Werkstoffe und Waren

In der Feuerfestindustrie ist die Herstellung von *Feuerfeststeinen* aus basischen Steinen, wie beispielsweise Magnesia, eine typische Prozesskette. Allerdings sind aufgrund der geringen Anzahl an Marktteilnehmern genaue Daten schwierig zu erfassen. Im Vergleich zur Herstellung von Baukeramik wird bei der Herstellung von feuerfesten Produkten auf synthetische Rohstoffe zurückgegriffen. Dies liegt vor allem in den hohen Anforderungen an die Temperatur- und Korrosionsbeständigkeit bei einem Einsatz in Thermoprozessanlagen begründet. Der Prozesskette aus Formgebung, *Trocknung* und *Brennen* (Sinterbrand) ist deshalb eine weitere Prozesskette zur Herstellung der synthetischen Einsatzstoffe vorgeschaltet (Abbildung 107). Diese gesonderte Prozesskette wird aber im Rahmen dieses Berichts nicht weiter betrachtet (Ausfelder et al. 2019; Becker 2011).

Abbildung 107: Prozesskette zur Herstellung von Feuerfeststeinen



eigene Darstellung
Legende:
Rot markiert: Energieintensive Prozessschritte mit fossilen Energieträgern im Fokus der Betrachtungen innerhalb dieser Studie
Orange markiert: Energieintensive Prozessschritte, die größtenteils elektrifiziert sind
*Annahme: Wert nach Prozesskette Ziegel
** Annahme: jährliche Produktionsmenge im Herdwagenofen < 30 %
Anmerkungen:
th. = thermisch; el. = elektrisch
Quellen (eigene Darstellung nach):
[1] (Becker 2011; Expert:inneninterview 2020y)
[2] (VDI 2585:2018-12)
[2] (European Commission 2007b)

Im Anschluss wird das erzeugte Einsatzmaterial in der Formgebung verarbeitet. Dabei kommen ähnliche Verfahren wie in der Baukeramik zum Einsatz, sodass auch in der Feuerfestindustrie eine Trocknung der Steine vor dem Sinterbrand vorgenommen werden muss. Allerdings ist der benötigte Wassergehalt in der Regel geringer als in der Baukeramik. Wie bei der Fertigung von Dachziegeln werden auch bei der Produktion von Steinen aus Feuerfestmaterial *Kammer-* und *Durchlauftrockner* verwendet. Allerdings fällt der Energieverbrauch für die Trocknung bei feuerfesten Produkten in der Betrachtung der gesamten Prozesskette weniger ins Gewicht, da der Energieverbrauch zum Brennen im Vergleich zu Hintermauer- oder Dachziegeln deutlich höher liegt. Das Brennen erfolgt, analog zur Ziegelindustrie, nach der Trocknung. Die Brenntemperaturen können sich dabei je nach Produkt erheblich unterscheiden. Für Magnesitsteine kann die Temperatur im Bereich zwischen 1.600 und 1.800°C bei einer Ofenverweilzeit von mehr als 60 h

liegen. Für Schamottsteine hingegen ist eine Brenntemperatur von 1.200 bis 1.300°C erforderlich. Der spezifische Energieverbrauch variiert in der Folge ebenfalls mit dem Produkt und kann über die gesamte Branche der Feuerfeststeine mit etwa 800 bis 2.000 $kWh_{th}/t_{Produkt}$ angegeben werden (VDI 2585:2018-12; Becker 2011). Im Gegensatz zur Baukeramik werden feuerfeste Waren nicht nur in *Tunnelöfen***,** sondern auch in *Herdwagen- bzw. Haubenöfen*, also in diskontinuierlich arbeitenden Aggregaten, gebrannt. Dies ist dann der Fall, wenn ein kontinuierlich betriebener Ofen aufgrund von zu geringer Nachfrage nicht wirtschaftlich betrieben werden kann oder bestimmte Geometrien nur in diskontinuierlichen Anlagen wirtschaftlich hergestellt werden können. In der Regel werden feuerfeste Steine aber in Tunnelöfen gebrannt. Die Ausstattung dieser Öfen ist denen aus der Ziegelindustrie sehr ähnlich. Auch die Anlagen der Feuerfestindustrie, kontinuierlich und diskontinuierlich, werden mit Erdgas beheizt.

Zusätzlich werden neben feuerfesten Steinen auch feuerfester Beton und feuerfeste Stampfmassen hergestellt. Auch diese Prozessketten werden in die Betrachtungen im Rahmen dieser Studie nicht miteinbezogen.

5.10.2.4 Haushaltswaren und Sanitärkeramik

Im Bereich der Haushaltswaren und Sanitärkeramik ist die Herstellung von Porzellan eine charakteristische Prozesskette. Grundsätzlich unterscheidet sich die Herstellung von Porzellan, Steingut oder beispielsweise Steinware hauptsächlich in der Zusammensetzung der Einsatzstoffe. In der Regel werden für die Produktion von Haushaltskeramiken natürliche Rohstoffe verwendet, die dann in die gewünschte Form gebracht werden. Anschließend erfolgt eine Trocknung. Aufgrund der hohen Stückzahlen werden Geschirr und ähnliche Produkte in der Regel in kontinuierlichen Anlagen gebrannt. Die dazu am häufigsten genutzten Aggregate sind der *Rollen-* und der *Tunnelofen*. Im Gegensatz zur Bau- oder Feuerfestkeramik werden Haushaltswaren typischerweise *mehrfach gebrannt*. Dies liegt im Aufbau des fertigen Produkts begründet. Geschirr ist in der Regel mit einer Glasur überzogen. Diese Glasur wird im Produktionsprozess in einem separaten Arbeitsschritt aufgebracht und muss dann ebenfalls gebrannt werden. Das bedeutet, dass in einem ersten Brennvorgang, dem Glühbrand, der Grundkörper, also die eigentliche Keramik, bei Temperaturen von etwa 950 bis 1.050°C gebrannt wird. Der spezifische Energieverbrauch liegt dabei bei etwa 1.000 $kWh_{th}/t_{Produkt}$ (VDI 2585:2018-12; Becker 2011). Anschließend erfolgt der sogenannte Glattbrand. Hier wird die Glasur zu einem zusammenhängenden Glasüberzug gebrannt. Der Glattbrand findet bei Temperaturen von 1.360 bis 1.420°C statt, und liegt damit bei deutlich höheren Temperaturen als der Glühbrand. Der spezifische Energieverbrauch liegt daher mit circa 2.750 $kWh_{th}/t_{Produkt}$ deutlich höher (VDI 2585:2018-12; Becker 2011). Durchgeführt werden beide Brennvorgänge in identischen Aggregaten. Haushaltswaren und Sanitärkeramik werden in dieser Studie aufgrund der geringen produzierten Mengen (siehe Abbildung 105) nicht weiter betrachtet.

5.10.2.5 Technische Keramik

Bei der technischen Keramik handelt es sich um eine sehr heterogene Branche, in der viele verschiedene Produkte zusammengefasst sind. Dabei reicht die Produktpalette über Anwendungen im Bereich der Elektrotechnik (Isolatoren, ferro- und piezoelektrische Materialien, Halb- und Ionenleiter) zu chemischen Anwendungen (Katalysatorenträger, Gas- oder Feuchtigkeitssensoren) oder mechanisch hoch belasteten Bauteilen (Schneidwerkzeuge, verschleißfestes Material) bis zu Anwendungen im Bereich der Biokeramik oder Nukleartechnik. Zusätzlich ist auch die Spannweite der geometrischen Abmessungen der Produkte von Isolatoren für Hochspannungsanwendungen bis zu Bauteilen im Bereich der Mikroelektronik oder der Biokeramik hoch. In der Folge sind auch die eingesetzten Brenn- und Sinteraggregate sehr unterschiedlich aufgebaut. In vielen Fällen kommen *Kammeröfen* mit geringen Ofenvolumina zum Einsatz, die zum Teil, aufgrund der

Produktanforderungen, bereits elektrisch beheizt sind. In anderen Bereichen ist aber auch eine Produktion in *Herdwagenöfen* möglich, die in ähnlicher Bauweise auch in der Bau- bzw. Feuerfestkeramik eingesetzt werden. In anderen Bereichen werden kontinuierliche Öfen wie *Tunnel-* oder *Rollenöfen* eingesetzt, die wiederrum mit Erdgas beheizt werden. Insgesamt fallen die Produktionsmengen und -umfänge, im Vergleich mit beispielsweise der Baukeramik, geringer aus (Telle et al. 2007; Becker 2011). Aus diesem Grund ist es nicht möglich, einen repräsentativen und mit Blick auf die gesamte Keramik- und Ziegelindustrie relevanten Produktionsprozess zu identifizieren. In der Folge wird die technische Keramik in diesem Bericht nicht näher betrachtet.

5.10.3 Branchenspezifische Thermoprozessanlagen

Wie im vorangegangenen Abschnitt beschrieben, sind die Branchen der Keramik- und Ziegelindustrie sehr unterschiedlich. Dazu sind in Tabelle 129 einige relevante Analgentypen mit ihrer Betriebsweise und den typischen Einsatzgebieten aufgelistet.

Tabelle 129: Anlagentypen zum Brennen von keramischen Erzeugnissen

Anlagentyp	Betriebsweise	Einsatzgebiete
Herdwagenofen	**Charge**	**alle Branchen**
Elevatorofen	Charge	technische Keramik
Kammerofen	Charge	technische Keramik
Haubenofen	Charge	technische Keramik, Feuerfest
Tunnelofen	**kontinuierlich**	**alle Branchen**
Rollenofen	kontinuierlich	Haushalt & Sanitär, technische Keramik
Durchschubofen	kontinuierlich	technische Keramik
Deckenförderofen	kontinuierlich	technische Keramik

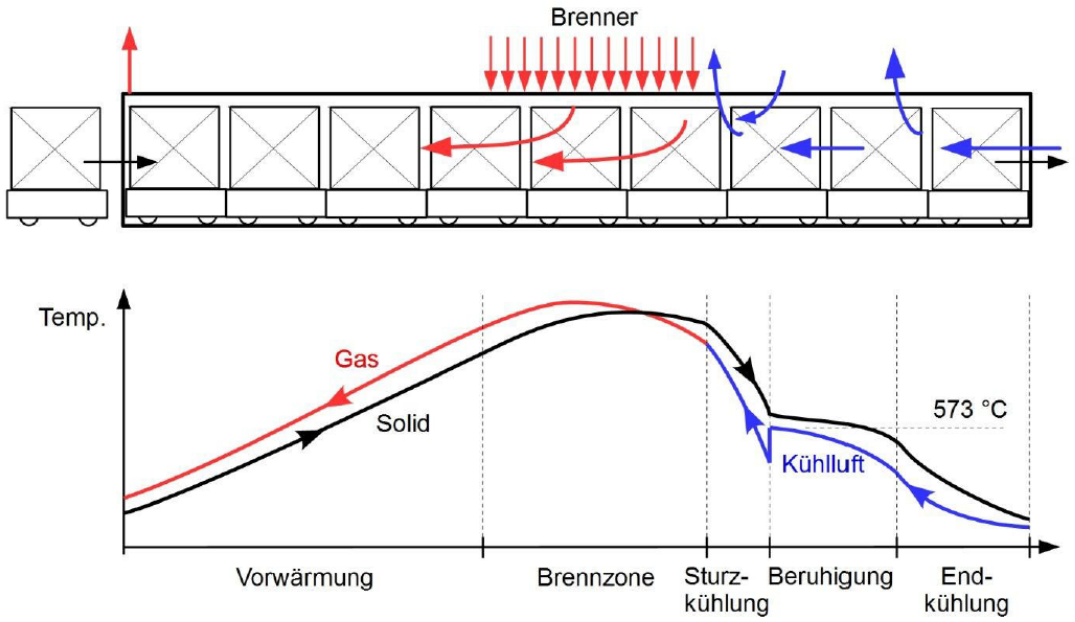
Fettgedruckt: Anlagentypen, welche im Rahmen der Studie weiter betrachtet werden.

Es zeigt sich, dass einige der Anlagentypen in allen Einsatzgebieten genutzt werden. Dazu zählen der Tunnel- und der Herdwagenofen. Zudem werden die in Abschnitt 5.10.2 beschriebenen Produkte der einzelnen Unterbranchen vorwiegend in diesen Anlagen gefertigt, sodass auch im Hinblick auf die produzierten Mengen in der gesamten keramischen Industrie eine repräsentative Auswahl der relevantesten Thermoprozessanlagen gewährleistet ist.

5.10.3.1 Tunnelofen

Der meistgenutzte Anlagentyp in der Keramik- und Ziegelindustrie ist der Tunnelofen. Im Tunnelofen wird das zu brennende Produkt auf Ofenwägen kontinuierlich bzw. semi-kontinuierlich durch den Ofen bewegt (Abbildung 108).

Abbildung 108: Darstellung eines Tunnelofens im Längsschnitt und der entsprechenden Temperaturverläufe von Prozessgas und Besatz



Quelle: (Redemann 2019) nach (Specht 2014)

Die Ofenwägen mit ihrem entsprechenden Besatz, bspw. Dachziegel (Abbildung 109), werden von links nach rechts durch den Ofen transportiert. In der Mitte des Ofens befindet sich die Brennzone. In diesem Bereich ist eine Vielzahl von Brennern angeordnet, die die notwendige thermische Energie bereitstellt. In der Regel werden hier Hochgeschwindigkeitsbrenner eingesetzt, um die Ofenatmosphäre zu durchmischen und eine homogene Temperaturverteilung über den Ofenquerschnitt zu ermöglichen. Diese sind üblicherweise mit **Erdgas** beheizt. Die Temperaturen sind in diesem Bereich des Ofens maximal hoch und liegen leicht über der Brandtemperatur des Produkts (je nach Produkt zwischen 850°C und 1.800°C). Die heißen Verbrennungsgase werden im Gegenstrom zum Ziegelbesatz aus dem Ofen abgeführt. Dabei kommt es zum Wärmeaustausch zwischen Gas und Besatz, sodass sich der Besatz von der Raumtemperatur bis annähernd auf Brenntemperatur erwärmt. Grundsätzlich erfolgt dieser Wärmeaustausch über Konvektion und Gasstrahlung des Verbrennungsgases. In diesem Bereich wird auch das restliche Anmachwasser aus den Poren des eingesetzten Grünlings entfernt. Damit das Produkt bei diesem Vorgang nicht beschädigt wird, kann die Vorwärmzone, im Vergleich zur Brennzone, sehr lang ausfallen. Die Gesamtlänge eines Tunnelofens kann zwischen 32 m und 200 m bei einer Breite von etwa 1,5 m bis 10 m liegen. Die Nutzhöhe kann bis zu 2 m betragen. Der Durchsatz eines Tunnelofens liegt, abhängig von Art des Produkts und der Größe des Ofens, etwa im Bereich zwischen 1 bis 25 t/h (European Commission 2007b; Specht 2014; VDI 2585:2018-12; Becker 2011).

Nachdem das Produkt auf die entsprechende Sintertemperatur erwärmt worden ist, erfolgt das Sintern im Bereich der Brennzone. Die Brenntemperatur hängt dabei vom eingesetzten Material und den gewünschten Eigenschaften ab. In der Folge variiert auch der Temperaturverlauf vom Ofeneintritt bis zum Ofenaustritt von Produkt zu Produkt. Nach dem Sintern muss das gebrannte Produkt abgekühlt werden. Dazu wird Umgebungsluft im Bereich der sog. Kühlzone in den Ofen eingeblasen. Auch in diesem Bereich bewegen sich der Besatz und das Gas, in diesem Fall die Kühlluft, im Gegenstrom. Allerdings gibt hier der Besatz bzw. der Ofenwagen einen Teil seiner Energie an die Kühlluft ab. Der dadurch erwärmte Luftstrom wird abgesaugt und in die Trockner

geleitet. Die Kühlluft wird kapazitätsmäßig in großem Überschuss zum Besatz eingeblasen. Dabei muss auf die mineralischen Eigenschaften (Quarzsprung) geachtet werden. In diesem Temperaturbereich erfolgt die Abkühlung mit geringerer Geschwindigkeit. Allerdings ist eine Kopplung von Trockner und Tunnelofen nicht bei allen Produkten und Anlagen möglich (Specht 2014; VDI 2585:2018-12; Becker 2011).

Abbildung 109: Foto eines Tunnelofens für das kontinuierliche Brennen von Dachziegeln



Quelle: (Becker 2011)

Abschließend wird das Produkt mit dem Ofenwagen aus dem Ofen herausgefahren. Vorteilhaft am Tunnelofen ist aus energetischer Sicht das Gegenstromprinzip, da dadurch ein großer Teil der bei der Verbrennung erzeugten Energie direkt im Ofen genutzt werden kann. Bei einer Kopplung der Abwärme aus der Kühlzone kann auch diese Energie verwendet werden. Zudem sind in vielen Öfen Brenner mit Luftvorwärmung der Stand der Technik. Nachteilig beim Tunnelofen, vor allem im Vergleich mit dem Rollenofen, sind die Ofenwägen, die mit ihrer erheblichen thermischen Masse durch den Ofen befördert werden und dabei aufgeheizt und abgekühlt werden müssen. Der Tunnelofen ist aufgrund seiner Relevanz für die keramische Industrie bereits häufiger Gegenstand von Forschungsvorhaben zur energetischen Optimierung geworden (Meng 2010; Redemann 2019).

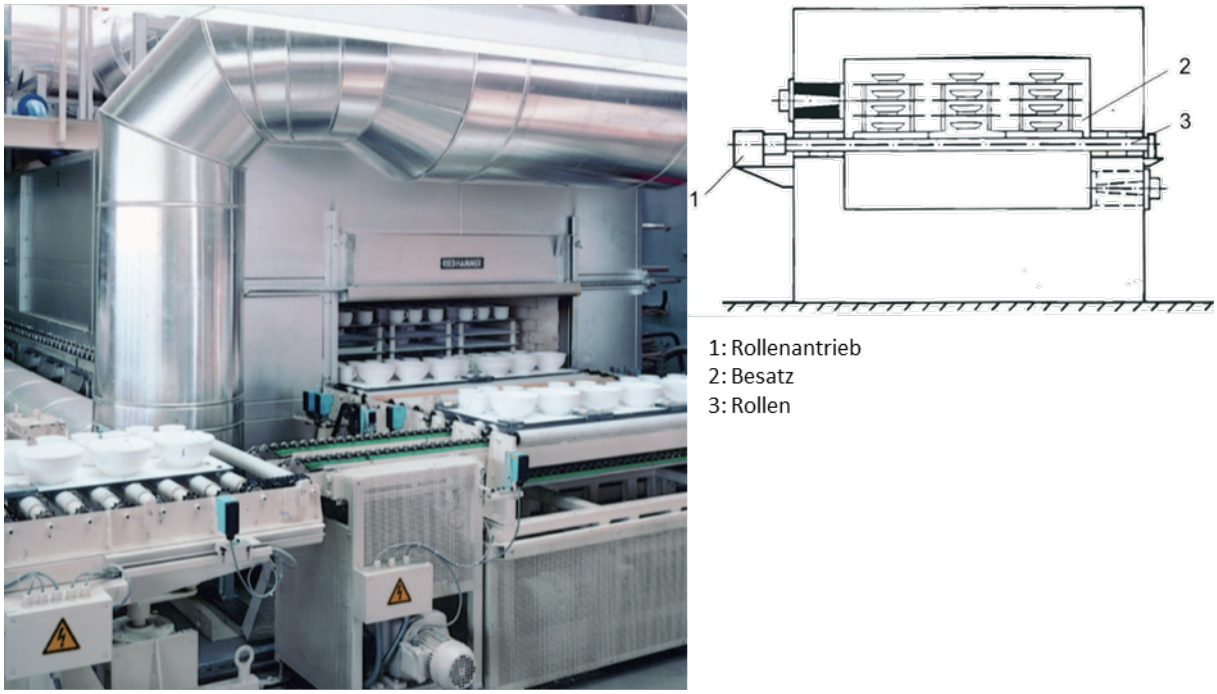
5.10.3.2 Rollenofen

Neben dem Tunnelofen ist der Rollenofen ein über weite Teile der keramischen Industrie genutzter Anlagentyp. Dabei wird das Produkt in Rollenöfen, auch Rollenherdöfen genannt, auf sich drehenden Rollen durch den Ofen bewegt (Abbildung 110).

In der Regel sind diese Öfen mit Brennern ausgestattet, die sowohl ober- als auch unterhalb der Rollenebene positioniert sind und das Produkt durch eine direkte oder indirekte Befeuerung er-

wärmen. Durch den hohen Energieeintrag von beiden Seiten kann eine deutlich schnellere Aufheizung realisiert werden, was sich in den deutlich kürzeren Durchlaufzeiten, im Vergleich zum Tunnelofen, niederschlägt. Allerdings ist der Wärmeeintrag auf der Ober- und Unterseite des Produkts aufgrund der Rollen leicht unterschiedlich. Zudem werden keine zusätzlichen Transporthilfsmittel, wie ein Ofenwagen o. Ä., benötigt. Dadurch können der Energieverbrauch und die entstehenden Emissionen reduziert werden. Nachteilig am Rollenofen ist, dass die Rollen einen gewissen Teil der Wärme über Wärmeleitung aus dem Ofen führen. Zudem ist die Breite von Rollenöfen aufgrund der Rollendurchbiegung auf etwa 4 m begrenzt. Die Länge dieser Anlagen kann bis zu 300 m betragen (Specht 2014; VDI 2585:2018-12).

Abbildung 110: Foto und schematische Darstellung eines Rollenofens für den Porzellanglattbrand



Quelle: (Becker 2011) (links), (VDI 2585:2018-12) (rechts)

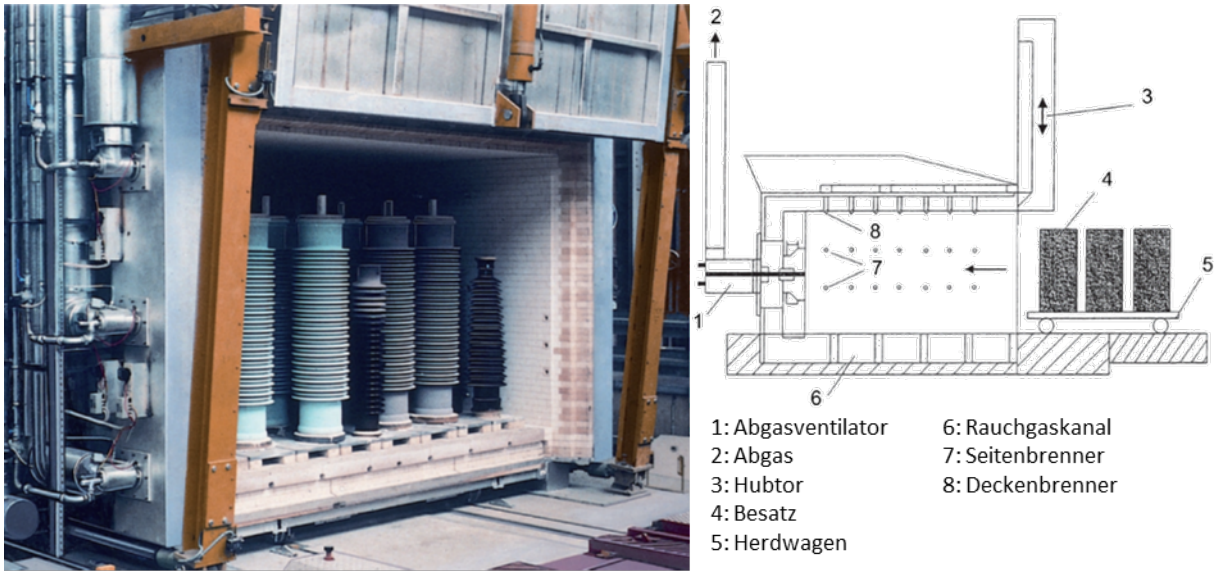
5.10.3.3 Herdwagenofen

Neben den vorgestellten kontinuierlichen Anlagen ist der Herdwagenofen (Abbildung 111) der meistgenutzte diskontinuierlich betriebene Ofen in der keramischen Industrie. Dabei wird das zu brennende Produkt auf einem Herdwagen platziert und dann in den Ofenraum bewegt. Die Größe der Öfen ist dabei stark von den Anforderungen und den Produkten abhängig und kann bis zu 500 m^3 betragen. Im Bereich der technischen Keramik werden aber auch Kammeröfen verwendet, die dem Herdwagenofen im Aufbau ähnlich sind und lediglich die Größe von Laboröfen aufweisen (VDI 2585:2018-12; Becker 2011).

Die Beheizung der Öfen ist daher auch von der Größe und den Anforderungen abhängig. In der Bau- und Feuerfestkeramik sind diese Anlagen in der Regel mit Brennern ausgestattet und werden dann genutzt, wenn eine kontinuierliche Produktion nicht sinnvoll möglich ist. Bei kleineren Öfen kann durchaus auch eine elektrische Beheizung vorhanden sein. Aufgrund des geringen und abgeschlossenen Ofenvolumens und der diskontinuierlichen Betriebsweise sind die Prozessbedingungen im Ofen (Aufheizkurven, Ofenatmosphäre) gut einstellbar. Daher sind Herdwagenöfen in der Regel deutlich flexibler einsetzbar. Nachteilig am Herdwagenofen ist, dass im Rahmen eines Produktionszyklus der Ofen aufgeheizt und abgekühlt werden muss. In der Folge

steigt der spezifische Energieverbrauch für die im Herdwagenofen gebrannten Güter im Vergleich zu identischen Gütern, die im Tunnel- oder Rollenofen hergestellt werden, an. Daher bietet sich eine Optimierung der Dämmung des Ofens aus energetischen Gründen an.

Abbildung 111: Foto und schematische Darstellung eines Herdwagenofen für den Isolatorenbrand



Quelle: (Becker 2011) (links), (VDI 2585:2018-12) (rechts)

5.10.4 Betrachtete Anwendungen und Referenztechniken

Für die nachfolgenden Betrachtungen werden für die Branche der Keramik- und Ziegelindustrie charakteristische Anwendungen und Referenztechniken ausgewählt. Die Auswahl erfolgt auf Basis der typischerweise verwendeten Anlagen. Für die Beurteilung der Relevanz im Rahmen der weiteren Betrachtungen in dieser Studie werden der jährliche Energieverbrauch, die jährlichen CO_2-Emissionen sowie die technische Relevanz eines Anlagentyps für die Branche betrachtet. Unterstützt wurde die Auswahl durch Expert:inneninterviews mit Vertreter:innen der Branchen.

Grundlage der Auswahl und Berechnungen bilden die bereits bei der Beschreibung der einzelnen Prozessketten und Unterbranchen angedeutete Verteilung der produzierten Mengen der einzelnen Produkte. Daraus ergibt sich eine Abstufung in der Relevanz. Dabei haben Ziegel (Hinter- und Vormauerziegel, Dachziegel und Ziegel für Boden- und Straßenbeläge) einen signifikanten Anteil an der insgesamt hergestellten Produktionsmenge keramischer Erzeugnisse.

Es wird angenommen, dass alle Ziegelprodukte zum Großteil im Tunnelofen gebrannt werden. Auch die Herstellung von feuerfesten Steinen sowie Fliesen bzw. Bodenplatten erfolgt zu einem großen Teil in Tunnelöfen. Die dargestellten Produktionsmengen wurden zusammen mit den spezifischen Energieverbräuchen für die einzelnen Produkte und Aggregate dazu verwendet, den jährlichen Energieverbrauch und die CO_2-Emissionen zu kalkulieren. In diese Berechnungen wurde auch die Trocknung der keramischen Produkte in Kammer- bzw. Durchlauftrocknern einbezogen. Die Verteilung zwischen kontinuierlicher und diskontinuierlicher Trocknung wurde dabei mit jeweils 50 % angenommen. Sowohl die spezifischen Energieverbräuche als auch die prozessbedingten CO_2-Emissionen wurden aus der Literatur entnommen und in Expert:inneninterviews verifiziert.

In Tabelle 130 sind die Ergebnisse kumuliert nach Anlagentypen zusammengefasst. Eine detaillierte Aufstellung der Kennzahlen ist in Anhang A.12.2 dargestellt. Hierbei sind die Annahmen in

Bezug auf die Anlagenverteilung und die Kenndaten zu beachten. Die betrachteten fossilen Anlagentypen machen > 88 % des jährlichen Gesamtenergieverbrauchs bzw. der energiebedingten CO_2-Emission des betrachteten Anlagenparks aus. Zu beachten ist dabei, dass die Trockner in der Regel im thermischen Verbund mit den jeweiligen Öfen betrieben werden. Daher entsteht ein erhöhter Energieverbrauch bzw. erhöhte Emissionen am Ofen, während im Trockner die Abwärme des Brennprozesses genutzt wird. Auf diese Weise wird im Trockner nur der verbleibende Energiebedarf von einer Erdgasbeheizung geliefert und es ergibt sich somit für die Trocknung ein verhältnismäßig geringer Energieverbrauch.

Tabelle 130 Abschätzung charakteristischer Anlagenkennzahlen zur Auswahl der betrachteten Anwendungen und Referenztechniken „Keramik- und Ziegelindustrie“ in DE

Anlagentypen	Jährlicher Anlagendurchsatz*		Jährlicher Energieverbrauch		Energiebedingte CO_2-Emissionen**	
Gesamt	**22,3 Mio. t**	**Anteil**	**6.144 - 8.961 GWh**	**Anteil**	**1.241 - 1.811 Tsd. t**	**Anteil**
Tunnelofen (fossil)	10,1 Mio. t	45 %	5.242 - 7.465 GWh	83 - 85 %	1.059 - 1.508 Tsd. t	83 - 85 %
Kammertrockner (fossil)	5,6 Mio. t	25 %	136 - 157 GWh	2 %	27 - 32 Tsd. t	2 %
Durchlauftrockner (fossil)	5,6 Mio. t	25 %	122 - 141 GWh	2 %	25 - 29 Tsd. t	2 %
Rollenofen (fossil)	0,8 Mio. t	4 %	444 - 644 GWh	7 %	90 - 130 Tsd. t	7 %
Herdwagen/Kammerofen (fossil)	0,2 Mio. t	1 %	200 - 554 GWh	3 - 6 %	40 - 112 Tsd. t	3 - 6 %
Verteilung						
Anteil Anlagen mit elektrischer Energie beheizt				< 1 %		< 1 %
Anteil Anlagen mit fossiler Energie beheizt				> 99 %		> 99 %
Davon im Rahmen der Studie betrachtete Anlagentypen (fett)				**ca. 89 %**		**ca. 89 %**

Erweitere Darstellung und Datenbasis siehe Anhang A.12.2

Legende: fettgedruckt: Anlagentypen, die im Rahmen der Studie weiter betrachtet werden

Anmerkungen:

* Der Anlagendurchsatz entspricht der Produktionsmenge eines Anlagentyps für den jeweiligen Prozessschritt. Durchläuft ein Produkt mehrere Prozessschritte entlang der Prozesskette, kann der kumulierte Anlagendurchsatz die branchenspezifische Produktionsmenge um ein Vielfaches überschreiten.

** Die prozessbedingten CO_2-Emissionen betragen 15 bis 275 $kgCO_2/t_{Produkt}$, dies entspricht je nach Anwendung und Anlage 10 bis 50 % der gesamten CO_2-Emissionen.

Auf Basis der Ergebnisse aus Literatur, Expert:inneninterviews und den zuvor genannten Abschätzungen ergibt sich eine hohe Relevanz des Tunnelofens für die weiteren Betrachtungen. Dabei wird zwischen dem Brennen über- und unterhalb von 1.250°C unterschieden, um die stark unterschiedlichen spezifischen Energieverbräuche beim Brennen von Ziegeln (Hinter- und Vormauerziegel, Dachziegel und Ziegel für Boden- und Straßenbeläge) und feuerfesten Steinen zu berücksichtigen. Zusätzlich wird der Herdwagenofen als diskontinuierliche Prozessalternative zum Tunnelofen für feuerfeste Produkte detaillierter behandelt. Für die Branche „Keramik- und Ziegelindustrie“ werden daher die folgenden Anwendungen identifiziert und weiter betrachtet:

- Anwendung 1: kontinuierliches Brennen Ziegel
- Anwendung 2: kontinuierliches Brennen Feuerfeststeine

- Anwendung 3: diskontinuierliches Brennen Feuerfeststeine

Nachfolgend wird für jede Anwendung eine Referenztechnik definiert, in welcher die Eigenschaften der für diese Anwendung eingesetzten Thermoprozessanlagen nach dem Stand der Technik zusammengefasst sind. Diese Referenztechnik wird durch die charakteristischen Merkmale der Anwendung (Betriebsweise, Prozessschritt, Produkt, ggf. Prozesstemperatur) sowie der Beheizungstechnologie (Energieträger, Technologie) beschrieben.

5.10.4.1 Anwendung 1: kontinuierliches Brennen Ziegel

Als erste Anwendung wird das kontinuierliche Brennen von Ziegeln mit einer Prozesstemperatur unterhalb von 1.250°C betrachtet. Die hauptsächlich dafür eingesetzte Thermoprozessanlage ist der Tunnelofen, welcher in der Regel mit einer offenen Erdgasbeheizung ausgestattet ist. Die entsprechende Referenztechnik ist in Tabelle 131 definiert. In Anhang A.12.3 werden ausführliche, anlagenspezifische Kriterien des Tunnelofens aufgeführt.

Tabelle 131: Referenztechnik für Anwendung 1 – Keramik- und Ziegelindustrie

Referenztechnik	
Definition	kontinuierlicher Brennofen Ziegel mit Erdgasbeheizung
Anwendung	kontinuierliches Brennen Ziegel ($T_{Prozess} \leq 1.250°C$)
Thermoprozessanlage(n)	Tunnelofen
Beheizungstechnologie(n)	Erdgasbeheizung

5.10.4.2 Anwendung 2: kontinuierliches Brennen Feuerfesteine

Als weitere Anwendung wird das das kontinuierliche Brennen von Feuerfeststeinen mit Temperaturen oberhalb von 1.250°C identifiziert, da hierbei die Anwendungstemperaturen bis zu 1800°C betragen (vgl. Abschnitt 5.10.2.3) können. Der Prozess bleibt im Vergleich zu Anwendung 1 gleich, es ändert sich lediglich die Brenntemperatur. Die Anwendung bezieht sich hauptsächlich auf die Produktion von feuerfesten Steinen. Die entsprechende Referenztechnik ist in Tabelle 132 definiert. In Anhang A.12.4 werden ausführliche, anlagenspezifische Kriterien des Tunnelofens aufgeführt.

Tabelle 132: Referenztechnik für Anwendung 2 – Keramik- und Ziegelindustrie

Referenztechnik	
Definition	kontinuierlicher Brennofen Feuerfeststeine mit Erdgasbeheizung
Anwendung	kontinuierliches Brennen Feuerfeststeine ($T_{Prozess} > 1.250°C$)
Thermoprozessanlage(n)	Tunnelofen
Beheizungstechnologie(n)	Erdgasbeheizung

5.10.4.3 Anwendung 3: diskontinuierliches Brennen Feuerfeststeine

Als weitere Anwendung wird das diskontinuierliche Brennen von Feuerfeststeinen mit Temperaturen oberhalb von 1.250°C identifiziert. Diese Anwendung stellt eine diskontinuierliche Prozessalternative zum Brennen im Tunnelofen dar. Diskontinuierliche Anlagen können in der Regel nur bei kleinen Losgrößen sinnvoll eingesetzt werden, sodass keine großen Produktmengen auf dieser Prozessroute hergestellt werden. Vor allem im Bereich der feuerfesten keramischen

Erzeugnisse ist, aufgrund der sehr hohen Prozesstemperaturen, aber ein relevanter Energieverbrauch bzw. eine relevante Menge CO_2-Emissionen zu erwarten. Die entsprechende Referenztechnik ist in Tabelle 133 definiert. In Anhang A.12.5 werden ausführliche, anlagenspezifische Kriterien des Herdwagenofens aufgeführt.

Tabelle 133: Referenztechnik für Anwendung 3 – Keramik- und Ziegelindustrie

Referenztechnik	
Definition	diskontinuierlicher Brennofen Feuerfeststeine mit Erdgasbeheizung
Anwendung	diskontinuierliches Brennen Feuerfeststeine ($T_{Prozess}$ > 1.250°C)
Thermoprozessanlage(n)	Herdwagenofen
Beheizungstechnologie(n)	Erdgasbeheizung

5.10.5 Alternativtechniken

Nachfolgend werden Alternativtechniken für die einzelnen Anwendungen vorgestellt. Die Alternativtechniken beschreiben dabei *theoretische Technikbeispiele* für den Einsatz alternativer Beheizungstechnologien, welche im weiteren Verlauf dieser Studie hinsichtlich ihres zukünftigen technischen, ökologischen und ökonomischen Potenzials für eine CO_2-neutrale Prozesswärmeerzeugung eingeordnet werden.

5.10.5.1 Anwendung 1: kontinuierliches Brennen Ziegel

Als Referenztechnik wird hier das kontinuierliche Brennen von Ziegeln mit maximalen Prozesstemperaturen von 1.250°C betrachtet. Die entsprechende Thermoprozessanlage, der Tunnelofen, wird in der Regel mit Erdgas beheizt. Als Alternativen sind eine Elektrifizierung der Anlagen bzw. eine Beheizung mit Wasserstoff theoretisch denkbar. Allerdings bestehen prozessbedingte Hürden für die Umsetzung dieser Beheizungskonzepte, (vor allem in Bezug auf eine elektrische Beheizung), auf die nachfolgend eingegangen wird. Die entsprechenden Alternativen für Anwendung 1 sind in Tabelle 134 zusammengefasst.

Tabelle 134: Alternativtechniken für Anwendung 1 – Keramik- und Ziegelindustrie

Technik und Technologie	
Referenztechnik	*kontinuierlicher Brennofen Ziegel mit Erdgasbeheizung*
Alternative Beheizungstechnologie(n)	Elektrifizierung Wasserstoffbeheizung
Alternativtechnik(en)	kontinuierlicher Brennofen Ziegel mit elektrischer Beheizung kontinuierlicher Brennofen Ziegel mit Wasserstoffbeheizung

Marktübersicht

Eine elektrische Beheizung von Anlagen wird in der Keramik- und Ziegelindustrie selten genutzt. Im Bereich der technischen Keramik ist ein Teil der eingesetzten Öfen, auch aufgrund spezieller technischer und werkstoffseitiger Anforderungen, elektrisch beheizt. Tunnelöfen zur Herstellung von Ziegeln sind allerdings aktuell ausschließlich mit Erdgas beheizt. Ausnahmen davon bilden lediglich einige Ringöfen (weniger als fünf Anlagen im gesamten Anlagenpark), welche teilweise mit Kohle betrieben werden. Wie in anderen Branchen spielen auch in der Keramik- und Ziegelindustrie die Betriebskosten für eine elektrische Beheizung eine wichtige Rolle. Zusätzlich

sind die benötigten Anschlussleistungen und die entsprechende Anlagenperipherie eine erhebliche Hürde. Zudem ergeben sich prozess- und anlagentechnische Hindernisse vor allem im Hinblick auf die notwendigen Atmosphären, sodass ein Umstieg auf eine rein elektrische Beheizung mit deutlichen Investitionskosten und offenen Fragestellungen verbunden ist (Expert:inneninterview 2020y).

Die Beimischung von Wasserstoff zu konventionellen Energieträgern oder die Nutzung von bis zu 100 % Wasserstoff ist theoretisch möglich. Zurzeit gibt es jedoch noch keine industrielle Anwendung von Wasserstoff zur Beheizung der Thermoprozessanlagen in der Keramik- und Ziegelindustrie, sodass weitere Forschungs- und Entwicklungsarbeit im Bereich der Prozess- und Anlagentechnik notwendig ist, um diese Technologie nutzen zu können. Allerdings ist der Umstieg auf eine zumindest teilweise Nutzung von Wasserstoff als Energieträger deutlich aussichtsreicher (im Vergleich zu einer Elektrifizierung), da eine Integration in bestehende Anlagenkonzepte technisch einfacher umzusetzen ist.

Forschungsaktivitäten

Verfahren zur Verringerung der CO_2-Emissionen sind vielfach Gegenstand der Forschung und Entwicklung. Allerdings besteht sowohl bei einer Elektrifizierung von Anlagen als auch bei einem Einsatz von alternativen Brennstoffen für die Beheizung Forschungsbedarf. Der Einsatz von Wasserstoff bzw. von mit wasserstoffangereichertem Erdgas sind denkbare Alternativen, die aktuell Gegenstand von geplanten und laufenden Forschungsvorhaben sind.

Ein Beispiel stellt der Einsatz von Ventilatoren im Tunnelofen dar, mit denen die Strömungsgeschwindigkeit und damit auch der Wärmeübergangskoeffizient im Besatz gesteigert werden können. Dadurch verringert sich die benötigte Luftmenge zur Kühlung der Ziegel oder die Vorwärmzone kann verkürzt werden. Verbleibt die Kühlluft anschließend im Ofen und wird nicht dem Trockner zugeführt, lässt sich die benötigte Menge an thermischer Energie (Brennstoff) deutlich reduzieren. Allerdings muss der Trockner in der Folge separat beheizt werden und der elektrische Energieverbrauch der Ventilatoren muss berücksichtigt werden. Zudem ist eine Verringerung der Masse von Brennhilfsmitteln und Ofenwägen mögliche Ansatzpunkte zur Verringerung des Energieverbrauchs (Expert:inneninterview 2020y).

Restriktionen für den Einsatz

Für eine Elektrifizierung der Anwendungen in der Keramik- und Ziegelindustrie müssen in der Praxis insbesondere die infrastrukturellen Gegebenheiten der Fertigungsbetriebe, die deutlich höheren Energiekosten und die spezifischen prozess- und anlagentechnischen Restriktionen berücksichtigt werden. Dabei stellt sich vor allem der Energieeintrag in die keramischen Produkte während des Aufheizprozesses ein großes Hindernis bei einer elektrischen Beheizung dar. Aufgrund der dicht gestapelten Anordnung im Ofen (beispielsweise bei Vormauerziegeln) ist eine gleichmäßige Erwärmung nicht ohne konstruktive Änderungen am Ofen möglich. Diese Anpassungen sind wiederrum mit erheblichen Investitionskosten für den Umbau bzw. Neubau der Anlagen verbunden (Expert:inneninterview 2020y).

Der Einsatz von Wasserstoff birgt neben den Kosten- und Infrastrukturproblemstellungen ebenfalls prozesstechnische Herausforderungen. Hier muss zunächst die Möglichkeit der Substitution bzw. Anreicherung von Erdgas mit Wasserstoff in den eingesetzten Brennern technisch erprobt werden. Außerdem hat die Zusammensetzung der Ofenatmosphäre einen entscheidenden Einfluss auf die Qualität und Optik des fertigen keramischen Produkts. Aus diesem Grund muss eine neue Beheizungsstrategie auch im Hinblick auf diese Problematik untersucht werden.

5.10.5.2 Anwendung 2: kontinuierliches Brennen Feuerfeststeine

Als Referenztechnik für Anwendung 2 wird das diskontinuierliche Brennen von Feuerfeststeinen mit einer Prozesstemperatur von über 1.250°C betrachtet. Der Prozess ist der gleiche wie in Anwendung 1, weshalb analog auch hier eine Elektrifizierung oder der Einsatz von Wasserstoff zur Beheizung theoretisch denkbar sind. Die entsprechenden Alternativtechniken für Anwendung 2 sind in Tabelle 135 zusammengefasst.

Tabelle 135: Alternativtechniken für Anwendung 2 – Keramik- und Ziegelindustrie

Technik und Technologie	
Referenztechnik	*kontinuierlicher Brennofen Feuerfeststeine mit Erdgasbeheizung*
Alternative Beheizungstechnologie(n)	Elektrifizierung Wasserstoffbeheizung
Alternativtechnik(en)	kontinuierlicher Brennofen Feuerfeststeine mit elektrischer Beheizung kontinuierlicher Brennofen Feuerfeststeine mit Wasserstoffbeheizung

Marktübersicht

Es ergeben sich keine signifikanten Unterscheide in Bezug auf die Marktübersicht für das Brennen von Ziegeln unterhalb von 1.250°C und das Brennen von Feuerfeststeinen oberhalb von 1.250°C. Die Ergebnisse sind analog zu Anwendung 1.

Forschungsaktivitäten

In Bezug auf die Forschungsaktivitäten ergeben sich ebenfalls keine signifikanten Unterscheide für das Brennen von Ziegeln unterhalb von 1.250°C und das Brennen von Feuerfeststeinen oberhalb von 1.250°C. Die Ergebnisse sind analog zu Anwendung 1.

Restriktionen für den Einsatz

In Bezug auf die Restriktionen für den Einsatz wird ebenfalls auf die Ergebnisse aus Anwendung 1 verwiesen. Für die elektrische Beheizung der Anlagen im Temperaturbereich oberhalb von 1.250°C ergeben sich zusätzlich Restriktionen hinsichtlich des Einsatzes von Widerstandheizelementen, die erst für den Einsatz bei diesen Temperaturen ausgelegt werden müssen.

5.10.5.3 Anwendung 3: diskontinuierliches Brennen Feuerfesteine

Als Referenztechnik für Anwendung 3 wird der erdgasbeheizte Herdwagenofen zum diskontinuierlichen Brennen von Feuerfeststeinen mit Temperaturen von über 1.250°C betrachtet. Wie in den vorhergehenden Anwendungen ist auch hier eine Elektrifizierung oder der Einsatz von Wasserstoff zur Beheizung theoretisch denkbar. Die entsprechenden Alternativtechniken für Anwendung 3 sind in Tabelle 136 zusammengefasst.

Tabelle 136: Alternativtechniken für Anwendung 3 – Keramik- und Ziegelindustrie

Technik und Technologie	
Referenztechnik	*diskontinuierlicher Brennofen Feuerfeststeine mit Erdgasbeheizung*
Alternative Beheizungstechnologie(n)	Elektrifizierung Wasserstoffbeheizung
Alternativtechnik(en)	diskontinuierlicher Brennofen Feuerfeststeine mit elektrischer Beheizung diskontinuierlicher Brennofen Feuerfeststeine mit Wasserstoffbeheizung

Marktübersicht

Die Ergebnisse aus Anwendung 1 und Anwendung 2 in Bezug auf die Marktübersicht sind auf die Anlagen für das diskontinuierliche Brennen von Feuerfeststeinen übertragbar.

Forschungsaktivitäten

Die Ergebnisse aus Anwendung 1 und Anwendung 2 in Bezug auf die Forschungsaktivitäten sind auf die Anlagen für das diskontinuierliche Brennen von Feuerfeststeinen übertragbar.

Restriktionen für den Einsatz

Für die Restriktionen wird ebenfalls auf Anwendung 1 und Anwendung 2 verwiesen. Es ist jedoch davon auszugehen, dass diskontinuierlich betriebene Anlagen aufgrund ihrer flexiblen Betriebsweise geringere produktionstechnische und wirtschaftliche Restriktionen in Bezug auf Modernisierungsmaßnahmen aufweisen, sodass eine Diffusion neuer Technologien in Verbindung mit diesem Anlagentyp als wahrscheinlicher angenommen wird.

5.10.6 Flexibilitätspotenzial

Die kontinuierliche Betriebsweise vieler Aggregate der Keramik- und Ziegelindustrie und die Verzahnung von Vorgängen entlang der Produktionslinie ist ein entscheidendes Hemmnis für die Flexibilisierung der Prozesse in diesem Industriebereich. Ein kurzfristiges An- bzw. Abschalten der Aggregate oder eine Veränderung des Durchsatzes und der damit verbundenen Heizleistung ist aufgrund der Auswirkungen auf die gesamte Produktion nicht praktizierbar bzw. mit einem erheblichen wirtschaftlichen Verlust verbunden[23]. Lediglich die diskontinuierlich betriebenen Anlagen lassen sich in der Theorie flexibel betreiben, sofern genügend Anlagen vorhanden sind, um den Ausfall zu kompensieren. Ein Abschalten von Anlagen inmitten eines Brennvorgangs muss dabei aber immer ausgeschlossen werden (Becker 2011; Expert:inneninterview 2020y).

Eine teilweise Flexibilisierung über Lastverlagerung ist eher möglich. Bei einer Kombination aus brennstoffbasierter Beheizung über Brenner und einer elektrischen Zusatzheizung über Widerstandsheizelemente könnte der elektrische Teil beispielsweise zugeschaltet werden, um den brennstoffbasierten Teil zu entlasten. In Werken, in denen mehrere Anlagen von einem Typ gleichzeitig oder abwechselnd betrieben werden, ist eine Flexibilisierung eher denkbar, da durch das Abschalten einzelner Anlagen nicht die komplette Produktion zum Stillstand kommt. Der resultierende wirtschaftliche Verlust ist in diesen Fällen dennoch nicht vernachlässigbar. Insgesamt sind die Möglichkeiten der Flexibilisierung für die Öfen der Keramik- und Ziegelindustrie aber stark limitiert.

[23] Ausgenommen sind planbare Änderungen in der Ofenfahrweise wie bspw. die Veränderung des Durchsatzes während des Nachtschichtbetriebs. Hierbei handelt es sich jedoch nicht um Flexibilitätspotential im Sinne eines gezielten Lastmanagements aufgrund von Marktsignalen.

Wie auch in anderen Branchen sind neben den technischen Rahmenbedingungen auch soziale und ökonomische Aspekte zu berücksichtigen. Zum einen erfordert eine zunehmende Flexibilisierung der Produktion eine entsprechende Flexibilität in Bezug auf die Arbeitszeit der Arbeitnehmer. Zum anderen ist die Branche durch saisonale und konjunkturelle Schwankungen im Auftragseingang hinsichtlich der Flexibilität ihrer Produktion an die aktuelle Marktsituation der Branche gebunden, wie dies auch bspw. für die Gießereiindustrie beschrieben wird (Bosse et al. 2013). Dies hat zur Folge, dass die Bereitstellung von Flexibilität am Strommarkt durch Thermoprozessanlagen neben technischen Restriktionen auch durch wirtschaftliche Faktoren bestimmt wird.

5.10.7 Ökonomische Kennzahlen

Für die ökologischen und ökonomischen Betrachtungen im Rahmen dieser Studie sind nachfolgend die charakteristischen Kenngrößen der Referenz- und Alternativtechniken für die betrachteten Anwendungen der Keramik- und Ziegelindustrie zusammengefasst. Als Betrachtungsgrundlage wird die jährliche Gesamtkapazität der jeweiligen Anwendung im Referenzjahr verwendet, siehe Tabelle 137.

Tabelle 137: Abschätzung der jährlichen Gesamtkapazität im Referenzjahr – Keramik- und Ziegelindustrie

Anwendung	Gesamtkapazität	Produktionsmenge	Einheit	Jahr
1: Kontinuierliches Brennen Ziegel T ≤ 1.250°C	10.340	9.306	Tsd. t/a	2019
2: Konti. Brennen Feuerfeststeine T > 1.250°C	667	600	Tsd. t/a	2019
3: Diskonti. Brennen Feuerfeststeine T > 1.250°C	167	150	Tsd. t/a	2019

Anmerkung:
Die Gesamtkapazität wurde aus der anwendungsspezifischen Produktionsmenge für das jeweilige Jahr unter der Annahme einer mittleren Auslastung von 90 % abgeschätzt.

Für die betrachteten Anwendungen sind in den nachfolgenden Tabellen die jeweiligen anlagenspezifischen Daten zusammengefasst.

Tabelle 138: Kenndaten für die ökonomische Betrachtung Keramik- und Ziegelindustrie, Anwendung 1: kontinuierliches Brennen Ziegel

Technik	Referenz-technik	Alternativ-technik 1	Alternativ-technik 2	Einheit	Quellen
Beheizungstechnologie	**Erdgasbeheizung**	**Wasserstoffbeheizung**	**Elektrifizierung**		
Thermoprozessanlagen	Tunnelofen	Tunnelofen	Tunnelofen		
Produkt	Ziegel				
Investition Neubau	321	321	321	EUR/$t_{Kap.}$	[1]
Investition Modernisierung	161	161	161	EUR/$t_{Kap.}$	[1]
Minimale Investition Neubau	214	214	214	EUR/$t_{Kap.}$	[1]
Min. Investition Modernisierung	107	107	107	EUR/$t_{Kap.}$	[1]
TRL	9	< 5	< 4	-	[1, 2, 3]
Energieträger 1	Erdgas	EE-Wasserstoff	Strom	-	[1, 2, 3]
Energieträger 2	keiner	keiner	keiner	-	
Energieträger 3	keiner	keiner	keiner	-	
Spezifischer Energiebedarf 1	0,525	0,525	0,499	MWh/$t_{Pr.}$	[1, 2, 4, 5]
Spezifischer Energiebedarf 2	0,000	0,000	0,000	MWh/$t_{Pr.}$	
Spezifischer Energiebedarf 3	0,000	0,000	0,000	MWh/$t_{Pr.}$	
Min. spezifischer Energiebedarf	0,450	0,450	0,450	MWh/$t_{Pr.}$	[1, 4, 5]
Prozessbedingte Emissionen	0,055	0,055	0,055	$t_{CO2}/t_{Pr.}$	[1, 4]
Betriebs- und Wartungskosten	32,1	32,1	32,1	EUR/$t_{Kap.}$	[1]
Abschreibungszeitraum	10	10	10	a	[1]
Lebensdauer	30	30	30	a	[1]
Repräsentative Kapazität	28.000	28.000	28.000	$t_{Jahresleistung}$	[1, 5, 6, 7]
Auslastung	0,90	0,90	0,90	1,00	[1]
Anteil Bestand 2020	100 %	0 %	0 %	%	[1, 2, 3]
Verfügbar ab	2020	2030	2030		
Verfügbar bis	2050	2050	2050		

Anmerkungen und Annahmen:
Angaben beziehen sich auf die Kapazität „$t_{Kap.}$“ oder die Produktionsmenge „$t_{Pr.}$“, Bezugsgröße Ziegel
Bei den Datensätzen handelt es sich um gerundete Mittelwerte aus den unten aufgeführten Quellen.
Die Zuordnung der Energieträger basiert auf der Definition der verwendeten Rahmendaten und Modellparametern aus AP2 (Abschnitt 7.2).
Sofern keine gesicherten Werte im Rahmen der Studie erhoben werden können, werden die folgenden Annahmen getroffen:
Die Investitionskosten der Alternativtechnik entsprechen den Investitionskosten der Referenztechnik.
Die minimalen Investitionskosten einer Technik entsprechen den Investitionskosten der Technik.
Der spezifische Energiebedarf der Alternativtechnik entspricht dem (summierten) Energiebedarf der Referenztechnik.
Der minimale spezifische Energiebedarf einer Technik entspricht dem summierten Energiebedarf der Technik.
Die prozessbedingten Emissionen, Betriebs- und Wartungskosten, Abschreibungszeitraum, Modernisierungszyklus sowie die repräsentative Kapazität der Alternativtechnik entsprechen den Werten der Referenztechnik.
Für ein TRL < 3 wird eine Verfügbarkeit der Technik ab dem Jahr 2040 angenommen.
Für ein TRL < 9 und ≥ 3 wird eine Verfügbarkeit der Technik ab dem Jahr 2030 angenommen.
Quellen:
[1]: (Expert:inneninterview 2020y)
[2]: (Pfeifer et al. 2011c)
[3]: (Specht 2014)
[4]: (Junge 2002)
[5]: (VDI 2585:2018-12)
[6]: (Bundesverband der Deutschen Ziegelindustrie e.V. 2020)
[7]: (Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt) 2020)

Tabelle 139: Kenndaten für die ökonomische Betrachtung Keramik- und Ziegelindustrie, Anwendung 2: kontinuierliches Brennen Feuerfeststeine

Technik	Referenz-technik	Alternativ-technik 1	Alternativ-technik 2	Einheit	Quellen
Beheizungstechnologie	**Erdgasbeheizung**	**Wasserstoffbeheizung**	**Elektrifizierung**		
Thermoprozessanlagen	Tunnelofen	Tunnelofen	Tunnelofen		
Produkt	Feuerfeststeine				
Investition Neubau	321	321	321	EUR/$t_{Kap.}$	[1]
Investition Modernisierung	161	161	161	EUR/$t_{Kap.}$	[1]
Minimale Investition Neubau	214	214	214	EUR/$t_{Kap.}$	[1]
Min. Investition Modernisierung	107	107	107	EUR/$t_{Kap.}$	[1]
TRL	9	< 5	< 4	-	[1, 2, 3]
Energieträger 1	Erdgas	EE-Wasserstoff	Strom	-	[1, 2, 3]
Energieträger 2	keiner	keiner	keiner	-	
Energieträger 3	keiner	keiner	keiner	-	
Spezifischer Energiebedarf 1	1,525	1,525	1,449	MWh/$t_{Pr.}$	[1, 2, 4, 5]
Spezifischer Energiebedarf 2	0,000	0,000	0,000	MWh/$t_{Pr.}$	
Spezifischer Energiebedarf 3	0,000	0,000	0,000	MWh/$t_{Pr.}$	
Min. spezifischer Energiebedarf	1,250	1,250	1,250	MWh/$t_{Pr.}$	[1, 4, 5]
Prozessbedingte Emissionen	0,050	0,050	0,050	$t_{CO2}/t_{Pr.}$	[1, 4]
Betriebs- und Wartungskosten	32,1	32,1	32,1	EUR/$t_{Kap.}$	[1]
Abschreibungszeitraum	10	10	10	a	[1]
Lebensdauer	30	30	30	a	[1]
Repräsentative Kapazität	28.000	28.000	28.000	$t_{Jahresleistung}$	[1, 5]
Auslastung	0,90	0,90	0,90	1,00	[1]
Anteil Bestand 2020	100 %	0 %	0 %	%	[1, 2, 3]
Verfügbar ab	2020	2030	2030		
Verfügbar bis	2050	2050	2050		

Anmerkungen und Annahmen:
Angaben beziehen sich auf die Kapazität „$t_{Kap.}$“ oder die Produktionsmenge „$t_{Pr.}$“, Bezugsgröße Feuerfeststeine
Bei den Datensätzen handelt es sich um gerundete Mittelwerte aus den unten aufgeführten Quellen.
Die Zuordnung der Energieträger basiert auf der Definition der verwendeten Rahmendaten und Modellparametern aus AP2 (Abschnitt 7.2).
Sofern keine gesicherten Werte im Rahmen der Studie erhoben werden können, werden die folgenden Annahmen getroffen:
Die Investitionskosten der Alternativtechnik entsprechen den Investitionskosten der Referenztechnik.
Die minimalen Investitionskosten einer Technik entsprechen den Investitionskosten der Technik.
Der spezifische Energiebedarf der Alternativtechnik entspricht dem (summierten) Energiebedarf der Referenztechnik.
Der minimale spezifische Energiebedarf einer Technik entspricht dem summierten Energiebedarf der Technik.
Die prozessbedingten Emissionen, Betriebs- und Wartungskosten, Abschreibungszeitraum, Modernisierungszyklus sowie die repräsentative Kapazität der Alternativtechnik entsprechen den Werten der Referenztechnik.
Für ein TRL < 3 wird eine Verfügbarkeit der Technik ab dem Jahr 2040 angenommen.
Für ein TRL < 9 und ≥ 3 wird eine Verfügbarkeit der Technik ab dem Jahr 2030 angenommen.
Quellen:
[1]: (Expert:inneninterview 2020y)
[2]: (Pfeifer et al. 2011c)
[3]: (Specht 2014)
[4]: (VDI 2585:2018-12)
[5]: (Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt) 2020)

Tabelle 140: Kenndaten für die ökonomische Betrachtung Keramik- und Ziegelindustrie, Anwendung 3: diskontinuierliches Brennen Feuerfeststeine

Technik	Referenz-technik	Alternativ-technik 1	Alternativ-technik 2	Einheit	Quellen
Beheizungstechnologie	**Erdgasbeheizung**	**Wasserstoffbeheizung**	**Elektrifizierung**		
Thermoprozessanlagen	Herdwagenofen	Herdwagenofen	Herdwagenofen		
Produkt	Feuerfeststeine				
Investition Neubau	222	222	222	EUR/$t_{Kap.}$	[1]
Investition Modernisierung	111	111	111	EUR/$t_{Kap.}$	[1]
Minimale Investition Neubau	111	111	111	EUR/$t_{Kap.}$	[1]
Min. Investition Modernisierung	56	56	56	EUR/$t_{Kap.}$	[1]
TRL	9	< 5	< 4	-	[1, 2, 3]
Energieträger 1	Erdgas	EE-Wasserstoff	Strom	-	[1, 2, 3]
Energieträger 2	keiner	keiner	keiner	-	
Energieträger 3	keiner	keiner	keiner	-	
Spezifischer Energiebedarf 1	1,600	1,600	1,520	MWh/$t_{Pr.}$	[1, 2, 4, 5]
Spezifischer Energiebedarf 2	0,000	0,000	0,000	MWh/$t_{Pr.}$	
Spezifischer Energiebedarf 3	0,000	0,000	0,000	MWh/$t_{Pr.}$	
Min. spezifischer Energiebedarf	1,525	1,525	1,520	MWh/$t_{Pr.}$	[1, 4, 5]
Prozessbedingte Emissionen	0,050	0,050	0,050	t_{CO2}/$t_{Pr.}$	[1, 4]
Betriebs- und Wartungskosten	22,2	22,2	22,2	EUR/$t_{Kap.}$	[1]
Abschreibungszeitraum	10	10	10	a	[1]
Lebensdauer	30	30	30	a	[1]
Repräsentative Kapazität	9.000	9.000	9.000	$t_{Jahresleistung}$	[1,5]
Auslastung	0,90	0,90	0,90	1,00	[1]
Anteil Bestand 2020	100 %	0 %	0 %	%	[1, 2, 3]
Verfügbar ab	2020	2030	2030		
Verfügbar bis	2050	2050	2050		

Anmerkungen und Annahmen:
Angaben beziehen sich auf die Kapazität „$t_{Kap.}$“ oder die Produktionsmenge „$t_{Pr.}$“, Bezugsgröße Feuerfeststeine
Bei den Datensätzen handelt es sich um gerundete Mittelwerte aus den unten aufgeführten Quellen.
Die Zuordnung der Energieträger basiert auf der Definition der verwendeten Rahmendaten und Modellparametern aus AP2 (Abschnitt 7.2).
Sofern keine gesicherten Werte im Rahmen der Studie erhoben werden können, werden die folgenden Annahmen getroffen:
Die Investitionskosten der Alternativtechnik entsprechen den Investitionskosten der Referenztechnik.
Die minimalen Investitionskosten einer Technik entsprechen den Investitionskosten der Technik.
Der spezifische Energiebedarf der Alternativtechnik entspricht dem (summierten) Energiebedarf der Referenztechnik.
Der minimale spezifische Energiebedarf einer Technik entspricht dem summierten Energiebedarf der Technik.
Die prozessbedingten Emissionen, Betriebs- und Wartungskosten, Abschreibungszeitraum, Modernisierungszyklus sowie die repräsentative Kapazität der Alternativtechnik entsprechen den Werten der Referenztechnik.
Für ein TRL < 3 wird eine Verfügbarkeit der Technik ab dem Jahr 2040 angenommen.
Für ein TRL < 9 und ≥ 3 wird eine Verfügbarkeit der Technik ab dem Jahr 2030 angenommen.
Quellen:
[1]: (Expert:inneninterview 2020y)
[2]: (Pfeifer et al. 2011c)
[3]: (Specht 2014)
[4]: (VDI 2585:2018-12)
[5]: (Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt) 2020)

5.10.8 Zwischenergebnis

Nach den Erkenntnissen aus den vorangegangenen Kapiteln werden in diesem Abschnitt die Ergebnisse für die branchenspezifischen Anlagentypen, die technische Gesamtentwicklung, der zukünftige FuE-Bedarf, der zukünftige Energieverbrauch sowie die Abwärmeentstehung zusammengefasst (Tabelle 141).

Alle Anlagentypen der drei im Rahmen dieser Studie betrachteten Anwendungen werden fossil mit Erdgas beheizt. Dabei beträgt ihr Anteil am Energieverbrauch und den CO_2-Emissionen unter den fossil beheizten Anlagen im Anlagenpark in Deutschland mehr als 85 %.

Grundsätzlich lässt sich festhalten, dass die betrachtete Alternativtechnologie einer Elektrifizierung in Form von elektrischen Heizelementen für alle Anwendungen theoretisch denkbar ist. Maßgeblich für den Einsatz einer vollständigen elektrischen Beheizung in der Keramik- und Ziegelindustrie ist allerdings, dass dieser mit einem Neubau der Öfen verbunden ist, was wiederrum hohe Investitionskosten bedeutet. Aus diesem Grund ist ein anteiliger Einsatz von elektrischen Heizelementen vorerst realistischer. In beiden Fällen fehlt jedoch eine erfolgreiche Umsetzung und Erprobung in der Praxis, sodass zusätzlicher Forschungsbedarf zu diesen Themen besteht. Zusätzlich sind ökologische und ökonomische Kriterien zu berücksichtigen.

Die Verwendung von Wasserstoff befindet sich für alle Anwendungen nach aktuellem Stand noch in der Forschung und Entwicklung. Der Einsatz ist jedoch grundsätzlich denkbar. Für eine erfolgreiche Erprobung müssen weitere Anstrengungen in Bezug auf Forschung und Entwicklung unternommen werden, die insbesondere auf die Prozessführung sowie den Einfluss auf die Ofenatmosphäre als einem wichtigen Kriterium für die Produktqualität abzielen. Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass ein Umbau auf eine wasserstoffbasierte Beheizung weniger kostenintensiv ist, da an den Anlagen bereits eine gasbasierte Beheizungsinfrastruktur existiert. Neben den energiebedingten Emissionen fallen in den Prozessen der Keramik- und Ziegelindustrie auch prozessbedingte Emissionen an, die von einem Energieträgerwechsel unberührt bleiben und je nach Produkt 10 bis 50 % der gesamten CO_2-Emissionen ausmachen können.

Der Endenergiebedarf für die betrachteten Anwendungen im Anlagenpark in Deutschland würde sich bei einer Umstellung auf eine rein elektrische Beheizung verringern. Dies ist auf den hohen elektrischen Wirkungsgrad von ca. 0,95 zurückzuführen, welcher deutlich über dem feuerungstechnischen Wirkungsgrad eines Gasbrenners nach Stand der Technik liegt. Für die Umwälzung der Ofenatmosphäre muss bei einer vollständig elektrisch beheizten Anlage jedoch der Einbau von Ventilatoren berücksichtigt werden, welche einen zusätzlichen Energiebedarf bedeuten. Zusätzlich ist zu beachten, dass eine elektrische Beheizung einen Neubau des Ofens erfordert, bei dem aufgrund der geringeren Energiedichte pro Fläche keine identische Produktionsleistung erzeugt werden kann. Bei einem Austauschen des Brennstoffs zu Wasserstoff wird keine große Veränderung des Endenergiebedarfs erwartet, da sich der feuerungstechnische Wirkungsgrad nur geringfügig ändert.

Das Flexibilitätspotenzial wird im Rahmen dieser Studie, vor allem aufgrund der kontinuierlichen Prozessstruktur der betrachteten Anlagentypen, als gering eingeschätzt. Lediglich die diskontinuierlich betriebenen Anlagen könnten zu einem Teil flexibel eingesetzt werden. Allerdings ist der Anteil der in diesen Anlagen gefertigten Produkte im Vergleich gering.

Bezüglich des Abwärmepotenzials ist bei einem Wechsel von Erdgas auf Wasserstoff eine leichte Erhöhung zu erwarten. Die Auswirkung auf die Prozessführung und eventuell vorhandene Luftvorwärmungsanlagen ist jedoch nicht abschätzbar. Bei der elektrischen Beheizung muss der Ofenraum aufgrund des fehlenden Abgases regelmäßig mit inertem Spülgas (bspw. Stickstoff) gespült werden. Dies zieht eine Veränderung des Abwärmepotenzials nach sich, welches jedoch

von vielen Faktoren abhängig ist, welche sich nur im industriellen Betrieb sicher quantifizieren lassen. Generell ist die Art der Abwärmenutzung individuell zu prüfen und hängt von werksspezifischen Gegebenheiten ab.

Tabelle 141: Ergebnisse der Branchenanalyse Keramik- und Ziegelindustrie

	Betrachtete Anwendungen und Thermoprozessanlagen		
	Kontinuierliches Brennen Ziegel ($T_{Prozess,max}$ ≈ 1250°C) **Tunnelofen**	**Kontinuierliches Brennen Feuerfest ($T_{Prozess,max}$ ≈ 1800°C)** **Tunnelofen**	**Diskontinuierliches Brennen Feuerfest ($T_{Prozess,max}$ ≈ 1800°C)** **Herdwagenofen**
Technisches Gesamtpotenzial **für die betrachteten Anwendungen im Anlagenpark in Deutschland**	Stand der Technik: ca. 370 Anlagen Durchsatz: 3 – 5 t/h Erdgasbeheizung > 99 % prozessbedingte Emissionen: 15 - 275 $kg_{CO2}/t_{Produkt}$ (10 - 50 %[a]) Alternativtechnologien: Elektrifizierung, Wasserstoffbeheizung	Stand der Technik: ca. 25 Anlagen Durchsatz: 3 – 5 t/h Erdgasbeheizung > 99 % prozessbedingte Emissionen: 50 $kg_{CO2}/t_{Produkt}$ (20 %[a]) Alternativtechnologien: Elektrifizierung, Wasserstoffbeheizung	Stand der Technik: ca. 20 Anlagen Durchsatz: 1 – 2 t/h Erdgasbeheizung > 99 % prozessbedingte Emissionen: 50 $kg_{CO2}/t_{Produkt}$ (15 %[a]) Alternativtechnologien: Elektrifizierung, Wasserstoffbeheizung
F&E-Bedarf	Elektrifizierung: TRL < 4, Umsetzung auf Industriemaßstab steht aus, Demonstrations- und Betriebserfahrung bzw. Forschungsvorhaben notwendig Wasserstoffbeheizung: TRL < 5, Umsetzung auf Industriemaßstab steht aus, Demonstrations-, und Betriebserfahrung notwendig	Elektrifizierung: TRL < 4, Umsetzung auf Industriemaßstab steht aus, Betriebserfahrung und Forschungsvorhaben notwendig, technische Umsetzung bei hohen Temperaturen anspruchsvoller Wasserstoffbeheizung: TRL < 5, Umsetzung auf Industriemaßstab steht aus, Demonstrations-, und Betriebserfahrung notwendig	Elektrifizierung: TRL < 4, Nachweis der Funktionstüchtigkeit nur bedingt gegeben (Einsatztemperatur begrenzt), Technologieentwicklung notwendig Wasserstoffbeheizung: TRL < 5, Umsetzung auf Industriemaßstab steht aus, Demonstrations-, und Betriebserfahrung notwendig
Endenergiebedarf **Summe für alle Anlagen der betrachteten Anwendung (ohne Berücksichtigung des Energiebedarfs von Vorketten für die Erzeugung)**	Gesamtenergiebedarf aktuell: ca. 4.900 GWh/a Erdgas Prod.-menge ca. 9.300 Tsd t/a zukünftig (100 %): H_2: vergleichbar Elektrisch: leichte Verringerung erwartet (-5 %) Potenzial zur Flexibilisierung: gering	Gesamtenergiebedarf aktuell: ca. 900 GWh/a Erdgas Prod.-menge ca. 600 Tsd t/a zukünftig (100 %): H_2: vergleichbar Elektrisch: leichte Verringerung erwartet (-5 %) Potenzial zur Flexibilisierung: gering	Gesamtenergiebedarf aktuell: ca. 250 GWh/a Erdgas Prod.-menge ca. 150 Tsd t/a zukünftig (100 %): H_2: vergleichbar Elektrisch: leichte Verringerung erwartet (-5 %) Potenzial zur Flexibilisierung: gering
Abwärmeentstehung **Mittelwerte für Einzelanlagen (exemplarisch)**	Erdgasbeheizung: Abgas: 8.000 - 25.000 m³/h STP, T = 100 - 300°C Kühlluft: 3.000 - 10.000 m³/h STP, T = 200 - 500°C Elektrifizierung: leichte Verringerung erwartet Wasserstoffbeheizung: keine Veränderung erwartet	Erdgasbeheizung: Abgas: 8.000 - 50.000 m³/h STP, T = 100 - 300°C Kühlluft: 5.000 - 15.000 m³/h STP, T = 200 - 500°C Elektrifizierung: leichte Verringerung erwartet Wasserstoffbeheizung: keine Veränderung erwartet	Erdgasbeheizung: Abgas: 8.000 - 50.000 m³/h STP, T = 160 - 350°C Kühlluft: 5.000 - 15.000 m³/h STP, T = 200 - 500°C Elektrifizierung: leichte Verringerung erwartet Wasserstoffbeheizung: keine Veränderung erwartet

Anmerkungen:
a) Anteil bezogen auf den Gesamtenergiebedarf

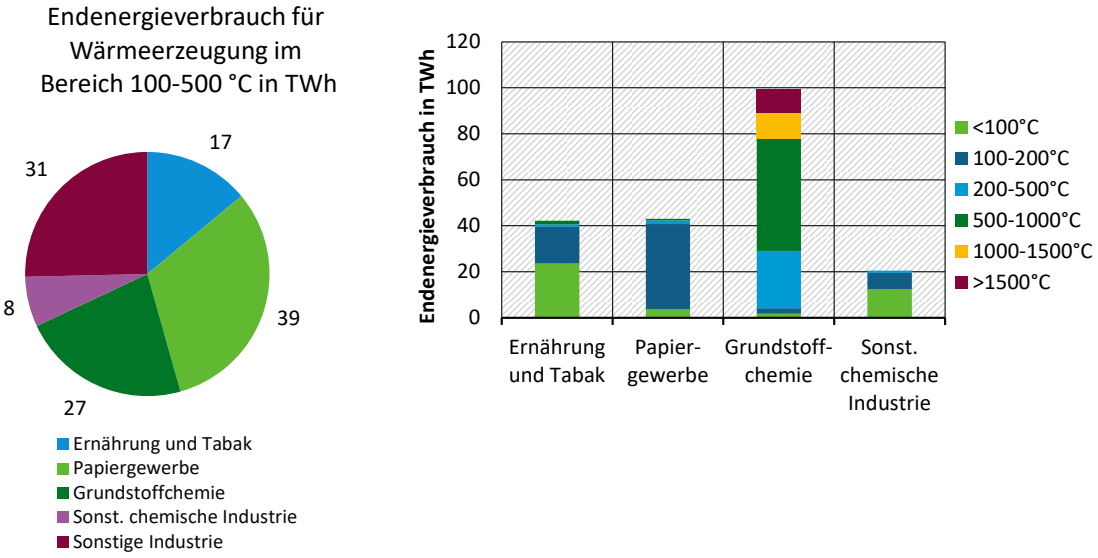
Neben technischen Herausforderungen bei allen alternativen Beheizungstechnologien müssen für einen erfolgreichen industriellen Einsatz wettbewerbsfähige ökologische, ökonomische und infrastrukturelle Rahmenbedingungen für den Standort Deutschland mit einer der Anlagenlaufzeit entsprechenden langfristigen Perspektive gesichert sein.

5.11 Dampferzeuger in der Nahrungsmittel-, Papier- und Chemieindustrie

Prozesswärmebereitstellung auf einem Temperaturniveau unter 500°C zählt zu den industriellen, thermischen Querschnittsanwendungen. Von großer Bedeutung sind Dampf- und Heißwassererzeugungsanlagen zu Prozesswärmezwecken zwischen 100°C und 500°C in der Papierherstellung, Lebensmittel- und chemischen Industrie (Abbildung 112, links). Dampf wird in Industrieprozessen zur indirekten Wärmeübertragung verwendet oder direkt mit dem Produkt in Kontakt bzw. zur Reaktion gebracht. In der Industrie wird die Vorlauftemperatur im Falle eines zentralen Wärmeverteilersystems üblicherweise nach dem Bedarf des Prozesses mit der höchsten Betriebstemperatur gewählt und ist abhängig von der Art und dem Energiebedarf des angeschlossenen Wärmeverbrauchers. Während Prozesswärme in der Papier- und Lebensmittelindustrie größtenteils in den Niedertemperaturbereich bis zu 200°C fällt, wird in der chemischen Industrie anteilig mehr Prozesswärme im Temperaturbereich zwischen 200°C und 500°C benötigt (Abbildung 112, rechts).

Abbildung 112: Endenergieverbrauch für die industrielle Wärmeerzeugung

Aufgeteilt nach verschiedenen Temperaturbereichen und Branchen in Deutschland für das Jahr 2013.



Quelle: Kemmler et al. 2017

5.11.1 Kurzbeschreibung der Branchen

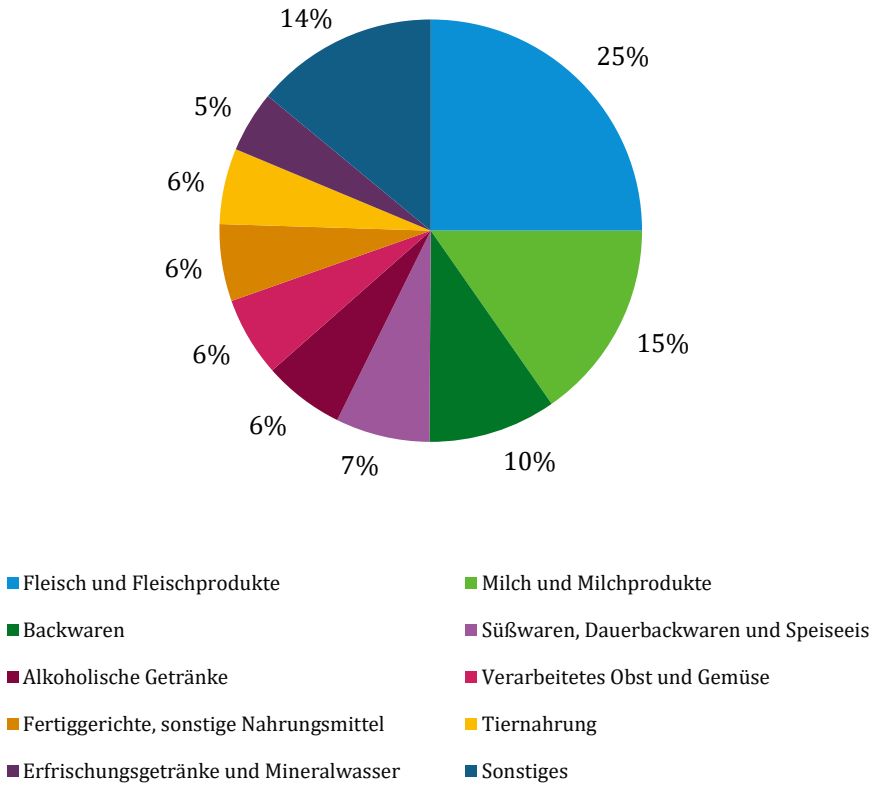
Der relevante Thermoprozess ist im Bereich der Dampferzeuger branchenübergreifend die *Dampferzeugung*. Eine branchenspezifische Betrachtung hinsichtlich der dampfnutzenden Prozesse und benötigten Dampftemperaturen erfolgt mit Fokus auf die Branchen Papier-, Nahrungsmittel- und chemische Industrie mit einem erheblichen Prozesswärmebedarf im Bereich 100°C bis 500°C.

5.11.1.1 Nahrungsmittelindustrie

Der Nahrungsmittelsektor ist zu 90 % von einer Vielzahl kleiner und mittelständischer Unternehmen, sowie einigen international operierenden Großunternehmen geprägt. Die deutsche Nahrungsmittelindustrie ist mit rund 618.721 Beschäftigten in 6.123 Betrieben im Jahr 2019 der viertgrößte Industriezweig Deutschlands. Im Jahr 2019 wurden dort etwa 185 Mrd. Euro umgesetzt, was einer Steigerung von 3,2 % gegenüber 2018 entspricht. In den letzten 20 Jahren wuchs der Umsatz dieser Branche stetig. Im Jahr 2019 stammt ein Drittel des Umsatzes aus dem

Export (Bundesvereinigung der Deutschen Ernährungsindustrie (BVE) 2020). Die Lebensmittelindustrie ist eine der vielfältigsten Branchen (Abbildung 113). Die umsatzstärkste Branche ist mit 25 % des sektoralen Umsatzes die Fleischverarbeitung. Zu den anderen umsatzstarken Branchen der Nahrungsmittelindustrie zählen die Milchindustrie (15 %), die Backwarenindustrie (10 %) und die Süßwarenindustrie (7 %) (Bundesvereinigung der Deutschen Ernährungsindustrie (BVE) 2020).

Abbildung 113: Anteile der Branchen am Gesamtumsatz der Nahrungsmittelindustrie in 2019

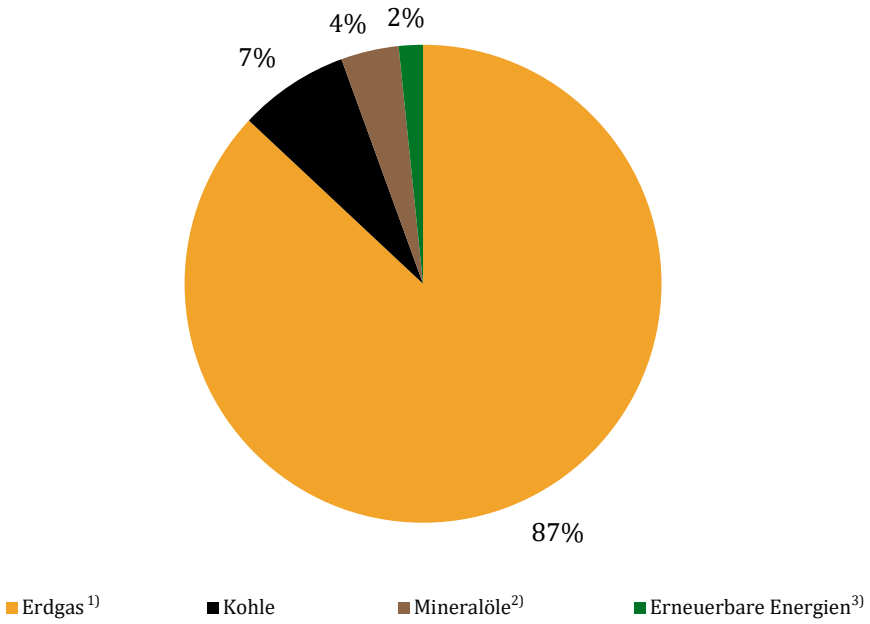


Quelle: Bundesvereinigung der Deutschen Ernährungsindustrie (BVE) 2020

Mit einem Endenergiebedarf von ca. 213 PJ/a (in 2018) nimmt die Ernährungsindustrie etwa 8 % des Endenergieeinsatzes des gesamten verarbeitenden Gewerbes in Deutschland in Anspruch und gehört hier zu den sechs energieintensivsten Sektoren (AG Energiebilanzen e.V. (AGEB) 2020).

Der Schwerpunkt des Energieeinsatzes in der Ernährungsindustrie liegt bei der thermischen Energie zur Bereitstellung der Prozesswärme. Der Hauptenergieträger ist mit 87 % Erdgas (Abbildung 114). Die Hauptverbraucher des Energieeinsatzes im Ernährungsgewerbe sind Prozesswärme, Prozesskälte, Kühlung, Kraftbedarf für Elektromotoren und weitere verschiedene Prozesse wie z. B. Transport, Abfüllung und Verpackung (Fleiter et al. 2013). Zu den Branchen mit erheblichem thermischen Energiebedarf zählen die Herstellung von Zucker, die Kartoffelverarbeitung, die Herstellung von Ölen und Fetten (ohne Margarine u. Ä.) und die Herstellung von Malz. Ihr Hauptenergiebedarf fällt bei den thermischen Prozessen an, wie z. B. Raffinieren, Rösten, Dämpfen und Trocknen (Meyer et al. 2014).

Abbildung 114: Energieträgereinsatz in der Nahrungsmittelindustrie in 2018 (exkl. Strom)



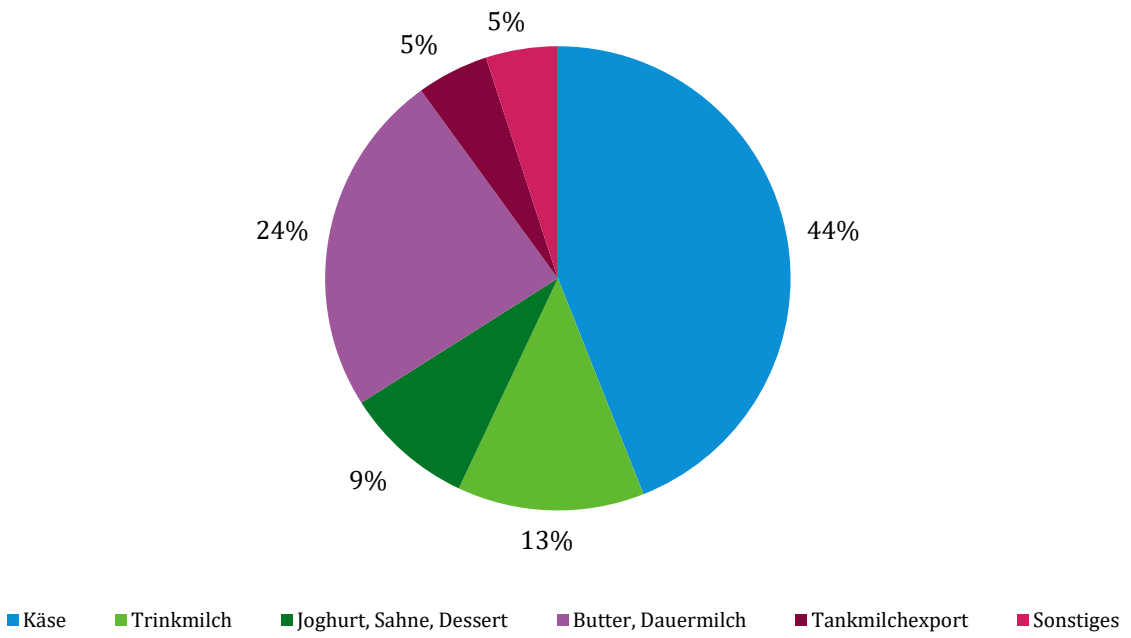
1) sonstige: Erdölgas, Gruben-, Kokerei-, Hochofen-, Konverter- und sonstige hergestellte Gase, Wasserstoff
2) Heizöl, Dieselkraftstoff, Flüssig- und Raffineriegas, Petrolkoks u. a. Mineralölprodukte
3) Beinhaltet Erd- u. Umweltwärme, Geo- u. Solarthermie, feste und flüssige biogene Stoffe, Bio-, Klär- und Deponiegas, Biomethan, Klärschlamm und sonstige erneuerbare Energien
Quelle: Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL) 2018

5.11.1.2 Kurzbeschreibung der Milchindustrie

Deutschland erzeugt rund ein Fünftel der gesamten europäischen Milch und ist damit größter Milchproduzent in der EU. Mit einem Produktionswert von 11,1 Milliarden Euro im Jahr 2018 ist die Milcherzeugung der wichtigste Produktionszweig der deutschen Landwirtschaft. Im Jahr 2019 (Stand Mai 2019) gibt es 61.087 milcherzeugende Betriebe mit 4,1 Millionen Milchkühen, die insgesamt rund 33 Millionen Tonnen Rohmilch im Jahr produzieren. Mit einem Umsatz von rund 26 Milliarden Euro ist die Milchindustrie eine der größten Lebensmittelbranchen. Durch den Trend zu größeren Milchproduktionsbetrieben ist die Zahl der Milcherzeuger in Deutschland stetig zurückgegangen, während die Milchleistung weiterhin steigt. Auch bei den Molkereien hat sich die Anzahl durch Fusionen kontinuierlich verringert: 2018 gibt es 158 milchverarbeitenden Betriebe mit 38.411 Beschäftigten, welche 31,7 Millionen Tonnen Milch an die Molkereien liefern. Die Hälfte davon (16,6 Millionen Tonnen) ist für den Export bestimmt (Milchindustrie-Verband e.V. (MIV) 2019; Börgermann 2019).

Der größte Anteil der Milch in Deutschland wird zu Käse verarbeitet (Abbildung 115). 2018 haben die deutschen Molkereien 44 % des erfassten Rohstoffs zu verschiedensten Käseprodukten verarbeitet. Zweitgrößtes Segment ist das weiße Sortiment, wobei 13 % des Rohstoffaufkommens als Trinkmilch abgefüllt wurden und 9 % zu Joghurt, Sahne, Dessert und ähnlichen Erzeugnissen verarbeitet wurden. Produkte mit längerer Haltbarkeit wie Butter, Milchpulver und Kondensmilch sind auf den wachsenden Exportmärkten gefragt. Ihre Bedeutung liegt bei 24 %. Im Jahr 2018 wurden etwa 6,6 Millionen Tonnen Trockenmilchprodukte hergestellt (Milchindustrie-Verband e.V. (MIV) 2019; Börgermann 2019).

Abbildung 115: Herstellung ausgewählter Milcherzeugnisse in Deutschland in 2018



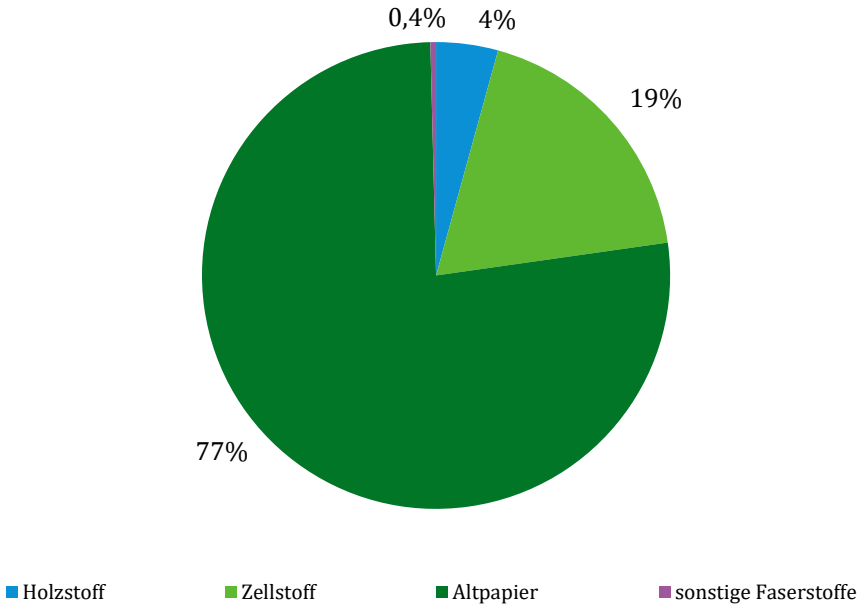
Quelle: Börgermann 2019

Bei der Milchverarbeitung entfallen ca. 50 % des Energiebedarfs auf die Verbrennung fossiler Energieträger (Kohle, Öl, Gas) zur Erzeugung von Dampf und Heißwasser für Verdampfungs- und Heizprozesse. Der restliche Anteil entfällt auf den Stromverbrauch für elektrische Antriebe, Kälteerzeugung und Beleuchtung. Besonders energieintensiv ist die Erzeugung von Produkten, die eingedickt oder getrocknet werden (z. B. Milchpulver) (Meyer et al. 2014). Diese wird daher für die weitere Analyse der Prozesswärmetechniken ausgewählt (5.11.7.1).

5.11.1.3 Papierindustrie

Deutschland ist mit einer Produktion von ca. 22 Mio. Tonnen im Jahr 2019 der europaweit größte Papierproduzent. Etwas mehr als die Hälfte der produzierten Menge entfällt auf Verpackungspapier und Karton (12,1 Mio. t), gefolgt von grafischen Papieren (7,1 Mio. t) und Hygiene- und Spezialpapieren (1,5 Mio. t und 1,4 Mio. t). In der Papier- und Zellstoffindustrie waren im Jahr 2019 39.900 Beschäftigte in 153 Betrieben tätig. Sie erwirtschaftete einen Umsatz von 14,3 Mrd. Euro (Verband Deutscher Papierfabriken e. V. (VDP) 2020a, 2020b). Darunter fallen 14 Unternehmen zur Holz- und Zellstoffherstellung und mindestens 69 Unternehmen der Alt- und Recyclingpapierverarbeitung (Verband Deutscher Papierfabriken e. V. (VDP)). Abhängig von der Papiersorte werden unterschiedliche Faserstoffkompositionen eingesetzt. Mit einem Anteil von 77 % am Faserstoffeinsatz der Papierindustrie im Jahr 2019 hat die Altpapieraufbereitung eine besondere Relevanz (Abbildung 116) (Verband Deutscher Papierfabriken e. V. (VDP) 2020b).

Abbildung 116: Faserstoffeinsatz in der Papierindustrie in 2019

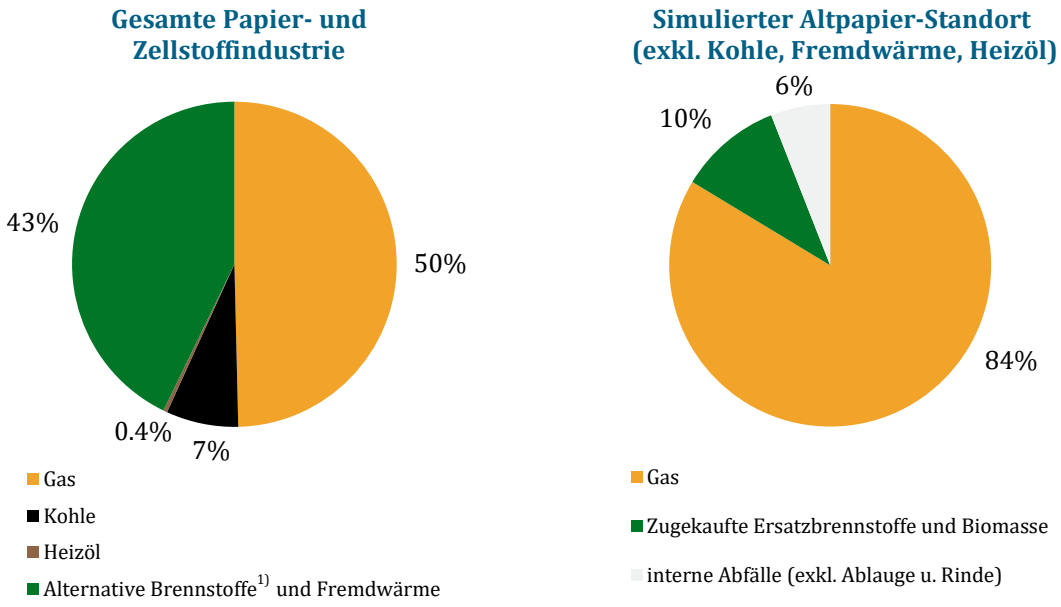


Quelle: Verband Deutscher Papierfabriken e. V. (VDP) 2020b

Mit einem Endenergiebedarf von ca. 210 PJ/a (2018) nimmt das Papiergewerbe etwa 8 % des Endenergieeinsatzes des gesamten verarbeitenden Gewerbes in Deutschland in Anspruch und gehört hier zu den sechs energieintensivsten Sektoren (AG Energiebilanzen e.V. (AGEB) 2020). Der Schwerpunkt des Energieeinsatzes in der Papier- und Zellstoffindustrie ist die thermische Energie zur Bereitstellung der Prozesswärme. Wie in Abschnitt 5.11.3.2 beschrieben, trifft das bei der Papierherstellung insbesondere auf die Entwässerung und Trocknung der Papierbahn mit ihrem hohen thermischen Energiebedarf zu. Die Brennstoffnutzung verschob sich in den letzten 20 Jahren kontinuierliche zu den weniger CO_2-intensiven Energieträgern Erdgas, Fernwärme und erneuerbare Energien (Abbildung 117, links) (Fleiter et al. 2013; Verband Deutscher Papierfabriken e. V. (VDP) 2020b). Eine Besonderheit der Papierherstellung ist die große Menge anfallender meist biogener Produktionsabfälle: Biomassebasierte Energieträger können hier für die Erzeugung von Strom und Prozessdampf (häufig über Kraft-Wärme-Kopplung) eingesetzt werden[24].

[24] Im Rahmen der betrachteten Anwendungen in Kapitel 5.11.7 erfolgt eine gesonderte Betrachtung des Energieträgereinsatzes in der Papierindustrie (ohne Zellstoffindustrie) entsprechend Abbildung 117 (rechts). Zur Simulation des Anteils interner Abfälle eines Altpapier-Standortes werden die alternativen Brennstoffe Ablauge und Rinde aus den Energiebilanzen des VDP herausgerechnet. Neben Erdgas als Hauptenergieträger (84 %) ergibt sich ein verhältnismäßig geringer Anteil interner Abfälle von 6 % (exkl. Ablauge und Rinde) und zugekaufter Ersatzbrennstoffe und Biomasse von 10 %.

Abbildung 117: Energieträgereinsatz in der Papier- und Zellstoffindustrie in 2019 (exkl. Strom)



1) Ablauge, Rinde, Fase-/Deinking-Rückstände, Biogas, übrige Rückstände, zugekaufte Ersatzbrennstoffe, zugekaufte Biomasse
Quelle: Verband Deutscher Papierfabriken e. V. (VDP) 2020b und eigene Berechnungen

5.11.1.4 Chemieindustrie

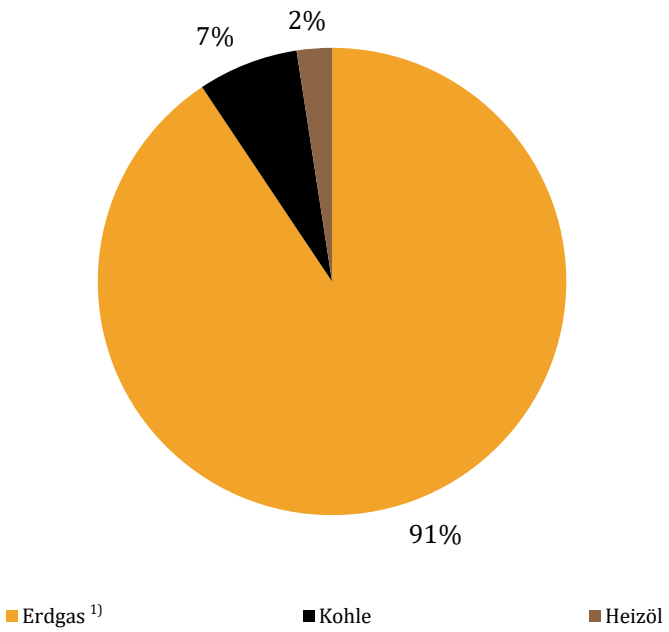
Die chemische Industrie stellt eine Vielzahl von Produkten her, die von Kunststoffen und Gummi über Düngemittel bis hin zu Produkten der Spezialchemie wie Additive und Lebensmittelzusätze reichen.

Die chemisch-pharmazeutische Industrie erwirtschaftete 2019 rund 198 Mrd. Euro Umsatz (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) 2021). Davon betrug der Umsatz der Chemieindustrie ungefähr 157 Mrd. Euro. Damit liegt die deutsche Chemieindustrie im weltweiten Vergleich der Branche auf Platz vier der Länder mit dem höchsten Umsatz (Chemdata International (CEFIC) und EUROSTAT 2020). Chemische Grundstoffe tragen ungefähr zwei Drittel zum Gesamtumsatz der Chemieindustrie bei. Das restliche Drittel entfällt auf die Spezialchemie (Gehrke und Weilage 2018). 2019 waren in der Branche 1.669 Unternehmen mit 333.561 Mitarbeitern tätig (Statistisches Bundesamt 2020). Neben den großen Weltkonzernen ist die Mehrheit der Unternehmen mittelständisch geprägt. Über 90 % der Chemieunternehmen haben weniger als 500 Beschäftigte (Geres et al. 2019). Rund ein Drittel der Unternehmen und 50 % der Mitarbeiter sind in der Grundstoffchemie tätig (Gehrke und Weilage 2018).

Mit einem Endenergiebedarf von ca. 529 PJ/a (2018) liegt die Grundstoffchemie nach der Metallerzeugung an zweiter Stelle und nimmt etwa 21 % des Endenergieeinsatzes des gesamten verarbeitenden Gewerbes in Deutschland in Anspruch. Die sonstige chemische Industrie hat mit ca. 87 PJ/a einen Anteil von 3 % (AG Energiebilanzen e.V. (AGEB) 2020). Der Schwerpunkt des Energieeinsatzes in der Chemieindustrie liegt in der Bereitstellung von Prozesswärme für thermische Aufbereitung und Dampferzeugung. Charakteristisch sind stark endotherme Reaktionen mit hohem Dampf- und Brennstoffbedarf, unter hohen Drücken ablaufende Reaktionen und/oder aufwendige Trennoperationen. Elektrochemische Reaktionen erfordern zudem einen hohen Bedarf an Strom (Fleiter et al. 2013). Erdgas dominiert mit einem Anteil von 91 % den Brennstoffbedarf und wird überwiegend in KWK-Anlagen verwendet (Abbildung 118) (Geres et al. 2019; Fleiter et al. 2013). Bezüglich des Energiebedarfs sind in der Grundstoffindustrie die

petrochemische Industrie (darin insbesondere Olefine) sowie die Ammoniak- und Chlorherstellung die relevantesten Zweige. Alle drei leisten wichtige Beiträge zur Herstellung von Polymeren – die wiederum die Hauptkomponente für die Herstellung von Kunststoffen bilden (Agora Energiewende und Wuppertal Institut 2019).

Abbildung 118: Brennstoffeinsatz in der Chemieindustrie in 2018



1) sonstige: Erdölgas
Quelle: Verband der Chemischen Industrie e.V. 2020

5.11.2 Dampfnutzung und -erzeugung in den Branchen

Dampferzeugungssysteme mit Dampfkesseln werden in verschiedenen Industrien eingesetzt. Daher ist die Erzeugung zwar immer ähnlich, die Endanwendungen unterscheiden sich jedoch in Bezug auf die Anforderungen an Druck, Temperatur und Dampfzustand (Nassdampf, Heißdampf überhitzt oder überkritisch, Sattdampf). Dies kann sogar innerhalb eines Produktionsprozesses, der aus mehreren Teilprozessen besteht, der Fall sein. Ein Beispiel ist das Sulfatverfahren in der Papierindustrie, bei dem der benötigte Druck je nach Prozessschritt 1,4 bar bis 9 bar beträgt (Gentili et al. 2014).

Angesichts der großen Bandbreite an Nutzungsmöglichkeiten für Dampf in industriellen Prozessen, werden für die Bearbeitung im Rahmen dieser Studie drei Industriesektoren mit einem vergleichsweise hohen Anteil an Dampfkesselkapazität ausgewählt: Die Papier-, die Nahrungsmittel- und die Chemieindustrie (Fleiter, T. Steinbach, J. und Ragwitz 2016). Tabelle 142 gibt einen Überblick über ausgewählte Prozesse dieser Industriesektoren, bei welchen Wärme in Form von Dampf direkt oder indirekt über Wärmeübertrager benötig wird, sowie deren Temperaturniveaus. Für die Nahrungsmittelindustrie sind die verschiedenen Prozesse aufgrund der hohen Heterogenität an Produkten nochmals für fünf Branchen mit einem erheblichen thermischen Energiebedarf (in Form von Dampf) differenziert. Die bedeutendste Anwendung von Dampf in der Papierindustrie ist die Trocknung in Papiermaschinen. In der Lebensmittelindustrie wird Dampf zum Kochen, Blanchieren, Sterilisieren und Trocknen verwendet. Typische Endanwen-

dungen von Dampf in der chemischen Industrie sind Fraktionierprozesse, Stripper oder chemische Reaktionsbehälter. Dampf kann auch zum Transport chemischer Substanzen verwendet werden.

Tabelle 142: Beispiele für Dampfnutzung in verschiedenen Sektoren

Beispiele für Dampfnutzung	in°C	Papier-herstellung	Chemie-industrie	Branchen der Nahrungsmittelindustrie				
				Zucker-herstellung	Milchverarbeitende Industrie	Fleisch-verarbeitung	Bierherstellung	Stärke u. Stärkeerzeugnisse
Ver- und Eindampfen	40-170	X	X	X	X			X
Konzentrieren	60-140		X	X	X			X
Kochen, Sieden	70-180					X	X	
Pasteurisieren	60-150				X		X	
Sterilisieren	100-140		X		X			
Trocknen	40-250	X	X	X	X			X
Fraktionierung, Destillation	100-300		X					
Cracking	180-200		X					

Quellen: Eigene Darstellung basierend auf Fleiter, T. Steinbach, J. und Ragwitz 2016; Gentili et al. 2014; Schimmel 2019

Trocknungsprozesse machen in Industrienationen rund 25 % des industriellen Energieverbrauchs aus, sind in hohem Maße energieintensiv und zählen zu den wichtigsten Verfahrensschritten in der Nahrungsmittel-, Papier- und chemischen Industrie (Larsen 2011). In diesen Prozessen wird Wasser aus einem Produkt entfernt, um Haltbarkeit oder Lagerfähigkeit zu erhöhen oder Transportkosten zu minimieren. Der hohe Energieverbrauch liegt zum einen an der hohen Verdampfungsenthalpie des Wassers und zum anderen an dem meist geringen thermischen Wirkungsgrad der Trockner. Dieser liegt teilweise unter 50 %. Bei dem gebräuchlichsten Trocknertyp (konvektive Trocknung) wird Luft mit Dampf, Gas oder Heißwasser erhitzt und über das nasse Produkt zirkuliert. Standardmäßig wird die feuchte Abluft abgesaugt oder entfeuchtet. Die heiße und feuchte Abluft wird meist ungenutzt an die Umgebung abgegeben (Wilk et al. 2016). Zwar werden konventionelle Wärmepumpen bereits in Trocknungsprozessen zur Wärmerückgewinnung und Beheizung des Trockners eingesetzt, sind aufgrund ihrer begrenzten Wärmenutzungstemperaturen von ca. 90°C jedoch auf die Konditionierung der Trocknungsluft oder die Entwässerung der Abluft limitiert. Durch Hochtemperaturwärmepumpen (HTWP) mit Wärmenutzungstemperaturen bis 160°C erweitern sich die Anwendungsfelder und Möglichkeiten zur Abwärmenutzung deutlich.

5.11.2.1 Nahrungsmittelindustrie

In der Nahrungsmittelindustrie wird ein Großteil der Wärme bei Temperaturen unterhalb von 150°C benötigt (vgl. Abbildung 112). Da mit verderblichen Waren gearbeitet wird, besteht zudem ein großer Kältebedarf. Die thermischen Grundprozesse der Nahrungsmittelindustrie mit bedeutendem Energieaufwand umfassen thermische Trenn- und Stoffübertragungsverfahren (wie Destillation oder Trocknung), aber auch Erwärmungs-, Verdampfungs- und Extraktionsprozesse (wie Kochen, Rösten oder Backen) sowie Prozesse zur thermischen Konservierung (wie Pasteurisation oder Sterilisation) (Meyer et al. 2014). Entsprechend der Vielzahl an hergestellten Produkten in der Nahrungsmittelindustrie gibt es auch eine Vielzahl von thermischen Prozessen wie u. a. Beheizen von Kochkesseln, Backöfen, Maisch-/Würzpfannen etc., Homogenisie-

ren, Pasteurisieren, Kochen, Reifen, Blanchieren sowie Sterilisieren von Abfüllanlagen, Schläuchen und Förderbändern oder die Versorgung von Flaschenwaschanlagen und die Fassreinigung in der Getränkeindustrie. Thermische Energie in Form von Dampf wird in der Nahrungsmittelbranche zur Sterilisation von Tanks und Rohren, in UHT-Prozessen (engl. Ultra-High Temperature Processing) zum Sterilisieren über 135°C mit Direkt-Injektion des Dampfes, zum Erhitzen des Produktes und zur Anpassung des Wassergehaltes im Produkt verwendet (European Commission 2017a).

Dampfkessel und -systeme spielen als Hauptenergieverbraucher eine Schlüsselrolle. Die Bereitstellung von Dampf, Thermoöl und Heißwasser erfolgt üblicherweise durch zentrale Kessel. Neben der indirekten Nutzung von Dampf als zentrales Wärmeübertragungsmedium im Dampfleitungssystem ist häufig auch ein direkter Kontakt zwischen Dampf und Produkt nötig, was eine gute Wasserqualität erfordert (European Commission 2017a). Das Spektrum der eingesetzten Kessel reicht von neuen, über teilmodernisierte bis hin zu ca. 15 bis 20 Jahre alte Dampferzeugungsanlagen. Hieraus ergibt sich teilweise ein Potenzial zur Kesselerneuerung bzw. Modernisierung. Die erzeugten Drücke bzw. Temperaturen entsprechen häufig nicht dem jeweiligen Bedarf der angebundenen Verbraucher (sondern dem maximalen Druckbedarf im System), sodass eine Absenkung des Druckniveaus im Zuge einer Neugestaltung des Gesamtsystems möglich ist. In einigen Fällen ist eine dezentrale Versorgung einzelner Anlagen auf hohem Druck bzw. Temperaturniveau sinnvoll, um eine weitere Parameteroptimierung der zentralen Versorgungsanlage gewährleisten zu können (Meyer et al. 2014).

Die Kraft-Wärme-Kopplung vor Ort ist eine wertvolle Alternative für Fertigungsprozesse der Nahrungsmittelindustrie, bei denen der Wärme- und Strombedarf ausgeglichen ist (European Commission 2017a). In Ernährungsbetrieben werden hauptsächlich erdgasbetriebene Motorblockheizkraftwerke, Gasturbinen oder Dampfturbinen eingesetzt (Meyer et al. 2014). Insbesondere bei der Zucker-, Stärke oder Milchpulverherstellung mit großen Produktionsanlagen kommen nahezu ausschließlich KWK-Anlagen zum Einsatz. Die Vielzahl kleiner und mittelständischer Unternehmen verwendet zur Dampferzeugung jedoch eher erdgasbefeuerte Großraumfeuerungskessel und zum Teil Schnelldampferzeuger. Bezogen auf die gesamte Nahrungsmittelindustrie wird der KWK-Wärmeanteil auf 20 % bis 30 % geschätzt (Expert:inneninterview 2021c).

5.11.2.2 Papierindustrie

In der Papier- und Zellstoffindustrie wird ein Großteil der Wärme bei Temperaturen zwischen 100 und 200°C benötigt (vgl. Abbildung 112). Die thermischen Grundprozesse der Papiererzeugung umfassen Trocknung, Kochen, Imprägnieren und Zerfasern (Vogt et al. 2009). Thermische Energie in Form von Dampf wird für die Erhitzung verschiedener Produkte (z. B. Wasser, Zellstofffasern, Luft, Chemikalien, Kochlauge etc.), für die Verdampfung von Wasser aus der Ablauge, in der Trockenpartie der Papiermaschine, für die Dispersion von Fasern aus Recyclingpapier und für die Trocknung von gestrichenem Papier benötigt. Der spezifische thermische Energieverbrauch variiert, je nach verwendetem Verfahren, Faserqualität und Papiersorte (Moya und Pavel 2018; Blum et al. 2009).

In der Regel wird der benötigte Dampf zentral in einem oder auch mehreren parallel arbeitenden Dampfkesseln erzeugt und über ein Rohrleitungssystem zu den verschiedenen Verbrauchern geführt. Selbst Heißwasser wird oftmals sekundär mittels Dampf erhitzt. Prozessdampf wird häufig auf einem Druckniveau (z. B. 3 bar) benötigt, das weit unterhalb des Dampfdruckes in den Kesselanlagen (z. B. 17 bar) liegt. Für den Betrieb von Produktionsanlagen hält das Dampfnetz an Papierstandorten üblicherweise leicht überhitzten Dampf auf zwei Druckniveaus

zwischen 3,5 und 8 bar (Sattdampftemperatur 140°C bis 170°C) bereit. Nur in wenigen Betrieben sind höhere Dampfdrücke erforderlich (Vogt et al. 2009).

In der Zellstoff- und Papierindustrie werden häufig Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (< 1 MW_{th} für kleine Papierfabriken, bis zu > 500 MW_{th} für die Rückgewinnungskessel großer Zellstofffabriken) in Verbindung mit großen Dampfkesseln für Spitzenlasten oder als Reservekessel (5 bis über 200 MW_{th}) eingesetzt. Wegen des gleichzeitigen Bedarfs an Wärme und Strom betreiben die meisten Zellstoff- und Papierfabriken eigene Kraftwerke am Standort bestehend aus Dampfblöcken, Hilfskesseln und/oder KWK-Anlagen. Hochdruckdampf wird mittels Dampfturbinen und/oder Gasturbinen zur Erzeugung elektrischer Energie genutzt. Die meisten Fabriken setzen Entnahme-Kondensationsturbinen oder Gegendruckturbinen ein, aus denen wiederum Mittel- oder Niederdruckdampf entnommen wird. Traditionell ist die interne Dampf- und Stromversorgung ein Kerngeschäft der Zellstoff- und Papierindustrie (Suhr et al. 2015).

Der Betrieb der KWK-Anlagen erfolgt in der Regel wärmegeführt. Bei KWK-Anlagen, die mit fossilen Brennstoffen oder Biobrennstoffen betrieben werden (dies ist bei den meisten Zellstofffabriken der Fall), liegt der Gesamtwirkungsgrad mit einer Gegendruckturbine bei 85 bis 90 %. Moderne Papiermaschinen benötigen ein Kraft-Wärme-Verhältnis (Stromkennzahl) zwischen 0,3 und 0,65 je nach Papierart, Qualität und Zellstoffproduktionsanlage. Kessel bzw. Kraftwerke in der Zellstoff- und Papierindustrie sind fast das ganze Jahr über bis zu über 8.000 Stunden in Betrieb. Vor allem in Papierfabriken kann sich der Dampfbedarf unerwartet und schnell ändern, z. B. durch Papierbahnrisse und andere Störungen. Aufgrund von Nachfrageschwankungen, Wartung und anderen Faktoren kann der Dampfbedarf auch über längere Zeiträume niedriger sein als im Normalbetrieb. Als Energieträger werden neben den fremdbezogenen Endenergieträgern (bspw. Erdgas und Kohle) auch die bei der Produktion anfallenden Sortierrückstände und Faser-, Deinking- und Belebtschlämme (bspw. aus der Abwasseraufbereitung) als Energieträger eingesetzt (siehe Abbildung 117). In vielen Dampfkesseln oder Kraftwerken wird eine Mischung von Brennstoffen verwendet (kombinierte Verbrennung von Schlamm, Rinde, Holzresten, Rückständen aus der Zellstoff- und Papierverarbeitung und fossilen Brennstoffen) (Suhr et al. 2015).

5.11.2.3 Chemieindustrie

Viele Prozesse der Chemieindustrie mit ihren komplexen und vielfältigen Produkten sind dampfintensiv. Aufgrund ihres hohen Energiebedarfs steht im Rahmen dieser Studie innerhalb der Chemiebranche vor allem die Produktion von chemischen Grundstoffen im Fokus. In der Grundstoffchemie wird ein Großteil der Wärme in Form von Dampf bei Temperaturen zwischen 200 und 500°C benötigt (vgl. Abbildung 112). Der Dampf wird dabei sowohl energetisch als Wärmeträger als auch stofflich (z. B. in der Dampfreformierung) genutzt. Typische Verwender von Dampf in der chemischen Industrie sind Fraktionierprozesse, Stripper oder chemische Reaktionsbehälter. Dampf kann auch zum Transport chemischer Substanzen verwendet werden (Gentili et al. 2014). Der Prozesswärmeanteil größer 400°C liegt bei über 50 % (vgl. Abbildung 112). Dieser kann nicht über KWK bereitgestellt werden, weshalb direktbefeuerte Hochtemperaturprozesse eine gesonderte Erzeugung von Wärme erfordern. Wärme wird auch aus Abhitze und durch Abfallverbrennung gewonnen (Fleiter et al. 2013).

Ein großer Chemiekomplex verfügt in der Regel über Dampf auf mehreren Energiestufen (Hoch-, Mittel- und/oder Niederdruck). Die Wärme wird dem Prozess entweder direkt (z. B. durch Dampfinjektion) oder indirekt in Form von Wärmetauschern zugeführt. Das Kondensat aus der Dampfnutzung nutzt ein eigenes Sammelsystem zur Rückführung in den Kessel (Umweltbundesamt (UBA) 2002).

In Deutschland ist die Produktion von chemischen Grundstoffen auf wenige Standorte konzentriert. Die historisch gewachsenen Standorte um die Produktionsanlagen der Grundstoffchemie verfügen über eine umfassende Infrastruktur mit Standortwärmeintegration und zentraler Energieversorgung (Fleiter et al. 2013). Die an den Verbundstandorten betriebenen Industriekraftwerke sind überwiegend Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, da neben dem Strom auch ein sehr hoher Bedarf an Prozessdampf besteht (Hilken 2012). Für die Prozesse der Grundstoffchemie betrug 2017 der Strombedarf 46 TWh_{el} und der Dampfbedarf 72 TWh_{th}. Dabei wurden ca. 17 TWh_{el} Strom sowie 33 TWh_{th} Dampf durch größtenteils erdgasbasierte KWK-Anlagen mit einer installierten elektrischen Leistung von 3,6 GW_{el} erzeugt (Agora Energiewende und Wuppertal Institut 2019). Rund ein Drittel des Stromes der Chemieindustrie (Grundstoff- und Spezialchemie) wird durch Eigenerzeugung produziert (Geres et al. 2019), Dampf zu mehr als 80 % (Fleiter et al. 2013). Eine Quelle für Prozessdampf stellen dabei auch die Prozesse selbst, d. h. Wärmerückgewinnung in exothermen Prozessen, dar. Die überschüssige thermische Energie aus exothermen Prozessreaktionen oder direktbefeuerten Hochtemperaturprozessen wird als Prozessdampf ausgekoppelt und ins Verbundnetz eingespeist. Wie viel Dampf über die Prozesse anfällt und in das Dampfnetz eingespeist wird, ist je nach Prozess unterschiedlich (Geres et al. 2019).

KWK-Anlagen werden in der Regel wärmegeführt gefahren und erreichen aufgrund des relativ konstanten Wärmebedarfs hohe Volllaststunden und Gesamtwirkungsgrade (> 85 %) (European Commission 2007a). Sie gehören damit zu den effizientesten konventionellen Kraftwerken, die in Deutschland betrieben werden (Geres et al. 2019). In hohen Leistungsbereichen kommen hauptsächlich Dampf- oder Gasturbinen bzw. Gas- und Dampfturbinen (GuD) zum Einsatz (Prognos AG 2019). Strom als Nebenprodukt kann auf dem Strommarkt veräußert werden und stellt ein relevantes Geschäftsmodell der Chemiepark- bzw. Kraftwerksbetreiber dar (Geres et al. 2019; Expert:inneninterview 2021b). Das Geschäftsmodell industrieller KWK-Anlagen gründet allerdings meist auf der Eigenversorgung, wobei Energie innerhalb des Industrieparks verteilt wird. Über ein Verbund-,Verteil- oder öffentliches Netz werden Strom und Wärme an Dritte geliefert (Prognos AG 2019). In Chemieparks übernimmt dies meistens ein Dienstleistungsunternehmen oder der Chemieparkbetreiber. Diese stellen unter anderem neben der Energieversorgung und Verteilung auch weitere Infrastrukturdienstleistungen zur Verfügung (Hilken 2012). Fossile Brennstoffe sind gleichzeitig Roh- und Brennstoffe für die chemischen Prozesse und für die Erzeugung von Dampf und Strom. Erdgas dominiert mit einem Anteil von 90 % den Brennstoffbedarf (siehe Abbildung 118) und wird überwiegend in KWK-Anlagen verwendet.

5.11.3 Branchenspezifische Prozessketten

Die Betrachtung der Dampferzeuger erfolgt branchenübergreifend als Querschnittstechnologie in Abgrenzung zur Dampfverwendung im weiteren Prozessverlauf. Eine umfassende Untersuchung auf Prozessebene erfolgt daher nicht. Entsprechend des in Abschnitt 3.4 beschriebenen methodischen Vorgehens orientieren sich die im Folgenden beschriebenen Prozessketten daher direkt an den ausgewählten repräsentativen Branchenanwendungen[25]. Die Auswahl dieser wird in Abschnitt 5.11.7 erläutert.

[25] Für jede der drei betrachteten Branchen wird ein geeigneter beispielhafter Produktionsprozess ausgewählt und mit seinen typischen Charakteristika als *Anwendung* definiert. Die Ausdifferenzierung ergibt sich anhand der benötigten Dampftemperaturen und der damit einhergehenden Auswahl geeigneter Alternativtechniken (vgl. Kapitel 3.4).

5.11.3.1 Nahrungsmittelindustrie

Thermische Trocknungsprozesse sind in der Regel die energieintensivsten Prozesse der Ernährungsindustrie (Meyer et al. 2014) Aufgrund der Heterogenität der in der Nahrungsmittelindustrie hergestellten Produkte wird für die Branchenanwendung beispielhaft die Milchpulverherstellung ausgewählt (siehe Abschnitt 5.11.7.1). Der Trocknungsprozess in der Milchpulverfabrik stellt mit bis zu 240°C Trocknungstemperatur eine besonders ambitionierte Anwendung für industrielle Trocknungsverfahren dar.

Bei dem nachfolgend beschriebenen Produktionsprozess von Milchpulver und den dabei erforderlichen thermischen Prozessen handelt es sich meist um einen kontinuierlichen Produktionsprozess, bei welchem mit 7.000 bis 8.000 Betriebsstunden pro Jahr zu rechnen ist. Alle Prozesse, die Wärme benötigen, werden von einem zentralen Dampfsystem gespeist, welches Hochdruckdampf erzeugt (Bühler et al. 2019).

Die Rohmilch wird zunächst mittels einer Zentrifuge in Magermilch und Rahm getrennt (Abbildung 119). Beide Produkte werden thermisch behandelt (pasteurisiert, eventuell sterilisiert, UHT) und gekühlt. Der Rahm verlässt den Prozess und ein Teil der Milch wird in einer Umkehrosmose-Einheit (engl. Reverse-Osmosis, RO) konzentriert. Die restliche Magermilch, das Konzentrat aus der RO-Einheit und die Zusatzstoffe werden gemischt, thermisch behandelt und homogenisiert, bevor sie in die Verdampfereinheit gelangen. Je nachdem, welche Haltbarkeit erreicht werden soll, kommen unterschiedliche Homogenisierungsverfahren zum Einsatz. Außerdem werden die Milcheigenschaften auf den gewünschten Fettgehalt standardisiert (European Commission 2017a).

Der erste Schritt der eigentlichen Milchpulverherstellung ist die Konzentration der Rohmilch: Die homogenisierte Milch wird in der Regel mit Verdampfern konzentriert (Fallfilm-/Fallstromverdampfer). Dabei wird 80 % des Wassers in der Milch in einem mehrstufigen System aus mechanischen und thermischen Brüdenverdichtern (MVR, TVR[26]) durch Kochen als Dampf entfernt und der Feststoffgehalt von 13 auf 55 % erhöht. Der Druck wird so reduziert, dass der Siedepunkt nur 57 bis 68°C beträgt, um Hitzeschäden an der Milch zu vermeiden. Oftmals folgt nach der Verdampfung eine Speicherung in einem Tank. Der nachfolgende Trocknungsschritt ist der Hauptprozess der Milchpulverproduktion. Hier wird die restliche Feuchtigkeit im Sprühtrockner und mehreren Wirbelbetten/Wirbelschichttrocknern entfernt, bis das Endprodukt einen Trockensubstanzgehalt von über 95 % hat. Es existieren zwei Trocknungsprinzipien: Bei der Heißlufttrocknung (Kontakttrocknung) kommt heiße Luft als Heizmedium in direkten oder indirekten Kontakt mit dem Produkt. Bei der Oberflächentrocknung (Konvektionstrocknung) besteht kein Kontakt mit dem nassen Lebensmittel; die Wärmeübertragung und Verdampfung des Wassergehaltes erfolgt über Konvektion. Im Sprühtrockner wird im konvektivem Trocknungsverfahren das Milchkonzentrat in einen feinen Nebel suspendiert, welcher in die Spitze eines Heißluftturms (durch Dampf erhitzt) gesprüht wird. Der erhitzte Nebel dehydriert beim Fallen und wird am unteren Ende des Turms als Pulver aufgefangen. Die Lufteintrittstemperatur beträgt dabei bis zu ca. 250°C. Durch Verdampfung sinkt die Lufttemperatur schnell wieder auf eine Temperatur von ca. 95°C, was der Austritttemperatur der Luft entspricht. Die Produkttemperatur selbst liegt 20 bis 30°C darunter. Die Trocknungsluft kann durch Dampf oder auch direkt gasbefeuerte Luft-Heizgeräte oder indirekte Heizgeräte erhitzt werden. Im Allgemeinen wird die Abluft durch Zyklone und/oder Filter geleitet, um partikelförmige Produktreste, die in der Abluft mitgeführt werden, zurückzugewinnen. Das zurückgewonnene Material wird wieder in das Produkt eingearbeitet. Die Abluft von Trocknungsprozessen stellt einen großen Anteil industrieller Abwärme dar, die aufwendig intern genutzt wird. In der vereinfachten Darstellung (Abbildung 119) sind

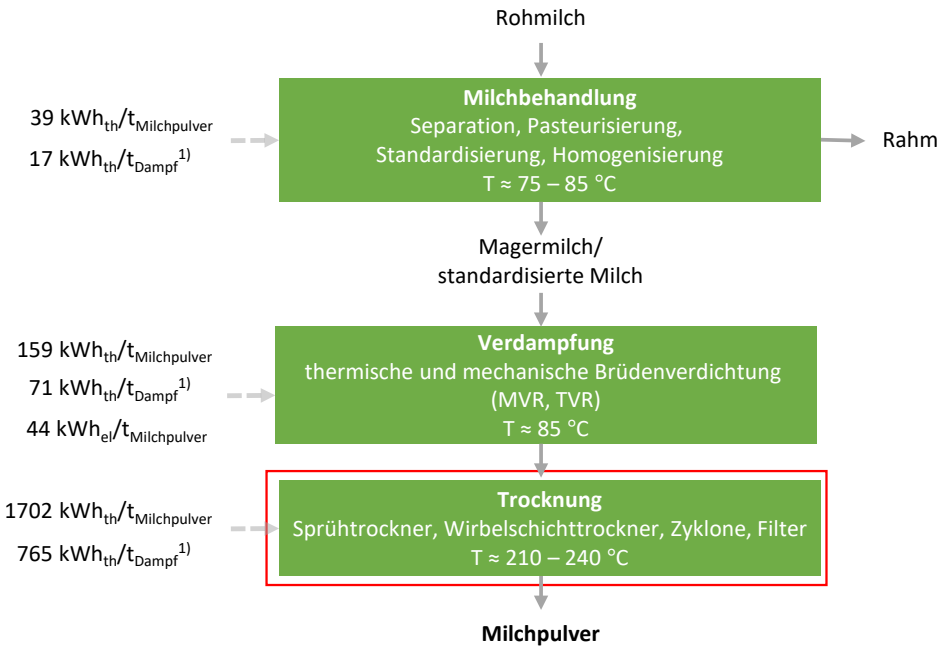
[26] MVRs sind elektrisch betrieben, während TVRs Dampf nutzen.

vielfältige Kühlschritte und interne Abwärmenutzung (z. B. kondensierter Dampf aus dem Verdampfer, welcher genutzt wird, um die Milch und Luft vorzuheizen) nicht dargestellt (European Commission 2017a; Bühler et al. 2019).

Abbildung 119 zeigt exemplarisch die Prozesskette für die Herstellung von Milchpulver und den prozessspezifischen thermischen und elektrischen Energieeinsatz pro produzierter Tonne Milchpulver bzw. eingesetztem Dampf. Die Daten entstammen einer Veröffentlichung von Bühler et al., welche auf Daten einer existierenden dänischen Milchpulverproduktion aufbaut. Alle Angaben beziehen sich auf eine Produktionslinie der Fabrik, welche sechs Tonnen Milchpulver pro Stunde in 7.200 Stunden Betriebsstunden pro Jahr produziert. Typischerweise sind in Milchpulverfabriken drei bis fünf Sprühtrockner installiert. In der beschriebenen Anlage gibt es noch vier weitere (parallele) Produktionslinien mit teilweise verschiedenen Produktionskapazitäten, von welchen zwei jedoch nur für Spezialprodukte benutzt werden und eine geringere Betriebszeit haben. Die gesamte Fabrik stellte 2013 etwa 100.000 Tonnen Milchpulver her und hat insgesamt fünf Sprühtrockner in Betrieb (Expert:inneninterview 2020e).

Der Wärmebedarf kann in zwei Temperaturlevel eingeteilt werden: Prozesse, die Wärme bis 85°C nutzen und Trocknungsluft, die Wärme bis zu 210 bis 240°C nutzt. Der zentrale Teil des Systems ist der Verdampfer, der sowohl heißes Wasser für den direkten Wärmebedarf bis 85°C als auch Dampf für das Dampf-Kompressionssystem bereitstellt. Die Trocknung stellt mit Abstand den energieintensivsten Prozess bei der Milchpulverherstellung dar (Abbildung 119). Der vernachlässigbar geringe Elektrizitätsbedarf für die Kühlung (~60 $kWh_{el}/t_{Milchpulver}$) ist nicht dargestellt.

Abbildung 119: Energieeinsatz für die Herstellung von Milchpulver



Legende:
Rot markiert: Energieintensive Prozessschritte mit fossilen Energieträgern im Fokus der Betrachtungen innerhalb dieser Studie
Anmerkungen:
Daten einer existierenden dänischen Milchpulverproduktion bezogen auf **eine** Produktionslinie der Fabrik mit 9,61 MW Dampfbedarf. Jährliche Betriebsstunden: 7.200 h (Bühler et al. 2019). Der vernachlässigbar geringe Elektrizitätsbedarf für die Kühlung ist nicht dargestellt.
1) Die Umrechnung der spezifischen Werte erfolgt anhand des Umrechnungsfaktors 2,2 $t_{Dampf}/t_{Milchpulver}$: Die Linie hat eine Produktionsrate von 6,3 $t_{Milchpulver}$/h. Eine Umrechnung der Dampfleistung mithilfe der Dampfenthalpiedifferenz (220°C/25 bar Sattdampf mit einer Vorlauftemperatur von 80°C/1 bar) ergibt eine Dampfmenge von etwa 14,0 t_{Dampf}/h.
Quellen:

Energieverbrauch: Eigene Berechnungen basierend auf Bühler et al. 2019
Temperatur: Bühler et al. 2019

5.11.3.2 Papierindustrie

Die Papierindustrie kann hinsichtlich der eingesetzten charakteristischen Produktionsprozesse als homogen bezeichnet werden. Das bedeutet, dass die meisten Einzelprozesse in der gesamten Papierindustrie über alle Sortenbereiche Anwendung finden, wie z. B. Suspendieren oder Trocknen. Sie unterscheiden sich allerdings in ihrer Ausführung und Betriebsweise und somit in ihrer Relevanz für den Energiebedarf (Vogt et al. 2009). Der Produktionsprozess in der Papierindustrie ist abhängig von diversen Faktoren, beispielsweise den produzierten Papiersorten, den eingesetzten Roh-/Faserstoffen und dem Umstand, ob die Faserstoffe am Standort der Papierproduktion hergestellt bzw. aufbereitet (integrierte Papierproduktion) oder fremdbezogen werden (Suhr et al. 2015; Blum et al. 2009).

Der energetisch bedeutendste Prozess der Papier-Wertschöpfungskette ist die Papierherstellung, welche daher im Fokus dieser Studie liegt (Prozesse zur Herstellung der Faserstoffe werden nicht näher betrachtet) (Fleiter et al. 2013). Als Ergänzung zur ambitionierten Trocknungsanwendung der Milchpulverherstellung wird für die zweite Branchenanwendung die Papiertrocknung mit vergleichsweise moderaten Trocknungstemperaturen um 140°C ausgewählt (siehe Abschnitt 5.11.7.2). Da Altpapier der mengenmäßige wichtigste Rohstoff der deutschen Papierindustrie ist (siehe Abbildung 116), erfolgt bei der Definition der ökonomischen Kennzahlen in Abschnitt 5.11.8.3 zudem eine Eingrenzung auf die Herstellung von Papier aus Altpapier.[27]

Der typische Herstellungsprozess von Papier kann in drei Bereiche unterteilt werden. 1) In der *Fasergewinnung* werden die benötigten Faserstoffe Holzstoff, Zellstoff und Altpapierstoff gewonnen. Die hierzu wichtigsten verwendeten Rohstoffe sind Holz und Altpapier. Neben diesen drei Faserstoffarten geht außerdem ein beträchtlicher Teil an Nichtfaserstoffen, nämlich Füll- und Hilfsstoffe, in die Produktion mit ein. 2) Bei der *Papierherstellung* in der Papierfabrik werden die Fasern entsprechend der Papiersorte nachbearbeitet und mit Füllstoffen vermischt, bevor sie in der Papiermaschine zur Papierbahn gepresst und schließlich getrocknet werden. 3) Bei der nachfolgenden *Papierveredelung* wird die Papierbahn abhängig von der Papiersorte noch weiteren Stufen der Oberflächenbehandlung unterzogen (Fleiter et al. 2013).

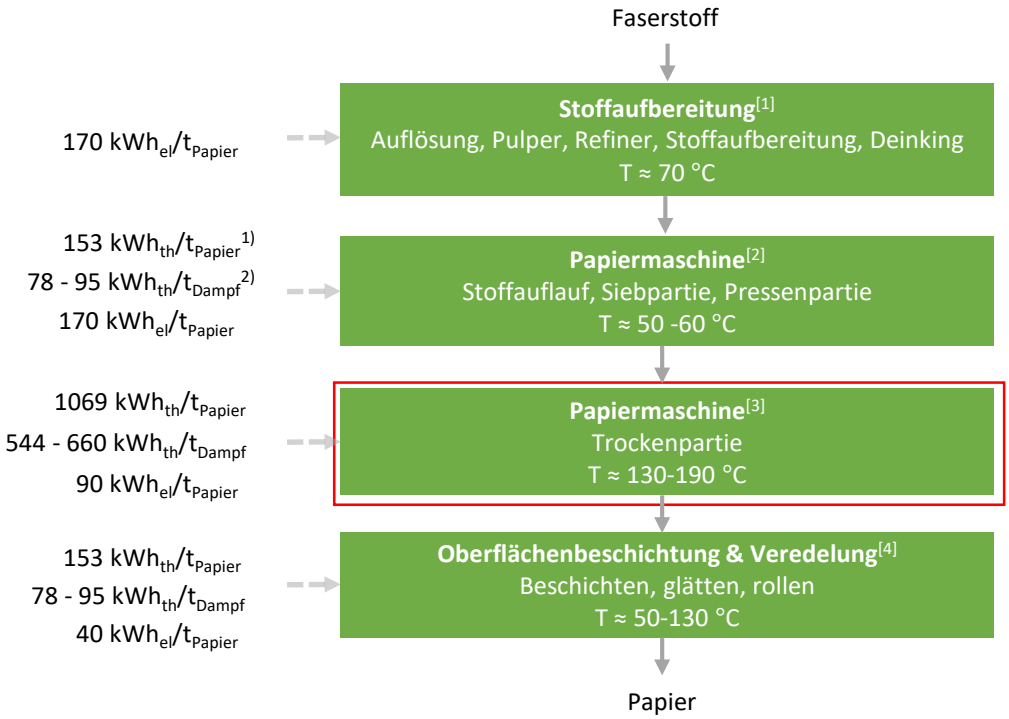
Bei der Papierherstellung lassen sich zwei grundlegende Produktionsstufen unterscheiden: die Stoffaufbereitung samt Konstantteil und die Herstellung mit der Papiermaschine (Abbildung 120). Ziel und Zweck der Stoffaufbereitung ist es, einen konstanten Stoffstrom zur Verfügung zu stellen, welcher die Anforderungen bei der Produktion auf der Papiermaschine und des fertigen Produkts erfüllt. In der Papiermaschine wird die Fasersuspension in den Abschnitten Stoffauflauf, Sieb- und Pressenpartie, Trockenpartie und Aufrollung zu einer Papierrolle transformiert. Aktuelle Papiermaschinen verfügen über bis zu 12 m Bahnbreite, sind bis zu 250 m lang und wiegen bis zu 5.000 Tonnen. Die Jahresproduktion beträgt bei großen Papiermaschinen bis zu 600.000 Tonnen; dies entspricht einer Produktionsmenge von 70 Tonnen pro Stunde. Typischerweise produziert eine Papiermaschine ca. 8.300 Stunden im Jahr (Blum et al. 2009). Den letzten Abschnitt mit einem vergleichsweise geringen Energieverbrauch stellt die Veredelung in der Papiermaschine dar (Fleiter et al. 2013).

[27] Die verschiedenen Faserstofffamilien und ihre Herstellungsprozesse unterscheiden sich deutlich hinsichtlich ihres Energie- und Rohstoffbedarfs und der angewandten Verfahrensschritte. Zwar haben auch die einzelnen Papiersorten einen unterschiedlichen Energieverbrauch, jedoch sind die Verfahrensschritte auch über die Sorten hinweg noch ähnlich, daher wird die Papierherstellung nicht nach weiteren Sorten unterteilt (Fleiter et al. 2013).

Im Stoffauflauf wird die Fasersuspension mit ungefähr 1 % Feststoffgehalt auf das Sieb aufgebracht, auf dem die Blattbildung stattfindet. Am Ende der Siebpartie ist der Feststoffgehalt bereits auf ca. 16 % bis 25 % gestiegen. In der Folge wird die Papierbahn in der Pressenpartie mechanisch weiter entwässert, sodass der Trockengehalt bei modernen Anlagen bereits 50 bis 55 % beträgt. Das verbleibende Wasser muss über thermische Trocknung bis auf eine Restfeuchte von 2 bis 10 % aus der Papierbahn verdampft werden. Dies geschieht in der Trockenpartie, dem längsten Teil der Papiermaschine (Fleiter et al. 2013). Das mit Abstand am häufigsten anzutreffende Trocknungsverfahren ist die Kontakttrocknung, also der Wärmeübergang von einer beheizten Fläche auf die berührende Papierfläche durch Wärmeleitung. Damit wird das Papier sehr schonend getrocknet, die Papierbahn geführt und über die Einstellung der Züge eine gezielte Qualitätsbeeinflussung durchgeführt (Vogt et al. 2009). Das klassische Trocknungsverfahren führt die Papierbahn über Trockenzylinder, die mit Niederdruckdampf auf bis zu 100 °C aufgeheizt sind. Üblicherweise überquert die Papierbahn nacheinander ca. 40 bis 50 Trockenzylinder. Die Wärme im Abluftstrom kann rückgetauscht und zur Vorwärmung der Frischluft verwendet werden (Fleiter et al. 2013). Die dampfgefüllten Zylinder in der Trockenpartie der Papiermaschine sind in verschiedenen Druckniveaus gruppiert, die als Dampfkaskade organisiert sind. Dies ermöglicht die effiziente Nutzung des Dampfes und des Kondensats in Druckstufen (Expert:inneninterview 2020v, 2021a) (Fleiter et al. 2013).

Abbildung 120 zeigt exemplarisch die Prozesskette für die Papierherstellung (ohne Fasergewinnung) und den prozessspezifischen thermischen und elektrischen Energieeinsatz pro produzierter Tonne Papier bzw. eingesetztem Dampf. Die Daten entstammen einer Veröffentlichung von Fleiter et al. 2013, welche anhand von literaturbasierten Annahmen den typischen Energieverbrauch einer durchschnittlichen Papierfabrik („mittlere Papierfabrik“) wiedergibt. Die Werte in einzelnen Papierfabriken können jedoch deutlich von diesen mittleren Annahmen abweichen. Verschiedene umfassende Studien zeigen durch die teils große Spannbreite des spezifischen Energieverbrauchs, wie unterschiedlich die Situation in einzelnen Papierfabriken sein kann (Blum et al. 2009; Vogt et al. 2009). Die Trockenpartie stellt den energieintensivsten Prozess in der Papierherstellung dar. Etwa 70 % der gesamten in der Papierherstellung benötigten Energie wird zum Trocknen von Papier verwendet (Moya und Pavel 2018). Der Dampf für die Trockenzylinder ist gesättigt und liegt in der Regel im Temperaturbereich von 130 bis 190°C (Sattdampfdruck: 3 bis 12 bar) (Ghosh 2011). Hier fällt der höchste Wärmebedarf an, während weitere, deutlich kleinere Wärmesenken typischerweise durch Abwärme aus der Trockenpartie gedeckt werden. Die in der Literatur zu findenden Wertebereiche für den Wärmeverbrauch in diesem Prozessschritt sind aufgrund von Schwankungen der Bahnfeuchte nach der Pressenpartie, dem Fehlen/Vorhandensein einer Leimpresse, der Effizienz des Dampf-Kondensat-Netzwerks und der Wärmerückgewinnung aus heißer Haubenluft und Kondensaten relativ weit gefasst (Expert:inneninterview 2020v).

Abbildung 120: Energieeinsatz für die Papierherstellung



Legende:
Rot markiert: Energieintensive Prozessschritte mit fossilen Energieträgern im Fokus der Betrachtungen innerhalb dieser Studie
Anmerkungen:
Grundlage der Berechnung bilden die Energieverbräuche aus Fleiter et al. und Angaben aus einem Sankey-Diagramm einer LWC-Papiermaschine mit 37,4 MW Dampfbedarf (Treppe et al. 2012; Suhr et al. 2015). Jährliche Betriebsstunden: 8.300 h (Blum et al. 2009). Der gesamte elektrische bzw. thermische Energieverbrauch der dargestellten Papierherstellung beträgt in Summe 530 kWh$_{el}$/t$_{Papier}$ bzw. 1.528 kWh$_{th}$/t$_{Papier}$ (Fleiter et al. 2013, der allgemeine Energieverbrauch für Abwasser und Druckluft ist in Abbildung 120 nicht mit dargestellt).
1) fällt im Stoffauflauf an
2) Die Umrechnung der spezifischen Werte erfolgt anhand des Umrechnungsfaktors mit einer Spannbreite von 1,6 bis 2,0 t$_{Dampf}$/t$_{Papier}$: Die angenommene Produktionsrate liegt bei 40,8 t$_{Papierr}$/h (Suhr et al. 2015). Eine Umrechnung der Dampfleistung mithilfe der Dampfenthalpiedifferenz (140°C/4 bar Sattdampf mit einer Vorlauftemperatur von 80°C/1 bar) ergibt eine Dampfmenge in der Trockenpartie von etwa 56,2 t$_{Dampf}$/h. Der Anteil der Trockenpartie am Dampfbedarf der Papiermaschine liegt zwischen 70 bis 85 % (Expert:inneninterview 2021a; Treppe et al. 2012).
Quellen:
Energieverbrauch: Fleiter et al. 2013 (bestätigt in Expert:inneninterviews)
[1] Temperatur: Radgen et al. 2020
[2] Temperatur: Expert:inneninterview 2021a, 2020v
[3] Temperatur: Expert:inneninterview 2021a, 2020v
[4] Temperatur: Expert:inneninterview 2020v (Einsatz von Öl, Wasser oder Dampf zur Beheizung der Rollen bei der Veredelung mit Kalandern). Keine Temperaturangabe zur Trocknung der Beschichtung und Veredelung aufgrund unterschiedlicher angewendeter Verfahren (z. B. gasbeheizte und elektrische IR-Trockner).

5.11.3.3 Chemieindustrie

Im Vergleich zu anderen Industriebranchen ist die Produktionskette in der chemischen Industrie hochkomplex. Die Prozessstufen sind stofflich und energetisch miteinander stark gekoppelt. Dies begünstigt integrierte Standorte, wie z. B. Chemieparks in Ludwighafen, Leverkusen und Frankfurt/Höchst. Diese Tatsache beeinflusst die Energiebereitstellung wesentlich (Fleiter et al. 2013).

Aufgrund der Vielzahl heterogener chemischer Prozesse erfolgt die Betrachtung der Prozessdampferzeugung unabhängig von den Prozessen[28]. Als dritte Branchenanwendung wird daher die zentrale Energie- bzw. Dampfversorgung eines typischen mittleren deutschen Chemieparks ausgewählt (siehe Abschnitt 5.11.7.3). Diese umfasst einen großen Teil einer sehr heterogenen Branche und deckt die energieintensiven Unternehmen aus der Grundstoffindustrie mit ab.

Die chemische Industrie teilt sich in Deutschland in die Grundstoff- und Spezialchemie auf. Die *Grundstoffchemie* ist dabei Lieferant von Grundstoffen und Industriechemikalien an die anderen Sektoren der chemischen Industrie, wie Feinchemikalien und Spezialitäten, sowie der Pharmaindustrie. Außerdem versorgt sie die restliche Industrie mit chemischen Produkten. Charakteristisch für die Grundstoffchemie ist die großtechnische Produktion mit hohen Durchsätzen. So werden die organischen Grundstoffe, Polymere und anorganischen Chemikalien (insbesondere Chlor) zum größten Teil durch einige wenige große Unternehmen hergestellt, wie z. B. BASF, Bayer, Dow Chemical und Ineos. Die Produktion dieser Grundstoffe ist sehr energieaufwendig. Weniger als 20 Prozesse benötigen mehr als 80 % des gesamten Energieverbrauchs der Grundstoffchemie. Zu den besonders energieintensiven Prozessen gehört das Steamcracking (Ethylen/Olefine) und die Ammoniakproduktion (Fleiter et al. 2013). Ein besonderes Merkmal der *Spezialchemie* ist die Heterogenität dieses Branchenzweiges. Untergliedert ist die Spezialchemie beispielsweise in die Herstellung von Farben, Wasch- und Reinigungsmitteln, Schädlingsbekämpfung- und Pflanzenschutzmitteln, Chemiefasern, Lebensmittelzusatzstoffe, Kunststoffe und viele andere Produkte. Spezialchemieunternehmen unterscheiden sich, im Vergleich zu Unternehmen aus der Grundstoffindustrie, meist durch ihre geringere Unternehmensgröße. Die Spezialchemie ist geprägt von mittelständischen Unternehmen. Aufgrund der wirtschaftlichen Attraktivität treten aber vermehrt auch große Unternehmen in den Markt der Spezialchemie ein (Gehrke und Weilage 2018; Voß 2013).

Zwischen der Grundstoff- und Spezialchemie besteht eine Verbindung in der Wertschöpfungskette. Basischemikalien der Grundstoffchemie sind nur ein Zwischenprodukt. Dieses benötigt die Spezialchemieindustrie zur Weiterverarbeitung und „Veredelung“. Dies ist eine strukturelle Gemeinsamkeit, welche die Produktion im Verbund nahelegt. Hinzu kommt die gemeinsame Nutzung der Infrastruktur, wie beispielsweise der Energieversorgung über eine KWK-Anlage. Diese Zusammenarbeit aus Produktions- und Stoffverbünden inklusive Dienstleistungsangebote bilden einen *Chemiepark* (Voß 2013; Winkler und C. 2015; Hilken 2012). Die Fachvereinigung Chemieparks im Verband der Chemischen Industrie e.V. (VCI) weist 37 Mitglieder aus, welche sich in fünf regionalen Chemie-Verbunden zusammengeschlossen haben (Stand: August 2014,). Die Chemieunternehmen an den Standorten der Mitglieder der Fachvereinigung beschäftigten im Jahr 2010 über 235.000 Mitarbeiter. Das entspricht knapp 60 % aller Beschäftigten in der deutschen Chemieindustrie (Verband der Chemischen Industrie e.V. (VCI) 2014).

Tabelle 143 zeigt recherchierte Daten zum thermischen und elektrischen Energiebedarf der größten deutschen Chemieparks als repräsentatives Abbild der Grundstoff- und Spezialchemie.[29] Die verschiedenen Dampfdruckstufen der Chemieparks unterscheiden sich teilweise stark, was laut Expertenangaben historische Gründe hat (Expert:inneninterview 2020x). Anhand der recherchierten Daten der einzelnen Chemieparks können grob drei Hauptdruckstufen bzw. Druckbereiche zusammengefasst werden. Niederdruck (ND) im Bereich von 2 bis 7 bar, Mitteldruck (MD) von 10 bis 45 bar und Hochdruck (HD) bis ungefähr 110 bar. In Sonderfällen gibt es auch

[28] Diverse aktuelle Studien beschäftigen sich intensiv mit der Dekarbonisierung einzelner chemischer Prozesse (Geres et al. 2019; Christensen et al. 2008; Bazzanella und Ausfelder 2017; Neelis et al. 2007; Neuwirth und Fleiter; Schiffer und Manthiram 2017; Windsperger et al. 2018).

[29] Eine Liste der flächenmäßig größten Parks liefert ein Artikel aus auf der Fachzeitschrift „Process“ für Chemie-, Pharma- und Verfahrenstechnik (Oesterwind 2019), sowie Daten des Verband der Chemischen Industrie e.V. (VCI) zum Abgleich.

Höchstdruck von über 110 bar. Der Dampf ist für die Verteilung in der Regel leicht überhitzt, während verbraucherseitig eine Druckreduzierung erfolgt und Sattdampf genutzt wird. Als Anhaltspunkt können anhand der Wasserdampftabelle für leicht überhitzten Niederdruckdampf 180°C, für Mitteldruckdampf 220 bis 350°C und für Hochdruckdampf > 300°C genannt werden. Die genauen Temperaturen unterscheiden sich je nach Park.

Anhand der Daten aus Tabelle 143 ergibt sich ein "mittlerer" repräsentativer Chemiepark mit einem Strombedarf von 2,3 TWh_{el} und einem Dampfbedarf von 3,5 TWh_{th}.[30,31] Trotz der hohen Streuung der Daten decken sich die relativen Anteile von Strom- und Dampfbedarf mit dem Gesamtbedarf der Grundstoffchemie (46 TWh_{el} und 72 TWh_{th} in 2017) (AG Energiebilanzen e.V. (AGEB) 2020; Agora Energiewende und Wuppertal Institut 2019). Die Dampfdruckverteilung über die benötigte Prozessdampfmenge wird ebenfalls als einfacher Mittelwert über die gesammelten Daten festgelegt (43 % ND-Dampf, 43 % MD-Dampf, 14 % HD-Dampf).

Rechercheergebnisse zu den an den Chemieparkstandorten betriebenen Energieanlagen bestätigen, dass Industriekraftwerke mit KWK-Anlagen zur Energieeigenerzeugung die verbreitetste Technik zur Dampf- und Stromversorgung sind. Für die hohen Leistungen in Chemieparks sind KWK-Anlagen in Form von GuD-Kraftwerken üblich. Weiter sind Ersatz- bzw. Restbrennstoffanlagen im KWK-Betrieb oder Kesselanlagen im Heizbetrieb zu finden (Expert:inneninterview 2021b).

[30] Soweit vollständige Datensätze ermittelt werden konnten. Mittelwert aus verfügbaren Daten von 11 Parks. Aufgrund mangelnder Datenverfügbarkeit fehlen die Daten der 3 flächenmäßig größten Chemieparks (Bitterfeld-Wolfen, Infra Leuna, Brunsbüttel).

[31] Die Umrechnung der Dampfleistung mithilfe der gemittelten Dampfenthalpiedifferenz für ND, MD und HD von 2,6 GJ/t_{Dampf} (Fleiter et al. 2013) ergibt eine Dampfmenge von etwa 550 t_{Dampf}/h (bei 8760 h Betrieb) (siehe auch Abschnitt 5.11.8.1).

Tabelle 143: Strom- und Dampfbedarf und Verteilung der Dampfdruckstufen großer deutscher Chemieparks (Sortierung absteigend nach Fläche)

Chemiepark	Energiebedarf		Einheit	Dampfdruckstufen				Quellen
	Strombedarf	Dampfbedarf		Niederdruck 2-7 bar	Mitteldruck 10-45 bar	Hochdruck 70-110 bar	Höchstdruck 120-150 bar	
ChemCoast Park Brunsbüttel	-	-	TWh	kA	kA	kA	kA	
InfraLeuna	-	1,75*	TWh	x	x	kA	kA	[1]
Chemiepark Bitterfeld-Wolfen	0,99	0,26**	TWh	x	x	kA	kA	[2]
BASF SE Ludwigshafen	6,20	13,16	TWh	x	x	x	kA	[3]
Chemiepark Marl	2,30	4,66	TWh	x	x	x	x	[4]
Dow Deutschland Anlagengesellschaft mbH – Werk Stade	5,00	2,39	TWh	kA	kA	kA	kA	[5]
Chemiepark Bayer Pharma Bergkamen	0,08	0,23	TWh	kA	kA	kA	kA	[6]
CHEMPARK Leverkusen	2,62	4,84	TWh	x	x	kA	kA	[7]
Industriepark Höchst	1,90	3,40	TWh	x	x	kA	x	[8]
CHEMPARK Dormagen	1,96	3,63	TWh	x	x	kA	kA	[9]
BASF Schwarzheide GmbH	0,45	0,78	TWh	x	x	kA	kA	[10]
CHEMPARK Krefeld-Uerdingen	1,42	2,62	TWh	x	x	x	kA	[11]
Wacker Chemie AG Burghausen	3,11	1,87	TWh	kA	kA	kA	kA	[12]
Agro-Chemie Park Piesteritz	0,37	0,55	TWh	kA	kA	kA	kA	[13]

Anmerkungen:
Soweit vollständige Datensätze ermittelt werden konnten. Aufgrund mangelnder Datenverfügbarkeit fehlen die Daten der 3 flächenmäßig größten Chemieparks (Bitterfeld-Wolfen, InfraLeuna, Brunsbüttel). Expert:innenaussagen zufolge wird die Dampferzeugung in Brunsbüttel von den Betrieben am Standort individuell gelöst.
Annahme: Wärmebedarf entspricht Dampfbedarf. Warmwasserbereitstellung wird nicht separat betrachtet.
* Dampfbedarf nur für Mitteldruckstufe, restlicher Dampfbedarf unbekannt
** Dampfbedarf aus zentraler Erzeugung, Bedarf aus dezentraler Erzeugung unbekannt
Quellen:
[1] Dampfbedarf: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) 2015; Dampfdruck: InfraLeuna GmbH 2017
[2] Dampfdruck: EVIP GmbH 2021
[3] Strom- und Dampfbedarf: BASF SE 2019, Dampfumrechnung von Tonnen in TWh anhand 2,6 GJ/t_{Dampf} (Fleiter et al. 2013); Dampfdruck: RWE Energie AG
[4] Strom- und Dampfbedarf: Evonik Industries AG und Alexandra Boy 2017, Dampfumrechnung von Tonnen in TWh anhand 2,6 GJ/t_{Dampf} (Fleiter et al. 2013); Dampfdruck: Evonik Technology & Infrastructure GmbH 2019
[5] Strombedarf: Sellner und Dow Deutschland Anlagengesellschaft mbH; Dampferzeugung: eigene Berechnung basierend auf Landesprüfungsamt Niedersachsen 2011
[6] Strom- und Dampfbedarf: eigene Berechnung basierend auf Bayer AG 2019
[7] Strom- und Dampfbedarf: eigene Berechnung basierend auf Voll 2017; Dampfdruck: Currenta GmbH & Co. OHG 2021
[8] Strom- und Dampfbedarf: Infraserv GmbH & Co. Höchst KG 2021; Dampfdruck: Invraserv GmbH & Co. Höchst KG 2021
[9] Strom- und Dampfbedarf: eigene Berechnung basierend auf Voll 2017; Dampfdruck: Currenta GmbH & Co. OHG 2021
[10] Strom- und Dampfbedarf: Noatnick 2018, Dampfumrechnung von Tonnen in TWh anhand 2,6 GJ/t_{Dampf} (Fleiter et al. 2013); Dampfdruck: BASF Schwarzheide GmbH 2021
[11] Strom- und Dampfbedarf: eigene Berechnung basierend auf Voll 2017; Dampfdruck: Currenta GmbH & Co. OHG 2021
[12] Strom- und Dampfbedarf: Wacker Chemie AG
[13] Strom- und Dampfbedarf: SKW Stickstoffwerke Piesteritz GmbH 2018

5.11.4 Konventionelle Techniken zur Dampferzeugung

Im Folgenden wird der aktuelle Stand der Technik für industrielle Dampferzeuger beschrieben. Dies dient zur Ermittlung bzw. Auswahl einer geeigneten Referenztechnik als Grundlage für die in Abschnitt 5.11.7 betrachteten Branchenanwendungen.

Dampf wird in der Papier-, Chemie- und Nahrungsmittelindustrie üblicherweise in Erdgas gefeuerten Dampfkesseln bereitgestellt. Aufgrund des gleichzeitigen Bedarfs an Wärme und Strom in industriellen Prozessen gehört zum Stand der Technik neben dem klassischen Dampfkessel auch die Kraft-Wärme-Kopplung.

5.11.4.1 Dampferzeugungssystem

Je nach Anwendungsbereich, erforderlicher Dampfleistung, benötigtem Dampfdruck und benötigter Dampftemperatur sowie eingesetztem Brennstoff werden Dampfkessel verschiedener Bauart eingesetzt. Die Grundlagen eines typischen Dampferzeugersystems sind in Anhang A.13.1 beschrieben.

Zur Hochdruck-Dampferzeugung im größeren Leistungsbereich stehen im Wesentlichen zwei Bauformen zur Verfügung: Wasserrohrkessel und Flammrohr-Rauchrohr-Kessel (auch als Großwasserraumkessel bezeichnet). Typische industrielle Dampfdrücke liegen meist im Bereich zwischen 7 und 25 bar (Danish Energy Agency und Energinet 2020a). Der Großwasserraumkessel ist der am häufigsten eingesetzte Kessel im Leistungsbereich von bis zu 30 Tonnen Dampf pro Stunde. Der Wirkungsgrad beträgt 89 bis 92 % und kann mit einem Economiser auf 94 bis 97 % gehoben werden (Schmid et al. 2003).

5.11.4.2 Großwasserraumkessel

Bei dieser Kesselbauart strömt das Heizgas durch von Wasser umgebene Rohre. Das Kesselspeisewasser in der Mantelseite wird dadurch in Dampf umgewandelt. Prinzipbedingt werden Großwasserraumkessel (auch als Flammrohr-Rauchrohr-Kessel bezeichnet) daher für relativ kleine Dampfkapazitäten und niedrige bis mittlere Dampfdrücke eingesetzt. Als Richtlinie gilt, dass Kessel dieser Bauart Dampfleistungen zwischen 0,35 und 30 t/h und Drücke bis maximal 30 bar erbringen können (Gentili et al. 2014; Sattler und Schibel 2011). Oberhalb der hier beschriebenen Leistung gibt es nach dem gleichen Konstruktionsprinzip Doppelflammrohrkessel bis zu einer Leistung von ca. 55 t/h und Heißdampftemperaturen von bis zu 300°C (Franz und Tuffner 2018). Diese unterscheiden sich im Wesentlichen durch die Anordnung von zwei Flammrohren mit jeweils getrennten Rauchgaszügen und dementsprechend zwei Brennern. Mit der Bauform des Großwasserraumkessels kann die überwiegende Zahl der in industriellen Produktionsprozessen an die Dampferzeugung gestellten Anforderungen, insbesondere hinsichtlich Druck und Dampfmenge, erfüllt werden. Aufgrund der geringeren Verluste durch Strahlung und Leitung bieten diese Kessel einen leicht höheren Wirkungsgrad als Wasserrohrkessel. Vorteile dieses Kesseltyps sind außerdem die relativ niedrigen Kosten im Vergleich zum Wasserohrkessel, die leichte Wartung und Reinigung durch die kompakte Bauweise mit leicht auszutauschenden Rohren und zugänglichen Heizflächen. Aus dem großen Wasserinhalt und Dampfraum resultiert ein gutes Speichervermögen, wodurch der Kessel eine stabile Dampfleistung auch bei starken und kurzfristigen Lastschwankungen gewährleistet. Der große Wasseranteil bringt neben den beschriebenen Vorteilen jedoch Nachteile im Kaltstartverhalten. Nachteilig ist außerdem, dass er konstruktionsbedingt nicht für Hochdruckanwendungen und Dampferzeugung mit höheren Kapazitäten geeignet ist (Schmid et al. 2003; Gentili et al. 2014; Sattler und Schibel 2011).

5.11.4.3 Wasserrohrkessel

Bei Wasserohrkesseln befindet sich das Kesselspeisewasser in den Rohren, die vom Heizgas umströmt werden. Diese Bauform wird ausgewählt, wenn sowohl der Dampfbedarf als auch die Dampfdruckanforderungen hoch sind und kommt üblicherweise als Schnelldampferzeuger bis ca. 30 bar oder aber als Wasserohrkessel bis etwa 300 bar und einer maximalen Dampfleistung bis 200-300 t/h vor (überkritische Kessel arbeiten bei Drücken über 350 bar und erreichen Dampfleistungen von 2.000 t/h) (Franz und Tuffner 2018; Gentili et al. 2014). Vorteile dieses Kesseltyps sind seine Eignung für Hochdruckanwendungen und hohe Dampftemperaturen bis zu 650°C. Nachteilig ist die höhere Anfangsinvestition im Vergleich zu Großwasserraumkesseln, anspruchsvollere Reinigungsverfahren sowie die Baugröße der Anlage. Typischerweise kommen Großwasserraumkessel bei vergleichbaren Leistungsanforderungen mit deutlich geringerer Aufstellfläche und -raum aus (Sattler und Schibel 2011; Gentili et al. 2014).

5.11.4.4 Kenndaten zu Dampfkesseln

Eine Zusammenfassung typischer Kenndaten von erdgasbefeuerten Dampfkesseln ist in Tabelle 144 dargestellt. In Anhang A.13.4 werden ausführliche, anlagenspezifische Kriterien konventioneller Dampfkessel aufgeführt. Je nach verwendetem Kesseltyp unterscheiden sich die Kenndaten zu maximalem Dampfdruck, -temperatur und -leistung. Als Querschnittstechnologie sind die Anwendungen von Dampferzeugern vielfältig (siehe Abschnitt 5.11.2) und die Anlagenkenndaten teilweise stark prozess- bzw. produktspezifisch. In der Lebensmittelverarbeitung spielen Dampfkessel und -systeme als Hauptenergieverbraucher eine Schüsselrolle, da sie Wärme zum Trocknen, Kochen, Blanchieren, Dämpfen und Sterilisieren usw. bereitstellen. Neben einigen großen Kesseln kommt hier im Allgemeinen eine große Anzahl kleiner Kessel zum Einsatz. In der Zellstoff- und Papierindustrie werden in der Regel große Dampfkessel (häufig in Verbindung mit Kraft-Wärme-Kopplung) eingesetzt. Die chemische Industrie verfügt über eine Vielzahl dampfintensiver Produkte und Produktionsprozesse mit sowohl kleinen als auch großen Kesseln (Gentili et al. 2014). Die Auslastung wird größtenteils durch den spezifischen Industriestandort bestimmt, da die meisten Dampfsysteme keinen Puffertank enthalten (der Kessel selbst fungiert bis zu einem gewissen Grad als Puffer). Bei kontinuierlicher Produktion wird der Kessel nur während eines Zwangsausfalls oder einer Wartung außer Betrieb sein (Danish Energy Agency und Energinet 2020a).

Tabelle 144: Kenndaten erdgasbefeuerter Dampfkessel

Kriterium	Angabe	Quellen
Temperaturbereich	100 bis 300°C / 600°C (Großwasserraum / Wasserrohr)	[1], [2]
Druckbereich	max. 30 bar/ max. 300 bar (Großwasserraum / Wasserrohr) (überkritisch bis zu 350 bar)	[1], [2]
Dampfkapazität	max. 30 t/h/ max. 200-300 t/h (Großwasserraum / Wasserrohr) (überkritisch bis zu 2000 t/h)	[1], [2]
Typischer Wirkungsgrad	92 % (Bestand) (94-97 % für moderne Anlagen mit Economiser)	[1], [2]
Energieträger	meist Erdgas*	
Typische Anschlussleistung	100 kW bis 50 MW	[3]
Typische Betriebsdauer	7.000 bis > 8.000 Stunden/Jahr	[4]
Typische Lebensdauer	20 bis 25 Jahre	[4]
Investitionskosten Neubau	60 €/kW	[4]
Anzahl installierte Anlagen	ca. 15.000 bis 17.000	[3]

*siehe Tabelle 145 (Auch Heizöl, Biogas, Bioöl, Wasserstoff, Mehrstofffeuerung und Sonderbrennstoffe möglich)

Quellen:
[1] Gentili et al. 2014
[2] Franz und Tuffner 2018
[3] Fleiter, T. Steinbach, J. und Ragwitz 2016
[4] Danish Energy Agency und Energinet 2020a
zusätzliche Validierung durch Expert:inneninterview mit Anlagenhersteller (Expert:inneninterview 2020r)

Die in Tabelle 145 gezeigten Bestandsdaten zu industriellen Dampferzeugern, kategorisiert nach Leistungsklassen und eingesetztem Energieträger, basieren auf einer Schätzung des Verbandes der deutschen Heizungsindustrie (BDH) für das Jahr 2010 und auf einer Hochrechnung im Rahmen der Studie „Mapping EU heat supply“ aus dem Jahr 2016 (Fleiter, T. Steinbach, J. und Ragwitz 2016). Erdgas stellt mit Abstand den meist verwendeten Brennstoff für Dampfkessel dar. Mindestens ein Drittel des Dampfkesselbestandes wurde vor 2010 installiert und entspricht damit laut Verbandangaben nicht dem heutigen Stand der Technik.[32] Eine bundesweite Befragung von Papierunternehmen aus dem Jahr 2008 ergab beispielsweise, dass das Durchschnittalter der Kessel in der Papierindustrie etwa 16Jahre beträgt. Die ältesten Anlagen waren über 40 Jahre alt (Vogt et al. 2008).

[32] Ein Bericht der dena aus dem Jahr 2011 spricht sogar von 80 % der industriellen Wärme- und Dampferzeugungsanlagen in Deutschland, welche älter als zehn Jahre sind und damit nicht mehr dem heutigen Stand der Technik entsprechen (Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) 2011).

Tabelle 145: Bestand industrieller Dampfkessel in Deutschland im Jahr 2012

Energieträger	Anzahl	Davon nicht SdT	100 bis 1.000 kW	1 bis 5 MW	5 bis 25 MW	> 25 MW
Gas	ca. 17.000	-	40 %	30 %	20 %	10 %
Kohle	ca. 700	-	0 %	50 %	30 %	20 %
Heizöl (leicht)	ca. 2.700	-	40 %	30 %	20 %	10 %
Biomasse	ca. 400	-	40 %	30 %	20 %	10 %
Strom	ca. 1.000	-	90 %	5 %	4 %	1 %
Gesamt	ca. 22.000	ca. 7.500				

Anmerkungen:
Die Werte könnten überschätzt sein, da eine klare Trennung zwischen Kessel- und KWK-Bestand teilweise nicht möglich war. Aktuelle Erhebungen gibt es laut BDH nicht. Laut Angaben von Verband und Hersteller:innen im Rahmen von Expert:inneninterviews haben sich die Marktzahlen zu Dampfkesseln jedoch nicht deutlich verschoben und sind nach wie vor stimmig.
Quellen: Schätzung des BDH/EHI für das Jahr 2010 anhand der Verkaufszahlen und Hochrechnung im Rahmen der Studie „Mapping EU heat supply" für das Jahr 2012 (Fleiter, T. Steinbach, J. und Ragwitz 2016)

Allgemein lässt sich feststellen, dass konventionelle Dampferzeuger technisch sehr ausgereift sind. Die Kessel (der besten verfügbaren Technologien) erreichen thermodynamische Grenzen, sodass zukünftig nur noch marginale Wirkungsgradverbesserungen zu erwarten sind. Möglichkeiten zur Energieeinsparung liegen im Ersetzen der gegenwärtigen Anlagen durch Verfahren mit höherem Wirkungsgrad und durch eine ganzheitliche Systemoptimierung inklusive Wärmerückgewinnung. Zu diesen Optionen zählen im Einzelnen die Abstimmung aller Komponenten und eine Optimierung der Regelung und Steuerung der Anlage, der verstärkte Einsatz von Economisern, die Nutzung einer Abgas-Sensorregelung zur Optimierung des Sauerstoffanteils oder die Verwendung der Brennwerttechnik (Kuder 2013; Danish Energy Agency und Energinet 2020a).

5.11.4.5 Kraft-Wärme-Kopplung

Kraft-Wärme-Kopplung ist die verbundene Umwandlung von eingesetzter Energie in mechanische oder elektrische Energie und nutzbare Wärme in einer Erzeugungsanlage. Die industrielle Energiebedarfsstruktur zeichnet sich durch eine hohe Gleichzeitigkeit des Strom- und Wärmebedarfs sowie eine hohe Volllaststundenzahl der Energienachfrage aus, weshalb KWK-Anlagen in der Industrie zur Prozessdampfbereitstellung verbreitet sind.

In KWK-Anlagen können folgende Erzeugungseinheiten eingesetzt werden (Statistisches Bundesamt 2020):

- Dampfturbinen, z. B. Gegendruck-, Entnahmegegendruck-, Anzapf- und Entnahmekondensationsturbinen
- Gasturbinen, z. B. mit Abhitzekessel und ggf. Zusatzfeuerung oder mit Abhitzekessel und nachgeschalteter Dampfturbine
- Verbrennungsmotoren, z. B. Gas- oder Dieselmotoren
- Brennstoffzellen, Stirling-Motoren, Dampfmotoren, ORC-Dampfturbinen oder ähnliches.

Die verschiedenen KWK-Technologien lassen sich nach typischen Leistungsklassen, Temperaturniveaus und Wirkungsgraden klassifizieren (Tabelle 146). In der industriellen Anwendung

kommen überwiegend Dampfturbinen (Gegendruck, Entnahmekondensationsanlagen etc.) und Gasturbinen (Gasturbinen mit Abhitzekessel, GuD-Anlagen) größerer Leistungsklassen (> 1 MW) zum Einsatz.

Tabelle 146: Indikative Kenndaten von KWK-Anlagen

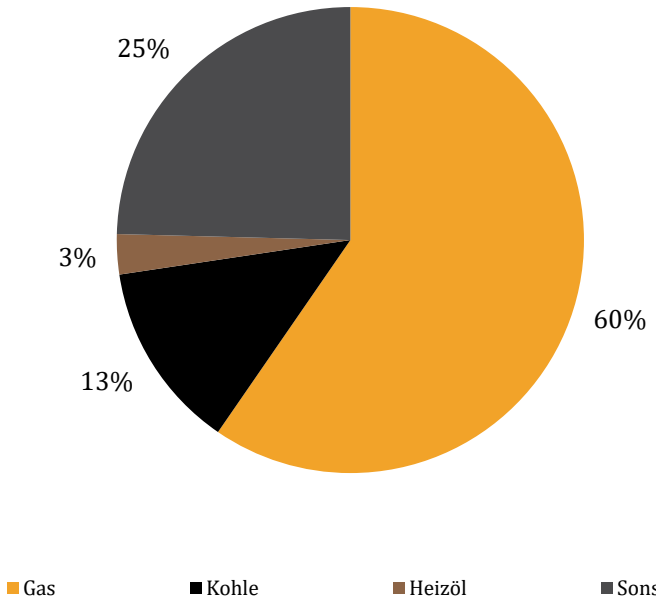
KWK-Technologie	Typ. Leistungsbereich in MW_{el}	Temperaturniveau der Nutzwärme in °C	Gesamtwirkungsgrad in %
Dampfturbinen: Gegendruckmaschinen	5 bis 200	100 bis 300	80 bis 90
Dampfturbinen: Entnahmekondensationsmaschinen	50 bis 800	100 bis 300	55 bis 92
Gasturbinen mit Abhitzekessel	0,1 bis 150	bis 450	80 bis 85
Gasturbinen mit nachgeschalteter Dampfturbine	20 bis 500	100 bis 250 (Dampf)	80 bis 92
Verbrennungsmotoren	0,001 bis 20	80 bis 120	80 bis 95
Brennstoffzellen (Hochtemperaturbrennstoffzellen)	0,002 bis 1 (0,001 bis 500)	80 bis 120 (400 bis 500)	85 bis 95 (85 bis 95)
ORC-Anlagen	0,01 bis 2	40 bis 60	70 bis 80

Anmerkungen:
Für die ökonomischen Kennzahlen in Abschnitt 5.11.8 wird für die KWK-Anlage als Referenztechnik ein Wirkungsgrad von 0,9 und eine Stromkennzahl von 0,3 angenommen (Prognos AG 2019; Suhr et al. 2015). Die Investition beträgt 1.300 €/kW_{el} (Danish Energy Agency und Energinet 2020a; Prognos AG 2014)
Quellen: Zusammenstellung basierend auf Erdmann und Dittmar 2010; EnergieAgentur.NRW GmbH 2016; BHKW-Infozentrum

Wichtigster Brennstoff ist auch hier Erdgas (Abbildung 121). Wegen technischer Restriktionen (erreichbare Temperaturniveaus) spielen andere Anlagentypen, wie z. B. Verbrennungsmotoren nur eine untergeordnete Rolle. Eine Auswertung von Daten des Statistischen Bundesamtes zu Stromerzeugungsanalgen im produzierenden Gewerbe für das Jahr 2018 ergibt einen Bestand von 529 Betrieben mit KWK-Anlagen (> 1 MW) im verarbeitenden Gewerbe (Tabelle 147). Darunter fallen 139 Betriebe in die Nahrungsmittel- und Getränkeindustrie, 70 Betriebe in die Papierindustrie und 76 Betriebe in die chemische Industrie (Statistisches Bundesamt 2019).

Abbildung 121: Netto-Wärmeerzeugung von KWK-Anlagen der Betriebe im verarbeitenden Gewerbe nach Energieträgern im 2018

Anlagen mit einer elektrischen Nettonennleistung von 1 MW und mehr.



* andere Mineralölerzeugnisse, Holz u.ä.

Quelle: Statistisches Bundesamt 2019

Tabelle 147: KWK-Anlagen der Betriebe im verarbeitenden Gewerbe sowie im Bergbau und in der Gewinnung von Steinen und Erden im Jahr 2018

Anlagen mit einer Nettonennleistung elektrisch von 1 MW_{el} und mehr.

Anzahl Betriebe	< 10 MW_{el}	10-50 MW_{el}	>50 MW_{el}
546*	391	119	36

*davon 529 im verarbeitenden Gewerbe

Quelle: Statistisches Bundesamt 2019

5.11.5 Alternative Techniken zur Dampferzeugung

Nach der Darstellung des aktuellen Stands der Technik folgt ein branchenübergreifender Überblick über die betrachteten Alternativtechniken im Bereich der Dampferzeugung, welche im Rahmen von AP2 und AP3 genauer analysiert und hinsichtlich ihres Einsatzpotenzials anstelle eines konventionellen Gaskessels bzw. einer KWK-Anlage bewertet werden. Die betrachteten Alternativtechniken umfassen die *strombasierten Techniken* (Power-to-Heat, siehe 4.2) Hochtemperaturwärmepumpe und Elektrodenkessel. Werden statt mit fossilen Brennstoffen betriebene Dampferzeuger strombasierte Verfahren zur Dampferzeugung eingesetzt, können direkte CO_2-Emissionen und im Falle der Wärmepumpen der Primärenergiesatz zur Dampferzeugung drastisch reduziert werden. Außerdem wird *Wasserstoff* als alternativer Brennstoff in einem Wasserstoff-Dampfkessel betrachtet (Power-to-Gas, siehe 4.3).

5.11.5.1 Elektrodenkessel

Elektrische Dampfkessel funktionieren als Power-to-Heat-Anlagen nach dem Prinzip der Widerstandserwärmungen. Die Erhitzung des Wassers kann dabei auf zwei Arten erfolgen: Der widerstandsbeheizte Elektrokessel erhitzt Wasser wie ein klassischer Warmwasserbereiter im Haushalt über eine Heizschleife und kommt üblicherweise im Leistungsbereich zwischen 100 kW und bis zu 15 MW zum Einsatz (Anschluss ans Niederspannungsnetz). Beim Elektrodenkessel wird der Strom über Elektroden direkt in das zu erhitzende Wasser eingebracht und an den Kessel als Gegenelektrode abgegeben (Kolb und Biedermann 2014; PARAT Halvorsen AS 2021). Das Funktionsprinzip eines Elektrodenkessels ist in Anhang A.13.2 beschrieben. Es gibt unterschiedliche Größenordnungen und Leistungsklassen, welche von 100 kW bis 60 MW variieren können. Der Anschluss erfolgt direkt ans Mittel- oder Hochspannungsnetz zwischen 6 kV und 24 kV. Die maximal erreichbare Temperatur für solche Hochspannungskessel liegt derzeit bei 350°C (mit zusätzlichem elektrischen Überhitzer bis zu 500°C) mit einem maximalen Dampfdruck bis zu 85 bar und Dampfleistungen von bis zu 90 Tonnen Dampf pro Stunde (Elektrodenkessel der Firma Parat, Norwegen) (PARAT Halvorsen AS 2021). Die Umwandlung von elektrischer in thermische Energie erfolgt mit einem Wirkungsgrad von 99 %. Der einzige Verlust ist der thermische Wärmeverlust durch die Isolierung. Während die Trommel bei einem konventionellen Erdgaskessel als Zwischenspeicher für schwankenden Dampfbedarf dient, ist das Wasser- und damit Puffervolumen im Elektrodenkessel im Vergleich geringer und ein zusätzliches Druckhalteventil ist erforderlich. Hersteller:innen zufolge ist dies kein wesentlicher Nachteil. Ob ein zusätzlicher Dampfspeicher erforderlich sein kann, hängt vom Anwendungsfall ab.

Eine Zusammenfassung der typischen Kenndaten von Elektrodenkesseln ist in Tabelle 148 am Ende des Abschnitts dargestellt.

Marktübersicht

Elektrodenkessel stellen durch ihr hohes Flexibilisierungspotenzial mit hoher Schnellstartfähigkeit (fünf Minuten Kaltstartzeit) und großer Dynamik bei Lastwechseln eine ideale Ergänzung zu konventionellen Dampfkesselanlagen mit schwankendem Abnahmeprofil dar. Ihr heutiger Einsatz als Nischenprodukt fokussiert sich daher auf den Einsatz als Spitzenlast- und Schnellstartkessel zur Nutzung von Überschussstrom und gleichzeitiger Einsparung fossiler Brennstoffe. Bei Bedarf kann der Kessel innerhalb von dreißig Sekunden seine maximale Leistung abrufen und eignet sich daher zur Bereitstellung von Regelleistung zur Frequenzregulierung (Primär- und Sekundärregelung) im Stromnetz (PARAT Halvorsen AS 2021). Für den Einsatz bei hohen Temperaturen von über 300°C, z. B. in Raffinerien, und hohen Drücken von bis zu 85 bar Sattdampf gibt es bereits erste moderne Hochdruck-Elektroden-Dampfkessel mit einer Leistung von bis zu 30 MW auf dem Markt (PARAT Halvorsen AS 2021).

Generell können bei der Umrüstung auf einen Elektrodenkessel normalerweise viele Systeme oder Komponenten weiterverwendet werden. Dies hängt vom Alter des Gaskessel-Systems ab und ist im Einzelfall zu prüfen. Neu muss auf jeden Fall der elektrische Anschluss hergestellt werden. Der in Tabelle 145 gezeigte Bestand an strombasierten Dampfkesseln in Deutschland beträgt etwa 1.000 Anlagen (im Jahr 2012) (Fleiter, T. Steinbach, J. und Ragwitz 2016). Laut Herstellerangaben der Firma PARAT Halvorsen AS sind in Deutschland derzeit etwa 300 MW Elektrodenkessel zur Heißwasser- und Dampferzeugung installiert (Expert:inneninterview 2020m). Zum Einsatz kommen Elektrodenkessel heutzutage hauptsächlich als Zusatzkessel zum konventionellen erdgasbefeuerten Dampferzeuger. So werden beispielsweise zwei 10-kV-Elektroden-Dampferzeuger mit 20 MW Leistung Dampf (208°C) im 16-bar-Dampfleitungsnetz des Infraserv Höchst Industriepark in Frankfurt am Main eingesetzt und stellen zudem Energie für die Sekundärregelung bereit. Im Chempark Leverkusen ist ein 7-MW-Elektrodenkessel mit zusätzlichem

Überhitzer im Einsatz, welcher Dampf bei einer Temperatur von 380 bis 400°C für das 32-bar-Dampfleitungsnetz liefert (PARAT Halvorsen AS). Elektrodenkessel von Parat werden beispielsweise auch von der Enerstorage GmbH als Contracting Anbieter für Power-to-Heat-Anlagen betrieben. Ein erstes Projekt mit zwei 10-MW-Elektrodenkesseln wird mit der EEW Energy from Waste am Standort einer Müllverbrennungsanlage in Premnitz durchgeführt (Agora Energiewende und Wuppertal Institut 2019). Einige Stadtwerke nutzen die Technologie bereits zur Erzeugung von Fernwärme.

Forschungsaktivitäten

Allgemein lässt sich feststellen, dass Elektrodenkessel gut entwickelt, getestet und als Standardprodukt für den großtechnischen Einsatz kommerziell verfügbar sind (Systemnachweis bis Marktreife: TRL 9) (Agora Energiewende und Wuppertal Institut 2019). Die Entwicklungsziele fokussieren sich eher auf die dynamische Anwendung von Elektrodenkesseln und die hierfür notwendigen wirtschaftlichen und gesetzlichen Rahmenbedingungen und nicht auf die Weiterentwicklung des Elektrodenkessels selbst. Bestrebungen der Hersteller:innen zur Senkung der Anlagenkosten konzentrieren sich auf die Steigerung von Umsatzvolumina.

Restriktionen für den Einsatz

Die Betriebskosten eines Elektrokessels hängen in hohem Maße von den Stromkosten, d. h. dem Marktpreis für Strom und den derzeit geltenden Steuern und Gebühren, ab. Eine vollständige Substitution der mit fossilen Brennstoffen befeuerten Dampfkessel hängt von den Brennstoffkosten ab. Ein Ersatz des konventionellen Erdgaskessels durch einen elektrisch betriebenen Kessel ist heute zwar bereits technisch möglich, jedoch aufgrund der hohen Strompreise derzeit wirtschaftlich nicht rentabel (Danish Energy Agency und Energinet 2020a). Ein breiter Einsatz strombasierter Verfahren zur Dampferzeugung geht mit einem hohen zusätzlichen Strombedarf einher und setzt daher einen schnellen Ausbau der erneuerbaren Energien und eine passende Stromnetz-Infrastruktur (ggf. mit Speichern) voraus[33]. Anlagenseitig erfordert die Installation strombasierter Dampferzeuger je nach Standort-Infrastruktur möglicherweise eine Verstärkung der Anschlüsse am Werktor, wie beispielsweise eine elektrische Mittelspannungsschaltanlage und einen Verteilerschrank (Expert:inneninterview 2020m).

[33] Modellierungen ergeben beispielsweise einen zusätzlichen Strombedarf von ca. 55 TWh_{el}, wenn langfristig 100 % des Dampfbedarfs der Grundstoffchemie (Basisjahr 2017) mittels Elektrodenkesseln (65 %) und Wärmepumpen (35 %) bereitgestellt würde (Agora Energiewende und Wuppertal Institut 2019).

Tabelle 148: Kenndaten zu Elektrodenkesseln

Kriterium	Angabe	Quellen
Temperaturbereich	100 bis 350°C (mit zusätzlichem Überhitzer bis zu 500°C)	[1], [2], [3]
Druckbereich	max. 85 bar	[1], [2], [3]
Dampfkapazität	max. 90 t/h	[1], [2], [3]
Energieträger	Strom	
Typischer Wirkungsgrad	99 %	[1], [5]
Typische Anschlussleistung	100 kW bis 60 MW	[4]
Typische Betriebsdauer	Ergänzung zum Gaskessel: > 500 h/Jahr Ersatz des Gaskessels: > 8.000 h/Jahr	[5]
Typische Lebensdauer	20 bis 25 Jahre	[5]
Investitionskosten Neubau	80 €/kW	[5]
Anzahl installierte Anlagen	ca. 1000*	[4]

* siehe Tabelle 145: Die Anzahl installierter Anlagen schließt industrielle Elektrodenkessel als Spitzenlastkessel zusätzlich zum konventionellen Erdgaskessel mit ein. Elektrodenkessel als Ersatz für einen konventionellen Erdgaskessel sind nach derzeitigem Kenntnisstand noch nicht im industriellen Einsatz.

Quellen:

[1] PARAT Halvorsen AS 2021

[2] Kolb und Biedermann 2014

[3] Aurubis AG 2019

[4] Fleiter, T. Steinbach, J. und Ragwitz 2016

[5] Danish Energy Agency und Energinet 2020a

zusätzliche Validierung durch Expert:inneninterviews mit Anlagenhersteller (Expert:inneninterview 2020m)

5.11.5.2 Hochtemperaturwärmepumpen

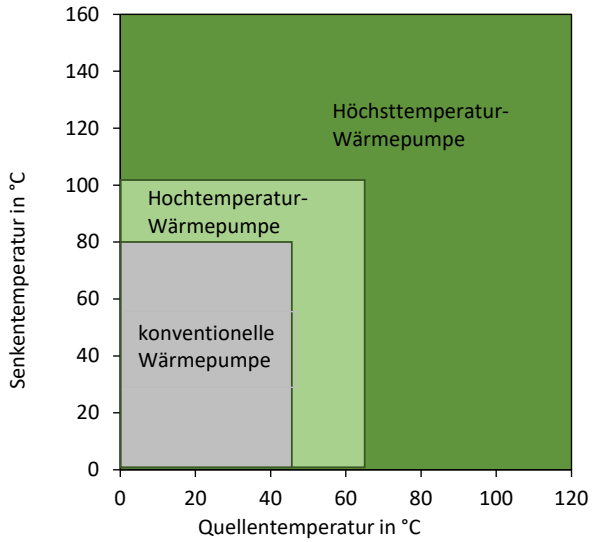
Mit Wärmepumpen können Abwärmeströme industrieller Prozesse von ca. 40 bis 100°C, die derzeit nicht genutzt werden, wieder auf ein brauchbares Temperaturniveau gehoben und in den Prozess zurückgeführt werden. Aktuelle Studien zeigen, dass dampferzeugende Wärmepumpen in Niedertemperaturdampfnetze, die in der Industrie weit verbreitet sind, verhältnismäßig einfach integriert werden können (Zühlsdorf et al. 2019b; Wilk et al. 2019a; Wolf et al. 2012). Damit können bisher unerschlossene Abwärmepotenziale gehoben und Industrieprozesse energie- und kosteneffizienter gestaltet werden. Bisher sind Wärmepumpen zur Dampferzeugung jedoch nur sehr wenig verbreitet.

Das Funktionsprinzip einer Wärmepumpe sowie die Klassifizierung verschiedener Systeme ist in Anhang A.13.3 beschrieben. Als betrachtete Alternativtechnik liegt der Fokus in dieser Studie auf elektrisch angetriebenen Kompressionswärmepumpen mit geschlossenem Kältemittelkreislauf (Abbildung 182). Dieser Wärmepumpentyp ist am weitesten verbreitet, deckt die für industrielle Anwendungen relevanten Temperatur- und Leistungsbereiche gut ab (derzeit bis maximal 165°C) und ist in einer Vielzahl von Größen für verschiedene Anwendungen erhältlich (Arpagaus 2019). Mechanische Brüdenverdichter (MVR mit elektrisch betriebenem Kompressor), die mit Wasser als Kältemittel in einem offenen Kältekreis betrieben werden, stellen ein weiteres System zur Dampferzeugung dar. Durch die typischen Betriebsbedingungen von MVRs mit erforderlichen Wärmequellentemperaturen von über 80°C und einem geringen Temperaturhub von etwa 20 K wird für diese Form der Dampfbereitstellung Abwärme in Form von Dampf

(> 80°C) oder eine Kombination mit einem anderen Dampferzeuger benötigt. Im Rahmen dieser Studie werden MVRs als alleiniger Ersatz für den Erdgaskessel daher nicht als Alternativtechnik berücksichtigt. Führende Hersteller von Verdampfern, welche u. a. in der Nahrungsmittelindustrie zum Einsatz kommen, verwenden zudem MVRs bereits als standardisierte Komponente von hocheffizienten Verdampfern (Wolf et al. 2012).[34]

Die erreichbare Zieltemperatur einer Wärmepumpe ist durch das verwendete Kältemittel beschränkt. Konventionelle Wärmepumpen mit Standardkältemitteln (z. B. R134a, R407C oder R410A), die bereits umfangreich im Gebäudesektor zum Einsatz kommen, erreichen heute Senkentemperaturen bis etwa 80°C (Wolf 2017). Der große Wärmebedarf der Industrie im Temperaturbereich von 80 bis 140°C führte zur Entwicklung von industriellen Hoch- und Höchsttemperatur-Wärmepumpen im mittleren und hohen Leistungsbereich unter dem Einsatz neuer Kältemittel und entsprechender Verdichter. Hochtemperatur-Wärmepumpensysteme oberhalb 80°C, welche auch für die industrielle Dampferzeugung relevant sind, stehen im Fokus dieser Untersuchung (Abbildung 122). Zur Wärmerückgewinnung wird Abwärme aus industriellen Prozessen als Quellentemperatur eingesetzt.

Abbildung 122: Überblick über Temperaturniveaus und mögliche Entwicklungsperspektiven von industriellen Wärmepumpen



Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Arpagaus 2019; Arpagaus et al. 2018

Eine Studie von Nellissen, P. Wolf, S. evaluierte das technisches Potenzial der Prozesswärme in Europa, das mit industriellen Wärmepumpen erschlossen werden kann, zu etwa 626 PJ bei Nutztemperaturen bis 150°C (für 2012) (Nellissen, P. Wolf, S. 2015). Der Temperaturbereich über 150°C ist mit heutigen auf dem Markt verfügbaren Techniken bisher wenig erschlossen.[35] Für den europäischen Wärmepumpenmarkt ergibt sich ein technisches Potenzial an Prozesswärme zwischen 100 und 150°C von etwa 116 PJ. Das größte Potenzial für den Einsatz von HTWP besteht in der Lebensmittel-, Papier- und chemischen Industrie (Abbildung 123) (Arpagaus 2019).

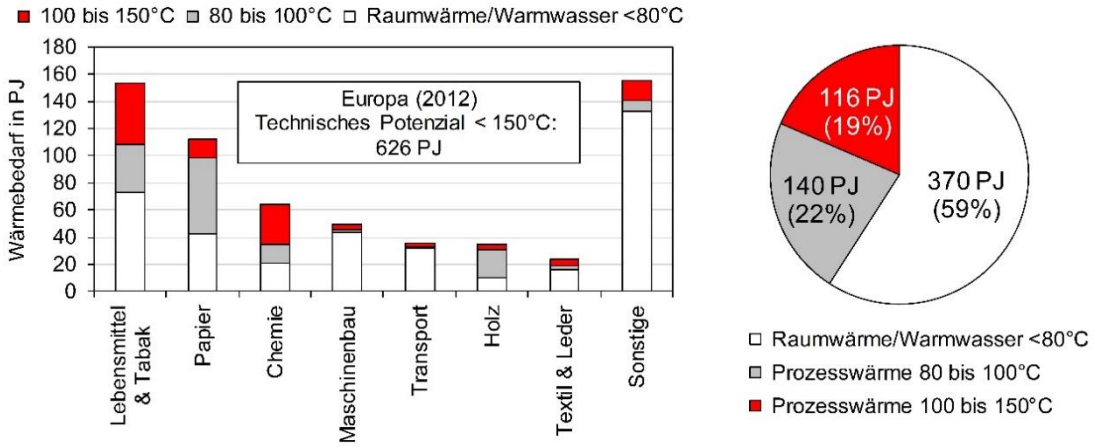
Eine Zusammenfassung der typischen Kenndaten von Hochtemperaturwärmepumpen ist in Tabelle 149 am Ende des Abschnitts dargestellt.

[34] Der in Kapitel 5.11.7.1 vorgestellte energetisch optimierte Prozess einer Milchpulverproduktion verfügt beispielsweise bereits über einen mechanischen Brüdenverdichter (MVR) anstelle eines erdgasbetriebenen thermischen Brüdenverdichters (TVR).

[35] Das Wärmepumpenmodell Kobelco SGH 165 des japanischen Herstellers Kobe Steel stellt derzeit den industriellen Benchmark da. Das System liefert Dampf mit 120°C bzw. 165°C (mit nachgeschaltetem Brüdenverdichter) und hat eine Heizleistung von rund 370 kW (verwendetes Kältemittel R245fa) (Kaida et al.).

Abbildung 123: Technisches Potenzial industrieller Wärmepumpen

Technisches Potenzial der Prozesswärme in Europa, gegliedert nach Industriesektoren, das mit industriellen Wärmepumpen erschlossen werden kann (basierend auf Eurostat-Daten aus dem Jahr 2012 von 33 EU-Mitgliedsländern)



Quelle: Grafik aus Arpagaus 2019; Arpagaus et al. 2018 mit Genehmigung von VDE-Verlag und Elsevier

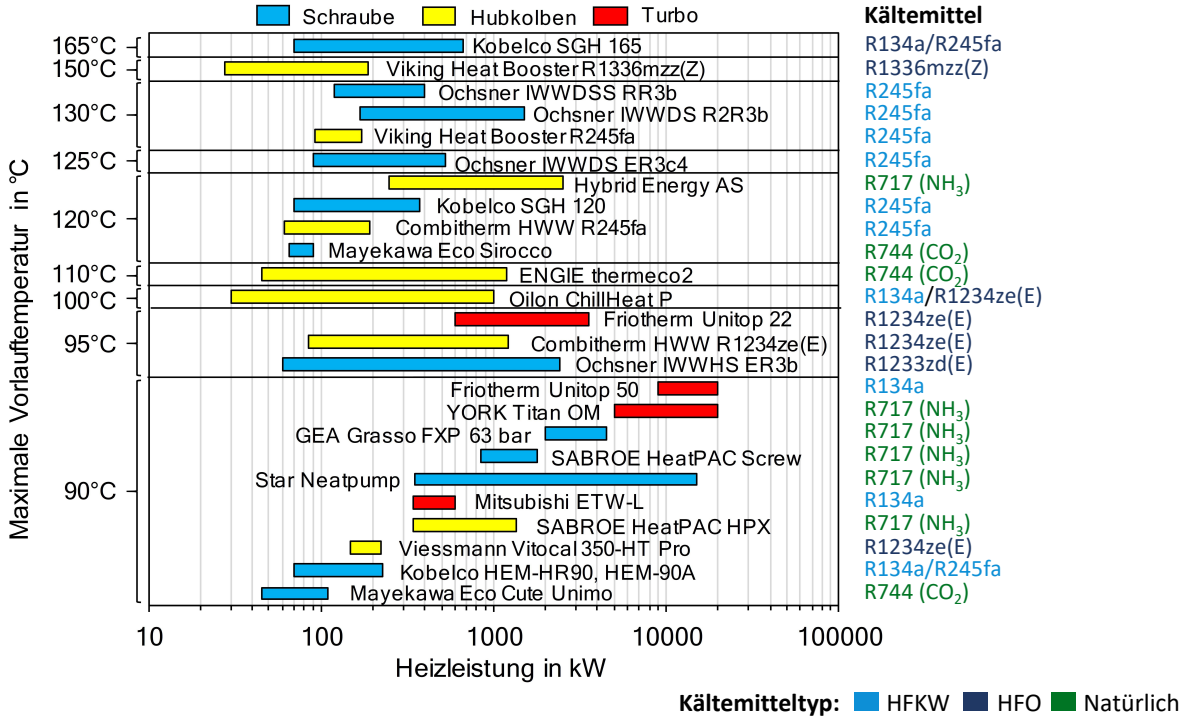
Marktübersicht

Thermische Produktionsprozesse bis 100°C können mit heutiger Wärmepumpentechnik bereits versorgt werden. Tendenziell befinden sich ab 100°C HTWP-Prototypen in der Entwicklung, wobei es ein stetig wachsendes Angebot von Produkten auf dem Markt gibt. Wärmepumpen zur Dampferzeugung sind noch sehr wenig verbreitet. Zur Erzeugung von Niederdruck-Prozessdampf besteht insbesondere großes industrielles Interesse, um das Spektrum der Wärmenutzungstemperaturen von Kompressionswärmepumpen auf über 120°C zu erweitern.

Abbildung 124 zeigt eine Auswahl von 25 Wärmepumpen von 15 Herstellern für den Einsatz in Industrie und Gewerbe, die mindestens 90°C Wärme (Heißwasser und/oder Dampf) liefern können (Arpagaus 2019). Die Aufteilung erfolgt nach maximaler Wärmesenkentemperatur und Heizleistung. Das Leistungsspektrum der angebotenen Wärmepumpen reicht von etwa 20 kW bis zu 20 MW. Den industriellen Benchmark stellen die Wärmepumpen Kobleco SGH 120/165 der japanischen Firma Kobe Steel mit einer Senkentemperatur von bis zu 165°C, gefolgt von den Modellen der europäischen Hersteller Viking und Ochsner mit 150°C bis 160°C bzw. 130°C Senkentemperatur dar. In Japan ist dieses System bereits erfolgreich in 7 Anlagen der chemischen Industrie integriert. Einen Wärmepumpen-Dampferzeuger für sehr kleine Leistungen bis zu 30 kW und bis zu 45 kg/h Sattdampf mit 100 bis 200°C hat die Firma Fuji Electric Co. Ltd. entwickelt (Wilk et al. 2019a).

Abbildung 124: Auswahl an kommerziell erhältlichen industriellen HTWP

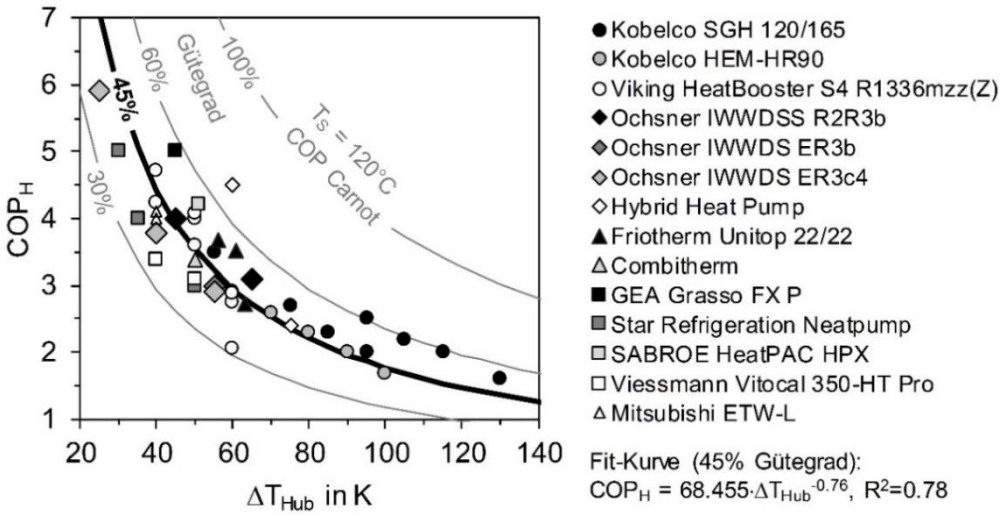
Die eingesetzten Verdichtertypen (Schrauben-, Hubkolben und Turbokompressoren) sind farblich gekennzeichnet. Die eingesetzten Kältemittel sind rechts aufgelistet (vgl. Abbildung 126).



Quellen: Originalgrafik aus Arpagaus 2019; Arpagaus et al. 2018) mit Genehmigung von VDE-Verlag und Elsevier ergänzt um Kältemittel nach (Schlosser et al. 2020)

In Abbildung 125 sind COP-Werte für verschiedene am Markt erhältliche HTWP in Funktion des jeweiligen Temperaturhubs dargestellt (Arpagaus 2019). Diese liegen zwischen 1,6 und 5,8 bei einem Temperaturhub von 130 bis 25 K. Eine Fit-Kurve bei 45 % Gütegrad ergibt einen mittleren COP von 3,2 bei einem durchschnittlichen Temperaturhub von 61 K. Der typische Gütegrad industrieller HTWP beträgt 40 bis 60 %. Positive Auswirkungen auf den COP haben eine geringe Temperaturdifferenz zwischen Wärmequelle und -senke, ein Dauerbetrieb unter Volllast und die gleichzeitige Nutzung von Wärme und Kälte. Prozesse, die gleichzeitig Heizen und Kühlen benötigen, wie z. B. in der Nahrungsmittelindustrie, sind besonders geeignet für Wärmepumpen, da sich der Gesamt-COP dadurch erhöht (Arpagaus 2019).

Abbildung 125: Leistungszahlen verschiedener industrieller HTWP in Abhängigkeit vom Temperaturhub



Quelle: Grafik aus Arpagaus 2019; Arpagaus et al. 2018) mit Genehmigung von VDE-Verlag und Elsevier

Der Absatz an Wärmepumpen als Wärmeerzeuger für Heizungszwecke in Deutschland ist auf 86.000 installierte Anlagen im Jahr 2019 angewachsen (Bundesverband der deutschen Heizungsindustrie e. V. (BDH) 2019).[36] In der Industrie ist der Einsatz von Wärmepumpen indes weniger stark verbreitet (Wilk et al. 2019b). Im Rahmen des Wärmepumpen-Forschungsprogramms der internationalen Energieagentur (IEA Annex 35 und Annex 48) wurden 31 Fälle von industriellen Wärmepumpen in Deutschland betrachtet und 17 installierte Wärmepumpensysteme in verschiedenen Industriezweigen in Deutschland charakterisiert (IEA Heat Pump Centre 2014a, 2014b). Laut der Studie sind jedoch viel mehr solcher Systeme in Betrieb (genaue Anzahl wird nicht beziffert). Alle charakterisierten Systeme nutzen industrielle Abwärme als Wärmequelle. Fünf von ihnen liefern Prozesswärme (jedoch keinen Dampf), während die anderen elf zur Erzeugung von Warmwasser und Raumwärme verwendet werden.

Kältemittel

Das Kältemittel ist das Arbeitsmedium der Wärmepumpe. Die Wahl des Kältemittels mit einer geeigneten kritischen Temperatur hängt in erster Linie vom Temperaturniveau des Prozesses und dem Verflüssigungsdruck bei der gegebenen Temperatur ab.

Als Kältemittel in HTWP werden heute üblicherweise Hydrofluorkohlenwasserstoffe (HFKW, z. B. R245fa) eingesetzt, welche im Rahmen der F-Gase-Verordnung[37] jedoch aufgrund ihres hohen Treibhausgaspotenzials von mehr als 150 (GWP > 150) in absehbarer Zukunft beschränkt werden (European Parliament and Council 2014). Dies treibt die Erforschung und Entwicklung alternativer Kältemittel mit geringerem GWP an. Hydrofluorolefine (HFO) sowie natürliche Kältemittel wie Ammoniak, Wasser, Kohlendioxid oder Kohlenwasserstoffe (Butan, Pentan etc.) mit geringerem oder gar keinem GWP sind daher von entscheidender Bedeutung. Ammoniak als traditionelles Kältemittel eignet sich für den Einsatz bis Temperaturen von 80 bis 90°C. Es ist brennbar und giftig, aber aufgrund seines starken Geruchs, welcher entsprechende Lüftungsanlagen erfordert, können Leckagen schnell erkannt werden. Wasser als umweltfreundliches Kältemittel kann nur bei Temperaturen von über 100°C eingesetzt werden und erfordert aufgrund

[36] Der Bestand an installierten Anlagen von gasbefeuerten Wärmeerzeugern beträgt laut BDH 587.000 in 2019 (Bundesverband der deutschen Heizungsindustrie e. V. (BDH) 2019).

[37] Die europäische F-Gase-Verordnung (European Parliament and Council 2014) sieht Verwendungsverbote und die Verringerung der Marktverfügbarkeit (Phase Down) von treibhausgaswirksamen HFKW-Kältemitteln für die Betreiber und Anlagenbauer vor.

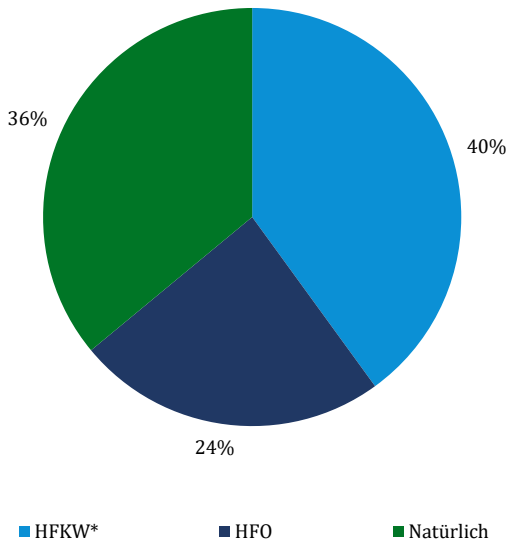
seiner geringen Dichte im gasförmigen Zustand relativ hohe Verdichterleistungen. Kohlenwasserstoffe wie Butan eignen sich für den Einsatz über 80°C, bringen aufgrund ihrer Brand- und Explosionsgefahr jedoch ebenfalls erhöhte Sicherheitsanforderungen mit sich (Arpagaus 2019). CO_2-Wärmepumpen sind besonders effizient, wenn sie zur Erwärmung von Wasser von einem niedrigen auf ein hohes Temperaturniveau eingesetzt werden. Sie können Temperaturen von bis zu 90°C erreichen. In naher Zukunft könnten Temperaturen von bis zu 130 oder 140°C verfügbar sein (IEA Heat Pump Centre 2014a).

Neben dem GWP ist das Ozonabbaupotenzial (engl. ODP: Ozone Depletion Potenzial) ein wichtiges Bewertungskriterium der Umweltverträglichkeit für den Einsatz von Kältemitteln in HTWP. Das Montreal-Protokoll weist bereits seit über 30 Jahren auf die Gefährdung der Ozonschicht durch ozonabbauende Stoffe wie vollhalogenierte Fluorchlorkohlenwasserstoffe (FCKW) hin (Baumann et al. 2017). Unter den derzeit eingesetzten Kältemitteln der auf dem Markt erhältlichen HTWP aus Abbildung 124 weist R1233zd, ein ungesättigtes HFCKW, ein Ozonabbaupotenzial größer Null auf. Dieser Stoff ist jedoch kein geregelter Stoff der Verordnung (EG) Nr. 1005/2009, damit ist seine Verwendung nicht verboten (Europäisches Parlament 31.10.2009).

Abbildung 126 zeigt die eingesetzten Kältemittel der 25 derzeit auf dem Markt erhältlichen HTWP aus Abbildung 124, wobei knapp 40 % der Produkte noch mit HFKW-Kältemitteln betrieben werden. Für einen ausführlichen Vergleich von geeigneten Kältemitteln für HTWP-Anwendungen und deren Eigenschaften, wie thermische Eignung, Umweltverträglichkeit, Sicherheit, Effizienz und Verfügbarkeit wird auf weiterführende Literatur verwiesen (Arpagaus 2019).

Abbildung 126: Eingesetzte Kältemittel von 25 ausgewählten und kommerziell verfügbaren HTWP

Dargestellt sind die eingesetzten Kältemittel aus Abbildung 124 nach Typ.



*GWP > 150

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Arpagaus 2019; Arpagaus et al. 2018; Schlosser et al. 2020)

Forschungsaktivitäten

Die heutige Wärmepumpenforschung hat sich von den Haushalts- und Kleinwärmepumpen mehr in Richtung Industrie- und Großwärmepumpen verlagert. Arpagaus beschreibt beispielweise 18 experimentelle Forschungsprojekte auf internationaler Ebene zu HTWP mit Senkentemperaturen über 100°C (Arpagaus 2019).

Zu Wärmepumpen-Dampferzeugern werden derzeit verschiedene Forschungsprojekte durchgeführt (Kaida et al.; Wemmers et al. 2017). In einer niederländischen Papierfabrik wurde beispielsweise eine 200 kW Pilotanlage mit einem COP bis zu 3,6 integriert, die Dampf bei 120°C aus einer Abwärmequelle bei 60°C liefert (verwendetes Kältemittel Butan) (Wilk et al. 2019a; Wemmers et al. 2017). Das Austrian Institute of Technology (AIT) hat bereits verschiedene Projekte zu HTWP mit der Industrie durchgeführt. Im Horizon 2020 Projekt BAMBOO wird derzeit eine Wärmepumpe entwickelt und demonstriert, die Niederdruckdampf mit bis zu fünf bar (152°C) für industrielle Dampfnetze liefert (HFO-Kältemittel: R-1336mzz(Z)). Der Demonstrator, der zunächst im Labor getestet und dann in der realen Industrieumgebung eingesetzt wird, hat eine Nennheizleistung von 200 kW und lässt sich einfach auf höhere Leistungen skalieren. Im DryFiciency-Konsortium wurden zwei 400 kW-Hochtemperaturwärmepumpen mit einem COP bis zu 4,7 für Prozesswärmeströme bis 160°C entwickelt und unter realen Produktionsbedingungen in industriellen Trocknungsprozessen in zwei europäischen Industrieunternehmen (Agrana Stärke und Wienerberger) demonstriert (HFO-Kältemittel) (Wilk et al. 2020). Auch in Korea werden zwei Labor-Prototypen erforscht, die Sattdampf mit bis zu 120°C erzeugen (Heizleistung 12 bis 25 kW, HFKW-Kältemittel: R245fa) (Wilk et al. 2019a). Auch Wärmepumpensysteme mit CO_2 als Kältemittel eignen sich für hohe Temperaturhübe und Senkentemperaturen. Hier forscht beispielsweise die Firma GEA als Technologieunternehmen mit Fokus auf Prozesstechnik an einer Testanlage mit bis zu 120 K Temperaturlift für Senkentemperaturen bis 135°C (angegebener erreichbarer COP von 3,2) für die Integration in einen Sprühtrocknungsprozess in der Milchindustrie (Zühlsdorf et al. 2019a). Ein solches Wärmepumpensystem könnte laut Herstellerangaben bereits 2021 kommerziell verfügbar sein.

Bisher auf dem Markt verfügbare HTWP-Einzelanlagen und -Prototypen aus der Forschung erreichen derzeit im Vergleich zu Elektrodenkesseln Dampfkapazitäten von nur etwa 1 bis 2 t/h (vgl. Tabelle 149). Industrielle Dampfanwendungen erfordern meist größere Dampfmengen. Die Skalierbarkeit derzeitiger HTWP-Systeme hin zu größeren Dampfleistungen ist nach Einschätzungen von Hersteller:innen und Forschungsinstituten technisch möglich, ähnlich wie bei Großwärmepumpen im Bereich Fernwärme oder Kompressoren in Kraftwerksturbinen (Bühler et al. 2019). Aufgrund einer steigenden Nachfrage nach Wärmepumpensystemen mit der Fähigkeit, Dampf im großem Maßstab zu erzeugen, wird erwartet, dass die Technologie innerhalb von fünf Jahren auf den Markt kommt (Danish Energy Agency und Energinet 2020a). Hochtemperaturwärmepumpen für Dampftemperaturen bis etwa 160°C können bei optimaler Technologieentwicklung ab frühestens 2025 zur großtechnischen Anwendung kommen (TRL 7-8) (Agora Energiewende und Wuppertal Institut 2019).

Die zukünftigen Forschungsaktivitäten fokussieren sich einerseits auf die Steigerung des Wirkungsgrades von Wärmepumpen und die Entwicklung neuer synthetischer Kältemittel mit hohen kritischen Temperaturen und niedrigem Treibhausgaspotenzial sowie den Einsatz natürlicher Kältemittel. Andererseits wird auch an der Optimierung von Wärmepumpensystemen und einer verbesserten Systemintegration inklusive der Wärmeübertrager, Kompressoren und neuer Regelsysteme für höhere Flexibilität geforscht (Arpagaus 2019; Expert:inneninterview 2020o). Höhere Senkentemperaturen eröffnen neue Anwendungsgebiete, insbesondere bei Trocknungsprozessen in der Papier- und Nahrungsmittelindustrie sowie Prozesswärme zur Versorgung von Niederdruckdampfnetzen (Arpagaus 2019).

Restriktionen für den Einsatz

Die größten Marktbarrieren für eine weitere Verbreitung der heutigen HTWP-Technologie in der Industrie sind geringe Erfahrungswerte bei der Integration von HTWP in industrielle Prozesse, der Mangel an verfügbaren Kältemitteln im Hochtemperaturbereich mit niedrigem GWP

und Ozonabbaupotenzial von null und das hohe Preisverhältnis von Strom zu fossilen Brennstoffen (Arpagaus 2019).

Im Allgemeinen erfolgt die Auslegung von zentralen Dampf- oder Heißwassersystemen für die Prozessbeheizung meist nach der höchsten im Produktionsprozess benötigten Temperatur, so dass viele Versorgungssysteme Dampf oder Heißwasser mit einer viel höheren Temperatur liefern, als im Prozess benötigt wird. in der Nahrungsmittelindustrie werden zum Beispiel häufig Dampfkessel mit 8 bar (160°C) eingesetzt, obwohl für einen Teil der Prozesse auch Prozesswärme unter 100°C ausreicht (Danish Energy Agency und Energinet 2020a). Dies macht den Einsatz von dezentralen Wärmepumpensystemen interessant, die die Wärme direkt beim Verbraucher und mit der erforderlichen Temperatur bereitstellen können. Zwar ist der Einsatz der HTWP als Ersatz der zentralen konventionellen, dampferzeugenden Einheit technisch möglich, der optimale Einsatz von Wärmepumpen erfordert jedoch Prozessoptimierungen zur optimalen Einbindung von Abwärmeströmen. Die dezentrale Integration von Wärmepumpen bietet die Chance höherer Flexibilität sowie einer schrittweisen Elektrifizierung. Ein breiter Einsatz strombasierter Verfahren zur Dampferzeugung geht mit einem hohen zusätzlichen Strombedarf einher und setzt daher einen schnellen Ausbau der erneuerbaren Energien und eine passende Stromnetz-Infrastruktur (ggf. mit Speichern) voraus[38].

[38] Modellierungen ergeben beispielsweise einen zusätzlichen Strombedarf von ca. 55 TWh_{el}, wenn langfristig 100 % des Dampfbedarfs der Grundstoffchemie (Basisjahr 2017) mittels Elektrodenkesseln (65 %) und Wärmepumpen (35 %) bereitgestellt würde (Agora Energiewende und Wuppertal Institut 2019).

Tabelle 149: Kenndaten zu Hochtemperaturwärmepumpen

Kriterium	Angabe	Quellen
Temperaturbereich	90 bis 165°C je nach Kältemittel	[1]
Druckbereich	max. 80 bar abhängig vom verwendeten Kompressor	[1]
Dampfkapazität	bis zu 1 t/h**	[1]
Typischer Wirkungsgrad	COP von 1,6 bis 5,8 bei Temperaturhub von 130 bis 25 K	[1]
Energieträger	Strom	
Typische Anschlussleistung	30 kW bis 20 MW	[1]
Typische Betriebsdauer	7.000 bis > 8.000 Stunden/Jahr	[2]
Typische Lebensdauer	20 bis 25 Jahre	[2]
Investitionskosten Neubau	400 bis 800 €/kW***	[1]
Anzahl installierte Anlagen	~ 17 Wärmepumpenanlagen in der deutschen Industrie, davon 5 für Prozesswärme (kein Dampf)*	[3], [4]

* Die Anzahl installierter Anlagen beinhaltet Wärmepumpen, die industrielle Abwärme für Raumheizung, Heißwasser oder Prozesswärme in industriellen Systemen nutzen. Wärmepumpen-Dampferzeuger als Ersatz für einen konventionellen Erdgaskessel sind nach derzeitigem Kenntnisstand in Deutschland noch nicht im industriellen Einsatz.

** Daten des Modells Kobelco SGH 165 (Einzelanlage)

*** Laut Herstellerangaben liegen CO_2-HTWP bei etwa 400 €/kW. Kommerzielle Ammoniak-WP liegen je nach Leistungsklasse zwischen 250 bis 400 €/kW.

Quellen:

[1] Arpagaus 2019
[2] Danish Energy Agency und Energinet 2020a
[3] IEA Heat Pump Centre 2014b
[4] Informationszentrum Wärmepumpen und Kältetechnik e.V. (IZW) 2019

zusätzliche Validierung durch Expert:inneninterviews mit Anlagenherstellern und Forschungsinstitutionen (Expert:inneninterview 2020o, 2020s, 2020p, 2020a, 2020c)

5.11.5.3 Wasserstoffbefeuerter Kessel

Für Niedertemperaturwärme von unter 100 bis 400°C könnte Wasserstoff die Elektrifizierung und Wärmepumpen ergänzen und bietet sich daher als Ersatzbrennstoff für die Dampferzeugung in Dampfkesselanlagen an (vgl. 4.3). Hybridkessel, die zwischen Elektrizität und Wasserstoff umschalten, könnten es Fabriken ermöglichen, Preisunterschiede auszunutzen. Dies ist besonders relevant, wenn Wasserstoff leicht verfügbar ist, weil er als Input in einem industriellen Prozess verwendet wird und überall dort, wo er als Nebenprodukt anfällt, wie beispielsweise in der Chemie und Petrochemie. Auch die Feuerung von KWK- Anlagen, speziell von GuD Kraftwerken mit Wasserstoff ist möglich (Becker 2021).

Eine Zusammenfassung der typischen Kenndaten von Wasserstoffkesseln ist in Tabelle 150 am Ende des Abschnitts dargestellt.

Marktübersicht

Für industrielle Dampfkessel im mittleren und großen Leistungsbereich gibt es auf dem Markt Lösungen für die Verwendung von bis zu 100 % Wasserstoff. Der Hersteller Bosch bietet beispielsweise Industriekessel an, die „H_2-ready“ geliefert werden können und eine vereinfachte Umrüstung auf Wasserstoff zu einem späteren Zeitpunkt ermöglichen (Gosse 2019). Einige we-

nige dieser Anlagen wurden bereits umgesetzt und sind teilweise mit reinem Wasserstoff im Betrieb, beispielsweise in der Chemieindustrie mit internen H_2-Flüssen (Größenordnung: 10 bis 15 Tonnen Dampf pro Stunde) (Expert:inneninterview 2020r).

Bei der Umrüstung auf Wasserstoff können Kessel und Economiser weiter genutzt werden; die Kesselsteuerung und Ausrüstung wird in der Regel mit dem Brenner inklusive Gasversorgung erneuert. Maßgebliche Änderung eines Wasserstoffkessels ist die Feuerung und der leicht erhöhte Aufwand der Abgasnachbehandlung. Wasserstoffbrenner sind speziell auf die Stoffeigenschaften, wie die höhere Flammentemperatur, abgestimmt. Durch den Wechsel auf Wasserstoff steigen Schadstoffe wie thermisches NO_x im Vergleich zur Erdgasverbrennung an, wodurch in der Regel zusätzliche emissionsreduzierende Maßnahmen erforderlich werden (Abgasrezirkulierung). Technische Entwicklungen und Modifikationen sind bereits verfügbar, um dies zu vermeiden. Zusätzliche Kosten ergeben sich beim Einsatz von Wasserstoff durch die Umrüstung des Brenners, die Brennstoffversorgung und den höheren Aufwand bei der Emissionsreduzierung: Die Kosten für einen H_2-Brenner sind etwa doppelt so hoch, womit die Investition eines Wasserstoff-Dampfkessels um etwa 25 % im Vergleich zu einem Erdgaskessel steigt. Hinzu kommen noch etwa 5 % Mehrkosten für die Abgasrezirkulierung[39]. Aufgrund der Verfügbarkeitsproblematik von Wasserstoff erwarten Hersteller:innen in den nächsten fünf Jahren keinen signifikanten Anstieg der Nachfrage (Expert:inneninterview 2020r, 2020k).

Forschungsaktivitäten

Allgemein lässt sich feststellen, dass wasserstoffbefeuerte Industriekessel gut entwickelt, getestet und für den großtechnischen Einsatz kommerziell angeboten werden (Systemnachweis bis Marktreife: TRL 9) (Gosse 2019). Eine reine Wasserstoffverbrennung aus Restprodukten von Prozessen ist bereits technisch realisierbar. Technische Herausforderungen ergeben sich bei Vormischsystemen zur Bereitstellung standardisierter Mischungen aufgrund der hohen Flammengeschwindigkeiten und möglicher Flash-Backs. Hybride Systeme in Kombination mit Erdgas benötigen daher zusätzliche Kontrollmechanismen (Expert:inneninterview 2020k, 2020r). Verschiedene Unternehmen entwickeln neuartige Wasserstoffbrenner für den industriellen Einsatz (E&M Combustión S. L. 2019; Toyota Motor Corporation 2021; Elavarasan et al. 2018; Schönfelder 2020).

Restriktionen für den Einsatz

Bei der Verbrennung von Wasserstoff entstehen neue technische Herausforderungen, die bei den heutigen Verbrennungsmethoden für Öl und Gas noch nicht praktisch auftreten. Es resultieren neue Anforderungen sowohl an die Brenner und Kessel sowie an die Distribution und Sicherheitseinrichtungen (Gosse 2019). Die größten Marktbarrieren für eine weitere Verbreitung von Wasserstoffkesseln in der Industrie sind, neben der Verfügbarkeitsproblematik von Wasserstoff, die mangelnden Erfahrungswerte bei der Integration in industrielle Prozesse. Die Anwendung in realen Anlagen findet nur vereinzelt statt, weshalb es an Prozesserfahrung mangelt.

[39] Bei dieser Bewertung wird ein NO_x-Level von 100 mg/nm^3 angesetzt, das bei Erdgas ohne Abgasrezirkulation erreicht werden kann, während bei Wasserstoff eine Abgasrezirkulation erforderlich wird.

Tabelle 150: Kenndaten zu Wasserstoffkesseln

Kriterium	Angabe	Quellen
Temperaturbereich	Vergleichbar mit Erdgaskessel*	[1]
Druckbereich	Vergleichbar mit Erdgaskessel*	[1]
Dampfkapazität	Vergleichbar mit Erdgaskessel*	[1]
Typischer Wirkungsgrad	95 %	[2]
Energieträger	Wasserstoff	
Typische Anschlussleistung	Vergleichbar mit Erdgaskessel*	[1]
Typische Betriebsdauer	7.000 bis >8.000 Stunden/Jahr	[2]
Typische Lebensdauer	20 bis 25 Jahre	[2]
Investitionskosten Neubau	80 €/kW	[2]
Anzahl installierte Anlagen	Keine Angabe**	

*Bezieht sich auf Großwasserraumkessel (gesicherte Hersteller:innen Angabe). H_2-Wasserrohrkessel sind derzeit aufgrund der begrenzten Wasserstoffverfügbarkeit nicht auf dem Markt vertreten.

**Laut Herstellerangaben sind bereits vereinzelt H_2-ready Kessel im Einsatz, z. B. in der Chemieindustrie (10-15 t_{Dampf}/h)

Quellen:

[1] Gosse 2019

[2] Expert:inneninterview 2020r

5.11.6 Flexibilitätspotenzial

Im Bereich der Wärme- und Dampferzeugung als Querschnittstechnologie über die drei betrachteten Branchen Nahrungsmittel-, Papier- und Chemieindustrie kommen für die Wärmebereitstellung zumeist fossile Brennstoffe zum Einsatz. Die untersuchten industriellen Prozesse werden mit einer hohen Volllaststundenzahl betrieben. Auch in einem stark elektrifizierten System ist davon auszugehen, so dass nur geringes Flexibilitätspotenzial durch tatsächliche Lastverschiebung der Produktion zu erwarten ist. Es besteht Flexibilitätspotenzial durch eine Hybridisierung, d. h. ein Umschalten zwischen brennstoff- und strombasierter Technologie. Zusätzlich können entsprechend dimensionierte und gesteuerte thermische bzw. Dampf-Pufferspeicher genutzt werden, um die Leistungsaufnahme elektrischer Dampferzeuger zu flexibilisieren (Bons et al. 2020)[40].

Aus technischer Sicht[41] wird die Bereitstellung von Lastflexibilität am Energiemarkt durch strombasierte oder hybride Techniken zur Dampferzeugung durch den kontinuierlichen Dampfbedarf prozessseitig begrenzt. Bestimmt von dem jeweiligen nachgelagerten Produktionsprozess wird der Kessel bei einer kontinuierlichen Produktion nur bei Zwangsstillstand oder Wartung außer Betrieb sein und die meisten Systeme enthalten keinen Pufferspeicher für Verschiebe- oder Ruhedauern (der Kessel selbst fungiert bis zu einem gewissen Grad als Puffer) (Danish Energy Agency und Energinet 2020b). Neben den technischen Rahmenbedingungen

[40] Unter Umständen bestehen in den Prozessen thermische Trägheiten, um kurzfristige Lastschwankungen zu tolerieren. Dies wurde nicht im Besonderen untersucht, da sich dieses Projekt auf die Erzeugung konzentriert. Das Potential wird aber als gering eingeschätzt.

[41] Das technische Flexibilitätspotential beschreibt das unter Berücksichtigung von sicherheits- und anlagenrelevanten Restriktionen sowie der Abhängigkeit von Folgeprozessen maximal zur Verfügung stehende Potential zur Veränderung der elektrischen Last (vgl. Kapitel 4.5) (Bons et al. 2020).

sind ökonomische und unternehmensspezifische Faktoren zu berücksichtigen, welche das Flexibilitätspotenzial in der Praxis weiter einschränken.

Prozessseitig ist in der Nahrungsmittelindustrie aufgrund der Verderblichkeit der Produkte ein nahezu kontinuierlicher Betrieb und damit eine kontinuierliche Wärme- und Kälteversorgung erforderlich. Flexibilitätspotenziale stehen vornehmlich im Bereich der Querschnittstechnologien und meist nur über kurze Abrufdauern (wenige Minuten bis wenige Stunden[42]) zur Verfügung (Creutzburg und Bons 2019). Als Haupt-Dampfanwendung begrenzt bei der Papierherstellung die Papiermaschine durch ihre hohe ganztägige Auslastung und ihre eingeschränkte Regelbarkeit das realisierbare Flexibilisierungspotenzial (Godin 2019). In der Chemieindustrie spielt das Thema Versorgungssicherheit aufgrund sicherheitstechnischer Aspekte bezüglich anfallender Gefahrenstoffe eine zentrale Rolle. Lastwechsel im Bereich der Querschnittstechnologien, wie Prozesswärme und -kälte, können aufgrund der hohen Sicherheitsrelevanz kritisch sein (Fichter und Creutzburg 2019).

Eigenerzeugungsanlagen spielen bei Flexibilitätsbetrachtungen eine wichtige Rolle. Standorte mit wärmegeführten KWK-Anlagen können bei Einbindung in ein lokales Dampfnetz in Zeiten niedrigeren Wärme- und Strombedarfs (Teillastbetrieb) positive Regelenergie anbieten, d. h. Überschussstrom ins Netz einspeisen. Durch Kombination der KWK- mit einer Power-to-Heat-Anlage wird die Einspeisung ins Netz weiter flexibilisiert und ermöglicht auch die Bereitstellung negativer Regelenergie (Gruber et al. 2015; Agora Energiewende 2014). An Chemieparkstandorten kommen beispielsweise häufig zentrale GuD-Anlagen zur Deckung des Strom- und Wärmebedarfs zum Einsatz. Ihr Flexibilitätspotenzial könnte zur netzdienlichen Stabilisierung eingesetzt werden. Die großen installierten Kapazitäten könnten eine Steigerung bzw. Reduktion der elektrischen Leistung um mehrere hundert Megawatt innerhalb von Minuten ermöglichen (Bons et al. 2020). In Branchen mit einem hohen Anteil an Eigenstromerzeugungsanlagen, wie der Papier- und Chemieindustrie, ist der flexible Betrieb dieser Anlagen zwar möglich, aber durch den zu deckenden Prozessdampfbedarf eingeschränkt (Steurer 2017).

Anlagenseitig ermöglichen die strombasierten alternativen Techniken aus Abschnitt 5.11.5 eine Lastverlagerung und eignen sich teilweise zur Teilnahme am Regelleistungsmarkt (Tabelle 151). Berücksichtigt man die Auslegung der Leistungselektronik und die thermische Belastung (starke Laständerungen reduzieren die Zyklenzahl), kann das praktische Potenzial zur Lasterhöhung und -reduktion sinken. Bei Elektrodenkesseln ist eine Lastverschiebung von Minimallast (etwa 2 bis 3 %) bis Volllast innerhalb von 30 Sekunden möglich und erfüllt damit die Anforderungen an die Primärregelung. Aufgrund der schnellen Regelbarkeit werden bei flexiblem Dampfbedarf im Vergleich zu Gaskesseln, die in solchen Fällen Dampf abblasen, Dampfverluste verhindert (Expert:inneninterview 2020m). Für Wärmepumpen ist der flexibilisierbare Anteil aufgrund der Trägheit des Systems (Vorlauf für Pumpen etc.) im Vergleich geringer. Zusätzlich limitiert der Verdichter, sodass die Mindestlast je nach Kompressortyp etwa 25 % bis 50 % der Nennleistung beträgt. Da der heutige Markt noch begrenzt ist, sind Großwärmepumpen nicht für einen sehr schnellen Start/Stopp oder Lastwechsel ausgelegt. Durch den Einsatz geeigneter Sekundärwassersysteme und Regelungsmethoden rund um die Wärmepumpe können die meisten Großwärmepumpen schnelle Starts und Stopps ermöglichen. In der Praxis hängen die Möglichkeiten von der spezifischen Konstruktion der Wärmepumpe und den Systemanforderungen ab, da Auslasstemperaturen, Wirkungsgrade etc. von schnellen Lastwechseln beeinflusst werden (Danish Energy Agency und Energinet 2020a). Eine Leistungsregelung (mittels Frequenzumrichter) ist in aktuellen Anwendungen derzeit kein Standard (Expert:inneninterview 2020p). Charakteristische Kenndaten des Erdgas- und Wasserstoffkessels sind mit Blick auf hybride Lösungen der

[42] Die Abrufdauer unterscheidet sich je nach Qerschnittstechnologie (Pumpen, Lüftung und Kühlung weniger als 1 h, Beleuchtung bis zu 4 h) (Creutzburg und Bons 2019).

Vollständigkeit halber in Tabelle 151 mitaufgenommen. Gasbefeuerte Kessel können typischerweise innerhalb von 15 % bis 100 % der Last angepasst werden. Wenn sie in Betrieb sind, kann dies bei Bedarf innerhalb weniger Minuten erfolgen (Danish Energy Agency und Energinet 2020a).

Tabelle 151: Kenndaten zur anlagenseitigen Bewertung der Flexibilität von Dampferzeugern

Technik	Kaltstartzeit in min	Warmstartzeit in min	Minimale Last	Quellen
Erdgaskessel (Sattdampf-GWK)	ca. 90 min*	ca. 10 min	12 % der Nennleistung**	[1]
Elektrodenkessel	ca. 5-10 min	ca. 0,5-1 min	ca. 2-3 % der Nennleistung	[2], [3], [4]
Hochtemperatur-wärmepumpe	ca. 60 min	ca. 15-30 min	ca. 25-50 % der Nennleistung (abh. vom Kompressor)	[3], [5]
Wasserstoffkessel	Vergleichbar mit Erdgaskessel			[1]

* Angabe von Anlagenhersteller, in der Literatur wird teilweise eine niedrigere Kaltstartzeit aufgeführt (ca. 30 min für die Inbetriebnahme eines kalten Kessels) (Danish Energy Agency und Energinet 2020b)

** Doppelflammrohrkessel: 6 % der Nennleistung

Quellen:

[1] Expert:inneninterview 2020r

[2] Expert:inneninterview 2020m

[3] Danish Energy Agency und Energinet 2020b

[4] Danish Energy Agency und Energinet 2020a

[5] Expert:inneninterview 2020o

Insgesamt ist das durch eine vollständige Dekarbonisierung der Prozesswärmerzeugung entstehende Flexibilisierungspotenzial in den untersuchten Dampfanwendungen nur unter engen Voraussetzungen relevant und schwer quantifizierbar. Maßgebliche Potenziale könnten sich im Übergang, bei gleichzeitigem Betrieb von brennstoff- und strombetriebenen Anlagen sowie durch die breite Verwendung von thermischen Speichern (Entkopplung Dampferzeugung und -bedarf) ergeben. Aufgrund der temporalen Dimension (stündliche oder noch höhere Auflösung der Energiebedarfe) beider Lösungen wurden diese Optionen in den folgenden Arbeitspaketen nicht untersucht.

5.11.7 Betrachtete Anwendungen: Referenz- und Alternativtechniken

Für die nachfolgenden Betrachtungen werden für die Dampferzeuger drei charakteristische Branchenanwendungen und entsprechende Referenz- und Alternativtechniken ausgewählt. Für die Dampferzeuger als Querschnittstechnologie erfolgt die Auswahl bei der Bearbeitung der Papier-, Nahrungsmittel- und Chemieindustrie anhand möglichst repräsentativer thermischer Prozesse. Gleichzeitig wird eine Abdeckung verschiedener Temperaturniveaus angestrebt (vgl. Abschnitt 3.4). Unterstützt wurde die Auswahl durch Expert:inneninterviews mit Vertreter:innen der Branchen, Hersteller:innen und Forschungsinstitutionen.

Für die Dampferzeuger werden auf Grundlage der Erkenntnisse der Branchenanalyse und der betrachteten Prozessketten (Abschnitt 5.11.3) die folgenden Anwendungen identifiziert und weiter betrachtet:

- Anwendung 1: Milchpulverherstellung (Trocknung bis 240°C)

- Anwendung 2: Papiertrocknung (Trocknung bis 140°C)
- Anwendung 3: Chemiepark-Dampfversorgung (verschiedene Druckstufen ND/MD/HD)

Die Definition der Referenz- und Alternativtechniken für die Querschnittstechnologie Dampferzeugung erfolgt zunächst branchen- bzw. anwendungsübergreifend. Unter Berücksichtigung der branchenspezifischen Anforderungen und Prozesscharakteristika (Betriebsweise, Dampfbedarf, Prozessdruck und -temperatur, Energieträger etc.) erfolgt jedoch auch eine detailliertere Analyse der drei betrachteten Branchenanwendungen. In Abschnitt 5.11.4 und Anhang A.13.4 werden ausführliche Kriterien konventioneller Dampferzeuger aufgeführt. Die betrachtete *Referenztechnik*, in welcher die Eigenschaften der für die Branchenanwendungen eingesetzten Dampferzeuger nach dem Stand der Technik zusammengefasst ist, umfasst:

- Erdgasbefeuerter Dampfkessel und/oder KWK-Anlage

Die betrachteten *Alternativtechniken*, ausführlich beschrieben in Abschnitt 5.11.5, umfassen:

- Elektrodenkessel und Hochtemperaturwärmepumpe[43] als strombasierte Technologien (PtH)
- Wasserstoffbefeuerter Dampfkessel (PtG)

5.11.7.1 Anwendung 1: Milchpulverherstellung

Thermische Trocknungsprozesse sind in hohem Maße energie- bzw. dampfintensiv und stellen wichtige Verfahrensschritte in der Nahrungsmittel-, Papier- und Chemieindustrie dar (vgl. Tabelle 142). Typische Temperaturen zur Trocknung liegen üblicherweise zwischen 100 und 200°C (Wilk et al. 2016).

Aufgrund der Heterogenität der in der Nahrungsmittelindustrie hergestellten Produkte wird als erste Anwendung für den Einsatz von Dampferzeuger beispielhaft die *Milchpulverherstellung* betrachtet (siehe Abschnitt 5.11.3.1). Der Trocknungsprozess in der Milchpulverfabrik stellt mit bis zu 240°C Trocknungstemperatur (~25 bar Sattdampf) eine besonders ambitionierte Anwendung für industrielle Trocknungsverfahren dar (Bühler et al. 2019). Aufgrund des hohen Temperaturniveaus kommen derzeitig verfügbare HTWP-Dampferzeuger hier an Ihre technischen Grenzen.

Grundlage für die Auswahl der Branchenanwendung und deren ökonomischen Kennzahlen stellt eine Veröffentlichung von Bühler et al. dar, welche sich mit der Elektrifizierung einer energetisch optimierten[44] Milchpulverfabrik basierend auf Daten eines realen dänischen Produktionsstandortes beschäftigt (Bühler et al. 2019). Analysen aus Abschnitt 5.11.1.1 haben gezeigt, dass Erdgas in der Nahrungsmittelindustrie den meist verwendeten Energieträger darstellt, welcher somit bei der definierten Referenztechnik zum Einsatz kommt. Bei der Milchpulverherstellung als Ernährungsbetrieb mit vergleichsweise großen Produktionsanlagen kommen größtenteils KWK-Anlagen zum Einsatz (siehe Abschnitt 5.11.2.1) (Expert:inneninterview 2021c). Neben den Alternativtechniken Elektrodenkessel und Wasserstoffkessel, werden zwei verschiedene Hochtemperaturwärmepumpensysteme in Anlehnung an Bühler et al. definiert. Bei beiden handelt es sich um kaskadische Systeme, in denen mehrere Wärmepumpen unter Nutzung verschiedener Abwärmequellen aus dem Prozess (Abwärme aus dem Verdampfer, Trocknungsabluft, Kondensat oder auch Umgebungsluft) Wärme auf verschiedenen Temperaturniveaus bereitstellen. Das

[43] Im Folgenden meist nur noch als Wärmepumpe bezeichnet.

[44] Dies umfasst Wärmerückgewinnung durch die Verwendung von Kondensatkühlung und Trocknungsabluft zur direkten Vorwärmung des Trocknungslufteinlasses. Als Energieeffizienzmaßnahme ist darüber hinaus auch die Verdampfung durch den Einsatz zweier MVRs (anstelle eines TVRs und eines MVRs) bereits vollständig elektrifiziert (Bühler et al. 2019).

zentrale Wärmepumpensystem verfügt über sechs kommerziell verfügbare Kompressionswärmepumpen (Kältemittel: Kohlenwasserstoffe[45]), die Heißwasser mit einer Senkentemperatur bis 85°C liefern, und einem dreistufigen Wärmepumpensystem (Kältemittel: Wasser), das den 210°C heißen Dampf für den Trocknungsprozess bereitstellt. Letzteres besteht aus zwei Wärmepumpen, welche 150°C Senkentemperatur liefern, und einer dritten Kompressionsstufe für die Erhitzung auf 210°C. Ein solches dreistufiges System mit Turbokompressor ist derzeit noch nicht verfügbar oder erprobt; laut Angaben von Bühler et al. ist es jedoch technisch machbar und entsprechende Kompressoren sind bereits in Kraftwerksturbinen im Einsatz (Gesamtsystem ~ TRL 5-6). Das *dezentrale Wärmepumpensystem* stellt Wärme (und Kälte) direkt bei den jeweiligen Prozessen bereit. Es verfügt über sieben kommerziell verfügbare Wärmepumpen (Kältemittel: Kohlenwasserstoffe), welche überschüssige Wärme nutzen und auf 85°C bzw. 140°C anheben, in Kombination mit einem zusätzlichen Elektroerhitzer findet ein Temperaturhub von 140°C auf 210°C statt (TRL 7-8[46]). Die Wärmepumpenintegration ist so gewählt, dass sie in der Nähe des Bedarfs umgesetzt werden kann und ein Minimum an zusätzlicher Infrastruktur erforderlich ist (Bühler et al. 2019).

In Tabelle 152 sind die für die Branchenanwendung ausgewählten Referenz- und Alternativtechniken definiert. Weitergehende Informationen zu den berechneten ökonomischen Kennzahlen finden sich in Abschnitt 5.11.8.

Tabelle 152: Referenz- und Alternativtechniken für Anwendung 1 – Milchpulverherstellung

Technik und Technologie	
Referenztechnik(en)	erdgasbefeuerte KWK-Anlage
Alternative Technologie(n)	strombasierte Technologien Wasserstoffbefeuerung
Alternativtechnik(en)	Elektrodenkessel zentrales Wärmepumpensystem dezentrales Wärmepumpensystem mit zusätzlichem Elektroerhitzer wasserstoffbefeuerter Dampfkessel

5.11.7.2 Anwendung 2: Papiertrocknung

Als eine zweite Anwendung für den Einsatz von Dampferzeuger wird die *Papiertrocknung* betrachtet. Die Papiertrocknung stellt eine repräsentative Dampfanwendung für Trocknungsprozesse mit vergleichsweise moderaten Temperaturen um 140 bis 150°C (~4 bar Sattdampf) dar (siehe Abschnitt 5.11.3.2). Sie ergänzt damit die ambitionierte Anwendung der Milchpulverherstellung als repräsentative Dampfanwendung für Trocknungsprozesse über 200°C. Der Prozessschritt der Papiertrocknung wird über alle Papiersorten hinweg angewandt. Ebenso ist für die Trockenpartie in der Papiermaschine und deren Dampfbedarf die Vorstoffproduktion nicht relevant und kann daher unabhängig von der Integration betrachtet werden.

Grundlage für die Auswahl der Branchenanwendung und deren ökonomischen Kennzahlen sind eine Veröffentlichung zur energetischen Optimierung der Trockenpartie anhand von Untersu-

[45] Kohlenwasserstoffe werden in der Modellierung aufgrund ihrer geeigneten thermodynamischen Eigenschaften als Kältemittel ausgewählt. Da ihre Entflammbarkeit für Industriestandorte ein Problem darstellen könnte, können sie je nach Temperaturniveau durch Ammoniak oder HFO-Kältemittel ersetzt werden (Bühler et al. 2019).

[46] Die Einordnung in TRL<9 ist maßgeblich damit begründet, dass aus wirtschaftlichen Gründen keine entsprechenden Systeme realisiert sind. Derzeit verfügbare Einzelanlagen und Prototypen aus der Forschung erreichen vergleichsweise geringe Dampfkapazitäten, was für größere Leistungsklassen eine entsprechende Skalierung erfordert (vgl. Abschnitt 5.11.5.2). Auf Basis der erhobenen Daten scheint es wahrscheinlich, dass das Erreichen der Marktreife schneller als durch TRL 7 impliziert gelingen kann.

chungen in vier ausgewählten Papierfabriken (Treppe et al. 2012) und Angaben zur Trockenpartie aus einem Sankey-Diagramm einer LWC-Papiermaschine dar (Suhr et al. 2015). Für die Definition der ökonomischen Kennzahlen in Abschnitt 5.11.8 sind die zum Einsatz kommenden Energieträger der betrachteten Anwendungen von Bedeutung. Da Altpapier der mengenmäßige wichtigste Rohstoff der deutschen Papierindustrie ist (siehe Abbildung 116, Abschnitt 5.11.1.3), erfolgt eine Eingrenzung auf die Herstellung von Papier aus Altpapier. Die gesonderte Betrachtung des Energieträgereinsatzes in der Papierindustrie ohne Zellstoffindustrie entsprechend Abbildung 117 (rechts) ergibt im Vergleich zu Standorten mit Holz- und Zellstofferzeugung einen verhältnismäßig geringen Anteil an internen Abfällen, die für die Dampferzeugung zur Verfügung stehen (6 % interne Abfälle exkl. Ablauge und Rinde und 10 % zugekaufte Ersatzbrennstoffe und Biomasse). Als eingesetzter Energieträger für die definierte Referenztechnik (Dampfkessel) wird Erdgas gewählt, da üblicherweise nur ein Hauptenergieträger am Papierstandort zum Einsatz kommt. Ein zusätzlicher Datensatz beinhaltet jedoch ökonomische Kennzahlen für den Fall, dass die Hälfte des Dampfes durch die Verbrennung von Biomasse erzeugt wird (vgl. Anhang A.13.5).[47] Wegen des gleichzeitigen Bedarfs an Wärme und Strom betreiben Zellstoff- und Papierfabriken häufig wärmegeführte KWK-Anlagen, die als fossile Alternativtechnik mit aufgenommen werden. Neben den CO_2-neutralen Alternativtechniken Elektrodenkessel und Wasserstoffkessel werden abhängig von der verfügbaren Abwärme zwei Hochtemperaturwärmepumpensysteme mit unterschiedlichem COP definiert (je TRL 7-8): COP von 1,9 bei 30°C Quellentemperatur und COP von 2,2 bei 50°C Quellentemperatur[48]. Ähnliche COPs beim Einsatz von Wärmepumpen in der Papierindustrie finden sich in diversen Studien wieder (Wilk et al. 2017; Treppe et al. 2012; Radgen et al. 2020).

In Tabelle 153 sind die für die Branchenanwendung ausgewählten Referenz- und Alternativtechniken definiert. Weitergehende Informationen zu den berechneten ökonomischen Kennzahlen finden sich in Abschnitt 5.11.8.

[47] Für die Referenztechnik bedeutet das, dass neben dem Erdgaskessel auch ein Biomassekessel eingesetzt wird bzw. eine KWK-Anlage mit Mehrfachfeuerung (Erdgas und Biomasse). Für die Alternativtechniken bedeutet das, dass ein Biomassekessel 50 % des Dampfbedarfs deckt und der Rest anteilig von der Alternativtechnik bereitgestellt wird.

[48] Als Abwärmequelle für die Wärmepumpe eignet sich die warme, feuchte Abluft nach dem Wärmerückgewinnungssystem, also unmittelbar vor der Entsorgung in die Umgebung. In der Abluft ist mit Abstand die größte Wärmemenge enthalten, sie strömt mit großer Kontinuität und steht unabhängig von prozesstechnischen Besonderheiten in jeder Papierfabrik zur Verfügung (Treppe et al. 2012). Der gemessene Verlauf der Ablufttemperatur am Ablufturm einer Beispiel-Papiermaschine ergibt ein mittleres Temperaturniveau von etwa 50°C (Treppe et al. 2012). Eine Abkühlung der warmen, feuchten Abluft auf 30°C würde bedeuten, dass mehr Energie aus dem Abgasstrom zurückgewonnen (Kondensationsenergie) werden kann und zur Dampferzeugung zur Verfügung steht (Wilk et al. 2017). Für die Ermittlung eines thermodynamischen und ökonomischen Optimums ist eine detaillierte Auslegung der Wärmepumpe erforderlich.

Tabelle 153: Referenz- und Alternativtechniken für Anwendung 2 – Papiertrocknung

Technik und Technologie	
Referenztechnik(en)	erdgasbefeuerter Dampfkessel (Optional: Einsatz alternativer Brennstoffe, z. B. interne Abfälle)
Alternative Technologie(n)	strombasierte Technologien Wasserstoffbefeuerung
Alternativtechnik(en)	erdgasbefeuerte KWK-Anlage Elektrodenkessel Wärmepumpensystem (versch. COPs) wasserstoffbefeuerter Dampfkessel

5.11.7.3 Anwendung 3: Chemiepark-Dampfversorgung

Die ersten beiden Branchenanwendungen spannen einen Anwendungsbereich auf, der die Annäherung an breite (Trocknungs-)Anwendungen in der Industrie ermöglicht. Im Vergleich zu den anderen zwei Industriebranchen ist die Produktionskette in der chemischen Industrie hochkomplex. Aufgrund der Vielzahl heterogener chemischer Prozesse erfolgt die Betrachtung der Prozessdampferzeugung unabhängig von den Prozessen.

Als eine dritte Anwendung für den Einsatz von Dampferzeuger wird daher die zentrale Energie- bzw. Dampfversorgung eines typischen mittleren *Chemieparks* ausgewählt (vgl. Abschnitt 5.11.3.3). Diese umfasst einen großen Teil einer sehr heterogenen Branche und deckt als repräsentatives Abbild vor allem die energieintensiven Unternehmen aus der Grundstoffindustrie mit ab, jedoch zum Teil auch die Spezialchemie.

Grundlage für die Auswahl der Branchenanwendung und deren ökonomischen Kennzahlen stellt eine umfangreiche Recherche zu Energiebedarf und Energieanlagen großer deutscher Chemieparks dar (s. Abschnitt 5.11.3.3). Erdgas wird als Referenzenergieträger definiert (siehe 5.11.1.4). Neben den Alternativtechniken Elektrodenkessel und Wasserstoffkessel werden zwei verschiedene Hochtemperaturwärmepumpensysteme definiert: Ein HTWP-System mit COP 2,4, angelehnt an derzeit kommerziell verfügbare Systeme, welches die Dampferzeugung im Niederdruckbereich übernimmt (6 bar/160°C Senkentemperatur) und ein ambitioniertes HTWP-System mit COP 1,6, welches die Dampferzeugung im Nieder- und Mitteldruckbereich übernimmt (25 bar/220°C Senkentemperatur).[49] Die restliche Dampferzeugung übernimmt jeweils ein zusätzlicher Elektrodenkessel.

In Tabelle 154 sind die für die Branchenanwendung ausgewählten Referenz- und Alternativtechniken definiert. Weitergehende Informationen zu den berechneten ökonomischen Kennzahlen finden sich in Abschnitt 5.11.8.

[49] Expert:innen zufolge kann für den größten Teil der Abwärme von Chemieparks von einem Temperaturniveau zwischen 70-90°C ausgegangen werden (angenommene Quellentemperatur daher 80°C). Im Chemiepark wird der Dampf nach Abgabe seiner Wärme üblicherweise als Kondensat zurückgeführt (Nieuwlaar et al. 2016). Wie viel der zur Verfügung stehenden Abwärme mit konventionellen Methoden (ohne Prozessintegration) zurückgewonnen werden kann, muss im Detail anhand einer Pinch-Analyse ermittelt werden.

Tabelle 154: Referenz- und Alternativtechniken für Anwendung 3 – Chemiepark-Dampfversorgung

Technik und Technologie	
Referenztechnik(en)	erdgasbefeuerte KWK-Anlage mit Spitzenlast-Dampfkesseln
Alternative Technologie(n)	strombasierte Technologien Wasserstoffbefeuerung
Alternativtechnik(en)	Elektrodenkessel Wärmepumpensystem für 6 bar-ND bzw. 15 bar-MD mit zusätzlichem Elektrodenkessel wasserstoffbefeuerter Dampfkessel

5.11.8 Ökonomische Kennzahlen

In Tabelle 156 bis Tabelle 158 sind nachfolgend charakteristische Kenngrößen für die spätere ökonomische Betrachtung der Referenz- und Alternativtechniken für die drei definierten Branchenanwendungen zusammengefasst. Gewisse Rahmendaten stimmen für alle drei Anwendungen überein und werden zunächst erläutert. Die Erläuterung zu individuell je nach Anwendung angepassten Kenndaten folgt danach. Als Betrachtungsgrundlage wird die jährliche Gesamtkapazität an Dampf der jeweiligen Anwendung im Referenzjahr verwendet (Tabelle 155). Die jeweiligen Kennzahlen wurden in Expert:inneninterviews mit Vertreter:innen der Branchen, Hersteller:innen und Forschungsinstitutionen validiert. Die im Folgenden angegebenen Kennzahlen werden in den im Projekt folgenden Arbeitspaketen verwendet, insbesondere im Tool zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit (Abschnitt 3.5).

Tabelle 155: Jährliche Gesamtkapazität im Referenzjahr – Dampferzeuger

Anwendung	Gesamtkapazität*	Einheit	Jahr
Anwendung 1: Milchpulverherstellung	2,3[1)]	Mio. t_{Dampf}	2018
Anwendung 2: Papiertrocknung	35,7 – 43,4[2)]	Mio. t_{Dampf}	2019
Anwendung 3: Chemiepark Dampfversorgung	53,9 – 100,5[3)]	Mio. t_{Dampf}	2017/18

Anmerkungen: *Grobe Abschätzung

1) Abschätzung der jährlichen gesamten Dampfkapazität der Milchpulverherstellung anhand der produzierten Menge (1,04 Mio. Tonnen Milchpulver in 2018) (Milchindustrie-Verband e.V. (MIV) 2019) und Umrechnungsfaktor 2,2 $t_{Dampf}/t_{Milchpulver}$ (s. Abschnitt 5.11.3.1)

2) Abschätzung der jährlichen gesamten Dampfkapazität der Papiertrocknung anhand der produzierten Menge (22,07 Mio. Tonnen Papier in 2019) (Verband Deutscher Papierfabriken e. V. (VDP) 2020b) und Umrechnungsfaktor 1,6 bis 2,0 t_{Dampf}/t_{Papier} (s. Abschnitt 5.11.3.2)

3) Abschätzung der jährlichen gesamten Dampfkapazität der Chemieparks anhand des Dampfbedarfs der Grundstoffchemie (~40 TWh_{th} in 2018[50], ~70 TWh_{th} in 2017 nach Agora Energiewende und Wuppertal Institut 2019) und Skalierung anhand mittlerem Chemiepark (3,5 TWh_{th}, 550 t_{Dampf}/h) (s. Abschnitt 5.11.3.3)

5.11.8.1 Anwendungsübergreifende Kennzahlen

Die in dieser Studie betrachtete Bilanzgrenze ist die dampferzeugende Einheit: Die Systemgrenze umfasst somit die eingehenden Energieträger (Brennstoff oder Strom) und die eingehende Abwärme aus dem Prozess und den ausgehenden Dampf. Als reiner Technologievergleich werden die nachgelagerten Produktionsprozesse nur anhand des insgesamt erforderlichen

[50] Berechnungen des Fraunhofer ISI auf Basis FORECAST (https://www.forecast-model.eu/forecast-en/content/methodology.php). Recherchierte Daten in Abschnitt 5.11.2.3 ergeben einen ähnlichen Dampfbedarf von ~40 TWh_{th} für verfügbare Daten von 11 großen deutschen Chemieparks.

Dampfbedarfes definiert. Für die Wärmepumpe wird über den COP eine plausible Abwärmetemperatur aus dem Prozess berücksichtigt.

Die herangezogenen *Wirkungsgrade* und *Investitionen* der Techniken sind den Kenndaten-Tabellen der entsprechenden Kapitel zu entnehmen (Tabelle 144 – Tabelle 150). Der angenommene COP der Wärmepumpe ist von der verfügbaren Abwärme-Quellentemperatur (und der benötigten Senkentemperatur) anwendungsabhängig und wird mittels der Fit-Kurve aus Abbildung 125 berechnet (Arpagaus 2019). Die Leistungszahlen der verschiedenen Wärmepumpensysteme der drei Anwendungen sind den jeweiligen Tabellen zu entnehmen (Tabelle 156 bis Tabelle 158). Für alle Techniken wird eine *Lebens- bzw. Abschreibungsdauer* von 20 Jahren angenommen (Ergebnis aus Expert:inneninterviews und Literatur, z. B. Danish Energy Agency und Energinet 2020a). Die *Betriebs- und Wartungskosten* werden für alle Techniken pauschal auf 5 % der Investition geschätzt (Danish Energy Agency und Energinet 2020b, 2020a). Für die Angabe der *minimalen Investition* werden angenommene Preisentwicklungen bis 2050 herangezogen (Danish Energy Agency und Energinet 2020a, 2020b). Das dort angegebene Potenzial für Kostenreduktion ist dabei für die Wärmepumpen am höchsten. Für die Berechnung des *minimalen spezifischen Energiebedarfs* wird für den Gas- und Wasserstoffkessel bzw. Elektrodenkessel ein maximaler Wirkungsgrad von 97 % bzw. 99,9 % angenommen (Danish Energy Agency und Energinet 2020b). Bei KWK-Anlagen wird von keinem Verbesserungspotenzial ausgegangen (Prognos AG 2019). Unter Berücksichtigung des technischen Fortschritts bei Wärmepumpen wird eine Steigerung des Gesamt-COPs um den Faktor 1,3 angenommen. Diese Annahme beruht auf den in Abbildung 125 dargestellten typischen Gütegraden für auf dem Markt verfügbare HTWP, welche üblicherweise zwischen 45 % bis maximal 60 % liegen (Arpagaus 2019). Bezüglich ihres *Technologie-Reifegrades* sind die Alternativtechniken Elektroden- und Wasserstoffkessel bereits heute kommerziell verfügbar (TRL 9). HTWP mit Dampftemperaturen bis zu 165°C sind bereits kommerziell verfügbar, jedoch bei vergleichsweisen geringen Dampfleistungen. Hersteller- und forschungsseitig wird von einer entsprechenden technischen Skalierbarkeit ausgegangen (vgl. Abschnitt 5.11.5.2). Für die betrachteten HTWP der Dampfanwendungen bis 160°C wird daher ein TRL zwischen 7-8[51], sowie eine technische Verfügbarkeit zwischen 2025 und 2030 angenommen (Agora Energiewende und Wuppertal Institut 2019). Ausgehend von der benötigten (gegebenen) Dampfleistung der Anwendungen wird der *spezifische Energiebedarf* der Techniken (in MWh/t_{Dampf}) berechnet. Hierzu wird die *jährliche Dampfkapazität* anhand des Energiegehalts des Dampfes ermittelt. Dabei wird angenommen, dass das Speisewasser durch interne Rückgewinnung vorgewärmt in den Dampfkessel eintritt: Der Energiegehalt ergibt sich aus der Dampfenthalpiedifferenz von Sattdampf der jeweiligen Zieltemperatur bzw. des erforderlichen Dampfdrucks bei einer angenommenen Vorlauftemperatur von 80°C/1bar (Blum et al. 2009). Die berechneten Werte decken sich dabei mit den in der Literatur aufgeführten Wärmeinhalten für Nieder-, Mittel- und Hochdruckdampf (2,38, 2,57 und 2,79 GJ/t_{Dampf}) (Fleiter et al. 2013). Bei der Angabe der *Auslastung* ist zu berücksichtigen, dass die Dampferzeugung zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit meist auf den Spitzenverbrauch bzw. auf den Gleichzeitigkeitsfaktor 1 ausgelegt wird. Zusätzlich zu den Grundlastkesseln laufen daher Spitzenlast-, Reserve oder Back-up-Kessel mit (oder werden warmgehalten) (Expert:inneninterview 2020r).

5.11.8.2 Anwendung 1: Milchpulverherstellung

Grundlage der ökonomischen Kennzahlen in Tabelle 156 stellt eine Veröffentlichung von Bühler et al. dar, welche sich mit der Elektrifizierung einer Milchpulverfabrik, basierend auf Daten eines realen dänischen Produktionsstandortes, beschäftigt (Bühler et al. 2019). Diese liefert Daten für

[51] Bei den Anwendungen Milchpulverherstellung und Chemiepark-Dampfversorgung kommen HTWP-Systeme mit bis zu 240°C Dampftemperatur zum Einsatz. Diese werden mit TRL 5-6 bewertet.

eine typische Produktionslinie einer Milchpulverfabrik. In der zugrundeliegenden dänischen Fabrik gibt es noch vier weitere (parallele) Produktionslinien mit teilweise verschiedenen Produktionskapazitäten, von welchen zwei jedoch nur für Spezialprodukte benutzt werden und eine geringere Betriebszeit haben. Die gesamte Fabrik produzierte etwa 100.000 Tonnen Milchpulver im Jahr 2013 und hat insgesamt fünf Sprühtrockner in Betrieb (Expert:inneninterview 2020e). Die daraus abgeleitete erforderliche Dampfmenge für die gesamte Produktion und die resultierenden Kenndaten in Tabelle 156 wurden entsprechend skaliert.

Tabelle 156: Kenndaten für die ökonomische Betrachtung Dampferzeuger – Anwendung 1: Milchpulverherstellung

Technik	**Referenz-technik**	**Alternativ-technik 1**	**Alternativ-technik 2**	**Alternativ-technik 3**	**Alternativ-technik 4**	**Einheit**	**Quellen**
Technologie	**Erdgas-befeuerung**	**Strombasiert**	**Strombasiert**	**Strombasiert**	**Wasserstoffbefeue-rung**		
Technik	KWK-An-lage	Elektroden-kessel	Zentrales Wärmepum-pensystem[1)]	Dezentrales Wärme-pumpensystem & Elektroerhitzer[2)]	Wasserstoffkessel		
Produkt	Milchpul-ver	Milchpulver	Milchpulver	Milchpulver	Milchpulver		
Investition Neubau	37,1	7,6	75,6	88,4	7,4	EUR/$t_{Kap.}$	[1], [2], [5]
Investition Modernisierung	24,1	4,9	75,6	88,4	4,0	EUR/$t_{Kap.}$	[5]
Minimale Investition Neubau	31,6	6,6	52,9	61,9	6,2	EUR/$t_{Kap.}$	[2], [5]
Minimale Investition Modernisierung	20,5	4,3	52,9	61,9	3,4	EUR/$t_{Kap.}$	[2], [5]
TRL	9	9	5-6	7-8	9	-	[1], [2], [3], [5]
Energieträger 1	Erdgas	Strom	Strom	Strom	EE-Wasserstoff	-	[4]
Energieträger 2	-	-	-	-	-	-	
Energieträger 3	-	-	-	-	-	-	
Spezifischer Energiebedarf 1	0,99	0,69	0,35	0,44	0,72	MWh/ t_{Dampf}	[6]
Spezifischer Energiebedarf 2	-	-	-	-	-	MWh/ t_{Dampf}	
Spezifischer Energiebedarf 3	-	-	-	-	-	MWh/ t_{Dampf}	
Minimaler spezifischer Energiebedarf	0,99	0,69	0,26	0,33	0,71	MWh/ t_{Dampf}	[2], [7]
Prozessbedingte Emissionen	-	-	-	-	-	t_{CO2}/ t_{Dampf}	
Betriebs- und Wartungskosten	1,9	0,4	3,8	4,4	0,4	EUR/$t_{Kap.}$	[2], [5]
Abschreibungszeitraum	20	20	20	20	20	a	[2], [5]
Modernisierungszyklus	20	20	20	20	20	a	[5]
Repräsentative Kapazität	220.000	220.000	220.000	220.000	220.000	$t_{Jahresleistung\ Dampf}$	[8]
Auslastung[3)]	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	1	[1], [9]
Anteil Bestand 2020	99%	1 %	-	-	-	%	[10]
Verfügbar ab	2020	2020	2030	2025	2020	a	[1], [2], [3], [5]
Verfügbar bis	2050	2050	2050	2050	2050	a	
Stromerzeugung	0,21	-	-	-	-	MWh_{Strom}/t_{Dampf}	[11]

Anmerkungen:

Angaben beziehen sich auf die Dampfkapazität „$t_{Kap.}$“ oder die Dampfmenge „t_{Campf}“ (unter Berücksichtigung der Auslastung). Grundlage sind Daten einer existierenden dänischen Milchpulverproduktion, bezogen auf **eine** Produktionslinie der Fabrik mit 9,61 MW Dampfbedarf. Jährliche Betriebsstunden: 7.200 h. Die Linie hat eine Produktionsrate von 6,3 $t_{Milchpulver}$/h Bühler et al. 2019. Eine Umrechnung der Dampfleistung mithilfe der Dampfenthalpiedifferenz 2,5 GJ/t_{Dampf} (220°C/25 bar Sattdampf mit einer Vorlauftemperatur von 80°C/1 bar) ergibt eine Dampfmenge von etwa 14,0 t_{Dampf}/h. Skalierung der Daten auf Dampfmenge der gesamten Produktion mit fünf Sprühtrocknern (Faktor 2,2).

1) Die Investition für das zentrale Wärmepumpensystem in der Höhe von ca. 790 €/kW wurde anhand von Bühler et al. berechnet; COP 1,95 (Bühler et al. 2019).

2) Die Investition für das dezentrale Wärmepumpensystem in der Höhe von ca. 930 €/kW wurde anhand von Bühler et al. berechnet; COP 1,57 (Bühler et al. 2019).

3) 5.000 Volllaststunden (Prognos AG 2019)

Quellen:

[1] Eigene Berechnung/Angabe basierend auf Bühler et al. 2019

[2] Eigene Berechnung/Angabe basierend auf Danish Energy Agency und Energinet 2020a

[3] Agora Energiewende und Wuppertal Institut 2019
[4] Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL) 2018, s. Abbildung 114
[5] Expert:inneninterview 2020m, 2020o, 2020r
[6] Eigene Berechnung anhand Wirkungsgrad der Techniken (Tabelle 144 – Tabelle 150) und Dampfenthalpiedifferenz von 2,5 GJ/t_{Dampf} (220°C/25 bar Sattdampf mit einer Vorlauftemperatur von 80°C/1 bar)
[7] Eigene Berechnung basierend auf Arpagaus 2019
[8] Eigene Berechnung aus Dampfleistung von 9,61 MW (Bühler et al. 2019) und Dampfenthalpiedifferenz von 2,5 GJ/t_{Dampf} (220°C/25 bar Sattdampf mit einer Vorlauftemperatur von 80°C/1 bar) und Skalierung auf Dampfmenge der gesamten Produktion mit fünf Sprühtrocknern
[9] Eigene Berechnung basierend auf Prognos AG 2019
[10] Expert:inneninterview 2021c, siehe auch Tabelle 145
[11] Eigene Berechnung für eine KWK-Anlage mit Wirkungsgrad von 0,9 und Stromkennzahl von 0,3 (Prognos AG 2014, 2019; Suhr et al. 2015)

5.11.8.3 Anwendung 2: Papiertrocknung

Grundlage der ökonomischen Kennzahlen in Tabelle 157 stellen eine Veröffentlichung zur energetischen Optimierung der Trockenpartie anhand von Untersuchungen in vier ausgewählten Papierfabriken und Angaben zur Trockenpartie aus einem Sankey-Diagramm einer LWC-Papiermaschine dar (Treppe et al. 2012; Suhr et al. 2015). Da üblicherweise nur ein Hauptenergieträger am Papierstandort zum Einsatz kommt, wird für die Referenztechniken in Tabelle 157 Erdgas als Energieträger angenommen. Ein zusätzlicher Datensatz für den Fall, dass die Hälfte des Dampfes durch die Verbrennung von Biomasse erzeugt wird, findet sich in Anhang A.13.5.

Tabelle 157: Kenndaten für die ökonomische Betrachtung Dampferzeuger – Anwendung 2: Papiertrocknung

Technik	Referenztechnik 1	Alternativtechnik 1	Alternativtechnik 2	Alternativtechnik 3	Alternativtechnik 4	Einheit	Quellen
Technologie	**Erdgasbefeuerung**	**Erdgasbefeuerung**	**Strombasiert**	**Strombasiert**	**Wasserstoffbefeuerung**		
Technik	Erdgaskessel	KWK-Anlage	Elektrodenkessel	Wärmepumpensystem[1)]	Wasserstoffkessel		
Produkt	Papier	Papier	Papier	Papier	Papier		
Investition Neubau	4,8	31,3	6,4	33,7	6,3	EUR/$t_{Kap.}$	[2], [5]
Investition Modernisierung	3,1	20,3	4,2	33,7	3,4	EUR/$t_{Kap.}$	[5]
Minimale Investition Neubau	4,0	26,6	5,6	23,6	5,3	EUR/$t_{Kap.}$	[2], [5]
Minimale Investition Modernisierung	2,6	17,3	3,6	23,6	2,8	EUR/$t_{Kap.}$	[2], [5]
TRL	9	9	9	7-8	9	-	[2], [3], [5]
Energieträger 1	Erdgas	Erdgas	Strom	Strom	EE-Wasserstoff	-	[4]
Energieträger 2	-	-	-	-	-	-	
Energieträger 3	-	-	-	-	-	-	
Spezifischer Energiebedarf 1	0,72	0,96	0,67	0,35	0,70	MWh/t_{Dampf}	[6]
Spezifischer Energiebedarf 2	-	-	-	-	-	MWh/t_{Dampf}	
Spezifischer Energiebedarf 3	-	-	-	-	-	MWh/t_{Dampf}	
Minimaler spezifischer Energiebedarf	0,69	0,96	0,67	0,26	0,69	MWh/t_{Dampf}	[2], [7]
Prozessbedingte Emissionen	-	-	-	-	-	t_{CO2}/ t_{Dampf}	
Betriebs- und Wartungskosten	0,2	1,6	0,3	1,7	0,3	EUR/$t_{Kap.}$	[2], [5]
Abschreibungszeitraum	20	20	20	20	20	a	[2], [5]
Modernisierungszyklus	20	20	20	20	20	a	[5]
Repräsentative Kapazität	470.000	470.000	470.000	470.000	470.000	$t_{Jahresleistung\ Dampf}$	[8]
Auslastung[2)]	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	1	[1], [9]
Anteil Bestand 2020	49%	49%	2 %	-	-	%	[10]
Verfügbar ab	2020	2020	2020	2025	2020	a	[2], [3], [5]
Verfügbar bis	2050	2050	2050	2050	2050	a	
Stromerzeugung	-	0,20	-	-	-	MWh-$_{Strom}$/t_{Dampf}	[11]

Anmerkungen: Angaben beziehen sich auf die Dampfkapazität „$t_{Kap.}$“ oder die Dampfmenge „t_{Campf}“ (unter Berücksichtigung der Auslastung). Grundlage sind Daten-Angaben zur Trockenpartie aus einem Sankey-Diagramm einer LWC-Papiermaschine mit 37,4 MW Dampfbedarf (Treppe et al. 2012; Suhr et al. 2015). Jährliche Betriebsstunden: 8.300 h (Blum et al. 2009). Die Papiermaschine hat eine Produktionsrate von 40,8 t_{Papier}/h (Suhr et al. 2015). Eine Umrechnung der Dampfleistung mithilfe der Dampfenthalpiedifferenz 2,4 GJ/t_{Dampf} (140°C/4 bar Sattdampf mit einer Vorlauftemperatur von 80°C/1 bar) ergibt eine Dampfmenge in der Trockenpartie von etwa 56,2 t_{Dampf}/h.

1) COP 1,9 bei 30°C Quellentemperatur und Investition 420 €/kW (Arpagaus 2019) 2) 6000 Volllaststunden (Prognos AG 2019)

Quellen: [1] Blum et al. 2009 [2] Eigene Berechnung/Angabe basierend auf Danish Energy Agency und Energinet 2020a, 2020b [3] Agora Energiewende und Wuppertal Institut 2019 [4] Verband Deutscher Papierfabriken e. V. (VDP) 2020b und eigene Berechnungen, siehe auch Abbildung 117 [5] Expert:inneninterview 2020r, 2020o, 2020m [6] Eigene Berechnung anhand Wirkungsgrad der Techniken (Tabelle 144 – Tabelle 150) und Dampfenthalpiedifferenz von 2,4 GJ/t_{Dampf} (140°C/4 bar Sattdampf mit einer Vorlauftemperatur von 80°C/1 bar) [7] Eigene Berechnung basierend auf Arpagaus 2019 [8] Eigene Berechnung aus Dampfleistung von 37,4 MW (Treppe et al. 2012; Suhr et al. 2015) und Dampfenthalpiedifferenz von 2,4 GJ/t_{Dampf} (140°C/4 bar Sattdampf mit einer Vorlauftemperatur von 80°C/1 bar) [9] Eigene Berechnung basierend auf Prognos AG 2019 [10] Eigene Berechnung des KWK-Wärmeanteils der Papierindustrie basierend auf statistischen Daten des VDP aus dem Jahr 2019 (Verband Deutscher Papierfabriken e. V. (VDP) 2020b): Ausgehend von der KWK-Strommenge, dem Fremdwärmebezug und der eingesetzten Brennstoffmenge wurden Annahmen getroffen für den el. Wirkungsgrad (0,3), therm. Wirkungsgrad (0,6), Brennstoffausnutzungsgrad (0,85) und KWK-Anteil der Fremdwärme (1). Der KWK-Wärmeanteil für die Papierindustrie (ohne Zellstoffherstellung) wurde anhand des Brennstoffeinsatzes der Papierherstellung im Vergleich zum gesamten Brennstoffeinsatz abgeschätzt. Aufgrund der getroffenen Annahmen unterliegt der Wert einer großen Unsicherheit.

[11] Eigene Berechnung für eine KWK-Anlage mit Wirkungsgrad von 0,9 und Stromkennzahl von 0,3 (Prognos AG 2019; Suhr et al. 2015)

5.11.8.4 Anwendung 3: Chemiepark-Dampfversorgung

Grundlage der ökonomischen Kennzahlen in Tabelle 158 stellt eine umfangreiche Recherche zu Energiebedarf und Energieanlagen großer deutscher Chemieparks dar (vgl. Abschnitt 5.11.3.3).

Tabelle 158: Kenndaten für die ökonomische Betrachtung Dampferzeuger – Anwendung 3: Chemiepark-Dampfversorgung

Technik	Referenz-Technik 1	Alternativtechnik 1	Alternativtechnik 2	Alternativtechnik 3	Alternativtechnik 4	Einheit	Quellen
Technologie	**Erdgasbefeuerung**	**Strombasiert**	**Strombasiert**	**Strombasiert**	**Wasserstoffbefeuerung**		
Technik	KWK-Anlage mit Spitzenlastkesseln[1)]	Elektrodenkessel	Wärmepumpensystem ND & Elektrodenkessel[2)]	Wärmepumpensystem ND/MD & Elektrodenkessel[3)]	Wasserstoffkessel		
Produkt	Chemiepark-Dampfversorgung	Chemiepark-Dampfversorgung	Chemiepark-Dampfversorgung	Chemiepark-Dampfversorgung	Chemiepark-Dampfversorgung		
Investition Neubau	24,9	6,5	18,5	56,6	6,4	EUR/$t_{Kap.}$	[2], [5]
Investition Modernisierung	16,2	4,3	17,2	56,3	3,4	EUR/$t_{Kap.}$	[5]
Minimale Investition Neubau	21,1	5,7	13,6	39,8	5,4	EUR/$t_{Kap.}$	[2], [5]
Minimale Investition Modernisierung	13,7	3,7	12,4	39,5	2,9	EUR/$t_{Kap.}$	[2], [5]
TRL	9	9	7-8	5-6	9	-	[2], [3], [5]
Energieträger 1	Erdgas	Strom	Strom	Strom	EE-Wasserstoff	-	[4]
Energieträger 2	-	-	-	-	-	-	
Energieträger 3	-	-	-	-	-	-	
Spezifischer Energiebedarf 1	0,97	0,72	0,54	0,49	0,75	MWh/t_{Dampf}	[6]
Spezifischer Energiebedarf 2	-	-	-	-	-	MWh/t_{Dampf}	
Spezifischer Energiebedarf 3	-	-	-	-	-	MWh/t_{Dampf}	
Minimaler spezifischer Energiebedarf	0,96	0,72	0,50	0,39	0,74	MWh/t_{Dampf}	[2], [7]
Prozessbedingte Emissionen	-	-	-	-	-	t_{CO2}/ t_{Dampf}	
Betriebs- und Wartungskosten	1,2	0,3	0,9	2,8	0,3	EUR/$t_{Kap.}$	[2], [5]
Abschreibungszeitraum	20	20	20	20	20	a	[2], [5]
Modernisierungszyklus	20	20	20	20	20	a	[5]
Repräsentative Kapazität	4.800.000	4.800.000	4.800.000	4.800.000	4.800.000	$t_{Jahresleistung\ Dampf}$	[8]
Auslastung[4)]	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	1	[1], [9]
Anteil Bestand 2020	99%	1 %	-	-	-	%	[10]
Verfügbar ab	2020	2020	2025	2030	2020	a	[2], [3], [5]
Verfügbar bis	2050	2050	2050	2050	2050	a	
Stromerzeugung	0,22	-	-	-	-	MWh-$_{Strom}$/t_{Dampf}	[11]

Anmerkungen:
Angaben beziehen sich auf die Dampfkapazität „$t_{Kap.}$" oder die Dampfmenge „t_{Campf}" (unter Berücksichtigung der Auslastung). Grundlage sind Daten einer umfangreichen Recherche zu Energiebedarf und Energieanlagen großer deutscher Chemieparks (Abschnitt 5.11.3.3). Der ermittelte Dampfbedarf eines mittleren Chemieparks als repräsentatives Abbild der Grundstoff- und Spezialchemie entspricht etwa 400 MW bei verschiedenen Druckstufen (43 % ND-Dampf, 43 % MD-Dampf, 14 % HD-Dampf). Jährliche Betriebsstunden: 8.760 h (Expert:inneninterview 2021b). Eine Umrechnung der Dampfleistung mithilfe der gemittelten Dampfenthalpiedifferenz für ND, MD und HD von 2,6 GJ/t_{Dampf} (Fleiter et al. 2013) ergibt eine Dampfmenge von etwa 550 t_{Dampf}/h. 1) Die Auslegung der KWK-Anlage (Anteil Dampfbedarf-Deckung durch KWK) erfolgt anhand des mittleren Strombedarfs des Chemieparks (2,3 TWh_{el}) bei einer angenommenen Stromeigenerzeugung von 30 % (Geres et al. 2019). Der restliche Dampfbedarf wird über Spitzenlastkessel gedeckt. 2) COP 2,4 für ND-Dampferzeugung (6 bar/160°C) bei 80°C Quellentemperatur und Investition 420 €/kW (Arpagaus 2019) 3) COP 1,6 für ND- u. MD-Dampferzeugung (25 bar/220°C) bei 80°C Quellentemperatur und Investition ca. 790 €/kW (Arpagaus 2019; Bühler et al. 2019) 4) 6750 Volllaststunden (75 %) (Expert:inneninterview 2021b)
Quellen:
[1] Expert:inneninterview 2021b [2] Eigene Berechnung/Angabe basierend auf Danish Energy Agency und Energinet 2020a, 2020b [3] Agora Energiewende und Wuppertal Institut 2019 [4] Verband der Chemischen Industrie e.V. 2020, siehe auch Abbildung 118 [5] Expert:inneninterview 2020m, 2020o, 2020r [6] Eigene Berechnung anhand Wirkungsgrad der Techniken (Tabelle 144 – Tabelle 150) und gemittelter Dampfenthalpiedifferenz für ND, MD und HD von 2,6 GJ/t_{Dampf} (Fleiter et al. 2013) [7] Eigene Berechnung basierend auf Arpagaus 2019 [8] Eigene Berechnung aus Dampfleistung von 400 MW und gemittelter Dampfenthalpiedifferenz für ND, MD und HD von 2,6 GJ/t_{Dampf} (Fleiter et al. 2013) [9] Eigene Berechnung basierend auf Prognos AG 2019 [10] Die an den Chemieparks betriebenen Industriekraftwerke sind überwiegend Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (siehe auch Abschnitt 5.11.2.3) [11] Eigene Berechnung für eine KWK-Anlage mit Wirkungsgrad von 0,9 und Stromkennzahl von 0,3 (Prognos AG 2019; Suhr et al. 2015)

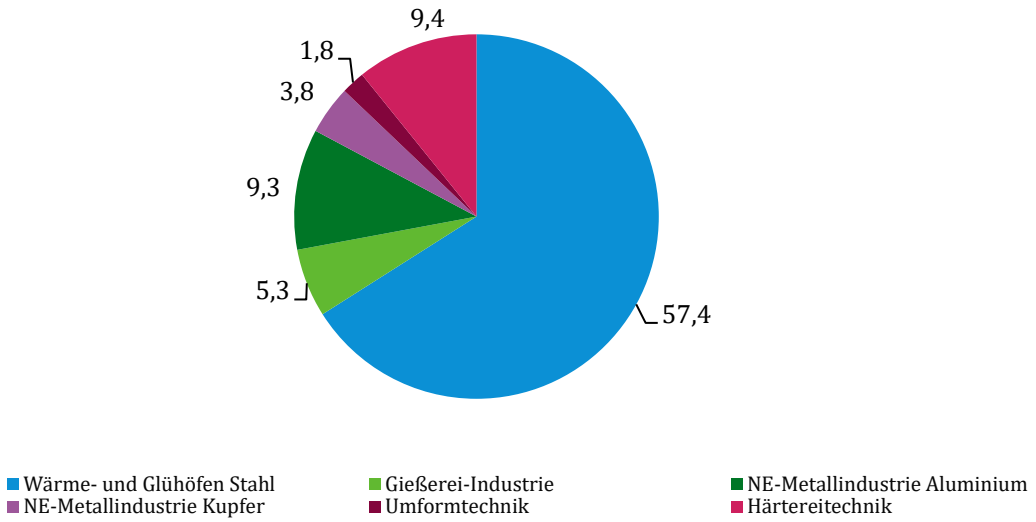
6 Synthese der Ergebnisse aus der Branchenanalyse - AP1

In diesem Abschnitt erfolgt eine zusammenfassende Darstellung zur Branchen- und Technologieanalyse der Metall- und Mineralindustrie sowie der Dampferzeuger in Bezug auf die technische Gesamtentwicklung, den notwendigen FuE-Bedarf, den zukünftigen Endenergiebedarf sowie die zukünftige Abwärmeentstehung.

6.1 Metallindustrie (metallbe- und verarbeitende Industrie)

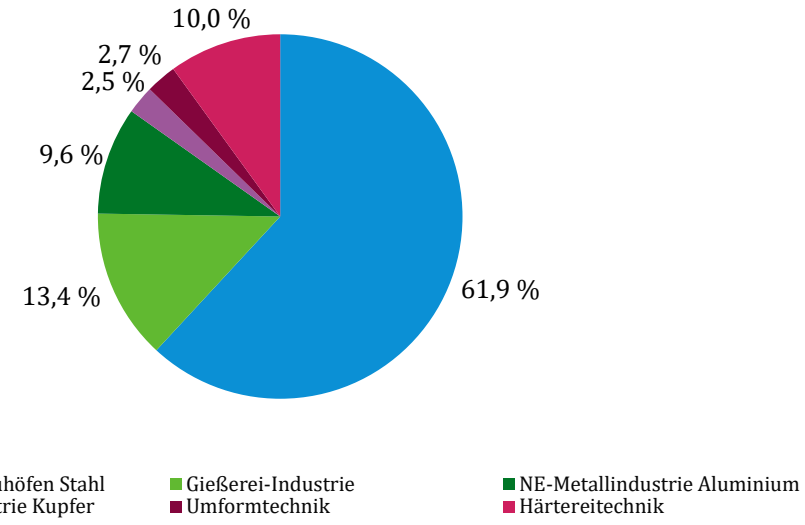
Die Metallindustrie ist durch die Produktion von Werkstoffen aus Stahl gekennzeichnet (Abbildung 127), mit entsprechend hohem Gesamtenergieverbrauch (Abbildung 128). Für die Beheizung der Anlagen werden überwiegend fossile Energieträger verwendet (Abbildung 129).

Abbildung 127: Metallindustrie – Jährlicher kumulierter Anlagendurchsatz in Mio. t/a



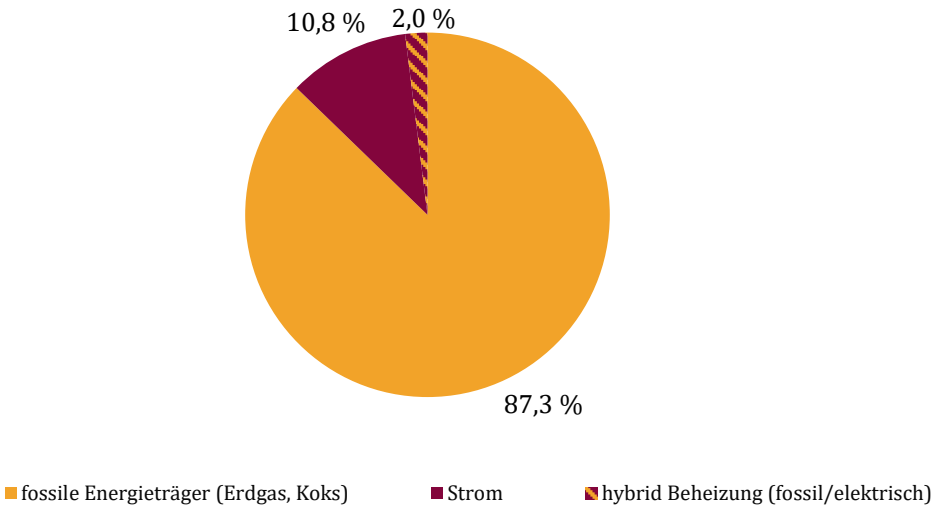
Anmerkungen: Der kumulierte Anlagendurchsatz entspricht der Summe des jährlichen Durchsatzes aller Anlagentypen entlang der betrachteten Prozessketten aus den Ergebnissen der Branchenanalysen. Einige Produkte durchlaufen mehrere Prozessschritte.

Abbildung 128: Metallindustrie – Verteilung jähr. Gesamtenergieverbrauch nach Branchen



Anmerkungen: Die Daten berechnen sich aus der Summe des mittleren Energieverbrauchs je Anlagentyp und dem jeweiligen Anlagendurchsatz aus den Ergebnissen der Branchenanalysen (Gesamtenergieverbrauch 33.501 GWh/a).

Abbildung 129: Metallindustrie – Verteilung jähr. Gesamtenergieverbrauch nach Energieträgern



Anmerkungen: Mittelwerte auf Basis der Branchenanalysen, Gesamtenergieverbrauch 33.501 GWh/a

Die Metallindustrie ist durch einen sehr heterogenen Anlagenpark gekennzeichnet. Insgesamt wurden ca. 54 Anlagentypen aus den unterschiedlichen Branchen identifiziert und in Bezug auf ihren jährlichen Gesamtenergieverbrauch eingeordnet. Dabei entfallen auf sechs Anlagentypen bereits ca. 70 % des Gesamtenergieverbrauchs innerhalb der Metallindustrie (Tabelle 159). Alle weiteren Anlagentypen haben einen Anteil von < 3,4 % am jährlichen Gesamtenergieverbrauch; dennoch sind auch diese Anlagen gleichermaßen vom Transformationsprozess betroffen.

Tabelle 159: Metallindustrie - Anteil am Gesamtenergieverbrauch nach Anlagentypen

Branche	Anlagentyp	Energieträger	Anteil am mittleren Gesamtenergieverbrauch
Wärme- und Glühöfen Stahl	Hubbalken-/Stoßofen (fossil)	fossil	33,2 %
Wärme- und Glühöfen Stahl	Haubenglühofen (fossil)	fossil	15,0 %
Wärme- und Glühöfen Stahl	Rollenherdofen (fossil)	fossil	8,3 %
Gießerei-Industrie	Heißwind-, Kaltwind-Kupolofen (fossil)	fossil	4,8 %
Gießerei-Industrie	Schachtofen, Tiegelofen, Drehtrommelofen (fossil)	fossil	4,2 %
Wärme- und Glühöfen Stahl	Durchlaufglühofen (fossil)	fossil	3,7 %
Rest	ca. 49 Anlagentypen	fossil/elektrisch	30,7 %

Anmerkungen: Daten auf Basis der Branchenanalysen

Aus der Vielzahl der Anlagentypen wurden im Rahmen der Studie insgesamt 22 unterschiedliche energieintensive Anwendungen der Metallindustrie (3 bis 4 Anwendungen je Branche) ausgewählt (Tabelle 160), anhand derer die technische Gesamtentwicklung, der notwendige FuE-Bedarf, der zukünftige Endenergiebedarf sowie die zukünftige Abwärmeentstehung der jeweiligen Branche analysiert wurden. Des Weiteren dienen diese Anwendungen als Basis der Technikbeispiele für die weiteren ökologischen und ökonomischen Betrachtungen. Dabei decken die Untersuchungen im Rahmen der Studie einen Großteil der branchenspezifischen Thermoprozessanlagen und Industrieöfen ab (je nach Branche < 75 % bezogen auf den Energiebedarf der Anlagentypen), jedoch erheben diese Analysen keinen Anspruch auf Vollständigkeit.

Tabelle 160: Metallindustrie - Anwendungen und Kurzbezeichnungen

Branche	Anwendung	Kürzel
Wärme- und Glühöfen Stahl-Walzwerke	kontinuierliches Erwärmen Flach-/Langstahl	STA_kE
Wärme- und Glühöfen Stahl-Walzwerke	kontinuierliche Wärmebehandlung Flachstahl	STA_kW
Wärme- und Glühöfen Stahl-Walzwerke	diskontinuierliche Wärmebehandlung Flachstahl	STA_dW
Gießerei-Industrie	kontinuierliches Schmelzen Gusseisen (hohe Kapazität)	GIE_kS3
Gießerei-Industrie	kontinuierliches Schmelzen Gusseisen (mittlere Kapazität)	GIE_kS2
Gießerei-Industrie	kontinuierliches Schmelzen Gusseisen (geringe Kapazität)	GIE_kS1
Gießerei-Industrie	kontinuierliches Schmelzen Aluminium Formguss	GIE_kS4
NE-Metallindustrie: Aluminium	diskonti. Schmelzen/Warmhalten Halbzeugguss Aluminium	ALU_dH
NE-Metallindustrie: Aluminium	kontinuierliches Homogenisieren/Erwärmen Alu-Band/Profile	ALU_kO
NE-Metallindustrie: Aluminium	diskonti. Homogenisieren/Erwärmen Alu-Band/Profile	ALU_dO
NE-Metallindustrie: Aluminium	kontinuierliche Wärmebehandlung Alu-Band	ALU_kW
NE-Metallindustrie: Kupfer	kontinuierliches Schmelzen Kupfer Gießwalzdraht	KUP_kS
NE-Metallindustrie: Kupfer	konti. Erwärmen Kupfer-Halbzeug für Warmumform. (geringe Kap.)	KUP_kE1
NE-Metallindustrie: Kupfer	konti. Erwärmen Kupfer-Halbzeug für Warmumformung (hohe Kapazität)	KUP_kE2
NE-Metallindustrie: Kupfer	diskontinuierliche Wärmebehandlung Kupfer-Halbzeug (geringe Kapazität)	KUP_dW1
NE-Metallindustrie: Kupfer	diskonti. Wärmebehandlung Kupfer-Halbzeug (hohe Kapazität)	KUP_dW2
Umformtechnik	kontinuierliche Erwärmung Schmiedebauteile	UMF_kE1
Umformtechnik	diskontinuierliche Erwärmung Schmiedebauteile	UMF_dE
Umformtechnik	kontinuierliche Erwärmung Stahlblechzuschnitte	UMF_kE2
Härtereitechnik	konti. Aufkohlen und Austenitisieren (Lohnhärtereien)	HAE_kA1
Härtereitechnik	konti. Aufkohlen und Austenitisieren (Betriebshärtereien)	HAE_kA2
Härtereitechnik	diskontinuierliches Aufkohlen und Austenitisieren	HAE_dA

Anmerkungen: -

6.1.1 Technische Gesamtentwicklung der betrachteten Anwendungen

Der Anlagenpark der Metallindustrie in Deutschland ist durch eine Vielzahl unterschiedlicher Anwendungen und Anlagentypen in den einzelnen Branchen gekennzeichnet (Tabelle 161). Dabei unterscheiden sich die Anlagentypen in ihre Produktionsmenge und damit der Anlagengröße maßgeblich. Ein Großteil der Anlagen ist mit einer fossilen Erdgasbeheizung ausgestattet. Daneben werden auch vollständig elektrifizierte Anlagentypen für einzelne Anwendungen eingesetzt. Insgesamt werden für die 22 Anwendungen der Metallindustrie 28 Techniken betrachtetet. Diese beinhalten 22 fossil beheizte Referenztechniken und sechs elektrisch beheizte Alternativtechniken, welche bereits im Anlagenpark in Deutschland eingesetzt werden.

Tabelle 161: Metallindustrie - Abschätzung Anlagenbestand je Anwendung im Anlagenpark

Anwendung	Anlagentypen	Technologie Referenztechnik und elektrische Alternative im Bestand	Anzahl Anlagen	Mittlere Produktions-menge je Anlage in Tsd. t/a	Mittlerer Energie-bedarf je Anlage in KWh/$t_{Pr.}$	Anteil im Bestand innerhalb Anwendung*
STA_kE	Hubbalkenofen, Stoßofen	Erdgasbeh.	27	1.260,0	390	100 %
STA_kW	Durchlaufglühöfen	Erdgasbeh.	14	503,5	280	100 %
STA_dW	Haubenglühöfen	Erdgasbeh.	1.696**	9,5	220	100 %
GIE_kS3	Heißwindkupolofen	Koksbeheizung	2	503,5	925	100 %
GIE_kS2	Heißwindkupolofen	Koksbeheizung	5	108,0	833	100 %
GIE_kS1	Kaltwind-, Heißwindkupolofen	Koksbeheizung	29	21,0	864	100 %
GIE_kS4	Schachtofen	Erdgasbeh.	36	19,5	740	100 %
ALU_dH	Kammerherdofen	Erdgasbeh.	59	45,0	813	80 %
ALU_dH	Kammerherdofen	Elektrifizierung	25	27,0	558	20 %
ALU_kO	Stoßofen, (Rollen-)durchlaufofen	Erdgasbeh.	70	16,0	200	100 %
ALU_dO	Tief-, Kammerofen, Bolzenerwärmung	Erdgasbeh.	103	18,0	180	100 %
ALU_kW	Schwebebandofen, Durchlaufofen	Erdgasbeh.	9	18,0	250	100 %
KUP_kS	Kathodenschachtofen	Erdgasbeh.	1	468,0	285	100 %
KUP_kE1	Hubherd-, Hubbalken-, Rollenherdofen	Erdgasbeh.	33	8,0	190	80 %
KUP_kE1	Hubherd-, Hubbalken-, Rollenherdofen	Elektrifizierung	8	8,0	152	20 %
KUP_kE2	Hubherd-, Hubbalken-, Rollenherdofen	Erdgasbeh.	1	490,0	225	100 %
KUP_dW1	Haubenofen	Erdgasbeh.	29	7,0	80	100 %
KUP_dW2	Haubenofen	Erdgasbeh.	7	40,0	220	100 %
UMF_kE1	Drehherdofen, Durchlaufofen	Erdgasbeh.	4	46,1	486	100 %
UMF_dE	Kammer-, Herdwagenschmiedeofen	Erdgasbeh.	26	11,7	694	100 %
UMF_kE2	Rollenherdofen	Erdgasbeh.	6	31,3	393	80 %
UMF_kE2	Rollenherdofen	Elektrifizierung	2	31,3	261	20 %
HAE_kA1	Durchstoß-, Band-, Rollenherdofen	Erdgasbeh.	74	6,5	413	90 %
HAE_kA1	Durchstoß-, Band-, Rollenherdofen	Elektrifizierung	32	1,7	400	10 %
HAE_kA2	Durchstoß-, Band-, Rollenherdofen	Erdgasbeh.	64	26,4	577	80 %
HAE_kA2	Durchstoß-, Band-, Rollenherdofen	Elektrifizierung	15	30,6	477	20 %
HAE_dA	Kammerofen	Erdgasbeh.	565	1,6	560	80 %
HAE_dA	Kammerofen	Elektrifizierung	141	1,7	500	20 %

Anmerkung: Die Abschätzung der Anlagenanzahl erfolgt auf Basis der Kennzahlen der Technikbeispiele.

* bezogen auf die Gesamtproduktionsmenge der jeweiligen Anwendung

** Eine Haubenglühofenanlagensystem besteht in der Regel aus einer Vielzahl (bis zu 60) einzelnen Haubenglühöfen.

6.1.2 FuE-Bedarf der betrachteten Anwendungen

Die Einordnung des notwendigen FuE-Bedarf erfolgt mittels des Technologiereifegrads (Technology Readiness Level – TRL) (siehe auch Tabelle 208 in Anhang A.16.5). Für einen Großteil der

Anwendungen stehen eine *vollständige Elektrifizierung* und eine *vollständige Beheizung mit Wasserstoff* im Fokus der Betrachtungen (Tabelle 162). Eine *anteilige Elektrifizierung (hybride Beheizung)* wurde nur für Anlagen betrachtet, für die eine vollständige Elektrifizierung in naher Zukunft als nicht realistisch eingeschätzt wird. Eine Beheizung mit *Biomasse* (hier Biokoks) wird für Anwendungen betrachtet, in denen aus prozesstechnischen Gründen kohlenstoffhaltige Energieträger als Feststoffe eingesetzt werden. In diesem Fall wird auch der Umstieg von feststoffbasierten auf *erdgasbasierte Energieträger* als Brückentechnologie zum Einsatz von Wasserstoff betrachtet, da dieser Umstieg in der Regel neuen Anlagenkonzepte benötigt.

Tabelle 162: Metallindustrie - TRL der Alternativtechnologien

Branche	Anwendung *Fokus der Betrachtungen lag auf der Analyse des technischen Potenzials einer vollständigen Elektrifizierung als PtH Alternative und dem Einsatz von Wasserstoff als PtG Alternative.*	Technologiereifegrad (TRL) der Alternativtechnologie					
		Elektrifizierung	Wasserstoffbeheizung	Biokoksbeheizung	Erdgas-/EE-Methan-beheizung	hybride Beheizung (Strom/Erdgas (EE-Methan))	hybride Beheizung (Strom/Wasserstoff)
STA	Kontinuierliches Erwärmen Flach-/Langstahl	< 2	< 4	n.v.	(9)	< 3*	< 3*
STA	Kontinuierliche Wärmebehandlung Flachstahl	< 4	< 4	n.v.	(9)	n.b.	n.b.
STA	Diskontinuierliche Wärmebehandlung Flachstahl	< 4	< 4	n.v.	(9)	n.b.	n.b.
GIE	Kontinuierliches Schmelzen Gusseisen (hohe Kapazität)	9	< 5	< 8**	< 7***	n.b.	n.b.
GIE	Kontinuierliches Schmelzen Gusseisen (mittlere Kapazität)	9	< 5	< 8**	< 7***	n.b.	n.b.
GIE	Kontinuierliches Schmelzen Gusseisen (geringe Kapazität)	9	< 5	< 8**	< 8***	n.b.	n.b.
GIE	Kontinuierliches Schmelzen Aluminium Formguss	9	< 5	n.v.	(9)	n.b.	n.b.
ALU	Diskonti. Schmelzen/Warmhalten Halbzeugguss Alu.	9	< 4	n.v.	(9)	n.b.	n.b.
ALU	Konti. Homogenisieren/Erwärmen Alu-Band/Profile	9	< 4	n.v.	(9)	n.b.	n.b.
ALU	Diskonti. Homogenisieren/Erwärmen Alu-Band/Profile	9	< 4	n.v.	(9)	n.b.	n.b.
ALU	Kontinuierliche Wärmebehandlung Alu-Band	9	< 4	n.v.	(9)	n.b.	n.b.
KUP	Kontinuierliches Schmelzen Kupfer Gießwalzdraht	9	< 5	n.v.	(9)	n.b.	n.b.
KUP	Konti. Erwärmen Kupfer-Halbzeug (geringe Kap.)	9	< 5	n.v.	(9)	n.b.	n.b.
KUP	Konti. Erwärmen Kupfer-Halbzeug (hohe Kap.)	9	< 5	n.v.	(9)	n.b.	n.b.
KUP	Diskonti. Wärmebeh. Kupfer-Halbzeug (geringe Kap.)	9	< 5	n.v.	(9)	n.b.	n.b.
KUP	Diskonti. Wärmebeh. Kupfer-Halbzeug (hohe Kap.)	9	< 5	n.v.	(9)	n.b.	n.b.
UMF	Kontinuierliche Erwärmung Schmiedebauteile	< 2	< 5	n.v.	(9)	9	< 5
UMF	Diskontinuierliche Erwärmung Schmiedebauteile	< 3	< 5	n.v.	(9)	n.b.	n.b.
UMF	Kontinuierliche Erwärmung Stahlblechzuschnitte	9	< 5	n.v.	(9)	n.b.	n.b.
HAE	Konti. Aufkohlen und Austenitisieren (Lohnhärtereien)	9	< 4	n.v.	(9)	n.b.	n.b.
HAE	Konti. Aufkohlen und Austenitisieren (Betriebshärtereien)	9	< 4	n.v.	(9)	n.b.	n.b.
HAE	Diskontinuierliches Aufkohlen und Austenitisieren	9	< 4	n.v.	(9)	n.b.	n.b.

Legende:
„n.v.“: Keine signifikanten F&E-Aktivitäten für diese Anwendung vorhanden.
„n.b.“: Anwendung wurde nicht betrachtet. Das TRL der Technologiekombination wird gleich oder geringer als das der Technologie mit jeweils geringeren TRL eingeschätzt.
Anmerkungen:
Für ein TRL < 2 ist eine absehbare Umsetzung mit den betrachteten Alternativtechnologien im Rahmen dieser Studie nicht realistisch. Diese Techniken werden in den folgenden ökonomischen Analysen nicht weiter betrachtet. Für ein TRL < 3 wird eine Verfügbarkeit der Technik ab dem Jahr 2040 angenommen. Für ein TRL < 9 und ≥ 3 wird eine Verfügbarkeit der Technik ab dem Jahr 2030 angenommen.
Die Beheizung mit EE-Methan ist für Anwendungen die bereits mit Erdgas beheizt werden grundsätzlich ohne größere Umstellung möglich. Aufgrund der energieintensiven Herstellung von EE-Methan steht diese Technologie jedoch nicht im Fokus dieser Studie.
* Hybride Beheizungstechnologien wie für die Anwendung der kontinuierlichen Erwärmung von Schmiedebauteilen sind als zukünftige Alternativtechnologien denkbar, jedoch sind die Kapazitäten dieser Anlagen um ein Vielfaches geringer (1/10) und damit nur bedingt direkt vergleichbar.
** Beim Einsatz von Biomasse ist vor allem die Qualität des Brennstoffes für die Prozessführung und die Produktqualität ausschlaggebend. Die Anforderungen an den Biomassebrennstoff sind anwendungs- und anlagenspezifisch. Hier ist eine individuelle Erprobung des Gesamtsystems (Anlage/Brennstoff/Produkt) notwendig.
*** Es wurde in der Vergangenheit eine Anlage in Deutschland mit geringer Kapazität betrieben. Für größere Anlagen ist das TRL niedriger einzuschätzen.

Insbesondere für die Herstellung von Gusseisen ist eine Beheizung mit Biokoks oder Erdgas/EE-Methan eine denkbare Alternative zum koksbeheizten Kupolofen. Für die kontinuierliche Erwärmung von Stahlbauteilen werden sowohl in der Branche der „Glüh- und Erwärmungsöfen Stahl“ als auch der „Umformtechnik“ hohe Energiedichten benötigt, welche bisher nur mit einer Gasbeheizung realisiert werden können. Hier wird das TRL mit < 2 angegeben und eine weitere ökonomische und ökologische Betrachtung entfällt, da eine technische Umsetzung für den betrachteten Zeithorizont als nicht realistisch angesehen wird. Es besteht jedoch die Möglichkeit einer anteiligen, hybriden Beheizung, welche für Anlagen insbesondere der zur Erwärmung von Schmiedebauteilen bereits am Markt angeboten werden.

Insgesamt ist der Technologiereifegrad der Elektrifizierung der betrachteten Anwendungen in der Metallindustrie hoch, wobei Restriktionen hinsichtlich der Einsatztemperatur und der Energiedichte für einzelne Anwendungen vorhanden sind und eine vollständige Elektrifizierung für diese Anwendungen ausscheidet. Der Einsatz von Wasserstoff ist für alle Anwendungen denkbar. Der Technologiereifegrad ist mit 4 bis 5 jedoch vergleichsweise niedrig. Zwar sind einzelne Komponenten wie die Brennertechnik teilweise erprobt, nicht jedoch das Gesamtsystem. Hier ist weitere Forschung und Entwicklung im Labor- bzw. Demonstrationsmaßstab zur Erprobung des Gesamtsystems notwendig.

In Bezug auf die zeitliche Verfügbarkeit der Alternativtechnologien wird davon ausgegangen, dass diese aus technischer Sicht mit einen TRL ≥ 3 spätestens ab dem Jahr 2030 und für ein TRL von 2 - 3 spätestens ab dem Jahr 2040 verfügbar sein werden. Für ein TRL < 2 kann im Rahmen der Studie keine fundierte Aussage getroffen werden. Dabei ist der zeitliche Fortschritt der Entwicklung insbesondere im (industriellen) Demonstrationsmaßstab auch von der zur Verfügung stehenden Energieinfrastruktur abhängig, sodass Transformations- und Innovationsprozesse aus technischer Sicht bedingt beschleunigt werden können. Dies gilt insbesondere für Anlagen mit geringer Kapazität.

6.1.3 Endenergiebedarf der betrachteten Anwendungen

Der Gesamtenergiebedarf der betrachteten Anwendungen im Anlagenpark im Bereich der Metallindustrie in Deutschland wird zu ca. 90 % durch Erdgas als Energieträger gedeckt (Tabelle 163). Darüber hinaus wird für das Schmelzen von Gusseisen überwiegend Koks eingesetzt. Strom macht einen Anteil von weniger als 3 % am Gesamtenergiebedarf in Deutschland aus. Dabei variiert der Gesamtenergiebedarf je nach Anwendung erheblich.

Ein Wechsel von einer fossilen Referenztechnologie auf eine vollständig elektrische Alternativtechnologie innerhalb der Anwendung geht im Optimalfall mit einer Reduzierung des Gesamtenergiebedarfs einher (Tabelle 164). Dies ist insbesondere auf den in vielen Anwendungen höheren elektrischen Wirkungsgrad der elektrischen Alternative zurückzuführen, aber auch auf die Tatsache, dass hier vielfach reale Betriebsdaten der Referenztechniken mit theoretischen Kennzahlen der Alternativtechniken verglichen wurden, welche üblicherweise für einen optimalen Betriebszustand angegeben werden. Diese Werte werden im Realbetrieb bspw. aufgrund einer geringeren Auslastung oder außerplanmäßigen Stillständen nicht erreicht. Zudem sind Umstellungseffekte zu berücksichtigen. So ist davon auszugehen, dass das energetische Potenzial einer neuen Technologie bei seiner Einführung noch nicht vollständig abgerufen werden kann.

Tabelle 163: Metallindustrie - Mittlerer Gesamtenergiebedarf der Anwendungen im Anlagenpark nach dem Stand der Technik

Branche	Anwendung	Gesamt-produktions-menge je Technik in Tsd. t/a	Gesamtenergiebedarf in GWh/a		
			Erdgas	Strom	Koks
STA	Kontinuierliches Erwärmen Flach-/Langstahl	33.516,0	13.071,2	0,0	0,0
STA	Kontinuierliche Wärmebehandlung Flachstahl	6.907,0	1.934,0	0,0	0,0
STA	Diskontinuierliche Wärmebehandlung Flachstahl	16.116,3	3.545,6	0,0	0,0
GIE	Kontinuierliches Schmelzen Gusseisen (hohe Kapazität)	1.000,0	0,0	0,0	925,0
GIE	Kontinuierliches Schmelzen Gusseisen (mittlere Kapazität)	500,0	0,0	0,0	416,5
GIE	Kontinuierliches Schmelzen Gusseisen (geringe Kapazität)	600,0	0,0	0,0	518,4
GIE	Kontinuierliches Schmelzen Aluminium Formguss	700,0	518,0	0,0	0,0
ALU	Diskonti. Schmelzen/Warmhalten Halbzeugguss Aluminium	3.318,9	2.158,6	370,4	0,0
ALU	Kontinuierliches Homogenisieren/Erwärmen Alu-Band/Profile	1.125,6	225,1	0,0	0,0
ALU	Diskonti. Homogenisieren/Erwärmen Alu-Band/Profile	1.861,9	335,2	0,0	0,0
ALU	Kontinuierliche Wärmebehandlung Alu-Band	170,5	42,6	0,0	0,0
KUP	Kontinuierliches Schmelzen Kupfer Gießwalzdraht	592,1	168,8	0,0	0,0
KUP	Konti. Erwärmen Kupfer-Halbzeug für Warmumform. (geringe Kap.)	333,2	50,6	10,1	0,0
KUP	Konti. Erwärmen Kupfer-Halbzeug für Warmumformung (hohe Kap.)	416,5	93,7	0,0	0,0
KUP	Diskonti. Wärmebehandlung Kupfer-Halbzeug (geringe Kapazität)	202,1	16,2	0,0	0,0
KUP	Diskonti. Wärmebehandlung Kupfer-Halbzeug (hohe Kapazität)	288,7	63,5	0,0	0,0
UMF	Kontinuierliche Erwärmung Schmiedebauteile	185,9	90,4	0,0	0,0
UMF	Diskontinuierliche Erwärmung Schmiedebauteile	305,9	212,3	0,0	0,0
UMF	Kontinuierliche Erwärmung Stahlblechzuschnitte	240,3	72,9	15,2	0,0
HAE	Konti. Aufkohlen und Austenitisieren (Lohnhärtereien)	534,4	197,5	22,5	0,0
HAE	Konti. Aufkohlen und Austenitisieren (Betriebshärtereien)	2.150,0	980,9	214,7	0,0
HAE	Diskontinuierliches Aufkohlen und Austenitisieren	1.161,0	514,1	121,5	0,0
		Summen:	**24.291,0**	**754,4**	**1.859,9**
		Anteil:	**90,3 %**	**2,8 %**	**6,9 %**

Anmerkungen: Mittelwerte auf Basis der Branchenanalysen

Die Umstellung auf eine vollständige Beheizung mit Wasserstoff führt anwendungsspezifisch in der Regel nur zu einer geringen Veränderung des Energiebedarfs. Hier wird davon ausgegangen, dass sich die Beheizung mit Wasserstoff in ihren wärmetechnischen Eigenschaften nur geringfügig von denen der konventionellen Erdgasbeheizung unterscheidet. Eine entsprechende Erprobung für die jeweilige Anwendung und weitere praktische Quantifizierung ist aufgrund des geringen TRL der Technologie jedoch zwingend notwendig. Für die Anwendungen des kontinuierlichen Schmelzens von Gusseisens orientieren sich die Werte an denen des mit Erdgas beheizten kokslosen Kupolofens, welcher eine mögliche Brückentechnologie darstellt.

Tabelle 164: Metallindustrie - Veränderung des Gesamtenergiebedarfs der Anwendungen im Anlagenpark durch Umstieg auf eine Alternativtechnologie

Branche	Anwendung *Es ist bei der Veränderung des Gesamtenergiebedarfs zu beachten, dass Betriebsdaten der Referenztechniken nach dem Stand der Technik mit theoretischen Anlagenkenndaten für die Alternativtechniken (für TRL < 9) verglichen werden. Im Betrieb sind auch für diese Techniken abweichende Betriebsdaten zu erwarten, welche den Gesamtenergiebedarf in der Anwendung erhöhen können.*	Mögliche Veränderung des Gesamtenergiebedarfs je Anwendung bei einer vollständigen Umstellung auf eine Alternativtechnologie im optimalen Betrieb					
		Elektrifizierung	Wasserstoffbeheizung	Biokoksbeheizung	Erdgas-/EE-Methanbeheizung	hybride Beheizung (Strom/Erdgas (EE-Methan))	hybride Beheizung (Strom/Wasserstoff)
STA	Kontinuierliches Erwärmen Flach-/Langstahl	n.v.	0 %	n.v.	n.v.	-5 %**	-5 %**
STA	Kontinuierliche Wärmebehandlung Flachstahl	-14 %	0 %	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.
STA	Diskontinuierliche Wärmebehandlung Flachstahl	-14 %	0 %	n.v.	n.v.	n.v.	n.v..
GIE	Kontinuierliches Schmelzen Gusseisen (hohe Kapazität)	-32 %	-11 %*	0 %	-11 %*	n.v.	n.v.
GIE	Kontinuierliches Schmelzen Gusseisen (mittl. Kapazität)	-24 %	-2 %*	0 %	-2 %*	n.v.	n.v.
GIE	Kontinuierliches Schmelzen Gusseisen (geringe Kapazität)	-28 %	-5 %*	0 %	-5 %*	n.v.	n.v.
GIE	Kontinuierliches Schmelzen Aluminium Formguss	-13 %	0 %	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.
ALU	Diskonti. Schmelzen/Warmhalten Halbzeugguss Alu.	-27 %	7 %	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.
ALU	Konti. Homogenisieren/Erwärmen Alu-Band/Profile	-15 %	0 %	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.
ALU	Diskonti. Homogenisieren/Erwärmen Alu-Band/Profile	-11 %	0 %	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.
ALU	Kontinuierliche Wärmebehandlung Alu-Band	-12 %	0 %	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.
KUP	Kontinuierliches Schmelzen Kupfer Gießwalzdraht	-7 %	0 %	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.
KUP	Konti. Erwärmen Kupfer-Halbzeug (geringe Kap.)	-16 %	4 %	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.
KUP	Konti. Erwärmen Kupfer-Halbzeug (hohe Kap.)	-8 %	2 %	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.
KUP	Diskonti. Wärmebeh. Kupfer-Halbzeug (geringe Kap.)	-10 %	0 %	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.
KUP	Diskonti. Wärmebeh. Kupfer-Halbzeug (hohe Kap.)	-10 %	0 %	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.
UMF	Kontinuierliche Erwärmung Schmiedebauteile	n.v.	0 %	n.v.	n.v.	-14 %**	-14 %**
UMF	Diskontinuierliche Erwärmung Schmiedebauteile	-14 %	0 %	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.
UMF	Kontinuierliche Erwärmung Stahlblechzuschnitte	-29 %	7 %***	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.
HAE	Konti. Aufkohlen und Austenitisieren (Lohnhärtereien)	-3 %	0 %	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.
HAE	Konti. Aufkohlen und Austenitisieren (Betriebshärtereien)	-14 %	4 %	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.
HAE	Diskontinuierliches Aufkohlen und Austenitisieren	-9 %	2 %	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.

* (davon 9 % elektrischer Energiebedarf)
** (davon 60 % elektrischer Energiebedarf
*** (davon 4 % elektrischer Energiebedarf

Eine Beheizung mit Biokoks wurde nur für den koksbeheizten Kupolofen betrachtet. Hier ist bei einer entsprechenden Qualität des Energieträgers mit einen vergleichbaren Gesamtenergiebedarf zu rechnen.

6.1.4 Abwärmeentstehung der betrachteten Anwendungen

Die betrachteten Anwendungen der Metallindustrie im Rahmen dieser Studie sind bezogen auf die Systemsgrenze (vgl. Abschnitt 4.6) durch ein charakteristisches Abwärmepotenzial gekennzeichnet. Der Großteil der Anlagen ist mit einer fossilen Brennstoffbeheizung ausgestattet, sodass das Abwärmemedium Verbrennungs- oder Gichtgas darstellt (Tabelle 165). Je nach Art der Wärmerückgewinnung (vgl. Branchenanalysen) beträgt die mittlere Temperatur des Abwärmemediums 100 bis 500°C. Der dargestellte Volumenstrom ist ein Mittelwert für die jeweilige Anwendung bezogen auf die Produktionsmenge. Bezogen auf den spezifischen Energieeinsatz ergeben sich Werte zwischen 1 und 2 m^3/kWh, was im Bereich üblicher Verbrennungsprozesse liegt. Bei den elektrischen Beheizungstechnologien entsteht kein Abgas, sodass dieser Abwärmestrom entfällt.

Neben der Abwärme, welche direkt durch die Beheizungstechnologie bedingt ist, entsteht in einigen Anwendungen Abwärme aus weiteren Medien wie Schutz-, Spülgas oder Endogas, welches den Ofenraum durchströmt sowie aus Kühlmitteln und Dampf (Tabelle 166). Das Abwärmepotenzial dieser Medien ist, bedingt durch seine niedrige Temperatur und/oder Menge deutlich geringer als das, welches direkt aus den Abgasen der Beheizungstechnologie entsteht.

Darüber hinaus besitzt das Produkt nach dem anwendungsspezifischen Prozessschritt (bspw. Schmelzen, Erwärmen, Aufkohlen/Austenitisieren, Brennen) sowie nach den darauffolgenden Prozessschritten (Gießen, Umformen, gezieltes Abkühlen) eine charakteristische Temperatur (Tabelle 167). Hier ist ein mögliches Abwärmepotenzial vorhanden, jedoch ist zu beachten, dass die Herstellung der im Rahmen dieser Studie betrachteten Produkte durch einen charakteristischen Temperaturverlauf innerhalb der Prozesskette bzw. den einzelnen Prozessschritten gekennzeichnet ist, der in der Regel sowohl aus spezifischen Aufheiz-, Halte-, als auch Abkühlphasen besteht. Die Prozessschritte der Weiteverarbeitung wurden im Rahmen dieser Studie nicht analysiert.

Das Abwärmepotenzial für die betrachteten Alternativtechnologien lässt sich aufgrund des vielfach geringen TRL dieser Technologien nur bedingt abschätzen. In der Regel entfällt bei den elektrischen Alternativen der Abwärmestrom aus der Verbrennung bzw. wird durch einen geringeren Spülgasstrom substituiert. Jedoch werden andere Kühlmittel eingesetzt und das Abwärmepotenzial wird insgesamt geringer eingeschätzt. Ein Brennstoffwechsel verändert zwar die Zusammensetzung und Menge des Abwärmstroms, aber der Einfluss auf das Abwärmepotenzial für die betrachteten Anwendungen wird als vergleichsweise gering eingeschätzt.

Eine Veränderung des Abwärmepotenzials brennstoffbeheizter Anlagen ist bei einer Effizienzsteigerung und dem Einsatz von Sauerstoff anstelle der Verbrennung mit Luft zu erwarten. Insbesondere bei der Verbrennung mit Oxyfuel (100 % Sauerstoff) verringert sich der aus der Verbrennung entstehende Abgasvolumenstrom deutlich, mit entsprechenden Auswirkungen auf das Abwärmepotenzial.

Tabelle 165: Metallindustrie – Kenndaten zum Abwärmepotenzial der Referenz- und Alternativtechniken im Anlagenpark aus Beheizungstechnologie

Anwendung	Technologie Referenztechnik und elektrische Alternative im Bestand	Mittlere Produktionsmenge je Anlage in Tsd. t/a	Mittlere Prozesstemperatur	Abwärmemedium	Mittlere Temperatur Abwärmemedium	Mittlerer Volumenstrom Abwärme in $m^3_{Abgas}/t_{Produkt}$ (STP*)
STA_kE	Erdgasbeheizung	1260,0	1150 - 1400°C	Verbrennungsabgas	400 - 450°C	≈ 450
STA_kW	Erdgasbeheizung	503,5	750 - 900°C	Verbrennungsabgas	400 - 450°C	≈ 300
STA_dW	Erdgasbeheizung	9,5	670 - 900°C	Verbrennungsabgas	200 - 250°C	≈ 250
GIE_kS3	Koksbeheizung	503,5	1500 - 2200°C	Verbrennungsabgas/Gichtgas	≈ 100°C	≈ 1650
GIE_kS2	Koksbeheizung	108,0	1500 - 2200°C	Verbrennungsabgas/Gichtgas	≈ 100°C	≈ 950
GIE_kS1	Koksbeheizung	21,0	1500 - 2200°C	Verbrennungsabgas/Gichtgas	≈ 100°C	≈ 1700
GIE_kS4	Erdgasbeheizung	19,5	780 - 850°C	Verbrennungsabgas	150 - 290°C	≈ 950
ALU_dH	Erdgasbeheizung	45,0	1000 - 1200°C	Verbrennungsabgas	≈ 300°C	≈ 1050
ALU_dH	Elektrifizierung	27,0	1000 - 1200°C	n.v.	-	-
ALU_kO	Erdgasbeheizung	16,0	550 - 1050°C	Verbrennungsabgas	≈ 200°C	≈ 350
ALU_dO	Erdgasbeheizung	18,0	550 - 1050°C	Verbrennungsabgas	≈ 200°C	≈ 300
ALU_kW	Erdgasbeheizung	18,0	350 - 450°C	Verbrennungsabgas	≈ 150°C	≈ 350
KUP_kS	Erdgasbeheizung	468,0	1085 - 1200°C	Verbrennungsabgas	120 - 160°C	≈ 400
KUP_kE1	Erdgasbeheizung	8,0	650 - 1100°C	Verbrennungsabgas	150 - 500°C	≈ 200
KUP_kE1	Elektrifizierung	8,0	650 - 1100°C	n.v.	-	-
KUP_kE2	Erdgasbeheizung	490,0	650 - 1100°C	Verbrennungsabgas	150 - 500°C	≈ 350
KUP_dW1	Erdgasbeheizung	7,0	300 - 1000°C	Verbrennungsabgas	250 - 400°C	≈ 150
KUP_dW2	Erdgasbeheizung	40,0	300 - 1000°C	Verbrennungsabgas	250 - 400°C	≈ 300
UMF_kE1	Erdgasbeheizung	46,1	1250 - 1300°C	Verbrennungsabgas	400 - 450°C	≈ 800
UMF_dE	Erdgasbeheizung	11,7	1250 - 1300°C	Verbrennungsabgas	400 - 450°C	≈ 850
UMF_kE2	Erdgasbeheizung	31,3	850 - 950°C	Verbrennungsabgas	200 - 400°C	≈ 450
UMF_kE2	Elektrifizierung	31,3	850 - 950°C	n.v.	-	-
HAE_kA1	Erdgasbeheizung	6,5	820 - 1050°C	Verbrennungsabgas	300 - 600°C	≈ 500
HAE_kA1	Elektrifizierung	1,7	820 - 1050°C	n.v.	-	-
HAE_kA2	Erdgasbeheizung	26,4	820 - 1050°C	Verbrennungsabgas	300 - 600°C	≈ 700
HAE_kA2	Elektrifizierung	30,6	820 - 1050°C	n.v.	-	-
HAE_dA	Erdgasbeheizung	1,6	820 - 980°C	Verbrennungsabgas	300 - 600°C	≈ 650
HAE_dA	Elektrifizierung	1,7	820 - 980°C	n.v.	-	-

* standard temperature and pressure

Tabelle 166: Metallindustrie – Kenndaten zum Abwärmepotenzial der Referenz- und Alternativtechniken im Anlagenpark aus weiteren Abwärmemedien

Anwendung	Technologie, Referenztechnik und elektrische Alternative im Bestand	Weitere Abwärmemedien (Prozess-/Spülgas) (STP*)	Weitere Abwärmemedien (Dampf und Kühlmittel)
STA_kE	Erdgasbeheizung	n.v.	Kühlwasser (T = 100°C)
STA_kW	Erdgasbeheizung	Schutzgas (95 % N_2, T ≈ $T_{Prozess}$)	keine Angabe
STA_dW	Erdgasbeheizung	Schutzgas (N_2/H_2, T ≈ $T_{Prozess}$)	keine Angabe
GIE_kS3	Koksbeheizung	n.v.	Kühlwasser, Thermalöl (T = 90 - 220°C)
GIE_kS2	Koksbeheizung	n.v.	Kühlwasser, Thermalöl (T = 90 - 220°C)
GIE_kS1	Koksbeheizung	n.v.	Kühlwasser, Thermalöl (T = 90 - 220°C)
GIE_kS4	Erdgasbeheizung	n.v.	keine Angabe
ALU_dH	Erdgasbeheizung	n.v.	keine Angabe
ALU_dH	Elektrifizierung	n.v.	keine Angabe
ALU_kO	Erdgasbeheizung	Schutzgas (optional, T ≈ $T_{Prozess}$)	keine Angabe
ALU_dO	Erdgasbeheizung	Schutzgas (optional, T ≈ $T_{Prozess}$)	keine Angabe
ALU_kW	Erdgasbeheizung	Schutzgas (optional, T ≈ $T_{Prozess}$)	keine Angabe
KUP_kS	Erdgasbeheizung	n.v.	keine Angabe
KUP_kE1	Erdgasbeheizung	n.v.	Dampf (T ≈ 150°C)
KUP_kE1	Elektrifizierung	n.v.	keine Angabe
KUP_kE2	Erdgasbeheizung	n.v.	Dampf (T ≈ 150°C)
KUP_dW1	Erdgasbeheizung	Schutzgas (N_2/H_2, T ≈ $T_{Prozess}$)	Kühlwasser (T ≈ 40°C)
KUP_dW2	Erdgasbeheizung	Schutzgas (N_2/H_2, T ≈ $T_{Prozess}$)	Kühlwasser (T ≈ 40°C)
UMF_kE1	Erdgasbeheizung	n.v.	keine Angabe
UMF_dE	Erdgasbeheizung	n.v.	keine Angabe
UMF_kE2	Erdgasbeheizung	Spülgas (N_2, T ≈ $T_{Prozess}$, ca. 40 $m^3/t_{Produkt}$)	keine Angabe
UMF_kE2	Elektrifizierung	Spülgas (N_2, T ≈ $T_{Prozess}$, ca. 40 $m^3/t_{Produkt}$)	keine Angabe
HAE_kA1	Erdgasbeheizung	Endogas (Abbrand $\dot{V}$, T prozessabhängig)	keine Angabe
HAE_kA1	Elektrifizierung	Endogas (Abbrand $\dot{V}$, T prozessabhängig)	keine Angabe
HAE_kA2	Erdgasbeheizung	Endogas (Abbrand $\dot{V}$, T prozessabhängig)	keine Angabe
HAE_kA2	Elektrifizierung	Endogas (Abbrand $\dot{V}$, T prozessabhängig)	keine Angabe
HAE_dA	Erdgasbeheizung	Endogas (Abbrand $\dot{V}$, T prozessabhängig)	keine Angabe
HAE_dA	Elektrifizierung	Endogas (Abbrand $\dot{V}$, T prozessabhängig)	keine Angabe

* standard temperature and pressure

Tabelle 167: Metallindustrie – Kenndaten zum Abwärmepotenzial der Referenz- und Alternativtechniken im Anlagenpark in nachfolgenden Prozessschritten

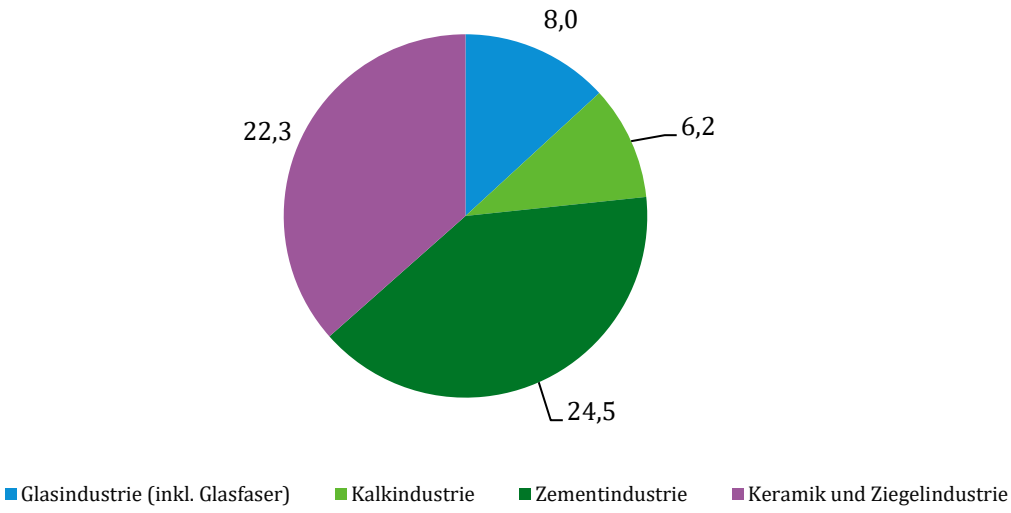
Anwendung	Anwendungsspezifischer Prozessschritt	Produkt-temperatur nach Anwendung	Prozessschritt nach Anwendung (Weiterverarbeitung)	Produkttemperatur nach Weiterver-arbeitung
STA_kE	Erwärmen	1150 - 1250°C	Warmumformen	250 - 500°C
STA_kW	Wärmebehandlung	670 - 750°C	Oberflächenveredelung	150 - 200°C
STA_dW	Wärmebehandlung	≈ 670°C	keiner (WB beinhaltet Abkühlung auf RT)	150 - 200°C
GIE_kS3	Schmelzen	1250 - 1550°C	Gießen	keine Angabe
GIE_kS2	Schmelzen	1250 - 1550°C	Gießen	keine Angabe
GIE_kS1	Schmelzen	1250 - 1550°C	Gießen	keine Angabe
GIE_kS4	Schmelzen	750 - 900°C	Gießen	keine Angabe
ALU_dH	Schmelzen/Warmhalten	750 - 900°C	Gießen	keine Angabe
ALU_kO	Homogenisieren/Erwärmen	500 - 600°C	Warmumformen	keine Angabe
ALU_dO	Homogenisieren/Erwärmen	500 - 600°C	Warmumformen	keine Angabe
ALU_kW	Wärmebehandlung	300 - 400°C	keiner (WB beinhaltet Abkühlung auf RT)	keine Angabe
KUP_kS	Schmelzen	1085 - 1200°C	Gießwalzen	keine Angabe
KUP_kE1	Erwärmen	650 - 1100°C	Warmumformen	keine Angabe
KUP_kE2	Erwärmen	650 - 1100°C	Warmumformen	keine Angabe
KUP_dW1	Wärmebehandlung	500 - 800°C	keiner (WB beinhaltet Abkühlung auf RT)	keine Angabe
KUP_dW2	Wärmebehandlung	500 - 800°C	keiner (WB beinhaltet Abkühlung auf RT)	keine Angabe
UMF_kE1	Erwärmen	1200 - 1350°C	Warmumformen	keine Angabe
UMF_dE	Erwärmen	1200 - 1350°C	Warmumformen	750 - 950°C
UMF_kE2	Erwärmen	900 - 950°C	Warmumformen	180 - 210°C
HAE_kA1	Aufkohlen/Austenitisieren	≈ 900°C	Härten (gezielte Abkühlung)	RT
HAE_kA2	Aufkohlen/Austenitisieren	≈ 900°C	Härten (gezielte Abkühlung)	RT
HAE_dA	Aufkohlen/Austenitisieren	≈ 900°C	Härten (gezielte Abkühlung)	RT

Abkürzungen: WB = Wärmebehandlung, RT = Raumtemperatur

6.2 Mineralindustrie

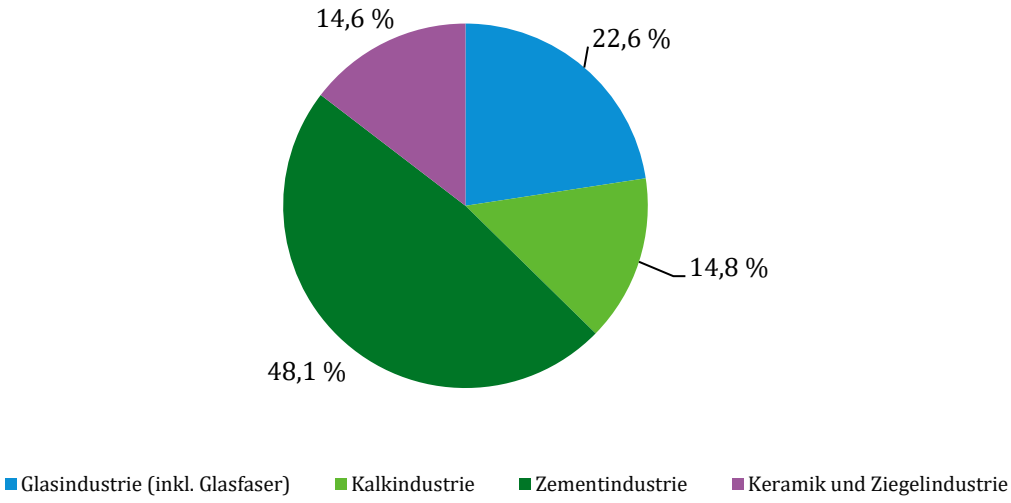
Die Mineralindustrie ist insbesondere durch die Produktion von Zement, Glas, Kalk und keramischen Erzeugnissen gekennzeichnet (Abbildung 130). Die Zementindustrie macht mit Abstand den größten Anteil am jährlichen Gesamtenergieverbrauch der Mineralindustrie aus (Abbildung 131), wobei keine der Branchen einen Anteil von weniger als 14 % aufweist. Der spezifische Energiebedarf bezogen auf den kumulierten Anlagendurchsatz unterscheidet sich deutlich, was insbesondere auf die unterschiedlichen Prozessparameter (u. a. deutliche Unterschiede in den Temperatur-, Zeitzyklen für bspw. Trocknungs- oder Brennprozesse) zurückzuführen ist. Für die Beheizung der Anlagen werden fast ausschließlich fossile Energieträger verwendet (Abbildung 132), wozu u. a. Erdgas, Koks, Braunkohlestaub oder Reststoffe wie Abfälle gehören.

Abbildung 130: Mineralindustrie – Jährlicher kumulierter Anlagendurchsatz in Mio. t/a



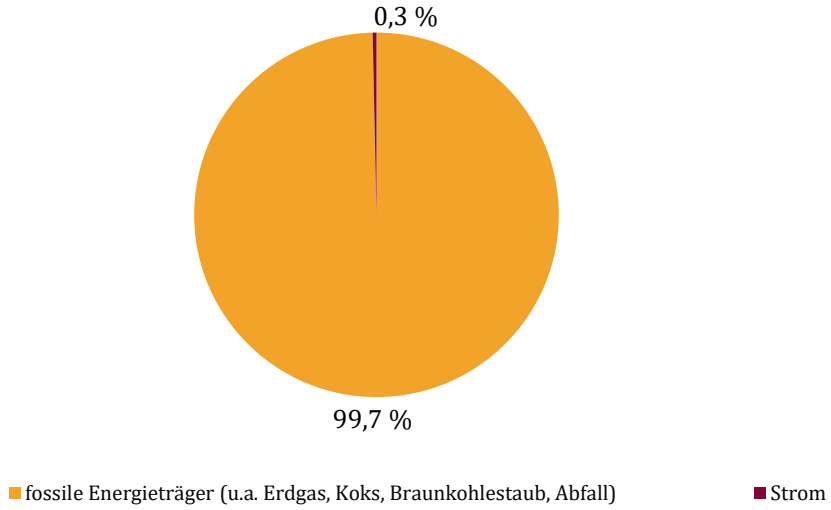
Anmerkungen: Der kumulierte Anlagendurchsatz entspricht der Summe des jährlichen Durchsatzes aller Anlagentypen entlang der betrachteten Prozessketten aus den Ergebnissen der Branchenanalysen. Einige Produkte durchlaufen mehrere Prozessschritte.

Abbildung 131: Mineralindustrie – Verteilung jährlicher Gesamtenergieverbrauch nach Branchen



Anmerkungen: Die Daten berechnen sich aus der Summe des mittleren Energieverbrauchs je Anlagentyp und dem jeweiligen Anlagendurchsatz aus den Ergebnissen der Branchenanalysen (Gesamtenergieverbrauch 51.748 GWh/a).

Abbildung 132: Mineralindustrie – Verteilung jährlicher Gesamtenergieverbrauch nach Energieträgern



Anmerkungen: Mittelwerte auf Basis der Branchenanalysen, Gesamtenergieverbrauch 51.748 GWh/a

Die Mineralindustrie ist durch weniger unterschiedliche Anlagentypen im Vergleich zur Metallindustrie gekennzeichnet. Insgesamt wurden ca. 18 Anlagentypen aus den unterschiedlichen Branchen identifiziert und in Bezug auf ihren jährlichen Gesamtenergieverbrauch eingeordnet. Dabei entfallen auf drei Anlagentypen bereits ca. 70 % des Gesamtenergieverbrauchs, wobei fast 50 % auf die Zementindustrie entfallen (Tabelle 168). Alle weiteren Anlagentypen haben einen Anteil von < 4,9 % am jährlichen Gesamtenergieverbrauch.

Tabelle 168: Mineralindustrie - Anteil am Gesamtenergieverbrauch nach Anlagentypen

Branche	Anlagentyp	Energieträger	Anteil am mittleren Gesamtenergieverbrauch
Zementindustrie	Drehrohrofensystem	fossil	48,1 %
Keramik und Ziegelindustrie	Tunnelofen (fossil)	fossil	12,3 %
Glasindustrie (inkl. Glasfaser)	Querbrennerwanne regenerativ (fossil)	fossil	9,9 %
Rest	ca. 15 Anlagentypen	fossil/elektrisch	29,8 %

Anmerkungen: Daten auf Basis der Branchenanalysen

In der Mineralindustrie wurden neun Anwendungen (ein bis drei Anwendungen je Branche) ausgewählt (Tabelle 169), anhand derer die technische Gesamtentwicklung, der notwendige FuE-Bedarf, der zukünftige Endenergiebedarf sowie die zukünftige Abwärmeentstehung der jeweiligen Branche analysiert wurden. Diese beinhalten insbesondere Schmelz- und Brennprozesse. Dabei decken die Untersuchungen im Rahmen der Studie auch in der Mineralindustrie mit 70 bis nahezu 100 % einen Großteil der branchenspezifischen Thermoprozessanlagen und Industrieöfen bezogen auf den Energiebedarf der Anlagentypen ab; jedoch erheben diese Analysen keinen Anspruch auf Vollständigkeit.

Tabelle 169: Mineralindustrie - Anwendungen und Kurzbezeichnungen

Branche	Anwendung	Kürzel
Glasindustrie inkl. Glasfaser	kontinuierliches Schmelzen Behälterglas	GLA_kS1
Glasindustrie inkl. Glasfaser	kontinuierliches Schmelzen Flachglas	GLA_kS2

Branche	Anwendung	Kürzel
Kalk	kontinuierliches Brennen Kalk mit niedriger Reaktivität	KAL_kB1
Kalk	kontinuierliches Brennen Kalk mit mittlerer/hoher Reaktivität	KAL_kB2
Kalk	kontinuierliches Brennen Kalk mit hohem Durchsatz	KAL_kB3
Zement	kontinuierliches Brennen Zementklinker	ZEM_kB
Keramik- und Ziegelindustrie	kontinuierliches Brennen Ziegel	KER_kB1
Keramik- und Ziegelindustrie	kontinuierliches Brennen Feuerfeststeine	KER_kB2
Keramik- und Ziegelindustrie	diskontinuierliches Brennen Feuerfeststeine	KER_dB

Anmerkungen: -

6.2.1 Technische Gesamtentwicklung der betrachteten Anwendungen

Der Anlagenpark der Mineralindustrie in Deutschland ist durch viele Großanlagen mit einer hohen Produktionsmenge gekennzeichnet, deren Anzahl (deutlich) weniger als 50 Anlagen im Bestand beträgt (Tabelle 170). Ein Ausnahme bilden die Tunnelöfen für das kontinuierliche Brennen von Ziegeln der Keramik- und Ziegelindustrie. Alle Anlagentypen werden überwiegend fossil beheizt, wobei Beheizungstechnologie und Energieträger, wie im vorherigen Abschnitt dargestellt, sehr unterschiedlich sind. Der Einsatz von elektrischer Energie wird nur in wenigen Anlagentypen, insbesondere der Glasindustrie als elektrische Zusatzheizung (EZH) praktiziert. Insgesamt werden für die neun Anwendungen und deren Referenztechniken, die im Anlagenpark in Deutschland eingesetzt werden, betrachtet.

Tabelle 170: Mineralindustrie - Abschätzung Anlagenbestand je Anwendung im Anlagenpark

Anwendung	Anlagentypen	Technologie Referenztechnik	Anzahl Anlagen	Mittlere Produktionsmenge je Anlage in Tsd. t/a	Mittlerer Energiebedarf je Anlage in KWh/$t_{Pr.}$	Anteil im Bestand innerhalb Anwendung*
GLA_kS1	U-Flammenwanne (reg.)	Erdgasbeheizung (inkl. EZH)	47	72	1260	100 %
GLA_kS2	Querbrennerwanne (reg.)	Erdgasbeheizung (inkl. EZH)	12	198	2140	100 %
KAL_kB1	Normalschachtofen	Koksbeheizung	43	34	1267	100 %
KAL_kB2	GGR-Ofen	Erdgasbeheizung	23	98	1085	100 %
KAL_kB3	Drehrohrofen	Brennstoffmixbeheizung	4	210	1575	100 %
ZEM_kB	Drehrohrofensystem	Brennstoffmixbeheizung	39	651	1110	100 %
KER_kB1	Tunnelofen	Erdgasbeheizung	369	25	525	100 %
KER_kB2	Tunnelofen	Erdgasbeheizung	24	25	1525	100 %
KER_dB	Herdwagenofen	Erdgasbeheizung	19	8	1600	100 %

Anmerkung: Die Abschätzung der Anlagenanzahl erfolgt auf Basis der Kennzahlen der Technikbeispiele.

* bezogen auf die Gesamtproduktionsmenge der jeweiligen Anwendung

EZH: Elektrische Zusatzheizung

reg.: regenerativ

6.2.2 FuE-Bedarf der betrachteten Anwendungen

Die Einordnung des notwendigen FuE-Bedarf erfolgt wie auch in der Metallindustrie anhand des Technologiereifegrads (Technology Readiness Level – TRL) (siehe auch Tabelle 208 in Anhang A.16.5). Für einen Großteil der Anwendungen stehen auch für die Mineralindustrie eine *vollständige Elektrifizierung* und eine *vollständige Beheizung mit Wasserstoff* im Fokus der Betrachtungen Tabelle 171. Eine *anteilige Elektrifizierung (hybride Beheizung)* wurde nur für Anlagentypen der Glas- und Zementindustrie betrachtet, da eine vollständige Elektrifizierung für diese Anwendungen als nur bedingt realistisch eingeschätzt wird. Eine Beheizung mit *Biomasse* wird für Anwendungen betrachtet, in denen gegenwärtig kohlenstoffhaltige Energieträger als Feststoffe eingesetzt werden. Für das kontinuierliche Brennen von Zementklinker im Drehrohrofensystem wird darüber hinaus ein schrittweiser Umstieg von einer fossilen Brennstoffmixbeheizung (Abfall erneuer- und nicht erneuerbar, Braunkohle) auf eine vollständig CO_2-neutrale hybride Beheizung (Biomasse, Wasserstoff, Strom) betrachtet. Für die Anwendung der Kalkindustrie im Drehrohrofen wird ergänzend exemplarisch der Umstieg von feststoffbasierten auf *erdgasbasierte Energieträger* als Alternative zum Einsatz von Wasserstoff als Brückentechnologie betrachtet, da hier andere Anforderungen an Produkt, Prozess and Anlagenkomponenten gestellt werden.

Tabelle 171: Mineralindustrie - TRL der Alternativtechnologien

Branche	Anwendung *Fokus der Betrachtungen lag auf der Analyse des technischen Potenzials einer vollständigen Elektrifizierung als PtH-Alternative und dem Einsatz von Wasserstoff als PtG-Alternative.*	Technologiereifegrad (TRL) der Alternativtechnologie							
		Elektrifizierung	Wasserstoffbeheizung	Biomassebeheizung	Erdgas-/EE-Methan-beheizung	hybride Beheizung (Strom/Erdgas (EE-Methan))	hybride Beheizung (Strom/Wasserstoff)	Hybride Beheizung (Brennstoffmix/Strom)	Hybride Beheizung (Biomasse/H_2/Strom)
GLA	Kontinuierliches Schmelzen Behälterglas	< 4/9*	< 4	n.v.	(9)	< 7	< 4	n.v.	n.v.
GLA	Kontinuierliches Schmelzen Flachglas	< 3	< 4	n.v.	(9)	< 4	< 4	n.v.	n.v.
KAL	Konti. Brennen Kalk mit niedriger Reak.	< 2	< 2	< 4**	n.v.	n.v.	n.b.	n.v.	n.b.
KAL	Konti. Brennen Kalk mit mit./hoher Reak.	< 3	< 4	n.v.	(9)	n.b.	n.b.	n.v.	n.v.
KAL	Konti. Brennen Kalk mit hoh. Durchsatz	< 3	< 4	< 6**	< 4	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.
ZEM	Kontinuierliches Brennen Zementklinker	< 3	< 4	n.b.	n.v.	n.v.	n.b.	< 5	< 4
KER	Kontinuierliches Brennen Ziegel	< 4	< 5	n.v.	(9)	n.b.	n.b.	n.v.	n.v.
KER	Konti. Brennen Feuerfeststeine	< 4	< 5	n.v.	(9)	n.b.	n.b.	n.v.	n.v.
KER	Diskonti. Brennen Feuerfeststeine	< 4	< 5	n.v.	(9)	n.b.	n.b.	n.v.	n.v.

Legende:

„n.v.“: Keine signifikanten F&E-Aktivitäten für diese Anwendung vorhanden.

„n.b.“: Anwendung wurde nicht betrachtet. Das TRL der Technologiekombination wird gleich oder geringer als das der Technologie mit jeweils geringeren TRL eingeschätzt.

Anmerkungen:

Für ein TRL < 2 ist eine absehbare Umsetzung mit den betrachteten Alternativtechnologien im Rahmen dieser Studie nicht realistisch. Diese Techniken werden in den folgenden ökonomischen Analysen nicht weiter betrachtet. Für ein TRL < 3 wird eine Verfügbarkeit der Technik ab dem Jahr 2040 angenommen. Für ein TRL < 9 und ≥ 3 wird eine Verfügbarkeit der Technik ab dem Jahr 2030 angenommen.

Die Beheizung mit EE-Methan ist für Anwendungen, die bereits mit Erdgas beheizt werden, grundsätzlich ohne größere Umstellung möglich. Aufgrund der energieintensiven Herstellung von EE-Methan steht diese Technologie jedoch nicht im Fokus dieser Studie.

* Für Anlagen mit einen Durchsatz < 100 t/d ist eine vollständige Elektrifizierung möglich. Für Anlagen mit einem höheren Durchsatz ist das nicht der Fall.
** Beim Einsatz von Biomasse ist vor allem die Qualität des Brennstoffes für die Prozessführung und die Produktqualität ausschlaggebend. Die Anforderungen an den Biomassebrennstoff sind anwendungs- und anlagenspezifisch. Hier ist eine individuelle Erprobung des Gesamtsystems (Anlage/Brennstoff/Produkt) notwendig.

Der Technologiereifegrad einer vollständigen Elektrifizierung ist für den überwiegenden Teil der betrachteten Anwendungen in der in der Mineralindustrie gering (TRL < 4) mit Ausnahme von Glasschmelzwannen für die Herstellung von Behälterglas mit einem Durchsatz < 100 t/d (TRL = 9). Dies ist insbesondere auf die hohen Prozesstemperaturen und die notwendige, hohe Energiedichte der Beheizung zurückführen. Hier fokussieren sich die Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten gegenwärtig auf einzelne Anlagenkomponenten, nicht aber das Gesamtsystem. Darüber hinaus ist insbesondere für Anlagen mit einer hohen Produktionskapazität die Funktionstüchtigkeit der Technologie noch nicht nachgewiesen (TRL < 3).

Der Einsatz von Wasserstoff ist für alle Anwendungen denkbar. Der Technologiereifegrad ist mit eine TRL von 2 bis 4 jedoch noch etwas geringer als in der Metallindustrie. Auch hier sind einzelne Komponenten wie die Brennertechnik teilweise erprobt, nicht jedoch das Gesamtsystem. Es ist weitere Forschung und Entwicklung im Labor- bzw. Demonstrationsmaßstab zur Erprobung des Gesamtsystems notwendig. Für die Herstellung von Branntkalk mit niedriger Reaktivität im Normalschachtofen muss darüber hinaus die Funktionstüchtigkeit der Technologie nachgewiesen werden.

In Bezug auf die zeitliche Verfügbarkeit der Alternativtechnologien wird wie auch in der Metallindustrie davon ausgegangen, dass diese aus technischer Sicht mit einen TRL ≥ 3 spätestens ab dem Jahr 2030 und für ein TRL von 2 bis 3 spätestens ab dem Jahr 2040 verfügbar sein werden. Für ein TRL < 2 kann im Rahmen der Studie keine fundierte Aussage getroffen werden. Dabei ist der zeitliche Fortschritt der Entwicklung in der Mineralindustrie insbesondere im (industriellen) Demonstrationsmaßstab nicht nur von der zur Verfügung stehenden Energieinfrastruktur abhängig, sondern auch von der (Weiter-) Entwicklung elektrischer Beheizungstechnologien in Bezug auf ihre maximale Einsatztemperatur und Energiedichte. Neben den in einigen Anwendungen bereits etablierten Technologien (u.a. Induktion, Widerstandsbeheizung, vgl. auch Abschnitt 4.2) besteht auch Bedarf der Erschließung neuer Anwendungsfelder für weniger etablierte Technologien wie der Plasmaerwärmung. Dies gilt insbesondere für eine vollständige Elektrifizierung von Anlagen mit einer hohen Produktionskapazität.

Darüber hinaus ist in der Mineralindustrie der Einsatz von Biomasse und hybriden Beheizungstechnologien eine Alternative zur konventionellen Beheizung. Das TRL ist dabei etwas höher und liegt zwischen 3 und 5. Hierbei ist für einen erfolgreichen industriellen Einsatz vor allem die Qualität und Verfügbarkeit der alternativen Brennstoffe maßgeblich. Zudem beschränkt sich die Elektrifizierung gezielt auf einzelne Anlagenkomponenten, wodurch sich die Forschung und Entwicklung bereits vermehrt auf Labor- und Demonstrationsanalagen fokussiert.

6.2.3 Endenergiebedarf der betrachteten Anwendungen

Anders als in der Metallindustrie wird der Energiebedarf im Anlagenpark in Deutschland im Bereich der Mineralindustrie für die betrachteten Anwendungen gegenwärtig durch eine Vielzahl unterschiedlicher, überwiegend fossiler Energieträger gedeckt (Tabelle 172). Dazu gehören insbesondere Erdgas, aber auch Feststoffe wie Braunkohle sowie erneuerbarer und nicht erneuerbarer Abfall. Letztere werden insbesondere in den Drehrohöfen der Kalk- bzw. Zementindustrie eingesetzt. Ein deutlich geringer Anteil wird durch Koks und Strom gedeckt.

Die Umstellung von einer fossilen Referenztechnologie auf eine vollständig elektrische Alternativtechnologie innerhalb der Anwendung geht im Optimalfall mit einer Reduzierung des Gesamtenergiebedarfs einher (Tabelle 173). Dies ist insbesondere in den Anwendungen der Glas- aber auch der Keramikindustrie der Fall. Für die Anwendungen der Kalkindustrie kann aufgrund der geringen TRL der Technologie keine fundierte Aussage getroffen werden, sodass sich der spezifische Energiebedarf an den verfügbaren Daten der Referenztechnik orientiert.

Für die Anwendung in der Zementindustrie steht für eine vollständige Elektrifizierung der Einsatz von Plasmabrennern im Fokus der Betrachtungen. Hier ist aufgrund einer aufwendigeren Kühlung mit einer Erhöhung der Wärmeverluste und damit des Energiebedarfs zu rechnen. Auch hier ist eine abschließenden Aussage aufgrund des geringen TRL der Technologien gegenwärtig nicht möglich.

Für eine vollständige Beheizung mit Wasserstoff sind aufgrund der geringen TRL in den Anwendungen nur bedingt belastbare Daten vorhanden. Es wird in der Regel davon ausgegangen, dass sich ein Brennstoffwechsel, insbesondere für einen Umstieg weg von gasförmigen Brennstoffen, nur geringfügig auf den Energiebedarf der Anlage auswirkt. Gleiches gilt für den vollständigen bzw. anteiligen Einsatz von Biomasse. Darüber hinaus sind auch in der Mineralindustrie die Anmerkungen in Bezug auf den Technikvergleich sowie Umstellungseffekte bei einem Technologiewechsel zu beachten, wie sie im Abschnitt zur Metallindustrie erläutert wurden.

Tabelle 172: Mineralindustrie - Mittlerer Gesamtenergiebedarf der Anwendungen im Anlagenpark nach dem Stand der Technik

Branche	Anwendung	Gesamtproduktionsmenge je Technik in Tsd. t/a	Gesamtenergiebedarf in GWh/a					
			Erdgas	Strom	Koks	Braunkohle	Abfall, erneuerbar	Abfall, nicht erneuerbar
GLA	Konti. Schmelzen Behälterglas	3.367,7	3.805,6	437,8	0,0	0,0	0,0	0,0
GLA	Konti. Schmelzen Flachglas	2.443,9	4.961,1	268,8	0,0	0,0	0,0	0,0
KAL	Konti. Brennen Kalk mit niedriger Reaktivität	1.476,2	0,0	25,1	1.845,2	0,0	0,0	0,0
KAL	Konti. Brennen Kalk mit mittlerer/hoher Reaktivität	2.283,8	2.397,9	79,9	0,0	0,0	0,0	0,0
KAL	Konti. Brennen Kalk mit hohem Durchsatz	857,5	0,0	12,9	0,0	1.003,3	0,0	334,4
ZEM	Konti. Brennen Zementklinker	25.309,8	0,0	0,0	0,0	9.136,8	6.631,2	12.325,9
KER	Kontinuierliches Brennen Ziegel	9.306,0	4.885,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
KER	Konti. Brennen Feuerfeststeine	600,0	915,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
KER	Diskonti. Brennen Feuerfeststeine	150,0	240,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Summen:		**17.205,2**	**824,5**	**1.845,2**	**10.140,1**	**6.631,2**	**12.660,3**
	Anteil:		**34,9 %**	**1,7 %**	**3,7 %**	**20,6 %**	**13,4 %**	**25,7 %**

Anmerkungen: Mittelwerte auf Basis der Branchenanalysen

Tabelle 173: Mineralindustrie - Veränderung des Gesamtenergiebedarfs der Anwendungen im Anlagenpark durch Umstieg auf eine Alternativtechnologie

Branche	Anwendung *Es ist bei der Veränderung des Gesamtenergiebedarfs zu beachten, dass Betriebsdaten der Referenztechniken nach dem Stand der Technik mit theoretischen Anlagenkenndaten für die Alternativtechniken (für TRL < 9) verglichen werden. Im Betrieb sind auch für diese Techniken abweichende Betriebsdaten zu erwarten, welche den Gesamtenergiebedarf in der Anwendung erhöhen können.*	Mögliche Veränderung des Gesamtenergiebedarfs je Anwendung bei einer vollständigen Umstellung auf eine Alternativtechnologie im optimalen Betrieb							
		Elektrifizierung	Wasserstoffbeheizung	Biomassebeheizung	Erdgas-/EE-Methan-beheizung	Hybride Beheizung (Strom/Erdgas (EE-Methan))	Hybride Beheizung (Strom/Wasserstoff)	Hybride Beheizung (Brennstoffmix/Strom)	Hybride Beheizung (Biomasse/H2/Strom)
GLA	Konti. Schmelzen Behälterglas	-40 %	0 % [a)]	n.v.	n.v.	-37 % [b)]	-37 % [b)]	n.v.	n.v.
GLA	Kontinuierliches Schmelzen Flachglas	-40 %	0 % [c)]	n.v.	n.v.	-36 % [b)]	-36 % [b)]	n.v.	n.v.
KAL	Konti. Brennen Kalk mit niedr. Reak.	0 %	0 %	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.
KAL	Konti. Brennen Kalk mit mi./ho. Reak.	0 %	0 %	n.v.	0 %	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.
KAL	Konti. Brennen Kalk mit ho. Durchsatz	0 %	0 %	0 %	0 %	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.
ZEM	Konti. Brennen Zementklinker	10 %	0 %	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	0 % [d)]	3 % [e)]
KER	Kontinuierliches Brennen Ziegel	-5 %	0 %	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.
KER	Konti. Brennen Feuerfeststeine	-5 %	0 %	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.
KER	Diskonti. Brennen Feuerfeststeine	-5 %	0 %	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.

a) davon 10 % elektrische Energie
b) davon 80 % elektrische Energie
c) davon 5 % elektrische Energie
d) davon 32 % Braunkohlestaub, 7 % Abfall erneuerbar, 60 % elektrische Energie
e) davon 68 % Biomasse, 19 % EE-Wasserstoff, 13 % elektrische Energie

6.2.4 Abwärmeentstehung der betrachteten Anwendungen

Die *Referenztechniken* der betrachteten Anwendungen der Mineralindustrie im Rahmen dieser Studie sind bezogen auf die Systemsgrenze (vgl. Abschnitt 4.6) ebenfalls durch eine charakteristisches Abwärmepotenzial gekennzeichnet. Die Anlagen werden mit Erdgas, Koks (Kohle) oder einen Brennstoffmix beheizt, sodass das überwiegende Abwärmemedium Verbrennungsabgas darstellt (Tabelle 174), welches neben den Bestandteilen aus der Verbrennung vielfach Prozessgas (vgl. Kalk-, Zementherstellung in Abschnitt 5.8 und 5.9) oder Kühlluft enthält. Je nach Art der Wärmerückgewinnung beträgt die mittlere Temperatur des Abwärmemediums 100 bis 800°C. Der dargestellte Volumenstrom ist ein Mittelwert für die jeweilige Anwendung bezogen auf die Produktionsmenge. Hinsichtlich des spezifischen Energieeinsatzes ergeben sich Werte zwischen 1,1 und 8 m^3/kWh. Werte deutlich größer als eins sind darauf zurückzuführen, dass das Abgas neben den Komponenten aus der Verbrennung eine große Menge Prozessgas und/oder Kühlluft enthält.

Abwärme aus Schutz- oder Spülgas sowie weiteren Kühlmitteln und Dampf konnte für die betrachteten Anwendungen nicht identifiziert werden (Tabelle 175). Vielfach wird das Brenngut jedoch gezielt abgekühlt. In der Kalkindustrie wird die Kühlluft in der Regel als vorgewärmte Verbrennungsluft für die Verbrennung verwendet (vgl. Abschnitt 5.8.3), sodass diese wie zuvor beschrieben dem Abgasstrom zugerechnet wird. In der Zement-, aber auch der Keramik- und

Ziegelindustrie wird die Abluft des Kühler vielfach für Prozesse wie Trocknungsprozesse (vgl. Abschnitt 5.9.2 und 5.10.2) genutzt.

Darüber hinaus besitzt das Produkt nach dem anwendungsspezifischen Prozessschritt (Schmelzen, Brennen) sowie nach den darauffolgenden Prozessschritten (Gießen, gezieltes Abkühlen) eine charakteristische Temperatur (Tabelle 176). Wie auch in der Metallindustrie ist hier ein mögliches Abwärmepotenzial vorhanden, jedoch beträgt die Materialtemperatur nach der Anwendung, mit Ausnahme der betrachteten Anwendung in der Glasindustrie, weniger als 160°C, sodass die Möglichkeiten zur Nutzung der Abwärme begrenzt sind.

Das Abwärmepotenzial für die betrachteten *Alternativtechniken* lässt sich aufgrund des vielfach sehr geringen TRL dieser Technologien nur bedingt abschätzen. Wie auch in der Metallindustrie entfällt bei den elektrischen Alternativen in der Regel der Abwärmestrom aus der Verbrennung bzw. wird durch einen geringeren Spülgasstrom substituiert. Jedoch werden andere Kühlmittel eingesetzt und das Abwärmepotenzial wird insgesamt geringer eingeschätzt. Ein Brennstoffwechsel verändert zwar Zusammensetzung und Menge des Abwärmstroms, aber der Einfluss auf das Abwärmepotenzial wird für die betrachteten Anwendungen als vergleichsweise gering eingeschätzt.

In der Kalk-, Zement- und Keramik- und Ziegelindustrie ist jedoch besonders zu beachten, dass Abwärmeströme vielfach im Verbund, z. B. für Trocknungsprozesse genutzt werden. So wird in der Zementindustrie die Abwärme des Abgases bspw. für die Trocknung des Rohmaterials im Verbund mit der Rohmühle verwendet (vgl. Abschnitt 5.9.2). Eine Umstellung der Beheizungstechnologie auf eine CO_2-neutrale Alternative mit einem verändertem Abwärmepotenzial hat damit auch zwangsweise eine Veränderung des Energiebedarfs der im Verbund betriebenen Prozesse zur Folge. Eine Veränderung des Abwärmepotenzials brennstoffbeheizter Anlagen ist darüber hinaus auch bei einer Effizienzsteigerung und dem Einsatz von Sauerstoff anstelle der Verbrennung mit Luft zu erwarten. Insbesondere bei der Verbrennung mit Oxyfuel (100 % Sauerstoff) verringert sich der aus der Verbrennung entstehende Abgasvolumenstrom deutlich, mit entsprechenden Auswirkungen auf das Abwärmepotenzial.

Tabelle 174: Mineralindustrie – Kenndaten zum Abwärmepotenzial der Referenz- und Alternativtechniken im Anlagenpark aus Beheizungstechnologie

Anwendung	Technologie Referenztechnik	Mittlere Produktionsmenge je Anlage in Tsd. t/a	Mittlere Prozesstemperatur	Abwärmemedium	Mittlere Temperatur Abwärmemedium	Mittlerer Volumenstrom Abwärme in $m^3_{Abgas}/t_{Produkt}$ (STP*)
GLA_kS1	Erdgasbeheizung	72	1400 - 1700°C	Abgas**	400 - 800°C	≈ 2000
GLA_kS2	Erdgasbeheizung	198	1400 - 1700°C	Abgas**	400 - 800°C	≈ 2400
KAL_kB1	Koksbeheizung	34	1300 - 1400°C	Abgas**	≈ 140°C	≈ 1450
KAL_kB2	Erdgasbeheizung	98	1000 - 1250°C	Abgas**	100 - 160°C	≈ 2550
KAL_kB3	Brennstoffmixbeheiz.	210	1200 - 1400°C	Abgas**	≈ 220°C	≈ 4000
ZEM_kB	Brennstoffmixbeheiz.	651	1450 - 1550°C	Abgas**	280 - 400°C****	≈ 2350
KER_kB1	Erdgasbeheizung	25	850 - 1250°C	Abgas***	100 - 200°C	≈ 3300
KER_kB2	Erdgasbeheizung	25	1200 - 1800°C	Abgas***	100 - 200°C	≈ 3500
KER_dB	Erdgasbeheizung	8	1200 - 1800°C	Abgas***	160 - 300°C	≈ 13000

* Standardtemperatur und -druck (en: standard temperature and pressure)

** Verbrennungsabgas inkl. Prozessabgas und Falschluft

*** Verbrennungsabgas inkl. Kühlluft (anteilig)

**** Temperatur vor Rohmühle

Tabelle 175: Mineralindustrie – Kenndaten zum Abwärmepotenzial der Referenz- und Alternativtechniken im Anlagenpark aus weiteren Abwärmemedien

Anwendung	Technologie Referenztechnik	Weitere Abwärmemedien (Prozess-/Spülgas)	Weitere Abwärmemedien (Dampf und Kühlmittel)
GLA_kS1	Erdgasbeheizung	n.v.	ggf. Kühlsystem zwischen Schmelzwanne und Arbeitswanne
GLA_kS2	Erdgasbeheizung	n.v.	ggf. Kühlsystem zwischen Schmelzwanne und Arbeitswanne
KAL_kB1	Koksbeheizung	n.v.	keine Angabe
KAL_kB2	Erdgasbeheizung	n.v.	keine Angabe
KAL_kB3	Brennstoffmixbeh.	n.v.	keine Angabe
ZEM_kB	Brennstoffmixbeh.	n.v.	Abluft Kühler (T ≈245°C)
KER_kB1	Erdgasbeheizung	n.v	Abluft Kühler (T = 200 - 500°C)
KER_kB2	Erdgasbeheizung	n.v	Abluft Kühler (T = 200 - 500°C)
KER_dB	Erdgasbeheizung	n.v	Abluft Kühler (T = 200 - 500°C)

Tabelle 176: Mineralindustrie – Kenndaten zum Abwärmepotenzial der Referenz- und Alternativtechniken im Anlagenpark in nachfolgenden Prozessschritten

Anwendung	Anwendungsspezifischer Prozessschritt	Produkt-temperatur nach Anwendung	Prozessschritt nach Anwendung (Weiterverarbeitung)	Produkttemperatur nach Weiterver-arbeitung
GLA_kS1	Schmelzen	1050 - 1200°C	Formgebung	500 - 500°C
GLA_kS2	Schmelzen	1050 - 1100°C	Formgebung	600 - 600°C
KAL_kB1	Brennen	≈ 100°C*	keiner/Zerkleinern	RT
KAL_kB2	Brennen	≈ 100°C*	keiner/Zerkleinern	RT
KAL_kB3	Brennen	≈ 100°C*	keiner/Zerkleinern	RT
ZEM_kB	Brennen	115 - 160°C*	keiner/Mischen/Mahlen	RT
KER_kB1	Brennen	20 - 40°C*	keiner	RT
KER_kB2	Brennen	20 - 40°C	keiner	RT
KER_dB	Brennen	20 - 40°C	keiner	RT

Abkürzungen: WB = Wärmebehandlung, RT = Raumtemperatur

* inkl. Kühlung

6.3 Dampferzeuger

Die Bereitstellung thermischer Energie in Form von Prozessdampf auf einem Temperaturniveau von unter 500°C spielt als Querschnittstechnologie in vielen industriellen Prozessen eine wichtige Rolle. Zumeist stammt diese Wärme aus etablierten Dampferzeugern wie Dampf- und Heißwasserkessel oder KWK-Anlagen, vereinzelt auch aus Elektrodenkesseln oder Wärmepumpen.

Etwa drei Viertel des Endenergieverbrauchs für Wärmeerzeugung im Bereich zwischen 100 und 500°C entfallen auf die Papier-, Nahrungsmittel- und Chemieindustrie (in Deutschland 2013, Kemmler et al. 2017), welche im Fokus der Studie liegen. Eine spezifische Betrachtung dieser drei Branchen hinsichtlich dampfnutzender Prozesse und benötigter Dampftemperaturen ergibt die Ausdifferenzierung von *drei Anwendungen* (Tabelle 177, siehe auch Abschnitt 5.11.7), anhand derer die technische Gesamtentwicklung, der notwendige FuE-Bedarf, der zukünftige Endenergiebedarf sowie die zukünftige Abwärmeentstehung der jeweiligen Branche analysiert wurden (Tabelle 179). Des Weiteren dienen die Anwendungen als Basis für die folgenden ökologischen und ökonomischen Betrachtungen.

Für Branchen mit einer heterogenen Produktpalette, wie die Nahrungsmittel- und Chemieindustrie, wurde eine geeignete beispielhafte Anwendung ausgewählt, die die Charakteristika der Dampfnutzung hinreichend beschreibt. Neben der Auswahl möglichst repräsentativer thermischer Prozesse, wird dabei gleichzeitig eine Abdeckung verschiedener relevanter Temperaturniveaus erreicht. Dies betrifft auch den Einsatz möglicher alternativer Techniken zur Dampferzeugung.

Tabelle 177: Dampferzeuger - Anwendungen und Kurzbezeichnungen

Branche	Anwendung	Kürzel
Nahrungsmittelindustrie	Milchpulverherstellung	NAH_kD
Papierindustrie	Papiertrocknung	PAP_kD
Chemieindustrie	Chemiepark-Dampfversorgung	CHE_kD

6.3.1 Technische Gesamtentwicklung der betrachteten Anwendungen

Unabhängig von der Branche basiert der aktuelle Stand der Technik (für alle betrachteten Anwendungen) – welcher als *Referenztechnik* zusammengefasst ist – nahezu vollständig auf der Verbrennung von Erdgas[52] (Tabelle 179), während der Einsatz von Heizöl und Kohle immer weiter rückläufig ist. Hersteller:innen von Kesselanlagen und Brennern rechnen mittelfristig zudem mit einemvermehrten Einsatz von Sonderbrennstoffen. KWK-Anlagen unterschiedlicher Technologien (GuD, Gasturbinen etc.) kommen bei Industrieprozessen mit gleichzeitigem Bedarf an Strom und Wärme zum Einsatz und stellen ein wichtiges Geschäftsmodell für die Betreiber:innen dar. Als Dampfkessel kommen meist geschlossene Großwasserraumkessel zum Einsatz. Wasserrohrkessel werden langfristig fast nur noch in Bestands-/Großanlagen oder Sonderanwendungen (Temperaturen > 300°C) zu finden sein (Gosse 2019). Wichtig sind die richtige Dimensionierung des Kessels und vor allem die Anpassung des Betriebsdrucks an die tatsächlichen betrieblichen Erfordernisse. Die erzeugten Drücke bzw. Temperaturen entsprechen häufig nicht dem jeweiligen Bedarf der angebundenen Verbraucher. Hierdurch ergeben sich entsprechende

[52] Eine Besonderheit der Papierherstellung ist die große Menge anfallender, meist biogener Produktionsabfälle, die für die Erzeugung von Strom und Prozessdampf eingesetzt werden können. Üblicherweise kommt nur ein Hauptenergieträger am Papierstandort zum Einsatz. Insbesondere bei der Herstellung von Papier aus Altpapier, welches mengenmäßig den wichtigsten Rohstoff der deutschen Papierindustrie darstellt, ist der Anteil an internen Abfällen im Vergleich zu Standorten mit Holz- und Zellstofferzeugung eher gering (Eigene Berechnungen basierend auf Verband Deutscher Papierfabriken e. V. (VDP) 2020b).

Verluste bei der Erzeugung bzw. Verteilung von Wärme. Gegebenenfalls sollte eine entsprechende Absenkung des Druckniveaus vorgenommen werden. Auch im Hinblick auf den Einsatz möglicher alternativer Techniken zur Dampferzeugung kann in einigen Fällen eine dezentrale Versorgung einzelner Anlagen auf hohem Druck- bzw. Temperaturniveau sinnvoll sein, um eine weitere Parameteroptimierung der zentralen Versorgungsanlage gewährleisten zu können (Meyer et al. 2014; Vogt et al. 2009).

Kesselanlagen sind bei guter Wartung mitunter sehr langlebig und können mehrere Jahrzehnte in Betrieb sein. Mindestens ein Drittel des Dampfkesselbestandes wurde vor 2010 installiert und entspricht damit laut Verbandangaben nicht dem heutigen Stand der Technik. Eine kurzfristig wirksame Maßnahme zur Senkung der CO_2-Emissionen bietet daher die energetische Modernisierung von Bestandsanlagen zur Effizienzsteigerung. Ist langfristig ein Betrieb mit Wasserstoff oder alternativen Brennstoffen denkbar, kann dies bereits heute konstruktiv berücksichtigt werden, da diese Kessel prinzipbedingt eine etwas andere Konstruktion benötigen.

Insgesamt werden für die drei Anwendungen drei Referenztechniken betrachtet. In der Anwendung Papiertrocknung wird zudem eine KWK-Anlage als fossile Alternativtechnik im heutigen Bestand betrachtet. Die Anwendungen unterscheiden sich hauptsächlich hinsichtlich ihrer jährlichen Dampfmenge (Tabelle 178).

Tabelle 178: Dampferzeuger - Referenztechniken und Bestandsverteilung im Anlagenpark

Anwendung	Referenztechnik im Bestand	Technologie	Anzahl Anlagen innerhalb Anwendung*	Mittlere Produktionsmenge je Anlage in Tsd. t_{Dampf}/a	Spezifischer Energiebedarf je Anlage in kWh/$t_{Dampf.}$	Anteil im Bestand innerhalb Anwendung**
NAH_kD	KWK-Anlage	Erdgasbeh.	10	150	990	99%
PAP_kD	Dampfkessel/KWK-Anlage***	Erdgasbeh.	je 46	je 340	720/960	je 49%
CHE_kD	KWK-Anlage mit Spitzenlast-Dampfkesseln	Erdgasbeh.	11	3.700	970	99%

* bezogen auf die ausgewählten Anwendungen nach Tabelle 177. In der Regel wurden einzelne Anlagen betrachtet; in einigen Fällen handelt es sich jedoch auch um Transformationen ganzer Anlagenparks. So repräsentiert beispielsweise die Anwendung zur Dampferzeugung in der Chemieindustrie den Dampfbedarf eines mittleren Chemieparks in Deutschland und nicht eines einzelnen Dampferzeugers.

** bezogen auf die Gesamtproduktionsmenge der jeweiligen Anwendung

*** Rein formal wird die KWK-Anlage im Rahmen von Abschnitt 7 als fossile Alternativtechnik definiert.

6.3.2 FuE-Bedarf der betrachteten Anwendungen

Die betrachteten **Alternativtechniken** für den langfristigen Umstieg auf CO_2-neutrale Dampferzeugung basieren technologisch auf der direkten Elektrifizierung oder der Wasserstoffverbrennung und können einzeln oder in Kombination angewendet werden. Im Vergleich zu reinen Heizanwendungen stellen insbesondere die teilweise hohen Drücke und Temperaturen sowie große Anschlussleistungen bis hin zu mehreren hundert Megawatt größere technische Herausforderungen dar.

Die Einordnung des notwendigen FuE-Bedarf erfolgt mittels des Technologiereifegrads (Technology Readiness Level – TRL) (siehe auch Tabelle 208 in Anhang A.16.5). So unterscheiden sich beispielsweise der technologische Reifegrad und die Leistungszahl der Wärmepumpe, je nachdem welche Dampftemperatur diese bereitstellen muss (Tabelle 179).

Elektrodenkessel, als kommerziell verfügbare strombasierte Technik (TRL 9), werden aufgrund ihres hohen Flexibilisierungspotenzials heute bereits als Nischenprodukt in Ergänzung zur konventionellen Dampferzeugung eingesetzt. Geforscht wird derzeit an Materialien für den Einsatz

bei hohen Drücken (> 300°C/90 bar). Anlagenseitig erfordert die Installation je nach Standortinfrastruktur eine Verstärkung der elektrischen Anschlüsse am Werktor (vgl. Abschnitt 5.11.5.1). *Hochtemperaturwärmepumpen* sind als strombasierte Technik zur Dampferzeugung noch sehr wenig verbreitet. Bereits auf dem Markt verfügbare Systeme mit Senkentemperaturen von bis zu 160°C decken derzeit nur den kleinen Leistungsbereich (< 1 MW) ab. In der Nahrungsmittel- und Papierindustrie mit Prozesswärmebedarf größtenteils unter 200°C und für die Niederdruckdampferzeugung in Chemieparks ist das Potenzial dieser Technik groß. Insbesondere die Weiterentwicklung der eingesetzten Kältemittel sowie die Entwicklung neuer Verdichter lassen kurz- bis mittelfristig einen weiteren Anstieg der erzielbaren Temperaturen und der Leistungsgrößen erwarten (Wolf 2016) (vgl. Abschnitt 5.11.5.2). Wasserstoffbefeuerte Industriekessel werden für den großtechnischen Einsatz kommerziell angeboten (TRL 9) und sind bereits vereinzelt in Industriezweigen mit internen Wasserstoffflüssen, wie der Chemieindustrie, im Einsatz. Durch eine vergleichsweise einfache Umrüstung bestehender Erdgaskessel ist ein zukünftiger Umstieg auf Wasserstoff möglich und erfordert lediglich eine Erneuerung des Brenners inklusive Gasversorgung und einen erhöhten Aufwand bei der Abgasnachbehandlung. Neben der Verfügbarkeitsproblematik gibt es für den Einsatz hybrider Lösungen in Kombination mit Erdgas Forschungsbedarf seitens der Brennertechnologie (vgl. Abschnitt 5.11.5.3).

Neben technischen Herausforderungen, insbesondere dem Weiterentwicklungsbedarf im Bereich der Hochtemperaturwärmepumpen, müssen für einen erfolgreichen industriellen Einsatz der alternativen Technologien vor allem wettbewerbsfähige ökologische, ökonomische und infrastrukturelle Rahmenbedingungen mit einer der Anlagenlaufzeit entsprechenden langfristigen Perspektive gesichert sein. Ob sich wasserstoff- oder strombasierte Systeme zur Dampferzeugung durchsetzen, hängt maßgeblich von der bereitgestellten Infrastruktur (ggf. mit Speichern), dem Ausbau der erneuerbaren Energien und der Wirtschaftlichkeit solcher Systeme ab. Hybridsysteme können eine vielversprechende Übergangslösung darstellen.

6.3.3 Endenergiebedarf der betrachteten Anwendungen

Eine Umstellung von einer fossilen Referenztechnologie auf eine vollständig elektrische Alternativtechnologie innerhalb der Anwendung geht im Optimalfall mit einer Reduzierung des Gesamtenergiebedarfs einher (Tabelle 179). Dies ist insbesondere auf den höheren elektrischen Wirkungsgrad der elektrischen Alternative zurückzuführen. Der Endenergiebedarf würde sich daher bei einer Umstellung auf Wärmepumpen signifikant verringern. Bei den anderen betrachteten Alternativtechnologien ist nur eine geringfügige Veränderung des Endenergiebedarfs zu erwarten.

6.3.4 Abwärmeentstehung der betrachteten Anwendungen

In der Regel fällt ein großer Teil der in einem Prozess eingesetzten Wärme in Form von Abwärme an, z. B. als Kühlflüssigkeit, Abwasser, warme Druckluft von Kompressoren oder feuchte Abluft. Aufgrund des relativ hohen Temperaturniveaus von 30 bis 80°C eignet sich die industrielle Abwärme für die Dampferzeugung mittels Hochtemperaturwärmepumpen (Arpagaus 2019). Bezüglich des Abwärmepotenzials ist anlagenseitig bei einem vermehrten Einsatz von strombasierten Verfahren zur Dampferzeugung aufgrund der fehlenden Verbrennungsabgase in der dampferzeugenden Einheit selbst von einem erheblichen Rückgang auszugehen.

Tabelle 179: Ergebnisse der Branchen- und Technologieanalyse Dampferzeuger

	Betrachtete Anwendungen		
	Milchpulverherstellung	**Papiertrocknung**	**Chemiepark-Dampfversorgung**
	Trocknung bis 240°C (~25 bar)	Trocknung bis 140-150°C (~3-6 bar)	Nieder-, Mittel- u. Hochdruck
Technisches Gesamtpotenzial	**Stand der Technik**		
	Erdgasbefeuerung >90 %	Erdgasbefeuerung ~60 %[1]	Erdgasbefeuerung ~90 %
	Alternativtechnologien		
	Elektrifizierung Wasserstoffbefeuerung	Elektrifizierung Wasserstoffbefeuerung	Elektrifizierung Wasserstoffbefeuerung
F&E-Bedarf	**Elektrifizierung:** - Elektrodenkessel (EK) TRL 9 (Systemnachweis bis Marktreife) - Hochtemperaturwärmepumpe (HTWP) bis 160°C TRL 7-8 (frühestens 2025 zur großtechn. Anwendung) - Hochtemperaturwärmepumpe (HTWP) bis 240°C TRL 5-6 (frühestens 2030 zur großtechn. Anwendung) **Wasserstoffbefeuerung:** - Wasserstoffkessel (H2) TRL 9 (Systemnachweis bis Marktreife)		
Endenergiebedarf[2]	**Gesamtdampfbedarf***		
	Ernährung und Tabak: ca. 32 TWh/a	Papiergewerbe: ca. 39 TWh/a	Grundstoffchemie: ca. 39 TWh/a
	Zukünftig		
	EK: -9 % HTWP: -43-54 % H2: -5 %	EK: -9 % HTWP: -53-60 % H2: -5 %	EK: -9 % HTWP: -44-63 % H2: -5 %
	Potenzial zur Flexibilisierung		
	gering (bei kontinuierlichem Dampfbedarf ohne Speicher) sehr hoch (in hybriden Systemen, die flexiblen Wechsel zwischen Energieträgern erlauben)	gering (bei kontinuierlichem Dampfbedarf ohne Speicher) sehr hoch (in hybriden Systemen, die flexiblen Wechsel zwischen Energieträgern erlauben	gering (bei kontinuierlichem Dampfbedarf ohne Speicher) sehr hoch (in hybriden Systemen, die flexiblen Wechsel zwischen Energieträgern erlauben
Abwärmeentstehung	**Elektrifizierung:** nicht vorhanden **Wasserstoffbefeuerung:** unverändert		

Anmerkungen:
[1] Energieeinsatz in der Papierindustrie (ohne Holz- und Zellstoffherstellung) mit 61 % Erdgas, 29 % Alternative Brennstoffe (exkl. Ablauge und Rinde) und Fremdwärme und 10 % Kohle/Heizöl (eigene Berechnung basierend auf Verband Deutscher Papierfabriken e. V. (VDP) 2020b), vgl. Abbildung 117
[2] Zukünftiger Endenergiebedarf für vollständige Elektrifizierung/Umstellung auf H_2; berechnet anhand der Wirkungsgrade der jeweiligen Techniken (Kapitel 5.11.8.1). Zu beachten: Bei der Anwendung der Milchpulverherstellung bezieht sich die Angabe für die HTWP spezifisch auf einen den Milchpulvertrocknungsprozess mit Dampftemperatur von 220°C. Daher nur begrenzte Übertragbarkeit auf gesamte Branche.
*geschätzter Dampf- und Heißwasserbedarf (bis 500°C) der jeweiligen Branche für das Jahr 2018 (Berechnungen Fraunhofer ISI auf Basis FORECAST, https://www.forecast-model.eu/forecast-en/content/methodology.php)

7 Ergebnisse der wirtschaftlichen Betrachtung - AP2

7.1 Zentrale Fragestellungen

Die in diesem Abschnitt dargestellten Ergebnisse repräsentieren daher als robust erkannte, grundsätzliche Entwicklungen und Zusammenhänge anhand ausgewählter Szenarien und Anwendungen. Diese sollen die folgenden, zentralen wirtschaftlichen Fragestellungen beantworten:

1. Wie unterscheiden sich die Kostenstrukturen der konventionellen und alternativen CO_2-neutralen Techniken?
2. Unter welchen Bedingungen erscheinen alternative CO_2-neutrale Techniken wirtschaftlich attraktiv?
3. Wie wirken die unterschiedlichen Instrumentenhebel auf die Wirtschaftlichkeit und Marktdiffusion alternativer Techniken?
4. Wann müssen Alternativtechniken wirtschaftlich attraktiv werden, um im Modellierungszeitraum bis 2050 zur Dekarbonisierung der Prozesswärmeerzeugung zu sorgen?

Diese Fragen werden je Branche (und, wo sich substantielle Unterschiede ergeben, je Anwendung) beantwortet. Damit ergibt sich über die Anwendungen hinweg ein Überblick. Detailanalysen der einzelnen Anwendungen werden in Kapitel 7 nicht durchgeführt.

Um mit Blick auf klima- und energiepolitische Weichenstellungen die unterschiedlichen politischen Aufgabenbereiche differenziert erfassen zu können, definiert die Analyse neben der Referenz vier Reformschritte, die unterschiedliche Reichweiten und Eingriffstiefen im staatlichen Handeln implizieren; sie sind im Überblick in Tabelle 180 dargestellt und werden in den folgenden Abschnitten detailliert definiert und erläutert.

Tabelle 180: Reformschritte im Überblick

Parameterset	Narrativ
Referenz	Aktuelle klima- und energiepolitische Rahmenbedingungen
Schritt 1	**Höhere CO2-Preise, sonst wie Referenz**
Schritt 2	Energie- und Strompreisreform, sonst wie Schritt 1
Schritt 3	Strukturelle Änderung der Investitionskalküle, sonst wie Schritt 2
Schritt 4	Hartes phase out fossiler Techniken, z. B. ordnungsrechtlich, sonst wie Schritt 3

7.1.1 Vorgehen bei der Ergebniserstellung

Die Ergebnisse der wirtschaftlichen Betrachtung sind in diesem Kapitel zusammengefasst. Es werden ausgewählte Beispielanwendungen in vordefinierten Schritten der Modellierung vorgestellt. Diese bewegen sich vom Referenzzustand über die Veränderung von verschiedenen Rahmendaten und Modellhebeln zu einer weitgehend dekarbonisierten Prozesswärmebereitstellung im Jahr 2045.

Diese Analyse von Beispielanwendungen wird ergänzt um eine übergreifende Auswertung aller untersuchten Anwendungen und einer breiteren Variation der Modellparameter. Zusätzlich zum Bericht wird das genutzte Berechnungstool verfügbar gemacht

Im Folgenden werden zunächst die allen Ergebnissen zugrundeliegenden und für die definierten Schritte maßgeblichen Modellhebel und Rahmendaten vorgestellt. Es folgt die Analyse der ausgewählten Anwendungsbeispiele und abschließend eine branchenübergreifende Betrachtung.

7.1.2 Übersicht der ausgewählten Beispielanwendungen

Als Beispielanwendungen für die Ergebnisdarstellungen wurden Anwendungen aus den drei Branchenbereichen (Metalle, Mineralien, Dampf) gewählt. Dadurch werden ein Großteil der untersuchten Technologien und Techniken sowie anwendungsspezifische Besonderheiten (KWK in Dampf, prozessbedingte Emissionen) abgedeckt. Mit der Erwärmung von Flach- und Langstahl und dem Schmelzen und Warmhalten von Gusseisen und Aluminium sind verschiedene Anwendungen der Metallverarbeitung mit deutlich variierenden Anforderungen berücksichtigt. Das kontinuierliche Brennen von Ziegeln vertritt die Mineralien und die Papiertrockung den Dampfbereich.

Keine dieser Anwendungen kann allein als Repräsentantin der jeweiligen Branche gelten, ermöglicht darüber hinaus aber die Darstellung von typischen Herausforderungen – wie sie auch aber nicht immer branchenspezifisch auftreten (siehe übergreifende Auswertung in 7.4)

7.1.3 Ansätze zur Beantwortung der zentralen Fragestellungen

Das entwickelte Berechnungstool wurde gezielt für die Beantwortung der Fragestellungen entwickelt. Daher unterteilt es sich (vgl. 3.5) in die Berechnung der Wärmegestehungskosten (Modellteil 1) als Indikator der wirtschaftlichen Attraktivität und das Diffusionsmodell (Modellteil 2) als Indikator der tatsächlichen Nutzung und damit der Wirkung auf die THG-Emissionen der Prozesswärmeerzeugung. Die Modellteile nutzen für diese Funktionen entwickelte Wirkmechanismen mit denen die Fragestellungen adressiert werden (Tabelle 181).

Dazu gehört im Modellteil 1 die Aufteilung der Wärmegestehungskosten in Kostenkomponenten als grundlegende Herangehensweise (adressiert Frage 1). Durch die Möglichkeit, sowohl exogen definierte Zeitreihen für Rahmendaten (z. B. Strompreisannahmen) als auch modell-endogen erzeugte Preisvarianten zu untersuchen, können schwerpunktmäßig die für die Attraktivität der Techniken wichtigen Bedingungen ermittelt werden. Dies baut zum Teil auf die Erkenntnisse aus der Beantwortung der ersten Frage auf (z. B. Bedeutung von Energiekosten gegenüber Investitionen[53]). Im zweiten Modellteil ermöglicht grundlegend die jährliche Berechnung der neu installierten und ersetzten Anlagen (Bestandsmodellierung) die Beantwortung der dritten Fragestellung.

Zusammen berücksichtigen die beiden Modellteile eine ganze Reihe von Wirkmechanismen. Neben techno-ökonomischen Aspekten (z. B. Altersverteilung und Ausfallrate bestehender Anlagen) werden Verhaltensweisen von Investoren (Erwartungen zur Preisentwicklung) sowie besonders relevante Marktinteraktionen (u.a. CO_2-Preisüberwälzung auf dem Strommarkt) erfasst. Auch wesentliche politische und regulative Rahmensetzungen können durch die Wirkmechanismen abgebildet werden. Kapitel 7.2.3 untersucht mit verschiedenen Modellläufen diese Möglichkeiten.

Aus den mit den zentralen Wirkmechanismen durchgeführten Analysen entstehen Ergebnisdaten, die die o.g. Fragestellungen beantworten können. Von besonderem Interesse bei den Ergebnisgrößen sind:

1. Anteile der Kostenkomponenten je Technik

[53] Mit "Investitionen" ist der Aufwand für die Errichtung einer Anlage beschrieben. Oft wird dies auch "Investitionskosten" genannt. Gemeint ist das Gleiche.

2. Wärmegestehungskosten unter definierten Bedingungen nach Technik im Zeitverlauf
3. Anteil der Techniken im Anlagenbestand im Zeitverlauf

Auf weitere Detailanalysen (z. B. Veränderung von Kostenkomponenten im Zeitverlauf, Einfluss von Zinssätzen und technologischem Fortschritt, Besonderheiten einzelner Anwendungen) wird nur bei Bedarf und exemplarisch eingegangen.

Tabelle 181: Wirkmechanismen der Modellteile und adressierte Fragestellungen

Modellteil	Wirkmechanismus	Frage-stellung
Wärmegestehungskosten (Modellteil 1)	**Kostenkomponenten (Energie, Betrieb und Wartung, Investition, CO_2, KWK-Einnahmen)**	1
	Zeitreihen für Rahmendaten (Energieträgerpreise, CO2-Preise, Emissionsfaktoren)	alle
	Kompensation von Strompreiskomponenten	1, 2
	Effektive CO_2-Preisüberwälzung Strom	1, 2
	CO_2-Preisvariation	2
	Preisvoraussicht (Energie, CO2)	2
Diffusion (Modellteil 2)	**Jährliche Bestandsmodellierung nach Technik**	3
	Marktanteile nach Attraktivität	2, 3
	Altersverteilung im Startjahr	3
	Ausfallrate	3
	Markthomogenität	3

Aus diesem Vorgehen ergeben sich Beschränkungen der Interpretationsmöglichkeiten. Ganz grundsätzlich nimmt die wirtschaftliche Analyse eine übergreifendere Perspektive als die technische Datenerhebung in AP1 ein. Obschon mit den Anwendungen noch sehr spezifische Fälle definiert wurden, sind die verwendeten Rahmendaten (insbesondere Energieträgerpreise) nur begrenzt (z. B. durch Verbrauchsbänder und Entlastungstatbestände) an die Anwendungen angepasst. Eine Detailanalyse muss damit beginnen, diese weiter auszudifferenzieren und beispielsweise einen für die jeweilige Anwendung repräsentativen Strompreis zu ermitteln. Auch die Kostenannahmen der CO_2-neutralen Techniken basieren in weiten Teilen auf Literaturangaben und Expertenschätzungen (siehe AP1) – Erkenntnisse aus der tatsächlichen Umsetzung entsprechender Projekte kann diese verändern. Weiters stellen die Szenariodefinitionen, vorrangig die Entwicklungen der Energieträger- und CO_2-Preise, maßgebliche, exogen festgesetzte, Annahmen dar. Da diese jeweils lediglich eine der möglichen Zukünfte beschreiben, sind die errechneten Datenpunkte als "Wenn-Dann"-Beziehung zu verstehen, nicht etwa als Prognose.

Auch standortbezogene Faktoren (Anschluss an Netze, Logistik vor Ort, Umbaukosten im Umfeld) sind nicht berücksichtigt, können aber relevante Hemmnisse für die Transformation der Prozesswärmeerzeugung darstellen.

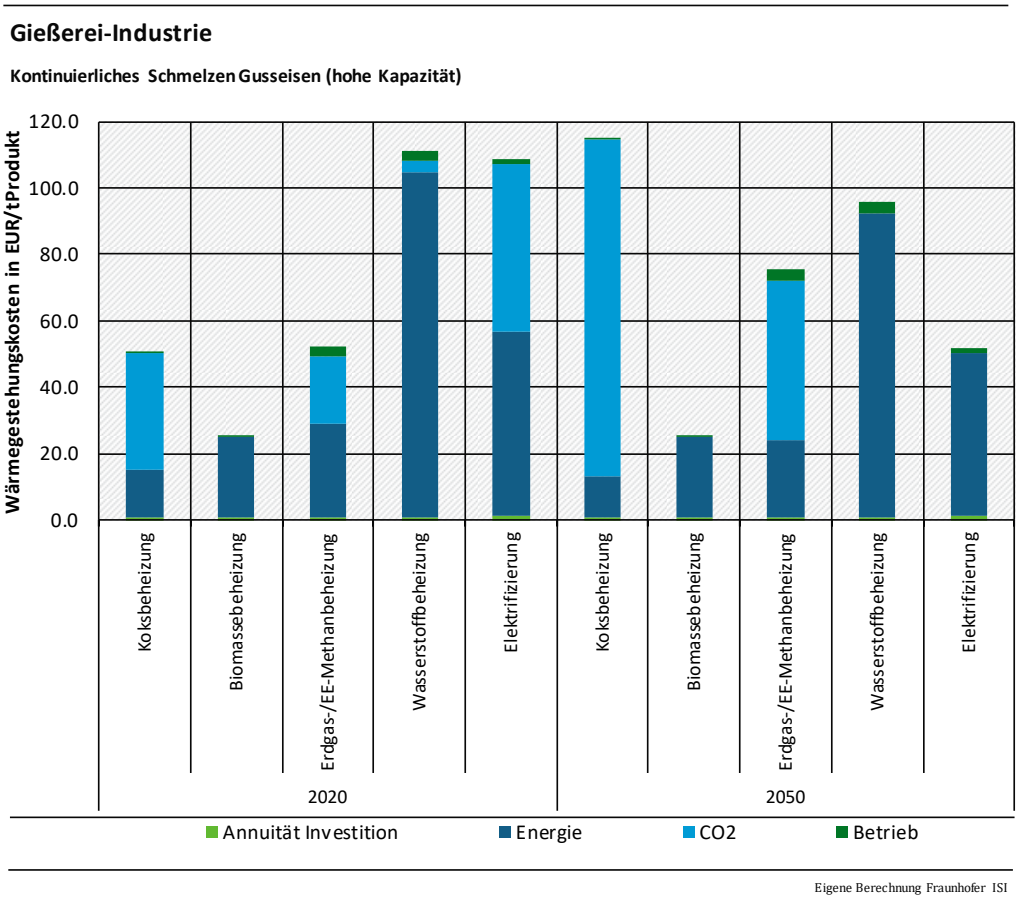
7.1.4 Darstellungsformen der wirtschaftlichen Ergebnisse

Die in AP2 erzeugten Ergebnisse beinhalten vielfältige Dimensionen: Szenarien, Branchen, Anwendungen, Fragestellungen. Um Vergleichbarkeit und Übersichtlichkeit für alle Ergebnisgruppen (Szenarien und Anwendungen) zu erreichen, wird eine identische, nur bei Bedarf ergänzte, Darstellungsform gewählt. Damit entstehen zwei Standardabbildungen, deren Interpretation zunächst beispielhaft erläutert wird.

7.1.4.1 1. Abbildungsform: Anteile der Kostenkomponenten je Technik

Ziel der Darstellung ist es, die unterschiedlichen Kostenarten der Techniken untereinander zu vergleichen. Damit kann eine Vorstellung davon gewonnen werden, welche Entwicklung der Rahmenbedingungen oder politische Maßnahmen auf ihre Wärmegestehungskosten relevanten Einfluss ausüben könnten. Entsprechend sind die Techniken der jeweiligen Anwendung vergleichend als Rubriken und die Kostenarten gestapelt als Reihen aufgetragen (Abbildung 133). Die Gesamtkosten sind dabei auf Anlagen mit gleicher Produktionsleistung im Startjahr der Modellierung (2020) bezogen. Sollte eine Technik zu diesem Zeitpunkt noch nicht verfügbar sein, werden die (dann virtuellen) Kosten dennoch ausgewiesen.

Abbildung 133: Beispielabbildung Kostenanteile je Technik 2020 und 2050



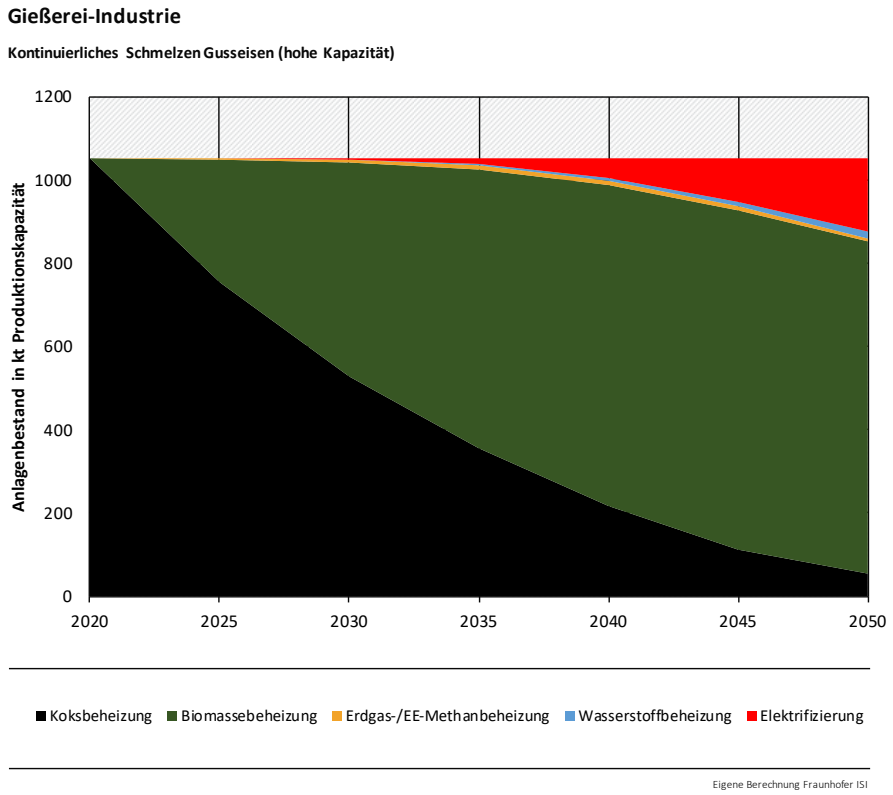
Eigene Berechnung Fraunhofer ISI

7.1.4.2 Anteile der Techniken im Anlagenbestand

Aus den Wärmegestehungskosten der Techniken ergeben sich, unter Berücksichtigung der Altersstruktur und den Austauschraten des Bestandes, im Diffusionsmodell die tatsächlich in den

Markt gelangenden Anlagen. Dabei wird die relative Angabe der Wahlwahrscheinlichkeit bei einer Investitionsentscheidung in absolute Produktionskapazitäten übersetzt[54]. Dargestellt wird dies als gestapeltes Flächendiagramm mit den Jahresscheiben (2020, 2030, 2040, 2050) als Rubriken und den Kapazitäten der Techniken als Reihen (Abbildung 134). Der Wert 2020 gibt dabei den exogen definierten Anfangszustand an, die weiteren Datenpunkte entstammen dem Bestandsmodell (siehe 3.5.2).

Abbildung 134: Beispielabbildung Anlagenbestand



7.2 Verwendete Rahmendaten und Modellparameter

Für die im Folgenden dargestellten Modellergebnisse werden viele Parameter und Rahmendaten definiert. Einige haben geringen Einfluss, andere bestimmen die Ergebnisse maßgeblich.

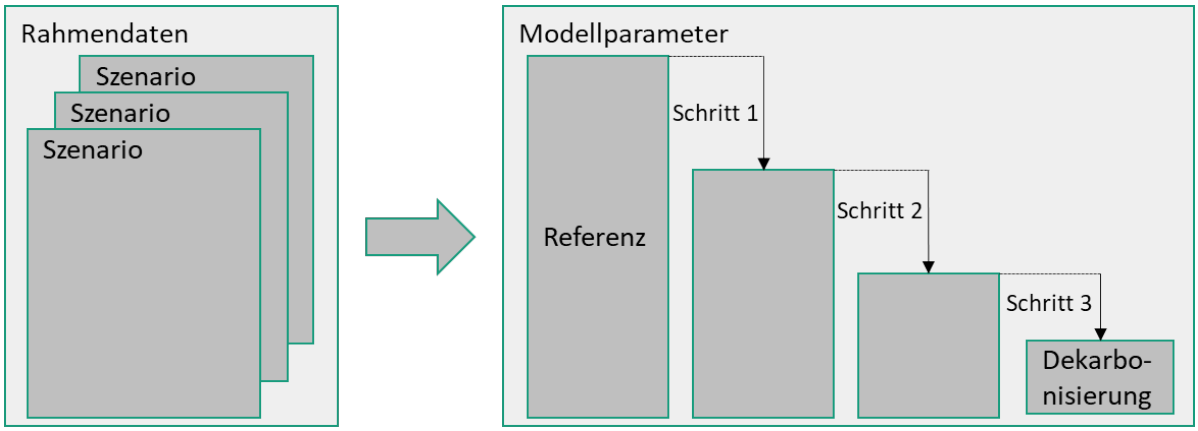
Ein Szenario wird dabei durch die Kombination von Rahmendaten (z. B. Zeitreihen der Strompreise) und Modelleinstellungen (z. B. Entlastungen von Strompreiskomponenten) bestimmt. Die anfänglichen Modelleinstellungen werden "Referenzfall" genannt und erzeugen Ergebnisse, die eine Szenarioentwicklung ohne Zielbezug darstellen. Anschließend werden die wichtigsten Modelleinstellungen zur Veränderung der Ergebnisse (z. B. zur Erreichung der definierten Zieldiffusion CO_2-neutraler Techniken) in drei Schritten definiert[55]. Diese Schritte können als klima- und energiepolitische Reformschritte verstanden werden. Sie sind einzeln dargestellt und erreichen – je nach Anwendung – eine mehr oder weniger starke Dekarbonisierung. Die Rahmendaten bleiben dabei innerhalb jedes Szenarios identisch (Abbildung 135) – Veränderungen erge-

[54] Das Diffusionsmodell kann grundsätzlich auch (exogen angenommene) variierende Gesamtproduktionskapazitäten abbilden, dies wird allerdings hier nicht untersucht. Die Kapazität je Anwendung ist daher im Zeitverlauf konstant.

[55] In diesem Bericht können nicht alle möglichen Kombinationen des Modells abgebildet werden, daher beschränkt sich die Auswertung auf die einflussreichsten.

ben sich durch die Anpassung der Modellparameter (Tabelle 182). In der hier dargestellten Ergebnissen wird nur ein Szenario betrachtet. Im entwickelten Berechnungstool können verschiedene Szenarien untersucht werden.

Abbildung 135: Beziehung von Szenario und Modellparameter



Quelle: eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

In Hinblick auf die Bewertung des Szenarios ist die Interpretation der Modellparameter wichtig. Insbesondere, ob – und in welchem Umfang – ihre Veränderung als politischer Hebel angesehen werden kann (Tabelle 182). Ihre konkrete Ausgestaltung ist in Tabelle 189 ausgeführt.

Tabelle 182: Einschätzung der Modellparameter zu technischer, ökonomischer und politischer Sphäre sowie ihrer Bedeutung für die Modellierung

Modellparameter	Einschätzung Parametertyp	Einschätzung Bedeutung für Technikattraktivität und Diffusion
Wärmegestehungskostenmodell		
Reduktion Investition (jährlich)	Techno-ökonomische Größe	Gering
Zinssatz	Ökonomische Größe	Gering
Energieeffizienzfortschritt (jährlich)	Techno-ökonomische Größe	Gering
Preisfaktor Eigenversorgung Strom	Techno-ökonomische Größe	Gering
Entlastung von staatlich bestimmten Strompreiskomponenten	Politischer Hebel	Sehr hoch
Entlastung Energiesteuer Erdgas	Politischer Hebel	Hoch
Effektive CO_2-Preisüberwälzung Strom	Indirekt politisch beeinflussbar	Mäßig
CO_2-Preise (EUR/tCO_2)	Politischer Hebel	Sehr hoch
Preisvoraussicht	Indirekt politisch beeinflussbar	Mäßig
Energieträgerpreisentwicklung nach 2050	Ökonomische Größe	Gering
CO_2-Preisentwicklung nach 2050	Politischer Hebel	Gering
Diffusionsmodell		
Altersverteilung im Startjahr	Techno-ökonomische Größe	Mäßig
Ersatzrate	Indirekt politisch beeinflussbar	Hoch
Markthomogenität	Indirekt politisch beeinflussbar	Hoch
Anteil Modernisierung	Techno-ökonomische Größe	Gering
Entwicklung Gesamtkapazität	Techno-ökonomische Größe	Gering

7.2.1 Qualitative Szenariodefinition

Das untersuchte Szenario – durch die angenommenen Rahmendaten definiert – lässt sich qualitativ so beschreiben:

- Umfeld: Deutschland verfolgt ambitionierte Klimaziele (Minderung > 95 %bis 2045), der Stromsektor entwickelt sich „on track“ und schafft so die Grundlage zur Dekarbonisierung der verschiedenen Nachfragebereiche (neben der Industrie sind dies u.a. der Verkehrs- und Gebäudesektor). Fossile Energieträger sind aber auch 2045 noch grundsätzlich verfügbar und stellen relevante Konkurrenz dar[56]. EU-ETS mit stringenter Wirkung, aber ohne gute Planbarkeit der Marktteilnehmenden. Energiewende gelingt, führt zu keinen deutlich sinkenden Strompreisen im Großhandel. Importierter grüner Wasserstoff ist nicht günstiger als grüner Wasserstoff aus heimischer Stromproduktion.
- Effekt auf modellierten Bereich: Der Strompreis für VerbraucherInnen in der Industrie entwickelt sich stabil, Strom ist ab 2040 klimaneutral. Fossile Brennstoffpreise stagnieren. Investitionen werden ohne Antizipation von zukünftigen Preisentwicklungen getroffen und dadurch die Attraktivität fossiler Lösungen überschätzt.
- Relevante Hebel zur Dekarbonisierung: Strompreiskompensation, Preisvoraussicht, variable Markthomogenität, effektive CO_2-Preisüberwälzung bis 2040, Höhe der CO_2-Preispfade.

7.2.2 Quantitative Szenariodefinition

Hier werden Rahmendaten und Modellparameter des berechneten Szenarios aufgeführt, die die Ergebnisse deutlich beeinflussen können. Bis auf die näher betrachteten politischen Hebel werden diese im Verlauf der Darstellung nicht geändert. Stehen mehrere Ausprägungen eines Datensatzes zur Verfügung, wird die konkret verwendete Auswahl als Modellparameter beschrieben.

7.2.2.1 Strom: Preis und Emissionsfaktoren

Der Großhandelsstrompreis für die Anwendungen entwickelt sich vom Niveau 2020 (110 €/MWh) leicht steigend auf 115 €/MWh. Der Basiswert entstammt Eurostat-Preisreihen[57], die Entwicklung (nicht die absoluten Werte) jenen der Langfristszenarien[58] (Szenario TN-Strom, Version 2021). Dieser Ausgangswert wird für jede Anwendung anhand des Bedarfes an Verbrauchsbänder angepasst und entsprechend der Modellparameter – in vereinfachender Form – einer Entlastungsregelung bei den staatlich bestimmten Strompreisbestandteilen zugeordnet. Dies bedeutet insbesondere, dass es nicht den einen Strompreis gibt, anhand derer die Wirtschaftlichkeit elektrifizierter Prozesswärmeerzeugung bemessen wird. Vielmehr sehen die Anwendungen an ihre technische Situation (vor allem den Gesamtbedarf der Verbrauchsanlagen) angepasste individuelle Preise.

Der Emissionsfaktor des angelegten Strommixes spiegelt die angenommene zügige Dekarbonisierung der Stromerzeugung. Er startet 2020 mit 0,43 tCO_2/MWh, erreicht 2030 0,11 tCO_2/MWh, 2040 0,03 tCO_2/MWh und kurz darauf 0 tCO_2/MWh (gemäß Szenario TN-Strom der Langfristszenarien).Anmerkung: In die Laufzeit des Projektes fiel der Überfall Russlands auf die Ukraine und die Energiekrise mit drastischen Steigerungen der Energiepreise ab Ende 2021. Abweichend von der soeben dargestellten Szenariodefinition wurden für die Ergebnisse in Kapitel 7.4 die Annahmen angepasst (Tabelle 183). Diese Änderungen sollen das veränderte energie-

[56] Es existieren unterschiedliche Argumentationen, wie sich globale fossile Energiepreise in einer im Prozess der Dekarbonisierung befindlichen Welt reagieren könnten: mit deutlich sinkenden Preisen aufgrund geringer Nachfrage und weiter vorhandenem Angebots oder mit stark steigenden Preisen aufgrund des Zusammenbruchs fossiler Energiesysteme und Lieferketten. Beide Ansätze wären im entwickelten Tool anhand der Rahmendaten grundsätzlich abbildbar, stellen aber besondere Herausforderungen an die Interpretation.

[57] EUROSTAT 2022, Verbrauchsband IF, ohne rückerstattungsfähige Steuern und Abgaben.

[58] Fraunhofer ISI 2022.

politische Umfeld berücksichtigen – können es aber nicht vollständig abbilden. Insgesamt wirken die Änderungen auf eine ambitioniertere Substitution von Erdgas und anderer fossiler Energieträger hin. Sie verändern im Vergleich zur vorherigen Situation die generellen Aussagen (unter anderem aufgrund der als im Vergleich zum gesamten zeitlichen Horizont nur kurzzeitigen Preissignale) nicht maßgeblich.

Tabelle 183: Anpassung Szenarioannahmen für Modellierung in 6.4

Szenarioparameter	Änderung
Energiepreise	Strom- (Faktor 2) und Erdgasspitze (Faktor 5) in 2022, Rückgang auf langfristiges Niveau (140 % Erdgas, 120 % Strom im Vergleich zu 2017) in 2025
CO_2-Bepreisung	Früherer Anstieg im Pfad "Hoch" auf 300 €/$t_{CO2\text{-}Äq.}$ (bis 2040 statt 2050). Startwert 2020 auf 75 €/$t_{CO2\text{-}Äq.}$ gesetzt (Näherung Werte 2020-2022).
Emissionsfaktor Strommix	Anpassung auf neue Ziele der Bundesregierung. CO_2-neutrale Stromerzeugung ab 2035.
Anlagenaustausch	Variante des beschleunigten Austauschs mit verschärfter Ambition: Anlagen werden nach 65 %ihrer Lebensdauer ausgetauscht (vorher 75%, siehe 7.2.3).
Technikverfügbarkeit	Es wird eine Variante eingeführt, in der Alternativtechniken 5 Jahre früher (aber nicht früher als 2030, wenn sie es nicht vorher bereits waren) verfügbar sind.

7.2.2.2 Weitere Energieträger: Preispfade und Emissionsfaktoren

Brennstoffe sind mit ihren tabellierten Emissionsfaktoren des Nationalen Inventarberichtes[59] berücksichtigt. Die Emissionsfaktoren bleiben konstant. Es sind überwiegend konstant bleibende Brennstoffpreise angenommen, mit der Ausnahme Biomasse und Heizöl, deren Preise ansteigen (Tabelle 184). Die dort angegebenen Preise sind ohne CO_2-Preiskomponente zu verstehen. Diese wird als eigene Preiskomponente berechnet und angegeben.

Tabelle 184: Energieträgerpreispfade

Energieträger	Einheit	2020	2030	2040	2050
Erdgas	€$_{2020}$/MWh	27.40	27.07	26.78	26.53
Steinkohlen	€$_{2020}$/MWh	15.44	15.44	15.44	15.44
Biomasse	€$_{2020}$/MWh	24.95	26.96	27.58	29.56
Heizöl	€$_{2020}$/MWh	49.50	58.18	65.70	69.26
Abfall, erneuerbar	€$_{2020}$/MWh	15.08	15.08	15.08	15.08
Abfall, nicht erneuerbar	€$_{2020}$/MWh	7.70	7.70	7.70	7.70

[59] United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC) 2020, Tabelle 563. Für Abfälle wurde Kunststoff als Repräsentant ausgewählt, da er bei der maßgeblichen Verwendung in der Zementherstellung die größte Fraktion darstellt. Hinweis: Die in Abschnitt 8 aus AP3 dargestellten Ergebnisse beinhalten noch einen in AP2 verursachten Fehler, bei der fossile Abfälle einen zu geringen Emissionsfaktor aufwiesen. Der Fehler beeinträchtigt die Schlussfolgerung nicht, bewertet die Referenztechnik der Zementherstellung aber leicht (7%) zu günstig. Es können daher stärkere Maßnahmen notwendig sein, um eine Dekarbonisierung zu erreichen. Der Fehler ist in der aktuellen Toolversion korrigiert.

Energieträger	Einheit	2020	2030	2040	2050
Andere fossile	€2020/MWh	19.80	19.80	19.80	19.80
EE-Methan	€2020/MWh			Funktion der Strompreise (:0.7^2)	
EE-Wasserstoff	€2020/MWh			Funktion der Strompreise (:0.7)	
Braunkohle	€2020/MWh	10.01	10.01	10.01	10.01

7.2.2.3 Auswahloptionen CO_2-Preispfade

Es werden vier CO_2-Preispfade bereitgestellt, aus denen in der Modellierung ausgewählt wird (Tabelle 185). Für die durchgeführten Rechnungen (s.u.) werden "Mittel" (im Referenzfall) und "Hoch" (ab Schritt 1) verwendet.

Tabelle 185: CO_2-Preispfade

CO_2-Preis	Einheit	2020	2030	2040	2050
Kein CO_2-Preis	€2020/tCO_2	0	0	0	0
Niedrig	€2020/tCO_2	55	65	75	75
Mittel	€2020/tCO_2	55	75	100	150
Hoch	€2020/tCO_2	55	100	200	300

7.2.2.4 Auswahloptionen staatlich bestimmte Strompreiskomponenten

Im Modell werden vier Abstufungen von tatsächlich angewendeten Strompreisen bereitgestellt, die den in Tabelle 184 angegebenen Basiswert (erheblich) verändern können. Dadurch werden die individuell in den Anwendungen herrschenden Bedingungen bei den staatlich bestimmten Strompreisbestandteilen und diesbezüglichen Entlastungen abgebildet[60].

Tabelle 186: Abstufung Strompreiskomponenten

Strompreiskomponenten	Einheit	2020	2030	2040	2050
Keine Entlastungen	Wirksamer Anteil Strompreis	1.32	1.32	1.32	1.32
Mittelwert Eurostat		1	1	1	1
Max. Entlastung staatlich bestimmte Strompreiskomponenten		0.5	0.5	0.5	0.5
Individuell		0.25	0.25	0.25	0.25

Keine Entlastung: Maximaler wirksamer Strompreis, entsprechend (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (bdew) 2022). Er bewegte sich 2020 zwischen 15,1 und 17,2 €ct/kWh.

Basiswert: Dabei werden die staatlich bestimmte Strompreisbestandsteile vereinfacht berücksichtigt, da es keine detaillierte Erfassung der EEG-Umlage, der Stromsteuer, der Netzentgelte und weiterer Strompreiskomponenten gibt. Stattdessen werden die Strompreise der Eurostat-

[60] Die Wirkung im Modell ergibt sich nicht aus der Kompensation *bestimmter* Strompreisbestandteile sondern dem entstehenden Gesamtniveau. Insofern können auch andere Instrumente, die auf eine Senkung/Subventionierung von Energiekosten zielen, so abgebildet werden.

Verbrauchsbänder zu Grunde gelegt – verbunden mit der Annahme, dass diese die typischerweise in Anspruch genommenen Entlastungen bereits abbilden. Er belief sich 2020 auf 10,65 €ct/kWh.

Maximale Entlastung: Dieser Schritt bildet die maximale Entlastung, wie sie in der Strompreisanalyse des BDEW (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (bdew) 2022) dargestellt ist, ab. Darin sind nur noch geringste Anteile EEG-Umlage, Stromsteuer und Netzentgelt enthalten. Der so entstehende Strompreis ist am Eurostat Mittelwert skaliert. Mit maximaler Entlastung wird dieser um 50 % reduziert, erreicht 2020 also zwischen 4,5 und 5,6 €ct/kWh.

Individuelle Entlastung: Grundsätzlich sind über die Ausgestaltung der Abstufungen auch andere Entlastungshöhen möglich (über die Einstellung "Individuell").

7.2.2.5 Auswahloptionen Preisvoraussicht

Es werden vier Ausprägungen von Preisvoraussicht bereitgestellt (Tabelle 187). Diese modifizieren die verwendeten Preiszeitreihen, indem für die Entscheidungen zukünftige Preise (z. B. 5 Jahre in der Zukunft) verwendet werden.

Tabelle 187: Preisvoraussicht

Preisvoraussicht	Einheit	2020	2030	2040	2050
Keine 0->0 Jahre	Jahre	0	0	0	0
Gering 5->5 Jahre		5	5	5	5
Hoch 10->10 Jahre		10	10	10	10
Variabel 5->10 Jahre		5	10	10	10

7.2.2.6 Auswahloptionen Markthomogenität

Es werden vier Einstellungen der Markthomogenität bereitgestellt (Tabelle 188). Für die untersuchten Schritte sind "Mittel" und "Hoch" relevant (siehe 3.5.2 zur Interpretation der abstrakten Parameter).

Tabelle 188: Markthomogenität

Markthomogenität	Einheit	2020	2030	2040	2050
Niedrig	-	1	1	1	1
Mittel		4	4	4	4
Hoch		7	7	7	7
Individuell		3	3	6	6

7.2.2.7 Auswahloptionen Modernisierungsanteil

Für die Alternativtechniken wird angenommen, dass sich die Investitionen zu 50 % (siehe "Anteil Modernisierung" in (Tabelle 189) aus Modernisierungen und zu 50 % aus Neuinvestitionen zusammensetzen. Für die Referenztechnik wird immer von Modernisierung (bzw. Ersatzinvestitionen ohne kompletten Neubau) ausgegangen.

7.2.3 Übersicht Vorgehen der Rechnung

Ausgehend von den dargestellten Rahmendaten wird für die ausgewählte Anwendung eine mehrstufige Berechnung durchgeführt (Tabelle 189). Diese beginnt mit der Definition eines "Referenz"-Falls, der die heutigen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen abbildet und im Allgemeinen nicht zu einer klimazielkonformen Diffusion von Techniken führt. Sodann werden schrittweise regulatorische Festlegungen zu den klima- und energiepolitischen Instrumenten – repräsentiert durch Modellparameter[61] – angepasst (fett gedruckt), die die Attraktivität der CO_2-neutralen Alternativtechniken erhöhen. Die Modellierungsschritte beginnen bei Preissignalen und eskalieren über weiche politische Maßnahmen und Förderinstrumente zur Beschleunigung von Technologiewechsel zu Ordnungsrecht. Dabei sind die konkreten Ausprägungen der Schritte so gewählt, dass sie als Gesamtpaket plausibel sind – indem etwa Reformen der ersten Schritte ein hohes Ambitionsniveau erreichen, bevor die weiteren Schritte einsetzen. Zwischen den Schritten sind dennoch immer Verschiebungen denkbar, zum Beispiel durch ein etwas geringeres Preissignal und entsprechende Kompensation in einem anderen Schritt.

Im Referenzfall wird ein Parameterset gewählt, das den Zustand Mitte 2020 annähert. Dieses Parameterset wird grundsätzlich als Standardsetzung für alle dargestellten Anwendungen verwendet. Etwaige Abweichungen werden individuell begründet.

In **Schritt 1** wird ein stärkerer **Anstieg der CO_2-Bepreisung** angenommen (siehe 7.2.2.3). Diese steigt von 55 €/$t_{CO2\text{-}äq.}$ in 2020 auf 300 €/$t_{CO2\text{-}Äq.}$ in 2050 (statt auf nur 150 €/$t_{CO2\text{-}Äq.}$ im Referenzfall).

In **Schritt 2** werden **weitere Preissignale** gesetzt (siehe 7.2.2.4). Die Ausnahmeregelung der Energiesteuer auf Erdgas für die Verwendung in bestimmten industriellen Prozessen nach §51 EnergieStG (unter die die untersuchten Industrieöfen sämtlich fallen) wird aufgehoben. Somit wird auf Erdgas der reguläre Energiesteuersatz von 5,5 €/MWh fällig. Die effektive Überwälzung der durch CO_2-Bepreisung induzierte Kosten auf den Strompreis wird auf 30 % gesenkt. Dies entspricht einer angenommenen Untergrenze im Rahmen der existierenden Strompreiskompensation (SPK)[62]. Schließlich wird der Strompreis für die untersuchten Anwendungen von staatlichen Preisbestandteilen (EEG, Stromsteuer, Netzentgelte + Weitere) entlastet. Dadurch entsteht (mit den oben angegebenen Rahmendaten und je nach Verbrauchsband) ein Strompreis von 4-7 €ct/kWh. In Kombination mit den erhöhten CO_2-Preisen wird Strom damit in vielen Anwendungen wirtschaftlich gegenüber Erdgas.

[61] Die Modellparameter werden in der zum Modell gehörigen Dokumentation (siehe A.15) ausführlicher erläutert.

[62] Die tatsächliche Entlastung ist standortspezifisch, kann hier also nur näherungsweise angegeben werden.

Tabelle 189: Modellparametersets

Modellparameter	Referenz	Schritt 1	Schritt 2	Schritt 3
Reduktion spezifische Investition (jährlich)[1]	Mittel 0,01->0,01			
Zinssatz	Mittel_0,05->0,05			
Energieeffizienzfortschritt (jährlich)	Mittel_0,005->0,005			
Kalkulatorischer Preis für eigenerzeugten Strom im Vergleich zu Netzbezug[2] (Preisfaktor Eigenversorgung Strom)	80 %			
Entlastung von staatlich bestimmten Strompreiskomponenten[3]	Mittelwert Eurostat		**Verminderter Strompreis (50 % des Basiswerts)**	
Entlastung Energiesteuer Erdgas	Befreiung nach §51 (0EUR/MWh)		**Regulärer Satz (5.5EUR/MWh)**	
Effektive CO_2-Preisüberwälzung Strom	100 %		**30 %**	
CO_2-Preise (EUR/tCO2)	Mittel_55->150	**Hoch_55->300**		
Preisvoraussicht[4]	Keine 0->0 Jahre		**Gering 5->5 Jahre**	
Preisentwicklung nach 2050	Trend 2030-2050			
Bestandsmodell				
Altersverteilung im Startjahr (2020)	Gleichverteilung der Altersklassen			
Ersatzrate	Bestandserhaltend		**Bestandserneuerung**	
Markthomogenität	Mittel		**Hoch**	
Anteil Modernisierung[5] von Referenztechniken	50 %			
Entwicklung Gesamtkapazität[6]	Kapazitätserhaltung			

1: Das Format dieser und weiterer Angaben ist so zu lesen: Es handelt sich um die mittlere Auswahlschritt ("Mittel"). In dieser sinken die spezifischen Investitionen jedes Jahr. Im Startjahr (erster Zahlenwert) um 1 % ("0,01"), im Endjahr der Modellierung (zweiter Zahlenwert) ebenfalls um 1 %. Dazwischen wird linear interpoliert (freilich nur relevant, wenn die Werte nicht identisch sind).
2: Preisfaktor der Eigenversorgung ist nur relevant für Anwendungen mit KWK-Anlagen: Dampferzeugung in der Papier- Chemie- und Nahrungsmittelindustrie.
3: Es wird davon ausgegangen, dass die mittleren Strompreise gem. Eurostat für die verschiedenen Verbrauchsbänder weder eine Vollbelastung mit den regulären staatlich bestimmten Strompreisbestandteilen abbilden, noch dass eine vollständige Befreiung dadurch erfasst wird. Plausibel ist die Annahme, dass bei Großverbrauchern im Mittelwert für eine Kilowattstunde eine deutlich größere Entlastung stattfindet als bei geringeren Jahresverbräuchen. Eine Reduktion auf das Niveau des angegebenen %-Satz des Eurostat Mittelwerts kann annahmegemäß durch Reformen bei der EEG-Umlage, der Stromsteuer, den Netzentgelten und weiteren staatlich bestimmten Strompreiskomponenten erreicht werden. Die konkrete Ausgestaltung wird hier aber nicht vorweggenommen.
4: Die Preisvoraussicht beschreibt die Erwartungshaltung Investierender bezüglich der Entwicklung von CO_2- und Energieträgerpreisen und den Einfluss auf das Investitionskalkül.
5: Anteil der Anlagen mit Referenztechnik, die durch eine Modernisierung länger betrieben werden. Dadurch werden geringere Reinvestitionen in Bestandsanlagen fällig als beim Umstieg auf eine neue Technik. Für Letztere wird grundsätzlich von einem weitgehenden Neubau ausgegangen.
6: Der Begriff "Gesamtkapazität" beschreibt die Menge der jährlich produzierbaren Güter. In Abgrenzung dazu beschreibt der Begriff "Bestand" den konkreten Anlagenpark, insbesondere dessen mittleres Alter. Eine Bestandserneuerung bedeutet daher, dass Anlagen vor dem Ende ihrer Lebensdauer ausgetauscht werden – der Anlagenpark wird im Mittel jünger. Dies kann bei steigender, sinkender oder konstanter Gesamtkapazität erfolgen. In dem hier berechneten Szenario ist die Gesamtkapazität stets konstant.

In **Schritt 3** werden "weiche" Faktoren, die die Diffusion von Techniken beeinflussen können, angepasst (siehe 7.2.2.5 bis 7.2.2.7). Diese sind oft nicht mit empirisch gesicherten Daten hinterlegt und daher sehr unsicher. Die gewählten Ausprägungen bedeuten in Summe aber, dass Anlagen schneller ausgetauscht werden und damit generell die Dekarbonisierung – sofern sie wirtschaftlich ist – schneller stattfindet. Der Schritt besteht aus drei Elementen. Zunächst wird eine Preisvoraussicht von 5 Jahren eingeführt. Dadurch wirken Preissignale früher[63], da Investierende z. B. steigende CO_2-Preise antizipieren und ihre Entscheidungen darauf ausrichten. Darüber hinaus wird von einer höheren Ersatzrate der Bestandsanlagen ausgegangen, durch die das mittlere Alter des Bestandes leicht sinkt, anstatt konstant zu bleiben (oder zu steigen). Es werden also Anlagen vor dem Ende ihrer technischen Lebensdauer ausgetauscht (etwa nach 75%). Schließlich wird die Markthomogenität erhöht, wodurch attraktive (günstige) Techniken einen höheren Anteil des Marktes einnehmen und die Trägheit der Bestandsumwälzung reduziert wird.

Ergänzend wird in einem **Schritt 4 Ordnungsrecht** eingeführt. Dieses ist technikspezifisch, wird also nicht flächendeckend angewendet (daher nicht in Tabelle 189 dargestellt). Es wird in den jeweiligen Anwendungen ausformuliert und schließt die Lücke zwischen den Wirkungen der Schritte 1-3 und dem Anspruch der weitgehend CO_2-neutralen Prozesswärmeerzeugung. Dabei sind zwei Ausprägungen denkbar: Ein Neubauverbot fossiler Techniken (z.B: ab 2025), wodurch sich eine frühere Bestandsumwälzung, unabhängig von der wirtschaftlichen Konkurrenzsituation mit fossilen Techniken[64], einstellt. Und ein Betriebsverbot fossiler[65] Techniken (ab z. B. 2045). Durch dieses werden alle im Bestand befindlichen Techniken im darauffolgenden Jahr entfernt, was eine Lücke der Gesamtkapazität erzeugt. Diese wird im weiteren Verlauf der Modellierung durch Zubau noch erlaubter Techniken geschlossen (angewendet in Abbildung 138).

7.3 Ergebnisse anhand ausgewählter Beispielanwendungen

7.3.1 Anwendungsbeispiel 1: Kontinuierliche Erwärmung Flach-/Langstahl

7.3.1.1 Vorstellung der ausgewählten Anwendung

Für diese Beispielauswertung wird die Anwendung „kontinuierliches Erwärmen Flach-/Langstahl“ aus der Branche „Wärme- und Glühöfen Stahl-Walzwerke“ gewählt. Details der Anwendung werden im Abschnitt (5.1) dargestellt.

In der Anwendung dominiert 2020 die Erdgasbeheizung mit 100 % des installierten Bestandes (insgesamt 37.000 kt Produktionskapazität). Alternativtechniken sind nicht im Bestand vorhanden. Zur Verfügung stehen:

- hybride Beheizung (Strom/Erdgas/EE-Methan) ab 2040
- hybride Beheizung (Strom/Wasserstoff) ab 2040
- Wasserstoffbeheizung ab 2030

[63] Welche politischen Maßnahmen dazu führen, dass Investierende Preisentwicklungen verlässlicher abschätzen können, ist hier nicht hinterlegt.

[64] Die Alternativtechniken konkurrieren dennoch weiter auf Basis ihrer wirtschaftlichen Attraktivität.

[65] Oder beliebiger anderer Techniken, dies ist frei definierbar. In den hier vorgestellten Szenarien betrifft dies aber nur die fossilen Techniken.

Eine direkte Elektrifizierungsoption ist aufgrund der benötigten Energiedichte nicht verfügbar (siehe 4.2). Die Anlagen weisen geringe spezifische Investitionen (20-35 €/tKapazität) und vergleichsweise geringe spezifische Energiebedarfe (0,39 GJ/tProdukt) auf. Mit einem Modernisierungszyklus von 35 Jahren erfolgt der Anlagenaustausch langsam[66]. Die angenommene späte Verfügbarkeit der CO_2-neutralen Prozesswärmeerzeugung ist – in Kombination mit dem langen Modernisierungszyklus – eine große Herausforderung für die Dekarbonisierung der Anwendung.

7.3.1.2 Rechnung

7.3.1.2.1 Modellparameter

Es werden die in Tabelle 189 definierten Parameter verwendet.

7.3.1.2.2 Ergebnisse

Anhand der Entwicklung der Wärmegestehungskosten und der daraus resultierenden Technikdiffusion für Erwärmungsöfen der Flach- und Langstahlproduktion (Abbildung 136) lassen sich die Herausforderungen der Anwendung beschreiben.

Im **Referenzfall** ist die konventionelle, erdgasbasierte Prozesswärmeerzeugung mit Abstand die wirtschaftlichste Option (2020: 18 €/$t_{Produkt}$, 2050: 24 €/$t_{Produkt}$)[67]. Alternativtechniken bewegen sich zwischen 40 und 55 €/$t_{Produkt}$. Entsprechend werden sie nur sehr geringfügig eingesetzt – im Rahmen der Modellierung wird davon ausgegangen (siehe "Markthomogenität", 7.2.2.7), dass auch unattraktive Techniken zu einem gewissen Grad genutzt werden. Ein erhöhter CO_2-Preis in **Schritt 1** verändert dieses Bild kostenseitig zwar deutlich (2050 erreicht die Erdgasbeheizung Wärmegestehungskosten von 34 €/$t_{Produkt}$). Der Abstand zu den CO_2-reduzierten oder CO_2-freien Alternativtechniken ist dennoch groß genug, um weiterhin den Markt zu beherrschen (2045 etwa 93 %Anteil). Die massiven Preissignale in **Schritt 2** verschieben bis 2050 zwar die Wirtschaftlichkeit zugunsten alternativer Techniken, die dann alle geringere Wärmegestehungskosten (31-36 €/$t_{Produkt}$) als die konventionelle Technik aufweisen (36 €/$t_{Produkt}$). Die Diffusion der alternativen Techniken erreicht bis 2045 dennoch nur etwa 24 %des Marktes (9 Mt). In **Schritt 3** bewirkt die Preisvoraussicht eine weitere Ausdifferenzierung der Wärmegestehungskosten und die weiteren Maßnahmen eine schnellere Diffusion der dann attraktiven alternativen Techniken – sie erreichen 2045 etwa 54 %Marktanteil (20 Mt). Dies allerdings ist noch deutlich vom Ziel der Dekarbonisierung der Anwendung entfernt.

[66] Der mittlere kapazitätsgewichtete Modernisierungszyklus aller Anwendungen beträgt 30 Jahre.

[67] Bis 2030 bzw. 2040 sind Alternativtechniken als technisch nicht verfügbar angenommen. Ihre theoretischen Wärmegestehungskosten werden dennoch bereits angegeben.

Abbildung 136: Entwicklung der Wärmegestehungskosten und Technikdiffusion Anwendung 1: kontinuierliche Erwärmung Flach-/Langstahl

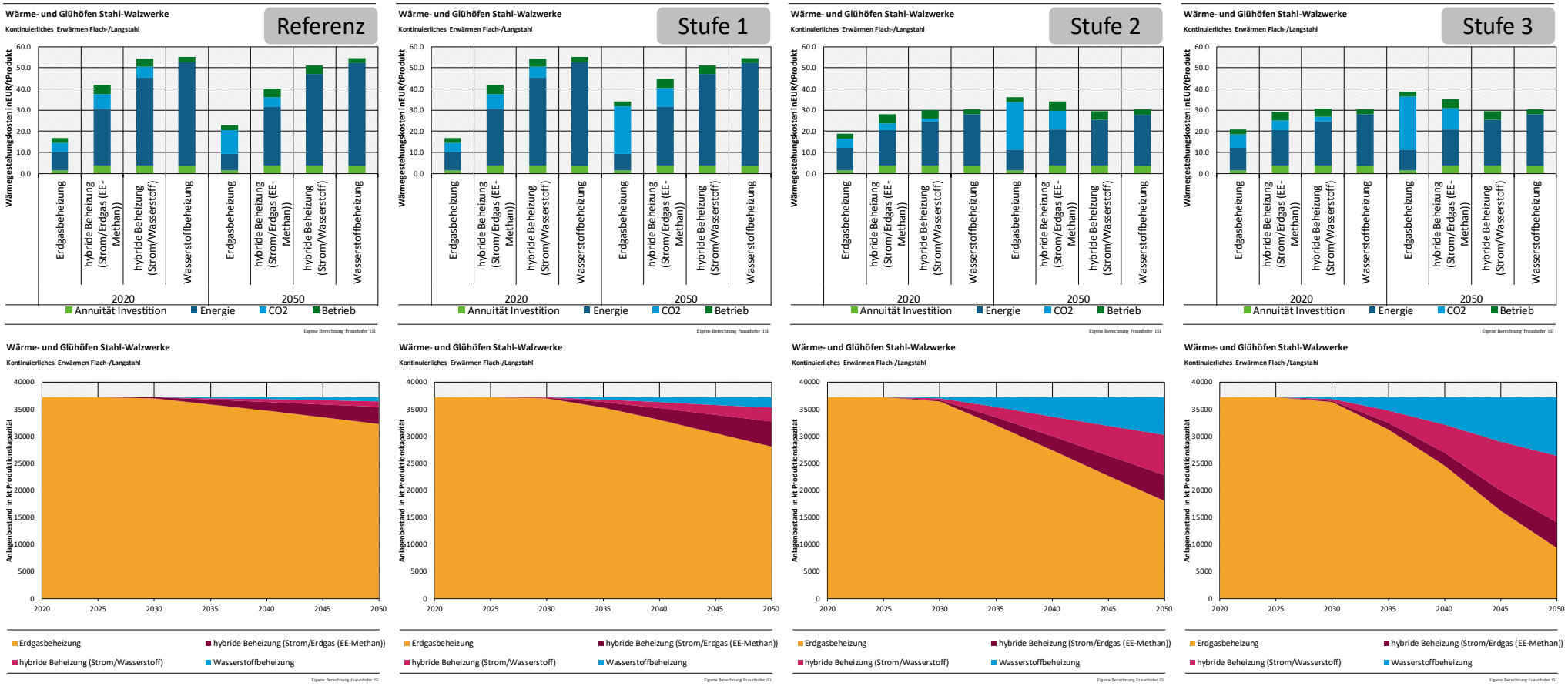
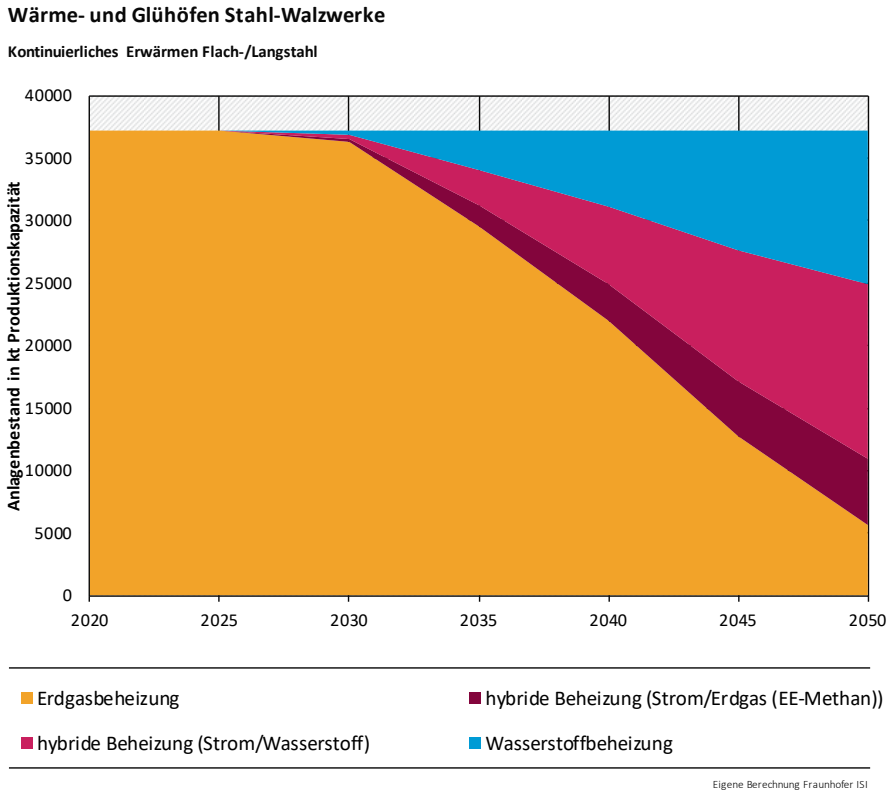


Abbildung 137: Technikdiffusion mit alternativen Verfügbarkeitsannahmen



Weitere Verschärfung der Preissignale ändert an diesem Ergebnis qualitativ nichts (Variationen mit CO_2-Preis bis 600 €/t und kostenlosem Strom wurden untersucht). Tatsächlich ist die Austauschgeschwindigkeit der Bestandsanlagen der Flaschenhals der Technikdiffusion. Dies wird in Abbildung 137 deutlich, in der die für den Neubau zugelassenen Techniken angepasst wurden: Die Erdgasbeheizung ist nun ab 2030 nicht mehr für den Neubau zugelassen und alle Alternativtechniken ab 2030 verfügbar. Selbst in diesem theoretischen Fall steigt die Nutzung alternativer Techniken lediglich auf knapp 60 % in 2045 (mit starkem Wachstum). Eine Zusammensetzung des Bestandes, die in Richtung Dekarbonisierung geht, lässt sich nur mit einer **zusätzlichen** Reduktion der angenommenen Lebensdauer der Anlagen auf 50 % (17 Jahre) der ursprünglichen Annahme (35 Jahre) erreichen.

Die ordnungsrechtliche Alternative, verbleibende Anlagen im Bestand 2045 stillzulegen, führt in der Modellierung zu einer starken Disruption der verfügbaren Produktionskapazität (Abbildung 138). In der Realität kann eine frühzeitig kommunizierte Regelung diesem Effekt entgegenwirken – dies war aber nicht Teil der Untersuchung.

Eine ähnliche Entwicklung ist auch in den in Tabelle 190 gelisteten Branchen zu beobachten, die insbesondere eine hohe Anlagenlebensdauer aufweisen. In ihnen ist auch 2045 und mit den maximal angenommenen Maßnahmen keine weitgehende Dekarbonisierung erreicht. Diese Anwendungen formen damit eine abgrenzbare Gruppe, für die die untersuchte Kombination aus sehr ambitionierten Preissignalen und Verhaltensänderung nicht ausreicht, um ohne darüber hinaus gehende politische Maßnahmen eine Dekarbonisierung bis 2045 zu erwarten. Im Rahmen der Modellierung beläuft sich der in diesen Anwendungen erfasste Prozesswärmebedarf auf 61 TWh. Dies entspricht 16 %des Prozesswärmebedarfs der untersuchten Branchen

(371 TWh)[68]. Den größten Anteil daran machen die Anwendungen "kontinuierliches Brennen Zementklinker" (46 %) und "kontinuierliches Erwärmen Flach-/Langstahl" (22 %) aus.

Abbildung 138: Technikdiffusion mit Ordnungsrecht: Neubauverbot ab 2030, Betriebsverbot ab 2045

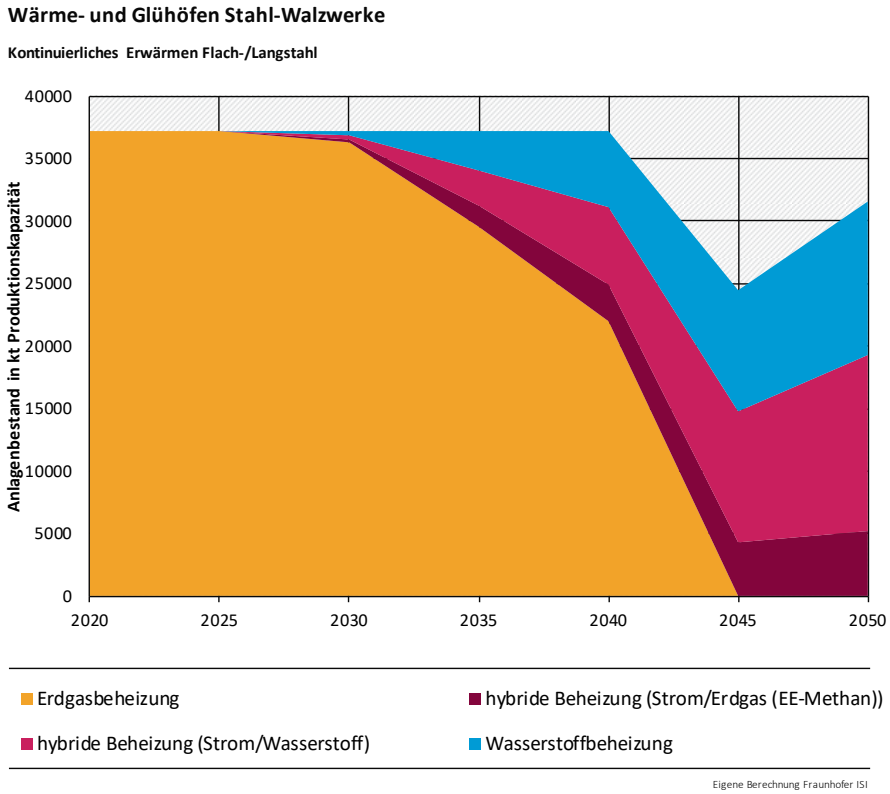


Tabelle 190: Anwendungen mit residualen fossilen Techniken (Stufe 3, 2045/50)

Lange Anlagenlebensdauer	Hohe Differenz Invest Neubau/Modernisierung
Kontinuierliches Schmelzen Aluminium Formguss	Diskontinuierliches Aufkohlen und Austenitisieren
Kontinuierliches Brennen Kalk mit niedriger Reaktivität	Kontinuierliches Aufkohlen und Austenitisieren (Betriebshärtereien)
Kontinuierliches Brennen Kalk mit mittlerer/hoher Reaktivität	Kontinuierliches Aufkohlen und Austenitisieren (Lohnhärtereien)
Kontinuierliches Brennen Kalk mit hohem Durchsatz	Kontinuierliches Brennen Ziegel
Kontinuierliches Brennen Feuerfeststeine	
Diskontinuierliches Brennen Feuerfeststeine	
Kontinuierliches Erwärmen Flach-/Langstahl	
Kontinuierliche Wärmebehandlung Flachstahl	
Diskontinuierliche Wärmebehandlung Flachstahl	

[68] Diese Energiemenge wird in den Branchen (basierend auf AG Energiebilanzen e.V. (AGEB) 2021), zu denen die untersuchten Anwendungen gehören, benötigt. Davon zu unterscheiden ist die mit den untersuchten Anwendungen abgedeckte Energiemenge. Diese wird (über Produktionsmenge und spezifische Energiebedarfe) auf 139 TWh geschätzt.

Lange Anlagenlebensdauer	Hohe Differenz Invest Neubau/Modernisierung
Kontinuierliches Brennen Zementklinker	

7.3.2 Anwendungsbeispiel 2: Kontinuierliches Schmelzen von Gusseisen (hohe Kapazität)

7.3.2.1 Vorstellung der ausgewählten Anwendung

Für diese Beispielauswertung wird die Anwendung "Kontinuierliches Schmelzen Gusseisen (hohe Kapazität)" aus der Branche "Gießerei-Industrie" gewählt. Details der Anwendung werden im Abschnitt 5.2 dargestellt.

In der Anwendung dominiert 2020 die Koksbeheizung mit 100 % des installierten Bestandes (insgesamt 1053 kt Produktionskapazität). Alternativtechniken sind nicht im Bestand vorhanden. Zur Verfügung stehen:

- Biomassebeheizung ab 2020
- Erdgasbeheizung (bzw. EE-Methan) ab 2020
- Wasserstoffbeheizung ab 2030
- Elektrifizierung ab 2020

Die Anlagen weisen mittlere Investitionen (60 - 130 €/$t_{Kapazität}$) und mittlere spezifische Energiebedarfe (0,6 - 0,9 GJ/$t_{Produkt}$) auf. Mit einem Modernisierungszyklus der Referenztechnik von 43 Jahren erfolgt der Anlagenaustausch sehr langsam. Die Verfügbarkeit einer technisch der Referenz ähnlichen Alternativtechnik (Biomasse) erleichtert die Dekarbonisierung. Allerdings ist wie bei jeder Anwendung von Biomasse die Nachhaltigkeit nur bedingt gegeben. Daher wird ergänzend auch ein Ergebnis ohne Biomassenutzung dargestellt.

7.3.2.2 Rechnung

7.3.2.2.1 Modellparameter

Es werden die in Tabelle 189 definierten Parameter verwendet.

7.3.2.2.2 Ergebnisse

Anhand der Entwicklung der Wärmegestehungskosten und der daraus resultierenden Technikdiffusion für das kontinuierliche Schmelzen von Gusseisen in hohen Kapazitäten (Abbildung 139) lassen sich die Herausforderungen der Anwendung beschreiben.

Im **Referenzfall** ist die Biomassebeheizung (unter der Annahme der Verfügbarkeit) günstiger als die konventionelle Koksbeheizung (2020: 31 €/$t_{Produkt}$, 2050: 32 €/$t_{Produkt}$ gegenüber 40 bis 61 €/$t_{Produkt}$)[69]. Die anderen Alternativtechniken bewegen sich zwischen 50 und 120 €/$t_{Produkt}$. Entsprechend werden sie nur sehr geringfügig eingesetzt – im Rahmen der Modellierung wird davon ausgegangen (siehe "Markthomogenität", 7.2.2.7), dass auch unattraktive Techniken zu einem gewissen Grad genutzt werden. Ein erhöhter CO_2-Preis in **Schritt 1** verändert dieses Bild kostenseitig deutlich (2050 erreicht die konventionelle fossile Technik Wärmegestehungskosten von knapp 100 €/tProdukt). Davon profitiert vor allem die dann mit großem Abstand günstigste Technik de Biomassebeheizung (weiterhin etwa 30 €/$t_{Produkt}$).

[69] Dabei spielt der angenommene Biomassepreis eine untergeordnete Rolle, solange die Differenz zum Koks durch die CO_2-Kosten aufgewogen werden. Im vorliegenden Fall wurde mit 15 €/MWh für Koks und 25 €/MWh für Biomasse gerechnet. Eine Verdopplung des Biomassepreises lässt die gesamten Wärmegestehungskosten auf etwa 50 €/tProdukt ansteigen. Diese lägen damit über den Wärmegestehungskosten der direkten Elektrifizierung in Schritt 3.

Die weiteren, vor allem stromseitigen Preissignale in **Schritt 2** verschieben bis 2050 zwar die Wirtschaftlichkeit zugunsten alternativer Techniken und sowohl direkte Elektrifizierung (15%) als auch Wasserstoff (2 %) sind 2045 im Markt vertreten. Biomasse und die fossile Referenztechnik teilen aber zu etwa gleichen Teilen (je 40 %) den Großteil der Kapazität unter sich auf. Hinzu kommen geringe Mengen der potenziell CO_2-neutralen, hier aber als fossil modellierten, erdgas-/EE-Methan-basierten Technik (3%). In **Schritt 3** bewirkt die steigende Markthomogenität eine weitere Konzentration auf die günstigste Technik (Biomasse) und die Preisvoraussicht auf weiter stark steigende CO_2-Preise ein Zurückdrängen der fossilen Technik bis 2045 auf etwa 20 %.

Ist Biomasse nicht verfügbar (Abbildung 140), erreicht die direkte Elektrifizierung als nächstgünstigste Alternativtechnik bis 2045 relevante Marktanteile (60 %), allerdings verbleiben dann noch etwa 30 % koksbeheizte Anlagen im Bestand. Eine erhöhte Modernisierungsrate (30 Jahre Modernisierungszyklus statt 43) und ein Neubauverbot für fossile Anlagen ab 2030 können diesen Anteil bis 2045 auf gut 5 %(63 kt) drücken (Abbildung 141).

Diese mit hohen Lebensdauern der bestehenden Anlagen und damit für den Anlagenaustausch besonders herausfordernde Anwendung lassen sich daher drei abgebildete Pfade[70] beschreiben: Erstens die Nutzung von Biomasse. Diese würde vergleichsweise geringe Umbauten an der Struktur der Prozesswärmerzeugung verursachen und könnte – eine geeignete Aufbereitung der Biomasse vorausgesetzt – unabhängig vom Anlagenaustausch stattfinden und somit schnelle Emissionsminderungen erzeugen. Diese Anwendung könnte entsprechend als eine Nische gelten, in der der energetische Einsatz von Biomasse in der Industrie gerechtfertigt erscheint. Allerdings besteht relevanter Teil der Motivation für die heutige Verwendung von Koks in dieser Anwendung in wirtschaftlichen Überlegungen – in vergleichbaren Anlagen geringeren Durchsatzes gehört die direkte Elektrifizierung zum Stand der Technik (siehe 5.2.5.1). Insofern ist die zweite Strategie der direkten Elektrifizierung zu beachten. Sie erfordert einen Austausch der bestehenden Anlagen und darüber hinaus entsprechende Umgestaltung der sie ermöglichenden Infrastruktur (vor Ort und Umgebung). Daher ist sie eng an die Modernisierungszyklen der Anlagen gebunden und eine tiefgreifende Umwälzung bis 2045 gleichbedeutend mit Anlagenaustausch vor dem Ende der technischen Lebensdauer nicht nur in Einzelfällen, sondern als Regel. Die durchgeführten Berechnungen legen nahe, dass etwa eine Halbierung des mittleren Anlagenalters notwendig wäre, um bis 2045 den Bestand an fossilen Anlagen unter 10 % zu bewegen[71]. Drittens wäre eine starke Rolle des Ordnungsrechts, also einer Stilllegung von Anlagen, denkbar. Im Zieljahr 2045 könnte das Ergebnis dem des beschleunigten Austausches entsprechen, würde aber mehr Zeit für Technologieentwicklung geben – sollten die dann stillgelegten Anlagen durch Alternativtechniken ersetzt werden.

[70] Zusätzlich, mit den hier angenommenen Rahmenbedingungen aber nicht relevant, die Nutzung von synthetischen Brennstoffen (Wasserstoff, Kohlenwasserstoffe).

[71] Diese Angabe setzt kontinuierliche Durchdringung der Alternativtechniken voraus und ist daher sehr modellhaft. Da es sich um eine sehr geringe Anzahl Anlagen handelt (rechnerisch zwei) sind Einzelentscheidungen hier besonders relevant und "30 % verbleibende fossiler Bestand" nicht unmittelbar aussagekräftig. Deutlich wird aber, dass aufgrund der langen lebensdauer der Anlagen keine neuen fossilen Anlagen gebaut bzw. bestehende fossile Anlagen für weiteren Betrieb renoviert werden sollten.

Abbildung 139: Entwicklung der Wärmegestehungskosten und Technikdiffusion Anwendung 2: Kontinuierliches Schmelzen Gusseisen (hohe Kapazität)

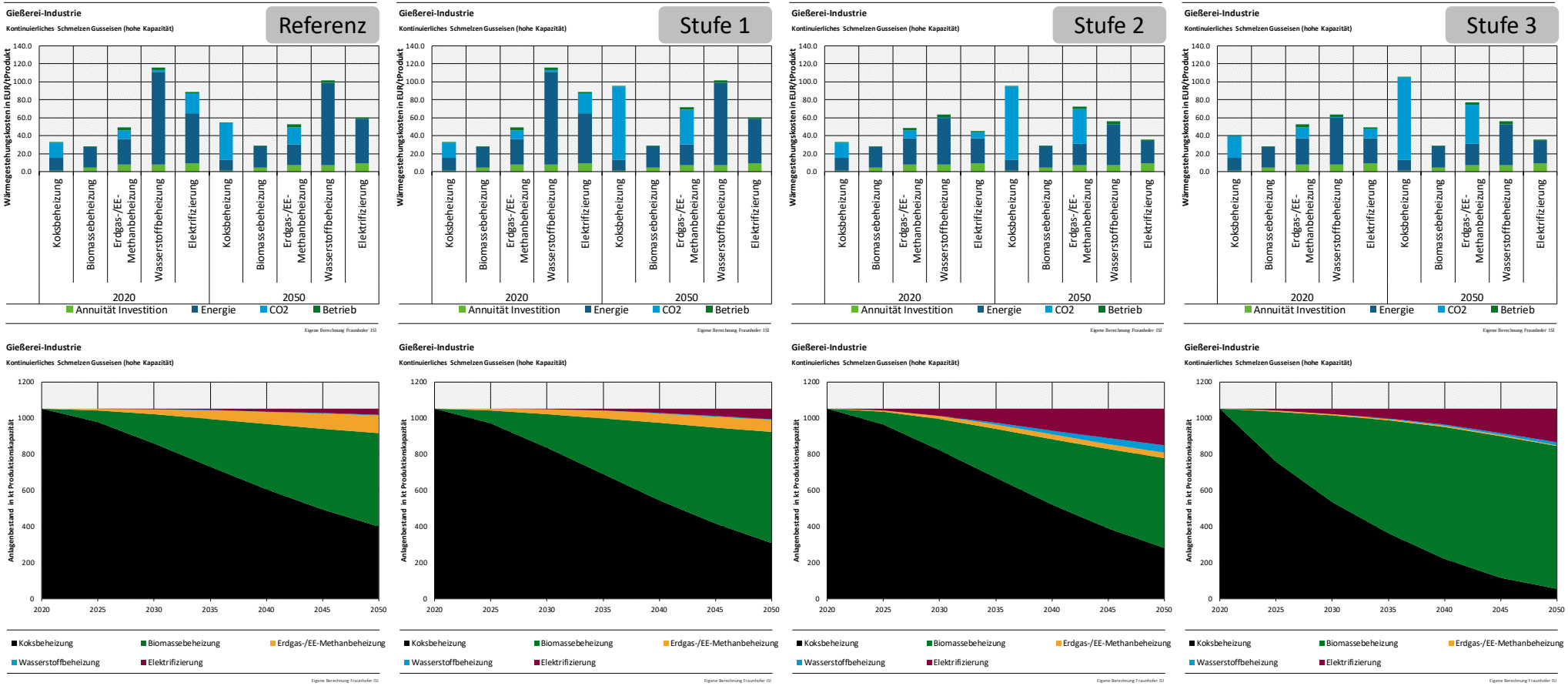


Abbildung 140: Technikdiffusion ohne Biomasseverfügbarkeit

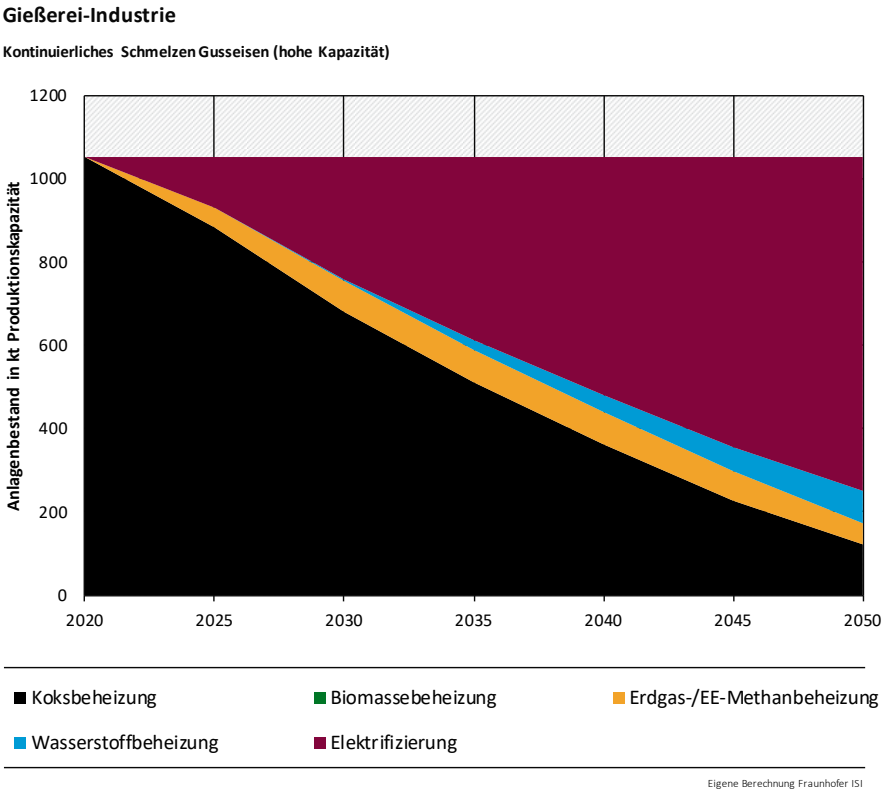
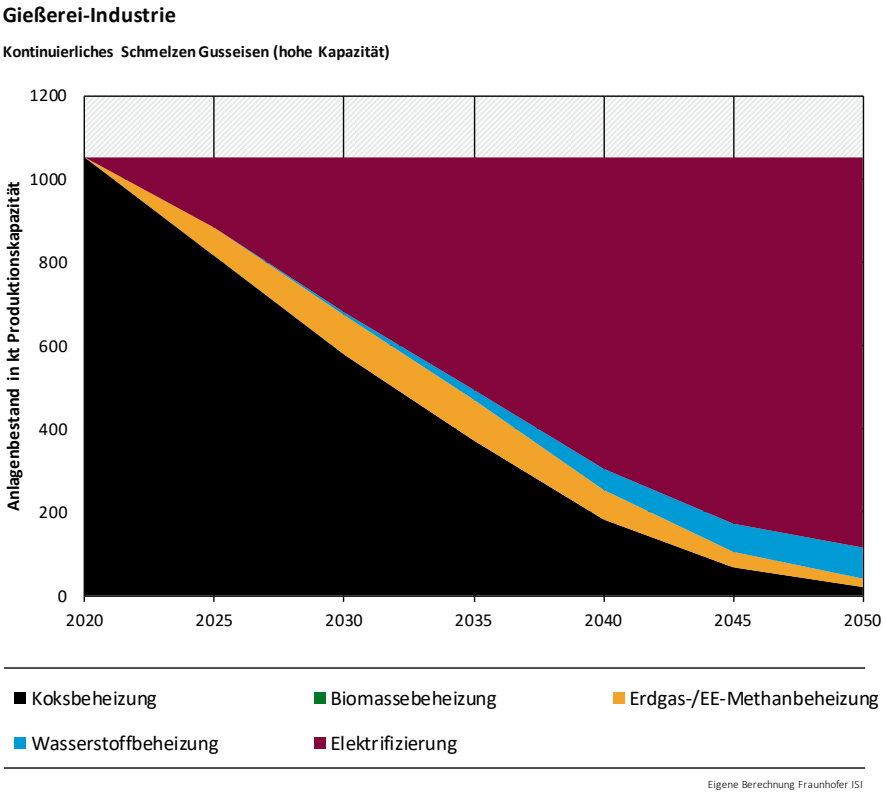


Abbildung 141: Technikdiffusion mit alternativen Verfügbarkeitsannahmen und weiteren politischen Maßnahmen



7.3.3 Anwendungsbeispiel 3: Diskontinuierliches Schmelzen/Warmhalten Halbzeugguss Aluminium

7.3.3.1 Vorstellung der ausgewählten Anwendung

Für diese Beispielauswertung wird die Anwendung "Diskontinuierliches Schmelzen/Warmhalten Halbzeugguss Aluminium" aus der Branche "NE-Metallindustrie: Aluminium" gewählt. Details der Anwendung werden im Abschnitt 5.3 dargestellt.

In der Anwendung dominiert 2020 die Erdgasbeheizung mit 80 % des installierten Bestandes (insgesamt 3068 kt Produktionskapazität). Die direkte Elektrifizierung ist mit 20 % im Anlagenbestand vertreten. Mit der Wasserstoffbeheizung steht eine weitere Alternativtechnik zur Verfügung, die 2020 noch nicht im Bestand eingesetzt wird.

Die Anlagen weisen geringe bis mittlere Investitionen (20 - 50 €/$t_{Kapazität}$) und mittlere spezifische Energiebedarfe (0,6 - 0,8 GJ/$t_{Produkt}$) auf. Mit einem Modernisierungszyklus der Referenztechnik von 30 Jahren erfolgt der Anlagenaustausch durchschnittlich schnell.

7.3.3.2 Rechnung

7.3.3.2.1 Modellparameter

Die vorhandene Verwendung direktelektrischer Prozesswärmebereitstellung in dieser Anwendung stellt eine Besonderheit dar. Um diese im Modell angemessen abzubilden, wird der Standardparametersatz aus Tabelle 189 angepasst. Ziel der Anpassung ist es, die direktelektrische Alternativtechnik auf eine Attraktivität (errechnet aus den Wärmegestehungskosten) zu heben, die ihrem Anteil am Bestand entspricht. Das angepasste Parameterset sorgt also dafür, dass im Startjahr der Berechnung 20 % der neu installierten Kapazität direktelektrisch ist[72]. Dazu wird von einer Entlastung staatlicher Strompreisbestandteile ausgegangen und die CO_2-Preisüberwälzung bereits im Referenzfall auf 40 % gesetzt (Tabelle 191, gelbe Hervorhebung). Dies reduziert den effektiven Strompreis (nach Berücksichtigung aller Kostenkomponenten) auf 7 €ct/kWh.

[72] Dies geschieht hauptsächlich über eine Veränderung der für den Strompreis maßgeblichen Parameter. Ob genau diese oder eine andere Kombination der wirtschaftlichen Umstände in der Realität zur Attraktivität der direktelektrischen Technik führen, ist dabei aber unbekannt.

Tabelle 191: Angepasste Modellparameter der Anwendung Diskontinuierliches Schmelzen/Warmhalten Halbzeugguss Aluminium

Modellparameter	Referenz	Schritt 1	Schritt 2	Schritt 3
Reduktion spezifische Investition (jährlich)[1]	Mittel 0,01->0,01			
Zinssatz	Mittel_0,05->0,05			
Energieeffizienzfortschritt (jährlich)	Mittel_0,005->0,005			
Kalkulatorischer Preis für eigenerzeugten Strom im Vergleich zu Netzbezug[2] (Preisfaktor Eigenversorgung Strom)	80 %			
Entlastung von staatlich bestimmten Strompreiskomponenten[3]	**Verminderter Strompreis (50 % des Basiswerts)**			
Entlastung Energiesteuer Erdgas	Befreiung nach §51 (0EUR/MWh)		**Regulärer Satz (5.5EUR/MWh)**	
Effektive CO_2-Preisüberwälzung Strom	40 %		**30 %**	
CO_2-Preise (EUR/tCO2)	Mittel_55->150	**Hoch_55->300**		
Preisvoraussicht[4]	Keine 0->0 Jahre			**Gering 5->5 Jahre**
Preisentwicklung nach 2050	Trend 2030-2050			
Bestandsmodell				
Altersverteilung im Startjahr (2020)	Gleichverteilung der Altersklassen			
Ersatzrate	Bestandserhaltend		**Bestandserneuerung**	
Markthomogenität	Mittel		**Hoch**	
Anteil Modernisierung[5] von Referenztechniken	50 %			
Entwicklung Gesamtkapazität[6]	Kapazitätserhaltung			

7.3.3.2.2 Ergebnisse

Anhand der Entwicklung der Wärmegestehungskosten und der daraus resultierenden Technikdiffusion für das diskontinuierliches Schmelzen/Warmhalten Halbzeugguss Aluminium (Abbildung 142) lassen sich die Herausforderungen der Anwendung beschreiben.

Im **Referenzfall** ist im Modellierungsverlauf ein insgesamt stabiler Bestand zu beobachten. Die anfängliche Verteilung (80 % fossil, 20 % elektrisch) wird bis 2045 nur leicht verschoben, auf 67 %fossil, 27 %elektrisch und 6 %Wasserstoff. Die 2020 leicht geringeren Wärmegestehungskosten der fossilen Technik (33 €/$t_{Produkt}$) gegenüber den Alternativtechniken (46 und 53 €/$t_{Produkt}$) gleichen sich bis 2045 weiter an, die Erdgasbeheizung bleibt aber günstigste Technik (40 €/$t_{Produkt}$). Ein erhöhter CO_2-Preis in **Schritt 1** verändert dieses Bild kostenseitig deutlich zugunsten der direktelektrischen Alternativtechnik, die nun mit 42 €/$t_{Produkt}$ die günstigste Option darstellt (fossil: 62 €/$t_{Produkt}$, Wasserstoff: 57 €/$t_{Produkt}$). Dadurch steigt der Anteil der Alternativtechniken am Bestand bis 2045 auf 47 %(davon 37 %direktelektrisch). Die weiteren Preissignale in **Schritt 2** verstärken diese Wirkung. Wenn auch nicht im gleichen Umfang wie in anderen Anwendungen, da mit der Entlastung von staatlichen Strompreiskomponenten eine der wir-

kungsvollsten Parameteränderungen bereits in der Referenz angenommen wurde. Die volle Besteuerung des Erdgases allerdings erhöht die Kosten der fossilen Technik (auf 67 €/$t_{Produkt}$). Der Anteil am Bestand der Alternativtechniken steigt bis 2045 auf 56 %(davon 44 %direktelektrisch). In **Schritt 3** bewirkt die steigende Markthomogenität eine weitere Konzentration auf die günstigste Technik (direktelektrisch) und die Preisvoraussicht auf weiter stark steigende CO_2-Preise einen Anstieg der Wärmegestehungskosten der fossilen Technik auf knapp 90 €/$t_{Produkt}$. Sie ist damit mehr als zweimal so teuer wie die direktelektrische Technik. Bis 2045 steigt der Anteil der Alternativtechniken am Bestand auf 75 %(davon 64 %direktelektrisch).

Die verbleibenden fossilen Anlagen werden überwiegend vor 2030 gebaut und sind aufgrund des Modernisierungszyklus von 30 Jahren 2045 noch in Betrieb. Obschon das mittlere Alter der Bestandsanlagen im Modell von 15 Jahren (halber Modernisierungszyklus) bis 2045 auf 11 Jahre sinkt, kann so das Ziel einer weitgehenden Dekarbonisierung bis 2045 nicht erreicht werden. Die Kombination einer auf 20 Jahre reduzierten mittleren Lebensdauer und Neubauverbot für fossil befeuerte Techniken ab 2030 ermöglicht es, die im Bestand verbleibenden fossilen Anlagen 2045 auf 5 %zu reduzieren (Abbildung 143)[73].

[73] Alternativ zum Neubauverbot wirkt ein auf 10 (statt auf 5) Jahre verlässlich vorhersehbarer Preispfad ähnlich: Wenn die hinterlegten, für fossile in Schritt 3 sehr unattraktiven Preispfade frühzeitig erkennbar sind, wird auch ohne ordnungsrechtliche Maßnahmen nicht – oder nur sehr geringfügig – in neue fossile Anlagen investiert.

Abbildung 142: Entwicklung der Wärmegestehungskosten und Technikdiffusion Anwendung 3: Diskontinuierliches Schmelzen/Warmhalten Halbzeug-guss Aluminium

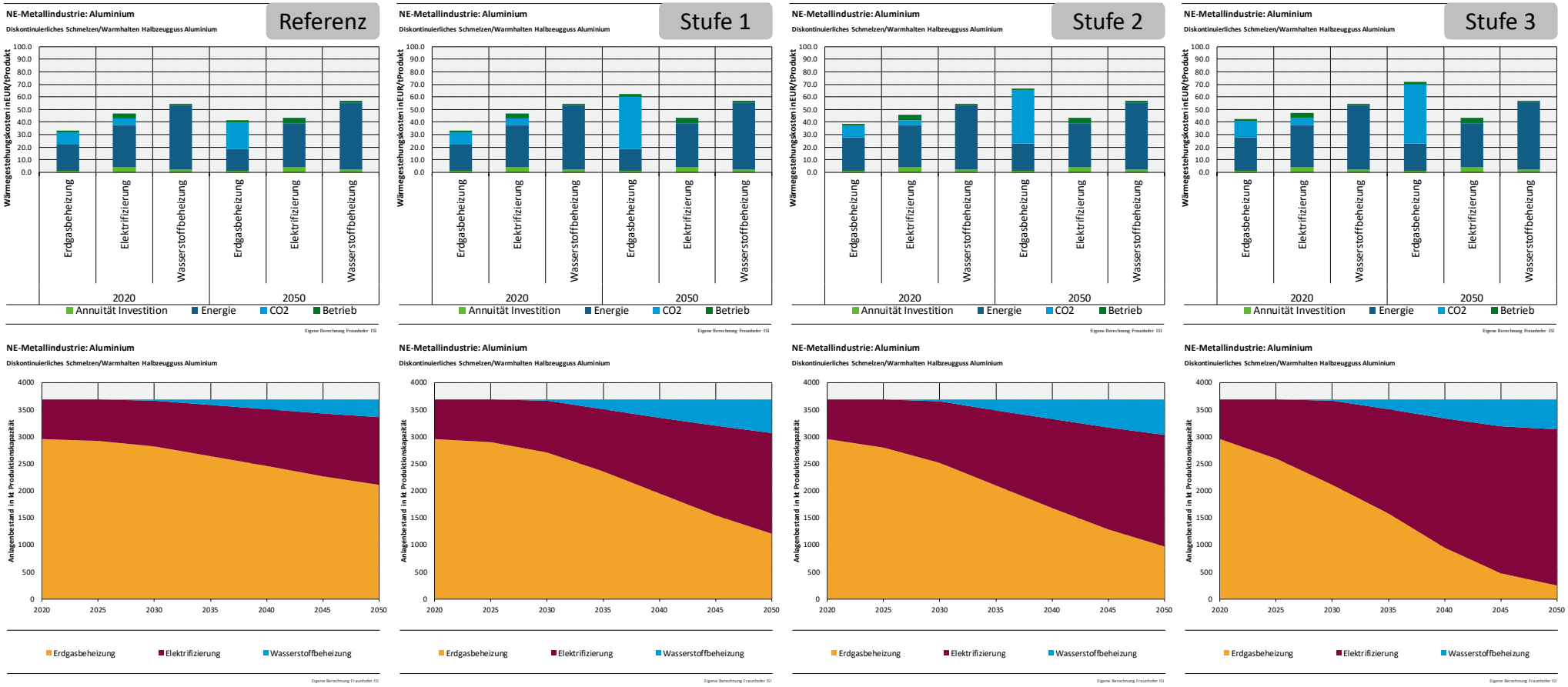
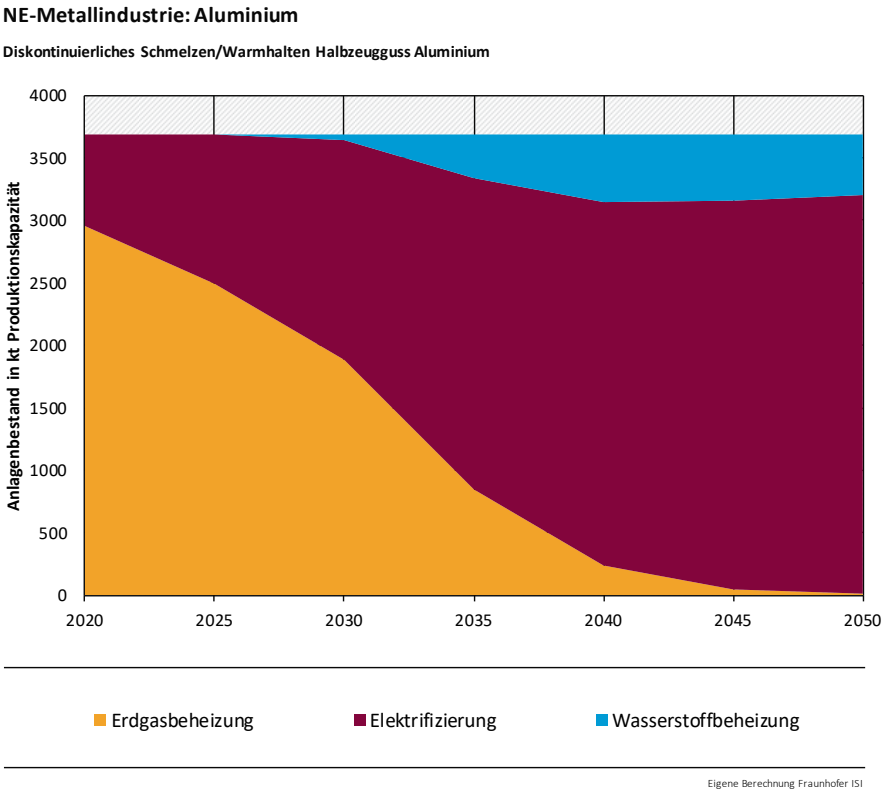


Abbildung 143: Technikdiffusion mit weiteren politischen Maßnahmen



7.3.4 Anwendungsbeispiel 4: Kontinuierliches Brennen Ziegel

7.3.4.1 Vorstellung der ausgewählten Anwendung

Für diese Beispielauswertung wird die Anwendung "Kontinuierliches Brennen Ziegel" aus der Branche "Keramik- und Ziegelindustrie" gewählt. Details der Anwendung werden im Abschnitt 5.10 wiedergegeben.

In der Anwendung dominiert 2020 die Erdgasbeheizung mit 100 % des installierten Bestandes (insgesamt 10340 kt Produktionskapazität). Alternativtechniken sind nicht im Bestand vorhanden. Zur Verfügung stehen:

- Wasserstoffbeheizung ab 2030
- Elektrifizierung ab 2030

Die Anlagen weisen sehr hohe Investitionen (321 €/$t_{Kapazität}$) und mittlere spezifische Energiebedarfe (0,5 GJ/$t_{Produkt}$) auf. Es entstehen prozessbedingte Emissionen (0,06 $t_{CO2\text{-}Äq.}$/$t_{Produkt}$). Mit einem Modernisierungszyklus der Referenztechnik von 30 Jahren erfolgt der Anlagenaustausch durchschnittlich. Nicht-energiebedingte Betriebskosten machen einen vergleichsweise hohen Anteil der Wärmegestehungskosten aus (35 %im Referenzfall 2020 mit 32 €/$t_{Produkt}$). Da dieser Kostenanteil für alle Techniken identisch ist, wirkt er stabilisierend auf den Bestand und erschwert die Diffusion der Alternativtechniken (geringere relative Bedeutung der Energiekosten).

7.3.4.2 Rechnung

7.3.4.2.1 Modellparameter

Es werden die in Tabelle 189 definierten Parameter verwendet.

7.3.4.2.2 Ergebnisse

Anhand der Entwicklung der Wärmegestehungskosten und der daraus resultierenden Technikdiffusion für das kontinuierliches Brennen von Ziegeln (Abbildung 144) lassen sich die Herausforderungen der Anwendung beschreiben.

Im **Referenzfall** ist die fossile Referenztechnik mit großem Abstand 2020 die günstigste Option. Wärmegestehungskosten von etwa 80 €/$t_{Produkt}$ stehen gut 140 €/$t_{Produkt}$ in der direkten Elektrifizierung und Wasserstoffbeheizung gegenüber. Bis 2045 nähern sich die Wärmegestehungskosten leicht an (80 €/$t_{Produkt}$ in der Erdgasbeheizung gegenüber ~125 €/$t_{Produkt}$ der Alternativtechniken). Die verbleibende Differenz verhindert aber eine starke Diffusion, so dass die fossile Technik 2045 noch etwa 85 %des Bestandes ausmacht. Der in **Schritt 1** erhöhte CO_2-Preis nähert die Wärmegestehungskosten weiter an, kann die Differenz aber auch nicht schließen (110 €/$t_{Produkt}$ Referenz gegenüber 130-140 €/$t_{Produkt}$ Alternativtechniken). Die Wirkung des Schrittes ist daher gering, der fossile Anteil am Bestand reduziert sich lediglich auf 80 %. Maßgeblich dafür verantwortlich sind die hohen Energieträgerpreise der Alternativtechniken. Die weiteren Preissignale in **Schritt 2** sind daher sehr wirksam bei der Verringerung der Kostendifferenz. Tatsächlich können diese bis 2045 dafür sorgen, dass die Alternativtechniken leicht geringere Wärmegestehungskosten als die Referenztechnik aufweisen (etwa 110 €/$t_{Produkt}$ gegenüber 115 €/$t_{Produkt}$ der Referenz). Allerdings ist diese Differenz vergleichsweise gering und entsteht spät (Kostengleichheit ist erst nach 2040 erreicht), so dass insgesamt nur eine geringe Diffusion der Alternativtechniken im Bestand entsteht (35%). In **Schritt 3** bewirkt die steigende Markthomogenität eine weitere Konzentration auf die günstigste Technik (direktelektrisch) und die Preisvoraussicht auf weiter stark steigende CO_2-Preise einen Anstieg der Wärmegestehungskosten der fossilen Technik auf 125 €/$t_{Produkt}$. Die Preisdifferenz ist über den gesamten Modellierungszeitraum allerdings vergleichsweise gering, so dass auch in Schritt 3 bis 2045 noch über die Hälfte (54%) des Bestandes fossil ist.

Weitere ökonomische Anreize haben nur begrenzte Wirkung, wenn sie nicht sehr früh stattfinden. So bewirkt ein massiv weiter erhöhter CO_2-Preis (linear auf 600 €/$t_{CO2\text{-}Äq.}$ bis 2050) lediglich eine Reduktion des fossilen Bestandes in 2045 auf 40 %. Eine weitere Entlastung des Strompreises – dann deutlich unter erwartete Gestehungskosten – auf Erdgasniveau (3 €ct/kWh) hat die gleiche Wirkung. Größere Wirkung haben auch in dieser Anwendung ein Neubauverbot ab 2030 und eine Reduktion des Modernisierungszyklus auf 20 Jahre (Abbildung 145).

Abbildung 144: Entwicklung der Wärmegestehungskosten und Technikdiffusion Anwendung 4: Kontinuierliches Brennen Ziegel

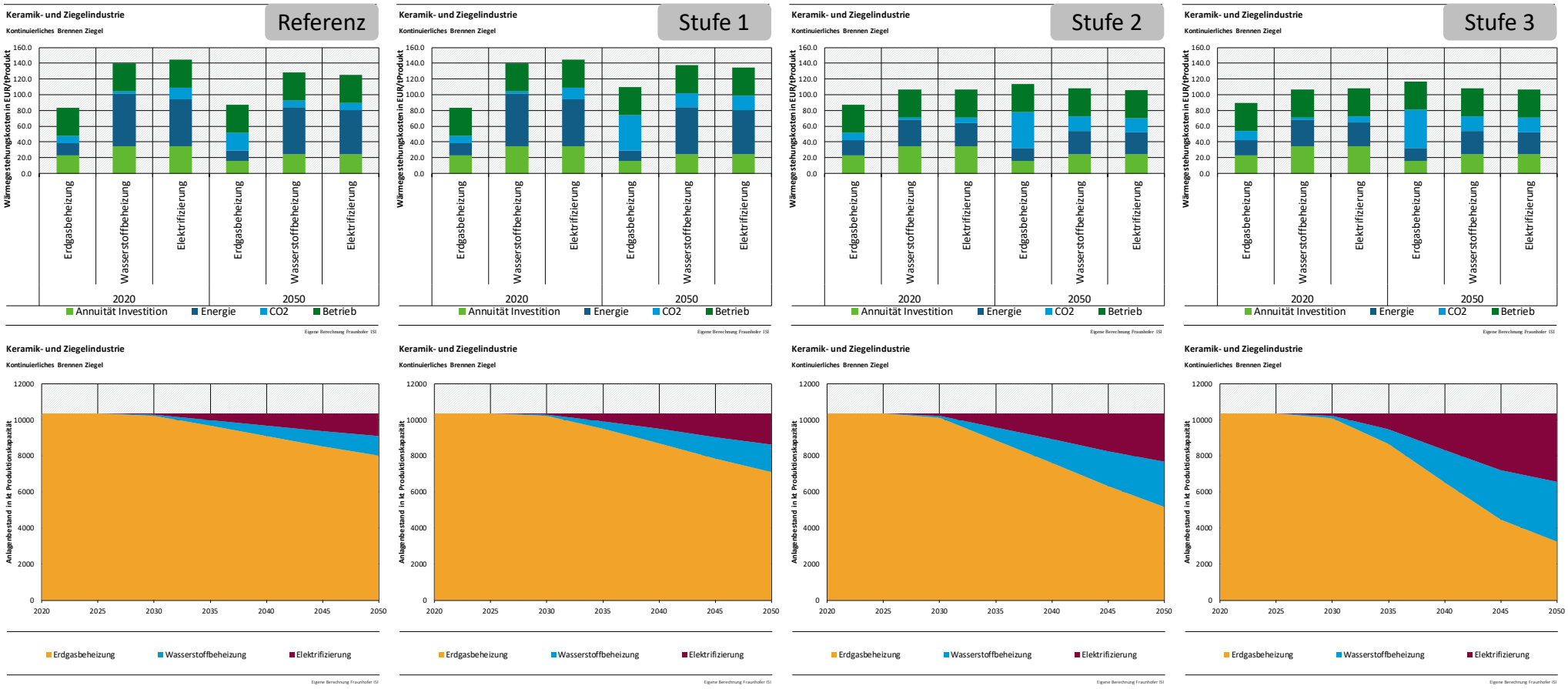
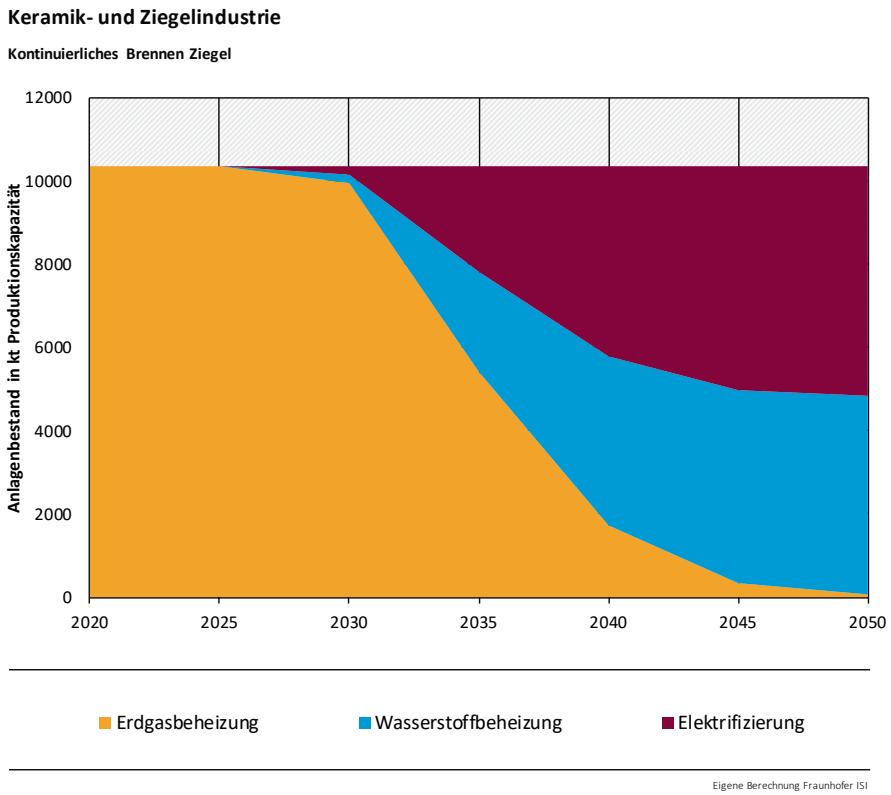


Abbildung 145: Technikdiffusion mit Neubauverbot ab 2030 und Modernisierungszyklus 20 Jahre



7.3.5 Anwendungsbeispiel 5: Papiertrocknung

7.3.5.1 Vorstellung der ausgewählten Anwendung

Für diese Beispielauswertung wird die Anwendung "Papiertrocknung" aus der Branche "Papierindustrie" gewählt. Details der Anwendung werden im Abschnitt 5.11 wiedergegeben.

In der Anwendung sind 2020 die Erdgasbeheizung in Kesseln und KWK (je knapp 50 %) dominant. Direktelektrische Dampferzeugung in Elektrodenkesseln mit geschätzten 2 % des installierten Bestandes ist marginal. Insgesamt liegt die Dampferzeugung für die Papiertrocknung bei etwa 40 Mio. t/a. Es stehen als weitere Techniken zu Verfügung:

- Wärmepumpensystem ab 2025
- Wasserstoffkessel ab 2020

Die Anlagen weisen sehr geringe Investitionen (5-33 €/$t_{Kapazität}$) und eine große Spannbreite spezifischer Energiebedarfe (0,35-0,96 GJ/$t_{Produkt}$) auf. Mit einem Modernisierungszyklus der Referenztechnik von 20 Jahren erfolgt der Anlagenaustausch vergleichsweise schnell[74]. Investitionen und Betriebskosten spielen eine sehr untergeordnete Rolle (<5%), die Wärmegestehungskosten werden maßgeblich durch die Energieträgerpreise bestimmt (etwa 75%). Abweichend von anderen Anwendungen werden die Wärmegestehungskosten in Bezug zur erzeugten Tonne Dampf (statt Tonne Produkt) angegeben.

[74] Dabei wird vor allem von Gaskesseln ausgegangen. KWK-Anlagen weisen regelmäßig deutlich höhe Lebensdauern auf aufgrund der unklaren Altersstruktur der Bestandsanlagen wurde der Modellparameter für diese Auswertung aber auf 20 Jahre gesetzt. Eine entsprechende Variation kann im Berechnungstool durchgeführt werden.

7.3.5.2 Rechnung

7.3.5.2.1 Modellparameter

Das im Startjahr der Modellierung bestehende Gleichgewicht im Bestand (je etwa 50 % Kessel und KWK) ist sehr fragil, da die Wirtschaftlichkeit der KWK-Anlagen stark vom Strompreis und den durch vermiedenen Netzbezug erzielbaren Einnahmen abhängen[75]. Die tatsächliche Kostenvermeidung ist auf der untersuchten Ebene nicht angebbar, da dies vom individuellen Betriebszustand der Anlage abhängen kann. Um den Startzustand zumindest aggregiert anzunähern, wird die durch KWK-Eigenversorgung erwartbare Wirtschaftlichkeit angepasst. Ziel ist (wie auch bei Anwendungsbeispiel 3), die Attraktivität im Startjahr den Beobachtungen im Bestand anzupassen. Dazu wird der "Preisfaktor Eigenversorgung", der den Wert des in KWK-Anlagen erzeugten Stroms reflektiert, reduziert auf 40 % (Tabelle 192). Darüber hinaus entspricht das Parameterset und dessen Progression dem Standardfall (7.2.3).

Tabelle 192: Angepasste Modellparameter der Anwendung Papiertrocknung

Modellparameter	Referenz	Schritt 1	Schritt 2	Schritt 3
Reduktion spezifische Investition (jährlich)[1]	Mittel 0,01->0,01			
Zinssatz	Mittel_0,05->0,05			
Energieeffizienzfortschritt (jährlich)	Mittel_0,005->0,005			
Kalkulatorischer Preis für eigenerzeugten Strom im Vergleich zu Netzbezug[2] (Preisfaktor Eigenversorgung Strom)	40 %			
Entlastung von staatlich bestimmten Strompreiskomponenten[3]	Mittelwert Eurostat		**Verminderter Strompreis (50 % des Basiswerts)**	
Entlastung Energiesteuer Erdgas	Befreiung nach §51 (0 EUR/MWh)		**Regulärer Satz (5,50 EUR/MWh)**	
Effektive CO_2-Preisüberwälzung Strom	100 %		**30 %**	
CO_2-Preise (EUR/tCO2)	Mittel_55->150	**Hoch_55->300**		
Preisvoraussicht[4]	Keine 0->0 Jahre			**Gering 5->5 Jahre**
Preisentwicklung nach 2050	Trend 2030-2050			
Bestandsmodell				
Altersverteilung im Startjahr (2020)	Gleichverteilung der Altersklassen			
Ersatzrate	Bestandserhaltend		**Bestandserneuerung**	
Markthomogenität	Mittel		**Hoch**	
Anteil Modernisierung[5] von Referenztechniken	50 %			
Entwicklung Gesamtkapazität[6]	Kapazitätserhaltung			

[75] Diese werden als reduzierte Energiekosten dargestellt.

7.3.5.2.2 Ergebnisse

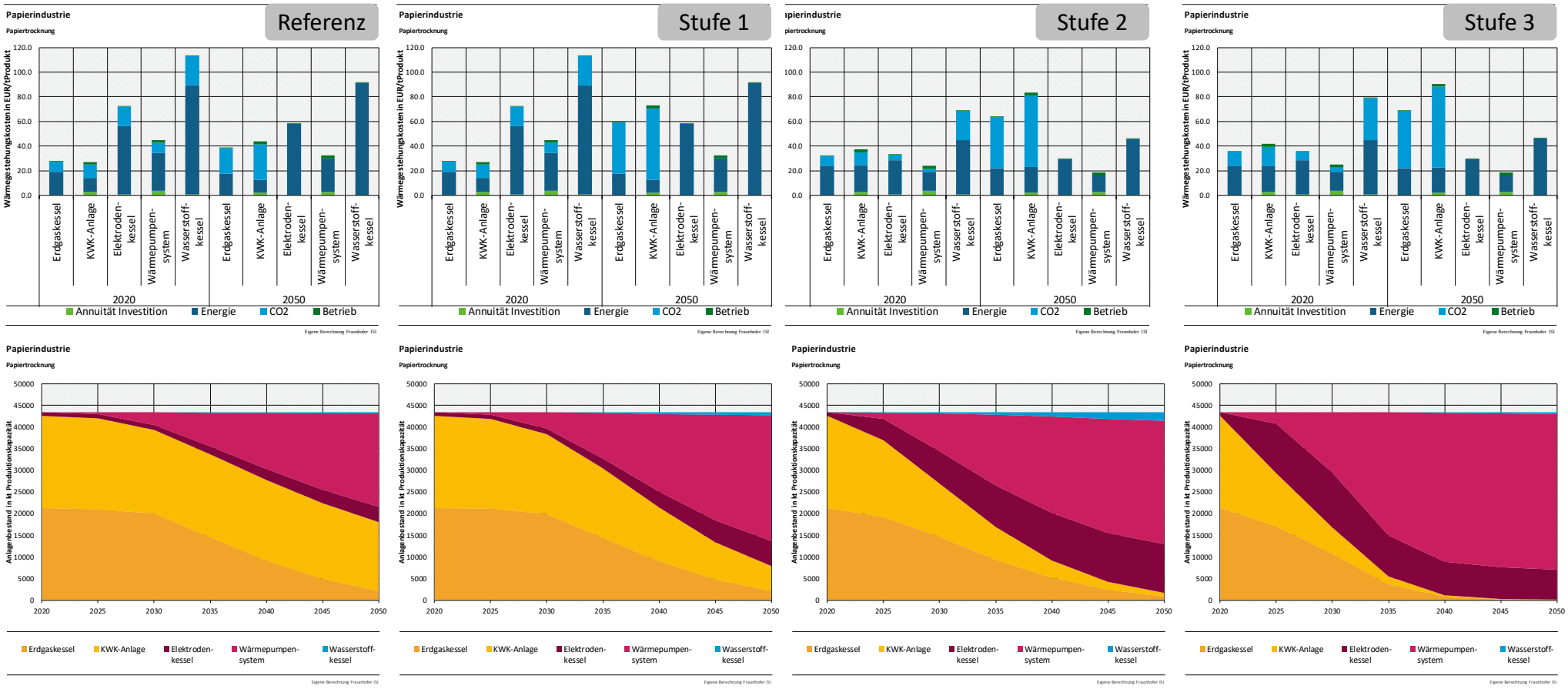
Anhand der Entwicklung der Wärmegestehungskosten und der daraus resultierenden Technikdiffusion für die Papiertrocknung (Abbildung 146) lassen sich die Herausforderungen der Anwendung beschreiben.

Im **Referenzfall** sind die fossilen Referenztechniken 2020 die günstigsten Optionen (27 €/t_{Dampf}). Die Alternativtechniken bewegen sich zwischen 45 (Wärmepumpensystem) und 90 €/t_{Dampf} (Wasserstoffkessel). Insbesondere durch steigende CO_2-Preise und die Dekarbonisierung des Strommix wird bereits im Referenzfall das Wärmepumpensystem zur günstigsten Technik (30 €/t_{Dampf}). Elektrische Lösungen erreichen so bis 2045 26 %des Bestandes (maßgeblich Wärmepumpen, geringfügig Elektrodenkessel). Der in **Schritt 1** erhöhte CO_2-Preis verstärkt diesen Trend, Wärmepumpen sind dadurch ab etwa 2035 günstiger als fossile Anlagen (Elektrodenkessel erst 2050). 2050 besteht eine große Differenz zwischen Wärmepumpen (30 €/t_{Dampf}) und den anderen Techniken (60-90 €/t_{Dampf}). CO_2-neutrale Alternativtechniken erreichen 2045 zusammen 44 %des Bestandes. Die weiteren Preissignale in **Schritt 2** sind sehr wirksam, da sie direkt auf den größten Kostenblock, die Energiekosten, wirken. Die Kosten der Wärmepumpentechnik (gut 20 €/t_{Dampf}) sinken direkt zu Modellierungsbeginn unter die der Referenztechniken und bis 2045 sind alle Alternativtechniken günstiger als die Referenztechniken. Insbesondere die KWK-Anlage wird deutlich weniger wirtschaftlich, da nun durch reduzierte Strompreise auch der Erlös durch den vermiedenen Netzbezug weniger wertvoll ist. Daraus ergibt sich eine schnelle und weitgehende Diffusion CO_2-neutraler Techniken bis 2045, mit 58 %Anteil am Bestand der Wärmepumpe, 23 %des Elektrodenkessels und 5 %des Wasserstoffkessels. Es verbleiben 14 %fossile Techniken. In **Schritt 3** bewirkt die steigende Markthomogenität eine weitere Konzentration auf die günstigste Technik (Wärmepumpe) und die Preisvoraussicht auf weiter stark steigende CO_2-Preise einen Anstieg der Wärmegestehungskosten der fossilen Technik auf 80-110 €/t_{Dampf}. Diese sind nicht mehr konkurrenzfähig und werden in diesem Schritt bereits ab 2025 nur noch geringfügig errichtet. Es verbleiben 2045 nur 3 %Bestandsanlagen[76].

Weitere Anreize oder gar tiefere Eingriffe durch Ordnungsrecht scheinen nicht notwendig. Dieses Ergebnis entsteht ebenso in der Dampfversorgung von Chemieparks und der untersuchten Anwendung der Nahrungsmittelindustrie, mithin also der gesamten untersuchten Dampferzeugung. Darüber hinaus in der Glasindustrie und (in geringerem Umfang) in zweien der Umformtechnik.

[76] Aufgrund der Struktur der Anwendung mit nur etwa 10 Standorten ist diese Kapazität als modellbedingte Restgröße zu interpretieren und zeigt im Grunde vollständigen Austausch an.

Abbildung 146: Entwicklung der Wärmegestehungskosten und Technikdiffusion Anwendung 5: Papiertrocknung



7.4 Anwendungen und Branchen in der Übersicht

Als Ebene über den hier ausgewerteten Anwendungen und der Funktionalität des AP2-Tools wird ein vorbereiteter Datensatz bereitgestellt. Mit diesem kann die Entwicklung für **alle** Anwendungen nachvollzogen und zusätzlich **zwischen** den beschriebenen Schritten befindliche Zustände untersucht werden. Der Datensatz wird in einer eigenen Excel-Datei geliefert und kann mit der Pivot-Funktionalität ausgewertet werden.

Ein Teil der möglichen Auswertungen dieses umfangreichen Datensatzes wird hier dargestellt, um einen Überblick über die Gesamtergebnisse zu ermöglichen. Es wird allerdings empfohlen, die möglichen Kombinationen und Detailgrade anhand des bereitgestellten Datensatzes direkt zu erfahren und so auch einen Einstieg in die Funktionsweise des Berechnungstools zu finden. Erläuterungen zur Ergebnisdarstellung

Für die Darstellung der anwendungs- und branchenübergreifenden Ergebnisse wird eine neue Darstellungsform gewählt. Obschon diese auf den gleichen Ergebnissen (Marktanteile, Attraktivität) und dahinterliegenden Daten (Anlagenaustausch, Wärmegestehungskosten) aufsetzt, ist ihr Detailgrad reduziert. Damit wird insbesondere nicht mehr die direkte Konkurrenz zwischen Techniken beleuchtet, sondern die Erreichung einer CO_2-neutralen Prozesswärmeerzeugung und die Wirkung der untersuchten politischen Maßnahmen bzw. Reformoptionen (siehe 7.2) in den Mittelpunkt gestellt.

Die zentrale Darstellung ist ein Scatterplot, in dem die einzelnen Branchen aufgetragen sind, siehe Abbildung 147. Hierzu werden die Ergebnisse alle Anwendungen in den jeweiligen Branchen addiert (für Anteile gewichtete Mittelwerte). Jede Blase in dieser Abbildung ist eine Branche, deren gesamte Produktionskapazität (in der jeweiligen Aktivitätsgröße, meist Tonnen physische Produktion[77]) als Blasenfläche codiert ist. Diese Branchen sind aufgetragen über dem Anteil CO_2-neutraler Prozesswärmeerzeugungsanlagen im Gesamtbestand. Der für diese Achse gültige Bereich liegt daher zwischen 0 % und 100 %, wobei die meisten Branchen im Startjahr nahe oder bei 0 % liegen. Der Zielwert 2045 ist zwischen 80 % und 100 %. Grundsätzlich ist es möglich, für alle Branchen bis 2045 eine vollständige Diffusion (100 % auf der x-Achse) CO_2-neutraler Anlagen zu erreichen. In den ausgewählten Szenarien und Maßnahmenkombinationen ist dies nur durch individuell auf die Anwendungen wirkende Maßnahmen (siehe Beispiele in 7.3) der Fall – in der im Folgenden dargestellten Übersicht sind nur die auf alle Anwendungen/Branchen uniform wirkenden Maßnahmen bis Stufe 3 dargestellt. Auf der Ordinate ist dem tatsächlichen Anteil am Anlagenbestand die wirtschaftliche Attraktivität CO_2-neutraler Anlagen gegenübergestellt. Dies ist eine Aggregation der beispielsweise in Abbildung 139 dargestellten Technikkonkurrenz: Je wirtschaftlicher (heißt geringere Wärmegestehungskosten) CO_2-neutrale Techniken gegenüber fossilen Techniken sind, desto stärker steigt ihre Attraktivität und die damit einhergehende Wahrscheinlichkeit, dass sie bei einer anstehenden Investitionsentscheidung ausgewählt werden. Eine hohe wirtschaftliche Attraktivität (y-Achse) ist damit generell eine notwendige Voraussetzung für einen hohen Anteil CO_2-neutraler Anlagen am Bestand (x-Achse). Es ist allerdings noch keine hinreichende Voraussetzung. Zusätzlich müssen auch Investitionsentscheidungen anstehen, also ein Anlagenaustausch stattfinden. Um diese beiden zentralen Dimensionen der Modellierung darzustellen, wurde die Abbildung entworfen.

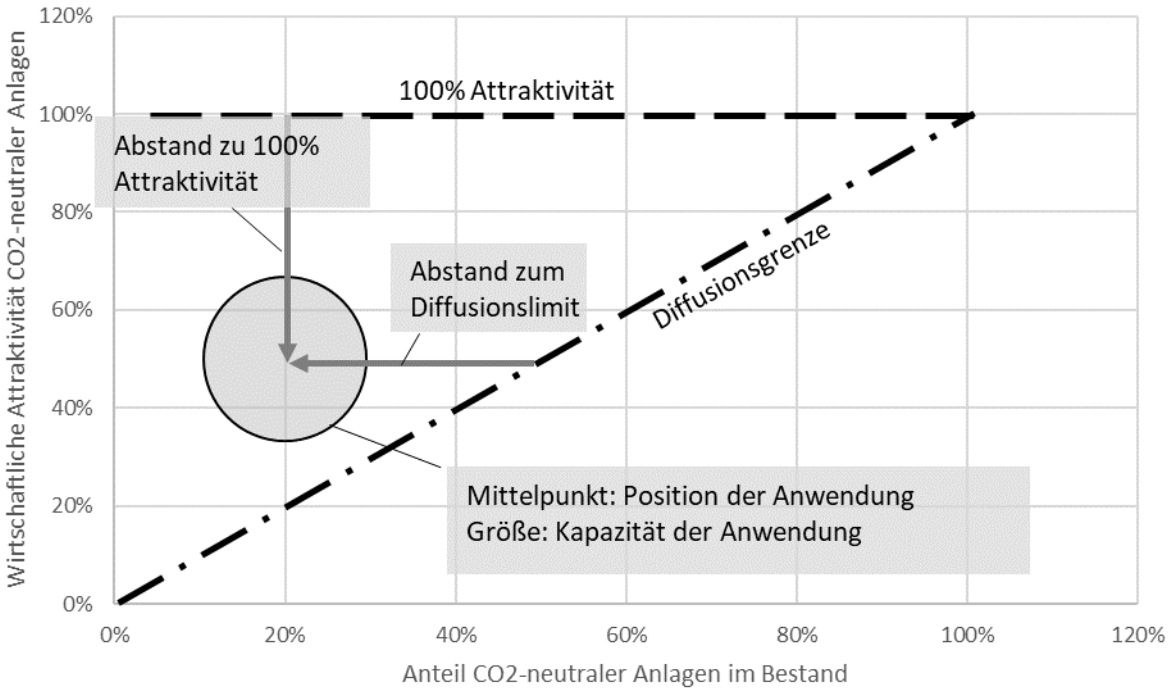
Aus diesen Überlegungen ergeben sich zwei Grenzen, die in der Abbildung als Linien eingezogen sind. Erstens kann maximal eine Attraktivität von 100 % erreicht werden. In diesem Fall wäre jede neue gebaute Anlage eine CO_2-neutrale (jede Differenz zu 100 %, also z. B. 80 % zu 20 % würde bedeuten, dass dieser Anteil fossiler Anlagen zugebaut wird). Zweitens ergibt sich eine

[77] Für Dampferzeugung: kt Dampf.

Diffusionsgrenze als diagonale Linie. Also ein Maximalwert für den CO_2-neutralen Anlagenbestand in Abhängigkeit von der aktuellen wirtschaftlichen Attraktivität[78]. Mithilfe dieser Linien und der Abstände der Branchen-Blasen von ihnen lassen sich Gruppen definieren: Branchen mit großem Abstand zur Attraktivitätsgrenze fehlt es an wirtschaftlich attraktiven CO_2-neutralen Techniken, während Branchen mit Abstand zur Diffusionsgrenze oft zu träge im Anlagenaustausch sind – Mischformen existieren. Auf dieser Gruppenzuordnung basiert die Ergebnisauswertung (siehe 7.4.1), sie wird dort näher ausgeführt.

Diese Abbildung wird jeweils für ein Stützjahr und einen Szenarioparametermix angegeben.

Abbildung 147: Erläuterungen zur Darstellung übergreifender Ergebnisse



Quelle: eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

7.4.1 Ergebnisse im Referenzfall

Der Referenzfall ist – in Anlehnung an Tabelle 189 – als Fall definiert, in dem keine weiteren Anstrengungen zur Attraktivitätssteigerung CO_2-neutraler Prozesswärmeerzeugung unternommen werden. Er ist damit ausdrücklich kein "business as usual"-Fall, sondern extrapoliert den Zustand des Basisjahres auf die Zukunft[79]. Es werden die folgenden Einstellungen des vorbereiteten Datensatzes genutzt:

- Version: Basis Technikverfügbarkeit
- Entlastung von Strompreiskomponenten: Mittelwert Eurostat

[78] Dieser Zusammenhang ist nicht absolut. Es ist beispielsweis denkbar, dass CO_2-neutrale Anlagen lange attraktiv sind und in den Bestand hineindiffundieren (also hohe Werte auf der x-Achse erreicht werden) – dann aber durch veränderte Preisannahmen fossile Anlagen wieder an Attraktivität gewinnen. Dann könnten sich Branchen rechts von bzw unter der Diffusionsgrenze wiederfinden.

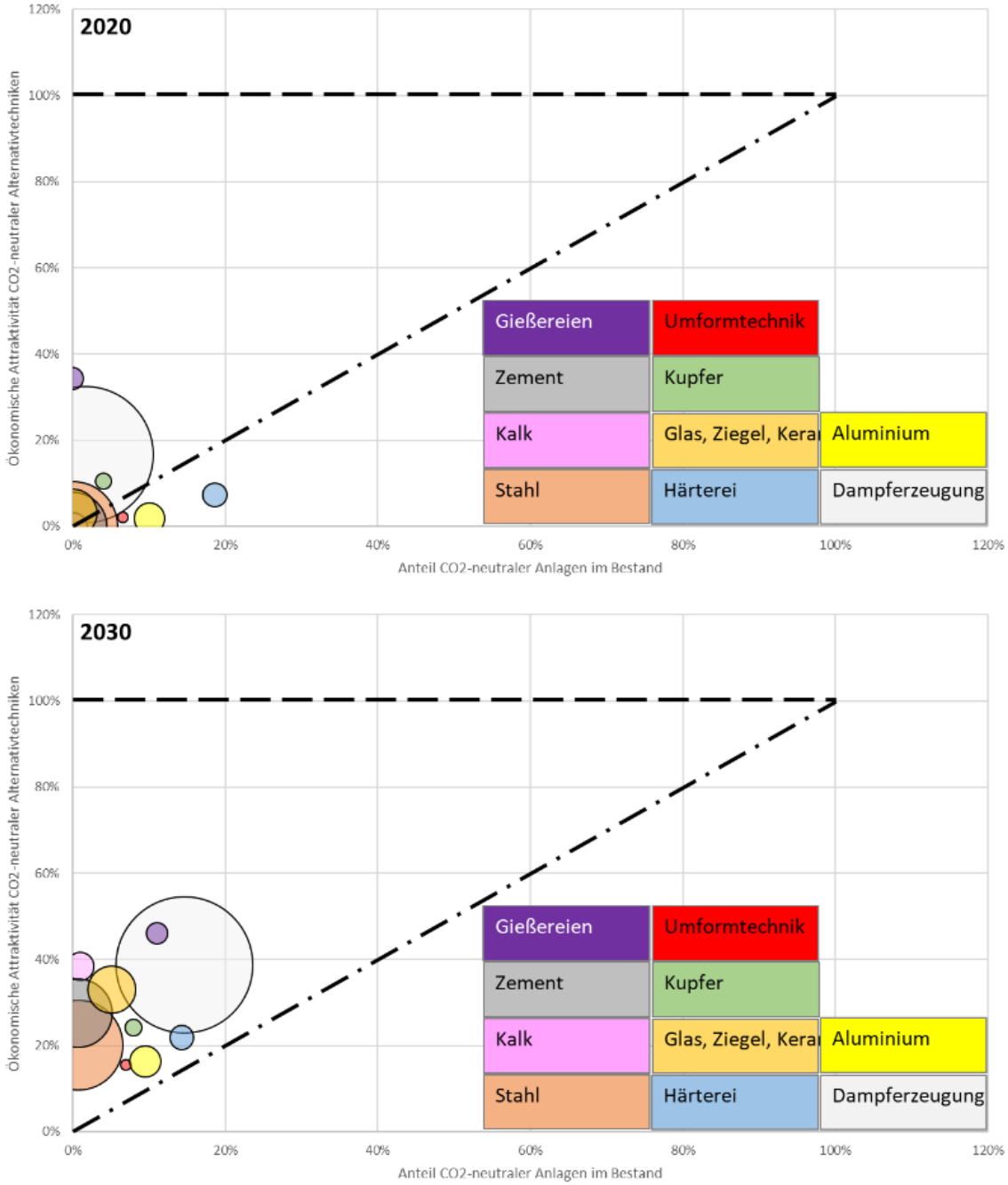
Dabei handelt es sich um eine theoretische Möglichkeit, die in den hinterlegten Szenarien nur im Startjahr vorkommt. Die Diffusionsgrenze ist somit eine Szenario- keine Modelleigenschaft. Als Orientierung wird sie hier dennoch beibehalten.

[79] Ein steigender CO_2-Preis wird aufgrund zunehmender Knappheit der zurVerfügung stehenden Emissionszertifikate im EU-ETS angenommen, es werden aber keine neuen politischen Maßnahmen unterstellt.

- Effektive CO_2-Preisüberwälzung auf Strom: 1 (100 %)
- CO_2-Preise: Mittel (75 €/$t_{CO2\text{-}Äq.}$ in 2020, 150 €/$t_{CO2\text{-}Äq.}$ in 2050)
- Preisvoraussicht: 0 Jahre
- Ersatzrate: Bestandserhaltend
- Markthomogenität: Mittel

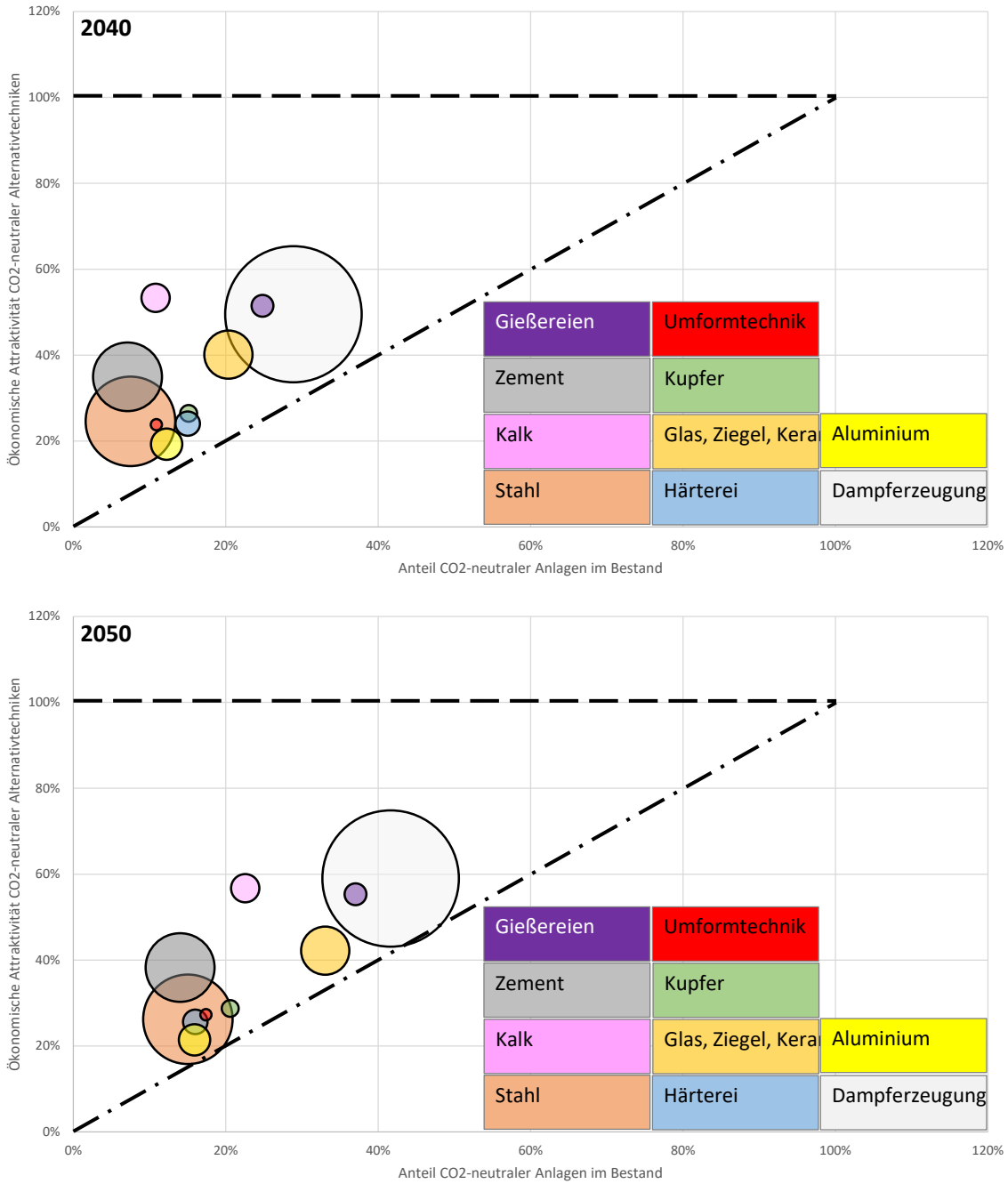
Daraus ergibt sich ein Fall, in dem CO_2-neutrale Anlagen mangels Preissignalen langfristig nur teilweise attraktiv und Anlagen nur langsam ausgetauscht werden (Abbildung 148 und Abbildung 149). Obschon in einzelnen Branchen relevante Diffusion stattfindet (Dampferzeugung, Gießereien, Glas, Ziegel, Keramik), ist die Dynamik insgesamt sehr gering. Entsprechend entsteht bis 2050 nur eine geringfügige Diffusion CO_2-neutraler Anlagen (x-Achse, maximal 40 %) und die dann bestehende Attraktivität (y-Achse, zwischen 20 % und 60 %) verspricht keine starke Diffusion in den darauf folgenden Jahren. Insgesamt ist in diesem Fall eine Dekarbonisierung der Prozesswärmeerzeugung nicht annähernd erreichbar.

Abbildung 148: Diffusion und Attraktivität CO_2-neutraler Anlagen im Referenzfall nach Branchen



Quelle: eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

Abbildung 149: Diffusion und Attraktivität CO_2-neutraler Anlagen im Referenzfall nach Branchen (Fortsetzung)



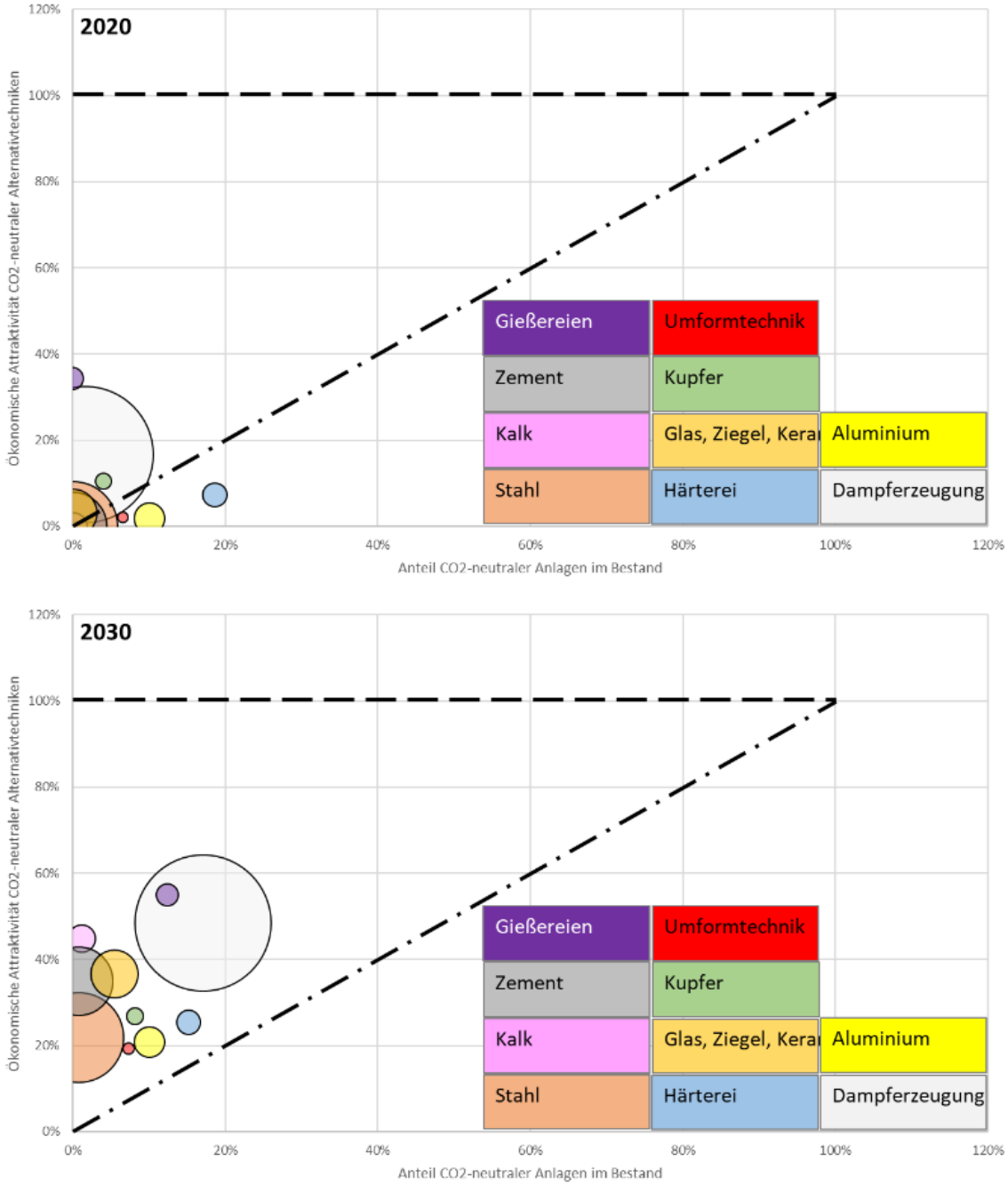
Quelle: eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

7.4.2 Ergebnisse in Schritt 1

In "Schritt 1" wird – in Anlehnung an Tabelle 189 – der CO_2-Preis auf ambitionierte Annahmen gehoben. Dieser erreicht 2040 300 €/$t_{CO2\text{-}Äq.}$ und verbleibt dort bis zum Ende der Modellierung 2050 (siehe Tabelle 183). Die anderen Parameter entsprechen denen des Referenzfalls.

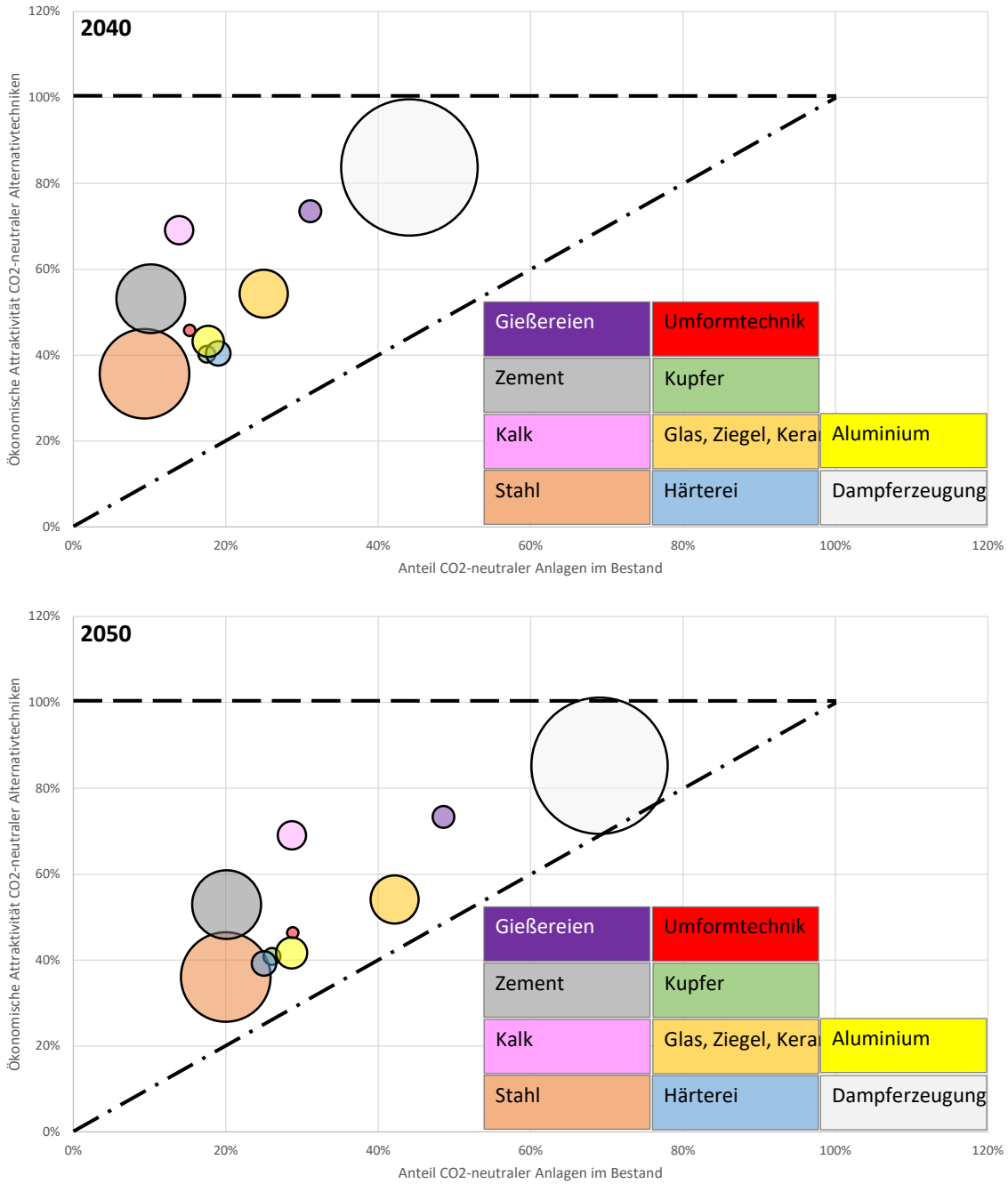
Das so entstehende Preissignal bewirkt eine starke Verbesserung der wirtschaftlichen Attraktivität vor allem ab 2040 (wenn die CO_2-Preispfade weit auseinander liegen). Es werden so 2050 branchenabhängig wirtschaftliche Attraktivitäten CO_2-neutraler Anlagen zwischen 35 %und 85 % erreicht (Abbildung 150 und Abbildung 151). Viele Branchen bewegen sich allerdings auch in diesem Schritt nahe an ihrer Diffusionsgrenze (unter Anderem Härterei, Glas, Keramik, Ziegel, Stahl, Dampferzeugung). Dies deutet darauf hin, dass weitere Preissignale – die die Attraktivität steigern – schnell in tatsächlichen Anlagenbestand umgesetzt werden könnten. Für Zement, Kalk und Gießereien gilt dies nicht oder nur eingeschränkt – diese können in dieser Konfiguration die wirtschaftliche Attraktivität CO_2-neutraler Anlagen (50 %-75 %) nur teilweise in tatsächlichen Anlagenbestand umsetzen. Entsprechend könnten hier Maßnahmen zur Beschleunigung des Anlagenaustauschs (siehe Schritt 3) sinnvoll sein.

Abbildung 150: Diffusion und Attraktivität CO_2-neutraler Anlagen in Schritt 1 nach Branchen



Quelle: eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

Abbildung 151: Diffusion und Attraktivität CO'-neutraler Anlagen in Schritt 1 nach Branchen (Fortsetzung)



Quelle: eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

7.4.3 Ergebnisse in Schritt 2

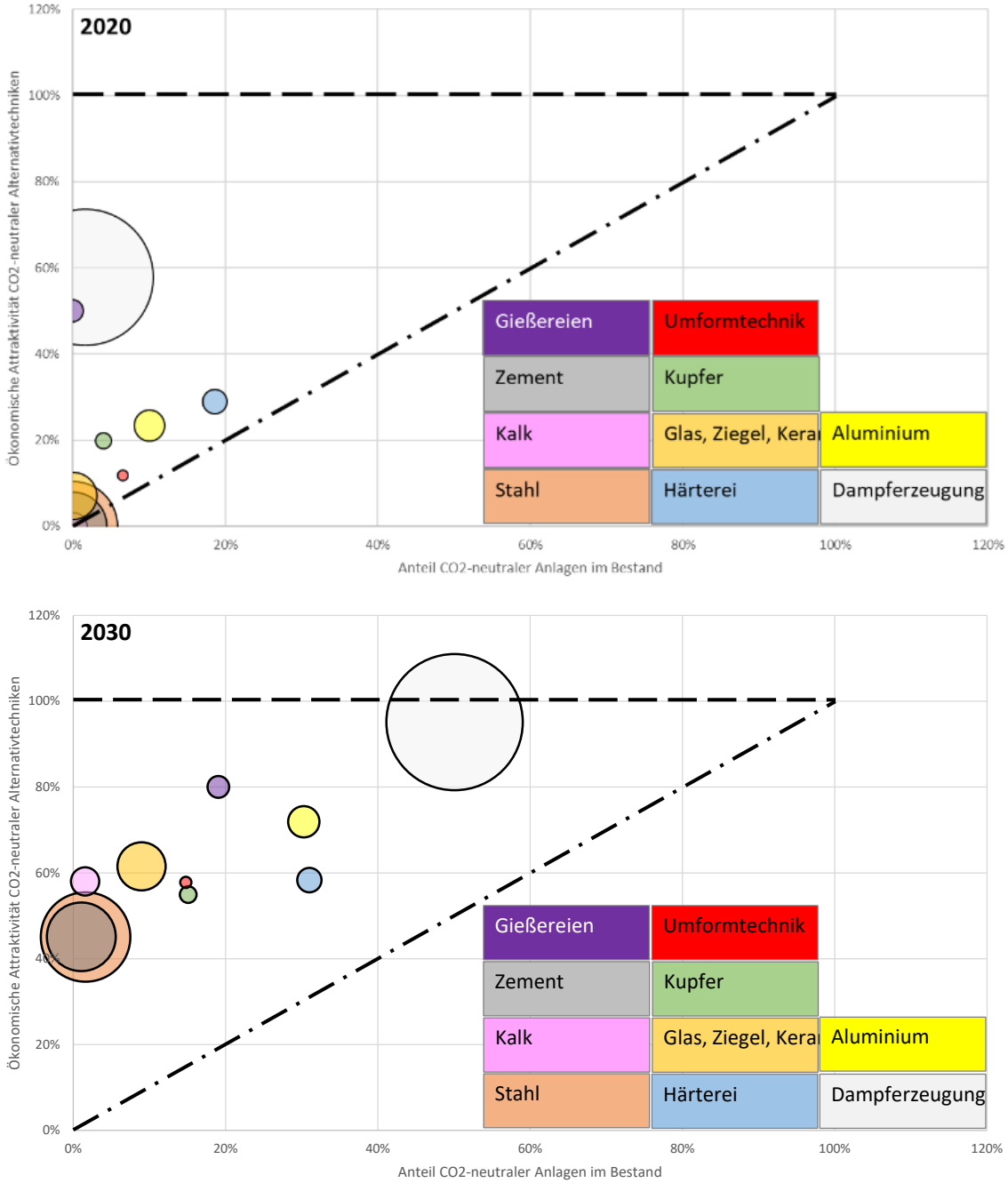
In Schritt 2 werden weitere Preissignale gesetzt, darunter ein sehr deutlich abgesenkter Strompreis (50 % des Wertes im Referenzfall), eine vollständige Erhebung der Energiesteuer auf Erdgas und eine ausgesetzte Überwälzung des CO_2-Preises auf den Strompreis[80].

Dadurch ergibt sich bereits in 2020[81] eine deutlich höhere Attraktivität CO_2-neutraler (strombasierter) Anlagen (Abbildung 152 und Abbildung 153). Diese wird 2030 weiter gesteigert (der Effekt der CO_2-Preise kommt hinzu) und erreicht 2040 den Maximalwert, der für Dampferzeugung bei nahezu 100 % liegt. Weitere Branchen (Gießereien, Aluminium, Umformtechnik) liegen bei über 80 % Attraktivität. Diese setzt sich dann bis 2050 (bei gleichbleibender Attraktivität) in Diffusion im Anlagenbestand um. In diesem Schritt erreichen sechs Branchen eine Diffusion CO_2-neutraler Techniken über 60 %, was ebenfalls noch nicht dem Zielbild entspricht, aber bereits eine starke Umwälzung der eingesetzten Techniken darstellt.

[80] Dies ist ab etwa 2030 nicht mehr relevant, da die Stromerzeugung als weitgehend dekarbonisiert angenommen wurde. Diese Annahme weicht leicht ab von den in Tabelle 189 angegebenen Werten.

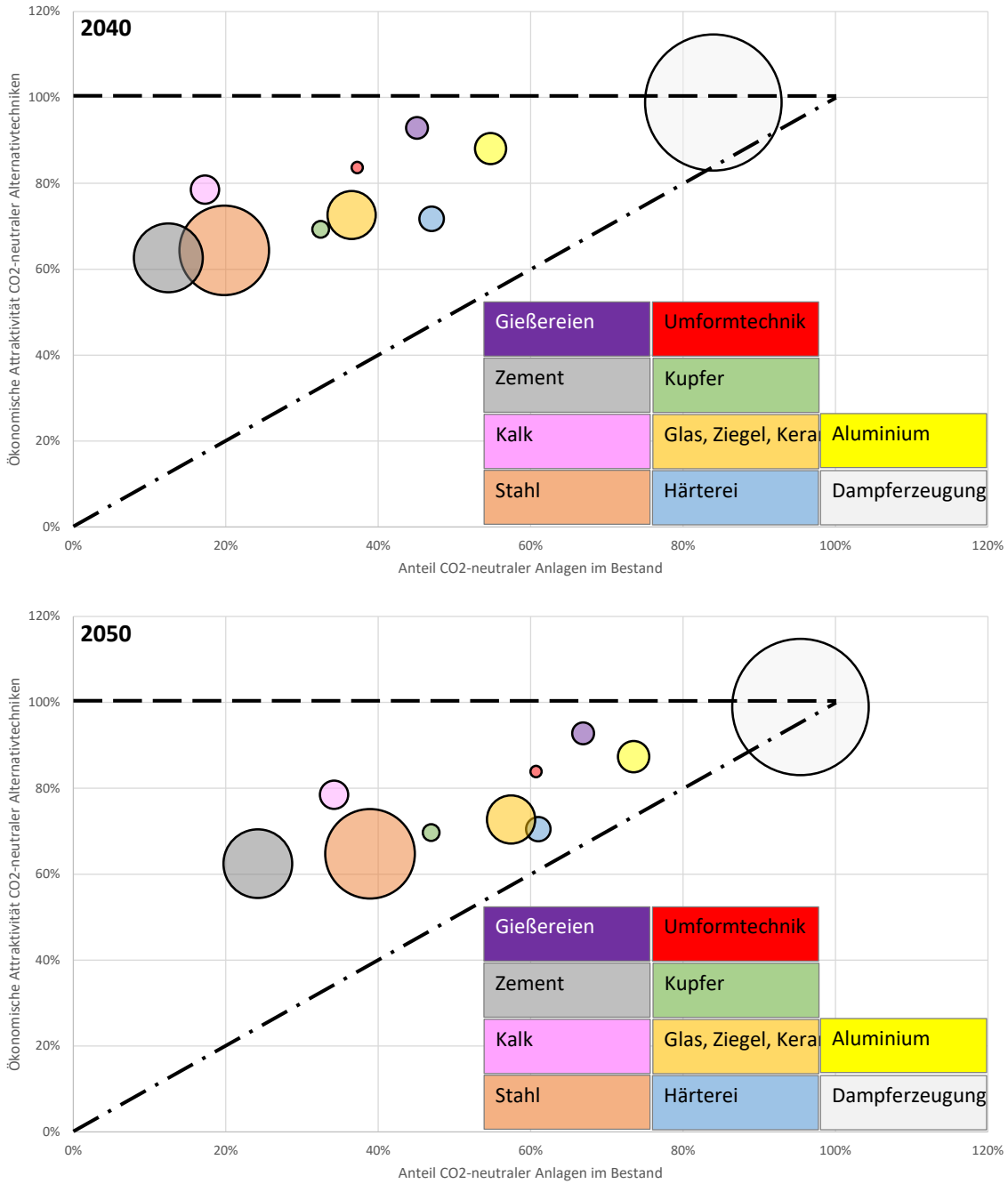
[81] Zu beachten: Die Modellierung startet stets in 2020 und Änderungen der Modellparameter können direkt wirken.

Abbildung 152: Diffusion und Attraktivität CO2-neutraler Anlagen in Schritt 2 nach Branchen



Quelle: eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

Abbildung 153: Diffusion und Attraktivität CO2-neutraler Anlagen in Schritt 2 nach Branchen (Fortsetzung)



Quelle: eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

7.4.4 Ergebnisse in Schritt 3

In Schritt 3 werden den Preissignalen vorheriger Schritte Änderungen des Investierendenverhaltens beiseitegestellt, die ein strukturell verändertes Entscheidungskalkül abbilden sollen. Diese teilen sich in drei Parameteranpassungen ein:

- Energie- und CO_2-Preise werden 10 Jahre im Voraus vorhergesagt und in die Investitionsentscheidungen einbezogen. Dadurch wirkt insbesondere der Preisanstieg der CO_2-Preise früher.
- Anlagen werden nicht erst am Ende, sondern bereits bei Erreichen von 65 %ihrer technischen Lebensdauer einer Ersatzprüfung unterzogen. Dies sorgt vor allem bei hoher Attraktivität CO_2-neutraler Anlagen für einen deutlich beschleunigten Austausch[82].
- Es wird eine hohe Markthomogenität angenommen. Dies bedeutet, dass die am Markt für Prozesswärmeanlagen als Nachfragende Teilnehmenden (d.i. die NutzerInnen) eine gute Kenntnis davon haben, welche Anlage für sie die attraktivste ist. Dadurch werden attraktivere Anlagen häufiger gewählt. In Kombination mit den vorherigen Maßnahmen der Schritte 1 und 2 beschleunigt dies die Diffusion CO_2-neutraler Anlagen[83].

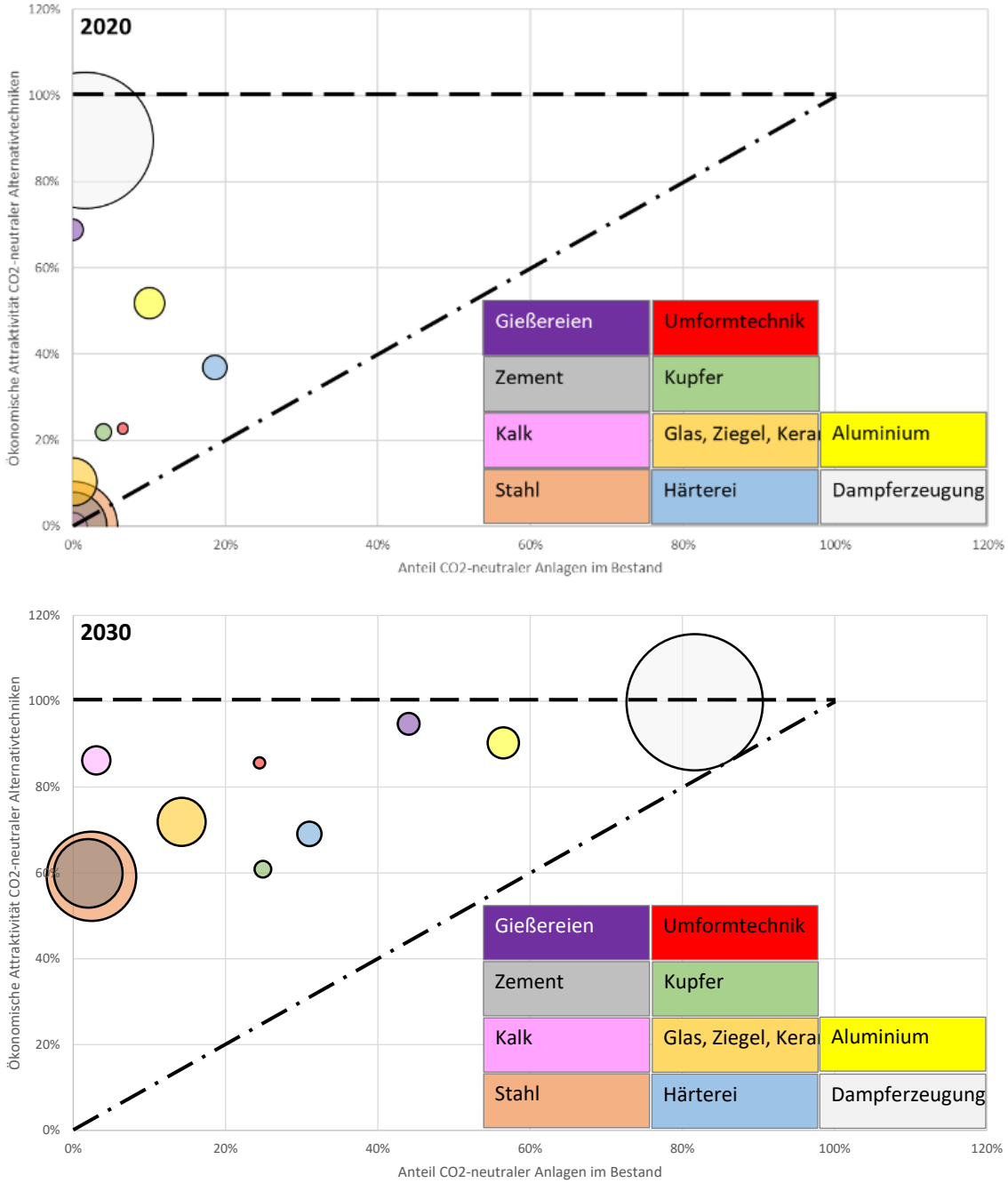
Diese Änderungen führen zu einer sehr schnellen Diffusion CO_2-neutraler Anlagen in der Dampferzeugung, den Härtereien, Gießereien und der Aluminiumverarbeitung (Abbildung 154 und Abbildung 155). Bis 2050 erreichen fast alle Branchen Attraktivitätswerte von 80 % und Diffusion über 75%. Ausgenommen hiervon Zement und Kalk (<50 %) und Stahl sowie Kupferverarbeitung (60 %).

Insgesamt wird mit Schritt 3 zwar eine weitgehende Dekarbonisierung erreicht, das übergreifende Ziel einer vollständig CO_2-neutralen Prozesswärmeerzeugung aber verfehlt. Aufgrund der Spreizung der Ergebnisse nach Branchen (vergleiche zum Beispiel die unterschiedliche Entwicklung von "Zement" und "Aluminium" in 2040, Abbildung 153) scheinen allerdings weitere uniform auf alle Branchen wirkenden Maßnahmen ungeeignet. Die in dieser Untersuchung identifizierten Branchen mit besonders starken Herausforderungen sind jene, die weitere starke – nicht detailliert modellierte – Hemmnisse aufweisen. Insbesondere für Zement und Kalk können aufgrund der Bedeutung prozessbedingter Treibhausgasemissionen dezidierte Lösungen relevant sein (neue Bindemittel, CO_2-Abscheidung, Nachfragereduktion durch Materialeffizienz und Suffizienz) die auch in einer besonders beschleunigten Anlagenumwälzung resultieren können. Die Stahlweiterverarbeitung wiederum wird stark von der Transformation der hier nicht untersuchten Rohstahlerzeugung abhängen.

[82] Der genaue Mechanismus, mit dem dieser Effekt erreicht wird, ist dabei nicht näher definiert. Es kann sich um Ordnungsrecht oder andere dem Unternehmen exogene Einwirkung handeln. Allerdings scheint auch die Annahme gerechtfertigt, dass bei hoher wirtschaftlicher Attraktivität von Alternativtechniken (und damit deutlich geringerer laufender Kosten gegenüber den fossilen Bestandsanlagen) auch unternehmens-intrinsisch ein Druck entsteht, Bestandsanlagen früher auszutauschen und durch die attraktivere Technik zu ersetzen.

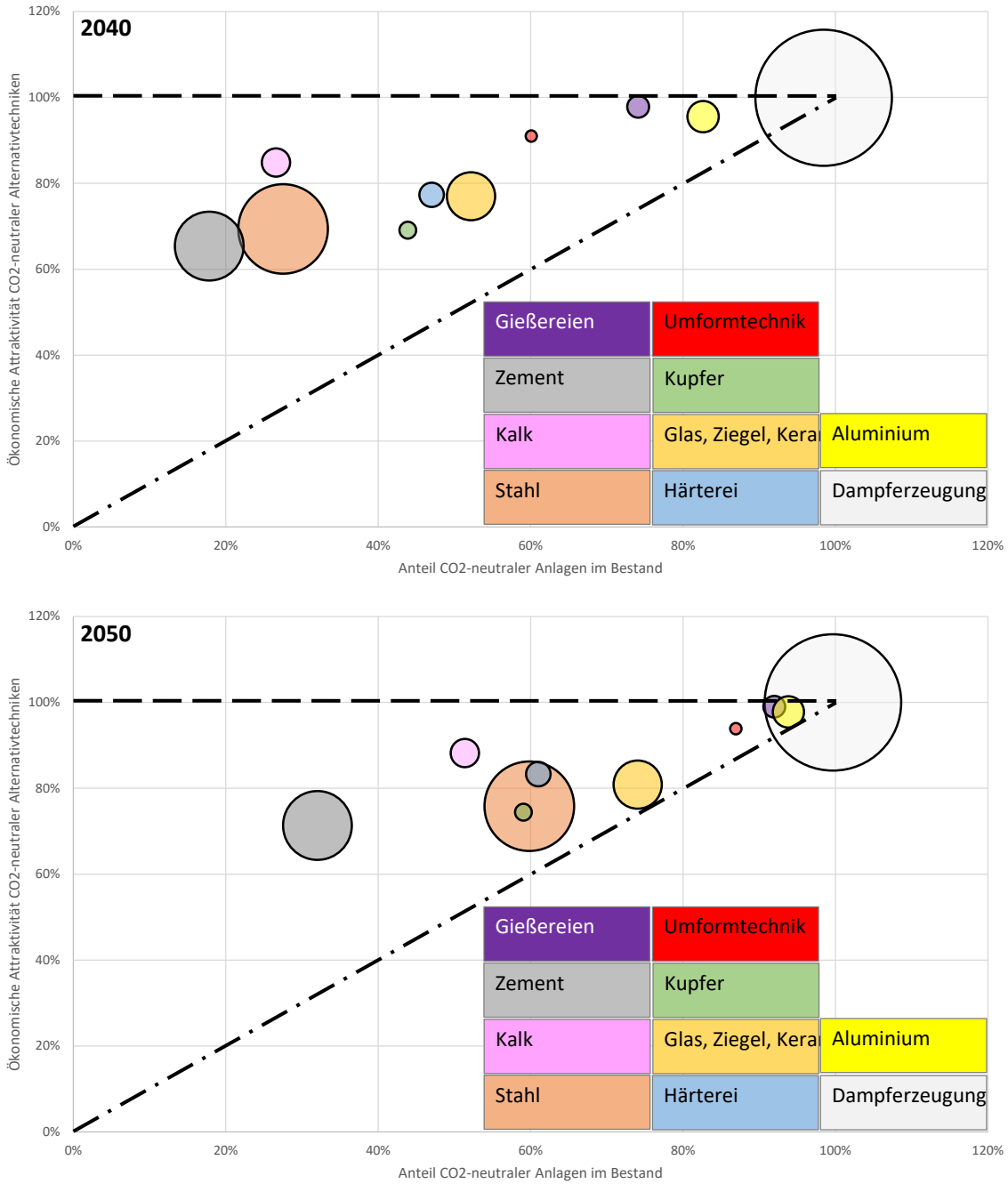
[83] Im Referenzfall behinderte diese Einstellung die Diffusion CO_2-neutraler Anlagen.

Abbildung 154: Diffusion und Attraktivität CO2-neutraler Anlagen in Schritt 3 nach Branchen



Quelle: eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

Abbildung 155: Diffusion und Attraktivität CO2-neutraler Anlagen in Schritt 3 nach Branchen (Fortsetzung)



Quelle: eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

7.4.5 Ausgewählte Ergebnisse auf Anwendungsebene und Gruppierung

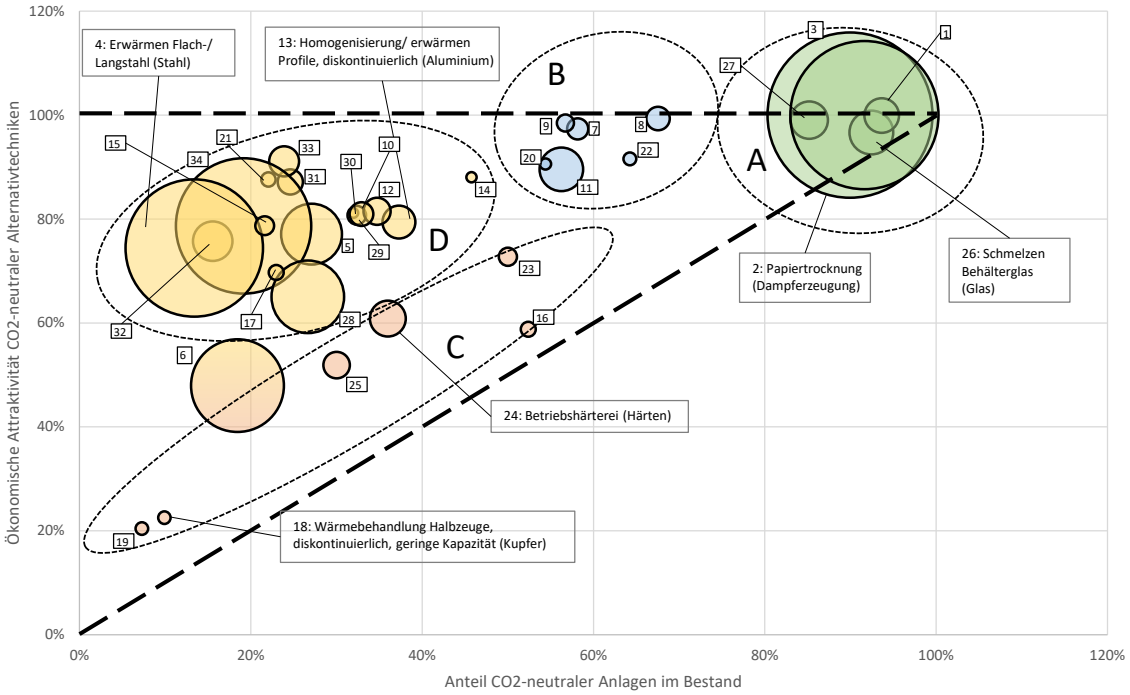
Die bis 7.4.4 betrachteten Branchen bestehen aus Anwendungen (siehe Abschnitt 5), die in diesem Kapitel bislang aus Gründen der Verständlichkeit der Darstellungen zusammengefasst wurden. In Abbildung 156 ist der Zustand im Jahr 2040 in Schritt 3 (wie in Abbildung 154) aufgeteilt **nach Anwendungen** statt Branchen dargestellt. Die Nummern entsprechen den Anwendungen in Tabelle 193.

Dabei wird deutlich, dass auch innerhalb einer als Branche zusammengefassten Gruppe stark abweichende Ergebnisse der Anwendungen bezüglich Attraktivität und Diffusion bestehen können (vergleiche zum Beispiel Anwendungen 11 und 10 oder 27 und 28 in Abbildung 159) – auch wenn Anwendungen gleicher Branchen in vielen Fällen geclustert auftreten. Darüber hinaus lassen sich in diesem Fall vier Gruppen von Anwendungen gut unterscheiden:

- A ("Advantaged": im Vorteil): Anwendungen, die früh wirtschaftlich attraktive CO_2-neutrale Techniken zur Verfügung haben und durch geringe Anlagenlebensdauern vergleichsweise schnell wechseln können. Diese Anwendungen können dadurch im maximalen Reformpaket eine (beinahe) vollständige Dekarbonisierung erreichen (2040 über 80 % Diffusion). Maßgeblich vertreten sind hier Glasherstellung und Dampferzeugung.
- B ("Boosted": auf dem Weg, aber noch nicht ganz da): Anwendungen, die 2040 zwar attraktive CO_2-neutrale Techniken zur Verfügung haben, aber durch höhere Anlagenlebensdauern (oder eine spätere Verfügbarkeit der Techniken) eine geringere Diffusion aufweisen. Politische Maßnahmen zur Beschleunigung der Diffusion ab etwa 2030 können die Anwendungen dieser Gruppe besonders begünstigen. Maßgeblich vertreten sind hier Gießereien und Umformtechnik.
- C ("Cornered": mit mangelnden Handlungsoptionen): Anwendungen, die die ihnen mögliche Diffusion vergleichsweise stark ausnutzen, deren zur Verfügung stehenden CO_2-neutralen Techniken aber wenig attraktiv sind. Diese Gruppe benötigt vor allem Preissignale, um CO_2-neutrale Techniken attraktiver zu machen. Maßgeblich hier vertreten sind Kupferverarbeitung und (im Übergangsbereich zu Gruppe D) Härtereien.
- D ("Delayed": verzögert): Eine Mischung der Merkmale der Gruppen B und C. Es mangelt sowohl an wirtschaftlichen CO_2-neutralen Techniken (die fossile Techniken vollständig verdrängen könnten) als auch einer schnellen Diffusion. Obwohl eine Verbesserung beider Aspekte für Anwendungen dieser Gruppe notwendig ist, um eine dekarbonisierte Prozesswärmeerzeugung zu ermöglichen, ist die Beschleunigung des Anlagenaustauschs besonders relevant. Maßgeblich hier vertreten sind Zement, Kalk, Aluminium und Stahl.

In anderen Jahresscheiben und/oder politischen Maßnahmenkombinationen verschieben sich diese Gruppen stärker ineinander, ähnliche Muster lassen sich aber oft identifizieren.

Abbildung 156: Diffusion und Attraktivität CO_2-neutraler Anlagen in Schritt 3 (2040) nach Anwendung



Quelle: eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

Tabelle 193: Schlüssel "Nummer zu Anwendung" für Abbildung 156

#	Sektor	Branche	Anwendung	Gruppe
1	Dampferzeugung	Dampferzeugung	Milchpulverherstellung (Dampferzeugung)	A
2		Dampferzeugung	Papiertrocknung (Dampferzeugung)	A
3		Dampferzeugung	Zentrale Dampfversorgung Chemiepark (Dampferzeugung)	A
4	Metalle	Stahl	Erwärmen Flach-/Langstahl (Stahl)	D
5			Wärmebehandlung Flach-/Langstahl, kontinuierlich (Stahl)	D
6			Wärmebehandlung Flach-/Langstahl, diskontinuierlich (Stahl)	D
7		Gießereien	Gusseisen, geringe Kapazität (Gießereien)	B
8			Gusseisen, mittlere Kapazität (Gießereien)	B
9			Gusseisen, hohe Kapazität (Gießereien)	B
10			Schmelzen, kontinuierlich (Aluminium)	D
11		Aluminium	Schmelzen/halten Gusshalbzeuge, diskontinuierlich (Aluminium)	B
12			Homogenisierung/erwärmen Profile, kontinuierlich (Aluminium)	D

#	Sektor	Branche	Anwendung	Gruppe
13			Homogenisierung/erwärmen Profile, diskontinuierlich (Aluminium)	D
14			Wärmebehandlung (Aluminium)	D
15		Kupfer	Schmelzen Walzdraht (Kupfer)	D
16			Erwärmen Halbzeuge, kontinuierlich, geringe Kapazität (Kupfer)	C
17			Erwärmen Halbzeuge, kontinuierlich, hohe Kapazität (Kupfer)	D
18			Wärmebehandlung Halbzeuge, diskontinuierlich, geringe Kapazität (Kupfer)	C
19			Wärmebehandlung Halbzeuge, diskontinuierlich, hohe Kapazität (Kupfer)	C
20		Umformtechnik	Erwärmen Schmiedebauteile, kontinuierlich (Umformtechnik)	B
21			Erwärmen Schmiedebauteile, diskontinuierlich (Umformtechnik)	D
22			Erwärmen Stahlblechzuschnitte (Umformtechnik)	B
23		Härtereien	Lohnhärterei (Härterei)	C
24			Betriebshärterei (Härterei)	C
25			Diskontinuierliches Aufkohlen (Härterei)	C
26		Glas, Ziegel, Keramik	Schmelzen Behälterglas (Glas)	A
27			Schmelzen Flachglas (Glas)	A
28			Brennen (Ziegel)	D
29			Brennen Feuerfestmaterial, kontinuierlich (Keramik)	D
30	Mineralien		Brennen Feuerfestmaterial, diskontinuierlich (Keramik)	D
31		Kalk	Brennen, geringe Reaktivität (Kalk)	D
32			Brennen, mittlere/hohe Reaktivität (Kalk)	D
33			Brennen, hoher Durchsatz (Kalk)	D
34		Zement	Brennen (Klinker)	D

7.5 Zusammenfassung der Ergebnisse der übergreifenden wirtschaftlichen Betrachtung

Zur wirtschaftlichen Bewertung der Diffusion CO_2-neutraler Techniken zur Prozesswärmeerzeugung wurden die den Anwendungen zur Verfügung stehenden Referenz- und Alternativtechniken verschiedenen Rahmenbedingungen (Referenzfall bis Schritt 2) ausgesetzt. Über ein Simulationsmodell wurde die so entstehende Konkurrenz zwischen den Techniken auf die Kennzahl der Wärmegestehungskosten zusammengefasst. In Kombination mit dem natürlichen – durch die den Anlagen zugeschriebene technische Lebensdauer bedingten – Austausch ergeben sich

Diffusionen CO_2-neutraler Anlagen in den Bestand. Ergänzend wurde als weitere Variation das Verhalten der in Anlagen Investierenden so geändert, dass schnellere Anlagenumwälzungen stattfinden (Schritt 3).

Die Ergebnisse wurden auf zwei verschiedene Arten dargestellt. In einem ersten Abschnitt (7.3.1 bis 7.3.5) wurden ausgewählte Anwendungen im Detail untersucht und die Konkurrenz der Techniken analysiert. Dabei zeigte sich, dass bestimmte Kostenkomponenten besonders relevant für die Attraktivitätsrangfolge der Techniken sind. Das sind vor allem die Energie- und CO_2-Kosten, nur in einigen wenigen Fällen die Investitionen. Darüber hinaus ließen sich an diesen Beispielen die unterschiedlichen Wirkungen der veränderten Rahmenbedingungen (Preissignale, Verhaltensänderungen, beispielhaft Ordnungsrecht) zeigen.

Ergänzt wurden diese Analysen durch eine übergreifende Darstellung der Effekte der schrittweisen Veränderungen auf alle Branchen. Hierfür wurden die Dimensionen "wirtschaftliche Attraktivität" und "Diffusion im Bestand" CO_2-neutraler Prozesswärmeerzeugungsanlagen unterschieden. Anhand der für alle Branchen gleichen Bedingungen konnte so identifiziert werden, welche Branchen – unter den im höchsten Schritt sehr stark disruptiven Rahmenbedingungen – die Transformation zur CO_2-neutralen Prozesswärmeerzeugung verhältnismäßig leicht bewerkstelligen können und welche vor besonderen Herausforderungen stehen. Diese Branchenunterscheidung mündete in eine plakative Gruppierung entsprechend der betrachteten Dimensionen "wirtschaftliche Attraktivität" und "Diffusion im Bestand".

Die in 7.1 formulierten Fragestellungen lassen sich daher so beantworten:

1. Die Kostenstrukturen konventioneller und CO_2-neutraler Techniken unterscheiden sich maßgeblich in Hinsicht auf ihre **energiebedingten Betriebskosten**. Diese sind bei CO_2-neutralen Techniken regelmäßig durch die Verwendung teurerer Energieträger (Strom, Wasserstoff) um ein Vielfaches höher. Die so entstehende **Wirtschaftlichkeitslücke** kann – aufgrund der hohen Anteile der energiebedingten Betriebskosten an den Gesamt-Lebensdauerkosten – auch durch hohe CO_2-Preise (die konventionelle Techniken stärker belasten) nicht vollständig geschlossen werden. Bis auf wenige Ausnahmen (z. B. Glasherstellung) haben **Investitionen eine geringe Auswirkung auf die Wirtschaftlichkeit** – auch wenn diese für die Umstellung auf alternative Techniken oft höher sind als reine Ersatzinvestitionen in bestehende Anlagen.
2. CO_2-neutrale alternative Techniken benötigen maßgeblich zwei Bedingungen, um gegenüber konventionellen Referenztechniken wirtschaftlich attraktiv zu sein. Diese ergeben sich aus den in Punkt 1 dargestellten Kostenstrukturen. Aufgrund der hohen Anteile energiebedingter Betriebskosten alternativer Techniken sind Maßnahmen, die die Preise der in ihnen verwendeten Energieträger (Strom, Wasserstoff) senken, sehr wirksam[84]. Dazu gehört die **Anpassung von Strompreiskomponenten**. Ergänzend bewirkt ein **hoher CO_2-Preis** eine weitere Annäherung der Wärmegestehungskosten durch Kostensteigerung konventioneller Techniken. In Kombination können diese Bedingungen für einen **relevanten Kostenvorteil CO_2-neutraler Techniken** sorgen. Lediglich kurzfristige, disruptive Verwerfungen der Preisstruktur bewirken in dieser Untersuchung keine starken Effekte.
3. Entsprechend der Erkenntnisse bezüglich Punkt 3 wirken Maßnahmen zur Senkung der durch energiebedingte Betriebskosten erzeugte **Preisdifferenz zwischen konventionellen und alternativen Techniken** als notwendige Voraussetzung für eine Diffusion Letzterer in den Anlagenbestand. Dazu gehören maßgeblich die Hebel der CO_2-Bepreisung und der Reduktion von Strompreiskomponenten, in deutlich geringerem Umfang z. B. der Abbau der steuerlichen Privilegierung der Erdgasnutzung (Energiesteuer). Obschon die wirtschaftliche

[84] Siehe vor allem Schritt 2 der Modellierung in 7.3 und 7.4.

Attraktivität durch diese Hebel erzeugt werden kann, ist nur die Kombination mit einem **stark beschleunigten Austausch** konventioneller Anlagen hinreichend zur weitgehenden Dekarbonisierung vieler Anwendungen. Es ist dabei nicht vorweggenommen, **wie** dieser beschleunigte Austausch erzeugt wird. In der Breite zeigen die Ergebnisse aber, dass eine **Steigerung der Austauschrate um mindestens 50 %** – in vielen Anwendungen (siehe 7.4) darüber hinaus gehend – notwendig ist. Dies kann als marktbasierte Reaktion auf veränderte wirtschaftliche Bedingungen und als Ergebnis regulatorischer Eingriffe geschehen. In beiden Fällen ist ein langfristige Planbarkeit wichtig, um strukturelle Brüche zu vermeiden (beispielhaft in Abbildung 138 dargestellt).

4. In Abhängigkeit der angenommenen technischen Lebensdauer konventioneller Anlagen – und frühzeitigem Austausch wie in Punkt 3 erwähnt – können einzelne Branchen innerhalb einer Dekade große Teile ihres Anlagenbestandes umstellen (z. B. Anwendungsbeispiel 5 in 7.3.5). Für andere ist dies schwieriger bzw. mit den hier untersuchten Maßnahmenkombinationen nicht gelungen (siehe 7.4). Im Allgemeinen sind **frühestmögliche Preissignale und Attraktivität CO_2-neutraler Techniken** dazu geeignet, die mit beschleunigtem Austausch von konventionellen Anlagen verbundenen Verlusten zu reduzieren. Dieser beschleunigte Austausch wird in allen untersuchten Fällen benötigt, stellte sich aber bei späterer wirtschaftlicher Attraktivität deutlich dramatischer dar. Im Idealfall wird im gesamten **Modellierungszeitraum keine neue konventionelle Anlage errichtet** – denn diese kann entweder ihre technische Lebensdauer nicht ausreizen ('stranded investment') oder verletzt wahrscheinlich die Zielsetzung der dekarbonisierten Prozesswärmeerzeugung. Dabei wurde aufgrund der gewählten Systemgrenze (ohne Kenntnis von Import- und Infrastrukturverfügbarkeiten) die Option einer rein angebotsseitigen Umstellung von Erdgas auf synthetisches Methan nicht berücksichtigt.

8 Ergebnisse der multikriteriellen Betrachtung - AP3

8.1 Einführung

Dieser Abschnitt fasst die Ergebnisse der ergänzenden, multikriteriellen Betrachtung der Techniken zur CO_2-neutralen Prozesswärmeerzeugung zusammen. **Grundlage der Betrachtung ist eine Gegenüberstellung einer CO_2-neutralen Alternativtechnik mit einer festgelegten konventionellen Referenztechnik (Differenzbetrachtung)**. Um auf aggregierter Ebene die Effekte der Techniken überschlägig einordnen zu können, werden bei der multikriteriellen Betrachtung bei einigen Analysekriterien die Produktionsmengen bzw. Kapazitäten der Produktionsanlagen zu Grunde gelegt. Dies erlaubt eine erste Einordnung der systemischen Effekte einer CO_2-freien Prozesswärmebereitstellung. Allerdings ist die Analyse nicht als umfassende klimapolitische Szenarienanalyse zu verstehen, die alle wesentlichen systemischen Zusammenhänge erfassen soll oder könnte.[85] Vielmehr erfolgt zur Veranschaulichung eine Einzelbetrachtung mit festgelegten Rahmenbedingungen. Hierfür wurde exemplarisch der Referenzfall (=Annahme: Basisparameter, keine weitergehenden Reformschritte) aus Arbeitspaket 2 gewählt. Ergänzt wird dieser mit Auszügen für Schritt 3 (ambitionierte Umstellung) gemäß Arbeitspaket 2, um eine orientierendes Bild zur Bandbreite der Ergebnisse unter den jeweiligen Rahmenbedingungen zu bieten.

Für den Referenzfall bleiben also die gegenwärtigen politischen Rahmenbedingungen weitgehend bestehen (Annahme: Basisparameter) und die Analyse bewertet den zunehmenden Einsatz der dekarbonisierten Alternativtechniken im Vergleich zu den Referenztechniken. Ziel ist es, auf erkennbare **grundsätzliche Unterschiede der Techniken** hinzuweisen. Dadurch soll die Grundlage für eine ganzheitlichere Betrachtung gelegt werden, die über eine alleinige technische und ökonomische Bewertung hinausgeht. Insbesondere soll sie dazu dienen, um neben offensichtlichen **Vorteilen auch etwaige Nachteile** der betrachteten Techniken in anderen Bereichen zu beleuchten. Ferner wird bei vorgegebenen Rahmenbedingungen ergänzend zu den bisherigen detaillierten Darstellungen **unter exemplarischen Rahmenbedingungen ein Überblick über die aggregierten Wirkungen** durch den Einsatz der Alternativtechniken gegeben. Es werden somit folgende Fragen betrachtet:

- Welche zusammenfassenden, anwendungsübergreifenden Auswirkungen, Gemeinsamkeiten und Unterschiede ergeben sich für die Referenz- und Alternativtechniken entlang der Bewertungskriterien unter exemplarischen Rahmenbedingungen, hier insbesondere für die Basisparameter?
- Zeichnen sich bei einer breiteren Bewertung auch über die bislang dargestellten Aspekte hinaus Gründe ab, die einem breiten Einsatz der Alternativtechniken entgegenstehen könnten?

Die Grundlage zur Beantwortung dieser Fragen sind die Analyseergebnisse entlang des Bewertungsleitfadens (Anhang A.16) bzw. der zugehörigen Bewertungsblätter für die einzelnen Anwendungen in Excel-Form. Für jede Anwendung und jedes „Technikpaar“ innerhalb einer Anwendung bestehend aus Alternativ- und Referenztechnik wurden insgesamt 12 Kriterien aus

[85] Die Analyse ist nicht als Szenarienanalyse zu verstehen, in der ein ambitioniertes Klimaschutzszenario (mit umfangreicher Nutzung von Alternativtechniken) mit einem plausiblen BAU-Szenario (mit domierender aber nicht ausschließlicher Nutzung der Referenztechniken) verglichen wird.

den Bereichen Ökologie, Ökonomie und Technik analysiert. In diese Bewertung gingen Teilergebnisse aus den vorgelagerten Arbeitspaketen ein. Unmittelbar zählen hierzu insbesondere Angaben zu Emissionen, Energieverbräuchen und wirtschaftlichen Kennwerten aus Arbeitspaket 2. Darüber hinaus wurden flankierende Recherchen und Einschätzungen zu den weiteren Kriterien zusammengestellt.

Die Auswertung innerhalb einer einzelnen Anwendung umfasst die Gegenüberstellung der verschiedenen Alternativtechniken mit der jeweiligen Referenztechnik für die Stützjahre von 2020 bis 2050. Abbildung 157 veranschaulicht diese Gegenüberstellung anhand eines exemplarischen Auszugs. Im oberen Teil der Abbildung sind aus Arbeitspaket 2 übernommene Rahmenannahmen zu erkennen. Im mittleren Teil sind die einzelnen Kriterien angeordnet und daneben die aggregierten Ergebnisse der Gegenüberstellung von Alternativ- und Referenztechnik. Im unteren Teil sind zusätzliche graphische Darstellungen zur Entwicklung der quantitativen Einzelkriterien in Auszügen zu erkennen. Für die vorliegende Gesamtauswertung in diesem Kapitel wurden die Angaben aus 34 entsprechenden Arbeitsmappen für 92 Alternativtechniken zusammengeführt.

Grundsätzlich ist zu beachten, dass gemäß den methodischen Festlegungen sich die in diesem Abschnitt **angegebenen Werte ausschließlich auf die umgestellten Anlagen beziehen**, also eine Differenzbetrachtung vorliegt. Entsprechend beziehen sich die Werte, außer es ist explizit angegeben, nicht auf den gesamten Anlagenbestand, der je nach Annahmen auch die fortgesetzte Nutzung bereits etablierter Referenztechniken beinhaltet.

Abbildung 157: Beispiel der Ergebnisdarstellung für die Anwendung „Dampferzeugung in der Nahrungsmittelindustrie“

Gesamtergebnisdarstellung

Technikgruppe	Nahrungsmittelindustrie

Festgesetzte Einstellungen

Reduktion Investition (jährlich):	Mittel 0.01->0.01
Zinssatz:	Mittel_0.05->0.05
Energieeffizienzfortschritt (jährlich):	Mittel_0.005->0.005
Preisfaktor Eigenversorgung Strom:	80%
Kompensation von Strompreiskomponenten:	Mittelwert Eurostat
Kompensation von Gaspreiskomponenten:	Befreiung nach §51 (0EUR/MWh)
Effektive CO2-Preisüberwälzung Strom:	100%
CO2-Preise (Euro/tCO2):	Mittel_55->150
Preisvoraussicht:	Keine 0->0 Jahre
Energieträgerpreisentwicklung nach 2050:	Trend 2030-2050
CO2-Preisentwicklung nach 2050:	Trend 2030-2050
Altersverteilung im Startjahr:	Gleichverteilung
Ausfallrate:	Bestandserhaltend
Markthomogenität:	Mittel
Anteil Modernisierung:	50%
Ersatzrate Gesamtkapazität:	Kapazitätserhaltung

Hinweis: Bitte die Hinweise zu Datenursprung und -qualität in den jeweiligen Einzelblättern sowie in AP2 zu den übernommenen Daten beachten.

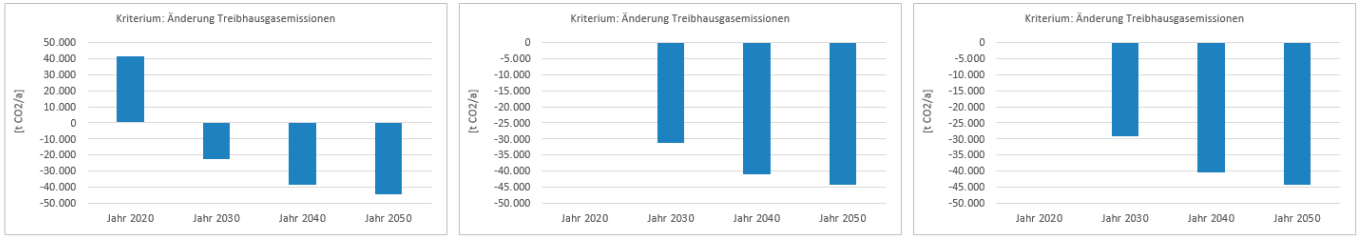
Vergleichsauswertung

Referenztechnik:	KWK-Anlage	KWK-Anlage	KWK-Anlage
Alternativtechnik:	Elektrodenkessel	Zentrales Wärmepumpensystem	Dezentrales Wärmepumpensystem & Elektroerhitzer

Übersicht der Indikatoren Übersicht der Indikatoren (nur relevante Angaben werden angezeigt)

Verfügbarkeit Alternativtechnik:				Ja	Ja	Ja	Ja	Nein	Ja	Ja	Ja	Nein	Ja	Ja	Ja
Bereich	**Kriterium**	**Art**	**Einheit**	**Jahr 2020**	**Jahr 2030**	**Jahr 2040**	**Jahr 2050**	**Jahr 2020**	**Jahr 2030**	**Jahr 2040**	**Jahr 2050**	**Jahr 2020**	**Jahr 2030**	**Jahr 2040**	**Jahr 2050**
Ökologie	Änderung Treibhausgasemissionen	Quantitativ	[t CO2/a]	41.513	-22.590	-38.466	-44.420		-31.211	-40.935	-44.420		-29.233	-40.423	-44.420
Ökologie	Entwicklung Luftschadstoffe	Qualitativ	[Einordnung]	Deutlich positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver		Deutlich positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver		Deutlich positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver
Ökologie	Entwicklung sonstige Belastungen	Qualitativ	[Einordnung]	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert		Unverändert	Unverändert	Unverändert		Unverändert	Unverändert	Unverändert
Ökologie	Entwicklung metallische Ressourcen	Qualitativ	[Einordnung]	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert		Unverändert	Unverändert	Unverändert		Unverändert	Unverändert	Unverändert
Ökologie	Entwicklung andere Ressourcen	Qualitativ	[Einordnung]	Positiver	Positiver	Positiver	Positiver		Unverändert	Unverändert	Unverändert		Unverändert	Unverändert	Unverändert
Technik	Änderung Energienachfrage	Quantitativ	[kWh/a]	-66.254.610	-67.642.722	-67.642.722	-67.642.722		-146.020.893	-149.932.167	-153.843.441		-128.034.015	-132.891.967	-137.749.919
Technik	Entwicklung Wechselwirkungen	Qualitativ	[Einordnung]	Negativer	Negativer	Unverändert	Positiver		Negativer	Unverändert	Positiver		Negativer	Unverändert	Positiver
Technik	Entwicklung Akzeptanz	Qualitativ	[Einordnung]	Unverändert	Positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver		Positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver		Positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver
Ökonomie	Änderung Investitionsbedarf	Quantitativ	[Euro/a]	-527.008	-474.307	-445.237	-445.237		617.970	516.156	381.192		824.397	699.647	541.746
Ökonomie	Änderung Laufende Kosten	Quantitativ	[Euro/a]	6.689.261	4.488.360	3.601.895	1.748.522		321.346	-771.033	-2.746.653		1.954.423	771.538	-1.320.119
Ökonomie	Entwicklung Wettbewerb und Wertschöpfung	Qualitativ	[Einordnung]	Unverändert	Positiver	Positiver	Deutlich positiver		Positiver	Positiver	Deutlich positiver		Positiver	Positiver	Deutlich positiver
Ökonomie	Änderung Umweltkosten	Quantitativ	[Euro/a]	5.143.417	-4.094.410	-7.051.850	-8.661.378		-5.790.302	-7.578.900	-8.661.378		-5.401.114	-7.469.760	-8.661.378

Visuelle Übersicht der quantitativen Indikatoren



Quelle: Eigene Darstellung

8.2 Rahmen und Grenzen der Betrachtung

Die nachstehende Darstellung folgt dem Vorgehen des Methodikleitfadens sowie den in Arbeitspaket 2 getroffenen Festlegungen.

Grundsätzlich gibt es zahlreiche Einflussfaktoren, die sich auf den Einsatz von CO_2-neutralen Prozesswärmeanlagen auswirken. Entsprechend vielfältig können insbesondere auf die Zukunft gerichtete Analysen ausfallen. Es ist zu beachten, dass gemäß der Schwerpunktsetzung der Studie und aufgrund ihrer Breite **in der vorliegenden multikriteriellen Betrachtung plangemäß nicht die gleiche Tiefe wie für die übrige Untersuchung** erreicht werden kann. Weiterhin können die zusammengefassten Kernaussagen in diesem Abschnitt nicht unabhängig von der **Annahme bestimmter Rahmenbedingungen** getroffen werden.

Tabelle 194: Übersicht der verwendeten Basisparameter (=Referenz) sowie von Schritt 3 gemäß Arbeitspaket 2 (Kapitel 7)

Parameter	Basisparameter (=Referenz) (Abschnitte 8.4 bis 8.8)	Schritt 3 (beschränkt auf Abschnitt 8.8)
Reduktion spezifische Investition (jährlich):	Mittel 0,01->0,01	Mittel 0,01->0,01
Zinssatz:	Mittel_0,05->0,05	Mittel_0,05->0,05
Energieeffizienzfortschritt (jährlich):	Mittel_0,005->0,005	Mittel_0,005->0,005
Kalkulatorischer Preis für eigenerzeugten Strom im Vergleich zu Netzbezug:	80 %	80 %
Entlastung von staatlich bestimmten Strompreiskomponenten:	Mittelwert Eurostat	Verminderter Strompreis
Entlastung Energiesteuer Erdgas:	Befreiung nach §51 (0 EUR/MWh)	Regulärer Satz (5,5 EUR/MWh)
Effektive CO2-Preisüberwälzung Strom:	100 %	30 %, wg. Strompreiskompensationsmechanismen
CO2-Preise (Euro/tCO2):	Mittel_55->150	Hoch_55->300
Preisvoraussicht:	Keine 0->0 Jahre	Gering 5->5 Jahre
Preisentwicklung nach 2050:	Trend 2030-2050	Trend 2030-2050
Altersverteilung im Startjahr (2020):	Gleichverteilung der Altersklassen	Gleichverteilung der Altersklassen
Ersatzrate:	Bestandserhaltend	Bestandserneuerung
Markthomogenität:	Mittel	Hoch
Anteil Modernisierung von Referenztechniken:	50 %	50 %
Entwicklung Gesamtkapazität:	Kapazitätserhaltung	Kapazitätserhaltung

Quelle: Eigene Darstellung, vgl. auch Tabelle 189.

Um diesen Ausschnitt möglichst anschlussfähig an die bisherigen Darstellungen auszugestalten, wurde auf den gleichen **Satz Basisparameter** zurückgegriffen, der in Arbeitspaket 2 für die Referenz verwendet wurde (Tabelle 189). Eine Erläuterung der Basisparameter ist Abschnitt 7.2.2 bzw. Anhang A.15 zu entnehmen. Sie setzen die Vorgaben fest, die unmittelbar die quantitativen Ergebnisse in Arbeitspaket 2 bestimmen und für folgende quantitativen Kriterien in dieser Auswertung übernommen werden:

- Treibhausgasemissionen (Bereich: Ökologie)
- Energienachfrage (Bereich: Technik)
- Investitionen (Bereich: Ökonomie)
- Laufende Kosten (Bereich: Ökonomie)
- Umweltkosten (Bereich: Ökonomie)

Zur Abbildung individualisierter Szenarien und Rahmenannahmen durch Analysen mit abweichenden Parametern werden dem UBA Arbeitshilfen in Form der gesammelten Excel-Arbeitsmappen zur Verfügung gestellt. Die **vorliegende Ergebnisdarstellung ist daher als exemplarisch** für die betrachteten Parameterausprägungen zu werten. Neben der detaillierten Darstellung entlang der Basisparameter werden als Teil der Schlussfolgerungen (Abschnitt 8.8) für ausgewählte Parameter von Schritt 3 darüber hinaus exemplarische Bandbreiten der Ergebnisse aufgezeigt (Tabelle 194).

Auch die verbleibenden qualitativen Kriterien, insbesondere nicht-technischen Ursprungs, lassen sich **nicht unabhängig von den angenommenen Rahmenbedingungen** einordnen. So wird davon ausgegangen, dass die Dekarbonisierung vorangetrieben und von der Gesellschaft mitgetragen und dass gleichermaßen der dafür notwendige Ausbau der erneuerbaren Energien und der Energieinfrastrukturen vollzogen werden wird.

8.3 Exkurs: Bezeichnungssystematik für Referenz- und Alternativtechniken

Um die Übersichtlichkeit bei der Ausweisung einzelner Techniken und Arbeitsmappen zu wahren, wurde für die verwendeten Referenz- und Alternativtechniken ein einheitlicher Benennungsschlüssel etabliert. Er wird einerseits zur Bezeichnung von beigelegten Arbeitsmappen verwendet, anderseits wird er bei der Darstellung der qualitativen Kriterien genutzt. Er folgt dem Muster:

- <Branche>_<Art><Prozess><Opt.: Nr.> (<Energieträger Ref.> --> <Energieträger Alt.> <Opt.: Nr.>)

Eine Übersicht der in eckigen Klammern angegebenen Bezeichnungen gibt Tabelle 16. Die Bezeichnungen zum Energieträger geben bei Alternativtechniken an, von welchem Ausgangsenergieträger auf welchen Zielenergieträger gewechselt wird. Referenztechniken werden durch einen * gekennzeichnet; für sie entfällt der zweite Energieträger. Die optionalen Nummern dienen, wo notwendig, der Unterscheidung ansonsten identischer Bezeichnungen.

- Beispiel „KUP_kE2 (NG -> HY)“: Alternativtechnik kontinuierlicher Erwärmungsprozess 2 in der Kupferindustrie mit Wechsel vom Energieträger Erdgas zum Energieträger Wasserstoff

Tabelle 195: Übersicht der verwendeten Bezeichnungen

Parameter	Festlegung
Branche:	ALU: NE-Metallindustrie: Aluminium CHE: Chemieindustrie (Dampferzeuger) GIE: Gießerei-Industrie GLA: Glasindustrie inkl. Glasfaser HAE: Härtereitechnik KAL: Kalkindustrie KER: Keramik- und Ziegelindustrie KUP: NE-Metallindustrie: Kupfer NAH: Nahrungsmittelindustrie (Dampferzeuger) PAP: Papierindustrie (Dampferzeuger) STA: Wärme- und Glühöfen Stahl-Walzwerke UMF: Umformtechnik ZEM: Zementindustrie
Art:	d: diskontinuierlich k: kontinuierlich
Prozess:	A: Aufkohlen & Austenitisieren B: Brennen D: Dampferzeuger E: Erwärmen N: Anlassen S: Schmelzen W: Wärmebehandeln H: Schmelzen & Warmhalten O: Homogenisieren & Erwärmen
Energieträger:	BM: Biomasse EL: Strom HY bzw. H2: Wasserstoff KK: Koks NG: Erdgas ME: Methan MX: Brennstoffmix

8.4 Verortung des Transformationsgeschehens unter den Basisparametern

Vor einer detaillierteren Betrachtung der einzelnen Analyseergebnisse, die hier ausschließlich für den mäßig transformativen Fall der Basisparameter erfolgen, erscheint für die getroffenen Annahmen zunächst eine Gesamtübersicht des Transformationsgeschehens sinnvoll, da es eine bessere Verortung der Ergebnisse erlaubt. Ausschlaggebend für die absolute Höhe der quantitativen Kriterien ist die Zahl der Bestandsanlagen, die auf eine der Alternativtechniken umgestellt werden. Dabei ist unmittelbar darauf hinzuweisen, dass die „Anlagenzahlen“ aufgrund der unterschiedlichen Anlagenkapazitäten und Voraussetzungen nur bedingt vergleichbar sind. So werden **basierend auf den in Arbeitspaket 1 ausgewählten Anwendungen**[86] in der Regel einzelne Anlagen betrachtet; in einigen Fällen handelt es sich jedoch auch um Transformationen ganzer Anlagenparks. So repräsentiert beispielsweise die Anwendung zur Dampferzeugung in der Chemieindustrie den Dampfbedarf eines mittleren Chemieparks in Deutschland und nicht

[86] Zu beachten ist, dass sich die hier dargestellten Branchen-Ergebnisse der multikriteriellen Betrachtung ausschließlich auf die betrachteteten Anwendungen (Technikbeispiele) aus Arbeitspaket 1 beziehen (z. B. Milchpulverherstellung als repräsentative Trocknungsanwendung > 200°C für die Branche Nahrungsmittelindustrie).

eines einzelnen Dampferzeugers (Abschnitt 5.11.7.3). Nichtsdestotrotz lässt sich anhand der Zahlen ein Eindruck zum Umfang der Umstellung treffen.

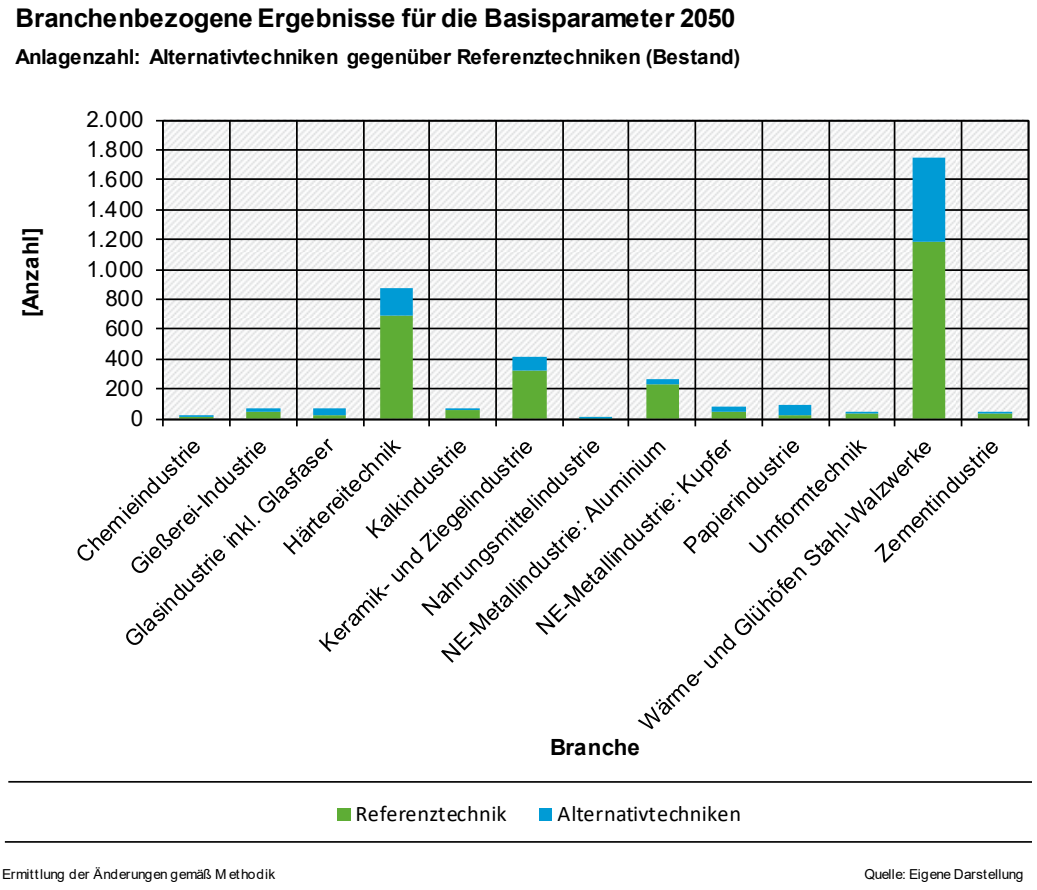
Insgesamt bleibt - unter Vernachlässigung der Unterschiede in den Abgrenzungen und unter den getroffenen Annahmen - die Gesamtzahl der „Anlagen“ zwischen 2020 und 2050 mit rund 3 750 nahezu unverändert. Eine detaillierte Aufschlüsselung, welche Techniken zu welchem Zeitpunkt genutzt werden, gibt Tabelle 207. Daraus geht unter anderem hervor, dass in einigen Anwendungen keine der betrachteten Alternativtechniken unter den getroffenen Annahmen zum Einsatz kommen. Insgesamt variiert die Zahl der Anlagen zwischen einer knapp zweistelligen und niedrigen vierstelligen Zahl je Branche (Abbildung 158). Zentral zur Einordnung der weiteren Ergebnisse ist daher, dass mit Blick auf den Einsatz der Alternativtechniken unter den zugrunde gelegten Basisparametern in Summe bis 2050 gut **ein Viertel aller Anlagen auf Alternativtechniken umgestellt** wird. Dabei variiert der prozentuale Anteil je nach Branche zum Teil deutlich. Nur diese Anlagen werden bei der Ermittlung der quantitativen Ergebnisse berücksichtigt, da ausschließlich eine Differenzbetrachtung der erzielten Änderungen durch die Umstellung erfolgt. Im Umkehrschluss bedeutet dies, dass eine **weitreichendere Umstellung der Anlagen deutlich veränderte Ergebnisse** sowohl in Summe als auch für einzelne Branchen und Techniken zur Folge haben würde. Im Ergebnis wird in der Summe der betrachteten Anwendungen **unter den Basisparametern keine weitreichende Dekarbonisierung** erreicht.

Tabelle 196: Anzahl der Anlagen nach Techniken und Jahren für die hinterlegten Basisparameter

Technik	Jahr 2020	Jahr 2030	Jahr 2040	Jahr 2050
ALU_dH (NG*)	59	64	66	66
ALU_dH (NG -> EL)	25	17	12	11
ALU_dH (NG -> HY)	0	0	1	1
ALU_dO (NG*)	103	102	99	95
ALU_dO (NG -> EL)	0	1	3	6
ALU_dO (NG -> HY)	0	0	1	3
ALU_kO (NG*)	70	69	67	64
ALU_kO (NG -> EL)	0	1	2	4
ALU_kO (NG -> HY)	0	0	1	2
ALU_kW (NG*)	9	9	9	9
ALU_kW (NG -> EL)	0	0	0	1
ALU_kW (NG -> HY)	0	0	0	0
CHE_kD (NG*)	11	11	10	8
CHE_kD (NG -> EL1)	0	0	0	0
CHE_kD (NG -> EL2)	0	0	1	1
CHE_kD (NG -> EL3)	0	0	1	1
CHE_kD (NG -> H2)	0	0	0	0
GIE_kS1 (KK*)	29	25	19	14
GIE_kS1 (KK -> BM)	0	2	5	8
GIE_kS1 (KK -> EL)	0	1	2	3
GIE_kS1 (KK -> HY)	0	0	0	0
GIE_kS1 (KK -> ME)	0	1	2	3
GIE_kS2 (KK*)	5	4	3	2
GIE_kS2 (KK -> BM)	0	1	1	2
GIE_kS2 (KK -> EL)	0	0	0	0
GIE_kS2 (KK -> HY)	0	0	0	0
GIE_kS2 (KK -> ME)	0	0	0	1
GIE_kS3 (KK*)	2	2	1	1
GIE_kS3 (KK -> BM)	0	0	1	1
GIE_kS3 (KK -> EL)	0	0	0	0
GIE_kS3 (KK -> HY)	0	0	0	0
GIE_kS3 (KK -> ME)	0	0	1	1
GIE_kS4 (NG*)	36	36	35	34
GIE_kS4 (NG -> EL)	0	0	1	1
GIE_kS4 (NG -> HY)	0	0	1	1
GLA_kS1 (NG*)	47	36	26	21
GLA_kS1 (NG -> EL)	0	12	17	18
GLA_kS1 (NG -> EL/H2)	0	1	6	8
GLA_kS1 (NG -> EL/ME)	0	4	6	7
GLA_kS1 (NG -> HY)	0	0	1	2
GLA_kS2 (NG*)	12	12	8	5
GLA_kS2 (NG -> EL)	0	0	0	3
GLA_kS2 (NG -> EL/H2)	0	0	2	2
GLA_kS2 (NG -> EL/ME)	0	0	2	2
GLA_kS2 (NG -> HY)	0	0	0	0
HAE_dA (NG*)	565	629	597	571
HAE_dA (NG -> EL)	141	74	76	90
HAE_dA (NG -> HY)	0	3	34	45
HAE_kA1 (NG*)	74	68	59	55
HAE_kA1 (NG -> EL)	32	13	8	8
HAE_kA1 (NG -> EL2)	0	10	14	17
HAE_kA1 (NG -> HY)	0	1	6	8
HAE_kA2 (NG*)	64	73	70	68
HAE_kA2 (NG -> EL)	15	7	7	9
HAE_kA2 (NG -> HY)	0	0	2	3
KAL_kB1 (KK*)	43	43	37	31
KAL_kB1 (KK -> BM)	0	1	6	11
KAL_kB1 (KK -> EL)	0	0	0	1
KAL_kB1 (KK -> HY)	0	0	0	0
KAL_kB2 (NG*)	23	23	23	20
KAL_kB2 (NG -> EL)	0	0	0	2
KAL_kB2 (NG -> HY)	0	0	1	1
KAL_kB3 (NG*)	4	4	3	3
KAL_kB3 (NG -> BM)	0	0	1	1
KAL_kB3 (NG -> EL)	0	0	0	0
KAL_kB3 (NG -> HY)	0	0	0	0
KAL_kB3 (NG -> ME)	0	0	0	0

Technik	Jahr 2020	Jahr 2030	Jahr 2040	Jahr 2050
KER_dB (NG*)	19	18	18	17
KER_dB (NG -> EL)	0	0	0	1
KER_dB (NG -> HY)	0	0	0	1
KER_kB1 (NG*)	369	365	329	291
KER_kB1 (NG -> EL)	0	2	22	42
KER_kB1 (NG -> HY)	0	2	19	36
KER_kB2 (NG*)	24	24	22	20
KER_kB2 (NG -> EL)	0	0	1	2
KER_kB2 (NG -> HY)	0	0	1	1
KUP_dW1 (NG*)	29	28	25	23
KUP_dW1 (NG -> EL)	0	1	2	3
KUP_dW1 (NG -> HY)	0	0	1	3
KUP_dW2 (NG*)	7	7	7	7
KUP_dW2 (NG -> EL)	0	0	0	0
KUP_dW2 (NG -> HY)	0	0	0	0
KUP_kE1 (NG*)	33	29	22	19
KUP_kE1 (NG -> EL)	8	12	13	12
KUP_kE1 (NG -> HY)	0	1	7	10
KUP_kE2 (NG*)	1	1	1	1
KUP_kE2 (NG -> EL)	0	0	0	0
KUP_kE2 (NG -> HY)	0	0	0	0
KUP_kS (NG*)	1	1	1	1
KUP_kS (NG -> EL)	0	0	0	0
KUP_kS (NG -> HY)	0	0	0	0
NAH_kD (NG*)	10	10	8	7
NAH_kD (NG -> EL1)	0	0	0	1
NAH_kD (NG -> EL2)	0	0	1	2
NAH_kD (NG -> EL3)	0	0	1	1
NAH_kD (NG -> H2)	0	0	0	0
PAP_kD (NG*)	46	35	28	24
PAP_kD (NG -> EL1)	2	1	2	3
PAP_kD (NG -> EL2)	0	3	11	21
PAP_kD (NG -> H2)	0	0	0	0
PAP_kD (NG -> NG)	46	53	52	45
STA_dW (NG*)	1.696	1.666	1.394	1.145
STA_dW (NG -> EL)	0	16	156	286
STA_dW (NG -> HY)	0	14	146	266
STA_kE (NG*)	27	27	26	25
STA_kE (NG -> EL/H2)	0	0	0	2
STA_kE (NG -> EL/ME)	0	0	1	7
STA_kE (NG -> HY)	0	0	0	0
STA_kW (NG*)	14	14	12	11
STA_kW (NG -> EL)	0	0	1	2
STA_kW (NG -> HY)	0	0	0	1
UMF_dE (NG*)	26	26	26	25
UMF_dE (NG -> EL)	0	0	0	1
UMF_dE (NG -> HY)	0	0	0	1
UMF_kE1 (NG*)	4	4	4	3
UMF_kE1 (NG -> EL/H2)	0	0	0	0
UMF_kE1 (NG -> EL/ME)	0	0	0	1
UMF_kE1 (NG -> HY)	0	0	0	0
UMF_kE2 (NG*)	6	6	6	6
UMF_kE2 (NG -> EL)	2	1	1	1
UMF_kE2 (NG -> HY)	0	0	0	0
ZEM_kB (NG*)	39	39	35	31
ZEM_kB (NG -> EL)	0	0	0	1
ZEM_kB (NG -> HY)	0	0	0	1
ZEM_kB (NG -> MX/BM)	0	0	2	4
ZEM_kB (NG -> MX/EL)	0	0	2	3
Gesamt	**3.779**	**3.769**	**3.767**	**3.775**

Abbildung 158: Anzahl der von einem Wechsel betroffenen Anlagen für die hinterlegten Basisparameter aufgeschlüsselt nach Branchen für das Jahr 2050



Ermittlung der Änderungen gemäß Methodik

Quelle: Eigene Darstellung

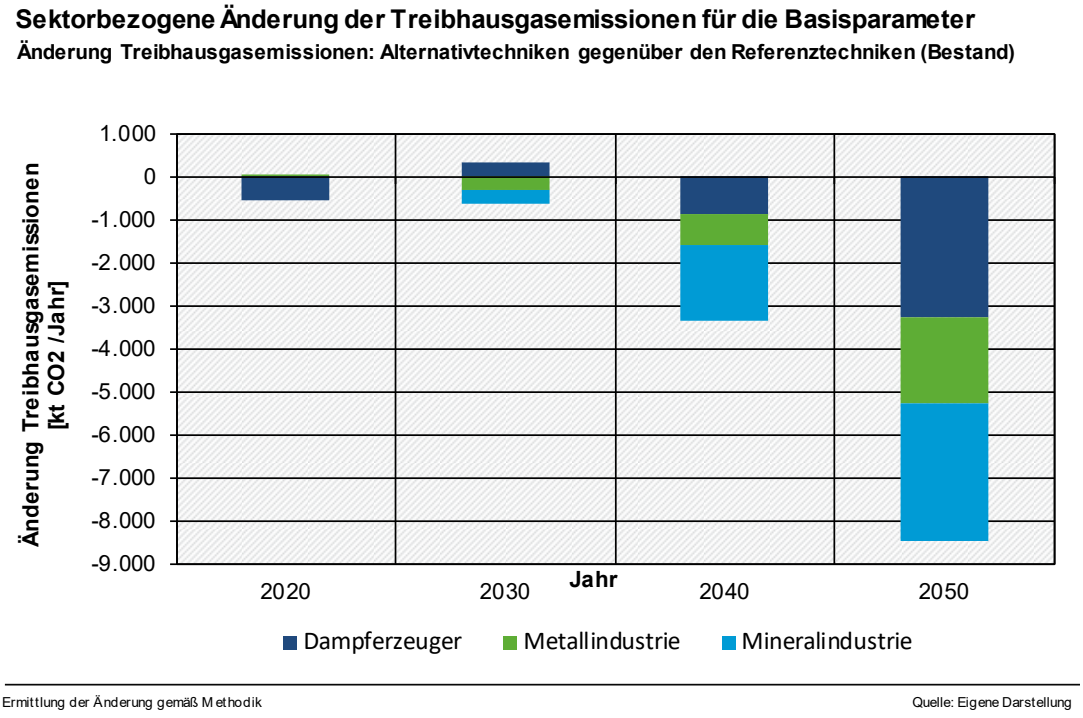
8.5 Ergebnisse für den Bereich „Ökologie“

8.5.1 Bereich Ökologie: Treibhausgasemissionen

Das Kriterium „Treibhausgasemissionen“ beschreibt als quantitatives Kriterium die jährliche energiebedingte Änderung der Freisetzung von Kohlendioxid in Deutschland durch die Umstellung der Referenztechniken auf die Alternativtechniken. Die Ergebnisse wurden aus Arbeitspaket 2 unter den festgelegten Basisparametern übernommen.

Abbildung 159 zeigt die entsprechende Entwicklung der Treibhausgasemissionen nach Sektoren im Zeitverlauf von 2020 bis 2050. Negative Werte weisen Minderungen der Treibhausgasemissionen aus, positive Werte Erhöhungen. Erkennbar ist, dass es unter den getroffenen Annahmen im Jahr 2030 zunächst ein Anstieg des Emissionsniveaus erfolgt, der in den folgenden Jahrzehnten in eine Gesamtminderung übergeht. Bei der Teilumstellung des betrachteten Anlagenparks ergibt sich so eine Gesamtminderung der CO_2-Emissionen von gut 8 Mt gegenüber einer weitergeführten, ausschließlichen Nutzung der eingesetzten Referenztechniken.

Abbildung 159: Änderungen der Treibhausgasemissionen für die hinterlegten Basisparameter aufgeschlüsselt nach Sektoren und Stützjahren

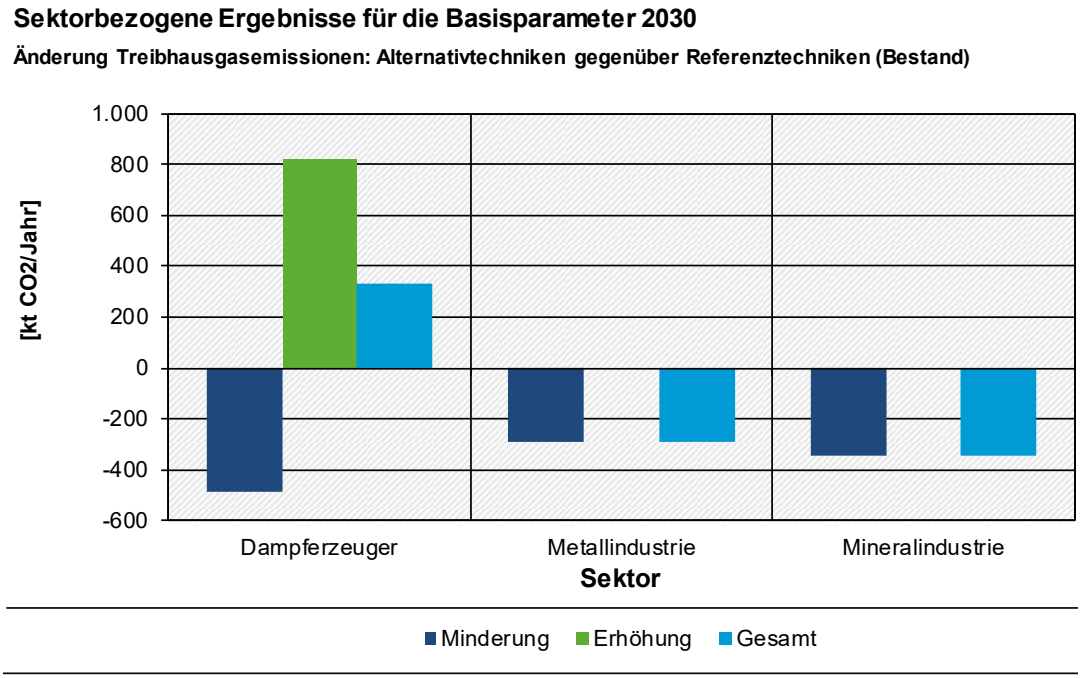


Ermittlung der Änderung gemäß Methodik

Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 160 und Abbildung 161 zeigen für die Jahre 2030 und 2050 eine weitergehende Aufschlüsselung der Emissionen nach Sektoren. Diese Darstellung mit einer Differenzierung von Erhöhungen und Minderungen trägt dem Umstand Rechnung, dass ein Wechsel auf manche der analysierten 92 Alternativtechniken entweder die Emissionen erhöht oder mindert. Ersteres ist beispielsweise der Fall, wenn auf kurze Sicht ein strombasiertes Verfahren eingesetzt wird, aber der aktuelle Strommix weiterhin aus fossilen Quellen bereitgestellt wird. Im vorliegenden Fall zeigt sich, dass die zeitweise Erhöhung bei den Gesamtemissionen der betrachteten Dampferzeuger im Jahr 2030 aus einer Überlagerung von Minderungen und Erhöhungen resultiert. Dieser Effekt ist auch für das Jahr 2050 zu beobachten.

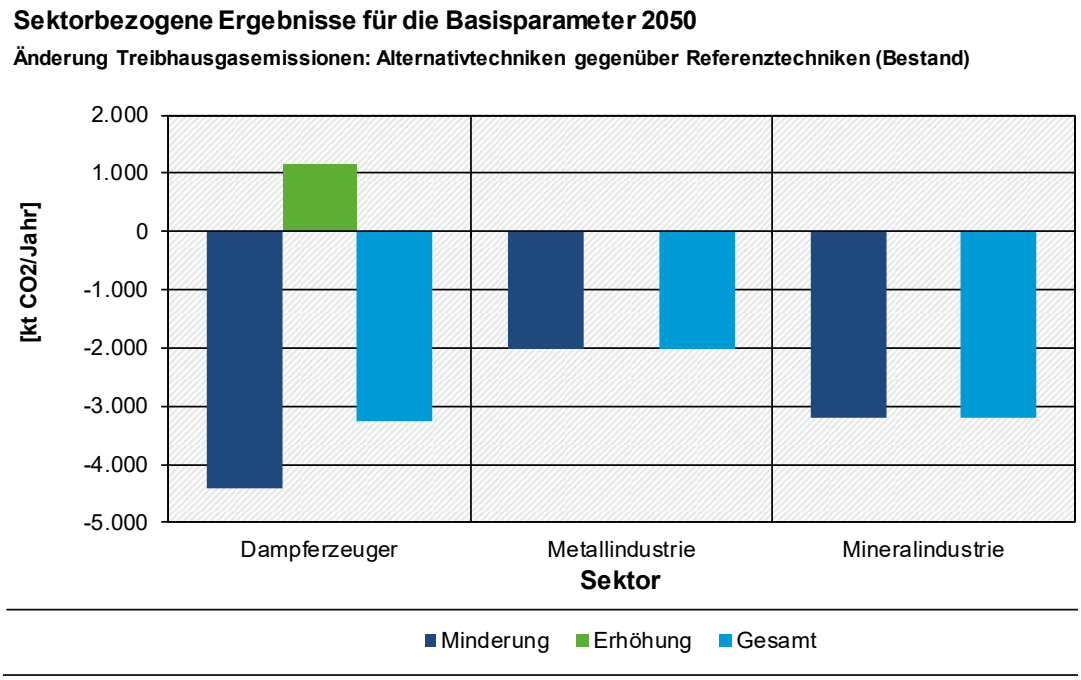
Abbildung 160: Änderungen der Treibhausgasemissionen für die hinterlegten Basisparameter aufgeschlüsselt nach Sektoren für das Jahr 2030



Ermittlung der Änderungen gemäß Methodik

Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 161: Änderungen der Treibhausgasemissionen für die hinterlegten Basisparameter aufgeschlüsselt nach Sektoren für das Jahr 2050



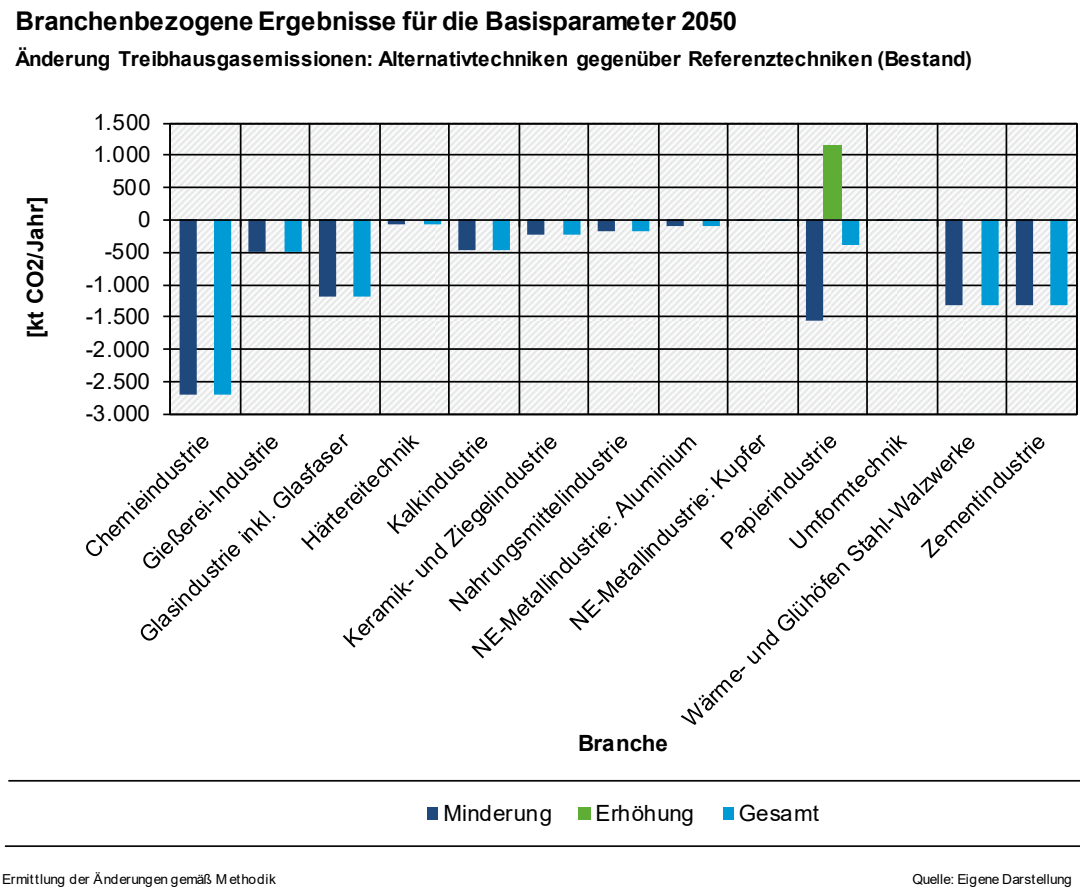
Ermittlung der Änderungen gemäß Methodik

Quelle: Eigene Darstellung

Eine weitergehende Aufschlüsselung der Ergebnisse nach Branchen (Abbildung 162) für das Jahr 2050 verdeutlicht den Ursprung der Entwicklungen. So wird deutlich, dass insbesondere der Einsatz der Alternativtechniken in der Chemieindustrie, in den Stahl-Walzwerken, der Zementindustrie sowie in der Glasindustrie für besonders relevante Emissionsminderungen sorgt.

Die auffällige Teilerhöhung der Emissionen in der Papierindustrie ergibt sich durch den Einsatz von erdgasbetriebenen KWK-Anlagen als Alternativtechnik zur Referenz Erdgaskessel in dieser Branche.[87] Weiterhin ist zu erkennen, dass einige Branchen unter den getroffenen Annahmen mit Blick auf die Gesamtminderungen nur eine begrenzte Rolle spielen. Bei geänderten Basisparametern kann sich hier jedoch ein abweichendes Bild ergeben.

Abbildung 162: Änderungen der Treibhausgasemissionen für die hinterlegten Basisparameter aufgeschlüsselt nach Branchen für das Jahr 2050



Ermittlung der Änderungen gemäß Methodik

Quelle: Eigene Darstellung

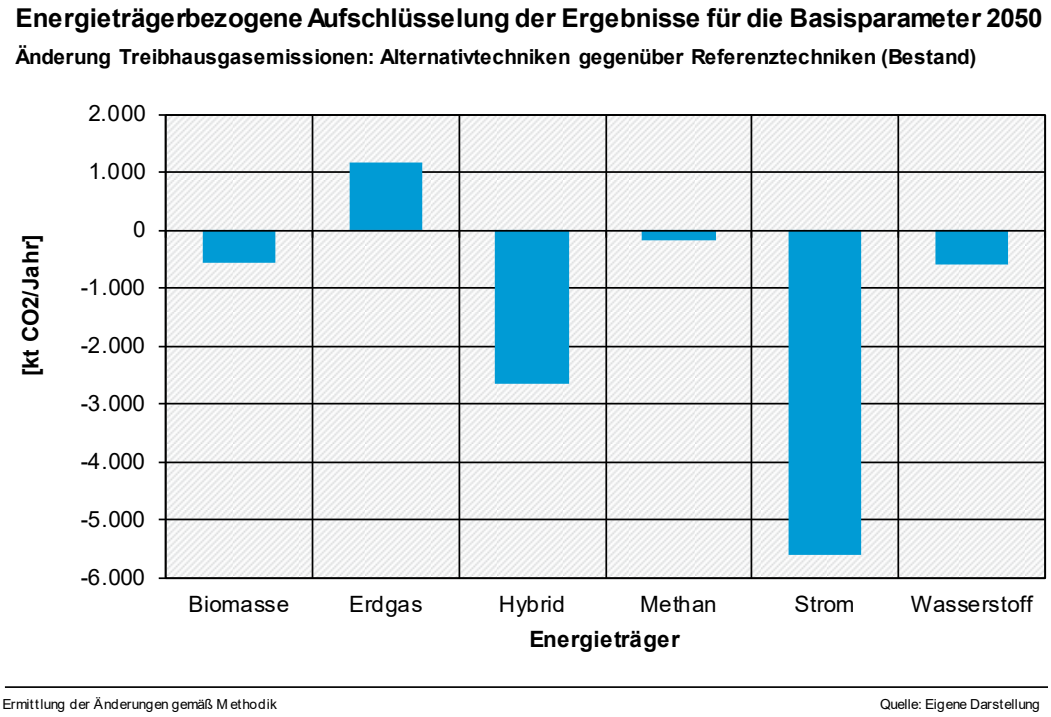
Eine andere Variante der quantitativen Analyse kann anhand der für die Alternativtechniken eingesetzten Energieträger erfolgen[88]: Abbildung 163 zeigt die Änderungen des Emissionsniveaus aufgeschlüsselt nach den für die eingesetzten Alternativtechniken genutzten Hauptener-

[87] Bei den anderen betrachteten Anwendungen der Dampferzeuger aus Arbeitspaket 1 wird die KWK-Anlage als gängie Referenztechnik definiert. Bei den genannten KWK-Anlagen in der Papierindustrie handelt es sich um einen Sonderfall, da diese als Alternativtechnik neben dem Erdgaskessel gleichzeitig Strom und Wärme produziert. Gegenüber dem Referenzfall des Gaskessels liegen die wärmeseitigen Treibhausgasemissionen der KWK-Anlage grundsätzlich aufgrund des Stromanteils höher. Werden stromseitige Emissionsminderungen durch die Verdrängung des Strommix nicht berücksichtigt, ist die KWK-Anlage bilanziell schlechter als der Erdgaskessel gestellt. Daher werden in der Rechnung die Emissionseffekte durch die Stromerzeugung als vermiedener Netzbezug sowohl ökonomisch als auch für die Berechnung der Emissionen berücksichtigt, auch wenn diese von der Regel abweichend nicht vor Ort entstehen. Durch diese Verrechnung sind die KWK-Anlagen kurzfristig emissionstechnisch besser als entsprechende Gaskessel gestellt. Mit der zunehmenden Dekarbonisierung verkehrt sich dieser bilanzielle Vorteil der KWK-Anlagen ins Negative, da dann die erdgasbasierte Stromerzeugung durch die KWK-Anlagen dem sinkenden Emissionsfaktor des Strommix gegenübersteht. Es ist aus Erkenntnissen des Arbeitspakets 2 anzumerken, dass die Attraktivität der KWK-Anlagen stark von der angenommenen Eigenverbrauchsrate des erzeugten Stroms abhängt. Diese konnte nur geschätzt werden.

[88] Die Zuordnung der Techniken zu Energieträgern basiert dabei auf der Energieträgerzuordnung gemäß Tabelle 195.

gieträger in 2050. Die Darstellung verdeutlicht, dass der Großteil der Minderungen im betrachteten Fall auf den Einsatz von Strom bzw. auf hybride Lösungen[89] zurückgeht. Der direkte Einsatz von Wasserstoff, Methan und Biomasse spielt jedoch nur eine untergeordnete Rolle. Auch hier ist auf die Abhängigkeit von den unterstellten Rahmenbedingungen hinzuweisen: Insbesondere die Attraktivität von Wasserstoff und synthetischen Kohlenwasserstoffen hängt maßgeblich von den angenommenen Preisverhältnissen ab.

Abbildung 163: Änderungen der Treibhausgasemissionen für die hinterlegten Basisparameter aufgeschlüsselt nach eingesetzten Energieträgern für das Jahr 2050



Ermittlung der Änderungen gemäß Methodik — Quelle: Eigene Darstellung

8.5.2 Bereich Ökologie: Luftschadstoffe

Das qualitative Kriterium „Luftschadstoffe“ beschreibt die Änderungen bei der Freisetzung von Luftschadstoffen vor Ort, die zu einer Gefährdung von Menschen und Ökosystemen führen können. Die Kategorie umfasst insbesondere Freisetzungen von Stickoxiden (NO_x), Ammoniak (NH_3), Schwefeldioxid (SO_2), Feinstaub (PM), flüchtigen organischen Verbindungen außer Methan (NMVOC) und Schwermetallen (SM). Zu beachten ist, dass sich die Betrachtung der Freisetzung der Luftschadstoffe für die Dampferzeuger, Metall- und Mineralindustrie auf die Prozesswärmeanlagen an sich beschränkt, d. h. vor- und nachgelagerte Schritte der Prozesskette nicht betrachtet werden. Dies schließt auch den Einsatz von etwaigen Abgasnachbehandlungsanlagen aus. Beispielsweise erfordert die Verbrennung von Wasserstoff aufgrund erhöhter NO_x-Emissionen derzeit eine nachgelagerte Abgasnachbehandlung.

Die Gesamtübersicht der Einschätzungen für die anwendungsbereichs- und technikübergreifende Betrachtung (Tabelle 197) zeigt, dass durch den Wechsel auf die Alternativtechniken generell von einer positiven Trend mit Blick auf die Freisetzung der Luftschadstoffe ausgegangen wird (Metall- und Mineralindustrie: Schätzungen der Branchenbearbeiter:innen mit mittlerer

[89] „Hybrid-Systeme“ werden anteilig mit mehreren Energieträgern, beispielsweise Strom und Erdgas, betrieben.

Güte; Dampferzeuger: insbesondere Literaturwerte, auch Expertenangaben und Berechnungen mit mittlerer und hoher Güte)[90]. Übergreifend zeigt sich mit Blick auf die in den Bewertungsblättern vermerkten Änderungen der Luftschadstoffe, dass insbesondere im Bereich der Stickoxid-Emissionen Änderungen gesehen werden. Bei einem Wechsel auf strombasierte Alternativtechniken wird dies darauf zurückgeführt, dass der lokale Verbrennungsvorgang entfällt und entsprechend die damit verbundenen, verbrennungsbedingten Emissionen. Analog verringert sich bei hybriden Alternativtechniken mit Strom das Emissionsniveau durch die anteilige Nutzung von Strom. Im Bereich des Wasserstoffeinsatzes wird hingegen die Möglichkeit gesehen, dass aufgrund höherer Verbrennungstemperaturen die Stickoxid-Emissionen auf kurze Sicht ansteigen können. Längerfristig wird jedoch damit gerechnet, dass dieser Umstand prozessseitig beherrschbar ist.

[90] Weitere Details zu den qualitativen Ergebnissen sind dem Anhang (A.19) zu entnehmen.

Tabelle 197: Gesamtübersicht der Einschätzungen zu Entwicklungen des Kriteriums „Luftschadstoffe“

Branche	Referenztechnik	Alternativtechnik	Jahr 2020	Jahr 2030	Jahr 2040	Jahr 2050
NE-Metallindustrie: Aluminium	ALU_dH (NG*)	ALU_dH (NG -> EL)	Deutlich positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver
		ALU_dH (NG -> HY)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
	ALU_dO (NG*)	ALU_dO (NG -> EL)		Deutlich positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver
		ALU_dO (NG -> HY)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
	ALU_kO (NG*)	ALU_kO (NG -> EL)		Deutlich positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver
		ALU_kO (NG -> HY)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
	ALU_kW (NG*)	ALU_kW (NG -> EL)		Deutlich positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver
		ALU_kW (NG -> HY)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
Chemieindustrie	CHE_kD (NG*)	CHE_kD (NG -> EL1)	Deutlich positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver
		CHE_kD (NG -> EL2)		Deutlich positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver
		CHE_kD (NG -> EL3)		Deutlich positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver
		CHE_kD (NG -> H2)	Negativer	Unverändert	Unverändert	Unverändert
Gießerei-Industrie	GIE_kS1 (KK*)	GIE_kS1 (KK -> BM)	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert
		GIE_kS1 (KK -> ME)	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert
		GIE_kS1 (KK -> HY)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
		GIE_kS1 (KK -> EL)	Deutlich positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver
	GIE_kS2 (KK*)	GIE_kS2 (KK -> BM)	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert
		GIE_kS2 (KK -> ME)	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert
		GIE_kS2 (KK -> HY)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
		GIE_kS2 (KK -> EL)	Deutlich positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver
	GIE_kS3 (KK*)	GIE_kS3 (KK -> BM)	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert
		GIE_kS3 (KK -> ME)	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert
		GIE_kS3 (KK -> HY)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
		GIE_kS3 (KK -> EL)	Deutlich positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver
	GIE_kS4 (NG*)	GIE_kS4 (NG -> EL)	Deutlich positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver
		GIE_kS4 (NG -> HY)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
Glasindustrie inkl. Glasfaser	GLA_kS1 (NG*)	GLA_kS1 (NG -> EL)	Deutlich positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver
		GLA_kS1 (NG -> HY)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
		GLA_kS1 (NG -> EL/ME)	Deutlich positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver
		GLA_kS1 (NG -> EL/H2)		Deutlich positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver
	GLA_kS2 (NG*)	GLA_kS2 (NG -> EL)			Deutlich positiver	Deutlich positiver
		GLA_kS2 (NG -> HY)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
		GLA_kS2 (NG -> EL/ME)		Deutlich positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver
		GLA_kS2 (NG -> EL/H2)		Deutlich positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver
Härtereitechnik	HAE_dA (NG*)	HAE_dA (NG -> EL)	Deutlich positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver
		HAE_dA (NG -> HY)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
	HAE_kA1 (NG*)	HAE_kA1 (NG -> EL)	Deutlich positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver
		HAE_kA1 (NG -> EL2)	Deutlich positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver
		HAE_kA1 (NG -> HY)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
	HAE_kA2 (NG*)	HAE_kA2 (NG -> EL)	Deutlich positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver
		HAE_kA2 (NG -> HY)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
Kalkindustrie	KAL_kB1 (KK*)	KAL_kB1 (KK -> EL)			Deutlich positiver	Deutlich positiver
		KAL_kB1 (KK -> HY)			Unverändert	Unverändert
		KAL_kB1 (KK -> BM)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
	KAL_kB2 (NG*)	KAL_kB2 (NG -> EL)			Deutlich positiver	Deutlich positiver
		KAL_kB2 (NG -> HY)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
	KAL_kB3 (NG*)	KAL_kB3 (NG -> BM)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
		KAL_kB3 (NG -> EL)			Deutlich positiver	Deutlich positiver
		KAL_kB3 (NG -> HY)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
		KAL_kB3 (NG -> ME)	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert
Keramik- und Ziegelindustrie	KER_dB (NG*)	KER_dB (NG -> HY)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
		KER_dB (NG -> EL)		Deutlich positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver
	KER_kB1 (NG*)	KER_kB1 (NG -> HY)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
		KER_kB1 (NG -> EL)		Deutlich positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver
	KER_kB2 (NG*)	KER_kB2 (NG -> HY)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
		KER_kB2 (NG -> EL)		Deutlich positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver
NE-Metallindustrie: Kupfer	KUP_dW1 (NG*)	KUP_dW1 (NG -> EL)	Deutlich positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver
		KUP_dW1 (NG -> HY)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
	KUP_dW2 (NG*)	KUP_dW2 (NG -> EL)	Deutlich positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver
		KUP_dW2 (NG -> HY)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
	KUP_kE1 (NG*)	KUP_kE1 (NG -> EL)	Deutlich positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver
		KUP_kE1 (NG -> HY)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
	KUP_kE2 (NG*)	KUP_kE2 (NG -> EL)	Deutlich positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver
		KUP_kE2 (NG -> HY)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
	KUP_kS (NG*)	KUP_kS (NG -> EL)	Deutlich positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver
		KUP_kS (NG -> HY)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
Nahrungsmittelindustrie	NAH_kD (NG*)	NAH_kD (NG -> EL1)	Deutlich positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver
		NAH_kD (NG -> EL2)		Deutlich positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver
		NAH_kD (NG -> EL3)		Deutlich positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver
		NAH_kD (NG -> H2)	Negativer	Unverändert	Unverändert	Unverändert
Papierindustrie	PAP_kD (NG*)	PAP_kD (NG -> NG)	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert
		PAP_kD (NG -> EL1)	Deutlich positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver
		PAP_kD (NG -> EL2)		Deutlich positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver
		PAP_kD (NG -> H2)	Negativer	Unverändert	Unverändert	Unverändert
Wärme- und Glühöfen Stahl-Walzwerke	STA_dW (NG*)	STA_dW (NG -> HY)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
		STA_dW (NG -> EL)		Deutlich positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver
	STA_kE (NG*)	STA_kE (NG -> EL/ME)			Positiver	Positiver
		STA_kE (NG -> EL/H2)			Positiver	Positiver
		STA_kE (NG -> HY)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
	STA_kW (NG*)	STA_kW (NG -> HY)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
		STA_kW (NG -> EL)		Deutlich positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver
Umformtechnik	UMF_dE (NG*)	UMF_dE (NG -> EL)	Deutlich positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver
		UMF_dE (NG -> HY)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
	UMF_kE1 (NG*)	UMF_kE1 (NG -> EL/ME)	Deutlich positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver
		UMF_kE1 (NG -> EL/H2)		Deutlich positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver
		UMF_kE1 (NG -> HY)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
	UMF_kE2 (NG*)	UMF_kE2 (NG -> EL)	Deutlich positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver
		UMF_kE2 (NG -> HY)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
Zementindustrie	ZEM_kB (NG*)	ZEM_kB (NG -> EL)			Deutlich positiver	Deutlich positiver
		ZEM_kB (NG -> HY)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
		ZEM_kB (NG -> MX/EL)		Deutlich positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver
		ZEM_kB (NG -> MX/BM)		Positiver	Positiver	Positiver

8.5.3 Ergebnis Bereich Ökologie: Andere Belastungen

Unter dem qualitativen Kriterium „Andere Belastungen“ werden weitere Belastungen vor Ort zusammengefasst, die zu einer Gefährdung von Menschen und Ökosystemen führen können. Diese Kategorie umfasst gesundheitliche Beeinträchtigungen durch Schadstoffemissionen in Innenräumen, Strahlung, elektromagnetische Felder oder Lärm, Geruchsbelästigungen, Gefahren durch schwerwiegende Stör- oder Unfälle, Beeinträchtigungen durch Schad- oder Nährstoffeinträge in Gewässer/Böden oder durch die Schädigung von Tieren oder negative Auswirkungen auf andere Sachgüter.

Die Gesamtübersicht der Einschätzungen für die anwendungsbereichs- und technikübergreifende Betrachtung (Tabelle 198) veranschaulicht, dass in den genannten Bereichen keine substantiellen Auswirkungen abgesehen werden. Beispielsweise können bei den elektrisch betriebenen Prozessen zwar elektromagnetische Felder auftreten, diese werden aber aufgrund von Erfahrungen mit anderen elektrischen Prozessen, beispielsweise aus der Aluminimumherstellung, als beherrschbar angesehen. Hingewiesen wird für den Bereich der Dampferzeuger auf Basis von Literatur- und Expertenangaben zu möglichen Gefährdungspotenzialen durch die Freisetzung bestimmter Kältemittel für Wärmepumpenanwendungen sowie mit Blick auf die Handhabung von Wasserstoff. Unter Einbehaltung der Sicherheitsvorschriften und mit Verweis auf kommerzielle Anlagen wird der Einsatz jedoch ebenfalls als unbedenklich eingestuft.

Tabelle 198: Gesamtübersicht der Einschätzungen zu Entwicklungen des Kriteriums „Andere Belastungen“ vor Ort

Branche	Referenztechnik	Alternativtechnik	Jahr 2020	Jahr 2030	Jahr 2040	Jahr 2050
NE-Metallindustrie: Aluminium	ALU_dH (NG*)	ALU_dH (NG -> EL)	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert
		ALU_dH (NG -> HY)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
	ALU_dO (NG*)	ALU_dO (NG -> EL)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
		ALU_dO (NG -> HY)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
	ALU_kO (NG*)	ALU_kO (NG -> EL)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
		ALU_kO (NG -> HY)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
	ALU_kW (NG*)	ALU_kW (NG -> EL)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
		ALU_kW (NG -> HY)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
Chemieindustrie	CHE_kD (NG*)	CHE_kD (NG -> EL1)	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert
		CHE_kD (NG -> EL2)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
		CHE_kD (NG -> EL3)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
		CHE_kD (NG -> H2)	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert
Gießerei-Industrie	GIE_kS1 (KK*)	GIE_kS1 (KK -> BM)	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert
		GIE_kS1 (KK -> ME)	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert
		GIE_kS1 (KK -> HY)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
		GIE_kS1 (KK -> EL)	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert
	GIE_kS2 (KK*)	GIE_kS2 (KK -> BM)	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert
		GIE_kS2 (KK -> ME)	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert
		GIE_kS2 (KK -> HY)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
		GIE_kS2 (KK -> EL)	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert
	GIE_kS3 (KK*)	GIE_kS3 (KK -> BM)	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert
		GIE_kS3 (KK -> ME)	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert
		GIE_kS3 (KK -> HY)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
		GIE_kS3 (KK -> EL)	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert
	GIE_kS4 (NG*)	GIE_kS4 (NG -> EL)	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert
		GIE_kS4 (NG -> HY)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
Glasindustrie inkl. Glasfaser	GLA_kS1 (NG*)	GLA_kS1 (NG -> EL)	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert
		GLA_kS1 (NG -> HY)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
		GLA_kS1 (NG -> EL/ME)	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert
		GLA_kS1 (NG -> EL/H2)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
	GLA_kS2 (NG*)	GLA_kS2 (NG -> EL)			Unverändert	Unverändert
		GLA_kS2 (NG -> HY)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
		GLA_kS2 (NG -> EL/ME)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
		GLA_kS2 (NG -> EL/H2)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
Härtereitechnik	HAE_dA (NG*)	HAE_dA (NG -> EL)	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert
		HAE_dA (NG -> HY)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
	HAE_kA1 (NG*)	HAE_kA1 (NG -> EL)	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert
		HAE_kA1 (NG -> EL2)	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert
		HAE_kA1 (NG -> HY)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
	HAE_kA2 (NG*)	HAE_kA2 (NG -> EL)	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert
		HAE_kA2 (NG -> HY)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
Kalkindustrie	KAL_kB1 (KK*)	KAL_kB1 (KK -> EL)			Unverändert	Unverändert
		KAL_kB1 (KK -> HY)			Unverändert	Unverändert
		KAL_kB1 (KK -> BM)	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert
	KAL_kB2 (NG*)	KAL_kB2 (NG -> EL)			Unverändert	Unverändert
		KAL_kB2 (NG -> HY)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
	KAL_kB3 (NG*)	KAL_kB3 (NG -> BM)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
		KAL_kB3 (NG -> EL)			Unverändert	Unverändert
		KAL_kB3 (NG -> HY)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
		KAL_kB3 (NG -> ME)	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert
Keramik- und Ziegelindustrie	KER_dB (NG*)	KER_dB (NG -> HY)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
		KER_dB (NG -> EL)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
	KER_kB1 (NG*)	KER_kB1 (NG -> HY)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
		KER_kB1 (NG -> EL)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
	KER_kB2 (NG*)	KER_kB2 (NG -> HY)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
		KER_kB2 (NG -> EL)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
NE-Metallindustrie: Kupfer	KUP_dW1 (NG*)	KUP_dW1 (NG -> EL)	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert
		KUP_dW1 (NG -> HY)	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert
	KUP_dW2 (NG*)	KUP_dW2 (NG -> EL)	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert
		KUP_dW2 (NG -> HY)	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert
	KUP_kE1 (NG*)	KUP_kE1 (NG -> EL)	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert
		KUP_kE1 (NG -> HY)	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert
	KUP_kE2 (NG*)	KUP_kE2 (NG -> EL)	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert
		KUP_kE2 (NG -> HY)	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert
	KUP_kS (NG*)	KUP_kS (NG -> EL)	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert
		KUP_kS (NG -> HY)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
Nahrungsmittelindustrie	NAH_kD (NG*)	NAH_kD (NG -> EL1)	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert
		NAH_kD (NG -> EL2)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
		NAH_kD (NG -> EL3)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
		NAH_kD (NG -> H2)	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert
Papierindustrie	PAP_kD (NG*)	PAP_kD (NG -> NG)	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert
		PAP_kD (NG -> EL1)	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert
		PAP_kD (NG -> EL2)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
		PAP_kD (NG -> H2)	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert
Wärme- und Glühöfen Stahl-Walzwerke	STA_dW (NG*)	STA_dW (NG -> HY)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
		STA_dW (NG -> EL)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
	STA_kE (NG*)	STA_kE (NG -> EL/ME)			Unverändert	Unverändert
		STA_kE (NG -> EL/H2)			Unverändert	Unverändert
		STA_kE (NG -> HY)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
	STA_kW (NG*)	STA_kW (NG -> HY)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
		STA_kW (NG -> EL)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
Umformtechnik	UMF_dE (NG*)	UMF_dE (NG -> EL)	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert
		UMF_dE (NG -> HY)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
	UMF_kE1 (NG*)	UMF_kE1 (NG -> EL/ME)	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert
		UMF_kE1 (NG -> EL/H2)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
		UMF_kE1 (NG -> HY)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
	UMF_kE2 (NG*)	UMF_kE2 (NG -> EL)	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert
		UMF_kE2 (NG -> HY)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
Zementindustrie	ZEM_kB (NG*)	ZEM_kB (NG -> EL)			Unverändert	Unverändert
		ZEM_kB (NG -> HY)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
		ZEM_kB (NG -> MX/EL)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
		ZEM_kB (NG -> MX/BM)		Unverändert	Unverändert	Unverändert

8.5.4 Bereich Ökologie: Metallische Ressourcen

Das qualitative Kriterium „metallische Ressourcen“ befasst sich mit Änderungen bei der Inanspruchnahme von metallischen Ressourcen, die zu einer Gefährdung ihrer nachhaltigen Verfügbarkeit führen könnten. Dazu konnten prinzipiell Änderungen bei 35 verschiedenen metallischen Rohstoffe vermerkt werden.

Die anwendungsbereichs- und technikübergreifende Betrachtung (Tabelle 199) zeigt, dass generell keine substantiellen Änderungen bei der Nachfrage nach metallischen Ressourcen abgesehen werden. Vereinzelt wird zwar darauf hingewiesen, dass für einzelne Anlagenkomponenten entsprechende Änderungen und Verschiebungen innerhalb der Anlagenkomponenten möglich sein können; die Öfen verändern sich jedoch nicht grundsätzlich. Entsprechend wird den metallischen Ressourcen jedoch keine besondere Bedeutung beigemessen und es wird auch nicht auf einzelne Metalle gesondert hingewiesen.

Tabelle 199: Gesamtübersicht der Einschätzungen zur Entwicklungen des Kriteriums „Metallischer Ressourcen“

Branche	Referenztechnik	Alternativtechnik	Jahr 2020	Jahr 2030	Jahr 2040	Jahr 2050
NE-Metallindustrie: Aluminium	ALU_dH (NG*)	ALU_dH (NG -> EL)	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert
		ALU_dH (NG -> HY)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
	ALU_dO (NG*)	ALU_dO (NG -> EL)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
		ALU_dO (NG -> HY)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
	ALU_kO (NG*)	ALU_kO (NG -> EL)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
		ALU_kO (NG -> HY)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
	ALU_kW (NG*)	ALU_kW (NG -> EL)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
		ALU_kW (NG -> HY)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
Chemieindustrie	CHE_kD (NG*)	CHE_kD (NG -> EL1)	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert
		CHE_kD (NG -> EL2)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
		CHE_kD (NG -> EL3)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
		CHE_kD (NG -> H2)	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert
Gießerei-Industrie	GIE_kS1 (KK*)	GIE_kS1 (KK -> BM)	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert
		GIE_kS1 (KK -> ME)	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert
		GIE_kS1 (KK -> HY)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
		GIE_kS1 (KK -> EL)	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert
	GIE_kS2 (KK*)	GIE_kS2 (KK -> BM)	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert
		GIE_kS2 (KK -> ME)	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert
		GIE_kS2 (KK -> HY)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
		GIE_kS2 (KK -> EL)	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert
	GIE_kS3 (KK*)	GIE_kS3 (KK -> BM)	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert
		GIE_kS3 (KK -> ME)	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert
		GIE_kS3 (KK -> HY)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
		GIE_kS3 (KK -> EL)	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert
	GIE_kS4 (NG*)	GIE_kS4 (NG -> EL)	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert
		GIE_kS4 (NG -> HY)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
Glasindustrie inkl. Glasfaser	GLA_kS1 (NG*)	GLA_kS1 (NG -> EL)	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert
		GLA_kS1 (NG -> HY)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
		GLA_kS1 (NG -> EL/ME)	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert
		GLA_kS1 (NG -> EL/H2)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
	GLA_kS2 (NG*)	GLA_kS2 (NG -> EL)			Unverändert	Unverändert
		GLA_kS2 (NG -> HY)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
		GLA_kS2 (NG -> EL/ME)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
		GLA_kS2 (NG -> EL/H2)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
Härtereitechnik	HAE_dA (NG*)	HAE_dA (NG -> EL)	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert
		HAE_dA (NG -> HY)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
	HAE_kA1 (NG*)	HAE_kA1 (NG -> EL)	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert
		HAE_kA1 (NG -> EL2)	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert
		HAE_kA1 (NG -> HY)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
	HAE_kA2 (NG*)	HAE_kA2 (NG -> EL)	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert
		HAE_kA2 (NG -> HY)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
Kalkindustrie	KAL_kB1 (KK*)	KAL_kB1 (KK -> EL)			Unverändert	Unverändert
		KAL_kB1 (KK -> HY)			Unverändert	Unverändert
		KAL_kB1 (KK -> BM)	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert
	KAL_kB2 (NG*)	KAL_kB2 (NG -> EL)			Unverändert	Unverändert
		KAL_kB2 (NG -> HY)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
	KAL_kB3 (NG*)	KAL_kB3 (NG -> BM)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
		KAL_kB3 (NG -> EL)			Unverändert	Unverändert
		KAL_kB3 (NG -> HY)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
		KAL_kB3 (NG -> ME)	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert
Keramik- und Ziegelindustrie	KER_dB (NG*)	KER_dB (NG -> HY)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
		KER_dB (NG -> EL)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
	KER_kB1 (NG*)	KER_kB1 (NG -> HY)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
		KER_kB1 (NG -> EL)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
	KER_kB2 (NG*)	KER_kB2 (NG -> HY)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
		KER_kB2 (NG -> EL)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
NE-Metallindustrie: Kupfer	KUP_dW1 (NG*)	KUP_dW1 (NG -> EL)	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert
		KUP_dW1 (NG -> HY)	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert
	KUP_dW2 (NG*)	KUP_dW2 (NG -> EL)	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert
		KUP_dW2 (NG -> HY)	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert
	KUP_kE1 (NG*)	KUP_kE1 (NG -> EL)	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert
		KUP_kE1 (NG -> HY)	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert
	KUP_kE2 (NG*)	KUP_kE2 (NG -> EL)	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert
		KUP_kE2 (NG -> HY)	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert
	KUP_kS (NG*)	KUP_kS (NG -> EL)	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert
		KUP_kS (NG -> HY)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
Nahrungsmittelindustrie	NAH_kD (NG*)	NAH_kD (NG -> EL1)	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert
		NAH_kD (NG -> EL2)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
		NAH_kD (NG -> EL3)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
		NAH_kD (NG -> H2)	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert
Papierindustrie	PAP_kD (NG*)	PAP_kD (NG -> NG)	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert
		PAP_kD (NG -> EL1)	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert
		PAP_kD (NG -> EL2)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
		PAP_kD (NG -> H2)	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert
Wärme- und Glühöfen Stahl-Walzwerke	STA_dW (NG*)	STA_dW (NG -> HY)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
		STA_dW (NG -> EL)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
	STA_kE (NG*)	STA_kE (NG -> EL/ME)			Unverändert	Unverändert
		STA_kE (NG -> EL/H2)			Unverändert	Unverändert
		STA_kE (NG -> HY)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
	STA_kW (NG*)	STA_kW (NG -> HY)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
		STA_kW (NG -> EL)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
Umformtechnik	UMF_dE (NG*)	UMF_dE (NG -> EL)	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert
		UMF_dE (NG -> HY)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
	UMF_kE1 (NG*)	UMF_kE1 (NG -> EL/ME)	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert
		UMF_kE1 (NG -> EL/H2)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
		UMF_kE1 (NG -> HY)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
	UMF_kE2 (NG*)	UMF_kE2 (NG -> EL)	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert
		UMF_kE2 (NG -> HY)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
Zementindustrie	ZEM_kB (NG*)	ZEM_kB (NG -> EL)			Unverändert	Unverändert
		ZEM_kB (NG -> HY)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
		ZEM_kB (NG -> MX/EL)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
		ZEM_kB (NG -> MX/BM)		Unverändert	Unverändert	Unverändert

8.5.5 Bereich Ökologie: Andere Ressourcen

Das qualitative Kriterium „Andere Ressourcen“ befasst sich mit Änderungen bei der Inanspruchnahme anderer Ressourcen, die zu einer Gefährdung ihrer nachhaltigen Verfügbarkeit führen könnten. Die zugehörigen Kategorien betreffen mineralische Rohstoffe, biotische Rohstoffe, Wasser und Flächen.

Bei der anwendungsbereichs- und technikübergreifenden Betrachtung (Tabelle 200) zeigt sich, dass für einen Teil der betrachteten Techniken von einer Relevanz dies Kriteriums ausgegangen wird (Metall- und Mineralindustrie: Schätzwerte mit geringer bis mittlerer Güte; Dampferzeuger mit Expertenangaben von mittlerer und hoher Güte). Änderungen werden sowohl bei biotischen Rohstoffen, beim Verbrauch vom Wasser, bei der Flächenbeanspruch und in weiteren Bereichen angezeigt, bei mineralischen Rohstoffen hingegen nicht. Negative Einschätzungen im Bereich der biotischen Rohstoffe beruhen auf dem Einsatz von Biomasse als Energieträger für die betroffenen Prozesstechniken. Mit Blick auf den Wasserverbrauch wird auf einen erhöhten Kühlwasserbedarf beispielsweise für Plasmabrenner hingewiesen; im Bereich der Dampferzeugung wird hingegen ein potenziell geringerer Wasserverbrauch durch eine integrierte Wärme- und Kälteversorgung bei Wärmepumpen in Aussicht gestellt. Hinsichtlich der Flächenbeanspruchung werden ebenfalls Änderungen in beiden Richtungen genannt: So kann je nach Technik der lokale Flächenbedarf geringer ausfallen oder es können andererseits zur Bereitstellung der gleichen Kapazitäten mehrere Anlagen mit mehr Grundfläche vonnöten sein. Die Bewertung ist hierbei schwierig, da sich die Umstellung abhängig vom jeweiligen Prozess auch auf vor- und nachgelagerte Anlagen bzw. auf Hilfsaggregate auswirkt.

Tabelle 200: Gesamtübersicht der Einschätzungen zu Entwicklungen des Kriteriums „Sonstige Ressourcen“

Branche	Referenztechnik	Alternativtechnik	Jahr 2020	Jahr 2030	Jahr 2040	Jahr 2050
NE-Metallindustrie: Aluminium	ALU_dH (NG*)	ALU_dH (NG -> EL)	Negativer	Negativer	Negativer	Negativer
		ALU_dH (NG -> HY)		Negativer	Negativer	Negativer
	ALU_dO (NG*)	ALU_dO (NG -> EL)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
		ALU_dO (NG -> HY)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
	ALU_kO (NG*)	ALU_kO (NG -> EL)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
		ALU_kO (NG -> HY)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
	ALU_kW (NG*)	ALU_kW (NG -> EL)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
		ALU_kW (NG -> HY)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
Chemieindustrie	CHE_kD (NG*)	CHE_kD (NG -> EL1)	Positiver	Positiver	Positiver	Positiver
		CHE_kD (NG -> EL2)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
		CHE_kD (NG -> EL3)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
		CHE_kD (NG -> H2)	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert
Gießerei-Industrie	GIE_kS1 (KK*)	GIE_kS1 (KK -> BM)	Negativer	Negativer	Negativer	Negativer
		GIE_kS1 (KK -> ME)	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert
		GIE_kS1 (KK -> HY)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
		GIE_kS1 (KK -> EL)	Negativer	Negativer	Negativer	Negativer
	GIE_kS2 (KK*)	GIE_kS2 (KK -> BM)	Negativer	Negativer	Negativer	Negativer
		GIE_kS2 (KK -> ME)	Negativer	Negativer	Negativer	Negativer
		GIE_kS2 (KK -> HY)		Negativer	Negativer	Negativer
		GIE_kS2 (KK -> EL)	Negativer	Negativer	Negativer	Negativer
	GIE_kS3 (KK*)	GIE_kS3 (KK -> BM)	Negativer	Negativer	Negativer	Negativer
		GIE_kS3 (KK -> ME)	Deutlich negativer	Deutlich negativer	Deutlich negativer	Deutlich negativer
		GIE_kS3 (KK -> HY)		Deutlich negativer	Deutlich negativer	Deutlich negativer
		GIE_kS3 (KK -> EL)	Negativer	Negativer	Negativer	Negativer
	GIE_kS4 (NG*)	GIE_kS4 (NG -> EL)	Negativer	Negativer	Negativer	Negativer
		GIE_kS4 (NG -> HY)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
Glasindustrie inkl. Glasfaser	GLA_kS1 (NG*)	GLA_kS1 (NG -> EL)	Negativer	Negativer	Negativer	Negativer
		GLA_kS1 (NG -> HY)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
		GLA_kS1 (NG -> EL/ME)	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert
		GLA_kS1 (NG -> EL/H2)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
	GLA_kS2 (NG*)	GLA_kS2 (NG -> EL)			Unverändert	Unverändert
		GLA_kS2 (NG -> HY)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
		GLA_kS2 (NG -> EL/ME)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
		GLA_kS2 (NG -> EL/H2)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
Härtereitechnik	HAE_dA (NG*)	HAE_dA (NG -> EL)	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert
		HAE_dA (NG -> HY)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
	HAE_kA1 (NG*)	HAE_kA1 (NG -> EL)	Negativer	Negativer	Negativer	Negativer
		HAE_kA1 (NG -> EL2)	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert
		HAE_kA1 (NG -> HY)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
	HAE_kA2 (NG*)	HAE_kA2 (NG -> EL)	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert
		HAE_kA2 (NG -> HY)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
Kalkindustrie	KAL_kB1 (KK*)	KAL_kB1 (KK -> EL)			Negativer	Negativer
		KAL_kB1 (KK -> HY)			Unverändert	Unverändert
		KAL_kB1 (KK -> BM)		Negativer	Negativer	Negativer
	KAL_kB2 (NG*)	KAL_kB2 (NG -> EL)			Negativer	Negativer
		KAL_kB2 (NG -> HY)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
	KAL_kB3 (NG*)	KAL_kB3 (NG -> BM)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
		KAL_kB3 (NG -> EL)			Negativer	Negativer
		KAL_kB3 (NG -> HY)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
		KAL_kB3 (NG -> ME)	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert
Keramik- und Ziegelindustrie	KER_dB (NG*)	KER_dB (NG -> HY)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
		KER_dB (NG -> EL)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
	KER_kB1 (NG*)	KER_kB1 (NG -> HY)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
		KER_kB1 (NG -> EL)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
	KER_kB2 (NG*)	KER_kB2 (NG -> HY)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
		KER_kB2 (NG -> EL)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
NE-Metallindustrie: Kupfer	KUP_dW1 (NG*)	KUP_dW1 (NG -> EL)	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert
		KUP_dW1 (NG -> HY)	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert
	KUP_dW2 (NG*)	KUP_dW2 (NG -> EL)	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert
		KUP_dW2 (NG -> HY)	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert
	KUP_kE1 (NG*)	KUP_kE1 (NG -> EL)	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert
		KUP_kE1 (NG -> HY)	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert
	KUP_kE2 (NG*)	KUP_kE2 (NG -> EL)	Negativer	Negativer	Negativer	Negativer
		KUP_kE2 (NG -> HY)	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert
	KUP_kS (NG*)	KUP_kS (NG -> EL)	Deutlich negativer	Deutlich negativer	Deutlich negativer	Deutlich negativer
		KUP_kS (NG -> HY)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
Nahrungsmittelindustrie	NAH_kD (NG*)	NAH_kD (NG -> EL1)	Positiver	Positiver	Positiver	Positiver
		NAH_kD (NG -> EL2)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
		NAH_kD (NG -> EL3)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
		NAH_kD (NG -> H2)	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert
Papierindustrie	PAP_kD (NG*)	PAP_kD (NG -> NG)	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert
		PAP_kD (NG -> EL1)	Positiver	Positiver	Positiver	Positiver
		PAP_kD (NG -> EL2)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
		PAP_kD (NG -> H2)	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert
Wärme- und Glühöfen Stahl-Walzwerke	STA_dW (NG*)	STA_dW (NG -> HY)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
		STA_dW (NG -> EL)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
	STA_kE (NG*)	STA_kE (NG -> EL/ME)			Unverändert	Unverändert
		STA_kE (NG -> EL/H2)			Unverändert	Unverändert
		STA_kE (NG -> HY)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
	STA_kW (NG*)	STA_kW (NG -> HY)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
		STA_kW (NG -> EL)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
Umformtechnik	UMF_dE (NG*)	UMF_dE (NG -> EL)	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert
		UMF_dE (NG -> HY)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
	UMF_kE1 (NG*)	UMF_kE1 (NG -> EL/ME)	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert
		UMF_kE1 (NG -> EL/H2)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
		UMF_kE1 (NG -> HY)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
	UMF_kE2 (NG*)	UMF_kE2 (NG -> EL)	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert
		UMF_kE2 (NG -> HY)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
Zementindustrie	ZEM_kB (NG*)	ZEM_kB (NG -> EL)			Negativer	Negativer
		ZEM_kB (NG -> HY)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
		ZEM_kB (NG -> MX/EL)		Unverändert	Unverändert	Unverändert
		ZEM_kB (NG -> MX/BM)		Negativer	Negativer	Negativer

8.6 Ergebnisse für den Bereich „Technik“

8.6.1 Bereich Technik: Energienachfrage

Das Kriterium „Energienachfrage“ setzt sich mit der jährlichen Änderung der Endenergienachfrage durch die Umstellung der Referenztechniken auf die Alternativtechniken auseinander. Als quantitatives Kriterium ergibt es sich unmittelbar aus den Ergebnissen des vorgelagerten Arbeitspakets.

Abbildung 164: Änderungen der Endenergienachfrage für die hinterlegten Basisparameter aufgeschlüsselt nach Sektoren und Stützjahren

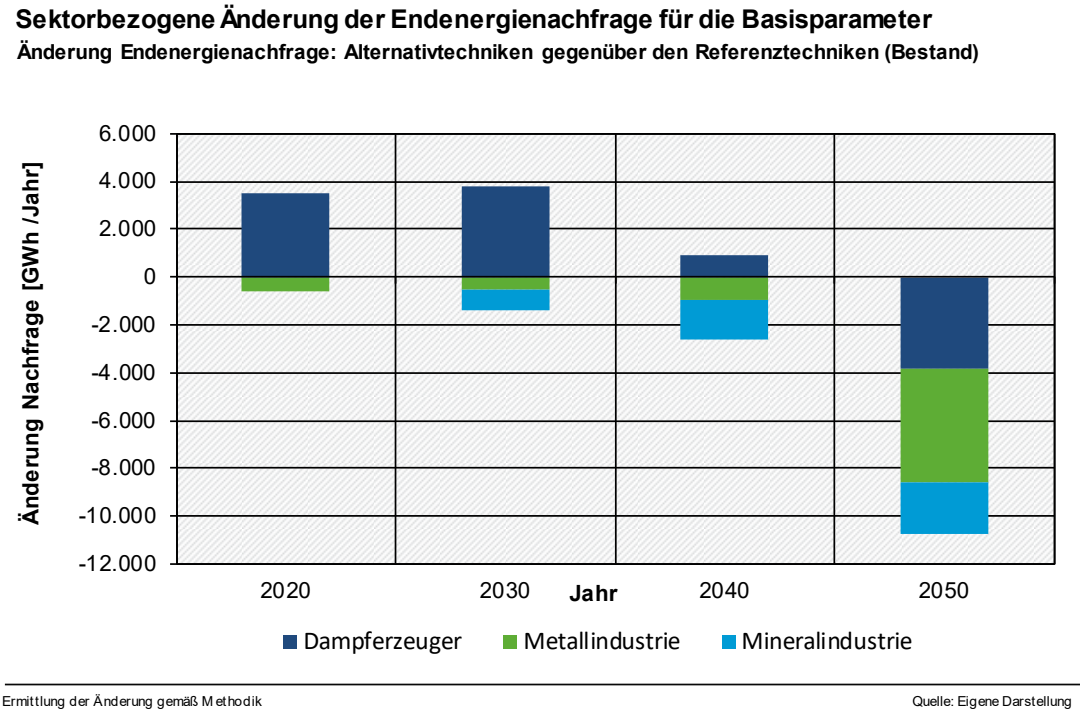
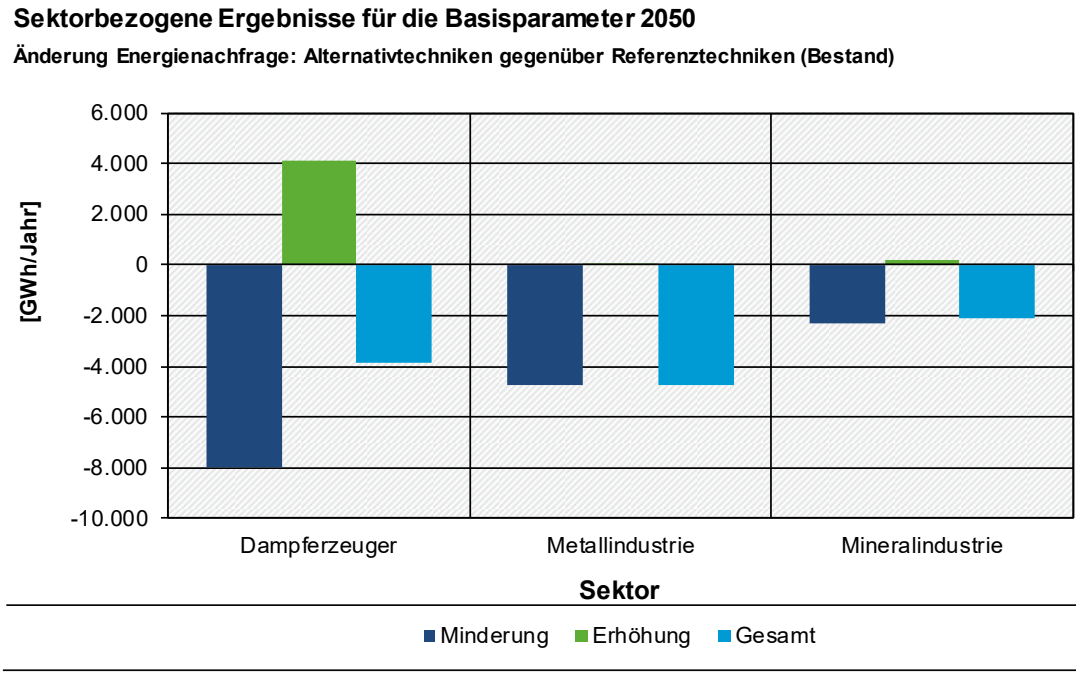


Abbildung 164 zeigt die Entwicklung der Energienachfrage unter den getroffenen Annahmen im Zeitverlauf. Daraus geht zunächst eine Erhöhung der Endenergienachfrage um gut 2 TWh im Jahr 2030 hervor, die in eine Minderung von rund 11 TWh im Jahr 2050 übergeht. Die zeitweise Erhöhung der Nachfrage ergibt sich hierbei durch die bereits im Rahmen des Kriteriums Treibhausgasemissionen thematisierten KWK-Anlagen in der Papierindustrie. Abbildung 165 zeigt die nach Sektoren aufgeschlüsselte Situation für das Jahr 2050, in der dies deutlicher wird.

Mit Blick auf die Entwicklung der Energienachfrage erscheint eine vertiefende Differenzierung nach Strom und fossilen Brennstoffen sinnvoll. Aus dem entsprechenden Betrachtung in Abbildung 166 ergibt sich, dass sich der Nettoeffekt bei der Energienachfrage aus einer Minderung der Nachfrage nach sonstigen Energieträgern um rund 34 TWh in 2050 ergibt sowie einer Erhöhung der Stromnachfrage im gleichen Zeitpunkt um etwa 24 TWh. Diese Erhöhung des Strombedarfs geht überwiegend auf direkt elektrifizierte Prozesse zurück, aber auch auf den Betrieb von Hybridsystemen auf den Betrieb von wasserstoffbasierten Systemen (Abbildung 167).

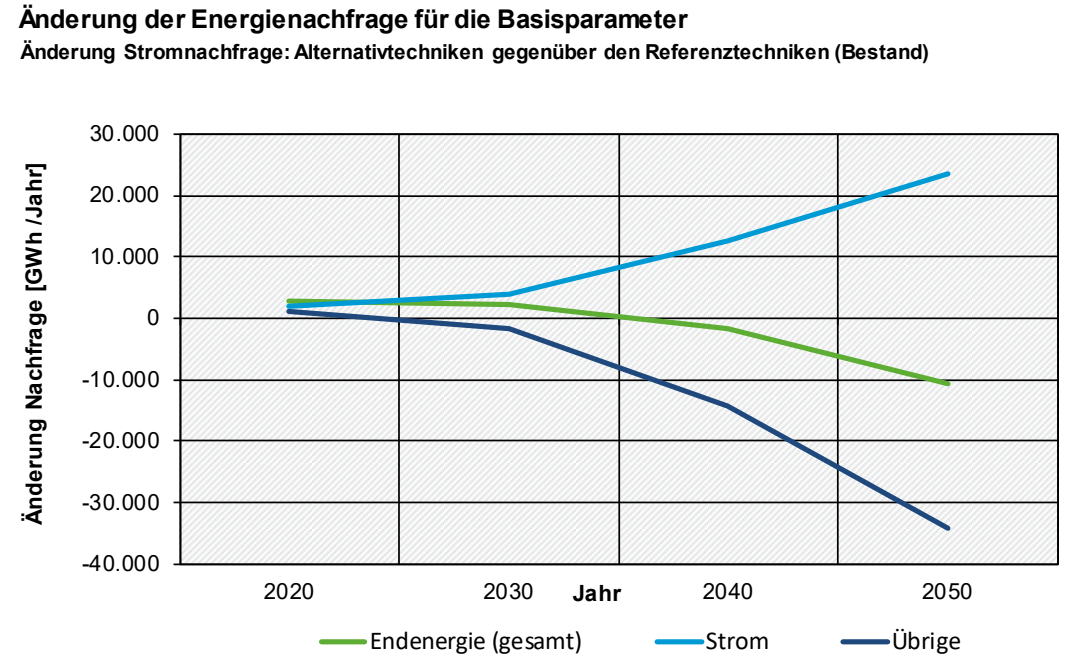
Abbildung 165: Änderungen der Energienachfrage für die hinterlegten Basisparameter aufgeschlüsselt nach Sektoren für das Jahr 2050



Ermittlung der Änderungen gemäß Methodik

Quelle: Eigene Darstellung

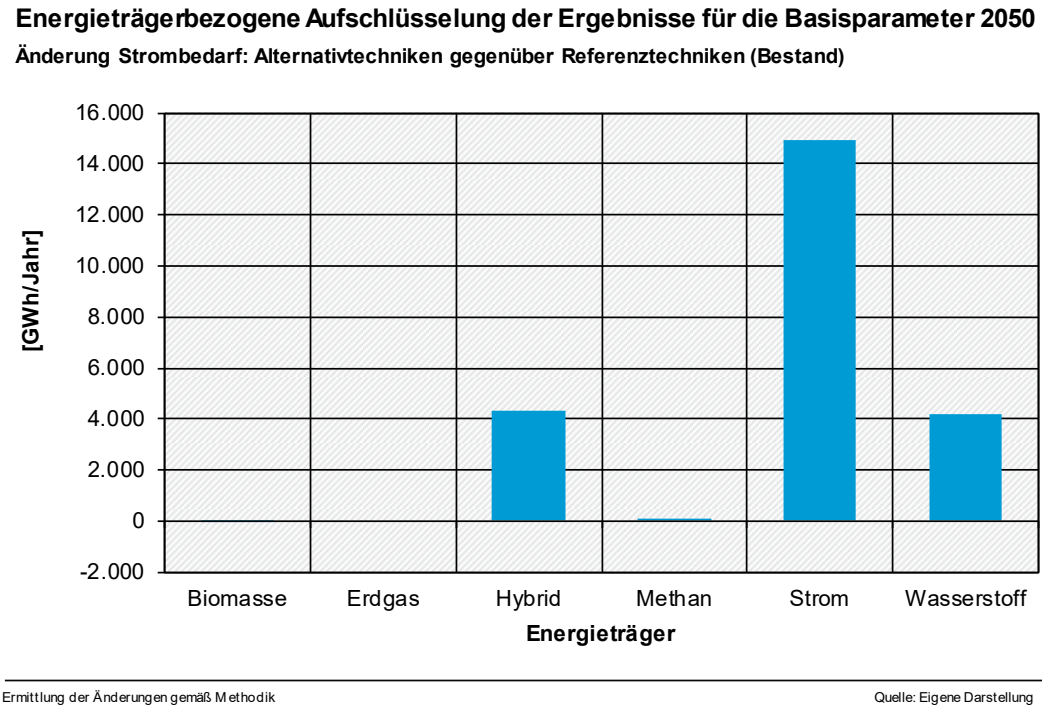
Abbildung 166: Änderungen der Endenergienachfrage für die hinterlegten Basisparameter aufgeschlüsselt nach Art der Endenergie und Stützjahren



Ermittlung der Änderung gemäß Methodik

Quelle: Eigene Darstellung

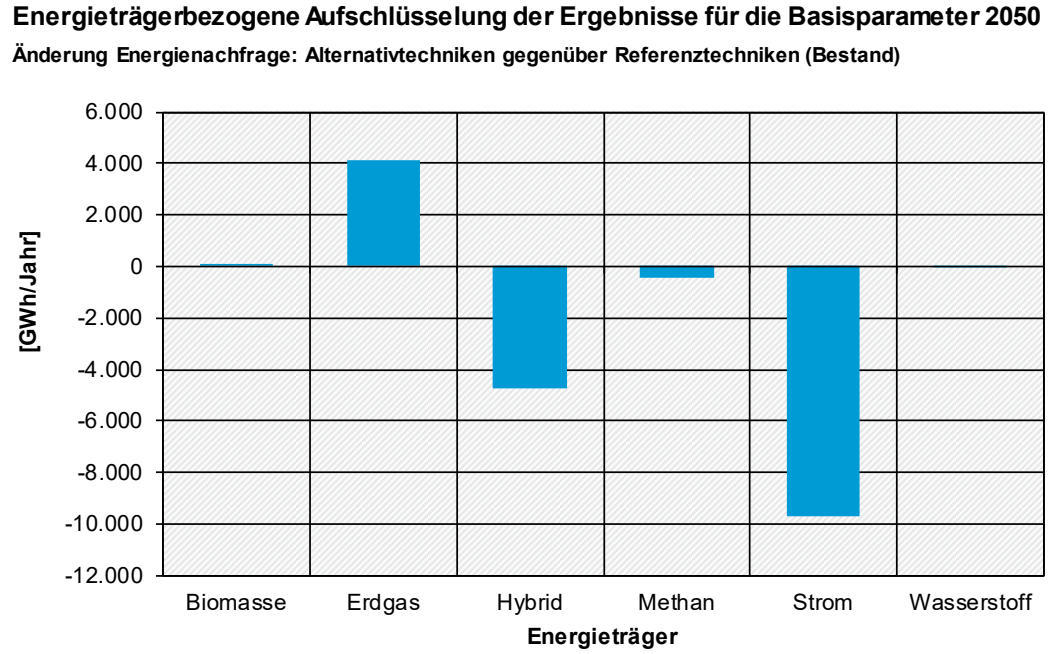
Abbildung 167: Änderungen des Strombedarfs für die hinterlegten Basisparameter aufgeschlüsselt nach eingesetzten Energieträgern für das Jahr 2050



Summarisch kommt für die Gesamtenergieeinsparung (Abbildung 168) insbesondere dem Einsatz von Strom und Hybridsystemen unter den festgelegten Basisparametern eine bedeutende Rolle zu. Dem steht ein erhöhter Erdgasbedarf gegenüber, der wiederum den KWK-Anlagen[91] in der Papierindustrie zuzuordnen ist (Abbildung 169).

[91] Hier wird auch auf die Ausführungen zu KWK-Anlagen in Abschnitt 3.5.2 verwiesen.

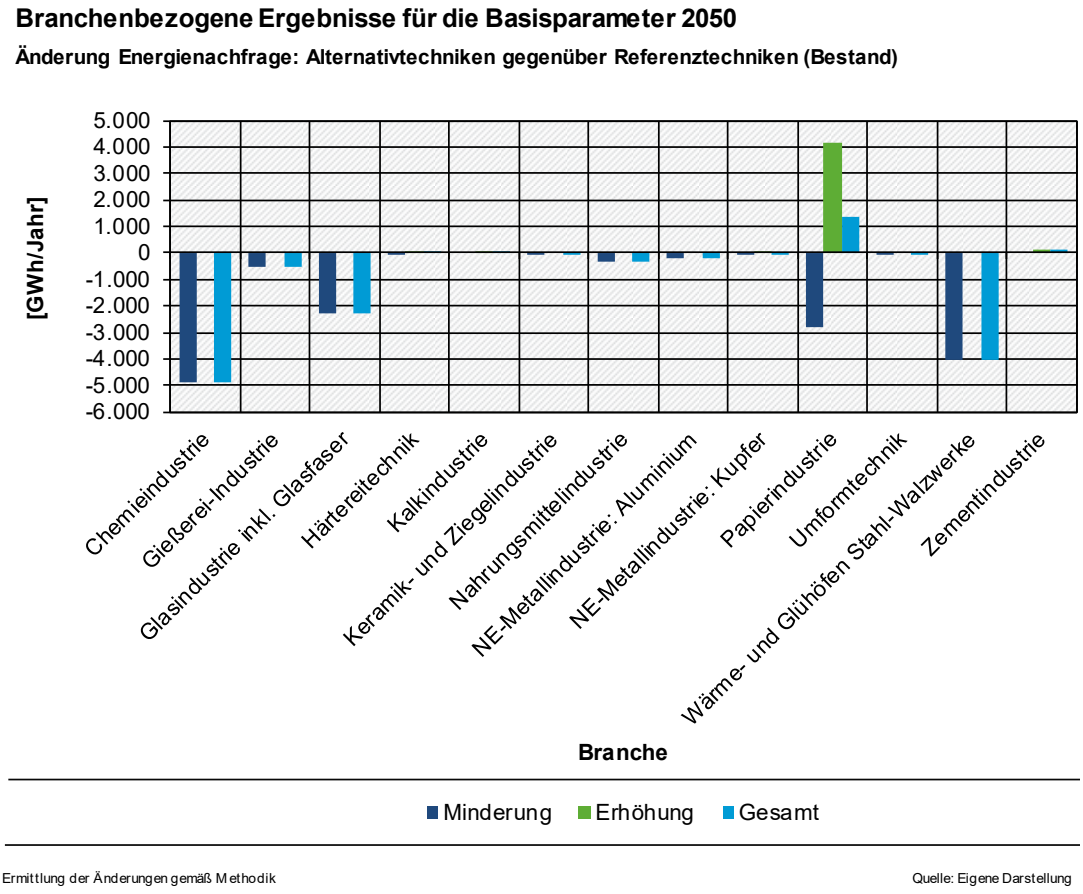
Abbildung 168: Änderungen der Energienachfrage für die hinterlegten Basisparameter aufgeschlüsselt nach eingesetzten Energieträgern für das Jahr 2050



Ermittlung der Änderungen gemäß Methodik

Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 169: Änderungen der Energienachfrage für die hinterlegten Basisparameter aufgeschlüsselt nach Branchen für das Jahr 2050



Ermittlung der Änderungen gemäß Methodik

Quelle: Eigene Darstellung

8.6.2 Bereich Technik: Wechselwirkungen

Das qualitative Kriterium „Wechselwirkungen“ befasst sich mit dem Ausmaß der Auswirkungen auf angrenzende technische und nicht-technische Systeme bei der Nutzung der jeweiligen Technik. Es deckt Lock-in-Effekte, Kompatibilitäten mit vorhandenen Strukturen, Anpassungsfähigkeiten, Synergien sowie Nutzungs- und Verwertungskonkurrenzen ab.

Das Kriterium kann gerade mit Blick auf Einschätzungen für die Zukunft nicht unabhängig von den Rahmenbedingungen betrachtet werden. Dabei zeichnet sich zunächst für die Alternativtechniken ein tendenziell negativeres Bild gegenüber den Referenztechniken, dass sich jedoch unter den notwendigen Rahmenbedingungen mit der Zeit wandelt (Schätzwerte der Branchenbearbeiter:innen bei geringer Güte).

Anwendungsbereichs- und technikübergreifende (Tabelle 201) wird deutlich, dass insbesondere Erwartungen zu Lock-in-Effekten und zu Kompatibilitäten mit vorhandenen Strukturen, beispielsweise eine vorhandene Abwärmenutzung im Anlagenverbund, eine besondere Rolle für dieses Kriterium spielen. Hinsichtlich der Lock-in-Effekte wird insbesondere darauf hingewiesen, dass eine Wahl von strombasierten Techniken auf die Festlegung auf den Energieträger Strom hinausläuft, während bei gas- bzw. brennstoffbasierten Systemen flexibler unterschiedliche Energieträger eingesetzt werden können. Mit Blick auf die Bedeutung der Kompatibilität wird auch auf die aktuell begrenzte Verfügbarkeit der notwendigen Strom- bzw. Wasserstoffinf-

rastrukturen hingewiesen. Dies ist auf kürzere Sicht ein Argument gegen den Einsatz entsprechender Techniken; längerfristig wird davon ausgegangen, dass der Ausbau der Infrastrukturen unter den getroffenen Annahmen die Nutzung der entsprechenden Energieträger begünstigt.

Tabelle 201: Gesamtübersicht der Einschätzungen zu Entwicklungen des Kriteriums „Wechselwirkungen“

Branche	Referenztechnik	Alternativtechnik	Jahr 2020	Jahr 2030	Jahr 2040	Jahr 2050
NE-Metallindustrie: Aluminium	ALU_dH (NG*)	ALU_dH (NG -> EL)	Negativer	Negativer	Unverändert	Positiver
		ALU_dH (NG -> HY)		Negativer	Unverändert	Positiver
	ALU_dO (NG*)	ALU_dO (NG -> EL)		Negativer	Unverändert	Positiver
		ALU_dO (NG -> HY)		Negativer	Unverändert	Positiver
	ALU_kO (NG*)	ALU_kO (NG -> EL)		Negativer	Unverändert	Positiver
		ALU_kO (NG -> HY)		Negativer	Unverändert	Positiver
	ALU_kW (NG*)	ALU_kW (NG -> EL)		Negativer	Unverändert	Positiver
		ALU_kW (NG -> HY)		Negativer	Unverändert	Positiver
Chemieindustrie	CHE_kD (NG*)	CHE_kD (NG -> EL1)	Negativer	Negativer	Unverändert	Positiver
		CHE_kD (NG -> EL2)		Negativer	Unverändert	Positiver
		CHE_kD (NG -> EL3)		Negativer	Unverändert	Positiver
		CHE_kD (NG -> H2)	Deutlich negativer	Negativer	Unverändert	Positiver
Gießerei-Industrie	GIE_kS1 (KK*)	GIE_kS1 (KK -> BM)	Unverändert	Unverändert	Positiver	Positiver
		GIE_kS1 (KK -> ME)	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert
		GIE_kS1 (KK -> HY)		Negativer	Unverändert	Positiver
		GIE_kS1 (KK -> EL)	Negativer	Negativer	Unverändert	Positiver
	GIE_kS2 (KK*)	GIE_kS2 (KK -> BM)	Unverändert	Unverändert	Positiver	Positiver
		GIE_kS2 (KK -> ME)	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert
		GIE_kS2 (KK -> HY)		Negativer	Unverändert	Positiver
		GIE_kS2 (KK -> EL)	Negativer	Negativer	Unverändert	Positiver
	GIE_kS3 (KK*)	GIE_kS3 (KK -> BM)	Unverändert	Unverändert	Positiver	Positiver
		GIE_kS3 (KK -> ME)	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert
		GIE_kS3 (KK -> HY)		Negativer	Unverändert	Positiver
		GIE_kS3 (KK -> EL)	Negativer	Negativer	Unverändert	Positiver
	GIE_kS4 (NG*)	GIE_kS4 (NG -> EL)	Negativer	Negativer	Unverändert	Positiver
		GIE_kS4 (NG -> HY)		Negativer	Unverändert	Positiver
Glasindustrie inkl. Glasfaser	GLA_kS1 (NG*)	GLA_kS1 (NG -> EL)	Negativer	Negativer	Unverändert	Positiver
		GLA_kS1 (NG -> HY)		Negativer	Unverändert	Positiver
		GLA_kS1 (NG -> EL/ME)	Negativer	Negativer	Unverändert	Positiver
		GLA_kS1 (NG -> EL/H2)		Negativer	Unverändert	Positiver
	GLA_kS2 (NG*)	GLA_kS2 (NG -> EL)			Unverändert	Positiver
		GLA_kS2 (NG -> HY)		Negativer	Unverändert	Positiver
		GLA_kS2 (NG -> EL/ME)		Negativer	Unverändert	Positiver
		GLA_kS2 (NG -> EL/H2)		Negativer	Unverändert	Positiver
Härtereitechnik	HAE_dA (NG*)	HAE_dA (NG -> EL)	Negativer	Negativer	Unverändert	Positiver
		HAE_dA (NG -> HY)		Negativer	Unverändert	Positiver
	HAE_kA1 (NG*)	HAE_kA1 (NG -> EL)	Negativer	Negativer	Unverändert	Positiver
		HAE_kA1 (NG -> EL2)	Negativer	Negativer	Unverändert	Positiver
		HAE_kA1 (NG -> HY)		Negativer	Unverändert	Positiver
	HAE_kA2 (NG*)	HAE_kA2 (NG -> EL)	Negativer	Negativer	Unverändert	Positiver
		HAE_kA2 (NG -> HY)		Negativer	Unverändert	Positiver
Kalkindustrie	KAL_kB1 (KK*)	KAL_kB1 (KK -> EL)			Unverändert	Positiver
		KAL_kB1 (KK -> HY)			Unverändert	Positiver
		KAL_kB1 (KK -> BM)		Unverändert	Positiver	Positiver
	KAL_kB2 (NG*)	KAL_kB2 (NG -> EL)			Unverändert	Positiver
		KAL_kB2 (NG -> HY)		Negativer	Unverändert	Positiver
	KAL_kB3 (NG*)	KAL_kB3 (NG -> BM)		Unverändert	Positiver	Positiver
		KAL_kB3 (NG -> EL)			Unverändert	Positiver
		KAL_kB3 (NG -> HY)		Negativer	Unverändert	Positiver
		KAL_kB3 (NG -> ME)	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert
Keramik- und Ziegelindustrie	KER_dB (NG*)	KER_dB (NG -> HY)		Negativer	Unverändert	Positiver
		KER_dB (NG -> EL)		Negativer	Unverändert	Positiver
	KER_kB1 (NG*)	KER_kB1 (NG -> HY)		Negativer	Unverändert	Positiver
		KER_kB1 (NG -> EL)		Negativer	Unverändert	Positiver
	KER_kB2 (NG*)	KER_kB2 (NG -> HY)		Negativer	Unverändert	Positiver
		KER_kB2 (NG -> EL)		Negativer	Unverändert	Positiver
NE-Metallindustrie: Kupfer	KUP_dW1 (NG*)	KUP_dW1 (NG -> EL)	Negativer	Negativer	Unverändert	Positiver
		KUP_dW1 (NG -> HY)	Deutlich negativer	Negativer	Unverändert	Positiver
	KUP_dW2 (NG*)	KUP_dW2 (NG -> EL)	Negativer	Negativer	Unverändert	Positiver
		KUP_dW2 (NG -> HY)	Deutlich negativer	Negativer	Unverändert	Positiver
	KUP_kE1 (NG*)	KUP_kE1 (NG -> EL)	Negativer	Negativer	Unverändert	Positiver
		KUP_kE1 (NG -> HY)	Deutlich negativer	Negativer	Unverändert	Positiver
	KUP_kE2 (NG*)	KUP_kE2 (NG -> EL)	Negativer	Negativer	Unverändert	Positiver
		KUP_kE2 (NG -> HY)	Deutlich negativer	Negativer	Unverändert	Positiver
	KUP_kS (NG*)	KUP_kS (NG -> EL)	Negativer	Negativer	Unverändert	Positiver
		KUP_kS (NG -> HY)		Negativer	Unverändert	Positiver
Nahrungsmittelindustrie	NAH_kD (NG*)	NAH_kD (NG -> EL1)	Negativer	Negativer	Unverändert	Positiver
		NAH_kD (NG -> EL2)		Negativer	Unverändert	Positiver
		NAH_kD (NG -> EL3)		Negativer	Unverändert	Positiver
		NAH_kD (NG -> H2)	Deutlich negativer	Negativer	Unverändert	Positiver
Papierindustrie	PAP_kD (NG*)	PAP_kD (NG -> NG)	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert
		PAP_kD (NG -> EL1)	Negativer	Negativer	Unverändert	Unverändert
		PAP_kD (NG -> EL2)		Negativer	Unverändert	Positiver
		PAP_kD (NG -> H2)	Deutlich negativer	Negativer	Unverändert	Positiver
Wärme- und Glühöfen Stahl-Walzwerke	STA_dW (NG*)	STA_dW (NG -> HY)		Negativer	Unverändert	Positiver
		STA_dW (NG -> EL)		Negativer	Unverändert	Positiver
	STA_kE (NG*)	STA_kE (NG -> EL/ME)			Unverändert	Positiver
		STA_kE (NG -> EL/H2)			Unverändert	Positiver
		STA_kE (NG -> HY)		Negativer	Unverändert	Positiver
	STA_kW (NG*)	STA_kW (NG -> HY)		Negativer	Unverändert	Positiver
		STA_kW (NG -> EL)		Negativer	Unverändert	Positiver
Umformtechnik	UMF_dE (NG*)	UMF_dE (NG -> EL)	Negativer	Negativer	Unverändert	Positiver
		UMF_dE (NG -> HY)		Negativer	Unverändert	Positiver
	UMF_kE1 (NG*)	UMF_kE1 (NG -> EL/ME)	Negativer	Negativer	Unverändert	Positiver
		UMF_kE1 (NG -> EL/H2)		Negativer	Unverändert	Positiver
		UMF_kE1 (NG -> HY)		Negativer	Unverändert	Positiver
	UMF_kE2 (NG*)	UMF_kE2 (NG -> EL)	Negativer	Negativer	Unverändert	Positiver
		UMF_kE2 (NG -> HY)		Negativer	Unverändert	Positiver
Zementindustrie	ZEM_kB (NG*)	ZEM_kB (NG -> EL)			Unverändert	Positiver
		ZEM_kB (NG -> HY)		Negativer	Unverändert	Positiver
		ZEM_kB (NG -> MX/EL)		Negativer	Unverändert	Positiver
		ZEM_kB (NG -> MX/BM)		Unverändert	Positiver	Positiver

8.6.3 Bereich Technik: Akzeptanz

Das qualitative Kriterium „Akzeptanz“ befasst sich mit dem Ausmaß, mit dem beim Technologieeinsatz mit Ablehnung oder Unterstützung zu rechnen ist. Innerhalb des Kriteriums wird die Akzeptanz anhand unterschiedlicher Zielgruppen differenziert: nach Herstellern der Anlagentechnik, Technologieanwendern, das lokale Umfeld, die Gruppe der Finanziers, Investor:innen und Anteilseigner:innen sowie die breite Öffentlichkeit und Politik.

Wie das vorangehende Kriterium ist die „Akzeptanz“ deutlich von den unterstellten Rahmenbedingungen geprägt. Unter den getroffenen Annahmen zeichnet sich technologie- und anwendungsübergreifend ein positives Bild ab (Tabelle 202) (alle Angaben Schätzwerte der Bearbeiter:innen zumeist mittlerer, teils niedriger Güte). Mit Blick auf die relevanten Teilbereiche wird den Anlagenhersteller:innen, den Technologieanwender:innen sowie der Öffentlichkeit/Politik eine hervorgehobene Rolle für dieses Kriterium zugesprochen. Aufgrund der Integration in industrielle Infrastrukturen wird hingegen das lokale Umfeld nicht als besonders relevant wahrgenommen; gleichsam wird die konkrete Technologiewahl als weniger relevant für die Anteilseigner:innen dargestellt.

Hinsichtlich der Anlagenhersteller:innen wird davon ausgegangen, dass diese an der Einführung alternativer, emissionsarmer Anlagen als neuem Markt grundsätzlich interessiert sind, allerdings die Wirtschaftlichkeit entsprechender Anlagen derzeit noch nicht gegeben ist. Gleiches gilt für die Einschätzungen der Technologieanwender:innen: Insoweit der Betrieb der Anlagen wirtschaftlich darstellbar ist und die notwendigen Infrastrukturen vorhanden sind, wird hier von einer Wechselbereitschaft ausgegangen. Mit Blick auf die öffentliche bzw. politischer Seite wird weiterhin von einer generellen Befürwortung von Dekarbonisierungsaktivitäten ausgegangen. Definitorisch außerhalb der Systemgrenze liegt die unternehmensexterne Energieversorgung einschließlich ihrer Infrastrukturen. Entsprechend wird hier die Haltung zur Umgestaltung der für die Energieversorgung notwendigen generellen externen Infrastruktur für Erzeugungskapazitäten und Energietransport nicht einbezogen.

Tabelle 202: Gesamtübersicht der Einschätzungen zu Entwicklungen des Kriteriums „Akzeptanz“

Branche	Referenztechnik	Alternativtechnik	Jahr 2020	Jahr 2030	Jahr 2040	Jahr 2050
NE-Metallindustrie: Aluminium	ALU_dH (NG*)	ALU_dH (NG -> EL)	Positiver	Positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver
		ALU_dH (NG -> HY)		Positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver
	ALU_dO (NG*)	ALU_dO (NG -> EL)		Positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver
		ALU_dO (NG -> HY)		Positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver
	ALU_kO (NG*)	ALU_kO (NG -> EL)		Positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver
		ALU_kO (NG -> HY)		Positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver
	ALU_kW (NG*)	ALU_kW (NG -> EL)		Positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver
		ALU_kW (NG -> HY)		Positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver
Chemieindustrie	CHE_kD (NG*)	CHE_kD (NG -> EL1)	Unverändert	Positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver
		CHE_kD (NG -> EL2)		Positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver
		CHE_kD (NG -> EL3)		Positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver
		CHE_kD (NG -> H2)	Unverändert	Positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver
Gießerei-Industrie	GIE_kS1 (KK*)	GIE_kS1 (KK -> BM)	Positiver	Positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver
		GIE_kS1 (KK -> ME)	Positiver	Positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver
		GIE_kS1 (KK -> HY)		Positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver
		GIE_kS1 (KK -> EL)	Positiver	Positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver
	GIE_kS2 (KK*)	GIE_kS2 (KK -> BM)	Positiver	Positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver
		GIE_kS2 (KK -> ME)	Positiver	Positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver
		GIE_kS2 (KK -> HY)		Positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver
		GIE_kS2 (KK -> EL)	Positiver	Positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver
	GIE_kS3 (KK*)	GIE_kS3 (KK -> BM)	Positiver	Positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver
		GIE_kS3 (KK -> ME)	Positiver	Positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver
		GIE_kS3 (KK -> HY)		Positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver
		GIE_kS3 (KK -> EL)	Positiver	Positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver
	GIE_kS4 (NG*)	GIE_kS4 (NG -> EL)	Positiver	Positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver
		GIE_kS4 (NG -> HY)		Positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver
Glasindustrie inkl. Glasfaser	GLA_kS1 (NG*)	GLA_kS1 (NG -> EL)	Unverändert	Positiver	Positiver	Deutlich positiver
		GLA_kS1 (NG -> HY)		Positiver	Positiver	Deutlich positiver
		GLA_kS1 (NG -> EL/ME)	Unverändert	Positiver	Positiver	Deutlich positiver
		GLA_kS1 (NG -> EL/H2)		Positiver	Positiver	Deutlich positiver
	GLA_kS2 (NG*)	GLA_kS2 (NG -> EL)			Positiver	Deutlich positiver
		GLA_kS2 (NG -> HY)		Positiver	Positiver	Deutlich positiver
		GLA_kS2 (NG -> EL/ME)		Positiver	Positiver	Deutlich positiver
		GLA_kS2 (NG -> EL/H2)		Positiver	Positiver	Deutlich positiver
Härtereitechnik	HAE_dA (NG*)	HAE_dA (NG -> EL)	Unverändert	Positiver	Positiver	Deutlich positiver
		HAE_dA (NG -> HY)		Positiver	Positiver	Deutlich positiver
	HAE_kA1 (NG*)	HAE_kA1 (NG -> EL)	Unverändert	Positiver	Positiver	Deutlich positiver
		HAE_kA1 (NG -> EL2)	Unverändert	Positiver	Positiver	Deutlich positiver
		HAE_kA1 (NG -> HY)		Positiver	Positiver	Deutlich positiver
	HAE_kA2 (NG*)	HAE_kA2 (NG -> EL)	Unverändert	Positiver	Positiver	Deutlich positiver
		HAE_kA2 (NG -> HY)		Positiver	Positiver	Deutlich positiver
Kalkindustrie	KAL_kB1 (KK*)	KAL_kB1 (KK -> EL)			Deutlich positiver	Deutlich positiver
		KAL_kB1 (KK -> HY)			Deutlich positiver	Deutlich positiver
		KAL_kB1 (KK -> BM)		Positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver
	KAL_kB2 (NG*)	KAL_kB2 (NG -> EL)			Deutlich positiver	Deutlich positiver
		KAL_kB2 (NG -> HY)		Positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver
	KAL_kB3 (NG*)	KAL_kB3 (NG -> BM)		Positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver
		KAL_kB3 (NG -> EL)			Deutlich positiver	Deutlich positiver
		KAL_kB3 (NG -> HY)		Positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver
		KAL_kB3 (NG -> ME)	Positiver	Positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver
Keramik- und Ziegelindustrie	KER_dB (NG*)	KER_dB (NG -> HY)		Positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver
		KER_dB (NG -> EL)		Positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver
	KER_kB1 (NG*)	KER_kB1 (NG -> HY)		Positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver
		KER_kB1 (NG -> EL)		Positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver
	KER_kB2 (NG*)	KER_kB2 (NG -> HY)		Positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver
		KER_kB2 (NG -> EL)		Positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver
NE-Metallindustrie: Kupfer	KUP_dW1 (NG*)	KUP_dW1 (NG -> EL)	Positiver	Positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver
		KUP_dW1 (NG -> HY)	Positiver	Positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver
	KUP_dW2 (NG*)	KUP_dW2 (NG -> EL)	Positiver	Positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver
		KUP_dW2 (NG -> HY)	Positiver	Positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver
	KUP_kE1 (NG*)	KUP_kE1 (NG -> EL)	Positiver	Positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver
		KUP_kE1 (NG -> HY)	Positiver	Positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver
	KUP_kE2 (NG*)	KUP_kE2 (NG -> EL)	Positiver	Positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver
		KUP_kE2 (NG -> HY)	Positiver	Positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver
	KUP_kS (NG*)	KUP_kS (NG -> EL)	Positiver	Positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver
		KUP_kS (NG -> HY)		Positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver
Nahrungsmittelindustrie	NAH_kD (NG*)	NAH_kD (NG -> EL1)	Unverändert	Positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver
		NAH_kD (NG -> EL2)		Positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver
		NAH_kD (NG -> EL3)		Positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver
		NAH_kD (NG -> H2)	Unverändert	Positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver
Papierindustrie	PAP_kD (NG*)	PAP_kD (NG -> NG)	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert
		PAP_kD (NG -> EL1)	Unverändert	Positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver
		PAP_kD (NG -> EL2)		Positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver
		PAP_kD (NG -> H2)	Unverändert	Positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver
Wärme- und Glühöfen Stahl-Walzwerke	STA_dW (NG*)	STA_dW (NG -> HY)		Positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver
		STA_dW (NG -> EL)		Positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver
	STA_kE (NG*)	STA_kE (NG -> EL/ME)			Deutlich positiver	Deutlich positiver
		STA_kE (NG -> EL/H2)			Deutlich positiver	Deutlich positiver
		STA_kE (NG -> HY)		Positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver
	STA_kW (NG*)	STA_kW (NG -> HY)		Positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver
		STA_kW (NG -> EL)		Positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver
Umformtechnik	UMF_dE (NG*)	UMF_dE (NG -> EL)	Unverändert	Positiver	Positiver	Deutlich positiver
		UMF_dE (NG -> HY)		Positiver	Positiver	Deutlich positiver
	UMF_kE1 (NG*)	UMF_kE1 (NG -> EL/ME)	Unverändert	Positiver	Positiver	Deutlich positiver
		UMF_kE1 (NG -> EL/H2)		Positiver	Positiver	Deutlich positiver
		UMF_kE1 (NG -> HY)		Positiver	Positiver	Deutlich positiver
	UMF_kE2 (NG*)	UMF_kE2 (NG -> EL)	Positiver	Positiver	Positiver	Deutlich positiver
		UMF_kE2 (NG -> HY)		Positiver	Positiver	Deutlich positiver
Zementindustrie	ZEM_kB (NG*)	ZEM_kB (NG -> EL)			Deutlich positiver	Deutlich positiver
		ZEM_kB (NG -> HY)		Positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver
		ZEM_kB (NG -> MX/EL)		Positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver
		ZEM_kB (NG -> MX/BM)		Positiver	Deutlich positiver	Deutlich positiver

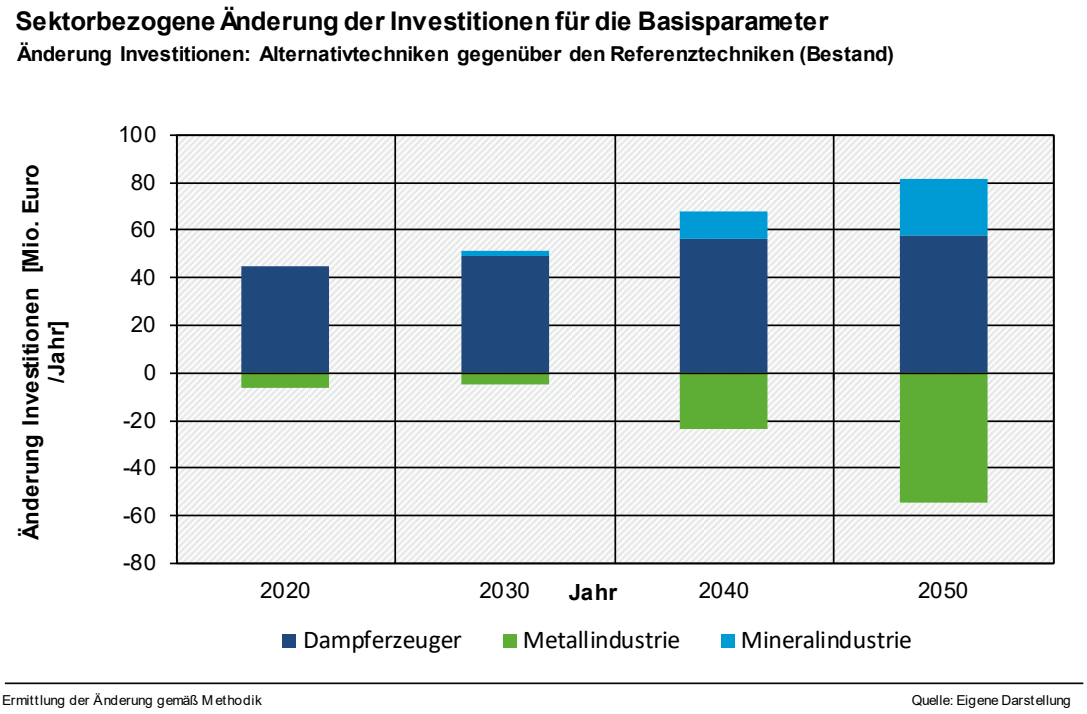
8.7 Ergebnisse für den Bereich „Ökonomie“

8.7.1 Bereich Ökonomie: Investitionen

Das quantitative Kriterium „Investitionen“ befasst sich mit der jährlichen Änderung des Investitionsbedarfs durch die Umstellung der Referenztechniken auf die Alternativtechniken. Die Angaben sind wiederum aus den Ergebnissen des vorangehenden Arbeitspakets entnommen.

Abbildung 171 zeigt die Entwicklung des Investitionsbedarfs pro Jahr gegenüber dem Einsatz der Referenztechniken. In Summe bewegt sich dieser Investitionsmehrbedarf unter den getroffenen Annahmen[92] im Bereich von ungefähr 25 bis 50 Mio. Euro pro Jahr. Dabei variieren die Investitionen deutlich in Abhängigkeit der jeweiligen Branchen (Abbildung 170). So ergibt sich ein deutlicher Anstieg in der Papierindustrie, während die Werte in den Stahl-Walzwerken in Summe erkennbar sinken, sich diese Minderung jedoch aus Umstellungen zahlreicher Einzelanlagen ergibt (Abbildung 172).

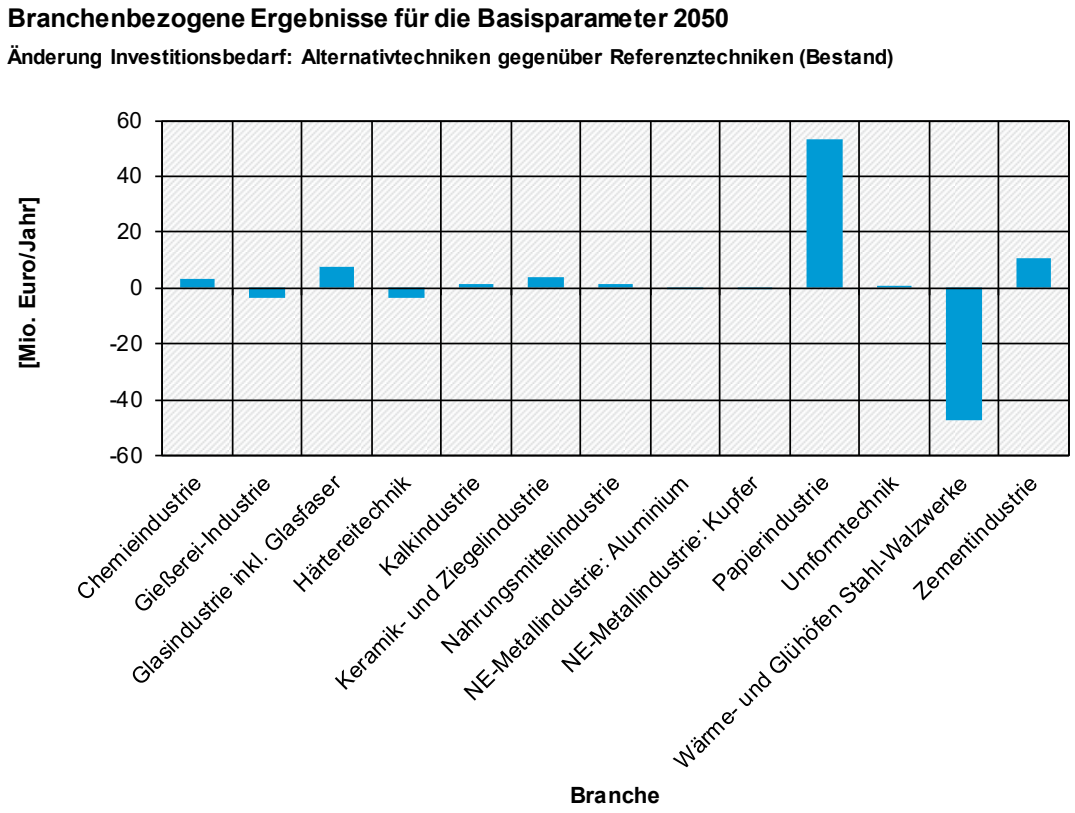
Abbildung 170: Änderungen des Investitionsbedarfs für die hinterlegten Basisparameter aufgeschlüsselt nach Branchen für das Jahr 2050



Die Steigerung im Bereich der Papierindustrie ist wiederum auf den verbreiteten Einsatz der erdgasbasierten KWK-Anlagen und damit einhergehend mit höheren Investitionen für den Energieträger Erdgas verbunden (Abbildung 172). Die Minderungen entfallen insbesondere auf Umstellungen in zahlreichen Walzwerksanwendungen in Richtung strombasierter und hybrider Systeme.

[92] Insbesondere sei darauf hingewiesen, dass es sich für alle Techniken < TRL 9 um teilweise durch Expert:innen valdierte Annahmen handelt und dass insbesondere für Technologien mit niedrigeren TRL keine Daten zu den Investition verfügbar sind. Ferner ist auf die definitorischen Festlegungen für die Datenerfassung hinzuweisen, vgl. Leitfaden bzw. Arbeitspaket 2.

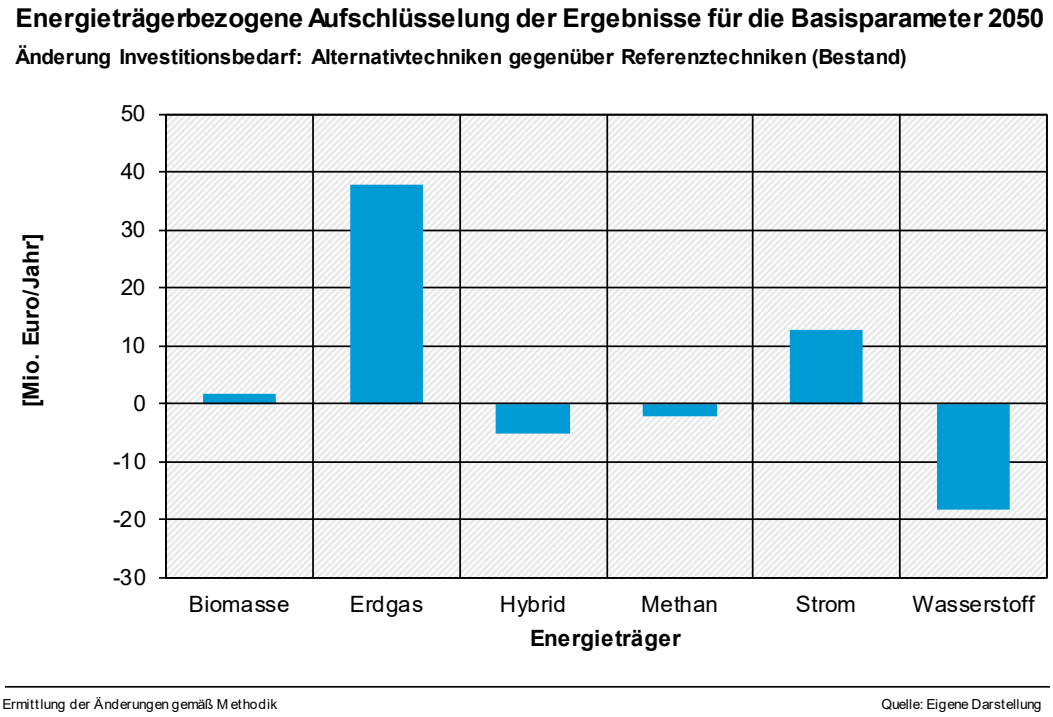
Abbildung 171: Änderungen des Investitionsbedarfs für die hinterlegten Basisparameter aufgeschlüsselt nach Branchen für das Jahr 2050



Ermittlung der Änderungen gemäß Methodik

Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 172: Änderungen des Investitionsbedarfs für die hinterlegten Basisparameter aufgeschlüsselt nach eingesetzten Energieträgern für das Jahr 2050



Ermittlung der Änderungen gemäß Methodik

Quelle: Eigene Darstellung

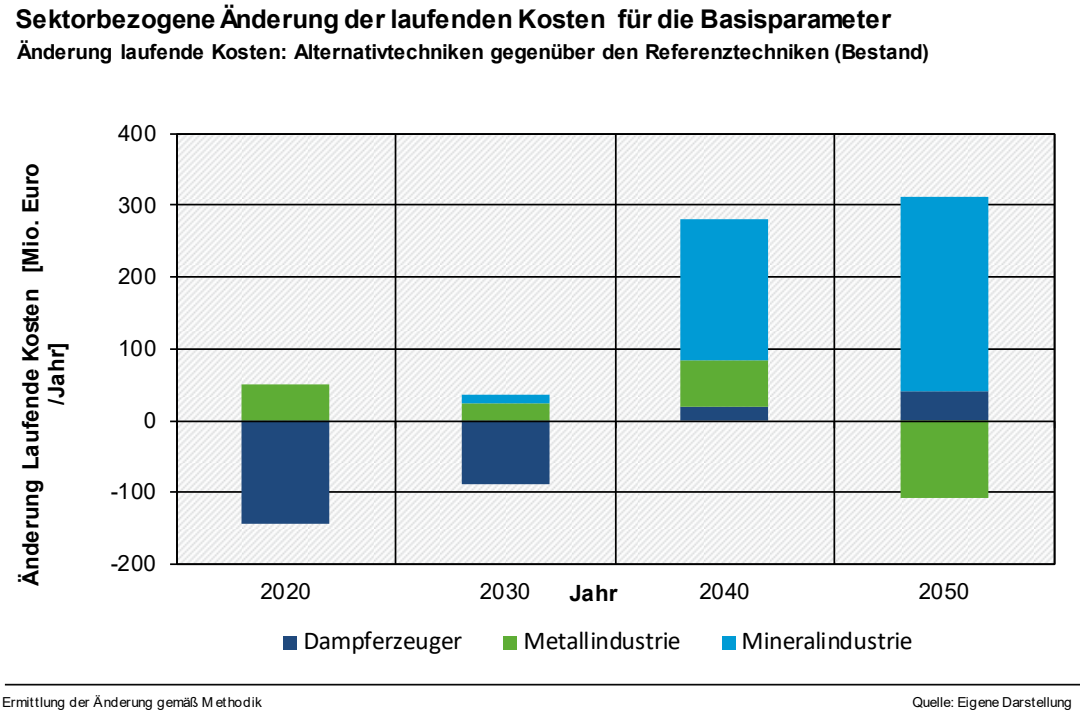
8.7.2 Bereich Ökonomie: Laufende Kosten

Das quantitative Kriterium „Laufende Kosten“ beschreibt die jährliche Änderung aller laufenden Kosten (Energie, CO_2, Betrieb und Wartung) durch die Umstellung der Referenztechniken auf die Alternativtechniken.

Abbildung 175 zeigt die zeitliche Entwicklung der Kosten für die verschiedenen Stützjahre. Deutlich wird dabei, dass in Summe die Kosten für den Betrieb der entsprechenden Anlagen langfristig höher als bei der Referenztechnik liegen. Die entsprechenden Kosten belaufen sich auf rund -90 Mio. Euro in 2020, steigen bis rund 280 Mio. Euro in 2040 und gehen in 2050 auf rund 200 Mio. Euro pro Jahr zurück. In Verbindung mit den Investitionen ergibt sich entsprechend, dass sowohl die Investitionen wie auch die Betriebskosten unter den getroffenen Annahmen in Summe steigen. Dies spiegelt auch wider, dass das in Arbeitspaket 2 genutzte Marktmodell nicht ausschließlich den Einsatz auf wirtschaftlichste Techniken beschränkt, sondern dass in geringerem Umfang auch weniger wirtschaftliche Techniken zum Einsatz kommen können[93]. Allerdings ist auch hier auf die zugrundeliegenden Annahmen zu verweisen.

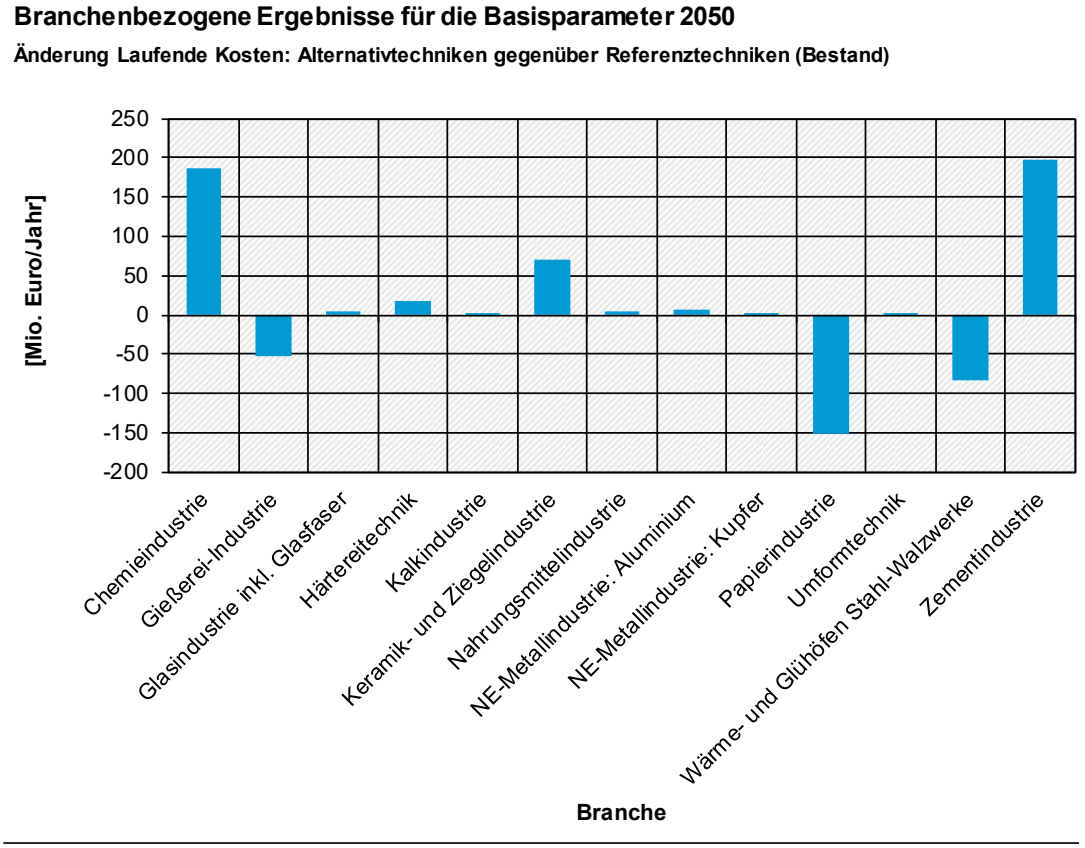
[93] Insbesondere in Szenarien, die Dekarbonisierungsziele erreichen, sinken die Wärmegestehungskosten der Alternativtechniken deutlich unter jene der Referenztechniken; siehe dazu auch die Ergebnisdarstellung in Arbeitspaket 2.

Abbildung 173: Änderungen der laufenden Kosten für die hinterlegten Basisparameter aufgeschlüsselt nach Branchen für das Jahr 2050



Entsprechende Mehrkosten sind um das Jahr 2050 in vielen Sektoren anzutreffen (Abbildung 174), wobei auch hier wiederum die unterschiedlichen Anteile der umgestellten Anlagen zu berücksichtigen sind. Eine Aufschlüsselung nach den eingesetzten Energieträgern (Abbildung 175) zeigt, dass die Mehrkosten insbesondere strom- und wasserstoffbasierte Technologien betreffen.

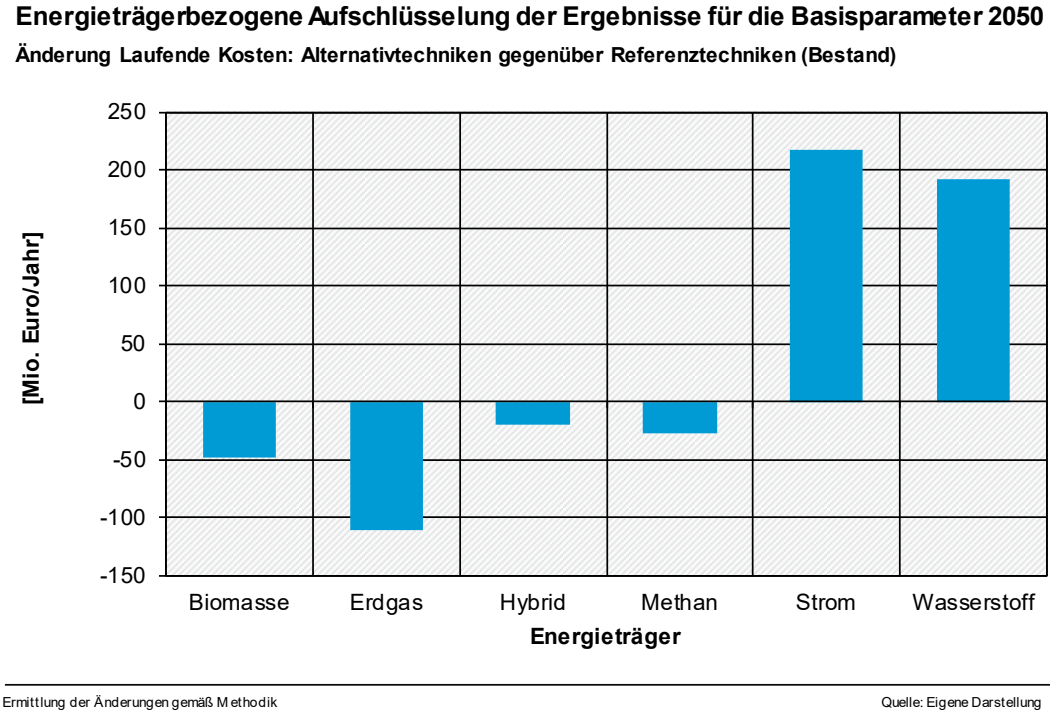
Abbildung 174: Änderungen der laufenden Kosten für die hinterlegten Basisparameter aufgeschlüsselt nach Branchen für das Jahr 2050



Ermittlung der Änderungen gemäß Methodik

Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 175: Änderungen der laufenden Kosten für die hinterlegten Basisparameter aufgeschlüsselt nach eingesetzten Energieträgern für das Jahr 2050



Ermittlung der Änderungen gemäß Methodik

Quelle: Eigene Darstellung

8.7.3 Bereich Ökonomie: Wertschöpfung und Wettbewerbsfähigkeit

Das qualitative Kriterium „Wettbewerb und Wertschöpfung“ beschreibt den Umfang des Einflusses auf Wertschöpfung und Wettbewerbsfähigkeit des Standorts Deutschlands. Es umfasst dabei Wirkungen auf Arbeitsplätze, Produktions- oder Dienstleistungskapazitäten, Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten, Technologieführerschaft und Synergien mit anderen Technikfeldern.

Analog zu den vorherigen qualitativen Kriterien ist das Kriterium ebenfalls deutlich abhängig von den unterstellten Rahmenbedingungen und entwickelt sich unter den getroffenen Annahmen künftig positiv (Tabelle 203) (alle Angaben Schätzwerte der Branchenbearbeiter:innen mit geringer Güte). Zu den relevanten Bereichen mit Änderungen werden Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten, Technologieführerschaften und Synergien mit anderen Bereichen gezählt, wobei hier allgemein ein Trend zu emissionsarmen Technologien auch in anderen Bereichen gesehen wird. Dies wirkt sich nach den Eischätzungen positiv auf Forschung und Entwicklung und daraus resultierend auch auf eine mögliche Technologieführerschaft aus.

Tabelle 203: Gesamtübersicht der Einschätzungen zu Entwicklungen des Kriteriums „Wettbewerb und Wertschöpfung“

Branche	Referenztechnik	Alternativtechnik	Jahr 2020	Jahr 2030	Jahr 2040	Jahr 2050
NE-Metallindustrie: Aluminium	ALU_dH (NG*)	ALU_dH (NG -> EL)	Unverändert	Positiver	Positiver	Deutlich positiver
		ALU_dH (NG -> HY)		Positiver	Positiver	Deutlich positiver
	ALU_dO (NG*)	ALU_dO (NG -> EL)		Positiver	Positiver	Deutlich positiver
		ALU_dO (NG -> HY)		Positiver	Positiver	Deutlich positiver
	ALU_kO (NG*)	ALU_kO (NG -> EL)		Positiver	Positiver	Deutlich positiver
		ALU_kO (NG -> HY)		Positiver	Positiver	Deutlich positiver
	ALU_kW (NG*)	ALU_kW (NG -> EL)		Positiver	Positiver	Deutlich positiver
		ALU_kW (NG -> HY)		Positiver	Positiver	Deutlich positiver
Chemieindustrie	CHE_kD (NG*)	CHE_kD (NG -> EL1)	Unverändert	Positiver	Positiver	Deutlich positiver
		CHE_kD (NG -> EL2)		Positiver	Positiver	Deutlich positiver
		CHE_kD (NG -> EL3)		Positiver	Positiver	Deutlich positiver
		CHE_kD (NG -> H2)	Unverändert	Positiver	Positiver	Deutlich positiver
Gießerei-Industrie	GIE_kS1 (KK*)	GIE_kS1 (KK -> BM)	Unverändert	Positiver	Positiver	Deutlich positiver
		GIE_kS1 (KK -> ME)	Unverändert	Positiver	Positiver	Deutlich positiver
		GIE_kS1 (KK -> HY)		Positiver	Positiver	Deutlich positiver
		GIE_kS1 (KK -> EL)	Unverändert	Positiver	Positiver	Deutlich positiver
	GIE_kS2 (KK*)	GIE_kS2 (KK -> BM)	Unverändert	Positiver	Positiver	Deutlich positiver
		GIE_kS2 (KK -> ME)	Unverändert	Positiver	Positiver	Deutlich positiver
		GIE_kS2 (KK -> HY)		Positiver	Positiver	Deutlich positiver
		GIE_kS2 (KK -> EL)	Unverändert	Positiver	Positiver	Deutlich positiver
	GIE_kS3 (KK*)	GIE_kS3 (KK -> BM)	Unverändert	Positiver	Positiver	Deutlich positiver
		GIE_kS3 (KK -> ME)	Unverändert	Positiver	Positiver	Deutlich positiver
		GIE_kS3 (KK -> HY)		Positiver	Positiver	Deutlich positiver
		GIE_kS3 (KK -> EL)	Unverändert	Positiver	Positiver	Deutlich positiver
	GIE_kS4 (NG*)	GIE_kS4 (NG -> EL)	Unverändert	Positiver	Positiver	Deutlich positiver
		GIE_kS4 (NG -> HY)		Positiver	Positiver	Deutlich positiver
Glasindustrie inkl. Glasfaser	GLA_kS1 (NG*)	GLA_kS1 (NG -> EL)	Unverändert	Positiver	Positiver	Deutlich positiver
		GLA_kS1 (NG -> HY)		Positiver	Positiver	Deutlich positiver
		GLA_kS1 (NG -> EL/ME)	Unverändert	Positiver	Positiver	Deutlich positiver
		GLA_kS1 (NG -> EL/H2)		Positiver	Positiver	Deutlich positiver
	GLA_kS2 (NG*)	GLA_kS2 (NG -> EL)			Positiver	Deutlich positiver
		GLA_kS2 (NG -> HY)		Positiver	Positiver	Deutlich positiver
		GLA_kS2 (NG -> EL/ME)		Positiver	Positiver	Deutlich positiver
		GLA_kS2 (NG -> EL/H2)		Positiver	Positiver	Deutlich positiver
Härtereitechnik	HAE_dA (NG*)	HAE_dA (NG -> EL)	Unverändert	Positiver	Positiver	Deutlich positiver
		HAE_dA (NG -> HY)		Positiver	Positiver	Deutlich positiver
	HAE_kA1 (NG*)	HAE_kA1 (NG -> EL)	Unverändert	Positiver	Positiver	Deutlich positiver
		HAE_kA1 (NG -> EL2)	Unverändert	Positiver	Positiver	Deutlich positiver
		HAE_kA1 (NG -> HY)		Positiver	Positiver	Deutlich positiver
	HAE_kA2 (NG*)	HAE_kA2 (NG -> EL)	Unverändert	Positiver	Positiver	Deutlich positiver
		HAE_kA2 (NG -> HY)		Positiver	Positiver	Deutlich positiver
Kalkindustrie	KAL_kB1 (KK*)	KAL_kB1 (KK -> EL)			Positiver	Deutlich positiver
		KAL_kB1 (KK -> HY)			Positiver	Deutlich positiver
		KAL_kB1 (KK -> BM)		Positiver	Positiver	Deutlich positiver
	KAL_kB2 (NG*)	KAL_kB2 (NG -> EL)			Positiver	Deutlich positiver
		KAL_kB2 (NG -> HY)		Positiver	Positiver	Deutlich positiver
	KAL_kB3 (NG*)	KAL_kB3 (NG -> BM)		Positiver	Positiver	Deutlich positiver
		KAL_kB3 (NG -> EL)			Positiver	Deutlich positiver
		KAL_kB3 (NG -> HY)		Positiver	Positiver	Deutlich positiver
		KAL_kB3 (NG -> ME)	Unverändert	Positiver	Positiver	Deutlich positiver
Keramik- und Ziegelindustrie	KER_dB (NG*)	KER_dB (NG -> HY)		Positiver	Positiver	Deutlich positiver
		KER_dB (NG -> EL)		Positiver	Positiver	Deutlich positiver
	KER_kB1 (NG*)	KER_kB1 (NG -> HY)		Positiver	Positiver	Deutlich positiver
		KER_kB1 (NG -> EL)		Positiver	Positiver	Deutlich positiver
	KER_kB2 (NG*)	KER_kB2 (NG -> HY)		Positiver	Positiver	Deutlich positiver
		KER_kB2 (NG -> EL)		Positiver	Positiver	Deutlich positiver
NE-Metallindustrie: Kupfer	KUP_dW1 (NG*)	KUP_dW1 (NG -> EL)	Unverändert	Positiver	Positiver	Deutlich positiver
		KUP_dW1 (NG -> HY)	Unverändert	Positiver	Positiver	Deutlich positiver
	KUP_dW2 (NG*)	KUP_dW2 (NG -> EL)	Unverändert	Positiver	Positiver	Deutlich positiver
		KUP_dW2 (NG -> HY)	Unverändert	Positiver	Positiver	Deutlich positiver
	KUP_kE1 (NG*)	KUP_kE1 (NG -> EL)	Unverändert	Positiver	Positiver	Deutlich positiver
		KUP_kE1 (NG -> HY)	Unverändert	Positiver	Positiver	Deutlich positiver
	KUP_kE2 (NG*)	KUP_kE2 (NG -> EL)	Unverändert	Positiver	Positiver	Deutlich positiver
		KUP_kE2 (NG -> HY)	Unverändert	Positiver	Positiver	Deutlich positiver
	KUP_kS (NG*)	KUP_kS (NG -> EL)	Unverändert	Positiver	Positiver	Deutlich positiver
		KUP_kS (NG -> HY)		Positiver	Positiver	Deutlich positiver
Nahrungsmittelindustrie	NAH_kD (NG*)	NAH_kD (NG -> EL1)	Unverändert	Positiver	Positiver	Deutlich positiver
		NAH_kD (NG -> EL2)		Positiver	Positiver	Deutlich positiver
		NAH_kD (NG -> EL3)		Positiver	Positiver	Deutlich positiver
		NAH_kD (NG -> H2)	Unverändert	Positiver	Positiver	Deutlich positiver
Papierindustrie	PAP_kD (NG*)	PAP_kD (NG -> NG)	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert
		PAP_kD (NG -> EL1)	Unverändert	Positiver	Positiver	Deutlich positiver
		PAP_kD (NG -> EL2)		Positiver	Positiver	Deutlich positiver
		PAP_kD (NG -> H2)	Unverändert	Positiver	Positiver	Deutlich positiver
Wärme- und Glühöfen Stahl-Walzwerke	STA_dW (NG*)	STA_dW (NG -> HY)		Positiver	Positiver	Deutlich positiver
		STA_dW (NG -> EL)		Positiver	Positiver	Deutlich positiver
	STA_kE (NG*)	STA_kE (NG -> EL/ME)			Positiver	Deutlich positiver
		STA_kE (NG -> EL/H2)			Positiver	Deutlich positiver
		STA_kE (NG -> HY)		Positiver	Positiver	Deutlich positiver
	STA_kW (NG*)	STA_kW (NG -> HY)		Positiver	Positiver	Deutlich positiver
		STA_kW (NG -> EL)		Positiver	Positiver	Deutlich positiver
Umformtechnik	UMF_dE (NG*)	UMF_dE (NG -> EL)	Unverändert	Positiver	Positiver	Deutlich positiver
		UMF_dE (NG -> HY)		Positiver	Positiver	Deutlich positiver
	UMF_kE1 (NG*)	UMF_kE1 (NG -> EL/ME)	Unverändert	Positiver	Positiver	Deutlich positiver
		UMF_kE1 (NG -> EL/H2)		Positiver	Positiver	Deutlich positiver
		UMF_kE1 (NG -> HY)		Positiver	Positiver	Deutlich positiver
	UMF_kE2 (NG*)	UMF_kE2 (NG -> EL)	Unverändert	Positiver	Positiver	Deutlich positiver
		UMF_kE2 (NG -> HY)		Positiver	Positiver	Deutlich positiver
Zementindustrie	ZEM_kB (NG*)	ZEM_kB (NG -> EL)			Positiver	Deutlich positiver
		ZEM_kB (NG -> HY)		Positiver	Positiver	Deutlich positiver
		ZEM_kB (NG -> MX/EL)		Positiver	Positiver	Deutlich positiver
		ZEM_kB (NG -> MX/BM)		Positiver	Positiver	Deutlich positiver

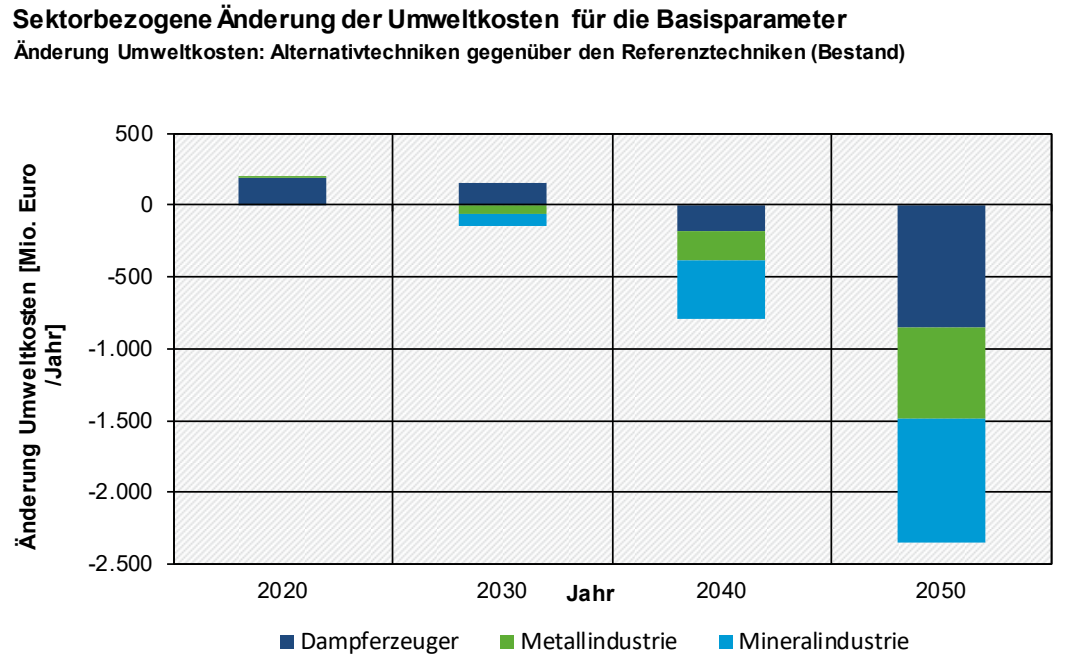
8.7.4 Bereich Ökonomie: Umweltkosten

Das quantitative Kriterien „Umweltkosten“ beschreibt die jährlichen Änderungen der monetären Wirkungen durch Schäden infolge von Luftschadstoffen und Treibhausgasemissionen durch die Umstellung der Referenztechniken auf die Alternativtechniken. Diese beruhen wiederum unmittelbar auf den Ergebnissen des vorangehenden Arbeitspakets.

Aus der zeitlichen Entwicklung in Abbildung 176 ist erkennbar, dass unter den getroffenen Annahmen die Umweltkosten zunächst bis 2030 ansteigen und danach deutlich rückläufig für alle Sektoren sind. Im betrachteten Fall sinken die jährlichen Umweltkosten in 2050 durch die Umstellung um etwa 2,3 Mrd. Euro gegenüber einem fortgesetzten Betrieb der Referenztechnik. Eine Aufschlüsselung nach Branchen (Abbildung 177) verdeutlicht, dass sich die Einsparungen aus Aktivitäten in fast allen Branchen ergeben. Den größten Beitrag leisten hier wiederum die elektrifizierten Systeme und die Hybridsysteme (Abbildung 178), während sich erdgasbasierte Verfahren unter den getroffenen Annahmen in 2050 in Summe negativ auf die Umweltkosten auswirken.

Die Ergebnisse können mit den bereits thematisierten, laufenden (Mehr-)Kosten für die Betreiber in Verbindung gebracht werden. So zeigt sich beispielsweise, dass die laufenden Mehrkosten durch den Einsatz von Strom für den Betreiber durch geminderte gesamtgesellschaftliche Kosten deutlich aufgewogen werden. Allerdings ist auch hier auf die getroffenen Voraussetzungen zu verweisen, bei denen von einer vollständigen Dekarbonisierung des Stromsystems ausgegangen wird.

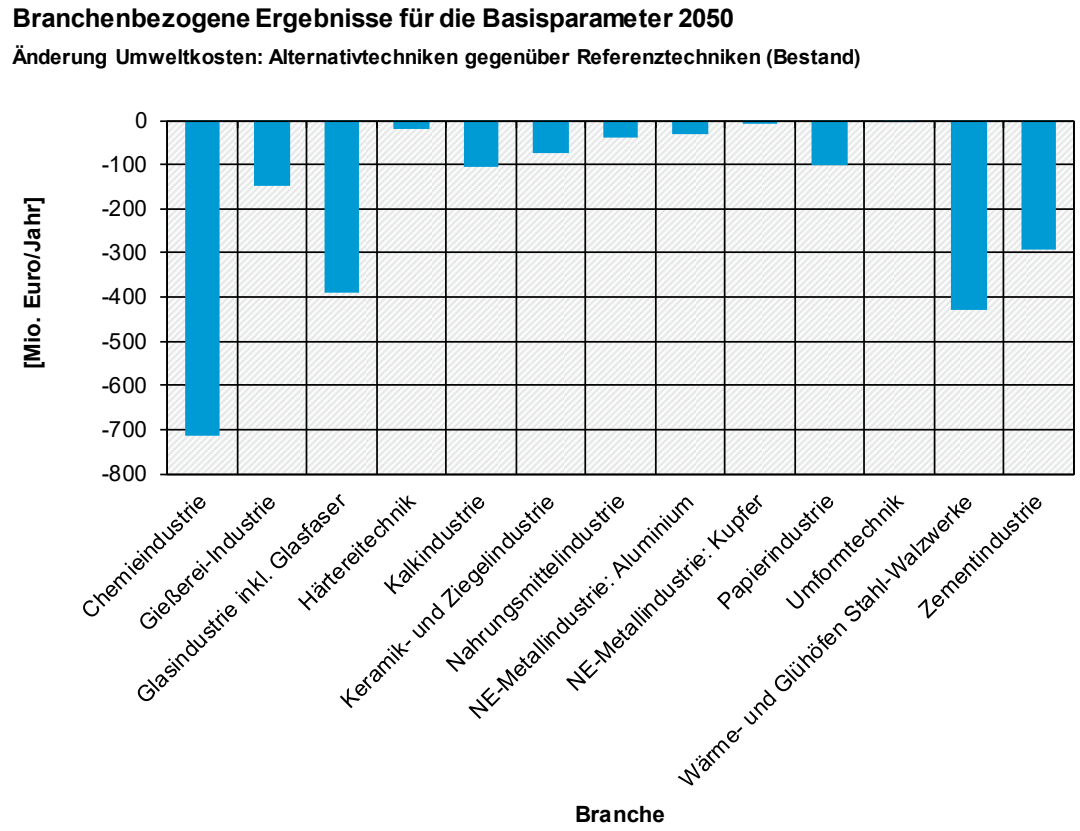
Abbildung 176: Änderungen der Umweltkosten für die hinterlegten Basisparameter aufgeschlüsselt nach Branchen für das Jahr 2050



Ermittlung der Änderung gemäß Methodik

Quelle: Eigene Darstellung

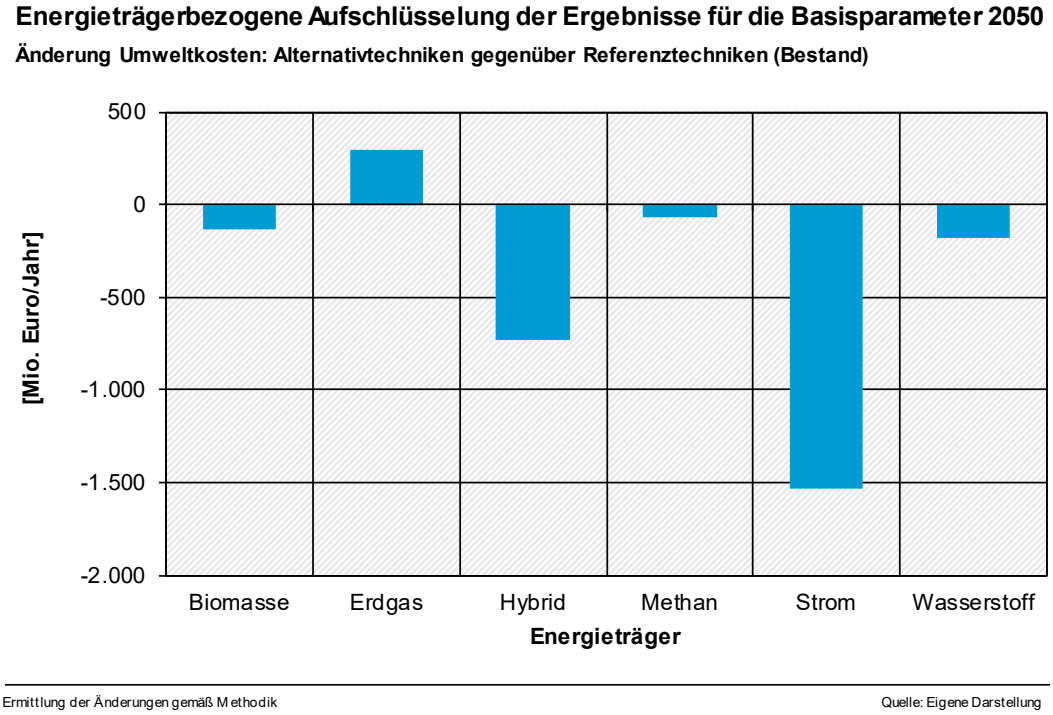
Abbildung 177: Änderungen der Umweltkosten für die hinterlegten Basisparameter aufgeschlüsselt nach Branchen für das Jahr 2050



Ermittlung der Änderungen gemäß Methodik

Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 178: Änderungen der Umweltkosten für die hinterlegten Basisparameter aufgeschlüsselt nach eingesetzten Energieträgern für das Jahr 2050



Ermittlung der Änderungen gemäß Methodik

Quelle: Eigene Darstellung

8.8 Variation der quantitativen Größen bei anderen Parametersätzen

Die vorangehende Analyse der quantitativen Angaben beruht auf den Angaben für den Referenzfall und es wird die entsprechende Entwicklungslinie detailliert aufgeschlüsselt. Je nach unterstellten Annahmen können die quantitativen Ergebnisse jedoch deutlich von den aufgezeigten Werten abweichen. Um dies zu unterstreichen, wird in Tabelle 203 für ausgewählte Größen eine Gegenüberstellung der Ergebnisse des Basisfalls und des Schritts 3 für den letzten Betrachtungsabschnitt im Jahr 2050 aufgezeigt.

Tabelle 204: Gegenüberstellung ausgewählter quantitativer Größen für unterschiedliche Annahmen für das Jahr 2050

Größe	Einheit	Referenz	Schritt 3
Änderung Treibhausgasemissionen	[Mt CO_2/Jahr]	-8,5	-30,0
Änderung Endenergienachfrage	[TWh/Jahr]	-10,7	-51,4
… davon Strom	[TWh/Jahr]	+23,5	+78,1
… davon übrige Energieträger	[TWh/Jahr]	-34,3	-129,5
Änderung Investitionen	[Mio. Euro/Jahr]	+27	-26
Änderung Laufende Kosten	[Mio. Euro/Jahr]	+204	-8.330
Änderung Umweltkosten	[Mio. Euro/Jahr]	-2.353	-8.281

Quelle: Eigene Darstellung.

8.9 Zusammenfassung der exemplarischen Ergebnisse

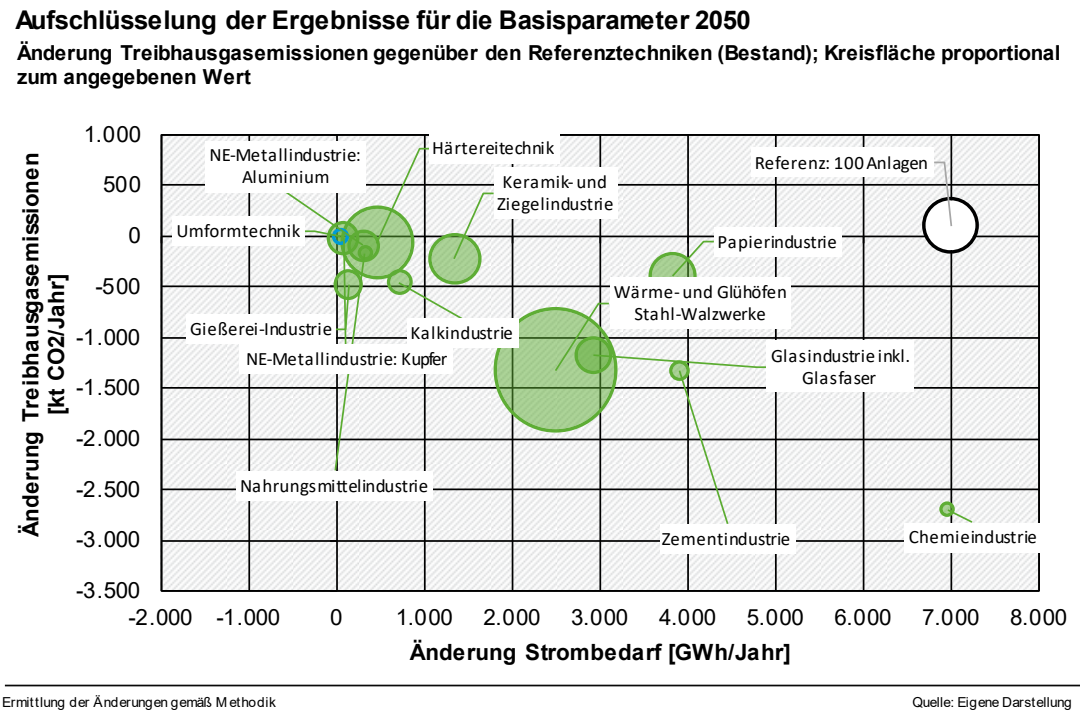
- Welche zusammenfassenden, anwendungsübergreifenden Gemeinsamkeiten und Unterschiede ergeben sich für die Referenz- und Alternativtechniken entlang der Bewertungskriterien?

Zunächst ist festzuhalten, dass die Ergebnisse der multikriteriellen Bewertung unmittelbar von den getroffenen Rahmenannahmen abhängen, wie es auch in Tabelle 203 deutlich wird. Insbesondere spiegelt die in diesem Abschnitt detailliert analysierte Situation **für die gewählten Basisparameter und Annahmen** eine Situation wider, in der nur ein Teil der betroffenen Anlagen überhaupt umgestellt wird. Unter dieser Maßgabe **und unter Vernachlässigung von Unsicherheiten** lassen sich entlang der Kriterien folgende Schlüsse ziehen:

- **Treibhausgasemissionen:** Die Minderungen an Treibhausgasemissionen durch den Einsatz der Alternativtechniken belaufen sich auf gut 8 Mt CO2-Emissionen pro Jahr in 2050 (Schritt 3: 30 Mt CO2-Emissionen pro Jahr). Die Minderungen in den einzelnen Branchen variieren im Basisfall (Abbildung 179) und ein Großteil der Einsparungen entfällt auf den Einsatz von strombasierten Anwendungen.
- **Luftschadstoffe:** Tendenziell wird mit einer Verbesserung hinsichtlich der Freisetzung von Luftschadstoffen gerechnet, insbesondere infolge einer Umstellung von fossilen Verbrennungsprozessen auf strombasierte Anlagen.
- **Andere Belastungen:** Anwendungsübergreifend konnten unter der Prämisse einer Einhaltung notwendiger Sicherheitsvorkehrungen keine relevanten Belastungen identifiziert werden; mögliche Unfälle sind tendenziell auf das lokale Umfeld begrenzt.
- **Metallische Ressourcen:** Substantielle Änderungen bei der Nachfrage nach metallischen Ressourcen werden nicht gesehen, jedoch sind Verschiebungen innerhalb der genutzten Metall denkbar.
- **Andere Ressourcen:** Auch im Bereich anderer Ressourcen werden keine besonders kritisch bewerteten Bereiche wahrgenommen. Bei einzelnen Lösungen sind jedoch lokale Platzverhältnisse, erhöhte Wasserverbräuche oder die Konkurrenzsituation um Biomasse zu berücksichtigen.
- **Endenergienachfrage:** Bei der Endenergienachfrage ergibt sich eine Minderung von ca. 10 TWh in 2050 (Schritt 3: 50 TWh), wobei sich dies aus einer Steigerung der Stromnachfrage von rund 24 TWh (Schritt 3: 78 TWh) und einer Minderung der Nachfrage bei sonstigen Energieträgern von etwa 34 TWh (Schritt 3: 130 TWh) ergibt.
- **Wechselwirkungen:** Im Rahmen der Untersuchung von Wechselwirkungen wird auf Lock-In-Effekte durch eine Elektrifizierung von Anwendungen hingewiesen, da bei reinelektrischen Anwendungen prinzipiell kein alternativer Energieträger ersatzweise einsetzbar ist. Gleichzeitig wird je nach Technik auf die Verfügbarkeit der notwendigen Strom- und Wasserstoffinfrastruktur hingewiesen. Darüber hinaus sind standortspezifische Wechselwirkungen wie die Nutzung von Abwärme im Anlagenverbund zu beachten.
- **Akzeptanz:** Im Bereich der Akzeptanz wurden keine problematischen Bereiche identifiziert, allerdings wird als Voraussetzung für die Umstellung die bereits genannte Verfügbarkeit von Infrastrukturen sowie die Aussicht auf eine wirtschaftliche Umsetzung genannt.

- **Investitionen:** Der Mehrbedarf an zusätzlichen Investitionen für alle annahmengemäß eingesetzten Alternativtechniken liegt im Bereich von ca. 27 Mio. Euro pro Jahr in 2050 (Schritt 3: Minderung um 26 Mio. Euro). Je nach Technik fallen die Investitionen entweder höher oder niedriger als die der Referenztechniken aus, sie hängen von den Systemgrenzen und sind mit deutlichen Unsicherheiten behaftet.
- **Laufende Kosten:** Neben höheren Investitionen weisen die Ergebnisse auf höhere laufende Kosten (die maßgeblich von Energiekosten bestimmt werden) in Höhe von ca. 200 Mio. Euro pro Jahr in 2050 hin (Schritt 3: -8,3 Mrd. Euro). Auch hier bestehen im Basisfall je nach Anwendung Mehr- oder Minderaufwendungen.
- **Wettbewerbsfähigkeit & Wertschöpfung:** Unter der Voraussetzung einer generellen Entwicklung in Richtung emissionsarmer Technologien wird in Verbindung mit der Umstellung ein positiver Beitrag zur Wettbewerbsfähigkeit gesehen.
- **Umweltkosten:** Für das Jahr 2050 belaufen sich Reduzierungen der Umweltkosten auf schätzungsweise 2,3 Mrd. Euro pro Jahr (Schritt 3: -8.2 Mrd. Euro pro Jahr). Davon entfällt im Basisfall ein Großteil auf die Elektrifizierung mit Strom aus erneuerbaren Quellen.

Abbildung 179: Veranschaulichung der Änderungen von Strombedarf, Treibhausgasemissionen und Anzahl der Anlagen aufgeschlüsselt nach Branchen im Jahr 2050 für die hinterlegten Basisparameter



Ermittlung der Änderungen gemäß Methodik

Quelle: Eigene Darstellung

- Zeichnen sich bei einer breiteren Bewertung auch über die bislang dargestellten Aspekte hinaus Gründe ab, die einem breiten Einsatz der Alternativtechniken entgegenstehen könnten?

Aus der multikriteriellen Analysen gehen **keine prinzipiellen Gründe** hervor, die einem breiteren Einsatz bestimmter Alternativtechniken entgegen zu stehen scheinen. Je **nach gewählter Lösung** zeichnet sich jedoch ab, dass insbesondere mögliche Wassermehrverbräuche, zusätzli-

che Platzbedarfe und die Konkurrenzsituation um Biomasse Aspekte sind, die bei der Anlagenwahl ggf. besonders zu berücksichtigen sind. Auch ist bei der Erstellung einer Entwicklungsstrategie zu prüfen, ob rein elektrische Lösungen möglichen Flexibilitätsanforderungen entgegenstehen bzw. ist die zuverlässige Stromversorgung auch bei steigender Energienachfrage und höheren Anteilen fluktuierender erneuerbarer Energien sicher zu stellen. Ein entscheidender Faktor für den Einsatz der Alternativtechniken ist darüber hinaus ihre Wirtschaftlichkeit. Dabei ist auch zu beachten, dass Mehrkosten substantielle Verringerungen gesamtgesellschaftlicher Umweltkosten entgegenstehen können. Mit Blick auf den künftigen Einsatz der Techniken ist auch zu beachten, dass ihr Einsatz fortgesetzte Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten voraussetzt, um sie zur Marktreife zu führen.

9 Synthese und Elemente einer Gesamtstrategie - AP4

Das Arbeitspaket 4 umfasst die Synthese der Ergebnisse, sowie das Herausarbeiten von Elementen einer Strategie zur CO2-neutralen Prozesswärme und eine Einordnung der Übertragbarkeit auf den gesamten Industriesektor. Die Ergebnisse des AP4 sind im Bericht in Abschnitt 2.4 zu finden.

10 Quellenverzeichnis

Ade, H. (2017) Massivumformung in Deutschland. Eine energieintensive energieeffiziente Branche. Hg. v. Industrieverband Massivumformung e. V. Hagen.

Adler, B. (2019) Moderne Energiesysteme – ein Beitrag zur Energiewende. 1. Aufl. Wiesbaden: Springer Spektrum.

AG Energiebilanzen e.V. (AGEB) (Hg.) (2020) Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland. Daten für die Jahre von 1990-2019.

AG Energiebilanzen e.V. (AGEB) (Hg.) (2021) Bilanz 2019. Online verfügbar unter https://ag-energiebilanzen.de/daten-und-fakten/bilanzen-1990-bis-2020/?wpv-jahresbereich-bilanz=2011-2020, zuletzt geprüft am 14.03.2022.

Agora Energiewende (Hg.) (2014) Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien. Handlungsvorschläge basierend auf einer Analyse von Potenzialen und energiewirtschaftlichen Effekten. Fraunhofer IWES Berlin.

Agora Energiewende; Wuppertal Institut (2019) Klimaneutrale Industrie. Schlüsseltechnologien und Politikoptionen für Stahl, Chemie und Zement Berlin. Online verfügbar unter https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2018/Dekarbonisierung_Industrie/164_A-EW_Klimaneutrale-Industrie_Studie_WEB.pdf, zuletzt geprüft am 29.10.2020.

Agora Industrie; FutureCamp Climate (2022) Power-2-Heat. Erdgaseinsparung und Klimaschutz in der Industrie. Online verfügbar unter https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/power-2-heat-1/.

ALD Vacuum Technologies GmbH (Hg.) ModulTherm 2.0. Vakuum-Wärmebehandlungssystem mit Hochdruck-Gasabschreckung. Online verfügbar unter https://www.ald-vt.com/wp-content/uploads/2018/01/ModulTherm2-deutsch_29_02.pdf, zuletzt geprüft am 26.04.2021.

American Foundry Society (Hg.) (2019) Woodland/Alloy and Its Promising Future Schaumburg.

Andreiev, A. (2020) Kurzzeitaustenitisierung höchstfester Stähle – eine zeiteffiziente Methode zur Fertigung sicherheitsrelevanter Bauteile mit verbesserten Eigenschaften. Dissertation. Universität Paderborn, Paderborn. Fakultät für Maschinenbau.

ArcelorMittal (2019) Neuer Hubbalkenofen steigert Effizienz und verbessert Kundenservice Hamburg, zuletzt geprüft am 19.11.2021.

Ariadne Kopernikus Projekt Report: Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045 – Szenarien und Pfade im Modellvergleich. Hg. v. Gunnar Luderer, Christoph Kost und Dominik Sörgel. Online verfügbar unter https://ariadneprojekt.de/publikation/deutschland-auf-dem-weg-zur-klimaneutralitat-2045-szenarienreport/.

Arnold, K.; Holtz, G. (2019) Hemmnisse einer Flexibilisierung der Bereitstellung von Prozesswärme in den energieintensiven Industrien. In: F. Ausfelder, S. von Roon und A. Seitz (Hg.): Flexibilitätsoptionen in der Grundstoffindustrie II. Analysen | Technologien | Beispiele. Frankfurt am Main, S. 58–75.

Arnold, K.; Holtz, G.; Taubitz, A. (2019) Was ist synthetisches Gas? In: F. Ausfelder, S. von Roon und A. Seitz (Hg.): Flexibilitätsoptionen in der Grundstoffindustrie II. Analysen | Technologien | Beispiele. Frankfurt am Main, S. 50–57.

Arpagaus, C. (2019) Hochtemperatur-Wärmepumpen. Marktübersicht, Stand der Technik und Anwendungspotenziale Berlin, Offenbach: VDE Verlag GmbH.

Arpagaus, C.; Bless, F.; Uhlmann, M.; Schiffmann, J.; Bertsch, S. (2018) High temperature heat pumps: Market overview, state of the art, research status, refrigerants, and application potentials. In: *Energy* 152, S. 985–1010. DOI: 10.1016/j.energy.2018.03.166#.

Aurubis AG (Hg.) (2019) FACTSHEET. Power-to-Steam-Anlage. Online verfügbar unter https://www.aurubis.com/binaries/content/assets/aurubisrelaunch/files/pressemitteilungen/2019/190822_p2s_factsheet_de.pdf.

Aurubis AG (Hg.) (2021) Kupfer-Gießwalzdraht – Aurubis ROD und RheinROD. Online verfügbar unter https://www.aurubis.com/deutsche-giessdraht/giesswalzdraht, zuletzt geprüft am 19.11.2021.

Ausfelder, F.; Seitz, A.; Roon, S. von (Hg.) (2019) Flexibilitätsoptionen in der Grundstoffindustrie. Methodik | Potenziale | Hemmnisse. 1. Aufl. Frankfurt am Main.

Bansal, Akshay; Chapelle, Pierre; Delannoy, Yves; Waz, Emmanuel; Le Brun, Pierre; Bellot, Jean Pierre (2015) Deformation of the Aluminum Bath Surface in an Induction Melting Furnace. In: *TMS (The Minerals, Metals S Materials Society)*, S. 999–1004.

Bartsch, P.; Zunft, S. (2019) Thermische Energiespeicher. In: F. Ausfelder, S. von Roon und A. Seitz (Hg.): Flexibilitätsoptionen in der Grundstoffindustrie II. Analysen | Technologien | Beispiele. Frankfurt am Main, S. 26–43.

BASF Schwarzheide GmbH (Hg.) (2021) Ansiedlungen. Schwarzheide. Online verfügbar unter https://www.basf.com/global/de/who-we-are/organization/locations/europe/german-sites/Schwarzheide/Ansiedlungen.html, zuletzt aktualisiert am 18.03.2021, zuletzt geprüft am 18.03.2021.

BASF SE (Hg.) (2019) Standort Ludwigshafen 2019 in Zahlen Ludwigshafen.

Baumann, Sven; Elsner, Cornelia; Graaf, Daniel de; Hoffmann, Gabriele; Martens, Kerstin; Noack, Constance et al. (2017) 1987 - 2017: 30 Jahre Montrealer Protokoll. Vom Ausstieg aus den FCKW zum Ausstieg aus teilfluorierten Kohlenwasserstoffen. Hg. v. Umweltbundesamt Berlin.

Bauverlag B. V. GmbH (2016) ZKG Handbuch Zementanlagenbau 2016/2017. Leitfaden für Einsteiger in die Zementindustrie. 1. Aufl. Gütersloh: Bauverlag BV GmbH.

Bayer AG (2019) Konsolidierte Umwelterklärung 2019. Bayer-Standort Bergkamen.

Bazzanella, A.; Ausfelder, F. (2017) Low carbon energy and feedstock for the European chemical industry. Hg. v. DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V.

Beckenbach, K. (1979) Verfahren zum Brennen von stückigem Brenngut sowie Ringschachtofen zu seiner Durchführung. Angemeldet durch Beckenbach, K. am 21.05.1979. Anmeldenr: 79101533.2. Veröffentlichungsnr: 0 007 977. Prioriätsdaten: 15.06.78 DE 2826167.

Becker, F. (2011) Brennstoff beheizte Keramiköfen. In: H. Pfeifer, B. Nacke und F. Beneke (Hg.): Praxishandbuch Thermoprozesstechnik Band 2: Anlagen, Komponenten, Sicherheit. 2. Aufl. Essen: Vulkan Verlag, S. 518–571.

Becker, R.-G. (2021) Stationäre Gasturbinen und GuD-Kraftwerke. Hg. v. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR). DLR - Institut für Antriebstechnik Köln. Online verfügbar unter https://www.dlr.de/at/desktopdefault.aspx/tabid-9030/15623_read-39469/, zuletzt aktualisiert am 26.01.2021, zuletzt geprüft am 26.01.2021.

Beer, S.; Sokoll, J. Verbesserung des Prozesswirkungsgrades bei einem hybriden Erwärmungskonzept. In: *Elektrothermische Verfahren* 2020 (8), S. 23–26.

Béguin, C. (1995) Einführung in die Technik der Schutz- & Reaktionsgase: Gebrüder Hammer GmbH.

Benthin, J.; Giese, A. (Hg.) (2012) Development of a concept for efficiency improvement and decreased NOX production for natural gas-fired glass melting furnaces by switching to a propane exhaust gas fired process. The 25th International Conference on Efficiency, Cost, Optimization, Simulation and Environmental Impact of Energy Systems (ECOS). Perugia, Italien, Juni 2012.

Berger, R.; Kopp, A.; Philipson, H. (2018) A feasibility to electrify the combustion heated walking beam furnace. Applying induction and resistance heating. School Of Industrial Engineering and Management, Stockholm. KTH Royal Institute of Technology.

Bhadra, S.; Gopalakrishnan, B.; Chaudhari, S. (2013) Energy efficiency in continuous galvanizing lines. In: 2013 International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC). 2013 International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC). Ouarzazate, 2013: IEEE, S. 361–366.

BHKW-Infozentrum Leistungs- und Effizienzspektrum von KWK Technologien. Online verfügbar unter https://www.bhkw-infozentrum.de/kwk-technologien.html, zuletzt geprüft am 14.08.2020.

Biennek, L. (2019) All-electric melting prospects for glass container production. Lars Biennek discusses the opportunities and limitations of all-electric melting furnaces for glass container production, as the industry searches for CO_2-free melting solutions. Hg. v. Glass Worldwide. Online verfügbar unter https://www.glassworldwide.co.uk/sites/default/files/afgm-articles/AFGM%20Horn%20article.pdf, zuletzt geprüft am 14.12.2020.

Bleck, W. (2017) Definition und Systematik von Stählen. In: W. Bleck und E. Moeller (Hg.): Handbuch Stahl. München: Carl Hanser Verlag GmbH & Co. KG, S. 3–11.

Bleisteiner, G.; Mangoldt, W. v.; Henning, H.; Oetker, R. (1961) Handbuch der Regelungstechnik. 1. Aufl.: Springer Berlin Heidelberg.

Blesl, M.; Kessler, A. (2017) Energieeffizienz in der Industrie. 2. Aufl. Berlin: Springer-Verlag GmbH Deutschland. Online verfügbar unter http://dx.doi.org/10.1007/978-3-642-36514-0.

Blum, O.; Maur, B.; Öller, H.-J. (2009) Revision of best available technique reference document for the pulp & paper industry. Use of energy saving techniques. Hg. v. PTS München. Umweltbundesamt (UBA); TU Darmstadt - Fachgebiet Papierfabrikation und Mechanische Verfahrenstechnik München (Report Nr. 2).

Bons, M.; Creutzburg, P.; Schlemme, J. (2020) Energiewende in der Industrie. Potenziale und Wechselwirkungen mit dem Energiesektor. Identifikation neuer Anforderungen aus zukünftigem Strommarktdesign – Flexibilität und Eigenerzeugung. Hg. v. Navigant Energy Germany GmbH.

Borate, M.; Deshmukh, P. D.; Shetty, A. (2021) Industrial Furnace Optimization by Robust Design for Efficiency Upgradation and Adaptability to Different Loads. In: *J. Inst. Eng. India Ser. C* (102). DOI: 10.1007/s40032-020-00656-6.

Börgermann, B. (2019) Fakten Milch. Milch und mehr – die deutsche Milchwirtschaft auf einen Blick. Informationsbroschüre des Milchindustrie-Verbandes e.V. Milchindustrie-Verband e.V. Berlin. Online verfügbar unter https://milchindustrie.de/wp-content/uploads/2019/09/Fakten-Milch-September-2019.pdf.

Bosse, M. (2013) Energieaspekte bei Kupolöfen. Der energieeffiziente Gießereibetrieb 2.0. Hg. v. bdguss. Online verfügbar unter https://www.guss.de/fileadmin/user_upload/effguss/energieaspekte_bei_kupoloefen.pdf.

Bosse, M.; Frost, E.; Hazrat, M.; Rhiemeier, J.-M.; Wolff, H. (2013) Ermittlung von branchenspezifischen Potentialen zum Einsatz von erneuerbaren Energien in besonders energieintensiven Industriesektoren am Beispiel der Gießerei-Industrie. Hg. v. IfG Institut für Gießereitechnik gGmbH und Ecofys Germany GmbH.

Boudellal, M. (2018) Power-to-Gas: De Gruyter.

Brunke, J. C. U. (2017) Energieeinsparpotenziale von energieintensiven Produktionsprozessen in Deutschland. Eine Analyse mit Hilfe von Energieeinsparkostenkurven. Dissertation. Universität Stuttgart, Stuttgart. Fakultät Energie-, Verfahrens- und Biotechnik der Universität Stuttgart.

Bühler, F.; Zühlsdorf, B.; Nguyen, T.-V.; Elmegaard, B. (2019) A comparative assessment of electrification strategies for industrial sites: Case of milk powder production. In: *Applied Energy* 250, S. 1383–1401. DOI: 10.1016/j.apenergy.2019.05.071.

Bührig-Polaczek, A.; Michaeli, W.; Spur, G. (2014) Handbuch Urformen. 1. Aufl. München: Carl Hanser Verlag GmbH & Co. KG (Edition Handbuch der Fertigungstechnik).

Bültmann, J.; Hof, J.; Prahl, U. (2017) Wärmebehandlung von Stählen. In: W. Bleck und E. Moeller (Hg.): Handbuch Stahl. München: Carl Hanser Verlag GmbH & Co. KG, S. 272–319.

Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) (Hg.) (2019) Merkblatt zu den CO_2-Faktoren. Energieeffizienz in der Wirtschaft – Zuschuss und Kredit Eschborn.

Bundesministerium der Finanzen (BMF) (1997) AfA-Tabelle - Eisen-, Blech- und Metallwarenindustrie.

Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL) (Hg.) (2018) Statistik und Berichte des BMEL. Energieverbrauch des Produzierenden Ernährungsgewerbes. SJT-4101700-2018.xlsx. Online verfügbar unter https://www.bmel-statistik.de/ernaehrung-fischerei/ernaehrungsgewerbe/lebensmittelindustrie/, zuletzt geprüft am 24.03.2021.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (Hg.) (2020) Die Nationale Wasserstoffstrategie Berlin.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (Hg.) (2021) Chemie und Pharmazie. Online verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Branchenfokus/Industrie/branchenfokus-chemie-pharmazie.html, zuletzt aktualisiert am 23.03.2021, zuletzt geprüft am 23.03.2021.

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA); Bundeskartellamt (Hg.) (2020) Monitoringbericht 2019. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/Monitoringbericht_Energie2019.pdf;jsessionid=B0C484E645F6F889479953C29AB37363?__blob=publicationFile&v=6, zuletzt geprüft am 26.04.2021.

Bundesverband der Deutschen Gießerei-Industrie e.V. (Hg.) Wie wird gegossen? Online verfügbar unter https://www.guss.de/index.php/guss-und-giessen/wie-wird-gegossen, zuletzt geprüft am 18.04.2020.

Bundesverband der Deutschen Gießerei-Industrie e.V. (Hg.) (2019a) Branchenkennzahlen 2018 - Deutsche Gießerei-Industrie. Online verfügbar unter https://www.bdguss.de/fileadmin/content_bdguss/Branche/Die_Branche_in_Zahlen/Branche_in_Zahlen_kompl.pdf, zuletzt geprüft am 18.04.2020.

Bundesverband der Deutschen Gießerei-Industrie e.V. (Hg.) (2019b) Die Gießerei-Industrie. Eine starke Branche in Zahlen Düsseldorf.

Bundesverband der Deutschen Gießerei-Industrie e.V. (BDG) (Hg.) Was ist Gießen? Online verfügbar unter https://www.bdguss.de/informationen/infothek/was-ist-giessen/https://www.guss.de/prozess, zuletzt geprüft am 15.04.2020.

Bundesverband der Deutschen Gießerei-Industrie e.V. (BDG) (2021) Ergebnisse aus den Experteninterviews im Rahmen einer Branchenbefragung für diese Studie Düsseldorf: 01.02.2021.

Bundesverband der deutschen Heizungsindustrie e. V. (BDH) (2019) Entwicklung Wärmemarkt Deutschland 2019.

Bundesverband der Deutschen Kalkindustrie e. V. (BVK) (Hg.) (2017) Bericht zu den 7 Leitlinien der Deutschen Kalkindustrie. Kalk – die nachhaltige Lebensgrundlage.

Bundesverband der Deutschen Kalkindustrie e. V. (BVK); Forschungsgemeinschaft Kalk und Mörtel e. V. (FG Kalk); Institut für Kalk- und Mörtelforschung e. V. (IKM) (Hg.) (2019) Geschäftsbericht 2018/2019 Köln.

Bundesverband der Deutschen Kalkindustrie e. V. (BVK); Forschungsgemeinschaft Kalk und Mörtel e. V. (FG Kalk); Institut für Kalk- und Mörtelforschung e. V. (IKM) (Hg.) (2020) Geschäftsbericht 2019/2020 des Bundesverbandes der Deutschen Kalkindustrie e. V., der Forschungsgemeinschaft Kalk und Mörtel e. V. und des Instituts für Kalk- und Mörtelforschung e. V. Köln.

Bundesverband der Deutschen Ziegelindustrie e.V. (Hg.) (2020) Jahresbericht 2020. Online verfügbar unter https://ziegel.de/sites/default/files/2020-06/199-02_05_Jahresbericht_2020_RZ2%5B10424%5D.pdf, zuletzt geprüft am 26.04.2021.

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (bdew) (Hg.) (2019) Strompreis für die Industrie. Online verfügbar unter https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/strompreis-fuer-die-industrie/, zuletzt geprüft am 14.09.21.

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (bdew) (Hg.) (2022) Strompreisanalyse Januar 2022. Haushalt und Industrie. Online verfügbar unter https://www.bdew.de/media/documents/220124_BDEW-Strompreisanalyse_Januar_2022_24.01.2022_final.pdf, zuletzt geprüft am 14.03.2022.

Bundesverband Glasindustrie e. V. (BV Glas) (Hg.) (2020) Jahresbericht 2019. Online verfügbar unter https://www.bvglas.de/media/BV_Glas/Jahresbericht_2019.pdf, zuletzt geprüft am 12.10.2020.

Bundesverband Glasindustrie e. V. (BV Glas); The European Container Glass Federation (FEVE) (16.03.2020) Behälterglasindustrie auf dem Weg zu 50 Prozent CO_2-Reduktion Brüssel. Online verfügbar unter https://www.glasaktuell.de/media/Glasaktuell_Presse/PMs_2020/200316_PM_DE_Furnace_Future_final.pdf, zuletzt geprüft am 20.05.2020.

Bundesvereinigung der Deutschen Ernährungsindustrie (BVE) (Hg.) (2020) Ernährungsindustrie 2020. Online verfügbar unter https://www.bve-online.de/presse/infothek/publikationen-jahresbericht/bve-statistikbroschuere2020.

Büschgens, D.; Karthik, N. K.; Schubert, C.; Schmitz, N.; Lenz, W.; Pfeifer, H. (2019) Untersuchung der Lebensdauer metallischer Strahlheizrohre unter dem Einfluss der Strahlungsumgebung in Verzinkungslinien. In: T. Echterhof und H. Pfeifer (Hg.). 2. Aachener Ofenbau- und Thermoprozess-Kolloquium. Aachen, 10.-.11.10.2019. RWTH Aachen University, Institut für Industrieofenbau und Wärmetechnik. Aachen, S. 283–294.

Calix Europe Ltd. (Hg.) (2020) The LEILAC2 project. Project LEILAC. Online verfügbar unter https://www.project-leilac.eu/leilac2-project, zuletzt geprüft am 10.12.2020.

Cellek, M. S. (2020) Flameless combustion investigation of CH4/H2 in the laboratory-scaled furnace. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 45 (60), S. 35208–35222. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2020.05.233.

Chemdata International (CEFIC); EUROSTAT (2020) Chemieindustrie. Ranking der Länder weltweit mit dem höchsten Umsatz der Chemieindustrie im Jahr 2019 (in Milliarden Euro). Hg. v. statista.

Chen, L.; Pershin, L.; Mostaghimi, J. (2008) A New Highly Efficient High-Power DC Plasma Torch. In: *IEEE Trans. Plasma Sci.* 36 (4), S. 1068–1069. DOI: 10.1109/TPS.2008.924405.

Christensen, C. H.; Rass-Hansen, J.; Marsden, C. C.; Taarning, E.; Egeblad, K. (2008) The renewable chemicals industry. In: *ChemSusChem* 1 (4), S. 283–289. DOI: 10.1002/cssc.200700168.

Constellium (27.09.2011) Constellium investiert 28 Millionen Euro in seine Werke in Neuf-Brisach (Frankreich) und Singen (Deutschland), um seine führende Rolle bei Walz- und Strangpressprodukten auszubauen Paris, Frankreich. Online verfügbar unter https://www.constellium.com/sites/default/files/articles/constelliumsinvestmentsinneuf-brisachsingen_de_final.doc_.pdf.

Creutzburg, P.; Bons, M. (2019) Energiewende in der Industrie. Potenziale und Wechselwirkungen mit dem Energiesektor. Flexibilitätssteckbrief der Nahrungsmittelindustrie. Navigant Energy Germany GmbH; Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH; Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung IER; BBG und Partner Partnerschaftsgesellschaft mbB.

Currenta GmbH & Co. OHG (Hg.) (2021) CHEMPARK Versorgung. Online verfügbar unter https://www.chempark.de/de/versorgung.html, zuletzt aktualisiert am 18.03.2021, zuletzt geprüft am 18.03.2021.

Dahm, B.; Klima, R. (2005) Neuartige energiesparende und umweltentlastende Prozessführung von Wärmöfen durch Einsatz neuer Messtechnik und moderner kybernetischer Methoden. Schlussbericht. Förderkennzeichen 0326914B. Hg. v. Betriebsforschungsinstitut (BFI) und VDEh-Institut für Angewandte Forschung GmbH Düsseldorf.

Danish Energy Agency; Energinet (Hg.) (2020a) Technology Data. Energy Plants for Electricity and District heating generation. Technology descriptions and projections for long-term energy system planning. Online verfügbar unter http://www.ens.dk/teknologikatalog.

Danish Energy Agency; Energinet (Hg.) (2020b) Technology Data. Industrial process heat. Technology descriptions and projections for long-term energy system planning. Online verfügbar unter http://www.ens.dk/teknologikatalog.

Department for Business, Energy & Industrial Strategy (2020) Industrial Fuel Switching competition phase 3: successful projects. Online verfügbar unter https://www.gov.uk/government/publications/industrial-fuel-switching-to-low-carbon-alternatives/industrial-fuel-switching-demonstration-successful-projects-phase-3, zuletzt geprüft am 28.02.2020.

Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt) (Hg.) (2020) Treibhausgasemissionen 2019. Emissionshandelspflichtige stationäre Anlagen und Luftverkehr in Deutschland (VET-Bericht 2019) Berlin.

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (Hg.) (2011) Energieeffizienz bei Wärmeversorgungssystemen in Industrie und Gewerbe. Berlin. Online verfügbar unter https://www.bdh-koeln.de/fileadmin/user_upload/Broschueren/Fact_Sheet_energieeff_Waermeversorgung_und_Beispiele_deutsch.pdf.

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (Hg.) (2015) 3. Preis: Energy Efficiency Award 2015. InfraLeuna GmbH – Unternehmensübergreifende energetische Optimierung des Dampfversorgungssystems. Online verfügbar unter https://www.energyefficiencyaward.de/fileadmin/EEA/Projektbeschreibungen/EEA_2015_InfraLeuna_D_RZ.pdf, zuletzt geprüft am 18.03.2021.

Deutsche Massivumformung (Hg.) (2020) Hersteller von Gesenkschmiedeteilen. Online verfügbar unter https://www.massivumformung.de/fileadmin/user_upload/3_Branche/Hersteller/Gesenkschmiedeteile.pdf.

Deutscher Bundestag (Hg.) (2019) Grenzwerte für Wasserstoff (H2) in der Erdgasinfrastruktur. Sachstand. WD 8 - 3000 - 066/19. Online verfügbar unter https://www.bundestag.de/resource/blob/646488/a89bbd41acf3b90f8a5fbfbcb8616df4/WD-8-066-19-pdf-data.pdf.

Deutsches Kupferinstitut Berufsverband e.V. (DKI) (Hg.) (2019a) Halbzeug-Herstellung. Online verfügbar unter https://www.kupferinstitut.de/kupferwerkstoffe/kupfer/produktionsprozesse/halbzeug/.

Deutsches Kupferinstitut Berufsverband e.V. (DKI) (Hg.) (2019b) Kupfer-Legierungen. Online verfügbar unter https://www.kupferinstitut.de/kupferwerkstoffe/kupfer-legierungen/, zuletzt geprüft am 29.01.2021.

Deutsches Kupferinstitut Berufsverband e.V. (DKI) (Hg.) (2021a) Kreislaufwirtschaft – Deutsches Kupferinstitut, zuletzt aktualisiert am 22.04.2021, zuletzt geprüft am 23.04.2021.

Deutsches Kupferinstitut Berufsverband e.V. (DKI) (Hg.) (2021b) Recycling – Deutsches Kupferinstitut. Online verfügbar unter https://www.kupferinstitut.de/kupferwerkstoffe/nachhaltigkeit/recycling/, zuletzt aktualisiert am 22.04.2021, zuletzt geprüft am 23.04.2021.

Dieckhoff, C.; Appelrath, H.-J.; Fischedick, M.; Grunwald, A.; Höffler, F.; Mayer, C.; Weimer-Jehle, W. (2014) Zur Interpretation von Energieszenarien. Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft München. Online verfügbar unter https://www.acatech.de/publikation/zur-interpretation-von-energieszenarien/).

Dispan, J. (2013) Glasindustrie in Deutschland. Branchenreport 2013. Hg. v. IMU Institut GmbH Stuttgart (3/2013).

Dötsch, E. (2018) Induktives Schmelzen und Warmhalten. 3. Aufl.: Vulkan Verlag.

Drossel et al., G. (2018) Aluminium-Taschenbuch 2. 17. Aufl. Berlin, Wien, Zürich: Beuth Verlag GmbH (Praxis).

E&M Combustión S. L. (Hg.) (2019) E & M Combustion develops a hydrogen burner for a chemical plant in Portugal. Online verfügbar unter https://emcombustion.es/en/hydrogen-burner/, zuletzt aktualisiert am 14.07.2019, zuletzt geprüft am 23.03.2021.

Eckert, C. E.; Meyer, T.; Kinosz, M.; Mutharasan, R.; Osborne, M. (2005) Preventative Metal Treatment Through Advanced Melting Technology. Hg. v. The Minerals, Metals & Materials Society. Online verfügbar unter https://www.researchgate.net/publication/268201142_PREVENTATIVE_METAL_TREATMENT_THROUGH_ADVANCED_MELTING_TECHNOLOGY.

Edenhofer, B.; Joritz, D.; Rink, M.; Voges, K. (2015) Carburizing of steels. In: Thermochemical Surface Engineering of Steels: Elsevier, S. 485–553.

DIN EN ISO 4885:2018-07 Eisenwerkstoffe – Wärmebehandlung – Begriffe Berlin: Beuth Verlag GmbH.

Elavarasan, E.; Sivaraj, S.; Tamilselvan, M. Y.; Vijayaragavan, Y.; Vignesh, P. (2018) Hydrogen Fired Steam Boilers. In: *International Journal of Engineering Research & Technology (IJERT)*. Online verfügbar unter https://www.ijert.org/research/hydrogen-fired-steam-boilers-IJERTCONV6IS10016.pdf, zuletzt geprüft am 23.03.2021.

VDI 2585:2018-12 Emissionsminderung - Keramikindustrie (Emission control - Ceramic industry) Berlin: Beuth Verlag GmbH.

VDI 2578: 2017-05 Emissionsminderung Glashütten - (Emission control - Glassworks) Berlin: Beuth Verlag GmbH.

VDI 2094:2021-01 Emissionsminderung Zementwerke (Emission control - Cement plants) Berlin: Beuth Verlag GmbH.

EnergieAgentur.NRW GmbH (2016) Kraft-Wärme-Kopplung in der Praxis. Beispiele zum wirtschaftlichen und ökologischen Einsatz Düsseldorf. Online verfügbar unter https://broschueren.nordrheinwestfalendirekt.de/herunterladen/der/datei/kwk-projekte-final-web-pdf/von/kraft-waerme-kopplung-in-der-praxis-beispiele-zum-wirtschaftlichen-und-oekologischen-einsatz/vom/energieagentur/2296.

EnergieAgentur.NRW GmbH (Hg.) (2020) Nationaler Emissionshandel in Deutschland ab 2021. Online verfügbar unter https://www.energieagentur.nrw/klimaschutz/emissionshandel/nationaler_emissionshandel_in_deutschland_ab_2021, zuletzt geprüft am 24.11.2020.

Erdmann, G.; Dittmar, L. (2010) Technologische und energiepolitische Bewertung der Perspektiven von Kraft-Wärme-Kopplung in Deutschland. TU Berlin Berlin.

Etia Group (2020) Spirajoule SPJ HT Description, zuletzt geprüft am 10.10.2020.

EuLA (2017) Innovation in the lime sector. Hg. v. European Lime Association aisbl Brüssel, Belgien. Online verfügbar unter https://docplayer.net/62409939-Innovation-in-the-lime-sector-the-european-lime-association.html, zuletzt geprüft am 27.04.2021.

European Cement Research Academy; Cement Sustainability Initiative (2017) Development of State of the Art-Techniques in Cement Manufacturing: Trying to Look Ahead. CSI/ECRATechnology Papers 2017 Geneva. Online verfügbar unter http://www.wbcsdcement.org/technology.

European Commission (Hg.) (2005) Reference Document on Best Available Techniques in the Smitheries and Foundries Industry. Integrated Pollution Prevention and Control. Joint Research Centre (JRC); European IPPC Bureau, zuletzt geprüft am 12.10.2020.

European Commission (Hg.) (2007a) Reference Document on Best Available Techniques for the Manufacture of Large Volume Inorganic Chemicals - Solids and Others industry. Integrated Pollution Prevention and Control. Joint Research Centre (JRC); European IPPC Bureau.

European Commission (Hg.) (2007b) Reference Document on Best Available Techniques in the Ceramic Manufacturing Industry. Joint Research Centre (JRC); European IPPC Bureau.

European Commission (2014) Horizon 2020 - Work Programme 2014-2015. General Annexes - Technology readiness levels (TRL). Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/research/participants/data/ref/h2020/wp/2014_2015/annexes/h2020-wp1415-annex-g-trl_en.pdf, zuletzt geprüft am 26.09.2022.

European Commission (Hg.) (2017a) Best Available Techniques (BAT). Reference Document for Food, Drink and Milk Industries. Joint Research Centre (JRC); European IPPC Bureau. Online verfügbar unter https://eippcb.jrc.ec.europa.eu/sites/default/files/inline-files/FDM_02-10-2018BW.pdf.

European Commission (Hg.) (2017b) Best Available Techniques (BAT) Reference Document for the Non-Ferrous Metals Industries. Joint Research Centre (JRC); European IPPC Bureau.

European Commission (2018) Competitiveness of the European cement and lime sectors. Final report Luxembourg: Publications Office of the European Union.

European Commission (Hg.) (2019) Best Available Techniques (BAT) Reference Document for the Ferrous Metals Processing Industry. Joint Research Centre (JRC); European IPPC Bureau.

European Parliament and Council (2014) Official Journal of the European Union. REGULATION (EU) No 517/2014 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 16 April 2014 on fluorinated greenhouse gases and repealing Regulation (EC) No 842/2006. (Text with EEA relevance). Online verfügbar unter https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32014R0517&from=EN.

EUROSTAT (Hg.) (2022) Strompreise für nicht-Haushalte. nrg_pc_205. Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/eurostat/data/database, zuletzt geprüft am 15.03.2022.

EVIP GmbH (2021) Dampfnetz | EVIP. Online verfügbar unter https://www.evip.de/dampfnetz-druckluftnetz/dampfnetz, zuletzt aktualisiert am 18.03.2021, zuletzt geprüft am 18.03.2021.

Evonik Industries AG; Alexandra Boy (2017) Marl Nordrhein-Westfalen: GuD-Kraftwerk: Chemiepark Marl macht Dampf Recklinghausen. Online verfügbar unter https://www.energieagentur.nrw/klimaexpo/gud-kraftwerk_chemiepark_marl_macht_dampf, zuletzt aktualisiert am 17.03.2021, zuletzt geprüft am 17.03.2021.

Evonik Technology & Infrastructure GmbH (Hg.) (2019) Produktkatalog Energy & Utilities.

Expert:inneninterview (2020a) Forschungsinstitution: 07.05.2020.

Expert:inneninterview (2020b) Anlagenbetreiber Härtereitechnik: 14.05.2020.

Expert:inneninterview (2020c) Verband: 19.05.2020.

Expert:inneninterview (2020d) Anlagenbetreiber Härtereitechnik: 26.05.2020.

Expert:inneninterview (2020e) Forschungsinstitution: 27.05.2020.

Expert:inneninterview (2020f) Anlagenbau Härtereitechnik: Juni 2020.

Expert:inneninterview (2020g) Anlagenbetreiber Härtereitechnik: Juni 2020.

Expert:inneninterview (2020h) Anlagenbetreiber Härtereitechnik: 10.06.2020.

Expert:inneninterview (2020i) Anlagenbetreiber Härtereitechnik: 15.06.2020.

Expert:inneninterview (2020j) Anlagenbetreiber Härtereitechnik: 16.06.2020.

Expert:inneninterview (2020k) Anlagenhersteller: 25.06.2020.

Expert:inneninterview (2020l) Anlagenbetreiber Härterei: 26.06.2020.

Expert:inneninterview (2020m) Anlagenhersteller: 09.07.2020.

Expert:inneninterview (2020n) Verband Zementindustrie: 16.07.2020.

Expert:inneninterview (2020o) Anlagenhersteller: 20.07.2020.

Expert:inneninterview (2020p) Forschungsinstitution: 28.07.2020.

Expert:inneninterview (2020q) Anlagenbau Aluminiumindustrie: August 2020.

Expert:inneninterview (2020r) Anlagenhersteller: 03.09.2020.

Expert:inneninterview (2020s) Forschungsinstitution: 09.09.2020.

Expert:inneninterview (2020t) Bundesverband der Deutschen Kalkindustrie e.V.: 19.10.2020.

Expert:inneninterview (2020u) Verbände (diverse) Härtereitechnik: 12.11.2020.

Expert:inneninterview (2020v) Forschungsinstitution: 13.11.2020.

Expert:inneninterview (2020w) Zementindustrie (Ergebnisse Umfrage): 13.11.2020.

Expert:inneninterview (2020x) Verband: 17.11.2020.

Expert:inneninterview (2020y) Ziegelindustrie: 26.11.2020.

Expert:inneninterview (2020z) Glasindustrie: 03.12.2020.

Expert:inneninterview (2020aa) Wärme- und Glühöfen Stahl-Walzwerke: 22.12.2020.

Expert:inneninterview (2021a) Papier- und Kartonfabrik: 21.01.2021.

Expert:inneninterview (2021b) Chemieparkbetreiber: 05.02.2021.

Expert:inneninterview (2021c) Verband: 23.02.2021.

Expert:inneninterview (2021d) Bundesverband der Deutschen Gießerei-Industrie e.V.: März 2021.

Expert:inneninterview (2021e) Bundesverband der Deutschen Kalkindustrie e.V., Ergebnisse aus Umfrage zu Anlagenkenndaten: März 2021.

Expert:inneninterview (2021f) Glasindustrie: März 2021.

Expert:inneninterview (2021g) Zementindustrie: 01.03.2021.

Expert:inneninterview (2021h) Forschungsinstitut (Umformtechnik): 15.03.2021.

Expert:inneninterview (2021i) Bundesverband der Deutschen Gießerei-Industrie e.V., Ergebnisse aus Umfrage zu Anlagenkenndaten: 22.03.2021.

Expert:inneninterview (2021j) Deutsches Kupferinstitut Berufsverband e.V.: 24.03.2021.

Expert:inneninterview (2021k) Schmiedeindustrie: 27.04.2021.

Expert:inneninterview (2021l) Härtereitechnik: 30.04.2021.

Expert:inneninterview (2021m) Anlagenbau Gießerei-Industrie: Mai 2021.

Expert:inneninterview (2021n) Aluminiumindustrie: 03.05.2021.

Expert:inneninterview (2021o) Glasindustrie: 04.05.2021.

Expert:inneninterview (2021p) Aluminiumindustrie: 06.05.2021.

Expert:inneninterview (2021q) Anlagenbetreiber Härtereitechnik: 11.05.2021.

Expert:inneninterview (2021r) Glasindustrie: 25.05.2021.

Expert:inneninterview (2021s) Anlagenbau Stahlindustrie: 25.06.2021.

Expert:inneninterview (2021t) Anlagenbetreiber Härtereitechnik: 25.06.2021.

Expert:inneninterview (2021u) Härtereitechnik: 29.06.2021.

Expert:inneninterview (2021v) Anlagenbau Gießerei-Industrie: 30.06.2021.

Expert:inneninterview (2021w) Anlagenbau Rollenherdöfen: 30.06.2021.

Expert:inneninterview (2021x) Anlagenbau Gießerei-Industrie: 01.07.2021.

Expert:inneninterview (2021y) Anlagenbau Stahl- und Schmiedeindustrie: 12.07.2021.

Expert:innenmitteilung (2023) Mitteilung im Rahmen des Workshops "Härtereitechnik" von Vertreter:innen der Branche: 02.11.2023.

Felder, P.; Flückiger, U.; Weisskopf, T.; Thomas Bürki GmbH (2014) Schlussbericht - Giessereibetrieb. Pinch-Analyse Prozessanlagen und Heizungsanlagen. Hg. v. Bundesamt für Energie BFE.

Fichter, T.; Creutzburg, P. (2019) Energiewende in der Industrie. Potenziale und Wechselwirkungen mit dem Energiesektor. Flexibilitätssteckbrief der Grundstoffchemie. Navigant Energy Germany GmbH; Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH; Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung IER; BBG und Partner Partnerschaftsgesellschaft mbB.

Fleischmann, B. (2019) Flexibilitätspotential und Perspektiven der Glasindustrie bezüglich des Einsatzes erneuerbarer elektrischer Energie. In: F. Ausfelder, S. von Roon und A. Seitz (Hg.): Flexibilitätsoptionen in der Grundstoffindustrie II. Analysen | Technologien | Beispiele. Frankfurt am Main, S. 108–113.

Fleischmann, B. (2020a) CO_2 Neutral Glass Production - A Route to Reduce CO_2 Emissions. Hg. v. Glass Wordlwide und Hüttentechnische Vereinigung der Deutschen Glasindustrie e.V. Offenbach am Main. Online verfügbar unter https://www.glassworldwide.co.uk/Articles/co2-neutral-glass-production-%E2%80%93-route-reduce-co2-emissions, zuletzt geprüft am 21.12.2020.

Fleischmann, B. (2020b) Energiekennzahlen der Glasindustrie. In: Hüttentechnische Vereinigung (Hg.): Energiekennzahlen der Glasindustrie. HVG-Fortbildungskurs 2020 - Energieeinsatz in der Glasindustrie, 23.-24.11.2020. online: Verlag der Deutschen Glastechnischen Gesellschaft e.V., S. 1–29.

Fleischmann, B.; Arnold, K.; Holtz, G.; Dietrich, R.-U.; Estelmann, S. (2019) Behälterglasherstellung. In: F. Ausfelder, A. Seitz und S. von Roon (Hg.): Flexibilitätsoptionen in der Grundstoffindustrie. Methodik | Potenziale | Hemmnisse. Frankfurt am Main, S. 73–95.

Fleischmann, B.; Overath, J.; Fleckenstein, L.; Höhne, J.; Giese, A.; Bär, K.; Schmitt, S. (2020) HVG-Fortbildungskurs 2020. Energieeinsatz der Glasindustrie. Verlag der Deutschen Glastechnischen Gesellschaft e.V. Hüttentechnische Vereinigung der Deutschen Glasindustrie e.V. Offenbach am Main: 2020.

Fleiter, T.; Rehfeldt, M.; Herbst, A.; Elsland, R.; Klingler, A.-L.; Manz, P.; Eidelloth, S. (2018) A methodology for bottom-up modelling of energy transistions in the industry sector: The FORECAST model. In: *Energy Strategy Reviews* 2018 (22), S. 237–254. DOI: 10.1016/j.esr.2018.09.005.

Fleiter, T.; Schlomann, B.; Eichhammer, W. (Hg.) (2013) Energieverbrauch und CO_2-Emissionen industrieller Prozesstechnologien. Einsparpotenziale, Hemmnisse und Instrumente Stuttgart: Fraunhofer-Verl. (ISI-Schriftenreihe "Innovationspotenziale").

Fleiter, Tobias; Rehfeldt, Matthias; Manz, Pia; Neuwirth, Marius; Herbst, Andrea (2022) Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3 – Treibhausgasneutrale Hauptszenarien Modul Industrie. Fraunhofer ISI Karlsruhe.

Fleiter, T. Steinbach, J.; Ragwitz, M. (2016) Mapping and analyses of the current and future (2020 - 2030) heating/cooling fuel deployment (fossil/renewables). Work package 2: Assessment of the technologies for the year 2012. European commission directorate-general for energy Karlsruhe.

Forschungsprojekt IGF 21203 (Laufzeit: 2020 – 2022) BG Inline Sauerstoff – Effizienzverbesserung des Kupolofens durch inline Sauerstofferzeugung unter Nutzung eigener Prozessabwärme. IOB RWTH mit FH IKTS https://www.fvguss.de/forschungsprojekte/laufende-forschungsprojekte.

Forschungsprojekt IGF 343 ZN (Laufzeit: 2010 bis 2013) Entwicklung von carbonisierten Biomasse-Rückständen als alternative Energieträger für den Kupolofenprozess. Institut für Gießereitechnik gGmbH (IfG), Lehr- und Forschungsgebiet Technologie der Energierohstoffe an der RWTH Aachen https://www.fvguss.de/fileadmin/content_fvguss/Dokumente/343_ZN.pdf.

Forschungsvereinigung Stahlanwendung e.V. (Hg.) (2018) 50 Jahre FOSTA.

Franz, E.; Tuffner, M. (2018) Großwasserraumkessel und Wasserrohrkessel im Vergleich. Bosch Industriekessel GmbH Gunzenhausen. Online verfügbar unter https://www.bosch-thermotechnology.com/de/media/country_pool/knowledge/technical_reports/fachbericht-grosswasserraumkessel-wasserrohrkessel.pdf.

Franzen, D. (2008) Energieaspekte bei brennstoffbeheizten Schmelz- und Warmhalteöfen (NE). Hg. v. bdguss. Online verfügbar unter https://www.guss.de/fileadmin/user_upload/effguss/energieaspekte_bei_brennstoffbeheizten_schmelz-_und_warmhalteoefen__ne_.pdf.

Fraunhofer ISI (Hg.) (2022) Szenario Explorer der Langfristszenarien III. Online verfügbar unter https://www.langfristszenarien.de/enertile-explorer-de/, zuletzt geprüft am 15.03.2022.

Frost, G.; Niesse, M.; Lackmann, J.; Konrad, S.; Lambers H.-G. (2015) Warmformlinie und Verfahren zur Herstellung von warmumgeformten Blechprodukten. Angemeldet durch Benteler Automobiltechnik GmbH am 06.02.2015. Anmeldenr: 15154074.7. Veröffentlichungsnr: EP 2 907 881 A2. Prioriätsdaten: 07.02.2014 DE 102014101539.

DIN EN ISO 683-1:2018-09 Für eine Wärmebehandlung bestimmte Stähle, legierte Stähle und Automatenstähle – Teil 1: Unlegierte Vergütungsstähle Berlin: Beuth Verlag GmbH.

DIN EN ISO 683-2:2018-09 Für eine Wärmebehandlung bestimmte Stähle, legierte Stähle und Automatenstähle – Teil 2: Legierte Vergütungsstähle Berlin: Beuth Verlag GmbH.

Gas-und Wärme-Institut Essen e.V. (GWI) (Hg.) (2017) Schlussbericht zu IGF-Vorhaben Nr. 18518 N/1. Untersuchung der Auswirkung von Wasserstoff-Zumischung ins Erdgasnetz auf industrielle Feuerungsprozesse in thermoprozesstechnischen Anlagen Essen.

Gas-und Wärme-Institut Essen e.V. (GWI) (Hg.) (2020) GWI erhält den Förderbescheid für das Projekt „HyGlass. Online verfügbar unter https://www.gwi-essen.de/bildung/news-detail/gwi-erhaelt-den-foerderbescheid-fuer-das-projekt-hyglass/, zuletzt geprüft am 01.11.2020.

Gas-und Wärme-Institut Essen e.V. (GWI); Öl-Wärme-Institut gGmbH (OWI) (Hg.) (2018) Entwicklung eines Kombi-Biobrenners zur Erzeugung industrieller Prozesswärme - Kombi-Brenner für flüssige und gasförmige Biobrennstoffe. Schlussbericht Essen, Herzogenrath.

Gehrke, B.; Weilage, I. (2018) Branchenbericht Chemieindustrie. Der Chemiestandort Deutschland im Spannungsfeld globaler Verschiebungen von Nachfragestrukturen und Wertschöpfungsketten. Unter Mitarbeit von Vivien-Sophie Gulden und Kai Ingwersen Düsseldorf: Hans-Böckler-Stiftung (Forschungsförderung, Nr. 395 (August 2018)). Online verfügbar unter https://www.econstor.eu/bitstream/10419/181670/1/1029364028.pdf, zuletzt geprüft am 11.11.2020.

Gentili, P.; Landini, C.; D'Ovidio, Silvia; Lusardi, Eleonora; Rohde, Clemens; Aydemir, Ali et al. (2014) Ecodesign Preparatory Study on Steam Boilers (ENTR Lot 7). PricewaterhouseCoopers EEIG's consortium; Fraunhofer ISI; ICCS-NTUA Rom/Athen/Karlsruhe. Online verfügbar unter https://www.eup-network.de/fileadmin/user_upload/20141217-Steam-Boilers-Ecodesign-Final-Report.pdf.

Geres, R.; Kohn, A.; Lenz, Sebastian C.; Ausfelder, F.; Bazzanella, A.; Möller, A. (2019) Roadmap Chemie 2050. Auf dem Weg zu einer treibhausgasneutralen chemischen Industrie in Deutschland: eine Studie von DECHEMA und FutureCamp für den VCI Frankfurt am Main: DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V.

Gesamtverband der Aluminiumindustrie (GDA) (2019a) Aluminium Lexikon. Online verfügbar unter http://www.aluinfo.de/aluminium-lexikon.html, zuletzt geprüft am 12.03.2021.

Gesamtverband der Aluminiumindustrie (GDA) (2019b) Jahresbericht 2019. Online verfügbar unter http://www.aluinfo.de/downloads-jahresberichte.html, zuletzt geprüft am 08.07.2019.

Gesamtverband der Aluminiumindustrie (GDA) (2019c) Statistik. Online verfügbar unter http://www.aluinfo.de/statistik.html, zuletzt geprüft am 12.03.2021.

Gesamtverband der Aluminiumindustrie (GDA) (2019d) Werkstoff. Online verfügbar unter http://www.aluinfo.de/werkstoff.html, zuletzt geprüft am 12.03.2021.

EEG 17 (20.11.2019) Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare- Energien-Gesetz - EEG 2017.

Ghosh, A. (2011) Fundamentals of Paper Drying – Theory and Application from Industrial Perspective. In: A. Ahsan (Hg.): Evaporation, Condensation and Heat transfer: InTech.

Giese, A. (2020) Möglichkeiten des Einsatzes erneuerbarer Brennstoffe bei der Glasherstellung. In: Hüttentechnische Vereinigung (Hg.): Energiekennzahlen der Glasindustrie. HVG-Fortbildungskurs 2020 - Energieeinsatz in der Glasindustrie, 23.-24.11.2020. online: Verlag der Deutschen Glastechnischen Gesellschaft e.V., S. 89–114.

Giese, A.; Leicher, J.; Nowakowski, T.; Fleischmann, B.; Löber, N.-H.; Stranzinger, B. et al. (2019) Gemeinsamer Abschlussbericht des Forschungsvorhabens Gasbeschaffenheitsschwankungen - Erarbeitung von Kompensationsstrategien für die Glasindustrie zur Optimierung der Energieeffizienz. (Akronym: GasqualitaetGlas). Projektlaufzeit: 01.07.2015 – 30.06.2018. Hg. v. Gas-und Wärme-Institut Essen e.V., Hüttentechnische Vereinigung der Deutschen Glasindustrie e.V., VDEh Betriebsforschungsinstitut GmbH und STG Combustion Control GmbH & Co. KG.

Gitzhofer, K. (2007) BVT-Festlegung in ausgewählten industriellen Bereichen als Beitrag zur Erfüllung der Klimaschutzziele und weiterer Immissionsschutzrechtlicher Anforderungen. Teilvorhaben 02: Erarbeitung eines deutschen Beitrages zur Revision des BVTMerkblattes für die Glas- und Mineralfaserindistrie. Hg. v. Umweltbundesamt (UBA) Dessau-Roßlau.

Glass for Europe (Hg.) (2020) Flat Glass In Climate-Neutral Europe. Triggering A Virtuous Cycle Of Decarbonisation. 2050. Online verfügbar unter https://glassforeurope.com/wp-content/uploads/2020/01/flat-glass-climate-neutral-europe.pdf, zuletzt geprüft am 14.12.2020.

Godin, Helene (2019) Energiewende in der Industrie. Potenziale und Wechselwirkungen mit dem Energiesektor. Flexibilitätssteckbrief der Papierindustrie. Navigant Energy Germany GmbH; Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH; Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung IER; BBG und Partner Partnerschaftsgesellschaft mbB.

Gonzalez, A.; Solorzano, E.; Lagos, C.; Lugo, G.; Laux, S.; Wu, K. T. et al. (2015) OPTIMELT™ Regenerative Thermo-Chemical Heat Recovery for Oxy-Fuel Glass Furnaces. 75th Conference on Glass Problems. Hg. v. The American Ceramic Society.

Gosse, D. (2019) Prozesswärmeversorgung im Kontext der Dekarbonisierung – wie sehen die Industriekessel der Zukunft aus? Hg. v. Bosch Industriekessel GmbH. TT/MKT-CH_de_FB_Dekarbonisierung_01.

GrInHy 2.0: Green Industrial Hydrogen 2.0 (2020) GrInHy2.0 - Green Industrial Hydrogen via steam electrolysis. Hg. v. Salzgitter Mannesmann Forschung GmbH. Online verfügbar unter https://www.green-industrial-hydrogen.com/, zuletzt aktualisiert am 23.03.2021, zuletzt geprüft am 23.03.2021.

Gruber, Anna; Biedermann, Franziska; Roon, Serafin von (2015) Industrielles Power-to-Heat Potenzial. 9. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien. Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH Wien: 2015.

Guminski, A.; Hübner, T.; Roon, S. von (2019) Energiewende in der Industrie. Potenziale und Wechselwirkungen mit dem Energiesektor. Flexibilitätssteckbrief der NE-Metallindustrie. Hg. v. Navigant Energy Germany GmbH.

Günter, U.; Beer, S. (2014) Hybrides Ofenkonzept für Aluminium-Strangpresslinien. In: *elektrowärme international* 9 (2), S. 33–37.

Günther, P. (1986) Praktische Erfahrungen mit Rinnen-Induktions-Öfen Praktische Erfarhungen mit Rinnen-Induktions-Öfen beim Schmelzen und Gießen von Aluminiumlegierungen. In: *Aluminium* 62 (6), 426-431.

Hachenberg, G.; Köster, F.; Krauß, K.-O.; Wladika, H. (1987) Einsatz von Längsteilanlagen für Stranggußmaterial und eines Hubbalkenofens in einer schweren Profilstraße. Hg. v. Stahl und Eisen - www.stahleisen.de - Düsseldorf (107, 22).

Hakes, S. (2019) Future of Glass Melting in a World with Stringent Reductions of Carbon Dioxide. 79th Conference on Glass Problems. Hg. v. The American Ceramic Society UK.

Hallak, B. (2019) Simulation und Analyse des Kalkbrennens in Normalen,- GGR- und Koksschachtöfen. Dissertation. Otto-von-Guericke-Universität, Magdeburg. Fakultät für Verfahrens- und Systemtechnik.

Hamacher, T. (2014) Wasserstoff als strategischer Sekundärenergieträger. In: J. Töpler und J. Lehmann (Hg.): Wasserstoff und Brennstoffzelle. Technologien und Marktperspektiven. Berlin: Springer Vieweg.

Hazelett Corporation (Hg.) (2020) Copper Bar Casting Technology. Online verfügbar unter https://www.hazelett.com/copper-bar-technology.

Herbertz, R.; Hermanns, H.; Höh, J. (2012) Energieeffizienz in der Massivumformung I. Hg. v. SchmiedeJOURNAL.

Hessisches Ministerium für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Wohnen (Hg.) (2021) Informationen zum Thema Power-to-Liquid (PtL). Online verfügbar unter https://redaktion.hessen-agentur.de/publication/2021/210127_FAQALLPtL.pdf, zuletzt geprüft am 28.04.2021.

Heuer, V.; Löser, K. (2018) 8.2 Grundlagen der Vakuumwärmebehandlung. In: H. Pfeifer, B. Nacke und F. Beneke (Hg.): Praxishandbuch Thermoprozesstechnik Band 1: Grundlagen, Prozesse, Verfahren. 3. Aufl. Essen: Vulkan Verlag (Edition Prozesswärme), 534-568.

Hewlett, P. C.; Liska, M. (2019) Lea's Chemistry of Cement and Concrete. Manufacture of Portland Cement. 5. Aufl.: Butterworth-Heinemann.

Hilken, G. (2012) Chemiepark als Modell. In: *Nachrichten aus der Chemie* 60 (7-8), S. 752–753. DOI: 10.1515/nachrchem.2012.60.7-8.752.

Hoenig, V.; Schall, A.; Uhlenbrock, L. (2019) Electrical clinker production – Literature study. Technical Report TR P-2018/0285. Hg. v. VDZ gGmbH Düsseldorf.

Hoenig, V.; Seiler, C.; Bodendiek, N.; Hoppe, H. (2015) Technischer Bericht A-2015/0117-2: Einsatz alternativer Rohstoffe im Zementherstellungsprozess - Hintergrundwissen, technische Möglichkeiten und Handlungsempfehlungen. Hg. v. Verein Deutscher Zementwerke e.V. Düsseldorf.

Horn Glass Industries AG (2020) Schmelzwannen & Ausrüstung. Online verfügbar unter https://www.horn-glass.com/de/produkte/schmelzwannen-und-ausruestung, zuletzt geprüft am 01.11.2020.

Hübner, T.; Guminski, A.; Roon, S. von; Rouyrre, E. (2020) Energiewende in der Industrie. Potenziale und Wechselwirkungen mit dem Energiesektor. Branchensteckbrief der Zement- und Kalkindustrie. Hg. v. Navigant Energy Germany GmbH.

IBU-tec advanced materials AG (2020) IBU-tec Datenblatt. Indirekt Beheizte Drehrohröfen. Online verfügbar unter https://www.ibu-tec.de/anlagen/drehrohrofen/, zuletzt geprüft am 13.07.2020.

IEA (2020) Iron and steel technology roadmap - towards more sustainable steel. International Energy Agency Paris, Frankreich.

IEA Heat Pump Centre (2014a) Annex 35. Application of Industrial Heat Pumps. Final Report Part 1 Borås.

IEA Heat Pump Centre (2014b) Annex 35. Application of Industrial Heat Pumps. Final Report Part 2 Borås.

INDUGA GmbH & Co. KG Bandbeschichtungsöfen. für Zink- und Aluminium-Legierungen. Online verfügbar unter https://induga.de/pdf/PB-06_Bandbeschichtungsoefen_web.pdf, zuletzt geprüft am 19.11.2021.

Industrieverband Härtetechnik e.V. (IHT) (2021) Portrait der Branche Hagen. Online verfügbar unter https://haertetechnik.org/verbandsportrait/portrait-der-branche/, zuletzt geprüft am 09.02.2021.

Informationszentrum Wärmepumpen und Kältetechnik e.V. (IZW) (Hg.) (2019) Industrial Heat Pumps, Second Phase. IEA Heat Pump Programme Annex 48. Task 2: Structuring information on industrial heat pumps and preparation of guidelines German Report Hannover.

InfraLeuna GmbH (Hg.) (2017) Leistungsteil Energie. Infra Leuna Leuna. Online verfügbar unter https://www.infraleuna.de/fileadmin/infraleuna/downloads/Energie.pdf, zuletzt geprüft am 18.03.2021.

Infraserv GmbH & Co. Höchst KG (2021) Im Einklang: Nachhaltigkeit und Wirtschaftlichkeit im Industriepark Höchst | CHEManager. Online verfügbar unter https://www.chemanager-online.com/themen/industriestandorte/im-einklang-nachhaltigkeit-und-wirtschaftlichkeit-im-industriepark-hoechst, zuletzt aktualisiert am 17.03.2021, zuletzt geprüft am 17.03.2021.

INFUB (Hg.) (2020) Schmitz, N.; Giesler, L.; Cresci, E.; Wuenning, J. G.; Pfeifer, H.: Reduction of thermal and fuel NO-formation with Multi-Stage Flameless Oxidation. 12th European Conference on Industrial Furnaces and Boilers. Porto, 14.-17. April 2020.

Institut für Gießereitechnik gGmbH (IfG) (2008) Energieeffizienter Gießereibetrieb. (Version 1.0). Hg. v. Bundesverband der Deutschen Gießerei-Industrie e.V. (BDG) Düsseldorf.

Institut für Industrieofenbau und Wärmetechnik (IOB) (Hg.) (2021) progres.NRW Research Projekt H2RadiantTube. Wasserstoff aus erneuerbaren Energien als Brennstoff im Strahlheizrohr. Online verfügbar unter https://www.iob.rwth-aachen.de/forschung/industrieofentechnik/progres-nrw-research-projekt-h2radianttube/.

Invraserv GmbH & Co. Höchst KG (Hg.) (2021) Wärme | Industriepark Höchst. Online verfügbar unter https://www.industriepark-hoechst.com/de/stp/menue/powered-by-infraserv/leistungen/energie/lieferungen-und-loesungen-fuer-die-energieversorgung/waerme/#notification-close, zuletzt aktualisiert am 18.03.2021, zuletzt geprüft am 18.03.2021.

Ipsen International GmbH Energiewunder. Das Ipsen-ECOFIRE-System verbrennt Erdgas wie Schutzgas. Für hocheffiziente Energienutzung – nahezu ohne Verluste. Hg. v. Ipsen International GmbH. Online verfügbar unter https://www.ipsen.de/documents/Ipsen-Europe/Ipsen-ECOFIRE.pdf, zuletzt geprüft am 19.11.2021.

Ipsen International GmbH (2022a) Abbildung Anlage zum Einsatzhärten mit Durchstoßofen zum Aufkohlen.

Ipsen International GmbH (2022b) Abbildung Anlage zum Einsatzhärten mit Kammeröfen zum Aufkohlen.

Irving, C.; Zimmermann, E.; Jubb, I.; Brennan, M.; Hennessy, R.; Quick, S.; Petrie, V. (2018) Zero carbon industry plan. Electrifying Industry. Hg. v. Beyond Zero Emissions Inc. Melbourne Victoria.

Jackson, J. D. (1962) Classical Electrodynamics New York: John Wiley & Sons Inc.

Jennes, R. (2011) Rollenherdöfen für Stückgüter. In: H. Pfeifer, B. Nacke und F. Beneke (Hg.): Praxishandbuch Thermoprozesstechnik Band 2: Anlagen, Komponenten, Sicherheit. 2. Aufl. Essen: Vulkan Verlag, S. 467–471.

Johne, P. (2017) Energiebedarf für eine optimale Profilproduktion. In: *International Aluminium Journal* 93 (12), S. 46–52.

Joos, F. (2006) Technische Verbrennung. Verbrennungstechnik, Verbrennungsmodellierung, Emissionen. 1. Aufl. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg.

Joritz, D.; Rink, M. (2011) Öfen zum Nitrieren und Nitrocarburieren. In: H. Pfeifer, B. Nacke und F. Beneke (Hg.): Praxishandbuch Thermoprozesstechnik Band 2: Anlagen, Komponenten, Sicherheit. 2. Aufl. Essen: Vulkan Verlag, S. 432–433.

Junge, K. (2002) Energiebedarf zur Ziegelherstellung. Hg. v. Institut für Ziegelforschung Essen e.V. Essen.

Jungmann, J. (2013) Energetische und wirtschaftliche Optimierung eines Dampfversorgungssystems unter Einbeziehung von KWK. Bachelorarbeit. Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg, Hamburg. Department Umwelttechnik. Online verfügbar unter http://edoc.sub.uni-hamburg.de/haw/volltexte/2014/2504/.

Kaida, K.; Beucher, Y.; Carlan, F. de; Fourmigue, J.-M. Analysis of heat pump integration into drying process for decarbonization in industry. In: eceee Industrial Summer Study proceedings, S. 345–355.

Kanthal GmbH (2021a) ALUMINIUM SLAB HEATING BEFORE ROLLING. Online verfügbar unter https://www.kanthal.com/en/case-stories/aluminium-slab-heating-before-rolling/, zuletzt aktualisiert am 23.03.2021.

Kanthal GmbH (2021b) Tubothal® metallic heating elements Mörfelden-Walldorf. Online verfügbar unter https://www.kanthal.de/produkte-und-dienstleistungen/furnace-products/electric-heating-elements/metallic-heating-elements/tubothal-heating-element/, zuletzt geprüft am 09.02.2021.

Karlsruher Institut für Technologie (KIT) (05.02.2018) Power-to-Gas mit hohem Wirkungsgrad. Presseinfomation Karlsruhe. Online verfügbar unter https://www.kit.edu/downloads/pi/KIT_PI_2018_009_Power-to-Gas%20mit%20hohem%20Wirkungsgrad.pdf, zuletzt geprüft am 28.04.2021.

Karthik, Narayana Kaushik (2020) Investigations on the effects of alternating temperatures on the lifetime of P-type radiant tubes. Dissertation. SCL Verlag, Aachen.

Kemmler, A.; Straßburg, S.; Seefeldt, F.; Anders, N.; Rhode, C.; Fleiter, T. et al. (2017) Datenbasis zur Bewertung von Energieeffizienzmaßnahmen in der Zeitreihe von 2005-2014. Endbericht. Hg. v. Umweltbundesamt Dessau-Roßlau.

Kobayashi, H.; Hayakawa, A.; Somarathne, K. K. A. D.; Okafor, E. C. (2019) Science and technology of ammonia combustion. In: *Proceedings of the Combustion Institute* 37 (1), S. 109–133. DOI: 10.1016/j.proci.2018.09.029.

Köhlhofer, J.; Leutloff, W. (2011) Schmelz- und Raffinationsöfen für Kupfer. In: H. Pfeifer, B. Nacke und F. Beneke (Hg.): Praxishandbuch Thermoprozesstechnik Band 2: Anlagen, Komponenten, Sicherheit. 2. Aufl. Essen: Vulkan Verlag, S. 161–176.

Kolb, M.; Biedermann, F. (2014) Faktenblatt. Power to Heat. Hg. v. Arbeitsgemeinschaft der Hessischen Industrie- und Handelskammern. Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH München. Online verfügbar unter https://www.ffegmbh.de/download/informationen/528_ihk_hessen_waerme/fb_power-to-heat.pdf.

Kolleck, R.; Veit, R. (2011) Current and Future Trends in the field of Hot Stamping of Car Body Parts. Hg. v. Stahleisen GmbH. Institute Tools & Forming Graz.

Kolleck, R.; Veit, R.; Lenze, F.-J. (Hg.) (2008) Alternative Erwärmungstechnologien für die temperierte Blechumformung. Vortragstexte zur Veranstaltung Internationale Konferenz "Neuere Entwicklungen in der Blechumformung" in Fellbach (bei Stuttgart), am 3. und 4. Juni 2008. Universität Stuttgart; Internationale Konferenz Neuere Entwicklungen in der Blechumformung Frankfurt: MAT INFO.

Kolleck, R.; Veit, R.; Merklein, M.; Lechler, J.; Geiger, M. (2009) Investigation on induction heating for hot stamping of boron alloyed steels. In: *CIRP Annals* 58 (1), S. 275–278. DOI: 10.1016/j.cirp.2009.03.090.

Kösters, F. (1962) Planung, Aufbau und Betriebsergebnisse einer neuen halbkontinuierlichen Mittelstraße. In: *Stahl und Eisen* 82 (2), S. 77–90.

Krause, H.; Werschy, M.; Franke, S.; Giese, A.; Benthin, J.; Dörr, H. (2014) DVGW-Forschungsauftrag: Gasbeschaffenheit Industrie - Untersuchungen der Auswirkungen von Gasbeschaffenheitsänderungen auf industrielle und gewerbliche Anwendungen. Abschlussbericht. DVGW-Förderkennzeichen G 1/06/10. Hg. v. DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. Bonn.

Kreidelmeyer, S.; Dambeck, H.; Kirchner, A.; Wünsch, M. (2020) Kosten und Transformationspfade für strombasierte Energieträge. Endbericht zum Projekt „Transformationspfade und regulatorischer Rahmen für synthetische Brennstoffe“. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft. Hg. v. Prognos AG. Online verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Studien/transformationspfade-fuer-strombasierte-energietraeger.pdf?__blob=publicationFile.

Krüger, K.; Pfeifer, H. (2011) Lichtbogenöfen. In: H. Pfeifer, B. Nacke und F. Beneke (Hg.): Praxishandbuch Thermoprozesstechnik Band 2: Anlagen, Komponenten, Sicherheit. 2. Aufl. Essen: Vulkan Verlag, S. 43–80.

Kuder, R. (2013) Energieeffizienz in der Industrie. Modellgestützte Analyse des effizienten Energieeinsatzes in der EU-27 mit Fokus auf den Industriesektor. Dissertation. Universität Stuttgart, Stuttgart. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung.

Kurtzke, W.; Döth, B. (2010) Schmiede-Industrie 2.0. Im Sog der Weltwirtschaftskrise. 03/2010.

Kutsche, S. (2010) Abschlussbericht zum Projekt: „Energiereduzierung durch Optimierung und Einsatz neuer Prozessführender Komponenten an einer Erwärmungseinrichtung für Gesenkschmiedeteile“. Akz.: 26836-24/0 Burgstädt.

Landesprüfungsamt Niedersachsen (2011) Energiewirtschaftliche Begründung für den Neubau eines Industrie-Kraftwerkes am Standort Dow Deutschland Anlagengesellschaft mbH, Werk Stade.

Langer, M. (2011) Anlagen zum Erwärmen von Halbzeugen vor dem Walzen. In: H. Pfeifer, B. Nacke und F. Beneke (Hg.): Praxishandbuch Thermoprozesstechnik Band 2: Anlagen, Komponenten, Sicherheit. 2. Aufl. Essen: Vulkan Verlag, S. 214–228.

Langrock, T.; Achner, S.; Jungbluth, C.; Marambio, C.; Michels, A.; Weinhard, P. et al. (2019) Potentiale regelbarer Lasten in einem Energieversorgungssystem mit wachsendem Anteil erneuerbarer Energien. Hg. v. Umweltbundesamt (UBA) Dessau-Roßlau. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/potentiale-regelbarer-lasten-in-einem, zuletzt geprüft am 20.04.2021.

Larsen, M. E. (2011) Refrigeration: Theory, Technology, and Applications (Mechanical Engineering Theory and Applications). Unter Mitarbeit von Vasile Minea New York: Nova Science Publishers Incorporated. Online verfügbar unter https://www.researchgate.net/publication/289757334_Industrial_drying_heat_pumps.

Layer, G.; Matula, F.; Saller, A.; Rahn, R. (1999) Ermittlung von Energiekennzahlen für Anlagen, Herstellungsverfahren und Erzeugnisse. Zielsetzung, Durchführung, Methodik, Kennzahlen. Hg. v. Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. München (UBA-FB, UBA-FB-000037-2).

Lechner, S.; Egger, W. (2001) Steuerbarkeit der Reaktivität von Branntkalk im RCE-Schachtofen. In: *ZGK International* (54/5), S. 222–231. Online verfügbar unter https://www.tib.eu/de/suchen/id/tema%3ATEMA20010605110/Steuerbarkeit-der-Reaktivit%C3%A4t-von-Branntkalk-im/.

Lehmann, H. (2011) Rollenherdöfen für die Wärmebehandlung beim Presshärten. In: H. Pfeifer, B. Nacke und F. Beneke (Hg.): Praxishandbuch Thermoprozesstechnik Band 2: Anlagen, Komponenten, Sicherheit. 2. Aufl. Essen: Vulkan Verlag, S. 455–467.

Leicher, J.; Giese, A.; Tali, E.; Werschy, M.; Franke, S.; Krause, H. et al. (2013) Gasbeschaffenheitsänderungen: Auswirkungen auf industrielle Feuerungsprozesse und erste Lösungsansätze. In: J. Leicher, A. Giese und N. Burger (Hg.): Gasqualitäten im veränderten Energiemarkt: Herausforderungen und Chancen für die häusliche, gewerbliche und industrielle Anwendung. 1. Aufl.: Deutscher Industrie-Verlag, S. 433–454.

Leicher, J.; Nowakowski, T.; Giese, A.; Görner, K. (2017) Power-to-gas and the consequences: impact of higher hydrogen concentrations in natural gas on industrial combustion processes. In: *Energy Procedia* 120, S. 96–103. DOI: 10.1016/j.egypro.2017.07.157.

Leisin, M. (2020) Energiewende in der Industrie. Potenziale und Wechselwirkungen mit dem Energiesektor. Branchensteckbrief der Glasindustrie. Hg. v. Navigant Energy Germany GmbH.

Lemperle, M.; Rachner, H. (2011) Kupolofen. In: H. Pfeifer, B. Nacke und F. Beneke (Hg.): Praxishandbuch Thermoprozesstechnik Band 2: Anlagen, Komponenten, Sicherheit. 2. Aufl. Essen: Vulkan Verlag, S. 3–25.

Leube Baustoffe (2020) Brennvorgang - Enorme Temperaturen - gigantische Kräfte. Online verfügbar unter http://www.leube.at/qualitaet/zementproduktion/brennvorgang/, zuletzt geprüft am 13. 07 2020.

Liedtke, D. (2005a) Wärmebehandlung von Stahl – Härten, Anlassen, Vergüten, Bainitisieren. Merkblatt 450. Hg. v. Wirtschaftsvereinigung Stahl.

Liedtke, D. (2005b) Wärmebehandlung von Stahl - Nitrieren und Nitrocarburieren. Merkblatt 447. Hg. v. Stahl-Informations-Zentrum Düsseldorf. Online verfügbar unter https://www.stahl-online.de/wp-content/uploads/2019/04/MB447_Waermebehandlung_von_Stahl.pdf.

Liedtke, D. (2008) Einsatzhärten. Merkblatt 452. Hg. v. Wirtschaftsvereinigung Stahl.

Liedtke, D. (2018) Anlagentechnik. In: D. Liedtke (Hg.): Wärmebehandlung von Eisenwerkstoffen 2. 7. Aufl. Tübingen: expert verlag GmbH, S. 134–142.

Lord, M.; Jones, A.; Sharma, K. (2017) Zero Carbon Plan. Rethinking Cement. Hg. v. Beyond Zero Emissions Inc. Melbourne Victoria.

Loschen, R. (2016) Industrielles Last-Management. Die Aluminium Batterie. In: *e21.digital*: Mai 2016 (3), S. 10–11.

Lübbers, Sebastian; Wünsch, Marco; Lovis, Miriam; Wagner, Johannes; Sensfuß, Frank; Luderer, Gunnar; Bartels, Frederike (2022) Vergleich der "Big 5" Klimaneutralitätsszenarien. Ariadne Kopernikus Projekt. Online verfügbar unter https://ariadneprojekt.de/news/big5-szenarienvergleich/.

Lupi, S. (2017) Fundamentals of Electroheat. Electrical Technologies for Process Heating. 1. Aufl. Schweiz: Springer International Publishing.

Maerz Ofenbau AG (2016) HPS-Öfen für Mittel- und Hartbrand-Kalk. Online verfügbar unter https://www.maerz.com/de/portfolio/hps-oefen/, zuletzt aktualisiert am 09.05.2016, zuletzt geprüft am 23.04.2021.

Maerz Ofenbau AG (2019) Insight Lime - Newsletter of Maerz Ofenbau AG. Online verfügbar unter https://www.maerz.com/wp-content/newsletters/Maerz_Insight_Lime_2019_12.pdf.

Maerz Ofenbau AG (2023) Abbildungen Anlagen Kalkindustrie (intern): 2023.

Märtin, M.; Giese, A.; Fleischmann, B.; Wuthnow, H. (2014) Biogasbefeuerung in der Glasproduktion zur Reduzierung der CO_2-Emissionen-Untersuchungen der Auswirkungen auf die Glasqualität, das Feuerfestmaterial und die Schadstoffemissionen (BG-G). Abschlussbericht der Forschungsstelle(n) 1, GWI - Gas- und Wärme-Institut Essen e.V. 2, HVG - Hüttentechnische Vereinigung der deutschen Glasindustrie e.V. 3, FGF - Forschungsgemeinschaft Feuerfest e. V. zu dem über die AIF im Rahmen des Programms zur Förderung der Industriellen Gemeinschaftsforschung und -entwicklung (IGF) vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages geförderten Vorhaben IGF-Nr. 397 ZN. (Bewilligungszeitraum:

01.01.2012 - 31.12.2013). Hg. v. Gas-und Wärme-Institut Essen e.V., Hüttentechnische Vereinigung der Deutschen Glasindustrie e.V. und Forschungsgemeinschaft Feuerfest e.V. Essen.

Mascher, G. (2014) Dosenband im großen Stil. In: *HICON Journal* 23 (2), S. 12–13.

Meng, P. (2010) Solid-Solid Recuperation to Improve the Energy Efficiency of Tunnel Kilns. Dissertation. Otto-von-Guericke-Universität, Magdeburg. Fakultät für Verfahrens- und Systemtechnik.

Menzler, D. (2011a) Kammeröfen für Flachprodukte. In: H. Pfeifer, B. Nacke und F. Beneke (Hg.): Praxishandbuch Thermoprozesstechnik Band 2: Anlagen, Komponenten, Sicherheit. 2. Aufl. Essen: Vulkan Verlag, S. 481–485.

Menzler, D. (2011b) Tief- und Stoßöfen. In: H. Pfeifer, B. Nacke und F. Beneke (Hg.): Praxishandbuch Thermoprozesstechnik Band 2: Anlagen, Komponenten, Sicherheit. 2. Aufl. Essen: Vulkan Verlag, S. 265–270.

Meraner, C.; Li, T.; Ditaranto, M.; Løvås, T. (2019) Combustion and NO x Emission Characteristics of a Bluff Body Hydrogen Burner. In: *Energy Fuels* 33 (5), S. 4598–4610. DOI: 10.1021/acs.energyfuels.9b00313.

Merklein, M.; Lechler, J. (2006) Investigation of the thermo-mechanical properties of hot stamping steels. In: *Journal of Materials Processing Technology* 177 (1-3), S. 452–455. DOI: 10.1016/j.jmatprotec.2006.03.233.

Merklein, M.; Lechler, J.; Stoehr, T. (2008) Characterization of tribological and thermal properties of metallic coatings for hot stamping boron-manganese steels. Hg. v. Laboratory for Machine Tools and Manufacturing Engineering (EEΔM), Aristoteles University of Thessaloniki und Fraunhofer Project Center Coatings in Manufacturing (PCCM) Chalkidiki, Griechenland.

Meulemann, R. (2017) The efficient future for the glass industry is “all-electric”. Presented at: 14th International Seminar on Furnace Design. Hg. v. Eurotherm by Schneider Electric Vsetin.

Meyer, J.; Barzantny, K.; Bonczek, P.; König, E.; Meißner, R.; Niesen, C. et al. (2014) Steigerung der Ressourceneffizienz in der Ernährungswirtschaft. Studie. Hg. v. Ministerium für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz des Landes Nordrhein-Westfalen (MKULNV). Referat II A 6 - Agrarmarkt, Ernährungswirtschaft Düsseldorf.

Milchindustrie-Verband e.V. (MIV) (Hg.) (2019) Milchindustrie-Verband e.V. Beilage zum Geschäftsbericht 2018/2019. Zahlen – Daten – Fakten. Online verfügbar unter https://milchindustrie.de/wp-content/uploads/2019/09/ZahlenDatenFakten_2019.pdf.

Mineral Products Association; Cinar Ltd; VDZ gGmbH (2019) Options for switching UK cement production sites to near zero CO2 emission fuel. Technical and financial feasibility. Summary Report Feasibility Study for the Department for Business Energy and Industrial Strategy London.

Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen (MWIDE NRW) (Hg.) (2020) Wasserstoff Roadmap. Nordrhein-Westfalen. Online verfügbar unter file:///C:/Users/Jennifer/Downloads/MWIDE_BR_Wasserstoff-Roadmap-NRW_web.pdf, zuletzt geprüft am 27.04.2021.

Moya, J. A.; Pavel, C. C. (2018) Energy efficiency and GHG emissions. Prospective scenarios for the pulp and paper industry Luxembourg: Publications Office of the European Union (EUR, Scientific and technical research series, 29280).

Mühlbauer, A.; Baake, E. (Hg.) (1992) Industrielle Elektrowärmetechnik Essen: Vulkan-Verl.

Nabertherm (Hg.) (2021) Thermprozesstechnik. Öfen und Wärmebehandlungsanlagen für Glühen, Härten, Tempern, Umformen, Vorwärmen, Schmieden, Thermisches Reinigen, Vakuumtechnik, Pyrolyse, Löten, MIM, CIM, Entbindern, Sintern, Additive Manufacturing, 3D-Druck, Kunststoffe, Kautschuk, Silikon, Faserverbundwerkstoffe, GFK, CFK, Medizintechnik, AMS 2750 E, NADCAP, CQI-9, Energieeffizienzkonzepte. Online verfügbar unter https://www.nabertherm.de/produkte/thermprozesstechnik/thermalprocesstechnology_german.pdf, zuletzt geprüft am 03.03.2021.

Nacke, B.; Baake, E. (2018) Elektrothermische Verfahren. In: H. Pfeifer, B. Nacke und F. Beneke (Hg.): Praxishandbuch Thermoprozesstechnik Band 1: Grundlagen, Prozesse, Verfahren. 3. Aufl. Essen: Vulkan Verlag (Edition Prozesswärme), S. 286–360.

Neelis, M.; Patel, M.; Bach, P.; Blok, K. (2007) Analysis of energy use and carbon losses in the chemical industry. In: *Applied Energy* 84 (7-8), S. 853–862. DOI: 10.1016/j.apenergy.2007.01.015.

Nellissen, P. Wolf, S. (2015) Heat pumps in non-domestic applications in Europe. Potential for an energy revolution. Emerson Climate Technologies GmbH Brussels.

Nerreter, W. (2011) Grundlagen der Elektrotechnik. 2. Aufl. s.l.: Carl Hanser Fachbuchverlag. Online verfügbar unter http://www.hanser-elibrary.com/isbn/9783446423855.

Neumann, F. (1981) Technologie des Schmelzens für Eisen und Stahlguss: Hanser-Verlag.

Neumeister, J. (2007) CO_2-Prozessanalyse von Aluminium Walzprodukten und Ansätze für eine CO_2 arme Produktion. Dissertation. Ruhr- Universität Bochum, Bochum. Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiewirtschaft.

Neuwirth, M.; Fleiter, T. Hydrogen technologies for a CO_2-neutral chemical industry - a plant-specific bottom-up assessment of pathways to decarbonise the German chemical industry. In: eceee Industrial Summer Study proceedings 2020, S. 487–497.

Nielsen, H. (Hg.) (1975) Aluminium-Taschenbuch. Aluminium-Zentrale. 13. Aufl. Düsseldorf: Aluminium-Verl.

Nieuwlaar, E.; Roes, A. L.; Patel, M. K. (2016) Final Energy Requirements of Steam for Use in Environmental Life Cycle Assessment. In: *Journal of Industrial Ecology* 20 (4), S. 828–836. DOI: 10.1111/jiec.12300.

Nikolaus SORG GmbH & Co. KG (2020) It's time for a clean start. Introducing CLEAN Melter®The world’s first hybrid glass furnace. Online verfügbar unter https://sustainablemelting.sorg.de/hybrid-melting/, zuletzt geprüft am 27.12.2020.

DIN EN 10085:2001-07 Nitrierstähle Technische Lieferbedingungen Berlin: Beuth Verlag GmbH.

Noatnick, B. (2018) Umwelterklärung Daten und Fakten 2018. BASF Schwarzheide GmbH. Hg. v. BASF Schwarzheide GmbH. Schwarzheide.

Nölle, G. (1997) Technik der Glasherstellung. 3. Aufl. Weinheim: Wiley-VCH.

Odenthal, H.-J.; Hornig, K.; Pfeifer, H.; Berns, K. (2003) DPIV-Messungen am Kaltmodell eines Schwebebandofens für die Herstellung von NE-Metallband. In: *GASWÄRME International* 2003 (5). Online verfügbar unter https://www.researchgate.net/profile/Hans-Juergen-Odenthal-2/publication/279259816_Stromungssimulation_eines_Schwebebandofens_fur_NE-Metallbander/links/5594ed9e08ae21086d1efa51/Stroemungssimulation-eines-Schwebebandofens-fuer-NE-Metallbaender.pdf.

Oesterwind, N. (2019) Die Top 10: Deutschlands größte Chemieparks und -standorte. Hg. v. Vogel Communications Group GmbH & Co. KG. Process Chemie Pharma Verfahrenstechnik Würzburg. Online verfügbar unter https://www.process.vogel.de/die-top-10-deutschlands-groesste-chemieparks-und-standorte-gal-866623/, zuletzt aktualisiert am 22.01.2021, zuletzt geprüft am 22.01.2021.

Ostermann, F. (2014) Anwendungstechnologie Aluminium. 3. Aufl. Berlin: Springer Vieweg (VDI-Buch).

Otto Junker GmbH Rollenherdöfen zum Glühen von Kupfer und Kupferlegierungen. Online verfügbar unter https://www.otto-junker.com/de/produkte-technologien/anlagen-fuer-kupfer-und-kupferlegierungen/strangpress-und-Ziehwerke/rollenherdoefen-zum-gluehen-von-kupfer-und-kupferlegierungen/, zuletzt geprüft am 05.03.2021.

Otto Junker GmbH (2022) Mittelfrequenz-Induktionstiegelöfen. Online verfügbar unter https://www.otto-junker.com/de/produkte-technologien/anlagen-fuer-aluminium-und-aluminiumlegierungen/giesserei_und_casthouse/mittelfrequenz-induktions-tiegeloefen/, zuletzt geprüft am 01.02.2022.

OWI Science for Fuels gGmbH - An-Institut der RWTH Aachen (2021a) Entwicklung eines FLOX-Brenners für flüssige Brennstoffe Herzogenrath. Online verfügbar unter https://www.owi-aachen.de/forschung-entwicklung/hochtemperaturtechnik/projekte-hochtemperaturtechnik/entwicklung-eines-flox-brenners-fuer-fluessige-brennstoffe/, zuletzt aktualisiert am 24.06.2021.

OWI Science for Fuels gGmbH - An-Institut der RWTH Aachen (2021b) Entwicklung eines Kombi-Biobrennstoffbrenners zur Erzeugung industrieller Prozesswärme Herzogenrath. Online verfügbar unter https://www.owi-aachen.de/forschung-entwicklung/hochtemperaturtechnik/projekte-hochtemperaturtechnik/entwicklung-eines-kombi-biobrennstoffbrenners/, zuletzt aktualisiert am 24.06.2021.

OWI Science for Fuels gGmbH - An-Institut der RWTH Aachen (2021c) InteBRA. Integrales Mehrstoffbrennersystem zur Erzeugung industrieller Prozesswärme aus flüssigen und gasförmigen Ersatzbrennstoffen – Integration eines Vorverdampfungskonzeptes für flüssige Bio-brenn-, Rest- und Abfallstoffe Herzogenrath. Online verfügbar unter https://www.owi-aachen.de/forschung-entwicklung/hochtemperaturtechnik/projekte-hochtemperaturtechnik/intebra/, zuletzt aktualisiert am 24.06.2021.

PARAT Halvorsen AS (Hg.) Parat Elektrodenkessel. Referenzen. Online verfügbar unter https://www.parat.no/de/referenzen/parat-elektrodenkessel/, zuletzt geprüft am 25.03.2021.

PARAT Halvorsen AS (Hg.) (2021) Hochspannungs Elektrodenkessel. POWER to HEAT für Dampf und Heißwasser Flekkefjord.

Paschotta, R. (2013) Schweröl. Online verfügbar unter https://www.energie-lexikon.info/schweroel.html, zuletzt aktualisiert am 05.02.2021, zuletzt geprüft am 28.04.2021.

Peña, J. L. J.; Dischinger, N.; Keim, E.; te Nijenhuis, J. W.; Volkert, J.; Müller, K. (2016) Entwicklung eines skalierbaren Brenners zum Betrieb mit reinem Wasserstoff. In: *Chemie Ingenieur Technik* 88 (10), S. 1508–1512. DOI: 10.1002/cite.201600002.

Peschka, W. (1989) Techniken zur energetischen Verwendung von Wasserstoff. In: C.-J. Winter und J. Nitsch (Hg.): Wasserstoff als Energieträger. Technik, Systeme, Wirtschaft. 2. Aufl.: Springer Berlin Heidelberg.

Pfeifer, H. (2010) Brennstoffe und Verbrennung. In: H. Pfeifer, B. Nacke und F. Beneke (Hg.): Praxishandbuch Thermoprozesstechnik Band 1: Grundlagen, Prozesse, Verfahren. 2. Aufl. Essen: Vulkan Verlag, S. 210–250.

Pfeifer, H.; Baake, E. (2010) Energiebilanz von Industrieöfen und Energieeffizienz. In: H. Pfeifer, B. Nacke und F. Beneke (Hg.): Praxishandbuch Thermoprozesstechnik Band 1: Grundlagen, Prozesse, Verfahren. 2. Aufl. Essen: Vulkan Verlag, S. 332–378.

Pfeifer, H.; Högner W.; Fredriksson, P.; Scheéle, J. von; Rainhard, P. (2009) Energieeffizienz und Minderung des CO_2-Ausstoßes durch Sauerstoffverbrennung. In: *Stahl und Eisen* 129 (8).

Pfeifer, H.; Nacke, B.; Beneke, F. (Hg.) (2010) Praxishandbuch Thermoprozesstechnik Band 1: Grundlagen, Prozesse, Verfahren. 2. Aufl. Essen: Vulkan Verlag.

Pfeifer, H.; Nacke, B.; Beneke, F. (2011a) Durchlauföfen für Flachprodukte. In: H. Pfeifer, B. Nacke und F. Beneke (Hg.): Praxishandbuch Thermoprozesstechnik Band 2: Anlagen, Komponenten, Sicherheit. 2. Aufl. Essen: Vulkan Verlag, S. 485–492.

Pfeifer, H.; Nacke, B.; Beneke, F. (2011b) Durchlauföfen für Langprodukte. In: H. Pfeifer, B. Nacke und F. Beneke (Hg.): Praxishandbuch Thermoprozesstechnik Band 2: Anlagen, Komponenten, Sicherheit. 2. Aufl. Essen: Vulkan Verlag, S. 492–496.

Pfeifer, H.; Nacke, B.; Beneke, F. (Hg.) (2011c) Praxishandbuch Thermoprozesstechnik Band 2: Anlagen, Komponenten, Sicherheit. 2. Aufl. Essen: Vulkan Verlag.

Pfeifer, H.; Nacke, B.; Beneke, F. (Hg.) (2018a) Praxishandbuch Thermoprozesstechnik Band 1: Grundlagen, Prozesse, Verfahren. 3. Aufl. Essen: Vulkan Verlag (Edition Prozesswärme).

Pfeifer, H.; Schwotzer, C.; Schmitz, N. (2018b) Gasförmige Brennstoffe und Verbrennung. In: H. Pfeifer, B. Nacke und F. Beneke (Hg.): Praxishandbuch Thermoprozesstechnik Band 1: Grundlagen, Prozesse, Verfahren. 3. Aufl. Essen: Vulkan Verlag (Edition Prozesswärme), S. 225–267.

Pitschak, B.; Mergel, J.; Müller, M. (2017) Elektrolyse-Verfahren. In: J. Töpler und J. Lehmann (Hg.): Wasserstoff und Brennstoffzelle. Technologien und Marktperspektiven. Unter Mitarbeit von Ernst Ulrich von Weizsäcker. 2. Aufl. Berlin: Springer Vieweg, S. 207–228.

ProBas Datenbank des Umweltbundesamtes (Hg.) (2020) Prozessorientierte Basisdaten für Umweltmanagement-Instrumente. Datensatz "Steine-ErdenZement-Klinker-DE-2020". Online verfügbar unter https://www.probas.umweltbundesamt.de/php/index.php.

Prognos AG (2014) Potenzial- und Kosten-Nutzen-Analyse zu den Einsatzmöglichkeiten von Kraft-Wärme-Kopplung (Umsetzung der EU-Energieeffizienzrichtlinie) sowie Evaluierung des KWKG im Jahr 2014. Endbericht zum Projekt I C 4 - 42/13. Unter Mitarbeit von Marco Wünsch, Bernd Eikmeier, Eberhard Jochem und Markus Gailfuß. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Prognos AG; Fraunhofer IFAM; IREES; BHKW-Consult Berlin. Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/151221%20Mitteilung%20an%20KOM%20EED%20KWK%20Anlage%20Analyse.pdf, zuletzt geprüft am 25.11.2020.

Prognos AG (2019) EVALUIERUNG DER KRAFT-WÄRME-KOPPLUNG. Analysen zur Entwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung in einem Energiesystem mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Unter Mitarbeit von Marco Wünsch, Bernd Eikmeier, Sabine Gores, Markus Gailfuß und Oliver Antoni. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Prognos AG, Fraunhofer IFAM, Öko-Insitut e.V, BHKW-Consult, Stiftung Umweltenergierecht Berlin. Online verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/evaluierung-der-kraft-waerme-kopplung.pdf?__blob=publicationFile&v=6, zuletzt geprüft am 25.11.2020.

Project LEILAC (2017) Public LEILAC FEED Summary Report. Low Emission Intensity Lime and Cement project.

Publications Office of the European Union (Hg.) (2019) Hydrogen Roadmap Europe. A Sustainable Pathway for the European Energy Transition Luxembourg.

Purr, Katja; Osiek, Dirk; Lange, Martin; Adlunger, Kirsten (2016) Integration von Power to Gas/Power to Liquid in den laufenden Transformationsprozess. Position. Hg. v. Umweltbundesamt (UBA). Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1/publikationen/position_power_to_gas-power_to_liquid_web.pdf.

PyroGenesis Canada Inc. (2022) High Powered Plasma Torch (APT-HP) https://www.pyrogenesis.com/products-services/plasma-torches/apt-hp/. Online verfügbar unter https://www.pyrogenesis.com/products-services/plasma-torches/apt-hp/.

Quaschning, V. (2019) Regenerative Energiesysteme. Technologie – Berechnung – Klimaschutz. 10. Aufl. München: Hanser.

Quicker, P.; Weber, K. (Hg.) (2017) Biokohle. Herstellung, Eigenschaften und Verwendung von Biomassekarbonisaten Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden. Online verfügbar unter https://ebookcentral.proquest.com/lib/gbv/detail.action?docID=4812023.

Radgen, P.; Leisin, M.; Flatau, R.; Aydemir, A.; Fritz, M.; Neusel, L.; Arens, M. (2020) Exergie und Wirtschaft. Untersuchung der Transformationspfade von Hauptprozessen in der deutschen Wirtschaft mit dem Ziel der Dekarbonisierung auf der Grundlage von exergetischen Analysen und Untersuchung der Auswirkungen möglicher Veränderungen auf den Schutz der natürlichen Ressourcen und der natürlichen Umwelt. Hg. v. Umweltbundesamt. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart; Fraunhofer Institut für System und Innovationsforschung, Karlsruhe Dessau-Roßlau.

Raick, J. M.; Chalh-Andreas, B. (2011) Feuerverzinkungsanlagen. In: H. Pfeifer, B. Nacke und F. Beneke (Hg.): Praxishandbuch Thermoprozesstechnik Band 2: Anlagen, Komponenten, Sicherheit. 2. Aufl. Essen: Vulkan Verlag, S. 642–651.

Rao, L.; Rivard, F.; Carabin, P. (2013) Thermal Plasma Torches for Metallurgical Applications. In: T. Jiang, J.-Y. Hwang, P. J. Mackey, O. Yucel und G. Zhou (Hg.): 4th International Symposium on High-Temperature Metallurgical Processing. Hoboken, NJ, USA: John Wiley & Sons, Inc, S. 57–65.

Redemann, T. (2019) Entwicklung innovativer Tunnelofenkonzepte zum Brennen von keramischem Gut anhand eines mathematischen Prozessmodells. Dissertation. Otto-von-Guericke-Universität, Magdeburg. Fakultät für Verfahrens- und Systemtechnik.

REFHYNE (2021) REFHYNE. Clean Refinery Hydrogen for Europe. Online verfügbar unter https://refhyne.eu/de/homepage-2/, zuletzt aktualisiert am 23.03.2021, zuletzt geprüft am 23.03.2021.

Rehfeldt, Matthias; Fleiter, Tobias; Worrell, Ernst (2018) Inter-fuel substitution in European industry: A random utility approach on industrial heat demand. In: *Journal of Cleaner Production* 187, S. 98–110. DOI: 10.1016/j.jclepro.2018.03.179.

Reynolds, A. (2018) Electric Boosting and Melting Technology. Overview of developments and current work programs at FSL. Hg. v. Glassman. Online verfügbar unter https://www.glassmanevents.com/content-images/speakers/Andy-Reynolds-Fives.pdf.

Richter, F. (2015) Die physikalischen Eigenschaften der Stähle. „Das 100 - Stähle - Programm“ Teil I: Tafeln und Bilder Mülheim a.d. Ruhr.

Rönsch, C.; Sauter, P.; Bienert, K.; Schmidt-Baum, T.; Thrän, D. (2015) Biomasse zur Wärmeerzeugung – Methoden zur Quantifizierung des Brennstoffeinsatzes. DBFZ Report Nr. 24. Hg. v. DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH Leipzig.

Rudnev, V.; Loveless, D.; Cook, R. L. (2017) Handbook of Induction Heating. 2. Aufl.: Taylor & Francis Group.

RWE Energie AG (Hg.) GuD-Anlage Ludwigshafen. Neue Wege in der energiewirtschaftlichen Zusammenarbeit. RWE Energie Essen, zuletzt geprüft am 19.11.2021.

Sahm, P.; Moeinipour, K.; Zimmermann, G.; Laakmann, J.; Wan, G.; Ma, D. et al. (1998) Gießereikunde: G.d. RWTH, Editor.

Sandberg, E. (2020) A scenario analysis of furnace heating technologies in the iron and steel industry,. Hg. v. Luleå University of Technology, Department of Engineering Science and Mathematics.

Sattler, G.; Schibel, T. (2011) Planungshandbuch. Dampfkessel. Online verfügbar unter https://www.viessmann.de/content/dam/vi-brands/DE/PDF/Planungshandbuch/ph-dampfkessel.pdf/_jcr_content/renditions/original.media_file.download_attachment.file/ph-dampfkessel.pdf.

Scalet, B. M.; Roudier, S.; Garcia M., Marcos; D.; Sancho, L.; Sissa, A. Q. (2013) Best Available Techniques (BAT) Reference Document for the Manufacture of Glass. Industrial Emissions Directive 2010/75/EU (Integrated Pollution Prevention and Control) Luxemburg: Publications Office of the European Union (25786).

Schaeffer, H. A.; Langfeld, R. (2020) Herstellung – Schmelzen und Formgebung von Glas. In: H. A. Schaeffer und R. Langfeld (Hg.): Werkstoff Glas, Bd. 12. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg (Technik im Fokus), S. 151–197.

Schéele, J. v.; Gartz, M.; Paul, R.; Lantz, M. T.; Riegert, J. P.; Söderlund, S. (2008) Flameless oxyfuel combustion for increased production and reduced CO_2 and NOx emissions. Flammenlose Oxyfuel-Verbrennung steigert Produktion und reduziert CO_2- und NOx-Emissionen. In: *Stahl und Eisen* 128 (7), S. 35–42.

Schiele & Schön GmbH (Hg.) (2021) Gießerei-Lexikon. Wärmebehandlung. Online verfügbar unter https://www.next-foundry.com/giesserei-lexikon/glossar/waermebehandlung, zuletzt geprüft am 07.09.2020.

Schiele & Schön GmbH (Hg.) (2022) Gießerei Lexikon. Wasserstofflöslichkeit. Online verfügbar unter https://www.giessereilexikon.com/giesserei-lexikon/Encyclopedia/show/wasserstoffloeslichkeit-725/?cHash=ce065af12f6483f1eda421593de968c4, zuletzt geprüft am 03.03.2022.

Schiffer, Z. J.; Manthiram, K. (2017) Electrification and Decarbonization of the Chemical Industry. In: *Joule* 1 (1), S. 10–14. DOI: 10.1016/j.joule.2017.07.008.

Schimmel, M. (2019) Energiewende in der Industrie Potenziale und Wechselwirkungen mit dem Energiesektor. Branchensteckbrief der Grundstoffchemie. Online verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/E/energiewende-in-der-industrie-ap2a-branchensteckbrief-chemie.pdf?__blob=publicationFile&v=4, zuletzt geprüft am 30.09.2020.

Schlemme, J.; Schimmel, M.; Achtelik, C. (2019) Energiewende in der Industrie. Potenziale und Wechselwirkungen mit dem Energiesektor. Branchensteckbrief der Eisen- und Stahlindustrie. Hg. v. Navigant Energy Germany GmbH.

Schlesinger, M.; Hofer, P.; Kemmler, A.; Kirchner, A.; Koziel, S.; Ley, A., Piegsa, A. (2014) Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose. Projekt Nr. 57/12 Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie. Prognos AG, EWI - Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung mbH (GWS) Basel/Köln/Osnabrück.

Schlesinger, M. E.; King, Matthew J.; Sole, K. C.; Davenport, W. G. I. (2011) Extractive Metallurgy of Copper. 5. Aufl. Amsterdam: Elsevier. Online verfügbar unter http://site.ebrary.com/lib/alltitles/docDetail.action?docID=10483454.

Schlosser, F.; Jesper, M.; Vogelsang, J.; Walmsley, T. G.; Arpagaus, C.; Hesselbach, J. (2020) Large-scale heat pumps: Applications, performance, economic feasibility and industrial integration. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 133, S. 110219. DOI: 10.1016/j.rser.2020.110219.

Schmid, C.; Brakhage, A.; Radgen, Peter; Layer, G.; Arndt, U.; Carter, J. et al. (2003) Möglichkeiten, Potenziale, Hemmnisse und Instrumente zur Senkung des Energieverbrauchs branchenübergreifender Techniken in den Bereichen Industrie und Kleinverbrauch. Fraunhofer-Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung -ISI-; Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. Karlsruhe. Online verfügbar unter http://publica.fraunhofer.de/documents/N-48964.html.

Schmidt et al., R. (2004) Weiterentwicklung und Betriebseinführung von Verfahren zur Umweltentlastung am Beispiel Schmiedeöfen durch Einsatz neuartiger Beheizungs-und Prozesstechnologien bei Hochtemperatur. Abschlussbericht über ein Forschungsvorhaben gefördert von der Deutschen Bundesstiftung Umwelt Förderkennzeichen 14292. Hg. v. Betriebsforschungsinstitut (BFI) und VDEh-Institut für angewandte Forschung GmbH Wiehl/Düsseldorf.

Schmitt, S.; Wachter, G. (2020) Oxy-Fuel Beheizung von Glasschmelzanlagen. In: Hüttentechnische Vereinigung (Hg.): Energiekennzahlen der Glasindustrie. HVG-Fortbildungskurs 2020 - Energieeinsatz in der Glasindustrie, 23.-24.11.2020. online: Verlag der Deutschen Glastechnischen Gesellschaft e.V., S. 122–140.

Schmitz, N. (2019) Schematischer Aufbau einer Warmbreitbandstraße (eigene Darstellung), Institut für Industrieofenbau und Wärmetechnik, RWTH Aachen University Aachen.

Schneider, V.; van der Meer, R.; Hammes, J. (2016) Wasserstoff als Brennstoff in der Zementherstellung. Angemeldet durch Heidelberg Cement AG am 21.01.2016. Veröffentlichungsnr: EP 3 196 177 A1.

Schönfelder, M. (2020) GreenGasReady. Hg. v. WS Wärmeprozesstechnik GmbH. Online verfügbar unter https://flox.com/documents/22_GreenGasReady.pdf, zuletzt geprüft am 23.03.2021.

Schorcht, F.; Kourti, I.; Scalet, B. M.; Roudier, S.; Delgado Sancho, L. (2013) Best available techniques (BAT) reference document for the production of cement, lime and magnesium oxide. Industrial Emissions Directive 2010/75/EU (integrated pollution prevention and control) Luxembourg: Publications Office (EUR, Scientific and

technical research series, 26129). Online verfügbar unter https://eippcb.jrc.ec.europa.eu/sites/default/files/2019-11/CLM_Published_def_0.pdf.

Schröder, D. (2018) Möglichkeiten des Energieeintrags in Industrieöfen, voll- und teilhybride Anlagenkonzepte. LOI Thermoprocess GmbH. 1. Fachworkshop zum Innovationsforum Hybrid-Heating Aachen: 05.12.2018.

Schulten, M.; Echterhof, T. (2017) Industrielle Anwendungen. In: P. Quicker und K. Weber (Hg.): Biokohle. Herstellung, Eigenschaften und Verwendung von Biomassekarbonisaten. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, S. 254–284.

Schütt, W. (2009) Jet-Heating-Durchlauföfen für die Erwärmung und Wärmebehandlung von Schmiede- und Gussteilen aus Aluminium sowie Stahlbauteilen bis 800 °C. In: *GASWÄRME International* 58 (Sonderheft Energieeffizienz), S. 1–4.

Schwäbische Härtetechnik Ulm GmbH & Co. KG (Hg.) (2019) Umwelterklärung 2019. Online verfügbar unter https://www.shu-ulm-data.de/uploads/download/SHU-Umwelterklaerung_2019.pdf.

Schwäbische Härtetetechnik Ulm GmbH & Co KG (2021) Foto: 2021.

schwartz GmbH (Hg.) (2021). Online verfügbar unter https://schwartz-wba.com/, zuletzt geprüft am 03.05.2021.

Schwenzfeier, W.; Pawelski, O. (1963) Kraft und Arbeitsbedarf an einer kontinuierlichen Feinstahlstraße. In: *Stahl und Eisen* 83 (24), 1553–1561.

Schwich, H.; Engineer, S.; Prahl, U. (2017) Herstellung und Lieferformen von Stahl. In: W. Bleck und E. Moeller (Hg.): Handbuch Stahl. München: Carl Hanser Verlag GmbH & Co. KG, S. 77–102.

Sellner, J.; Dow Deutschland Anlagengesellschaft mbH Integriertes Energiekonzept im Werk Stade. Online verfügbar unter http://storage.dow.com.edgesuite.net/dow.com/deutschland/unternehmen/19379_PSP_Energie_V17b.pdf, zuletzt geprüft am 17.03.2021.

Severin, F. (2014) Massiver Leichtbau. Potenziale massivumgeformter Komponenten. Hg. v. Industrieverband Massivumformung e. V. Hagen.

Seydenschwanz, G. (2011) Elektrisch widerstandsbeheizte Tiegelöfen. In: H. Pfeifer, B. Nacke und F. Beneke (Hg.): Praxishandbuch Thermoprozesstechnik Band 2: Anlagen, Komponenten, Sicherheit. 2. Aufl. Essen: Vulkan Verlag, S. 128–136.

Silva, M.; Specht, E.; Schmidt, J. (2010) Thermophysical properties of limestone as a function of origin (Part 2): Calcination enthalpy and equilibrium temperature. Institute of Fluid Dynamics and Thermodynamics, Otto-von-Guericke University, Magdeburg. In: *ZKG Cement Lime Gypsum* (06/2010), S. 51–57.

Sjöberg, G.; Lundström, A. (1992) Channel furnace for melting used beverage cans. In: *Aluminium* 68 (7), 576-579.

SKW Stickstoffwerke Piesteritz GmbH (Hg.) (2018) Umwelterklärung 2018 der Standorte Piesteritz und Cunnersdorf. SKW Stickstoffwerke Piesteritz GmbH Lutherstadt Wittenberg. Online verfügbar unter https://www.skwp.de/fileadmin/content/05_mediacenter/broschueren/umwelterklaerung/2018_Umwelterklaerung_web.pdf, zuletzt geprüft am 17.03.2021.

SMS Elotherm GmbH (Hg.) (2021) ELO-FORGE. Online verfügbar unter https://www.sms-elotherm.com/induktives-erwaermen/bloecke/, zuletzt geprüft am 09.12.2022.

SMS group GmbH Geschäftsbericht 2013. Online verfügbar unter http://www.sms-siemag.com/download/GB_2013_DE.pdf, zuletzt geprüft am 08.02.2021.

SMS group GmbH (2011) Geschäftsbericht 2011. Hg. v. SMS group GmbH.

SMS group GmbH (2019) Ma'aden-Alcoa 3: Aluminium-Glüh-und Beschichtungslinie für Automobil-Qualitäten. In: *Newsletter der SMS group* 19 (2), S. 19.

SMS Meer GmbH (Hg.) Die modernste Drahtstrasse der Welt. ArcelorMittal Duisburg, zuletzt geprüft am 19.11.2021.

Southwire Company, L. L.C. (Hg.) (2020) Southwire Continous Rod. Online verfügbar unter https://www.southwire.com/scr-technologies/scr-copper-rod-systems.

Specht, E. (2014) Wärme- und Stoffübertragung in der Thermoprozesstechnik. Grundlagen, Berechnungen, Prozesse. 1. Aufl. Essen: Vulkan-Verlag (Edition GWI - EWI International).

Specker, A. (2009) Untersuchungen zum gratlosen Gesenkschmieden von Kurbelwellen. Dissertation. Gottfried Wilhelm Leibniz Universität Hannover, Hannover. Fakultät für Maschinenbau.

Spenlé, E. (1959) Betriebserfahrungen und Erkenntnisse an einer Warmbreitbandstraße und einem Kaltbandwerk Duisburg-Hamborn (Stahl und Eisen 79, 10).

Sprung, C. (2011) Hubherdöfen für Kupferbrammen. In: H. Pfeifer, B. Nacke und F. Beneke (Hg.): Praxishandbuch Thermoprozesstechnik Band 2: Anlagen, Komponenten, Sicherheit. 2. Aufl. Essen: Vulkan Verlag, S. 259–265.

Staiger, R.; Tanțău, A. (2020) Geschäftsmodellkonzepte mit grünem Wasserstoff Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden.

Statistisches Bundesamt (Hg.) (2008) Klassifikation der Wirtschaftszweige. Mit Erläuterungen Wiesbaden.

Statistisches Bundesamt (2019) Qualitätsbericht. Jahreserhebung über die Elektrizitäts und Wärmeerzeugung im Verarbeitenden Gewerbe, im Bergbau und in der Gewinnung von Steinen und Erden.

Statistisches Bundesamt (2020) Produzierendes Gewerbe. Stromerzeugungsanlagen der Betriebe im Verarbeitenden Gewerbe sowie im Bergbau und in der Gewinnung von Steinen und Erden 2019. Online verfügbar unter https://www.destatis.de/DE/Themen/Branchen-Unternehmen/Energie/Erzeugung/Publikationen/Downloads-Erzeugung/stromerzeugungsanlagen-2040640187004.pdf?__blob=publicationFile.

Statistisches Bundesamt (Destatis) (Hg.) (2008) Klassifikation der Wirtschaftszweige. Mit Erläuterungen. Online verfügbar unter https://www.destatis.de/static/DE/dokumente/klassifikation-wz-2008-3100100089004.pdf, zuletzt aktualisiert am 12.2008, zuletzt geprüft am 14.04.2020.

Statistisches Bundesamt (Destatis) (Hg.) (2017) Erhebung über die Energieverwendung der Betriebe des Verarb. Gewerbes sowie des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden. Tabelle MVP: Energieverbrauch 1) in 1000 MJ (einschl. nichtenergetischen Verbrauch 2)) nach Wirtschaftszweigen.

Statistisches Bundesamt (Destatis) (Hg.) (2019a) Produktionserhebung 2019 quartalsweise. Online verfügbar unter https://www.destatis.de/DE/Home/_inhalt.html, zuletzt geprüft am 01.01.2021.

Statistisches Bundesamt (Destatis) (Hg.) (2019b) Produzierendes Gewerbe. Produktion des Verarbeitenden Gewerbes sowie des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden (Fachserie 4 Reihe 3.1). Online verfügbar unter https://www.destatis.de/DE/Themen/Branchen-Unternehmen/Industrie-Verarbeitendes-Gewerbe/Publikationen/Downloads-Konjunktur/produktion-vierteljahr-2040310183244.pdf?__blob=publicationFile, zuletzt geprüft am 14.09.21.

Statistisches Bundesamt (Destatis) (Hg.) (2020a) Produktionswert, -menge, -gewicht und Unternehmen der Vierteljährlichen Produktionserhebung: Deutschland, Jahre, Güterverzeichnis. Vierteljährliche Produktionserhebung im Verarbeitenden Gewerbe (42131-0003). Online verfügbar unter https://www-genesis.destatis.de/genesis//online?operation=table&code=42131-0003&bypass=true&levelindex=0&levelid=1611751053035#abreadcrumb.

Statistisches Bundesamt (Destatis) (Hg.) (2020b) Produzierendes Gewerbe. Beschäftigte, Umsatz und Investitionen des Verarbeitenden Gewerbes sowie des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden (Fachserie 4 Reihe 4.2.1). Online verfügbar unter https://www.destatis.de/DE/Themen/Branchen-Unternehmen/Industrie-Verarbeitendes-Gewerbe/Publikationen/Downloads-Struktur/beschaeftigte-umsatz-investitionen-2040421197004.pdf?__blob=publicationFile, zuletzt geprüft am 14.09.21.

Steinmetzger, T.; Borowycz, M.; Freitas da Rocha, S. H.; Radebach, D.; Billasch, J. (2019) Biokohle als Aufkohlungsmittel zur Verbesserung der CO_2-Bilanz in Gießereien. DGMK-Fachbereichstagung: Thermochemische Konversion – Schlüsselbaustein für zukünftige Energie- und Rohstoffsysteme Dresden: 23.05.2019.

Stephan, W.; Zitzmann, K.; Pröbstle, G.; Kapischke, J. (2005) Effiziente Energieverwendung in der Industrie - Teilprojekt "Metallschmelzbetriebe". Effiziente Energienutzung in Nicht-Eisen-Metall-Schmelzbetrieben. Hg. v. Bayerisches Landesamt für Umweltschutz Augsburg.

Steurer, M. (2017) Analyse von Demand Side Integration im Hinblick auf eine effiziente und umweltfreundliche Energieversorgung. Dissertation. Universität Stuttgart, Stuttgart. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung.

Stork, M. (2014) A Competitive and Efficient Lime Industry. Cornersone for a Sustainable Europe. Technical Report, zuletzt geprüft am 20.10.2020.

Stormont, R. (2010) Electric melting and boosting for glass quality improvement. In the first part of his article, Richard Stormont looks at how electric boosting can help improve the quality of glass being produced. Hg. v. Glass Wordlwide.

Stratmann, C.; Busch, M. (2020) Konzepte für den Einsatz von Wasserstoff im Kupolofen. BDG-Fachausschuss „Eisenguss“. Bundesverband der Deutschen Gießerei-Industrie e.V. Düsseldorf: 09.09.2020.

Suhr, M.; Klein, G.; Kourti, I.; Rodrigo Gonzalo, M.; Giner Santonja, G.; Roudier, S.; Delgado Sancho, L. (2015) Best Available Techniques (BAT) reference document for the production of pulp, paper and board Luxembourg: Publications Office (EUR, Scientific and technical research series, 27235).

Svehla, J.; Krutzler, T.; Schindler, I. (2012) Stand der Technik der österreichischen Gießereien. Gesetzliche Rahmenbedingungen, technische Möglichkeiten und Gießereibetriebe in Österreich Wien: Umweltbundesamt GmbH.

SWM Infrastruktur GmbH und Co. KG und SWM Infrastruktur Region GmbH (Hg.) (2020) Erdgasbeschaffenheit: Jahresmittel für 2019. Erdgasnetz der SWM Infrastruktur GmbH und Co. KG und SWM Infrastruktur Region GmbH. Online verfügbar unter https://www.swm-infrastruktur.de/dam/swm-infrastruktur/dokumente/gas/netzstrukturdaten/erdgasbeschaffenheit-jahresmittel-2019.pdf, zuletzt geprüft am 28.04.2021.

Szednyj, I.; Brandhuber, D. (2007) Stand der Technik zur Kalk-, Gips- und Magnesiaherstellung. Beschreibung von Anlagen in Österreich (Report / Umweltbundesamt). Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.at/fileadmin/site/publikationen/REP0128.pdf.

Tanneberger, T. (2020) Investigation of Zero-Emission Hydrogen Oxyfuel Flames. Dissertation. Technische Universität Berlin, Berlin. Fakultät V - Verkehrs- und Maschinensysteme.

Taylor, P. R.; Pirzada, S. A. (1994) Thermal plasma processing of materials: A review. In: *Adv Perform Mater* 1 (1), S. 35–50. DOI: 10.1007/BF00705312.

Technische Regel G 260 (A) Technische Regel - Arbeitsblatt DVGW G 260 (A) Bonn: DVGW Bonn.

Telle, R.; Salmang, H.; Scholze, H. (Hg.) (2007) Keramik. Mit 551 Abbildungen und 132 Tabellen. 7. Aufl. Berlin: Springer.

tenova LOI THERMPROCESS (2021) Aluminium Thermprozesse. Für optimierte Materialeigenschaften. Online verfügbar unter https://www.loi.tenova.com/fileadmin/user_upload/loi_news/Alu_prospekt_DE.pdf, zuletzt geprüft am 23.03.2021.

Terziakin, M. (2000) Instant heating process with electrical current apllication to the workpiece for high strength metal forming. Veröffentlichungsnr: PCT Pub. No.: WO00/74441.

The Boston Consulting Group (Hg.) (2013) CO_2-Bilanz Stahl. Ein Beitrag zum Klimaschutz. Online verfügbar unter https://www.stahl-online.de/wp-content/uploads/2013/09/Report-CO2-Bilanz-Stahl_20100226_adjusted-final.v21.pdf.

Thyssenkrupp Rasselstein Gmbh (Hg.) Weg der Produktion - Process Routes - Packaging Steel. Online verfügbar unter https://www.thyssenkrupp-steel.com/media/content_1/publikationen/packaging_steel_1/wege_der_produktion_process_routes_thyssenkrupp_packaging_steel.pdf, zuletzt geprüft am 12.01.2021.

Toyota Deutschland GmbH (Hg.) (2018) TOYOTA entwickelt weltweit ersten Wasserstoffbrenner für Industrie. Neue Struktur verbessert Verbrennung und Umweltverträglichkeit. Online verfügbar unter https://www.toyota-media.de/blog/unternehmen/artikel/toyota-entwickelt-weltweit-ersten-wasserstoffbrenner-fur-industrie/text, zuletzt geprüft am 03.03.2021.

Toyota Motor Corporation (2021) Toyota Develops World's First General-purpose Hydrogen Burner for Industrial Use | Corporate | Global Newsroom | Toyota Motor Corporation Official Global Website. Online verfügbar unter https://global.toyota/en/newsroom/corporate/25260001.html, zuletzt aktualisiert am 23.03.2021, zuletzt geprüft am 23.03.2021.

Trauzeddel, D.; Schmitz, W. (2011) Induktionsöfen für Kupfer, Aluminium, Zink, Magnesium, Silizium. In: H. Pfeifer, B. Nacke und F. Beneke (Hg.): Praxishandbuch Thermoprozesstechnik Band 2: Anlagen, Komponenten, Sicherheit. 2. Aufl. Essen: Vulkan Verlag, S. 97–128.

Treppe, K.; Zelm, R.; Schinke, L.; Kuitunen, S.; Pinnau, S.; Kamischke, R.; Dixit, O. (2012) Energetische Optimierung der Trockenpartie. Wärmetechnische Bewertung zur Steigerung der Energieeffizienz. Hg. v. GWT-TUD. Technische Universität Dresden; Fraunhofer-Institut für Verkehrs- und Infrastruktursysteme Dresden (INFOR-Projekt Nr. 117).

Trier, W. (1984) Glasschmelzöfen Heidelberg: Springer-Verlag Berlin.

Triple Steelix (Hg.) (2020) PLATIS - a project for fossil-free heating in the steel industry. Online verfügbar unter https://www.triplesteelix.se/en-GB/projects/platis-44758213, zuletzt geprüft am 20.10.2020.

Tschapowetz, E. (2011) Gasbeheizte Schmiedeöfen. In: H. Pfeifer, B. Nacke und F. Beneke (Hg.): Praxishandbuch Thermoprozesstechnik Band 2: Anlagen, Komponenten, Sicherheit. 2. Aufl. Essen: Vulkan Verlag, S. 241–254.

Umweltbundesamt (UBA) (Hg.) (2002) Referenzdokument über die besten verfügbaren Techniken für die Herstellung organischer Grundchemikalien. mit ausgewählten Kapiteln in deutscher Übersetzung. Integrierte Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung (IVU) Dessau.

Umweltbundesamt (UBA) (Hg.) (2004) Merkblatt über Beste Verfügbare Techniken in der Gießereiindustrie Dessau.

Umweltbundesamt (UBA) (2016) CO_2-Emissionsfaktoren für fossile Brennstoffe. Unter Mitarbeit von Kristina Juhrich. Hg. v. Umweltbundesamt (UBA) Dessau-Roßlau. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1968/publikationen/co2-emissionsfaktoren_fur_fossile_brennstoffe_korrektur.pdf, zuletzt geprüft am 20.04.2021.

Umweltbundesamt (UBA) (2019) Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 - 2018. Unter Mitarbeit von Petra Icha. Hg. v. Umweltbundesamt (UBA) Dessau-Roßlau.

Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/entwicklung-der-spezifischen-kohlendioxid-5, zuletzt geprüft am 20.04.2021.

Umweltbundesamt (UBA) (Hg.) (2020) Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2020 2020. Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 – 2018 Dessau-Roßlau (Climate CHange, 22/10). Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/berichterstattung-unter-der-klimarahmenkonvention-5, zuletzt geprüft am 15.12.2020.

United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC) (Hg.) (2020) Nationaler Inventarbericht Deutschland 2020. Online verfügbar unter https://unfccc.int/documents/226313, zuletzt geprüft am 15.03.2022.

Valder, G. Bolzenhomogenisierung – Batch oder Konti? In: *International Aluminium Journal* 2010 (11).

Valder, G. (2011a) Bolzenerwärmungsanlagen. In: H. Pfeifer, B. Nacke und F. Beneke (Hg.): Praxishandbuch Thermoprozesstechnik Band 2: Anlagen, Komponenten, Sicherheit. 2. Aufl. Essen: Vulkan Verlag, S. 270–292.

Valder, G. (2011b) Ein- und Zweikammerherdöfen. In: H. Pfeifer, B. Nacke und F. Beneke (Hg.): Praxishandbuch Thermoprozesstechnik Band 2: Anlagen, Komponenten, Sicherheit. 2. Aufl. Essen: Vulkan Verlag, S. 146–156.

Valder, G. (2011c) Ermittlung des Energieeinsparpotenzials und Bestimmung von CO_2-Produktbenchmarks bei der Herstellung stranggepresster Halbzeuge aus Sekundäraluminium. Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule, Aachen.

Valder, G. (2011d) Homogenisierungsöfen für Aluminiumstränge. In: H. Pfeifer, B. Nacke und F. Beneke (Hg.): Praxishandbuch Thermoprozesstechnik Band 2: Anlagen, Komponenten, Sicherheit. 2. Aufl. Essen: Vulkan Verlag, S. 292–300.

Valera-Medina, A.; Xiao, H.; Owen-Jones, M.; David, W.I.F; Bowen, P. J. (2018) Ammonia for power. In: *Progress in Energy and Combustion Science* (69), S. 63–102.

VDEh Betriebsforschungsinstitut GmbH (2020) Beheizung von Industrieöfen jetzt auch mit erneuerbaren Energien möglich. Hg. v. Deutsche Bundesstiftung Umwelt. Online verfügbar unter https://www.dbu.de/123artikel38992_2430.html, zuletzt aktualisiert am 23.04.2021, zuletzt geprüft am 14.06.2021.

VDI Zentrum Ressourceneffizienz GmbH (2013) Analyse von Potenzialen der Material- und Energieeffizienz in ausgewählten Branchen der Metall verarbeitenden Industrie. 3. Aufl. Berlin.

VDZ-Merkblatt Vt 8 - Rost-, Satelliten- und Rohrkühler in der Zementindustrie (1989).

Veitengruber, F.; Dufter, C.; Gruber, A.; Hübner, T.; Guminski, A. (2019) Potenzialanalyse zur Hybridisierung von Prozessen in der Grundstoffindustrie. In: F. Ausfelder, S. von Roon und A. Seitz (Hg.): Flexibilitätsoptionen in der Grundstoffindustrie II. Analysen | Technologien | Beispiele. Frankfurt am Main, S. 2–19.

Verband der Chemischen Industrie e.V. (2020) Chemiewirtschaft in Zahlen 2020. Online verfügbar unter https://www.vci.de/vci/downloads-vci/publikation/chemiewirtschaft-in-zahlen-print.pdf, zuletzt geprüft am 04.11.2020.

Verband der Chemischen Industrie e.V. (VCI) (Hg.) (2014) Standorte der Chemieparks im Überblick Frankfurt/Main.

Verband Deutscher Papierfabriken e. V. (VDP) (Hg.) VDP Produktsuche. Online verfügbar unter https://www.vdp-online.de/industrie/produktsuche, zuletzt geprüft am 24.03.2021.

Verband Deutscher Papierfabriken e. V. (VDP) (Hg.) (2020a) Papier Kompass Bonn.

Verband Deutscher Papierfabriken e. V. (VDP) (Hg.) (2020b) Papier 2020. Ein Leistungsbericht. Annual Report. Unter Mitarbeit von Klaus Windhagen, Thomas Moldenhauer, Anne Burkard und Gregor Andreas Geiger Bonn.

Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) (Hg.) (2002) Zement-Taschenbuch 2002. 50. Ausgabe Düsseldorf: Verlag Bau+Technik.

Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) (Hg.) (2019a) Import und Export von Zement und Klinker aus und nach Deutschland.

Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) (Hg.) (2019b) Umweltdaten der deutschen Zementindustrie 2018 Düsseldorf.

Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) (Hg.) (2019c) Zahlen und Daten. Zementindustrie in Deutschland 2019 Düsseldorf.

Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) (Hg.) (2019d) Zementindustrie im Überblick 2019/2020 Berlin.

Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) (Hg.) (2020a) Dekarbonisierung von Zement und Beton – Minderungspfade und Handlungsstrategien. Eine CO_2-Roadmap für die deutsche Zementindustrie Düsseldorf. Online verfügbar unter https://www.vdz-online.de/fileadmin/wissensportal/publikationen/zementindustrie/VDZ-Studie_Dekarbonisierung_Zement_Beton_2020.pdf.

Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) (Hg.) (2020b) Umweltdaten der deutschen Zementindustrie 2019.

Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) (2020c) Ergebnisse aus den Experteninterviews im Rahmen einer Branchenbefragung für diese Studie: November 2020.

DIN 17022-3 Verfahren der Wärmebehandlung Einsatzhärten Berlin: Beuth Verlag GmbH.

DIN 17022-4:1998-01 Verfahren der Wärmebehandlung Teil 4: Nitrieren und Nitrocarburieren Berlin: Beuth Verlag GmbH.

Vibrans, T. (2016) Induktive Erwärmung von Formplatinen für die Warmumformung. Hg. v. Fakultät für Maschinenbau der Technischen Universität Chemnitz, Institut für Werkzeugmaschinen und Produktionsprozesse Chemnitz.

Vogt, M.; Kirschbaum, S.; Meyer, B.; Blum, O.; Meyer, J.; Schubert, A. et al. (2008) Leitfaden Energieeffizienz für die Papierindustrie. Hg. v. Arbeitsgemeinschaft Branchenenergiekonzept Papier.

Vogt, M.; Kirschbaum, S.; Meyer, B.; Blum, O.; Meyer, J.; Schubert, A. et al. (2009) Branchenleitfaden für die Papierindustrie. Hg. v. Arbeitsgemeinschaft Branchenenergiekonzept Papier.

Voll, P. (2017) Von der Investitionsentscheidung bis zur Einsatzplanung – Optimierung in Chemieparks (TOP-Energy Anwendertage).

Voß, W. (2013) Die Grundstoffchemie in Deutschland im internationalen Umfeld. Hg. v. Hans-Böckler-Stiftung und Industriegewerkschaft Bergbau, Chemie, Energie. Hans-Böckler-Stiftung Hannover, zuletzt geprüft am 11.11.2020.

Wacker Chemie AG (Hg.) WACKER Nachhaltigkeitsbericht 2017/2018. Unter Mitarbeit von Joachim Zdzieblo und Petra Hettich München. Online verfügbar unter https://berichte.wacker.com/2018/nachhaltigkeitsbericht/serviceseiten/downloads/files/gesamt_wacker_csr1718.pdf, zuletzt geprüft am 17.03.2021.

Warnatz, J.; Maas, U.; Dibble, R. W. (1997) Verbrennung Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg.

WBCSD Cement Sustainability Initiative (Hg.) (2018a) GNR Project Reporting CO_2 25aAG. Getting the Numbers Right Project; Emissions Report 2018 Thermal energy consumption.

WBCSD Cement Sustainability Initiative (Hg.) (2018b) GNR Project Reporting CO_2 593AG. Getting the Numbers Right Project; Emissions Report 2018 Carbon intensity of the fuel mix.

WBCSD Cement Sustainability Initiative (Hg.) (2018c) GNR Project Reporting CO_2 59cTGW. Getting the Numbers Right Project; Emissions Report 2018 Total Gross CO_2 emissions.

WBCSD Cement Sustainability Initiative (Hg.) (2018d) GNR Project Reporting CO_2 8TGK. Getting the Numbers Right Project; Emissions Report 2018 Total production volumes of clinker.

Weber, F. (1974) Neubau einer Grobblechstraße und Betriebserfahrungen Dillingen (Stahl und Eisen 94, 23).

Weber, K. (2017) Zement- und Kalkwerke. In: P. Quicker und K. Weber (Hg.): Biokohle. Herstellung, Eigenschaften und Verwendung von Biomassekarbonisaten. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden.

Weißbach, W. (2012) Werkstoffkunde. Strukturen, Eigenschaften, Prüfung ; mit 248 Tabellen. 18. Aufl. Wiesbaden: Vieweg + Teubner (Studium). Online verfügbar unter http://dx.doi.org/10.1007/978-3-8348-8318-6.

Weißbach, W.; Dahms, M.; Jaroschek, C. (2018) Werkstoffe und ihre Anwendungen. Metalle, Kunststoffe und mehr. 20. Aufl. Wiesbaden: Springer Vieweg.

Wemmers, A. K.; van Haasteren, A.W.M.B.; Kremers, P.; van der Kamp, J. (2017) Test results R600 pilot heat pump. In: *12th IEA Heat Pump Conference*. Online verfügbar unter http://hpc2017.org/wp-content/uploads/2017/05/O.3.5.3-Test-results-R600-pilot-heat-pump.pdf.

Wendt, P. (2011) Haubenöfen für Blechbunde. In: H. Pfeifer, B. Nacke und F. Beneke (Hg.): Praxishandbuch Thermoprozesstechnik Band 2: Anlagen, Komponenten, Sicherheit. 2. Aufl. Essen: Vulkan Verlag, S. 302–317.

Wendt, P.; Hautkappe, C. (2011) Haubenöfen. In: H. Pfeifer, B. Nacke und F. Beneke (Hg.): Praxishandbuch Thermoprozesstechnik Band 2: Anlagen, Komponenten, Sicherheit. 2. Aufl. Essen: Vulkan Verlag, S. 479–481.

Weyel, A.; Weide, H. (1957) Das neue Fein- und Drahtwalzwerk des Klöckner-Hüttenwerks Haspe in Hagen-Haspe. Hg. v. Walzwerkausschuss des Vereins Deutscher Eisenhüttenleute (Eisen und Stahl 77, 21).

Wilhelmsson, B.; Kollberg, C.; Larsson, J.; Eriksson, J.; Eriksson, M. (2018) Cemzero. A feasibility study evaluating ways to reach sustainable cement production via the use of electricity. Hg. v. Vattenfall und Cementa Schweden.

Wilk, V.; Hartl, M.; Fleckl, T.; Priesner, R.; Haimer, E.; Wastyn, M. (2016) Erhöhung der Energieeffizienz Industrieller Trocknungsprozesse durch den Einsatz von Wärmepumpen. AIT Austrian Institute of Technology GmbH; AGRANA Stärke GmbH; AGRANA Research & Innovation Center GmbH Graz. Online verfügbar unter https://www.researchgate.net/publication/325019590_Erhohung_der_Energieeffizienz_industrieller_Trocknungsprozesse_durch_den_Einsatz_von_Warmepumpen.

Wilk, V.; Helminger, F.; Dusek, S.; Lauermann, M.; Fleckl, T. (2019a) Dampferzeugung aus Abwärme mit Wärmepumpen. AIT Austrian Institute of Technology GmbH Ulm.

Wilk, V.; Helminger, F.; Lauermann, M. (2020) High temperature heat pumps for industrial processes -application and potential. In: *ECEEE industrial summer study proceedings*.

Wilk, V.; Lauermann, M.; Helminger, F. (2019b) Decarbonization of industrial processes with heat pumps. AIT Austrian Institute of Technology GmbH Vienna.

Wilk, V.; Windholz, B.; Jentsch, R.; Fleckl, T.; Fluch, J.; Grubbauer, A. et al. (2017) Valorization of industrial waste heat by heat pumps based on case studies of the project EnPro. In: *12th IEA Heat Pump Conference*.

Wilms, S.; Lerm, V.; Schäfer-Stradowsky, S.; Sandén, J.; Jahnke, P.; Taubert, G. (2018) Heutige Einsatzgebiete für Power Fuels. Factsheets zur Anwendung von klimafreundlich erzeugten synthetischen Energieträgern. Hg. v. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) Berlin. Online verfügbar unter https://www.energiesprong.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2019/181123_dena_PtX-Factsheets.pdf.

Windsperger, A.; Schick, M.; Windsperger, B. (2018) Perspektiven der Decarbonisierung für die chemische Industrie in Österreich. Im Auftrag des Fachverbandes der chemischen Industrie. Institut für industrielle Ökologie St. Pölten. Online verfügbar unter https://www.fcio.at/media/13349/decharb_report_final.pdf, zuletzt geprüft am 02.10.2020.

Winkel, J. (2006) Die Gesamtbilanz zählt beim Presshärten. In: *BLECH InForm* (5), S. 64–68.

Winkler; C. (2015) Chemieparks in Deutschland. Investieren an wirtschaftlich attraktiven Standorten – mitten in den Märkten Europas. Hg. v. Verband der Chemischen Industrie e.V. Online verfügbar unter https://www.vci.de/ergaenzende-downloads/2015-05-29-praesentation-chemieparks-in-deutschland.pdf, zuletzt geprüft am 13.11.2020.

Winter, C.-J.; Nitsch, J. (Hg.) (1989) Wasserstoff als Energieträger. Technik, Systeme, Wirtschaft. Deutsche Forschungs- und Versuchsanstalt für Luft- und Raumfahrt e.V. 2. Aufl.: Springer Berlin Heidelberg.

WirtschaftsVereinigung Metalle e.V. (Hg.) (2019) Metallstatistik 2018. Online verfügbar unter https://www.wvmetalle.de/presse/alle-publikationen/artikeldetail/?tx_artikel_feartikel%5Bartikel%5D=6877&tx_artikel_feartikel%5Baction%5D=show, zuletzt geprüft am 27.04.2021.

Wirtschaftsvereinigung Stahl (Hg.) (2017a) Elektroband und -blech. Merkblatt 401.

Wirtschaftsvereinigung Stahl (Hg.) (2017b) Fakten zur Stahlindustrie 2017. Broschüre Düsseldorf.

Wirtschaftsvereinigung Stahl (2018) Statistisches Jahrbuch der Stahlindustrie 2018 Düsseldorf: Stahleisen GmbH.

Wladika, H. (1961) Planung und Erfahrung beim Betrieb einer halbkontinuierlichen Warmbreitbandstraße Dortmund (Stahl und Eisen 81, 24).

Wohlschläger, G.; Felde, J. t.; Wünning, J. G.; Winkler, A.; Paul, R.; Bodendiek, N.; Rudolph, K. H. (2011) Brennstoff-Erwärmung. Industriebrenner. In: H. Pfeifer, B. Nacke und F. Beneke (Hg.): Praxishandbuch Thermoprozesstechnik Band 2: Anlagen, Komponenten, Sicherheit, II. 2. Aufl. Essen: Vulkan Verlag, S. 718–807.

Wolf, S. (2016) Integration von Wärmepumpen in industrielle Produktionssysteme. Potenziale und Instrumente zur Potenzialerschließung. Dissertation. Universität Stuttgart, Stuttgart. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung.

Wolf, S. (2017) Integration von Wärmepumpen in industrielle Produktionssysteme. Potenziale und Instrumente zur Potenzialerschließung. Dissertation. Universität Stuttgart, Stuttgart. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung. Online verfügbar unter https://elib.uni-stuttgart.de/bitstream/11682/9610/7/Dissertation_Integration_von_Waermepumpen_in_industrielle_Produktionssysteme_von_Stefan_Wolf.pdf.

Wolf, S.; Flatau, R.; Radgen, P.; Blesl, M. (2017) Systematische Anwendung von Großwärmepumpen in der Schweizer Industrie. EnergieSchweiz, Bundesamt für Energie BFE Ittigen. Online verfügbar unter https://waermepumpe-izw.de/wp-content/uploads/2020/05/160510_Bfe-Bericht_WP_industr._Anwendungen.pdf.

Wolf, S.; Lambauer, J.; Blesl, M.; Fahl, U.; Voß, A. (2012) Industrial heat pumps in Germany. Potentials, technological developement and market barriers. In: *ECEEE summer study on energy efficiency in industry*.

Wolff, H. (2014) Innovative Techniken: Beste verfügbare Techniken (BVT) in ausgewählten industriellen Bereichen. Teilvorhaben 3: Gießereien. Volume 3: Technikerhebung 2012. Hg. v. Umweltbundesamt Dessau-Roßlau (82/2014).

Wünning, J. G. (2011a) Schadstoffminderung. In: J. G. Wünning und A. Milani (Hg.): Handbuch der Brennertechnik für Industrieöfen. Grundlagen Brennertechniken Anwendungen. 2. Aufl. Essen: Vulkan Verlag, S. 81–90.

Wünning, J. G. (2011b) Wärmetauscher. In: J. G. Wünning und A. Milani (Hg.): Handbuch der Brennertechnik für Industrieöfen. Grundlagen Brennertechniken Anwendungen. 2. Aufl. Essen: Vulkan Verlag.

Wünning, J. G.; Milani, A. (Hg.) (2011) Handbuch der Brennertechnik für Industrieöfen. Grundlagen Brennertechniken Anwendungen. 2. Aufl. Essen: Vulkan Verlag.

Wuppertal Institut; ISI; IZES (Hg.) (2018) Technologien für die Energiewende. Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.

Zeichner, A. (2013) Entwicklung einer Ofenrollenbeschichtung für das Presshärten. Hg. v. Fakultät für Georessourcen und Materialtechnik der Rheinisch-Westfälischen Technische Hochschule Aachen Aachen.

Zeschmar-Lahl, B.; Schönberger, H.; Waltisberg, J. (2020) Abfallmitverbrennung in Zementwerken. Sachverständigengutachten. Hg. v. Umweltbundesamt Dessau-Roßlau.

Ziesing et al., H.-J. (2015) Klimaschutzszenario 2050. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. 2. Endbericht. Hg. v. Öko-Institut e.V. und Fraunhofer ISI Berlin.

Zühlsdorf, B.; Bantle, M.; Elmegaard, B. (Hg.) (2019a) Book of presentations of the 2nd Symposium on High-Temperature Heat Pumps. SINTEF. Copenhagen, Denmark, 09.09.2019. Online verfügbar unter https://backend.orbit.dtu.dk/ws/portalfiles/portal/195359652/Book_of_Presentations_HTHP2019.pdf.

Zühlsdorf, B.; Bühler, F.; Bantle M.; Elmegaard, B. (2019b) Analysis of technologies and potentials for heat pump-based process heat supply above 150 °C. In: *Energy Conversion and Management: X*. DOI: 10.1016/J.ECMX.2019.100011.

A Anhang

A.1 AP1: Fragebogen Expert:inneninterviews

Anhang als separate Datei bereitgestellt.

A.2 AP1: Kriterienkatalog Thermoprozessanlagen

Anhang als separate Datei bereitgestellt.

A.3 AP1: Wärme- und Glühöfen Stahlwalzwerke

A.3.1 Abschätzung Energieverbrauch und CO_2-Emissionen „Wärme- und Glühöfen Stahl-Walzwerke“

Thermoprozessanlage	Anlagen-spezifische Produktions-menge in Tsd. t	Energieträger	Spezifischer Energie-verbrauch in kWh/t		Jährlicher Energie-verbrauch in GWh		Jährliche CO_2-Emissionen		
							Energie-bedingt in Tsd. t [a)]		Prozess-bedingt in Tsd. t
			min.	max.	min.	max.	min.	max.	
Flachstahl (jährliche Produktionsmenge: 23,08 Mio. t)									
Erwärmung (100 %*)**									
Hubbalken-/Stoßofen (80 %**)	18.464,8	Erdgas	394	394	7.275	7.275	1.464	1.464	-
Rollenherdofen (20 %**)	4.616,2	Erdgas	394	394	1.818	1.818	366	366	-
Wärmebehandlung (94,5 %*)**									
Durchlaufglühofen (20 %**)	4.362,3	Erdgas	200	276	872	1.204	176	242	-
Haubenglühofen (70 %**)	15.268,1	Erdgas	200	470	3.053	7.176	615	1.444	-
Rollenherdofen (10 %**)	2.181,2	Erdgas	470	470	1.025	1.025	206	206	-
Langstahl (jährliche Produktionsmenge: 10,44 Mio. t)									
Erwärmung (110 %*)									
Hubbalken-/Stoßofen (90 %**)	10.330,7*	Erdgas	394	394	4.070	4.070	819	819	-
Drehherdofen (10 %**)	1.147,9	Erdgas	394	394	452	452	91	91	-
Wärmebehandlung (10 %)**									
Herdwagen-/Kammerofen (33 %**)	344,4	Erdgas	200	470	68	161	14	33	-
Durchlaufglühofen (66 %**)	688,7	Erdgas	200	470	137	323	28	65	-

Anmerkungen:
* gegebenenfalls mehrmaliges Durchlaufen eines Prozesses
** Annahme auf Basis Experten:inneninterviews
*** Annahme basierend auf Produktionszahlen der Produkte und der üblichen Prozesswege
a) Zur Berechnung wurden folgende energiebedingte Emissionsfaktoren verwendet:
Erdgas: 0,201 t CO2/MWh
Quellen:
(Wirtschaftsvereinigung Stahl 2018); (Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt) 2020); (Umweltbundesamt (UBA) 2016)

A.3.2 Kenndaten zu Anwendung 1: Kontinuierliches Erwärmen Flach-/Langstahl

Kriterium	Angabe	Quellen
Thermoprozessanlage/Industrieofen	Hubbalkenofen/Stoßofen	
Einsatzmaterial (Input)	Stückgut (Knüppel, Brammen)	[1, 2]
Gutform/Werkstückform	Stückgut (Knüppel, Brammen)	[1, 2]
Temperatur Material/Werkstück (maximal)	1350°C	[1, 2]
Prozess-, Ofenraumtemperatur (maximal)	1400°C	[1, 2]
Optional: Druckbereich	-	
Dominierender Wärmeübertragungsprozess	Strahlung (& Konvektion)	[1, 2]
Atmosphäre (definierte Prozessatmosphäre: z. B. oxidierend, reduzierend)	Abgas (leicht oxidierend)	[1, 2]
Produktionskapazität	130 - 200 t/h (vereinzelt auch bis zu 400 t/h)	[1, 2]
Typische Anschlussleistung	30 - 100 MW	[1-4]
Energieeffizienz (typischer Wirkungsgrad)	Ca. 50-60 %	[2]
Typischer mittlerer Energiebedarf	370 - 394 kWh/t	[1, 2, 5]
Anteile der verwendeten Energieträger	Erdgas (> 95%), evtl. auch Hüttengase	[1, 2]
Anteil elektrischer Energieeinsatz	-	
Prozessbedingte Treibhausgasemissionen	-	
Energiebedingte Treibausgasemissionen	ca. 0,2 kg_{CO2}/kWh (Emissionsfaktor Erdgas)	[7]
Betriebsweise	kontinuierlich	[2]
Bei diskontinuierlichen Anlagen: Aufheizzeit	-	
Bei diskontinuierlichen Anlagen: Haltezeit (auf Zieltemperatur)	-	
Bei hybridem System: Flexibilitätspotential Umschalt- bzw. An- und Abfahrvorgänge	-	
Bei hybridem System: Flexibilitätspotential Leistung	-	
Bei hybridem System: Flexibilitätspotential Zeitraum (Verschiebedauer)	-	
Bei hybridem System: Flexibilitätspotential Energieträgerwechsel möglich	-	
Wärmerückgewinnung	Rekuperator, Abgaswärmetauscher	[2]
Abwärmepotential: Temperatur	400 - 450°C (abhängig von Wärmerückgewinnung)	[2]
Abwärmepotential: Medium	Verbrennungsabgas	
Abwärmepotential: Menge	ca. 75.000-80.000 m³/h STP	[2]
Typische Betriebsdauer	ca. 7.200 Stunden pro Jahr	[1, 6]
Übliche Anlagenauslastung	0,95	[1, 6]
Typische Lebensdauer	50 Jahre	[1, 2, 6]
Typische Modernisierungszyklen	20 - 50 Jahre	[1, 2, 6]
Alter der Anlage	40 Jahre	[1, 6]

Kriterium	Angabe	Quellen
Investitionskosten Neubau	Ca. 20 - 30 Mio. € (Annahme)	nach [1, 6]
Entwicklungspotential Investitionskosten	± 0 % (Annahme)	nach [1, 6]
Übliche Abschreibungsdauer Neubau	5 – 15 Jahre	[1, 3]
Modernisierungskosten	Ca. 15 Mio. € (Annahme)	nach [1, 6]
Übliche Abschreibungsdauer Modernisierung	5 – 15 Jahre	[1, 3]
Betriebs- und Wartungskosten (Alternativ Betriebskostenaufschlag in %)	2 Mio. € (Annahme)	nach [1, 6]
Kosten für Stillstand und Produktionsausfall	1 Tsd. €/Tag (vorausgesetzt die Produktion läuft nur über diese Anlage, sonst kann Ausfall aufgefangen werden) (Annahme)	nach [1, 6]
Produktionsausfall Neubau	365 Tage	[1]
Produktionsausfall Modernisierung	2 – 3 Monate	[1]
Anlagenspezifische Energiekosten	3 ct/kWh (Erdgaspreis)	[1]
Strompreisniveau und Entlastung	8 ct/kWh inkl. Befreiung von EEG (kann aber je nach Kunde und Vertrag auch bis zu 19 ct/kWh betragen)	[1, 8]
Übliche Vorauskalkulation bei Investitionsentscheidung (Energiepreise, CO_2-Preise)	5 Jahre (Annahme)	nach [1]
Investitionskosten für Nebeneinrichtungen zur Einhaltung von Umweltauflagen	-	
Energiebedarf für Nebeneinrichtungen zur Einhaltung von Umweltauflagen	-	
Betriebskosten für Nebeneinrichtungen zur Einhaltung von Umweltauflagen	-	
Sonstige notwendige Infrastruktur	-	
Kosten für sonstige Infrastruktur	-	
Energieverbrauch sonstige Infrastruktur	-	
Anzahl installierte Anlagen	N/A	
Anteil installierter Leistung der Anlagen an Gesamtkapazität für 2020 (Bestandserfassung)	N/A	
Altersverteilung (z. B. Mittelwert)	40 Jahre (Annahme)	nach [1, 6]
Entwicklungspotential hinsichtlich Effizienzsteigerung	N/A	
Entwicklungspotential hinsichtlich Alternativtechnik	Hybride Beheizung Drehherdofen: Strom/Erdgas (EE-Methan), Strom/Wasserstoff), Wasserstoffbeheizung	[1, 2]
TRL (Technical Readiness Level)	Hybride Beheizung < 3, Wasserstoffbeheizung < 4	[1, 2]
Kommerzielle Verfügbarkeit neuer Technologien (Alternativtechnik)	in 2030 – 2040 (für Anlagen mit vergleichbarer Kapazität) (Annahme)	nach [1, 2]

Quellen:

[1]: (Expert:inneninterview 2020aa)
[2]: (Langer 2011)
[3]: (Bundesministerium der Finanzen (BMF) 1997)
[4]: (Stephan et al. 2005)
[5]: (Richter 2015)
[6]: (Expert:inneninterview 2021s)
[7]: (Umweltbundesamt (UBA) 2016)
[8]: (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (bdew) 2019)

A.3.3 Kenndaten zu Anwendung 2: Kontinuierliche Wärmebehandlung Flachstahl

Kriterium	Angabe	Quellen
Thermoprozessanlage/Industrieofen	Durchlaufglühofen	
Einsatzmaterial (Input)	Stückgut (Knüppel, Brammen)	[1, 2]
Gutform/Werkstückform	Stückgut (Knüppel, Brammen)	[1, 3]
Temperatur Material/Werkstück (maximal)	750°C	[1, 2]
Prozess-, Ofenraumtemperatur (maximal)	900°C	[1, 3]
Optional: Druckbereich	-	[1, 2]
Dominierender Wärmeübertragungsprozess	Strahlung (& Konvektion)	[1, 2]
Atmosphäre (definierte Prozessatmosphäre: z. B. oxidierend, reduzierend)	Inertgas (95 % N2, 5 % H2)	[1, 2]
Produktionskapazität	40 - 70 t/h	[1, 4]
Typische Anschlussleistung	20 - 30 MW	[1, 4]
Energieeffizienz (typischer Wirkungsgrad)	ca. 35 %	[1]
Typischer mittlerer Energiebedarf	250 - 280 kWh/t	[1, 2]
Anteile der verwendeten Energieträger	Erdgas (> 95 %)	[1]
Anteil elektrischer Energieeinsatz	-	
Prozessbedingte Treibhausgasemissionen	-	
Energiebedingte Treibausgasemissionen	ca. 0,2 kg_{CO2}/kWh (Emissionsfaktor Erdgas)	[7]
Betriebsweise	kontinuierlich	[2]
Bei diskontinuierlichen Anlagen: Aufheizzeit	-	
Bei diskontinuierlichen Anlagen: Haltezeit (auf Zieltemperatur)	-	
Bei hybridem System: Flexibilitätspotential Umschalt- bzw. An- und Abfahrvorgänge	-	
Bei hybridem System: Flexibilitätspotential Leistung	-	
Bei hybridem System: Flexibilitätspotential Zeitraum (Verschiebedauer)	-	
Bei hybridem System: Flexibilitätspotential Energieträgerwechsel möglich	-	
Wärmerückgewinnung	Rekuperator, Abgaswärmetauscher	[1, 2]
Abwärmepotential: Temperatur	400 - 450°C (abhängig von Wärmerückgewinnung)	[1, 2]
Abwärmepotential: Medium	Verbrennungsabgas	[1, 2]
Abwärmepotential: Menge	ca. 15.000-20.000 m^3/h STP	[1, 2]
Typische Betriebsdauer	ca. 7.200 Stunden pro Jahr	[6]
Übliche Anlagenauslastung	0,95	[1]
Typische Lebensdauer	50 Jahre	[1]
Typische Modernisierungszyklen	20-50 Jahre	[1]
Alter der Anlage	40 Jahre	[1, 6]

Kriterium	Angabe	Quellen
Investitionskosten Neubau	100 Mio. € (Annahme)	nach [1, 6]
Entwicklungspotential Investitionskosten	± 0 % (Annahme)	nach [1, 6]
Übliche Abschreibungsdauer Neubau	5 -15 Jahre	[1, 3]
Modernisierungskosten	50 Mio. € (Annahme)	nach [1, 6]
Übliche Abschreibungsdauer Modernisierung	5-15 Jahre	[1, 3]
Betriebs- und Wartungskosten (Alternativ Betriebskostenaufschlag in %)	6 Mio. € (Annahme)	nach [1, 6]
Kosten für Stillstand und Produktionsausfall	1 Tsd. €/Tag (vorausgesetzt, die Produktion läuft nur über diese Anlage, sonst kann Ausfall aufgefangen werden)	nach [1, 6]
Produktionsausfall Neubau	ca. 1,5 bis 2 Jahre	[1]
Produktionsausfall Modernisierung	2 – 3 Monate	[1]
Anlagenspezifische Energiekosten	3 ct/kWh (Erdgaspreis)	[1]
Strompreisniveau und Entlastung	8 ct/kWh inkl. Befreiung von EEG (kann aber je nach Kunde und Vertrag auch bis zu 19 ct/kWh betragen)	[1, 8]
Übliche Vorauskalkulation bei Investitionsentscheidung (Energiepreise, CO_2-Preise)	5 Jahre (Annahme)	nach [1]
Investitionskosten für Nebeneinrichtungen zur Einhaltung von Umweltauflagen	N/A	
Energiebedarf für Nebeneinrichtungen zur Einhaltung von Umweltauflagen	-	
Betriebskosten für Nebeneinrichtungen zur Einhaltung von Umweltauflagen	-	
Sonstige notwendige Infrastruktur	-	
Kosten für sonstige Infrastruktur	-	
Energieverbrauch sonstige Infrastruktur	-	
Anzahl installierte Anlagen	N/A	
Anteil installierter Leistung der Anlagen an Gesamtkapazität für 2020 (Bestandserfassung)	N/A	
Altersverteilung (z. B. Mittelwert)	40 Jahre (Annahme)	nach [1, 6]
Entwicklungspotential hinsichtlich Effizienzsteigerung	N/A	
Entwicklungspotential hinsichtlich Alternativtechnik	Wasserstoffbeheizung, Elektrifizierung	[1, 2]
TRL (Technical Readiness Level)	Wasserstoff < 4, Elektrifizierung < 4	[1, 2]
Kommerzielle Verfügbarkeit neuer Technologien (Alternativtechnik)	in 2030 (Annahme)	nach [1, 2]

Quellen:
[1]: (Expert:inneninterview 2020aa)
[2]: (Langer 2011)
[3]: (Bundesministerium der Finanzen (BMF) 1997)
[4]: (Stephan et al. 2005)
[5]: (Richter 2015)
[6]: (Expert:inneninterview 2021s)
[7]: (Umweltbundesamt (UBA) 2016)
[8]: (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (bdew) 2019)

A.3.4 Kenndaten zu Anwendung 3: Diskontinuierliche Wärmebehandlung Flachstahl

Kriterium	Angabe	Quellen
Thermoprozessanlage/Industrieofen	Haubenglühofen	
Einsatzmaterial (Input)	Stückgut (Knüppel, Brammen)	[1, 2]
Gutform/Werkstückform	Stückgut (Knüppel, Brammen)	[1, 3]
Temperatur Material/Werkstück (maximal)	670°C	[1, 2]
Prozess-, Ofenraumtemperatur (maximal)	900°C	[1, 3]
Optional: Druckbereich	ca. 50 mbar	[1, 2]
Dominierender Wärmeübertragungsprozess	Strahlung (& Konvektion)	[1, 2]
Atmosphäre (definierte Prozessatmosphäre: z. B. oxidierend, reduzierend)	Inertgas (Entweder Stickstoff oder Wasserstoff basiert)	[1, 2]
Produktionskapazität	1,5 - 1,7 t/h	[1, 2, 4]
Typische Anschlussleistung	0,7 - 1 MW	[1, 2, 4]
Energieeffizienz (typischer Wirkungsgrad)	ca. 45 %	[1, 2]
Typischer mittlerer Energiebedarf	200 - 470 kWh/t	[1, 2]
Anteile der verwendeten Energieträger	Erdgas (> 99 %)	[1, 2]
Anteil elektrischer Energieeinsatz	-	
Prozessbedingte Treibhausgasemissionen	-	
Energiebedingte Treibausgasemissionen	0,2 kg_{CO2}/t (Emissionsfaktor Erdgas)	[5]
Betriebsweise	diskontinuierlich	
Bei diskontinuierlichen Anlagen: Aufheizzeit	18 - 20 h	[1]
Bei diskontinuierlichen Anlagen: Haltezeit (auf Zieltemperatur)	ca. 10 h	[1]
Bei hybridem System: Flexibilitätspotential Umschalt- bzw. An- und Abfahrvorgänge	-	
Bei hybridem System: Flexibilitätspotential Leistung	-	
Bei hybridem System: Flexibilitätspotential Zeitraum (Verschiebedauer)	-	
Bei hybridem System: Flexibilitätspotential Energieträgerwechsel möglich	-	
Wärmerückgewinnung	Rekuperator, Abgaswärmetauscher	[1, 2]
Abwärmepotential: Temperatur	200 - 300°C	[1, 2]
Abwärmepotential: Medium	Verbrennungsabgas	[1, 2]
Abwärmepotential: Menge	ca. 5.000-7.000 m³/h STP (Gesamt für Zusammenschluss aus über 40 Öfen); ca. 400 m³/h STP/Anlage	[1]
Typische Betriebsdauer	ca. 5.500 Stunden pro Jahr (variiert stark)	[1, 2]
Übliche Anlagenauslastung	70 % (variiert stark)	[1]
Typische Lebensdauer	50 Jahre	[1]
Typische Modernisierungszyklen	30-50 Jahre	[1]
Alter der Anlage	45 Jahre	[1, 2]

Kriterium	Angabe	Quellen
Investitionskosten Neubau	5 Mio. € (Annahme)	nach [1]
Entwicklungspotential Investitionskosten	± 0 %	[1]
Übliche Abschreibungsdauer Neubau	15 Jahre	[1, 3]
Modernisierungskosten	150 Tsd. € (Ofen) (Annahme)	nach [1]
Übliche Abschreibungsdauer Modernisierung	10 Jahre (Annahme)	nach [1]
Betriebs- und Wartungskosten (Alternativ Betriebskostenaufschlag in %)	2 Mio. € (Annahme)	nach [1]
Kosten für Stillstand und Produktionsausfall	Nicht benennbar/Relevanz unwahrscheinlich (Zusammenschluss aus mehreren Anlagen, Ausfall einzelner kann aufgefangen werden. Außerdem stark schwankende Auslastung)	[1]
Produktionsausfall Neubau	ca. 2 Jahre (Annahme)	nach [1]
Produktionsausfall Modernisierung	0, kann aufgefangen werden (nur Kapazitätseinbußen)	[1]
Anlagenspezifische Energiekosten	3 ct/kWh (Erdgaspreis)	[1, 2]
Strompreisniveau und Entlastung	8 ct/kWh inkl. Befreiung von EEG (kann aber je nach Kunde und Vertrag auch bis zu 19 ct/kWh betragen)	[1, 6]
Übliche Vorauskalkulation bei Investitionsentscheidung (Energiepreise, CO_2-Preise)	5 Jahre (Annahme)	nach [1]
Investitionskosten für Nebeneinrichtungen zur Einhaltung von Umweltauflagen	N/A	
Energiebedarf für Nebeneinrichtungen zur Einhaltung von Umweltauflagen	N/A	
Betriebskosten für Nebeneinrichtungen zur Einhaltung von Umweltauflagen	N/A	
Sonstige notwendige Infrastruktur	-	
Kosten für sonstige Infrastruktur	-	
Energieverbrauch sonstige Infrastruktur	-	
Anzahl installierte Anlagen	> 30 Standorte (Deutschland), aber mit unterschiedlich vielen Anlagen pro Standort (insg. ca. 1696) (Annahme)	nach [1]
Anteil installierter Leistung der Anlagen an Gesamtkapazität für 2020 (Bestandserfassung)	N/A	
Altersverteilung (z. B. Mittelwert)	40 Jahre (Annahme)	nach [1]
Entwicklungspotential hinsichtlich Effizienzsteigerung	N/A	
Entwicklungspotential hinsichtlich Alternativtechnik	Wasserstoffbeheizung, Elektrifizierung	[1, 2]
TRL (Technical Readiness Level)	Wasserstoff < 4, Elektrifizierung < 4	[1, 2]
Kommerzielle Verfügbarkeit neuer Technologien (Alternativtechnik)	in 2030 (Annahme)	nach [1, 2]

Quellen:
[1]: (Expert:inneninterview 2020aa)
[2]: (Langer 2011)
[3]: (Bundesministerium der Finanzen (BMF) 1997)
[4]: (Stephan et al. 2005)
[5]: (Umweltbundesamt (UBA) 2016)
[6]: (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (bdew) 2019)

A.4 AP1: Gießerei-Industrie

A.4.1 Kennzahlen der Wärmebehandlung verschiedener Gusslegierungen

Werkstoff	Verfahren	Temperatur	Quellen
Gusseisen (nur wenige Legierungen)	Normalglühen	850 – 950°C	[1]
	Spannungsarmglühen	500 – 600°C	[1]
	Carbidzerfallglühen	860 – 940°C	[1]
ADI-Gusseisen* (< 10.000 t/a)	Austenitisieren + Ausferritisieren (Salzbad)	840 – 950°C 250 – 400°C	[2]
Stahlguss	Diffusionsglühen	1.050 – 1.250°C	[3]
	Normalglühen	750 – 950°C	[3]
	Grobkornglühen	980 – 1050°C	[3]
	Weichglühen	650 – 720°C	[3]
	Rekristallisation	600 – 720°C	[3]
	Spannungsarmglühen	450 – 650°C	[3]
Cu-Gusslegierungen	Normalglühen	625 – 680°C	[3]
	Lösungsglühen	780 – 830°C	[3]
	Aushärten	400 – 450°C	[3]
	Rekristallisation	200 – 450°C	[3]
	Spannungsarmglühen	200 – 300°C	[3]
Mn-Si-Bronze	Homogenisierung	630 – 680°C	[3]
	Rekristallisation	500 – 600°C	[3]
	Spannungsarmglühen	250 – 300°C	[3]
Al-Gusslegierungen	Homogenisierung	460 – 580°C	[3]
	Rekristallisation	300 – 440°C	[3]
	Erholungsglühen	150 – 330°C	[3]
	Warmaushärtung	120 – 200°C	[3]

* ADI = Austempered Ductile Iron mit einem besonderen Gefüge= Gusseisen mit Kugelgraphit mit ausferritischem Gefüge

Quellen:

[1] (Schiele & Schön GmbH 2021)

[2] (Expert:inneninterview 2021i)

[3] (Pfeifer et al. 2010)

A.4.2 Abschätzung Energieverbrauch und CO_2-Emissionen „Gießerei-Industrie“

Thermoprozessanlage	Anlagen-spezifische Produktions-menge in Tsd. t	Energieträger	Spezifischer Energieverbrauch in kWh/t		Jährlicher Energieverbrauch in GWh		Jährliche CO_2-Emissionen		
							Energie-bedingt in Tsd. t [a)]		Prozess-bedingt in Tsd. t
			min.	max.	min.	max.	min.	max.	
Kat. 1 und 2: Gusseisen (jährliche Produktionsmenge 2018: 4,1 Mio. t (Bezugsgröße der Betrachtungen), 3,6 Mio. t in 2019[a)])									
Schmelzen									
Heißwind-Kupolofen	N/A	Gießereikoks	510	1.148	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Kaltwind-Kupolofen	N/A	Gießereikoks	893	1.275	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Drehtrommelofen	N/A	Erdgas, (Heizöl)	500	600	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Induktionstiegelofen	N/A	el. Energie	480	711	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Kat. 3: Stahlguss (jährliche Produktionsmenge 2018: 184,7 Tsd. t (Bezugsgröße der Betrachtungen), 178,0 Tsd. t in 2019[a)])									
Schmelzen									
Induktionstiegelofen	N/A	el. Energie	500	800	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Lichtbogenofen	N/A	el. Energie	500	800	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Kat. 4 bis 5: Aluminiumguss (jährliche Produktionsmenge 2018: 1,02 Mio. t (Bezugsgröße der Betrachtungen), 1,00 Mio. t in 2019[a)])									
Schmelzen									
Widerst.-beh. Tiegelofen	N/A	el. Energie	470	590	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Induktionstiegelofen	N/A	el. Energie	475	650	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Induktionsrinnenofen	N/A	el. Energie	400	620	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Schachtofen	N/A	Erdgas, Heizöl	1700	1900	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Brennstoffbeh. Tiegelofen	N/A	Erdgas, Heizöl	900	800	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Drehtrommelofen	N/A	Erdgas, Heizöl	600	1250	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Herdofen	N/A	Erdgas, Heizöl	700	1200	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A

Anmerkungen:
a) Werte für 2019 ergänzt nach (Bundesverband der Deutschen Gießerei-Industrie e.V. (BDG) 2021), eine Verteilung der Produktionsmenge je Anlagentyp konnte im Rahmen dieser Studie nicht erfolgen, da dazu keine gesicherten Daten vorhanden sind.
Quellen:
(Wolff 2014); (Franzen 2008); (Layer et al. 1999); (Pfeifer et al. 2011c); (Bühring-Polaczek et al. 2014); (Statistisches Bundesamt (Destatis) 2019a); (Stephan et al. 2005); (Umweltbundesamt (UBA) 2004); (Günther 1986); (Dötsch 2018); (Expert:inneninterview 2021i)

A.4.3 Kenndaten zu Anwendung 1: Kontinuierliches Schmelzen Gusseisen

Kriterium	Angabe	Quellen
Thermoprozessanlage/Industrieofen	Heißwind-/Kaltwind-Kupolofen	
Einsatzmaterial (Input)	Stahlschrott oder Roheisen, Ferrolegierungen	[1, 2, 8]
Gutform / Werkstückform	flüssiges Eisen für Gussteile	[8]
Temperatur Material/Werkstück (maximal)	1400 - 1580°C	[1-3, 8]
Prozess-, Ofenraumtemperatur (maximal)	1540 - 2200°C	[8]
Optional: Druckbereich	1,013 bar – 1,213 bar	[8]
Dominierender Wärmeübertragungsprozess	Strahlung, Konvektion, Wärmeleitung, Gegenstrom	[1, 8]
Atmosphäre (definierte Prozessatmosphäre)	Schmelzzone: oxidierend, reduzierend darunter	[8]
Produktionskapazität	6,5 - 85 t/h, maximal 100 t/h in Deutschland	[1-5, 8]
Typische Anschlussleistung	12,8 - 34 MW (Feuerungswärmeleistung)	[8]
Energieeffizienz (typischer Wirkungsgrad)	60 – 80 % Heißwind, ca. 40 - 60 % (Kaltwind)	[1, 3, 8]
Typischer mittlerer Energiebedarf	510 kWh/t – 1.148 kWh/t	[1, 3, 4, 8]
Anteile der verwendeten Energieträger	Koks (> 75 %), Erdgas/Sauerstoff-Brenner, elektrischer Strom	[8]
Anteil elektrischer Energieeinsatz	2 – 20 % (Rinnenofen, Lüfter für Ablufterfassung)	[8]
Prozessbedingte Treibhausgasemissionen	70 kg_{CO2}/t – 400 kg_{CO2}/t (vmtl. Energiebedingt)	[8]
Energiebedingte Treibausgasemissionen	160 kg_{CO2}/t – 450 kg_{CO2}/t	[7, 8]
Betriebsweise	üblicherweise kontinuierlich im 3-Schichtbetrieb (große Heißwind-Öfen) bis zu tageweisem Betrieb (kleine KW-Öfen)	[1, 2, 8]
Bei diskontinuierlichen Anlagen: Aufheizzeit	1 h – 3,5 h	[8]
Bei diskontinuierlichen Anlagen: Haltezeit (auf Zieltemperatur)	840 Minuten = 14 h	[8]
Bei hybridem System: Flexibilitätspotential Umschalt- bzw. An- und Abfahrvorgänge	30 – 90 Minuten Anfahren, 30 – 180 Minuten Abfahren	[8]
Bei hybridem System: Flexibilitätspotential Leistung	N/A	
Bei hybridem System: Flexibilitätspotential Zeitraum (Verschiebedauer)	N/A	
Bei hybridem System: Flexibilitätspotential Energieträgerwechsel möglich	N/A	
Wärmerückgewinnung	Rekuperator (Heißwind)	[1, 8]
Abwärmepotential: Temperatur	vor Rekuperator 600 – 1.000°C, nach Filter < 100°C	[3, 8]
Abwärmepotential: Medium	Verbrennungsabgas, Gichtgas	[1, 7, 8]
Abwärmepotential: Menge	8.000 m³/h – 120.000 m³/h abhängig von Bauart	[8]
Typische Betriebsdauer	2.000 h/a – 8.030 h/a	[8]
Übliche Anlagenauslastung	0,70 – 1,00	[8]
Typische Lebensdauer	30 - 50 Jahre	[8]
Typische Modernisierungszyklen	10 - 40 Jahre	[8]
Alter der Anlage	5 a – 50 a	[8]

Kriterium	Angabe	Quellen
Investitionskosten Neubau	1.500.000 Euro – 30.000.000 Euro, Kaltwind (klein) – Heißwind (groß)	[8]
Entwicklungspotential Investitionskosten	N/A	
Übliche Abschreibungsdauer Neubau	10 - 30 Jahre	[8]
Modernisierungskosten	3 Mio. Euro Steuerung bis 120 Tsd. für Brenner je nach Ofengröße	[8]
Übliche Abschreibungsdauer Modernisierung	1 - 20 Jahre	[8]
Betriebs- und Wartungskosten (Alternativ Betriebskostenaufschlag in %)	200.000 Euro – 1.450.000 Euro	[8]
Kosten für Stillstand und Produktionsausfall	30.000 Euro/Tag – 1.500.000 Euro/Tag je nach Ofengröße und Losgröße (Puffern der Produktion meist nicht möglich)	[8]
Produktionsausfall Neubau	4 Wochen – 36 Wochen	[8]
Produktionsausfall Modernisierung	1 Wochen – 24 Wochen je nach Projektaufwand	[8]
Anlagenspezifische Energiekosten	4,5 ct/kWh – 13,8 ct/kWh	[8]
Strompreisniveau und Entlastung	7 ct/kWh – 18,5 ct/kWh	[8]
Übliche Vorauskalkulation bei Investitionsentscheidung (Energiepreise, CO_2-Preise)	1,5 Jahre – 10 Jahre	[8]
Investitionskosten für Nebeneinrichtungen zur Einhaltung von Umweltauflagen	77.000 Euro/a – 3.600.000 Euro/a	[8]
Energiebedarf für Nebeneinrichtungen zur Einhaltung von Umweltauflagen	4,5 $kWh_{Strom}/t_{Produktion}$ – 134 $kWh_{Strom}/t_{Produktion}$	[8]
Betriebskosten für Nebeneinrichtungen zur Einhaltung von Umweltauflagen	30.000 Euro/a – 420.000 Euro/a	[8]
Sonstige notwendige Infrastruktur	diverse (Pumpen, Gasversorgung, Stromversorgung, Sauerstoffversorgung)	[8]
Kosten für sonstige Infrastruktur	500.000 Euro – 2.000.000 Euro	[8]
Energieverbrauch sonstige Infrastruktur	4 $kWh/t_{Produktion}$ – 100 $kWh/t_{Produktion}$	[8]
Anzahl installierte Anlagen	ca. 35 (Deutschland)	
Anteil installierter Leistung der Anlagen an Gesamtkapazität für 2020 (Bestandserfassung)	ca. 50 % (2012)	[1, 2]
Altersverteilung (z. B. Mittelwert)	N/A	
Entwicklungspotential hinsichtlich Effizienzsteigerung	0 – 10 %	[8]
Entwicklungspotential hinsichtlich Alternativtechnik	Umstellung kompletter Schmelzbetrieb auf Induktionsofen, Wasserstoff-Brenner, Biokoks, Biogas	[8]
TRL (Technical Readiness Level)	Induktionsofen (9), H_2 (3 – 5), Biokoks (3), Biogas (3)	[8]
Kommerzielle Verfügbarkeit neuer Technologien (Alternativtechnik)	Induktionsofen (2020), Wasserstoff (2025 – 2040), Biokoks (2025), Biogas (2030)	[8]

Quellen:

[1]: (Institut für Gießereitechnik gGmbH (IfG) 2008)
[2]: (Layer et al. 1999)
[3]: (European Commission 2005)
[4]: (Bosse 2013)
[5]: (Wolff 2014)
[6]: (Bosse et al. 2013)
[7]: (Bührig-Polaczek et al. 2014)
[8]: (Expert:inneninterview 2021i) Umfrage, Datensätze von 10 Anlagen berücksichtigt

A.4.4 Kenndaten zu Anwendung 2: Kontinuierliches Schmelzen Aluminium-Formguss

Kriterium	Angabe	Quellen
Thermoprozessanlage/Industrieofen	(Schacht-) Schmelzofen	
Einsatzmaterial (Input)	Aluminiumlegierungen in Masseln u. Rücklauf, Stückgut, Schrott	[1, 2, 8]
Gutform/Werkstückform	Flüssigaluminium für Gussteile	[8]
Temperatur Material/Werkstück (maximal)	780°C - 850°C	[1-3, 8]
Prozess-, Ofenraumtemperatur (maximal)	N/A	
Optional: Druckbereich	N/A	
Dominierender Wärmeübertragungsprozess	Flamme nach Lit. auch Strahlung (& Konvektion)	[6, 8]
Atmosphäre (definierte Prozessatmosphäre: z. B. oxidierend, reduzierend)	N/A	
Produktionskapazität	0,5 t/h – 10 t/h	[1-4, 8]
Typische Anschlussleistung	0,038 MW – 0,06 MW	[8]
Energieeffizienz (typischer Wirkungsgrad)	0,3 – 0,7 (optimale Auslastung)	[1, 3, 8]
Typischer mittlerer Energiebedarf	1.733 kWh/t – 1.895 kWh/t (Realbetrieb) ca. 600 bis 900 kWh/t (Literaturwerte)	[1, 3, 4, 8]
Anteile der verwendeten Energieträger	Erdgas 100 %, Erdgas (90 %), Heizöl (42 %)	[1, 2, 5, 8]
Anteil elektrischer Energieeinsatz	10 – 120 kWh/t	[7, 8]
Prozessbedingte Treibhausgasemissionen	N/A	
Energiebedingte Treibausgasemissionen	N/A	
Betriebsweise	kontinuierlich	[1, 2, 8]
Bei diskontinuierlichen Anlagen: Aufheizzeit	N/A	
Bei diskontinuierlichen Anlagen: Haltezeit (auf Zieltemperatur)	N/A	
Bei hybridem System: Flexibilitätspotential Umschalt- bzw. An- und Abfahrvorgänge	nicht vorhanden	[8]
Bei hybridem System: Flexibilitätspotential Leistung	nicht vorhanden	[8]
Bei hybridem System: Flexibilitätspotential Zeitraum (Verschiebedauer)	nicht vorhanden	[8]
Bei hybridem System: Flexibilitätspotential Energieträgerwechsel möglich	nicht vorhanden	[8]
Wärmerückgewinnung	keine / Rekuperator	[6, 8]
Abwärmepotential: Temperatur	250°C – 290°C (mit Wärmerückgewinnung), bis zu 1.000°C (ohne Wärmerückgewinnung)	[5, 8]
Abwärmepotential: Medium	Verbrennungsabgas	[6, 8]
Abwärmepotential: Menge	3127 m^3/h (min ca. 13 m^3Abgas/m^3Erdgas, (λ = 1,2))	[6]
Typische Betriebsdauer	N/A	
Übliche Anlagenauslastung	0,65 – 0,69, nach Lit. auch ca. 60 %	[6, 8]
Typische Lebensdauer	N/A	

Kriterium	Angabe	Quellen
Typische Modernisierungszyklen	2 a	[8]
Alter der Anlage	2 a – 30 a	[8]
Investitionskosten Neubau	470.000 Euro – 730.000 Euro	[8]
Entwicklungspotential Investitionskosten	N/A	
Übliche Abschreibungsdauer Neubau	N/A	
Modernisierungskosten	140.000 Euro	[8]
Übliche Abschreibungsdauer Modernisierung	N/A	
Betriebs- und Wartungskosten (Alternativ Betriebskostenaufschlag in %)	8.000 Euro/a – 6.000.000 Euro/a	[8]
Kosten für Stillstand und Produktionsausfall	13.000 Euro/Tag – 44.000 Euro/Tag	[8]
Produktionsausfall Neubau	1,4 Wochen	[8]
Produktionsausfall Modernisierung	1,4 Wochen	[8]
Anlagenspezifische Energiekosten	N/A	
Strompreisniveau und Entlastung	0,2 ct/kWh	[8]
Übliche Vorauskalkulation bei Investitionsentscheidung (Energiepreise, CO2-Preise)	N/A	
Investitionskosten für Nebeneinrichtungen zur Einhaltung von Umweltauflagen	keine	[8]
Energiebedarf für Nebeneinrichtungen zur Einhaltung von Umweltauflagen	keine	[8]
Betriebskosten für Nebeneinrichtungen zur Einhaltung von Umweltauflagen	N/A	
Sonstige notwendige Infrastruktur	N/A	
Kosten für sonstige Infrastruktur	N/A	
Energieverbrauch sonstige Infrastruktur	N/A	
Anzahl installierte Anlagen	N/A	
Anteil installierter Leistung der Anlagen an Gesamtkapazität für 2020 (Bestandserfassung)	N/A	
Altersverteilung (z. B. Mittelwert)	N/A	
Entwicklungspotential hinsichtlich Effizienzsteigerung	N/A	
Entwicklungspotential hinsichtlich Alternativtechnik	Elektrifizierung (Induktionstiegelofen), Wasserstoffbeheizung (Schachtofen)	
TRL (Technical Readiness Level)	Induktionstiegelofen (9), Wasserstoff < 5	[8]
Kommerzielle Verfügbarkeit neuer Technologien (Alternativtechnik)	N/A	

Quellen:

[1]: (Institut für Gießereitechnik gGmbH (IfG) 2008)
[2]: (Layer et al. 1999)
[3]: (European Commission 2005)
[4]: (Wolff 2014)
[5]: (Bosse et al. 2013)
[6]: (Stephan et al. 2005)
[7]: (Bührig-Polaczek et al. 2014)
[8]: (Expert:inneninterview 2021i), Umfrage, Datensätze von 3 Anlagen (Schmelzöfen) berücksichtigt

A.4.5 Hinweise zur Umfrage des Bundesverbandes der Deutschen Gießerei-Industrie e.V.

Hinweise zur BDG-Befragung im Rahmen dieser Studie

Die Befragung der BDG-Mitgliedsgießereien erfolgte mit dem Ziel, möglichst einen repräsentativen Ausschnitt des Einsatzes von Thermoprozessanlagen in der sehr heterogenen Gießerei-Industrie zu erhalten. Dabei wurden folgende Gießerei-Typen entsprechend der s.g. BREF-Systematik berücksichtigt:

- Kategorie 1 Eisengießereien für Serienguss (untergliedert in Kupolofen und Induktionsofen)
- Kategorie 2 Eisengießereien für Handformguss
- Kategorie 3 Stahlgießereien (untergliedert in Induktionsofen und Lichtbogenofen)
- Kategorie 4 Leichtmetallsand- und -kokillenguss
- Kategorie 5 Leichtmetall-Druckguss
- Kategorie 6 Schwermetallguss
- Sowie – ergänzend – Pfannenvorwärmung und Wärmebehandlung

Dadurch sollten sowohl Unternehmen mit hoher Innovationskraft und kontinuierlicher Investitionstätigkeit als auch Unternehmen mit begrenzter Innovationskraft und begrenztem Investitionsvolumen in die Befragung einbezogen werden. Dies ergibt eine gewisse Bandbreite der Ergebnisse, die der Heterogenität der Branche geschuldet ist, sowohl im Hinblick auf die verfügbare Anlagentechnik und deren Betrieb als auch die Erzeugnisse – von hoch mechanisierter Großserienfertigung (Maschinenformguss) bis hin zur manuellen Fertigung (Handformguss).

Die beim BDG eingegangenen Fragebögen wurden im Blick auf Unstimmigkeiten überprüft und ggf. in Abstimmung mit der Gießerei korrigiert.

Von den über 80 ausgewählten Betrieben hat rund ein Drittel geantwortet. Aufgrund des begrenzten Rücklaufs an Fragebögen können keine exakten Angaben zu den Zahlen der Gießereien und der hier eingesetzten Prozesswärmeanlagen gegeben werden, was aufgrund der Vielzahl der Betriebe (rund 500) verständlich ist.

Einige Trends haben sich seit der umfangreichen UBA-BVT-Studie[94] des Jahres 2014 (Datenerhebung über die Jahre 2010 bis 2013) bestätigt. Allerdings hat seitdem die Anzahl der deutschen Gießereien leicht abgenommen.

Dieses Dokument erhebt weder den Anspruch einer Studie, noch hat es den Umfang der genannten UBA-BVT-Studie. Sie bilden nur schlaglichtartig den aktuellen Stand der Technik in repräsentativen Betrieben ab. Eine Hochrechnung auf die gesamte Branche kann nicht geleistet werden, sondern nur eine Abschätzung.

[94] Beste Verfügbare Techniken (BVT) in ausgewählten industriellen Bereichen, Teilvorhaben 3: Gießereien. Technikerhebung 2012. UBA mit Institut für Gießereitechnik, 2014

A.5 AP1: NE-Metallindustrie: Aluminium (ohne elektrolytische Verfahren)

A.5.1 Abschätzung Energieverbrauch und CO_2-Emissionen „NE-Metallindustrie Aluminium“

Thermoprozessanlage	Anlagenspezifische Produktionsmenge in Tsd. t	Energieträger	Spezifischer Energieverbrauch in kWh/t		Jährlicher Energieverbrauch in GWh		Jährliche CO_2-Emissionen		
							Energiebedingt in Tsd. t [a]		Prozessbedingt in Tsd. t
			min.	max.	min.	max.	min.	max.	
Aluminium Walzprodukte (jährliche Produktionsmenge: 2,03 Mio. t*)									
Homogenisierung (90 %)**									
Tiefofen (50 %**)	913,5	Erdgas	200	300	183	274	36,9	55,4	-
Stoßofen (50 %**)	913,5	Erdgas	200	300	183	274	36,9	55,4	-
Erwärmung (10 %)**									
Tiefofen (35 %**)	71,0	Erdgas	180	255	13	18	2,6	3,7	-
Stoßofen (45 %**)	91,3	Erdgas	180	255	16	23	3,3	4,7	-
Kammerofen (20 %**)	40,6	Erdgas	180	255	7	10	1,5	2,1	-
Wärmebehandlung (28 %*)									
Kammerofen (Gas) (60 %**)	341,0	Erdgas	100	250	34	85	6,9	17,2	-
Kammerofen (elektrisch) (10 %**)	56,8	el. Energie	120	211	7	12	3,4	6,0	-
Durchlaufofen (10 %**)	56,8	Erdgas	250	475	14	27	2,9	5,5	-
Schwebebandofen (nur Lösungs-/Endglühen) (20 %**)	113,7	Erdgas	250	475	28	54	5,7	10,9	-
Aluminium Strangpressprodukte (jährliche Produktionsmenge: 0,5 Mio. t*)									
Homogenisierung (100 %)**									
Durchlaufofen (50 %**)	261,5	Erdgas	198	236	52	62	10,5	12,5	-
Kammerofen (50 %**)	261,5	Erdgas	205	245	54	64	10,8	12,9	-
Erwärmung (100 %)**									
Gasbeheizte BE (45 %**)	235,4	Erdgas	175	205	41	48	8,3	9,8	-
Kombi. gasbeh. BE + induktive BE (Anteil Gas) (10 %**)	52,3	Erdgas	142	174	7	9	1,5	1,8	-
Kombi. gasbeh. BE + induktive BE (Anteil elektr.) (10 %**)	52,3	el. Energie	48	59	3	3	1,3	1,5	-
Induktive BE (30 %**)	156,9	el. Energie	215	215	34	34	16,9	16,9	-
Widerst.-beh. BE (15 %**)	78,5	el. Energie	165	165	13	13	6,5	6,5	-
Lösungsglühen (1 %)*									
Kammerofen (100 %**)	5,2	Erdgas	213	254	1,1	1,3	0,2	0,2	-
Warmauslagern (98 %)*									
Kammerofen (Gas) (60 %**)	307,5	Erdgas	71	81	21,8	24,9	4,4	5,0	-

Thermoprozessanlage	Anlagen-spezifische Produktions-menge in Tsd. t	Energie-träger	Spezifischer Energie-verbrauch in kWh/t		Jährlicher Energie-verbrauch in GWh		Jährliche CO_2-Emissionen		
							Energie-bedingt in Tsd. t [a)]		Prozess-bedingt in Tsd. t
			min.	max.	min.	max.	min.	max.	
Kammerofen (Widerst.-beh.) (40 %**)	205,0	el. Energie	74	74	15,2	15,2	7,6	7,6	-
Aluminium Gegossene Halbzeuge (jährliche Produktionsmenge: 2.6 Mio. t)									
Schmelzen (100 %)**									
Einkammerherdofen (40 %**)	1.021,2	Erdgas	575	975	587,2	995,7	118,6	201,1	-
Mehrkammerherdofen (40 %**)	1.021,2	Erdgas	675	1050	689,3	1072,3	139,2	216,6	-
Tiegelinduktionsofen (20 %**)	510,6	el. Energie	475	640	242,5	326,8	121,3	163,4	-
Warmhalten (100 %)**									
Tiegelinduktionsofen (Widerst.-be.) (50 %**)	1.276,5	el. Energie	111	350	141,7	446,8	70,9	223,4	-
Einkammerherdofen (50 %**)	1.276,5	Erdgas	32	51	40,9	65,1	8,25	13,2	-

Anmerkungen:

* Nach Auskunft GDA

** Basierend auf Annahmen

a) Zur Berechnung wurden folgende energiebedingte Emissionsfaktoren verwendet:

Erdgas: 0,202 t CO_2/MWh, elektrische Energie: 0,500 t CO_2/MWh, Koks: 0,392 t CO_2/MWh

Zur Berechnung wurden folgende energiebedingte Emissionsfaktoren verwendet:

Erdgas: 0,202 t CO_2/MWh, elektrische Energie: 0,500 t CO_2/MWh

Quellen: Energiebedarfe: siehe Fließbilder in Abschnitt 1.1.2; Anlagenverteilung angenommen und verglichen mit (Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt) 2020); Emissionsfaktoren nach (Umweltbundesamt (UBA) 2019)

A.5.2 Kenndaten zu Anwendung 1: Diskonti. Schmelzen/Warmhalten Halbzeugguss Alu

Kriterium	Angabe	Quellen
Thermoprozessanlage/Industrieofen	Einkammer-/Mehrkammerherdofen	
Einsatzmaterial (Input)	Stückgut, Schüttgut	[1, 2]
Gutform/Werkstückform	Aluminiumschmelze (Gießprozess hier nicht betrachtet)	[1, 2]
Temperatur Material/Werkstück (maximal)	750°C	[1, 2, 4]
Prozess-, Ofenraumtemperatur (maximal)	ca. 1.000 bis 1.200°C	[1, 2, 4]
Optional: Druckbereich	-	
Dominierender Wärmeübertragungsprozess	Strahlung, (& Konvektion)	[1, 2]
Atmosphäre (definierte Prozessatmosphäre: z. B. oxidierend, reduzierend)	Verbrennungsatmosphäre	[1, 2]
Produktionskapazität	1 bis 6 t/h	[1, 2, 4, 7]
Typische Anschlussleistung	3 bis 4 MW	[1, 2, 3, 4]
Energieeffizienz (typischer Wirkungsgrad)	ca. 60 %	[1, 2]
Typischer mittlerer Energiebedarf	575 bis 1.222 kWh_{th}/t_{Al}	[1, 2, 4, 5]
Anteile der verwendeten Energieträger	100 % Erdgas	[1, 2]
Anteil elektrischer Energieeinsatz	-	
Prozessbedingte Treibhausgasemissionen	-	
Energiebedingte Treibausgasemissionen	ca. 0,2 kg_{CO2}/kWh (Emissionsfaktor Erdgas)	[6]
Betriebsweise	diskontinuierlich	[1, 2]
Bei diskontinuierlichen Anlagen: Aufheizzeit	N/A	
Bei diskontinuierlichen Anlagen: Haltezeit (auf Zieltemperatur)	N/A	
Bei hybridem System: Flexibilitätspotential Umschalt- bzw. An- und Abfahrvorgänge	-	
Bei hybridem System: Flexibilitätspotential Leistung	-	
Bei hybridem System: Flexibilitätspotential Zeitraum (Verschiebedauer)	-	
Bei hybridem System: Flexibilitätspotential Energieträgerwechsel möglich	-	
Wärmerückgewinnung	Regenerativbrenner (oder Zentralregenerator) zur Verbrennungsluftvorwärmung	[1, 2]
Abwärmepotential: Temperatur	ca. 300°C	[1, 2, 4]
Abwärmepotential: Medium	Verbrennungsabgas	[1, 2, 4]
Abwärmepotential: Menge	N/A	
Typische Betriebsdauer	5 bis 48 Stunden/Charge, 7.000 bis 8.000 Stunden/Jahr	[1, 2, 4]
Übliche Anlagenauslastung	90 %	[1, 2]
Typische Lebensdauer	40 Jahre	[1]
Typische Modernisierungszyklen	20-30 Jahre	[1]

Kriterium	Angabe	Quellen
Alter der Anlage	N/A	
Investitionskosten Neubau	ca. 800 Tsd. €	[1]
Entwicklungspotential Investitionskosten	± 0 %	[1]
Übliche Abschreibungsdauer Neubau	8 Jahre	[3]
Modernisierungskosten	ca. 120 Tsd. €	[1]
Übliche Abschreibungsdauer Modernisierung	N/A	
Betriebs- und Wartungskosten (Alternativ Betriebskostenaufschlag in %)	40 Tsd. €	[1]
Kosten für Stillstand und Produktionsausfall	N/A	
Produktionsausfall Neubau	N/A	
Produktionsausfall Modernisierung	N/A	
Anlagenspezifische Energiekosten	3 ct/kWh (Erdgaspreis)	[1, 2]
Strompreisniveau und Entlastung	-	
Übliche Vorauskalkulation bei Investitionsentscheidung (Energiepreise, CO_2-Preise)	N/A	
Investitionskosten für Nebeneinrichtungen zur Einhaltung von Umweltauflagen	-	
Energiebedarf für Nebeneinrichtungen zur Einhaltung von Umweltauflagen	-	
Betriebskosten für Nebeneinrichtungen zur Einhaltung von Umweltauflagen	-	
Sonstige notwendige Infrastruktur	N/A	
Kosten für sonstige Infrastruktur	N/A	
Energieverbrauch sonstige Infrastruktur	N/A	
Anzahl installierte Anlagen	N/A	
Anteil installierter Leistung der Anlagen an Gesamtkapazität für 2020 (Bestandserfassung)	N/A	
Altersverteilung (z. B. Mittelwert)	N/A	
Entwicklungspotential hinsichtlich Effizienzsteigerung	N/A	
Entwicklungspotential hinsichtlich Alternativtechnik	Elektrifizierung (Induktionstiegelofen), Wasserstoffbeheizung (Kammerherdofen)	
TRL (Technical Readiness Level)	Elektrifizierung (9), Wasserstoff < 4	nach [2]
Kommerzielle Verfügbarkeit neuer Technologien (Alternativtechnik)	in 2020 (TRL 9) bzw. 2030 (TRL < 9 und ≥ 3)	Annahme

Quellen:
[1]: (Expert:inneninterview 2021n, 2021p)
[2]: (Pfeifer et al. 2011c)
[3]: (Bundesministerium der Finanzen (BMF) 1997)
[4]: (European Commission 2017b)
[5]: (Stephan et al. 2005)
[6]: (Umweltbundesamt (UBA) 2019)
[7]: (Expert:inneninterview 2020q)

A.5.3 Kenndaten zu Anwendung 2: Konti. Homogenisieren/Erwärmen Alu-Band/Profile

Kriterium	Angabe	Quellen
Thermoprozessanlage/Industrieofen	Stoßofen, (Rollen-)durchlaufofen	
Einsatzmaterial (Input)	Barren, Platten	[1, 2]
Gutform/Werkstückform	Stückgut	[1, 2]
Temperatur Material/Werkstück (maximal)	500 - 600°C	[1, 2, 4]
Prozess-, Ofenraumtemperatur (maximal)	550 - 1050°C	[1, 2, 4]
Optional: Druckbereich	-	
Dominierender Wärmeübertragungsprozess	Strahlung, (& Konvektion)	[1, 2]
Atmosphäre (definierte Prozessatmosphäre: z. B. oxidierend, reduzierend)	Verbrennungsatmosphäre	[1, 2]
Produktionskapazität	ca. 50 t/h	[1, 2, 4]
Typische Anschlussleistung	9 - 12 MW	[1, 2, 3, 4]
Energieeffizienz (typischer Wirkungsgrad)	Feuerungstechnische Wirkungsgrade von ca. 75 % (mit angenommenem Reaktorwirkungsgrad von ca. 70 % beträgt der Gesamtwirkungsgrad von ca. 53 %)	[1, 2]
Typischer mittlerer Energiebedarf	198 - 300 kWh/t	[1, 2, 4, 7]
Anteile der verwendeten Energieträger	100 % Erdgas	[1, 2]
Anteil elektrischer Energieeinsatz	-	
Prozessbedingte Treibhausgasemissionen	-	
Energiebedingte Treibausgasemissionen	ca. 0,2 kg_{CO2}/kWh (Emissionsfaktor Erdgas)	[5]
Betriebsweise	kontinuierlich	[1, 2]
Bei diskontinuierlichen Anlagen: Aufheizzeit	-	
Bei diskontinuierlichen Anlagen: Haltezeit (auf Zieltemperatur)	-	
Bei hybridem System: Flexibilitätspotential Umschalt- bzw. An- und Abfahrvorgänge	-	
Bei hybridem System: Flexibilitätspotential Leistung	-	
Bei hybridem System: Flexibilitätspotential Zeitraum (Verschiebedauer)	-	
Bei hybridem System: Flexibilitätspotential Energieträgerwechsel möglich	-	
Wärmerückgewinnung	Rekuperatorbrenner (oder Zentralrekuperator) zur Verbrennungsluftvorwärmung	[1, 2]
Abwärmepotential: Temperatur	ca. 300°C	[1, 2, 4]
Abwärmepotential: Medium	Verbrennungsabgas	[1, 2, 4]
Abwärmepotential: Menge	ca. 755 m^3/h STP (λ=1,2)	Annahme
Typische Betriebsdauer	5000-7000 Stunden/Jahr	[1, 2, 4]
Übliche Anlagenauslastung	80 %	[1, 2]
Typische Lebensdauer	40 Jahre	[1]

Kriterium	Angabe	Quellen
Typische Modernisierungszyklen	20 bis 30 Jahre	[1]
Alter der Anlage	N/A	
Investitionskosten Neubau	ca. 10 Mio. €	[1, 6]
Entwicklungspotential Investitionskosten	± 0 %	[1]
Übliche Abschreibungsdauer Neubau	8 Jahre	[3]
Modernisierungskosten	ca. 1,5 Mio. €	[1, 6]
Übliche Abschreibungsdauer Modernisierung	N/A	
Betriebs- und Wartungskosten (Alternativ Betriebskostenaufschlag in %)	500 Tsd. €	[1, 6]
Kosten für Stillstand und Produktionsausfall	N/A	
Produktionsausfall Neubau	N/A	
Produktionsausfall Modernisierung	N/A	
Anlagenspezifische Energiekosten	3 ct/kWh (Erdgaspreis)	[1, 2]
Strompreisniveau und Entlastung	N/A	
Übliche Vorauskalkulation bei Investitionsentscheidung (Energiepreise, CO2-Preise)	N/A	
Investitionskosten für Nebeneinrichtungen zur Einhaltung von Umweltauflagen	-	
Energiebedarf für Nebeneinrichtungen zur Einhaltung von Umweltauflagen	-	
Betriebskosten für Nebeneinrichtungen zur Einhaltung von Umweltauflagen	-	
Sonstige notwendige Infrastruktur	-	
Kosten für sonstige Infrastruktur	-	
Energieverbrauch sonstige Infrastruktur	-	
Anzahl installierte Anlagen	N/A	
Anteil installierter Leistung der Anlagen an Gesamtkapazität für 2020 (Bestandserfassung)	100 %	
Altersverteilung (z. B. Mittelwert)	N/A	
Entwicklungspotential hinsichtlich Effizienzsteigerung	N/A	
Entwicklungspotential hinsichtlich Alternativtechnik	Elektrifizierung, Wasserstoffbeheizung	
TRL (Technical Readiness Level)	Elektrifizierung (9), Wasserstoff < 4	nach [2]
Kommerzielle Verfügbarkeit neuer Technologien (Alternativtechnik)	in 2020 (TRL 9) bzw. 2030 (TRL < 9 und ≥ 3)	Annahme

Quellen:
[1]: (Expert:inneninterview 2021n, 2021p)
[2]: (Pfeifer et al. 2011c)
[3]: (Bundesministerium der Finanzen (BMF) 1997)
[4]: (European Commission 2017b)
[5]: (Umweltbundesamt (UBA) 2019)
[6]: (Constellium 27.09.2011)
[7]: (Drossel et al. 2018)

A.5.4 Kenndaten zu Anwendung 3: Diskon. Homogenisieren/Erwärmen Alu-Band/Profile

Kriterium	Angabe	Quellen
Thermoprozessanlage/Industrieofen	Kammerofen	
Einsatzmaterial (Input)	Barren, Platten	[1, 2]
Gutform/Werkstückform	Stückgut	[1, 2]
Temperatur Material/Werkstück (maximal)	500 bis 600°C	[1 ,2, 4]
Prozess-, Ofenraumtemperatur (maximal)	550 - 1050°C	[1, 2, 4]
Optional: Druckbereich	-	
Dominierender Wärmeübertragungsprozess	Strahlung, (& Konvektion)	[1, 2]
Atmosphäre (definierte Prozessatmosphäre: z. B. oxidierend, reduzierend)	Verbrennungsatmosphäre	[1, 2]
Produktionskapazität	1 - 4 t/h	[1, 2, 4]
Typische Anschlussleistung	0,2 - 0,8 MW	[1, 2, 3, 4]
Energieeffizienz (typischer Wirkungsgrad)	Feuerungstechnische Wirkungsgrade von bis zu ca. 80 % (mit angenommenem Reaktorwirkungsgrad von ca. 70 % beträgt der Gesamtwirkungsgrad ca. 55 %)	[1, 2]
Typischer mittlerer Energiebedarf	180 kWh/t	[1, 2, 4, 6]
Anteile der verwendeten Energieträger	100 % Erdgas	[1, 2]
Anteil elektrischer Energieeinsatz	-	
Prozessbedingte Treibhausgasemissionen	-	
Energiebedingte Treibausgasemissionen	ca. 0,2 kg_{CO2}/kWh (Emissionsfaktor Erdgas)	[5]
Betriebsweise	diskontinuierlich	[1, 2]
Bei diskontinuierlichen Anlagen: Aufheizzeit	-	
Bei diskontinuierlichen Anlagen: Haltezeit (auf Zieltemperatur)	-	
Bei hybridem System: Flexibilitätspotential Umschalt- bzw. An- und Abfahrvorgänge	-	
Bei hybridem System: Flexibilitätspotential Leistung	-	
Bei hybridem System: Flexibilitätspotential Zeitraum (Verschiebedauer)	-	
Bei hybridem System: Flexibilitätspotential Energieträgerwechsel möglich	-	
Wärmerückgewinnung	Rekuperatorbrenner (oder Zentralrekuperator) zur Verbrennungsluftvorwärmung, auch Regenerativbrenner	[1, 2]
Abwärmepotential: Temperatur	ca. 300°C	[1, 2, 4]
Abwärmepotential: Medium	Verbrennungsabgas	[1, 2, 4]
Abwärmepotential: Menge	ca. 755 m^3/h STP (λ=1,2)	Annahme
Typische Betriebsdauer	6.000 bis 7.000 Stunden/Jahr	[1, 2, 4]
Übliche Anlagenauslastung	90 %	[1, 2]
Typische Lebensdauer	40 Jahre	[1]

Kriterium	Angabe	Quellen
Typische Modernisierungszyklen	20-30 Jahre	[1]
Alter der Anlage	N/A	
Investitionskosten Neubau	ca. 800 Tsd. €	[1]
Entwicklungspotential Investitionskosten	± 0 %	[1]
Übliche Abschreibungsdauer Neubau	8 Jahre	[3]
Modernisierungskosten	120 Tsd. €	[1]
Übliche Abschreibungsdauer Modernisierung	N/A	
Betriebs- und Wartungskosten (Alternativ Betriebskostenaufschlag in %)	40 Tsd. €	[1]
Kosten für Stillstand und Produktionsausfall	N/A	
Produktionsausfall Neubau	N/A	
Produktionsausfall Modernisierung	N/A	
Anlagenspezifische Energiekosten	3 ct/kWh (Erdgaspreis)	[1, 2]
Strompreisniveau und Entlastung	N/A	
Übliche Vorauskalkulation bei Investitionsentscheidung (Energiepreise, CO_2-Preise)	N/A	
Investitionskosten für Nebeneinrichtungen zur Einhaltung von Umweltauflagen	-	
Energiebedarf für Nebeneinrichtungen zur Einhaltung von Umweltauflagen	-	
Betriebskosten für Nebeneinrichtungen zur Einhaltung von Umweltauflagen	-	
Sonstige notwendige Infrastruktur	-	
Kosten für sonstige Infrastruktur	-	
Energieverbrauch sonstige Infrastruktur	-	
Anzahl installierte Anlagen	N/A	
Anteil installierter Leistung der Anlagen an Gesamtkapazität für 2020 (Bestandserfassung)	100 %	
Altersverteilung (z. B. Mittelwert)	N/A	
Entwicklungspotential hinsichtlich Effizienzsteigerung	N/A	
Entwicklungspotential hinsichtlich Alternativtechnik	Elektrifizierung, Wasserstoffbeheizung	
TRL (Technical Readiness Level)	Elektrifizierung (9), Wasserstoff < 4	nach [2]
Kommerzielle Verfügbarkeit neuer Technologien (Alternativtechnik)	in 2020 (TRL 9) bzw. 2030 (TRL < 9 und ≥ 3)	Annahme

Quellen:
[1]: (Expert:inneninterview 2021n, 2021p)
[2]: (Pfeifer et al. 2011c)
[3]: (Bundesministerium der Finanzen (BMF) 1997)
[4]: (European Commission 2017b)
[5]: (Umweltbundesamt (UBA) 2019)
[6]: (Drossel et al. 2018)

A.5.5 Kenndaten zu Anwendung 4: Kontinuierliche Wärmebehandlung Alu-Band

Kriterium	Angabe	Quellen
Thermoprozessanlage/Industrieofen	Schwebebandofen, Durchlaufofen	
Einsatzmaterial (Input)	Aluminiumband	[1, 2]
Gutform/Werkstückform	Stückgut	[1, 2]
Temperatur Material/Werkstück (maximal)	300 bis 400°C	[1, 2, 4]
Prozess-, Ofenraumtemperatur (maximal)	350 - 450°C	[1, 2, 4]
Optional: Druckbereich	-	
Dominierender Wärmeübertragungsprozess	Strahlung, (& Konvektion)	[1, 2]
Atmosphäre (definierte Prozessatmosphäre: z. B. oxidierend, reduzierend)	Verbrennungsatmosphäre	[1, 2]
Produktionskapazität	ca. 3 t/h	
Typische Anschlussleistung	3 - 4 MW	[1, 2, 3, 4]
Energieeffizienz (typischer Wirkungsgrad)	Feuerungstechnische Wirkungsgrade von ca. 75 % (mit angenommenem Reaktorwirkungsgrad von ca. 70 % beträgt der Gesamtwirkungsgrad ca. 53 %)	[1, 2]
Typischer mittlerer Energiebedarf	250 - 475 kWh/t	[1, 2, 4, 6]
Anteile der verwendeten Energieträger	100 % Erdgas	[1, 2]
Anteil elektrischer Energieeinsatz	-	
Prozessbedingte Treibhausgasemissionen	-	
Energiebedingte Treibausgasemissionen	ca. 0,2 kg_{CO2}/kWh (Emissionsfaktor Erdgas)	[5]
Betriebsweise	kontinuierlich	[1, 2]
Bei diskontinuierlichen Anlagen: Aufheizzeit	-	
Bei diskontinuierlichen Anlagen: Haltezeit (auf Zieltemperatur)	-	
Bei hybridem System: Flexibilitätspotential Umschalt- bzw. An- und Abfahrvorgänge	-	
Bei hybridem System: Flexibilitätspotential Leistung	-	
Bei hybridem System: Flexibilitätspotential Zeitraum (Verschiebedauer)	-	
Bei hybridem System: Flexibilitätspotential Energieträgerwechsel möglich	-	
Wärmerückgewinnung	Rekuperatorbrenner (oder Zentralrekuperator) zur Verbrennungsluftvorwärmung	[1, 2]
Abwärmepotential: Temperatur	N/A	[1, 2, 4]
Abwärmepotential: Medium	Verbrennungsabgas	[1, 2, 4]
Abwärmepotential: Menge	ca. 944 m^3/h STP (λ=1,2)	Annahme
Typische Betriebsdauer	6.000 bis 7.000 Stunden/Jahr	
Übliche Anlagenauslastung	90 %	[1, 2]
Typische Lebensdauer	40 Jahre	[1]

Kriterium	Angabe	Quellen
Typische Modernisierungszyklen	20 bis 30 Jahre	[1]
Alter der Anlage	N/A	
Investitionskosten Neubau	ca. 2 Mio. €	[1]
Entwicklungspotential Investitionskosten	± 0 %	[1]
Übliche Abschreibungsdauer Neubau	8 Jahre	[3]
Modernisierungskosten	ca. 300 Tsd. €	[1]
Übliche Abschreibungsdauer Modernisierung	N/A	
Betriebs- und Wartungskosten (Alternativ Betriebskostenaufschlag in %)	100 Tsd. €	[1]
Kosten für Stillstand und Produktionsausfall	N/A	
Produktionsausfall Neubau	N/A	
Produktionsausfall Modernisierung	N/A	
Anlagenspezifische Energiekosten	3 ct/kWh (Erdgaspreis)	[1, 2]
Strompreisniveau und Entlastung	N/A	
Übliche Vorauskalkulation bei Investitionsentscheidung (Energiepreise, CO_2-Preise)	N/A	
Investitionskosten für Nebeneinrichtungen zur Einhaltung von Umweltauflagen	-	
Energiebedarf für Nebeneinrichtungen zur Einhaltung von Umweltauflagen	-	
Betriebskosten für Nebeneinrichtungen zur Einhaltung von Umweltauflagen	-	
Sonstige notwendige Infrastruktur	-	
Kosten für sonstige Infrastruktur	-	
Energieverbrauch sonstige Infrastruktur	-	
Anzahl installierte Anlagen	N/A	
Anteil installierter Leistung der Anlagen an Gesamtkapazität für 2020 (Bestandserfassung)	100 %	
Altersverteilung (z. B. Mittelwert)	N/A	
Entwicklungspotential hinsichtlich Effizienzsteigerung	N/A	
Entwicklungspotential hinsichtlich Alternativtechnik	Elektrifizierung, Wasserstoffbeheizung	
TRL (Technical Readiness Level)	Elektrifizierung (9), Wasserstoff < 4	nach [2]
Kommerzielle Verfügbarkeit neuer Technologien (Alternativtechnik)	in 2020 (TRL 9) bzw. 2030 (TRL < 9 und ≥ 3)	Annahme

Quellen:
[1]: (Expert:inneninterview 2021n, 2021p)
[2]: (Pfeifer et al. 2011c)
[3]: (Bundesministerium der Finanzen (BMF) 1997)
[4]: (European Commission 2017b)
[5]: (Umweltbundesamt (UBA) 2019)
[6]: (Neumeister 2007)

A.6 AP1: NE-Metallindustrie: Kupfer

A.6.1 Abschätzung Energieverbrauch und CO_2-Emissionen „NE-Metallin.: Kupfer“ (Case 1)

Thermoprozessanlage	Anlagen-spezifische Produktionsmenge Tsd. t	Energieträger	Spezifischer Energieverbrauch in kWh/t		Jährlicher Energieverbrauch in GWh		Jährliche CO_2-Emissionen		
							Energiebedingt in Tsd. t [a]		Prozessbedingt in Tsd. t
			min.	max.	min.	max.	min.	max.	
Gießwalzdraht (jährliche Produktionsmenge: 657,9 Tsd. t)									
Schmelzen (100 %)									
Kathodenschachtofen	657,9	Erdgas	278	292	182,90	192,11	36,95	38,81	-
Glühen (75 %)									
Haubenofen (50 %)	246,7	Erdgas	80	220	19,74	54,28	3,99	10,96	-
Rollenherdofen (50 %)	246,7	Erdgas	108[b]	182[b]	26,65	44,90	5,38	9,07	-
Bleche und Bänder (jährliche Produktionsmenge: 545,7 Tsd. t)									
Schmelzen (100 %)									
Rinneninduktionsofen (50 %)	272,9	Elektr. Energie	250	280	68,21	76,4	34,11	38,2	-
Tiegelinduktionsofen (50 %)	272,9	Elektr. Energie	340	380	92,77	103,68	46,38	51,84	-
Erwärmen (100 %)									
Hubherd-, Rollenherdofen (100 %)	545,7	Erdgas	190	225	103,68	122,78	20,94	24,80	-
(Zwischen-)Glühen (100 %)									
Haubenofen (50 %)	272,9	Erdgas	80	220	21,83	60,03	4,41	12,13	-
Bandschwebeofen (50 %)	272,9	Erdgas	108[c]	208[c]	29,47	56,75	5,95	11,46	-
Stangen und Profile (jährliche Produktionsmenge: 252,9 Tsd. t)									
Schmelzen (100 %)									
Rinneninduktionsofen (50 %)	126,4	Elektr. Energie	250	280	31,61	35,40	15,81	17,70	-
Tiegelinduktionsofen (50 %)	126,4	Elektr. Energie	340	380	42,99	48,05	21,50	24,02	-
Erwärmen (100 %)									
Induktive BE (25 %)	63,2	Elektr. Energie	152	202	9,61	12,77	4,80	6,39	-
Gasbeheizte BE (25 %)	63,2	Erdgas	133	165	8,41	10,43	1,70	2,11	-
Hubbalken-, Rollenherdofen (50 %)	126,4	Erdgas	190	225	24,02	28,45	4,85	5,75	-
Rohre (jährliche Produktionsmenge: 155,0 Tsd. t)									
Schmelzen (100 %)									

Thermoprozessanlage	Anlagen-spezifische Produktionsmenge Tsd. t	Energieträger	Spezifischer Energieverbrauch in kWh/t		Jährlicher Energieverbrauch in GWh		Jährliche CO_2-Emissionen		
							Energiebedingt in Tsd. t [a]		Prozessbedingt in Tsd. t
			min.	max.	min.	max.	min.	max.	
Rinneninduktionsofen (50 %)	77,5	Elektr. Energie	250	280	19,38	21,71	9,69	10,86	-
Tiegelinduktionsofen (50 %)	77,5	Elektr. Energie	340	380	26,36	29,46	13,18	14,73	-
Erwärmen (100 %)									
Induktive BE (25 %)	38,8	Elektr. Energie	152	202	5,89	7,83	2,95	3,92	-
Gasbeheizte BE (25 %)	38,8	Erdgas	133	165	5,16	6,40	1,04	1,29	-
Hubbalken-, Rollenherdofen (50 %)	77,5	Erdgas	190	225	14,73	17,45	2,98	3,52	-
(Zwischen-)Glühen (100 %)									
Rollenherdofen (100 %)	155,0	Erdgas	108[b]	182[b]	16,75	28,22	3,38	5,70	-

Anmerkungen:

a) Zur Berechnung wurden folgende energiebedingte Emissionsfaktoren verwendet:

Erdgas: 0,201 t CO_2/MWh

Elektrische Energie: 0,5 t CO_2/MWh

b) Basierend auf theoretischem Energiebedarf und folgenden Annahmen: T = 500 – 800°C, Gesamtwirkungsgrad = 0,5

c) Basierend auf theoretischem Energiebedarf und folgenden Annahmen: T = 500 – 900°C, Gesamtwirkungsgrad = 0,5

Quellen: (European Commission 2017b); (Pfeifer et al. 2011c); (Statistisches Bundesamt (Destatis) 2019b)

A.6.2 Abschätzung Energieverbrauch und CO_2-Emissionen „NE-Metallin.: Kupfer“ (Case 2)

Thermoprozessanlage	Anlagen-spezifische Produkti-onsmenge in Tsd. t	Energieträ-ger	Spezifischer Energiever-brauch in kWh/t		Jährlicher Energiever-brauch in GWh		Jährliche CO_2-Emissionen		
							Energiebedingt in Tsd. t [a]		Prozess-bedingt in Tsd. t [b]
			min.	max.	min.	max.	min.	max.	
Gießwalzdraht (jährliche Produktionsmenge: 657,9 Tsd. t)									
Schmelzen (100 %)									
Kathodenschachtofen	657,9	Erdgas	278	292	182,90	192,11	36,95	38,81	-
Glühen (25 %)									
Haubenofen (50 %)	82,2	Erdgas	80	220	19,74	54,28	3,99	10,96	-
Rollenherdofen (50 %)	82,2	Erdgas	108[b]	182[b]	26,65	44,90	5,38	9,07	-
Bleche und Bänder (jährliche Produktionsmenge: 545,7 Tsd. t)									
Schmelzen (100 %)									
Rinneninduktionsofen (50 %)	272,9	Elektr. Ener-gie	250	280	68,21	76,4	34,11	38,2	-
Tiegelinduktionsofen (50 %)	272,9	Elektr. Ener-gie	340	380	92,77	103,68	46,38	51,84	-
Erwärmen (50 %)									
Hubherd-, Rollen-herdofen (100 %)	272,9	Erdgas	190	225	51,84	61,39	10,47	12,40	-
(Zwischen-)Glühen (50 %)									
Haubenofen (50 %)	136,4	Erdgas	80	220	10,91	30,01	2,20	6,06	-
Bandschwebeofen (50 %)	136,4	Erdgas	108[c]	208[c]	14,73	28,38	2,98	5,73	-
Stangen und Profile (jährliche Produktionsmenge: 252,9 Tsd. t)									
Schmelzen (100 %)									
Rinneninduktionsofen (50 %)	126,4	Elektr. Ener-gie	250	280	31,61	35,40	15,81	17,70	-
Tiegelinduktionsofen (50 %)	126,4	Elektr. Ener-gie	340	380	42,99	48,05	21,50	24,02	-
Erwärmen (100 %)									
Induktive BE (25 %)	63,2	Elektr. Ener-gie	152	202	9,61	12,77	4,80	6,39	-
Gasbeheizte BE (25 %)	63,2	Erdgas	133	165	8,41	10,43	1,70	2,11	-
Hubbalken-, Rollen-herdofen (50 %)	126,4	Erdgas	190	225	24,02	28,45	4,85	5,75	-
Rohre (jährliche Produktionsmenge: 155,0 Tsd. t)									
Schmelzen (100 %)									
Rinneninduktionsofen (50 %)	77,5	Elektr. Ener-gie	250	280	19,38	21,71	9,69	10,86	-
Tiegelinduktionsofen (50 %)	77,5	Elektr. Ener-gie	340	380	26,36	29,46	13,18	14,73	-

Thermoprozessanlage	Anlagen-spezifische Produktionsmenge in Tsd. t	Energieträger	Spezifischer Energieverbrauch in kWh/t		Jährlicher Energieverbrauch in GWh		Jährliche CO_2-Emissionen		
							Energiebedingt in Tsd. t [a]		Prozessbedingt in Tsd. t [b]
			min.	max.	min.	max.	min.	max.	
Erwärmen (100 %)									
Induktive BE (25 %)	38,8	Elektr. Energie	152	202	5,89	7,83	2,95	3,92	-
Gasbeheizte BE (25 %)	38,8	Erdgas	133	165	5,16	6,40	1,04	1,29	-
Hubbalken-, Rollenherdofen (50 %)	77,5	Erdgas	190	225	14,73	17,45	2,98	3,52	-
(Zwischen-)Glühen (50 %)									
Rollenherdofen (100 %)	77,5	Erdgas	108[b]	182[b]	8,37	14,11	1,69	2,85	-

Anmerkungen:

a) Zur Berechnung wurden folgende energiebedingte Emissionsfaktoren verwendet:

Erdgas: 0,201 t CO_2/MWh

Elektrische Energie: 0,5 t CO_2/MWh

b) Basierend auf theoretischem Energiebedarf und folgenden Annahmen: T = 500 - 800°C, Gesamtwirkungsgrad = 0,5

c) Basierend auf theoretischem Energiebedarf und folgenden Annahmen: T = 500 - 900°C, Gesamtwirkungsgrad = 0,5

Quellen: (European Commission 2017b); (Pfeifer et al. 2011c);(Statistisches Bundesamt (Destatis) 2019b)

A.6.3 Kenndaten zu Anwendung 1: Kontinuierliches Schmelzen Kupfer Gießwalzdraht

Kriterium	Angabe	Quellen
Thermoprozessanlage/Industrieofen	Kathodenschachtofen	-
Einsatzmaterial (Input)	Kathoden, hochwertiger Schrott	-
Gutform/Werkstückform	Schmelze	-
Temperatur Material/Werkstück (maximal)	1.085°C	[1]
Prozess-, Ofenraumtemperatur (maximal)	1085 - 1200°C	[1]
Optional: Druckbereich	N/A	-
Dominierender Wärmeübertragungsprozess	Strahlung (& Konvektion)	[1]
Atmosphäre (definierte Prozessatmosphäre: z. B. oxidierend, reduzierend)	leicht reduzierend	[2, 3]
Produktionskapazität	50 - 80 t/h	[3, 4]
Typische Anschlussleistung	30 - 100 MW	[1]
Energieeffizienz (typischer Wirkungsgrad)	0,50	[2]
Typischer mittlerer Energiebedarf	285 kWh/t	[4]
Anteile der verwendeten Energieträger	Erdgas (100 %)	[2]
Anteil elektrischer Energieeinsatz	-	
Prozessbedingte Treibhausgasemissionen	57,57 kg_{CO2}/t	[5]
Energiebedingte Treibausgasemissionen	kontinuierlich	[2]
Betriebsweise	entfällt	-
Bei diskontinuierlichen Anlagen: Aufheizzeit	entfällt	-
Bei diskontinuierlichen Anlagen: Haltezeit (auf Zieltemperatur)	entfällt	-
Bei hybridem System: Flexibilitätspotential Umschalt- bzw. An- und Abfahrvorgänge	entfällt	-
Bei hybridem System: Flexibilitätspotential Leistung	entfällt	-
Bei hybridem System: Flexibilitätspotential Zeitraum (Verschiebedauer)	entfällt	-
Bei hybridem System: Flexibilitätspotential Energieträgerwechsel möglich	entfällt	-
Wärmerückgewinnung	keine	[1]
Abwärmepotential: Temperatur	120 – 160°C (nach Filter)	[4]
Abwärmepotential: Medium	Verbrennungsabgas	[1]
Abwärmepotential: Menge	24.305 m^3/h STP (λ = 1)	[6]
Typische Betriebsdauer	ca. 8.000 Stunden pro Jahr	[1]
Übliche Anlagenauslastung	z. B. 90 %	[1]
Typische Lebensdauer	50 Jahre (kürzere Modernisierungszyklen)	[1]
Typische Modernisierungszyklen	< 50 Jahre	[1]
Alter der Anlage	25 Jahre	[1]

Kriterium	Angabe	Quellen
Investitionskosten Neubau	20.000 Tsd. €	[7]
Entwicklungspotential Investitionskosten	± 0 %	[7]
Übliche Abschreibungsdauer Neubau	25 Jahre	[1]
Modernisierungskosten	7.000 Tsd. €	[7]
Übliche Abschreibungsdauer Modernisierung	25 Jahre	[1]
Betriebs- und Wartungskosten (Alternativ Betriebskostenaufschlag in %)	2.000 Tsd. € bzw. 10 % auf Investitionskosten	[1]
Kosten für Stillstand und Produktionsausfall	500 Tsd. €/Tag	[8]
Produktionsausfall Neubau	< 100 Tage	[7]
Produktionsausfall Modernisierung	< 50 Tage	[7]
Anlagenspezifische Energiekosten	N/A	
Strompreisniveau und Entlastung	N/A	
Übliche Vorauskalkulation bei Investitionsentscheidung (Energiepreise, CO_2-Preise)	2 – 5 Jahre	[1]
Investitionskosten für Nebeneinrichtungen zur Einhaltung von Umweltauflagen	N/A	-
Energiebedarf für Nebeneinrichtungen zur Einhaltung von Umweltauflagen	N/A	-
Betriebskosten für Nebeneinrichtungen zur Einhaltung von Umweltauflagen	N/A	-
Sonstige notwendige Infrastruktur	N/A	-
Kosten für sonstige Infrastruktur	N/A	-
Energieverbrauch sonstige Infrastruktur	N/A	-
Anzahl installierte Anlagen	ca. 100 (weltweit), < 5 in DE	[1, 2]
Anteil installierter Leistung der Anlagen an Gesamtkapazität für 2020 (Bestandserfassung)	ca. 100 %	[1]
Altersverteilung (z. B. Mittelwert)	20 Jahre	[1]
Entwicklungspotential hinsichtlich Effizienzsteigerung	< 5 %	[1]
Entwicklungspotential hinsichtlich Alternativtechnik	Elektrifizierung (andere Ofentyp z. B. Induktion), Wasserstoff als mögliche Alternativtechnik	[1]
TRL (Technical Readiness Level)	Elektrifizierung TRL 9 (Stand der Technik), Wasserstoff TRL < 3	[1]
Kommerzielle Verfügbarkeit neuer Technologien (Alternativtechnik)	Wasserstoff voraussichtlich ab 2040	[1]

Quellen:
[1]: Annahme
[2]: (Schlesinger et al. 2011)
[3]: (Köhlhofer und Leutloff 2011)
[4]: (European Commission 2017b)
[5]: (Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) 2019)
[6]: Annahmen: 80 t/h, 285 kWh/t, Lambda = 1,15, Abgasvolumen = 13,07 $m^3_{Abgas}/m^3_{Brennstoff}$, Heizwert = 10 kWh/$m^3$
[7]: Annahme aus anderer Branche

[8]: Annahme 0.5 % vom Umsatz Endprodukt

A.6.4 Kenndaten zu Anwendung 2: Kontinuierliches Erwärmen Kupfer-Halbzeug

Kriterium	Angabe	Quellen
Thermoprozessanlage/Industrieofen	Rollenherdofen, Hubbalkenofen	[1]
Einsatzmaterial (Input)	Bänder (Coils), Stangenmaterial (Rund-, Kant-, Sonderprofile als Vollmaterial), Bramme	[1]
Gutform/Werkstückform	Bänder (Coils), Stangenmaterial (Rund-, Kant-, Sonderprofile als Vollmaterial), Bramme	[1]
Temperatur Material/Werkstück (maximal)	650 bis 1.030°C	[1]
Prozess-, Ofenraumtemperatur (maximal)	650 - 1100°C	[1]
Optional: Druckbereich	1.013 bis 1.063 mbar	[1]
Dominierender Wärmeübertragungsprozess	Konvektion, Strahlung	[1]
Atmosphäre (definierte Prozessatmosphäre: z. B. oxidierend, reduzierend)	leicht reduzierend, leicht oxidierend	[1]
Produktionskapazität	1,2 - 60 t/h	[1]
Typische Anschlussleistung	0,8 - 199,6 MW	[1]
Energieeffizienz (typischer Wirkungsgrad)	N/A	
Typischer mittlerer Energiebedarf	190 bis 225 kWh/t	[1]
Anteile der verwendeten Energieträger	Erdgas (94 bis 100 %)	[1]
Anteil elektrischer Energieeinsatz	0 bis 6 %	[1]
Prozessbedingte Treibhausgasemissionen	von Energieträger abhängig	
Energiebedingte Treibausgasemissionen	kontinuierlich	[1]
Betriebsweise	entfällt	
Bei diskontinuierlichen Anlagen: Aufheizzeit	entfällt	
Bei diskontinuierlichen Anlagen: Haltezeit (auf Zieltemperatur)	entfällt	
Bei hybridem System: Flexibilitätspotential Umschalt- bzw. An- und Abfahrvorgänge	entfällt	
Bei hybridem System: Flexibilitätspotential Leistung	entfällt	
Bei hybridem System: Flexibilitätspotential Zeitraum (Verschiebedauer)	entfällt	
Bei hybridem System: Flexibilitätspotential Energieträgerwechsel möglich	entfällt	
Wärmerückgewinnung	Rekuperator und Abgas für Vorwärmung	[1]
Abwärmepotential: Temperatur	150 bzw. 1.370°C	[1]
Abwärmepotential: Medium	Wasserdampf (150°C), Verbrennungsgas (1.370°C)	[1]
Abwärmepotential: Menge	150 m^3/h bzw. 22.000 m^3/h	[1]
Typische Betriebsdauer	5.500 bis 8.160 h/a	[1]
Übliche Anlagenauslastung	80 bis 100 %	[1]
Typische Lebensdauer	20 bis 75 Jahre	[1]
Typische Modernisierungszyklen	10 bis 50 Jahre	[1]

Kriterium	Angabe	Quellen
Alter der Anlage	7 bis 50 Jahre	[1]
Investitionskosten Neubau	2 bis 25 Mio. €	[1]
Entwicklungspotential Investitionskosten	N/A	
Übliche Abschreibungsdauer Neubau	6 bis 7 Jahre	[1]
Modernisierungskosten	3 bis 3,3 Mio. €	[1]
Übliche Abschreibungsdauer Modernisierung	6 bis 7 Jahre	[1]
Betriebs- und Wartungskosten (Alternativ Betriebskostenaufschlag in %)	900 bis 2.100 Tsd. €	[1]
Kosten für Stillstand und Produktionsausfall	N/A	
Produktionsausfall Neubau	N/A	
Produktionsausfall Modernisierung	N/A	
Anlagenspezifische Energiekosten	N/A	
Strompreisniveau und Entlastung	N/A	
Übliche Vorauskalkulation bei Investitionsentscheidung (Energiepreise, CO_2-Preise)	N/A	
Investitionskosten für Nebeneinrichtungen zur Einhaltung von Umweltauflagen	N/A	
Energiebedarf für Nebeneinrichtungen zur Einhaltung von Umweltauflagen	N/A	
Betriebskosten für Nebeneinrichtungen zur Einhaltung von Umweltauflagen	N/A	
Sonstige notwendige Infrastruktur	N/A	
Kosten für sonstige Infrastruktur	N/A	
Energieverbrauch sonstige Infrastruktur	N/A	
Anzahl installierte Anlagen	N/A	
Anteil installierter Leistung der Anlagen an Gesamtkapazität für 2020 (Bestandserfassung)	N/A	
Altersverteilung (z. B. Mittelwert)	N/A	
Entwicklungspotential hinsichtlich Effizienzsteigerung	N/A	
Entwicklungspotential hinsichtlich Alternativtechnik	Elektrifizierung, Wasserstoffbeheizung	[1]
TRL (Technical Readiness Level)	Elektrifizierung (9), Wasserstoff < 5	[1]
Kommerzielle Verfügbarkeit neuer Technologien (Alternativtechnik)	in 2020 (TRL 9) bzw. 2030 (TRL < 9 und ≥ 3)	Annahme

Quellen:
[1]: (Expert:inneninterview 2021j)

A.6.5 Kenndaten zu Anwendung 3: Diskonti. Wärmebehandlung Kupfer-Halbzeug

Kriterium	Angabe	Quellen
Thermoprozessanlage/Industrieofen	Haubenofen	[1]
Einsatzmaterial (Input)	Coils und Wicklungen	[1]
Gutform/Werkstückform	Coils und Wicklungen	[1]
Temperatur Material/Werkstück (maximal)	300 - 850°C	[1]
Prozess-, Ofenraumtemperatur (maximal)	1.000°C	[1]
Optional: Druckbereich	1.076 bis 1.113 mbar	[1]
Dominierender Wärmeübertragungsprozess	Konvektion	[1]
Atmosphäre (definierte Prozessatmosphäre: z. B. oxidierend, reduzierend)	reduzierend oder Schutzgas (N_2, H_2, H_2 in N_2)	[1]
Produktionskapazität	2 - 5 t/h	[1]
Typische Anschlussleistung	0,87 - 1,2 MW	[1]
Energieeffizienz (typischer Wirkungsgrad)	N/A	
Typischer mittlerer Energiebedarf	80 bis 220 kWh/t	[1]
Anteile der verwendeten Energieträger	Erdgas (80 bis 100 %)	[1]
Anteil elektrischer Energieeinsatz	0 bis 20 %	[1]
Prozessbedingte Treibhausgasemissionen	von Energieträger abhängig	
Energiebedingte Treibausgasemissionen	diskontinuierlich	[1]
Betriebsweise	3 bis 12 h	[1]
Bei diskontinuierlichen Anlagen: Aufheizzeit	0 bis 20 h	[1]
Bei diskontinuierlichen Anlagen: Haltezeit (auf Zieltemperatur)	N/A	
Bei hybridem System: Flexibilitätspotential Umschalt- bzw. An- und Abfahrvorgänge	N/A	
Bei hybridem System: Flexibilitätspotential Leistung	entfällt	
Bei hybridem System: Flexibilitätspotential Zeitraum (Verschiebedauer)	entfällt	
Bei hybridem System: Flexibilitätspotential Energieträgerwechsel möglich	entfällt	
Wärmerückgewinnung	Rekuperator & Rückkühlung in Warmwassernetz	[1]
Abwärmepotential: Temperatur	Kühlwasser ca. 30 bis 40°C und Abgas ca. 250 bis 400°C	[1]
Abwärmepotential: Medium	Kühlwasser: Wasserstrom, Ofenanlage: Verbrennungsgas	[1]
Abwärmepotential: Menge	6 m^3/h (Wasser) bzw. 1.400 m^3/h (Verbrennungsgas)	[1]
Typische Betriebsdauer	5.500 bis 8.160 h/a	[1]
Übliche Anlagenauslastung	70 bis 90 %	[1]
Typische Lebensdauer	20 bis 50 Jahre	[1]
Typische Modernisierungszyklen	10 Jahre	[1]
Alter der Anlage	5 bis 30 Jahre	[1]

Kriterium	Angabe	Quellen
Investitionskosten Neubau	0,9 bis 11 Mio. €	[1]
Entwicklungspotential Investitionskosten	N/A	
Übliche Abschreibungsdauer Neubau	6 bis 20 Jahre	[1]
Modernisierungskosten	0,2 bis 1,1 Mio. €	[1]
Übliche Abschreibungsdauer Modernisierung	6 bis 10 Jahre	[1]
Betriebs- und Wartungskosten (Alternativ Betriebskostenaufschlag in %)	240 bis 330 Tsd. €	[1]
Kosten für Stillstand und Produktionsausfall	N/A	
Produktionsausfall Neubau	N/A	
Produktionsausfall Modernisierung	N/A	
Anlagenspezifische Energiekosten	N/A	
Strompreisniveau und Entlastung	N/A	
Übliche Vorauskalkulation bei Investitionsentscheidung (Energiepreise, CO_2-Preise)	N/A	
Investitionskosten für Nebeneinrichtungen zur Einhaltung von Umweltauflagen	N/A	
Energiebedarf für Nebeneinrichtungen zur Einhaltung von Umweltauflagen	N/A	
Betriebskosten für Nebeneinrichtungen zur Einhaltung von Umweltauflagen	N/A	
Sonstige notwendige Infrastruktur	N/A	
Kosten für sonstige Infrastruktur	N/A	
Energieverbrauch sonstige Infrastruktur	N/A	
Anzahl installierte Anlagen	N/A	
Anteil installierter Leistung der Anlagen an Gesamtkapazität für 2020 (Bestandserfassung)	N/A	
Altersverteilung (z. B. Mittelwert)	N/A	
Entwicklungspotential hinsichtlich Effizienzsteigerung	N/A	
Entwicklungspotential hinsichtlich Alternativtechnik	Elektrifizierung, Wasserstoffbeheizung	[1]
TRL (Technical Readiness Level)	Elektrifizierung (9), Wasserstoff < 5	[1]
Kommerzielle Verfügbarkeit neuer Technologien (Alternativtechnik)	in 2020 (TRL 9) bzw. 2030 (TRL < 9 und ≥ 3)	Annahme

Quellen:
[1]: (Expert:inneninterview 2021j)

A.7 AP1: Umformtechnik

A.7.1 Schmiedeindustrie: Produktionswert, Produktionsmenge und Anzahl der Betriebe

Produktgruppe	Produktionswert in Mrd. €	Produktionsmenge in Mio. t	Anzahl der Betriebe
Blechformteile	14,632	5,108	1.360
Gesenkschmiedeteile	3,726	1,239	161
Fließpressteile	1,203	0,490	90
Freiformschmiedestücke (davon gewalzte Ringe)	0,837 (0,339)	0,333 (0,139)	70
Pulvermetallurgische Erzeugnisse	0,795	0,060	43

Quellen: (Statistisches Bundesamt 2020; Kurtzke und Döth 2010; Statistisches Bundesamt (Destatis) 2008, 2019a)

A.7.2 Abschätzung Energieverbrauch und CO_2-Emissionen „Umformtechnik“

Thermoprozessanlage	Anlagen-spezifische Produktions-menge in Tsd. t	Energieträ-ger	Spezifischer Energiever-brauch in kWh/t		Jährlicher Energiever-brauch in GWh		Jährliche CO_2-Emissionen		
							Energie-bedingt in Tsd. t [a)]		Pro-zess-bedingt in Tsd. t
			min.	max.	min.	max.	min.	max.	
Gesenkschmieden (jährliche Produktionsmenge: 1,2 Mio. t)									
Erwärmung (100 %)									
Induktive Erwärmungsan-lage	1.053,4 (85 %)	el. Energie	400	500	421	527	211	263	-
Durchlauf-,Drehherdofen	185,9 (15 %)	Erdgas	400	700	74	130	15	26	-
Freiformschmieden (jährliche Produktionsmenge: 193,2 Tsd. t)									
Erwärmung (100 %)									
Herdwagenschmiedeofen	106,2 (55 %)	Erdgas	555	833	58	89	12	18	-
Kammerschmiedeofen[1)]	71,5 (37 %)	Erdgas	1200	1200	86	86	17	17	-
Drehherdofen[2)]	15,5 (8 %)	Erdgas	775	1000	12	15	2	3	-
Ringwalzen (jährliche Produktionsmenge: 139,3 Tsd. t)									
Erwärmung (100 %)									
Herdwagenschmiedeofen	76,6 (55 %)[3)]	Erdgas	555	833	43	64	9	13	-
Kammerschmiedeofen[1)]	51,5 (37 %)[3)]	Erdgas	1200	1200	62	62	12	12	-
Drehherdofen[2)]	11,1 (8 %)[3)]	Erdgas	775	1000	5	7	1	1	-
Presshärten (jährliche Produktionsmenge: 240,3 Tsd. t[5)])									
Erwärmung (100 %)									
Rollenherdofen	153,9 (64 %)[4)]	Erdgas	340	400	52	62	11	12	-
Rollenherdofen	38,4 (16 %)[4)]	el. Energie	260	300	10	12	5	6	-
Kettenträgerofen	24,0 (10 %)[4)]	Erdgas	340	400	8	10	2	2	-
Mehrlagenkammerofen	24,0 (10 %)[4)]	Erdgas	340	400	8	10	2	2	-

Anmerkungen:

1) Mittelwert für Kammerschmiedeöfen nach (Ade 2017)

2) mittlerer Energieverbrauch hochgerechnet aus Daten eines Drehherdofens bei 800°C nach (Dahm und Klima 2005)

3) Annahme der Verteilung der Produktionsmenge entsprechend Freiformschmieden nach (Schmidt et al. 2004)

4) Verteilung angenommen

5) Berechnung Produktionsmenge = 275 kg (Rohbaukarosserie) * 0,75 (Strukturbauteile) * 0,25 (Presshärtebauteile) * 4,66 Mio. (Produktion PKW 2019 DE) nach (Expert:inneninterview 2021h)

a) Zur Berechnung wurden folgende energiebedingte Emissionsfaktoren verwendet:

Erdgas: 0,201 t CO_2/MWh; Strom: 0,500 t CO_2/MWh

Quellen: (Ade 2017; Dahm und Klima 2005; Kutsche 2010; Schmidt et al. 2004; Pfeifer et al. 2011c, 2010)

A.7.3 Kenndaten zu Anwendung 1: Kontinuierliche Erwärmung Schmiedebauteile

Kriterium	Angabe	Quellen
Thermoprozessanlage/Industrieofen	Durchlauföfen/Drehherdofen	
Einsatzmaterial (Input)	Stahl	[5]
Gutform/Werkstückform	Stückgut (Knüppel, Brammen)	
Temperatur Material/Werkstück (maximal)	1.250°C	[3]
Prozess-, Ofenraumtemperatur (maximal)	1.300°C	[2, 3]
Optional: Druckbereich	-	
Dominierender Wärmeübertragungsprozess	Strahlung (& Konvektion)	[3]
Atmosphäre (definierte Prozessatmosphäre: z. B. oxidierend, reduzierend)	Abgas (leicht oxidierend)	[1, 4]
Produktionskapazität	4,5 bis 12 t/h	[3]
Typische Anschlussleistung	5,5 bis 10,4 MW	[3]
Energieeffizienz (typischer Wirkungsgrad)	Feuerungstechnisch 78-84 .%	[2]
Typischer mittlerer Energiebedarf	775 – 1.000 kWh/t (Abschätzung bei 800°C)	[6]
Anteile der verwendeten Energieträger	Erdgas	
Anteil elektrischer Energieeinsatz	-	
Prozessbedingte Treibhausgasemissionen	-	
Energiebedingte Treibausgasemissionen	ca. 0,2 kg_{CO2}/kWh (Emissionsfaktor Erdgas)	
Betriebsweise	kontinuierlich	
Bei diskontinuierlichen Anlagen: Aufheizzeit	-	
Bei diskontinuierlichen Anlagen: Haltezeit (auf Zieltemperatur)	-	
Bei hybridem System: Flexibilitätspotential Umschalt- bzw. An- und Abfahrvorgänge	-	
Bei hybridem System: Flexibilitätspotential Leistung	-	
Bei hybridem System: Flexibilitätspotential Zeitraum (Verschiebedauer)	-	
Bei hybridem System: Flexibilitätspotential Energieträgerwechsel möglich	-	
Wärmerückgewinnung	Rekuperator, Abgaswärmetauscher; Regenerativbrenner	
Abwärmepotential: Temperatur	400 – 450°C	[3]
Abwärmepotential: Medium	Verbrennungsabgas	
Abwärmepotential: Menge	ca. 5.000m^3/h (berechnet aus der Verbrennung von Erdgas 470 Nm^3/h und Luft λ ≈1,1)	[3]
Typische Betriebsdauer	7200 h/a	[1]
Übliche Anlagenauslastung	N/A	
Typische Lebensdauer	> 30 Jahre	
Typische Modernisierungszyklen	N/A	
Alter der Anlage	N/A	

Kriterium	Angabe	Quellen
Investitionskosten Neubau	2 – 3 Mio. €	[1]
Entwicklungspotential Investitionskosten	N/A	
Übliche Abschreibungsdauer Neubau	N/A	
Modernisierungskosten	ca. 30 – 40 % der Investitionskosten	[1]
Übliche Abschreibungsdauer Modernisierung	N/A	
Betriebs- und Wartungskosten (Alternativ Betriebskostenaufschlag in %)	ca. 10 % der Investitionskosten	[1]
Kosten für Stillstand und Produktionsausfall	N/A	
Produktionsausfall Neubau	N/A	
Produktionsausfall Modernisierung	N/A	
Anlagenspezifische Energiekosten	3 ct/kWh (Erdgaspreis)	
Strompreisniveau und Entlastung	8 ct/kWh inkl. Befreiung von EEG	
Übliche Vorauskalkulation bei Investitionsentscheidung (Energiepreise, CO_2-Preise)	N/A	
Investitionskosten für Nebeneinrichtungen zur Einhaltung von Umweltauflagen	N/A	
Energiebedarf für Nebeneinrichtungen zur Einhaltung von Umweltauflagen	N/A	
Betriebskosten für Nebeneinrichtungen zur Einhaltung von Umweltauflagen	N/A	
Sonstige notwendige Infrastruktur	N/A	
Kosten für sonstige Infrastruktur	N/A	
Energieverbrauch sonstige Infrastruktur	N/A	
Anzahl installierte Anlagen	N/A	
Anteil installierter Leistung der Anlagen an Gesamtkapazität für 2020 (Bestandserfassung)	N/A	
Altersverteilung (z. B. Mittelwert)	N/A	
Entwicklungspotential hinsichtlich Effizienzsteigerung	N/A	
Entwicklungspotential hinsichtlich Alternativtechnik	Hybride Beheizung (Strom/Erdgas (EE-Methan), Strom/Wasserstoff), Wasserstoff	nach [1]
TRL (Technical Readiness Level)	Hybride Beheizung (Strom/Erdgas) (9), Hybride Beheizung (Strom/Wasserstoff) < 5, Wasserstoff < 5	nach [1]
Kommerzielle Verfügbarkeit neuer Technologien (Alternativtechnik)	in 2020 (TRL 9) bzw. 2030 (TRL < 9 und ≥ 3)	Annahme

Quellen:
[1]: (Expert:inneninterview 2021y)
[2]: (Pfeifer et al. 2018a)
[3]: (Schmidt et al. 2004)
[4]: (Pfeifer et al. 2011c)
[5]: (Deutsche Massivumformung 2020)
[6]: (Dahm und Klima 2005)

A.7.4 Kenndaten zu Anwendung 2: Diskontinuierliche Erwärmung Schmiedebauteile

Kriterium	Angabe	Quellen
Thermoprozessanlage/Industrieofen	Herdwagen-/Kammerschmiedeofen	
Einsatzmaterial (Input)	Stahl	[5]
Gutform/Werkstückform	Stückgut (Knüppel, Brammen)	[4]
Temperatur Material/Werkstück (maximal)	1.250°C	[4]
Prozess-, Ofenraumtemperatur (maximal)	1.300°C	[3, 4]
Optional: Druckbereich	-	
Dominierender Wärmeübertragungsprozess	Strahlung	[3]
Atmosphäre (definierte Prozessatmosphäre: z. B. oxidierend, reduzierend)	Abgas (leicht oxidierend)	[1, 2]
Produktionskapazität	1 bis 5 t/h	[4]
Typische Anschlussleistung	1 bis 8,8 MW	[4]
Energieeffizienz (typischer Wirkungsgrad)		
Typischer mittlerer Energiebedarf	550-1.200 kWh/t	[4, 6]
Anteile der verwendeten Energieträger	Erdgas	
Anteil elektrischer Energieeinsatz	-	
Prozessbedingte Treibhausgasemissionen	-	
Energiebedingte Treibausgasemissionen	ca. 0,2 kg_{CO2}/kWh (Emissionsfaktor Erdgas)	
Betriebsweise	diskontinuierlich	
Bei diskontinuierlichen Anlagen: Aufheizzeit	> 6 h	[4]
Bei diskontinuierlichen Anlagen: Haltezeit (auf Zieltemperatur)	24 h	[4]
Bei hybridem System: Flexibilitätspotential Umschalt- bzw. An- und Abfahrvorgänge	-	
Bei hybridem System: Flexibilitätspotential Leistung	-	
Bei hybridem System: Flexibilitätspotential Zeitraum (Verschiebedauer)	-	
Bei hybridem System: Flexibilitätspotential Energieträgerwechsel möglich	-	
Wärmerückgewinnung	Rekuperator, Abgaswärmetauscher; Regenerativbrenner	
Abwärmepotential: Temperatur	400 – 450°C	[4]
Abwärmepotential: Medium	Verbrennungsabgas	
Abwärmepotential: Menge	Bis zu 1.500-3.500 m^3/h (berechnet aus 130 Nm^3/h – 330 Nm^3/h_{Erdgas}) kein konti. Betrieb (Aufheiz- und Haltephasen)	[4]
Typische Betriebsdauer	5840 h/a	[1, 4]
Übliche Anlagenauslastung	N/A	
Typische Lebensdauer	> 30 Jahre	
Typische Modernisierungszyklen	N/A	
Alter der Anlage	N/A	

Kriterium	Angabe	Quellen
Investitionskosten Neubau	1 – 1,5 Mio. €	[1]
Entwicklungspotential Investitionskosten	N/A	
Übliche Abschreibungsdauer Neubau	N/A	
Modernisierungskosten	ca. 30 % der Investitionskosten	[1]
Übliche Abschreibungsdauer Modernisierung	N/A	
Betriebs- und Wartungskosten (Alternativer Betriebskostenaufschlag in %)	ca. 1 % der Investitionskosten	[1]
Kosten für Stillstand und Produktionsausfall	N/A	
Produktionsausfall Neubau	N/A	
Produktionsausfall Modernisierung	N/A	
Anlagenspezifische Energiekosten	3 ct/kWh (Erdgaspreis)	
Strompreisniveau und Entlastung	8 ct/kWh inkl. Befreiung von EEG	
Übliche Vorauskalkulation bei Investitionsentscheidung (Energiepreise, CO_2-Preise)	N/A	
Investitionskosten für Nebeneinrichtungen zur Einhaltung von Umweltauflagen	N/A	
Energiebedarf für Nebeneinrichtungen zur Einhaltung von Umweltauflagen	N/A	
Betriebskosten für Nebeneinrichtungen zur Einhaltung von Umweltauflagen	N/A	
Sonstige notwendige Infrastruktur	N/A	
Kosten für sonstige Infrastruktur	N/A	
Energieverbrauch sonstige Infrastruktur	N/A	
Anzahl installierte Anlagen	N/A	
Anteil installierter Leistung der Anlagen an Gesamtkapazität für 2020 (Bestandserfassung)	N/A	
Altersverteilung (z. B. Mittelwert)	N/A	
Entwicklungspotential hinsichtlich Effizienzsteigerung	N/A	
Entwicklungspotential hinsichtlich Alternativtechnik	Elektrifizierung, Wasserstoff	nach [1]
TRL (Technical Readiness Level)	Elektrifizierung < 3, Wasserstoff < 5	nach [1]
Kommerzielle Verfügbarkeit neuer Technologien (Alternativtechnik)	in 2020 (TRL 9) bzw. 2030 (TRL < 9 und ≥ 3)	Annahme

Quellen:
[1]: (Expert:inneninterview 2021y)
[2]: (Pfeifer et al. 2011c)
[3]: (Pfeifer et al. 2018a)
[4]: (Schmidt et al. 2004)
[5]: (Deutsche Massivumformung 2020)
[6]: (Ade 2017)

A.7.5 Kenndaten zu Anwendung 3: Kontinuierliche Erwärmung Stahlblechzuschnitte

Kriterium	Angabe	Quellen
Thermoprozessanlage/Industrieofen	Rollenherdofen	
Einsatzmaterial (Input)	Stahl	[4]
Gutform/Werkstückform	Blech	[4]
Temperatur Material/Werkstück (maximal)	850°C	[4]
Prozess-, Ofenraumtemperatur (maximal)	950°C	[4]
Optional: Druckbereich	-	
Dominierender Wärmeübertragungsprozess	Strahlung	[3]
Atmosphäre (definierte Prozessatmosphäre: z. B. oxidierend, reduzierend)	Schutzgas (Stickstoff), Verbrauch ca. 40 $m^3/t_{Produkt}$	[1]
Produktionskapazität	4 - 5 t/h	[1]
Typische Anschlussleistung	N/A	
Energieeffizienz (typischer Wirkungsgrad)	0,55	[5]
Typischer mittlerer Energiebedarf	380 kWh/t Gas und 14 kWh/t Strom oder 260 kWh/t Strom	[1]
Anteile der verwendeten Energieträger	< 95 % Gas, Rest Strom oder 100 % Strom	[1]
Anteil elektrischer Energieeinsatz	-	
Prozessbedingte Treibhausgasemissionen	-	
Energiebedingte Treibausgasemissionen	ca. 0,2 kg_{CO2}/kWh (Emissionsfaktor Erdgas)	
Betriebsweise	kontinuierlich	
Bei diskontinuierlichen Anlagen: Aufheizzeit	-	
Bei diskontinuierlichen Anlagen: Haltezeit (auf Zieltemperatur)	-	
Bei hybridem System: Flexibilitätspotential Umschalt- bzw. An- und Abfahrvorgänge	-	
Bei hybridem System: Flexibilitätspotential Leistung	-	
Bei hybridem System: Flexibilitätspotential Zeitraum (Verschiebedauer)	-	
Bei hybridem System: Flexibilitätspotential Energieträgerwechsel möglich	-	
Wärmerückgewinnung	u.a. Rekuperativ- oder Regenerativbrenner (seltener)	nach [1]
Abwärmepotential: Temperatur	N/A	
Abwärmepotential: Medium	Verbrennungsabgas, Schutzgas (ca. 40 $m^3/t_{Produkt}$)	
Abwärmepotential: Menge	10,6 - 11,5 m^3Abgas/m^3_{Erdgas} (berechnet aus der Verbrennung von Erdgas 470 Nm^3/h und Luft $\lambda \approx 1,1$)	
Typische Betriebsdauer	8500 h/a	[6]
Übliche Anlagenauslastung	N/A	
Typische Lebensdauer	N/A	
Typische Modernisierungszyklen	N/A	
Alter der Anlage	N/A	

Kriterium	Angabe	Quellen
Investitionskosten Neubau	ca. 2,1 Mio. Euro (schlüsselfertige Anlage)	[1]
Entwicklungspotential Investitionskosten	N/A	
Übliche Abschreibungsdauer Neubau	N/A	
Modernisierungskosten	N/A	
Übliche Abschreibungsdauer Modernisierung	N/A	
Betriebs- und Wartungskosten (Alternativer Betriebskostenaufschlag in %)	N/A	
Kosten für Stillstand und Produktionsausfall	N/A	
Produktionsausfall Neubau	N/A	
Produktionsausfall Modernisierung	N/A	
Anlagenspezifische Energiekosten	3 ct/kWh (Erdgaspreis)	
Strompreisniveau und Entlastung	8 ct/kWh inkl. Befreiung von EEG	
Übliche Vorauskalkulation bei Investitionsentscheidung (Energiepreise, CO_2-Preise)	N/A	
Investitionskosten für Nebeneinrichtungen zur Einhaltung von Umweltauflagen	N/A	
Energiebedarf für Nebeneinrichtungen zur Einhaltung von Umweltauflagen	N/A	
Betriebskosten für Nebeneinrichtungen zur Einhaltung von Umweltauflagen	N/A	
Sonstige notwendige Infrastruktur	N/A	
Kosten für sonstige Infrastruktur	N/A	
Energieverbrauch sonstige Infrastruktur	N/A	
Anzahl installierte Anlagen	N/A	
Anteil installierter Leistung der Anlagen an Gesamtkapazität für 2020 (Bestandserfassung)	N/A	
Altersverteilung (z. B. Mittelwert)	N/A	
Entwicklungspotential hinsichtlich Effizienzsteigerung	N/A	
Entwicklungspotential hinsichtlich Alternativtechnik	Elektrifizierung, Wasserstoff	nach [1]
TRL (Technical Readiness Level)	Elektrifizierung (9), Wasserstoff < 5	nach [1]
Kommerzielle Verfügbarkeit neuer Technologien (Alternativtechnik)	in 2020 (TRL 9) bzw. 2030 (TRL < 9 und ≥ 3)	Annahme

Quellen:
[1]: (Expert:inneninterview 2021w)
[3]: (Pfeifer et al. 2018a)
[4]: (Andreiev 2020)
[5]: (Vibrans 2016)
[6]: Annahme nach Branchenanalyse Härtereitechnik

A.8 AP1: Härtereitechnik

A.8.1 Exemplarischer Anlagenpark einer Lohnhärterei in Deutschland

Anzahl	Typ	Abschreckmedium	Verfahren
1	Durchstoßofenanlage	Öl	Härten, Einsatzhärten, Carbonitrieren, Vergüten, Glühen
20	Banddurchlaufanlage	Öl	Härten, Einsatzhärten, Carbonitrieren, Vergüten
4	Banddurchlaufanlage	Salz	Härten, Einsatzhärten, Carbonitrieren, Vergüten, Bainitisieren
1	Banddurchlaufanlage	Wasser	Härten, Einsatzhärten, Carbonitrieren, Vergüten
1	Banddurchlaufanlage	-	Gasnitrieren, -nitrocarburieren
3	Banddurchlaufanlage	-	Glühen, Anlassen
27	Kammerofen	Öl	Härten, Einsatzhärten, Carbonitrieren, Vergüten, Glühen
4	Kammerofen	Salz	Härten, Einsatzhärten, Carbonitrieren, Vergüten, Bainitisieren, Glühen
5	Kammerofen	-	Gasnitrieren, -nitrocarburieren
1	Kammerofen	-	Anlassen
3	Kammerofen	-	Anlassen
1	Kammerofen	-	Anlassen, Tiefkühlen
1	Vakuumkammerofen	Stickstoff	Härten (Vakuumhärten)
1	Vakuumkammerofen	Stickstoff	Härten, Einsatzhärten (LPC), Carbonitrieren, Vergüten, Glühen
5	Vakuumkammerofen	-	Gasnitrieren, -nitrocarburieren, Glühen
26	Vakuumkammerofen	-	Gasnitrieren, -nitrocarburieren
4	Induktionsanlage	Wasser	Glühen, Anlassen, Induktionshärten

Quelle: (Schwäbische Härtetechnik Ulm GmbH & Co. KG 2019)

A.8.2 Abschätzung Energieverbrauch und CO_2-Emissionen „Härtereitechnik“

Thermoprozessanlage	Anlagen-spezifische Produktion-menge in Tsd. t	Energieträger	Spezifischer Energieverbrauch in kWh/t		Jährlicher Energieverbrauch in GWh		Jährliche CO_2-Emissionen		
							Energie-bedingt in Tsd. t [a]		Prozess-bedingt in Tsd. t [b]
			min.	max.	min.	max.	min.	max.	
Einsatzhärten (jährliche Produktionsmenge: N/A, Anlagenverteilung: N/A)									
Vorwärmen (70 %)									
Kammerofen	N/A	Erdgas	83 [c]	167 [c]	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Durchlaufofen	N/A	Erdgas	83 [c]	167 [c]	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Aufkohlen (100 %)									
Durchstoßofen	N/A	Erdgas	340 [d, e]	477 [d, e]	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Bandofen	N/A	Erdgas	400 [d, e]	590 [d, e]	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Durchlauföfen	N/A	el. Energie	400 [d]	480 [d]	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Kammerofen	N/A	Erdgas	560 [d, f]	1445 [d, f]	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Kammerofen	N/A	el. Energie	240 [h]	1970 [h]	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Vakuumofen	N/A	el. Energie	680 [d]	1010 [d]	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Anlassen (70 %)									
Kammerofen	N/A	el. Energie	31 [c]	63 [c]	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Durchlaufofen	N/A	el. Energie	31 [c]	63 [c]	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Vergüten (jährliche Produktionsmenge: N/A, Anlagenverteilung: N/A)									
Vorwärmen (70 %)									
Kammerofen	N/A	Erdgas	83 [c]	167 [c]	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Durchlaufofen	N/A	Erdgas	83 [c]	167 [c]	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Austenitisieren (100 %)									
Bandofen	N/A	Erdgas	320 [d, e]	410 [d, e]	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Rollenherdofen	N/A	Erdgas	367 [d, e]	367 [d, e]	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Durchstoßofen	N/A	Erdgas	477 [d, e]	477 [d, e]	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Durchlauföfen	N/A	el. Energie	400 [d]	480 [d]	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Kammerofen	N/A	Erdgas	560 [d, f]	833 [d, f]	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Kammerofen	N/A	el. Energie	240 [h]	1970 [h]	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Vakuumofen	N/A	el. Energie	683 [d]	683 [d]	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Anlassen (70 %)									
Kammerofen	N/A	Erdgas	121 [c]	242 [c]	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Durchlaufofen	N/A	Erdgas	121 [c]	242 [c]	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Nitrieren und Nitrocarburieren (jährliche Produktionsmenge: N/A, Anlagenverteilung: N/A)									
Nitrieren und Nitrocarburieren (100 %)									
Kammerofen	N/A	el. Energie	391 [d]	945 [d]	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A

Thermoprozessanlage	Anlagen-spezifische Produktion-menge in Tsd. t	Energieträger	Spezifischer Energieverbrauch in kWh/t		Jährlicher Energieverbrauch in GWh		Jährliche CO_2-Emissionen		
							Energie-bedingt in Tsd. t [a)]		Prozess-bedingt in Tsd. t [b)]
			min.	max.	min.	max.	min.	max.	
Bandofen	N/A	Erdgas	391 [g)]	945 [g)]	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Durchstoßofen	N/A	Erdgas	391 [g)]	945 [g)]	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A

Abkürzungen: N/A = keine Daten vorhanden; el. = elektrisch

Anmerkungen und Quellen:

a) Zur Berechnung wurden folgende energiebedingte Emissionsfaktoren verwendet: Erdgas: 0,201 t CO_2/MWh, Elektrische Energie: 0,5 t CO_2/MWh;

b) Prozessbedingte Emissionen sind für alle Prozesse mit Schutzgas, insbesondere Aufkohlen und Austenitisieren (Endogas) vorhanden, können aber nicht allgemeingültig quantifiziert werden;

c) Basierend auf theoretischem Energiebedarf und Gesamtwirkungsgrad von 40 % bzw. 80 %;

d) (Expert:inneninterview 2020b);

e) (Expert:inneninterview 2020l);

f) (Expert:inneninterview 2020d);

g) Annahme basierend auf d);

h) (Expert:inneninterview 2020d)

A.8.3 Kenndaten zu Anwendung 1: Kontinuierliches Aufkohlen/Austenitisieren Stahl

Kriterium	Angabe	Quellen
Thermoprozessanlage/Industrieofen	Durchstoßofen, Bandofen, Rollenherdofen	
Einsatzmaterial (Input)	Stückgut, Schüttgüt	[1, 2]
Gutform/Werkstückform	Stückgut, Schüttgut	[1, 2]
Temperatur Material/Werkstück (maximal)	980°C	[1]
Prozess-, Ofenraumtemperatur (maximal)	1.050°C	[2]
Optional: Druckbereich	Atmosphärendruck	[2]
Dominierender Wärmeübertragungsprozess	Strahlung (& Konvektion)	[1, 2]
Atmosphäre (definierte Prozessatmosphäre: z. .B. oxidierend, reduzierend)	Endogas (aufkohlend bzw. neutral)	[1, 2]
Produktionskapazität	0,25 – 3 t/h	[1, 2]
Typische Anschlussleistung	ca. 330 – 2.000 kW	[1, 2]
Energieeffizienz (typischer Wirkungsgrad)	ca. 69 – 80 % (feuerungstechnischer Wirkungsgrad Rekuperatorbrenner)	[1, 2]
Typischer mittlerer Energiebedarf	Erdgas: 0,32 – 0,59 kWh/kg, elektrisch: 0,48 kWh/kg	[1 - 4]
Anteile der verwendeten Energieträger	in der Regel Erdgasbeheizung	[1, 2]
Anteil elektrischer Energieeinsatz	N/A	
Prozessbedingte Treibhausgasemissionen	N/A	
Energiebedingte Treibausgasemissionen	N/A	
Betriebsweise	(semi-)kontinuierlich	[1, 2]
Bei diskontinuierlichen Anlagen: Aufheizzeit	N/A	
Bei diskontinuierlichen Anlagen: Haltezeit (auf Zieltemperatur)	N/A	
Bei hybridem System: Flexibilitätspotential Umschalt- bzw. An- und Abfahrvorgänge	N/A	
Bei hybridem System: Flexibilitätspotential Leistung	N/A	
Bei hybridem System: Flexibilitätspotential Zeitraum (Verschiebedauer)	N/A	
Bei hybridem System: Flexibilitätspotential Energieträgerwechsel möglich	N/A	
Wärmerückgewinnung	Rekuperatorbrenner, Wärmetauscher zur Beheizung von Waschwasser, Nutzung des Endogas-Abbrands zur Bandtrockung	[1]
Abwärmepotential: Temperatur	300 – 600°C	[1]
Abwärmepotential: Medium	Verbrennungsabgas	[1]
Abwärmepotential: Menge	2.088 – 3.370 m³/h STP	[1]
Typische Betriebsdauer	ca. 7.200 – 8.500 Stunden pro Jahr	[1, 2]
Übliche Anlagenauslastung	90 – 95 %	[1, 2]
Typische Lebensdauer	30 Jahre	[5]

Kriterium	Angabe	Quellen
Typische Modernisierungszyklen	10 – 15 Jahre	[1, 2]
Alter der Anlage	N/A	
Investitionskosten Neubau	1.200 – 3.300 Tsd. €	[1 - 4]
Entwicklungspotential Investitionskosten	± 5 %	[2]
Übliche Abschreibungsdauer Neubau	15 Jahre	[5]
Modernisierungskosten	5 bis 50 % der Investitionskosten	[1, 3, 4]
Übliche Abschreibungsdauer Modernisierung	3 Jahre	[1]
Betriebs- und Wartungskosten (Alternativ Betriebskostenaufschlag in %)	10 – 15 % der Investitionskosten	[1, 3]
Kosten für Stillstand und Produktionsausfall	6.000 – 7.000 €/d	[1]
Produktionsausfall Neubau	3 – 6 Monate	[1, 2]
Produktionsausfall Modernisierung	4 – 6 Wochen	[1, 2]
Anlagenspezifische Energiekosten	N/A	
Strompreisniveau und Entlastung	Begrenzung der EEG, keine Befreiung	[1]
Übliche Vorauskalkulation bei Investitionsentscheidung (Energiepreise, CO_2-Preise)	10 Jahre (durch BEHG müssen Investitionsentscheidungen in Frage gestellt werden)	[1]
Investitionskosten für Nebeneinrichtungen zur Einhaltung von Umweltauflagen	N/A	
Energiebedarf für Nebeneinrichtungen zur Einhaltung von Umweltauflagen	N/A	
Betriebskosten für Nebeneinrichtungen zur Einhaltung von Umweltauflagen	N/A	
Sonstige notwendige Infrastruktur	Gasversorgung	[1, 2]
Kosten für sonstige Infrastruktur	N/A	
Energieverbrauch sonstige Infrastruktur	N/A	
Anzahl installierte Anlagen	ca. 20 – 30 (Durchstoßofen, Deutschland, geschätzt) > 60 (Bandofen, Deutschland, geschätzt) > 30 (Rollenherdofen, Deutschland, geschätzt)	[1, 2]
Anteil installierter Leistung der Anlagen an Gesamtkapazität für 2020 (Bestandserfassung)	N/A	
Altersverteilung (z. B. Mittelwert)	10 – 30 Jahre	[1, 2]
Entwicklungspotential hinsichtlich Effizienzsteigerung	15 % ab sofort, wenn der Betreiber es kaufen will 20 % mit hocheffizienten Erdgasbrennern	[1, 2]
Entwicklungspotential hinsichtlich Alternativtechnik	Elektrifizierung, alternative Brenngase	[1, 2]
TRL (Technical Readiness Level)	< 4 (Wasserstoff) bzw. 9 (Elektrifizierung)	[1, 2]
Kommerzielle Verfügbarkeit neuer Technologien (Alternativtechnik)	Elektrische Beheizungstechnologien sind bereits vorhanden (Elektrobeheizung, Vakuumtechnik), sonstige Technologien schätzungsweise ab 2040	[1, 2]

Quellen:
[1]: (Expert:inneninterview 2020b)
[2]: (Expert:inneninterview 2020l)
[3]: (Expert:inneninterview 2021t)
[4]: (Expert:inneninterview 2021q)
[5]: (Expert:innenmitteilung 2023)

A.8.4 Kenndaten zu Anwendung 2: Diskontinuierliches Aufkohlen/Austenitisieren Stahl

Kriterium	Angabe	Quellen
Thermoprozessanlage/Industrieofen	Kammerofen	
Einsatzmaterial (Input)	Stückgut, Schüttgüt	[1, 2]
Gutform/Werkstückform	Stückgut, Schüttgut	[1, 2]
Temperatur Material/Werkstück (maximal)	930°C	[1, 2]
Prozess-, Ofenraumtemperatur (maximal)	980°C	[1, 2]
Optional: Druckbereich	Atmosphärendruck	
Dominierender Wärmeübertragungsprozess	Strahlung (& Konvektion)	[1, 2]
Atmosphäre (definierte Prozessatmosphäre: z. B. oxidierend, reduzierend)	Endogas (aufkohlend bzw. neutral)	[1, 2]
Produktionskapazität	0,5 t/h	[1]
Typische Anschlussleistung	ca. 90 – 115 kW	[1, 2]
Energieeffizienz (typischer Wirkungsgrad)	N/A	
Typischer mittlerer Energiebedarf	Erdgas:0,56 – 1,445 kWh/kg Elektrisch: 0,24 – 1,97 kWh/kg	[1, 2, 4]
Anteile der verwendeten Energieträger	N/A	
Anteil elektrischer Energieeinsatz	N/A	
Prozessbedingte Treibhausgasemissionen	N/A	
Energiebedingte Treibausgasemissionen	N/A	
Betriebsweise	diskontinuierlich	
Bei diskontinuierlichen Anlagen: Aufheizzeit	1,77 – 2,88 h (je nach Beladung)	[2]
Bei diskontinuierlichen Anlagen: Haltezeit (auf Zieltemperatur)	14,22 – 63,57 h (je nach Aufkohlungstiefe)	[2]
Bei hybridem System: Flexibilitätspotential Umschalt- bzw. An- und Abfahrvorgänge	N/A	
Bei hybridem System: Flexibilitätspotential Leistung	N/A	
Bei hybridem System: Flexibilitätspotential Zeitraum (Verschiebedauer)	N/A	
Bei hybridem System: Flexibilitätspotential Energieträgerwechsel möglich	N/A	
Wärmerückgewinnung	Rekuperatorbrenner	[1]
Abwärmepotential: Temperatur	300 – 600°C	[1]
Abwärmepotential: Medium	Verbrennungsabgas	
Abwärmepotential: Menge	155 m^3/h	[3]
Typische Betriebsdauer	N/A	
Übliche Anlagenauslastung	N/A	
Typische Lebensdauer	30 Jahre	[5]
Typische Modernisierungszyklen	N/A	
Alter der Anlage	4 – 25 Jahre	[1]

Kriterium	Angabe	Quellen
Investitionskosten Neubau	ca. 1 Mio. €	[4]
Entwicklungspotential Investitionskosten	N/A	
Übliche Abschreibungsdauer Neubau	15 Jahre	[5]
Modernisierungskosten	ca. 5 % der Investitionskosten	[4]
Übliche Abschreibungsdauer Modernisierung	N/A	
Betriebs- und Wartungskosten (Alternativ Betriebskostenaufschlag in %)	ca. 5 % der Investitionskosten	[4]
Kosten für Stillstand und Produktionsausfall	N/A	
Produktionsausfall Neubau	N/A	
Produktionsausfall Modernisierung	N/A	
Anlagenspezifische Energiekosten	N/A	
Strompreisniveau und Entlastung	N/A	
Übliche Vorauskalkulation bei Investitionsentscheidung (Energiepreise, CO_2-Preise)	N/A	
Investitionskosten für Nebeneinrichtungen zur Einhaltung von Umweltauflagen	N/A	
Energiebedarf für Nebeneinrichtungen zur Einhaltung von Umweltauflagen	N/A	
Betriebskosten für Nebeneinrichtungen zur Einhaltung von Umweltauflagen	N/A	
Sonstige notwendige Infrastruktur	N/A	
Kosten für sonstige Infrastruktur	N/A	
Energieverbrauch sonstige Infrastruktur	N/A	
Anzahl installierte Anlagen	N/A	
Anteil installierter Leistung der Anlagen an Gesamtkapazität für 2020 (Bestandserfassung)	N/A	
Altersverteilung (z. B. Mittelwert)	N/A	
Entwicklungspotential hinsichtlich Effizienzsteigerung	N/A	
Entwicklungspotential hinsichtlich Alternativtechnik	Elektrifizierung, Wasserstoff	
TRL (Technical Readiness Level)	Elektrifizierung (9), Wasserstoff < 4	[4]
Kommerzielle Verfügbarkeit neuer Technologien (Alternativtechnik)	in 2020 (TRL 9) bzw. 2030 (TRL < 9 und ≥ 3)	Annahme

Quellen:
[1]: (Expert:inneninterview 2020b)
[2]: (Expert:inneninterview 2020d)
[3]: Schätzung aus Verbrennungsrechnung
[4]: (Expert:inneninterview 2021t)
[5]: (Expert:innenmitteilung 2023)

A.9 AP1: Glasindustrie inkl. Glasfaser

A.9.1 Abschätzung Energieverbrauch und CO_2-Emissionen „Glasindustrie inkl. Glasfaser“

Thermoprozessanlage	Anlagenspezifische Produktionsmenge in Tsd. t [1]	Energieträger [2]	Spezifischer Energieverbrauch in kWh/t [3]		Jährlicher Energieverbrauch in GWh		Jährliche CO_2-Emissionen		
							Energiebedingt in Tsd. t [4]		Prozessbedingt in Tsd. t [5]
			min.	max.	min.	max.	min.	max.	
Behälterglas (jährliche Produktionsmenge: 4,04 Mio. t)									
Schmelzen (100 %)									
U-Flammenwanne Regenerativ	3.030,9 (75 %)	Erdgas (90 %) EZH (10 %)	889	1.260	2.694	3819	625	885	246
Querbrennerwanne Regenerativ	606,2 (15 %)	Erdgas (90 %) EZH (10 %)	1.051	1.350	637	818	147	190	49
Querbrennerwanne Rekuperativ	121,2 (3 %)	Erdgas (90 %) EZH (10 %)	1.118	1.389	136	168	31	39	10
Oxyfuel Schmelzwanne	282,9 (7 %)	Erdgas (90 %) EZH (10 %)	903	1.198	256	339	59	79	23
Flachglas (jährliche Produktionsmenge: 2,2 Mio. t)									
Schmelzen									
Querbrennerwanne Regenerativ	2.199,5 (100 %)	Erdgas (90 %) EZH (5 %)	1.389	2.144	3.055	4.716	662	1.023	411
Glasfaser/Mineralfaser (jährliche Produktionsmenge: 1,0 Mio. t)									
Schmelzen (100 %)									
Kupolofen	314,5 (30 %)	Koks	1.694	1.694	533	533	209	209	56
Querbrennerwanne Rekuperativ	157,3 (15 %)	Erdgas (90 %) EZH (10 %)	1.333	1.555	210	245	49	57	19
Oxyfuel Schmelzwanne	366,9 (35 %)	Erdgas (90 %) EZH (10 %)	888	1.050	326	385	76	89	44
U-Flammenwanne Regenerativ	209,7 (20 %)	Erdgas (90 %) EZH (10 %)	1.333	1.472	280	309	65	72	38
Spezialglas (jährliche Produktionsmenge: 276,8 Tsd. t)									
Schmelzen (100 %)									
Querbrennerwanne Regenerativ	55,4 (20 %)	Erdgas (90 %) EZH (10 %)	4.567	5.556	253	308	59	71	6
Oxyfuel Schmelzwanne	138,4 (50 %)	Erdgas (90 %) EZH (10 %)	1.677	3.420	232	473	54	96	15
Voll-elektrische Schmelzwanne	83,0 (30 %)	Elektr. Energie	1.085	2.700	90	224	45	112	9

Anmerkungen:
1) Als Referenzgröße wird die Menge an verkaufsfähigem Glas betrachtet (ca. 90 % der geschmolzenen Menge Glas). 2) Bei der Betrachtung der Energieträger wird bei erdgasbeheizten Anlagen neben dem Hauptenergieträger auch der Anteil EZH (elektrische Zusatzheizung) berücksichtigt, welcher hier jeweils für die betrachteten Glassorten abgeschätzt wird. Bei der Berechnung der CO_2-Emissionen sind damit auch die Emissionen mitberücksichtigt, die bei der Erzeugung der elektrischen Energie anfallen. Das bedeutet gleichzeitig, dass die durch die Verbrennung von Erdgas verursachten CO_2-Emissionen geringer zu bewerten sind (ca. 80 – 90 % der CO_2-Emissionen entfallen auf die Verbrennung von Erdgas). 3) Bei der Angabe des spezifischen Energieverbrauchs wurden verschiedene Daten zusammengeführt, die unterschiedliche Bezugsgrößen aufweisen (Scherbengehalt, Alter der Anlage, Anteil der EZH). 4) Zur Berechnung wurden folgende energiebedingte Emissionsfaktoren verwendet: Erdgas: 0,202 t CO_2/MWh, elektrische Energie: 0,500 t CO_2/MWh, Koks: 0,392 t CO_2/MWh
5) Zur Berechnung wurden folgende prozessbedingte Emissionsfaktoren nach (Umweltbundesamt (UBA) 2020) verwendet: Behälterglas: 81 kg CO_2/t, Flachglas: 187 kg CO_2/t, Glasfaser/Mineralfaser: 119 kg CO_2/t, Steinwolle: 179 kg CO_2/t, Spezialglas: 107 kg CO_2/t

Quellen:(Gitzhofer 2007; Umweltbundesamt (UBA) 2020; VDI 2578: 2017-05; Expert:inneninterview 2020z; Bundesverband Glasindustrie e. V. (BV Glas) 2020)

A.9.2 Kenndaten zu Anwendung 1: Kontinuierliches Schmelzen Behälterglas

Kriterium	Angabe	Quellen
Thermoprozessanlage/Industrieofen	U-Flammenwanne mit regenerativer Luftvorwärmung	
Einsatzmaterial (Input)	Gemenge	
Gutform/Werkstückform/Output	Glasschmelze	
Temperatur Material/Werkstück (maximal)	1.400°C - 1700°C	[1, 10]]
Prozess-, Ofenraumtemperatur (maximal)	1.400°C - 1700°C	[1, 10]
Optional: Druckbereich	-	
Dominierender Wärmeübertragungsprozess	Strahlung (& Konvektion)	[1]
Atmosphäre (definierte Prozessatmosphäre: z. B. oxidierend, reduzierend)	Abgas (leicht oxidierend)	
Produktionskapazität	100 - 500 t/h	[2]
Typische Anschlussleistung	N/A	
Energieeffizienz (typischer Wirkungsgrad)	N/A	
Typischer mittlerer Energiebedarf	1300 in kWh/t	[3, 4]
Anteile der verwendeten Energieträger	Erdgas (90 %)	[6]
Anteil elektrischer Energieeinsatz	10 %	[2, 6]
Prozessbedingte Treibhausgasemissionen	81 kg_{CO2}/t	[5]
Energiebedingte Treibausgasemissionen	N/A	
Betriebsweise	kontinuierlich	[1]
Bei diskontinuierlichen Anlagen: Aufheizzeit	-	[6]
Bei diskontinuierlichen Anlagen: Haltezeit (auf Zieltemperatur)	-	
Bei hybridem System: Flexibilitätspotential Umschalt- bzw. An- und Abfahrvorgänge	-	
Bei hybridem System: Flexibilitätspotential Leistung	-	
Bei hybridem System: Flexibilitätspotential Zeitraum (Verschiebedauer)	-	
Bei hybridem System: Flexibilitätspotential Energieträgerwechsel möglich	-	
Wärmerückgewinnung	Regenerator	[1]
Abwärmepotential: Temperatur	400 - 800°C	[1]
Abwärmepotential: Medium	Verbrennungsabgas inkl. Prozessabgas und Falschluft	[1]
Abwärmepotential: Menge	ca. 18.000 m^3/h STP	[11]
Typische Betriebsdauer	8.760 Stunden pro Jahr	[6]
Übliche Anlagenauslastung	90 %	[6]
Typische Lebensdauer	15 Jahre	[6]

Kriterium	Angabe	Quellen
Typische Modernisierungszyklen	N/A	
Alter der Anlage	N/A	
Investitionskosten Neubau	15 Mio. €	[9]
Entwicklungspotential Investitionskosten	± 0 %	
Übliche Abschreibungsdauer Neubau	N/A	
Modernisierungskosten	10 Mio. €	[9]
Übliche Abschreibungsdauer Modernisierung	N/A	
Betriebs- und Wartungskosten (Alternativ Betriebskostenaufschlag in %)	N/A	
Kosten für Stillstand und Produktionsausfall	N/A	
Produktionsausfall Neubau	N/A	
Produktionsausfall Modernisierung	N/A	
Anlagenspezifische Energiekosten	N/A	
Strompreisniveau und Entlastung	N/A	
Übliche Vorauskalkulation bei Investitionsentscheidung (Energiepreise, CO_2-Preise)	N/A	
Investitionskosten für Nebeneinrichtungen zur Einhaltung von Umweltauflagen	N/A	
Energiebedarf für Nebeneinrichtungen zur Einhaltung von Umweltauflagen	N/A	
Betriebskosten für Nebeneinrichtungen zur Einhaltung von Umweltauflagen	N/A	
Sonstige notwendige Infrastruktur	N/A	
Kosten für sonstige Infrastruktur	N/A	
Energieverbrauch sonstige Infrastruktur	N/A	
Anzahl installierte Anlagen	ca. 60 (Deutschland)	[7]
Anteil installierter Leistung der Anlagen an Gesamtkapazität für 2020 (Bestandserfassung)	N/A	
Altersverteilung (z. B. Mittelwert)	6 Jahre	[8]
Entwicklungspotential hinsichtlich Effizienzsteigerung	N/A	
Entwicklungspotential hinsichtlich Alternativtechnik	Elektrifizierung, Wasserstoffbeheizung, hybride Beheizung (Strom/Erdgas(EE-Methan), hybride Beheizung (Strom/Wasserstoff)	Annahme
TRL (Technical Readiness Level)	Elektrifizierung < 4 - 9, Wasserstoffbeheizung < 4, hybride Beheizung < 4 - 7	Annahme
Kommerzielle Verfügbarkeit neuer Technologien (Alternativtechnik)	Ab 2020 (vollelektrische Schmelzwannen mit begrenzter Kapazität), weitere ab 2030	Annahme

Quellen:
[1]: (Trier 1984)
[2]: (Scalet et al. 2013)
[3]: (Gitzhofer 2007)
[4]: (VDI 2578: 2017-05)
[5]: (Umweltbundesamt (UBA) 2020)
[6]: (Fleischmann et al. 2019)
[7]: (Fleischmann 2019)
[8]: (Brunke 2017)

[9]: Annahme in Anlehnung an Flachglasherstellung
[10]: (Schaeffer und Langfeld 2020)
[11]: eigene Berechnungen nach (Fleischmann et al. 2020)

A.9.3 Kenndaten zu Anwendung 2: Kontinuierliches Schmelzen Flachglas

Kriterium	Angabe	Quellen
Thermoprozessanlage/Industrieofen	Querbrennerwanne mit regenerativer Luftvorwärmung	
Einsatzmaterial (Input)	Gemenge	
Gutform/Werkstückform/Output	Glasschmelze	
Temperatur Material/Werkstück (maximal)	1.400°C - 1700°C	[1, 11]
Prozess-, Ofenraumtemperatur (maximal)	1.400°C - 1700°C	[1, 11]
Optional: Druckbereich	-	
Dominierender Wärmeübertragungsprozess	Strahlung (& Konvektion)	[1]
Atmosphäre (definierte Prozessatmosphäre)	Abgas (leicht oxidierend)	
Produktionskapazität	20,83 - 33,33 t/h (bei 500 - 800 t/d)	[2, 9]
Typische Anschlussleistung	N/A	
Energieeffizienz (typischer Wirkungsgrad)	N/A	
Typischer mittlerer Energiebedarf	2.140 in kWh/t	[3-4]
Anteile der verwendeten Energieträger	Erdgas (95 %)	[6]
Anteil elektrischer Energieeinsatz	5 %	[2, 6]
Prozessbedingte Treibhausgasemissionen	187 kg_{CO2}/t	[5]
Energiebedingte Treibausgasemissionen	N/A	
Betriebsweise	kontinuierlich	[1]
Bei diskontinuierlichen Anlagen: Aufheizzeit	-	
Bei diskontinuierlichen Anlagen: Haltezeit (auf Zieltemperatur)	-	
Bei hybridem System: Flexibilitätspotential Umschalt- bzw. An- und Abfahrvorgänge	-	
Bei hybridem System: Flexibilitätspotential Leistung	-	
Bei hybridem System: Flexibilitätspotential Zeitraum (Verschiebedauer)	-	
Bei hybridem System: Flexibilitätspotential Energieträgerwechsel möglich	-	
Wärmerückgewinnung	Regenerator	[1]
Abwärmepotential: Temperatur	400 - 800°C	[1]
Abwärmepotential: Medium	Verbrennungsabgas inkl. Prozessabgas und Falschluft (Prozess-bedingt: 187 kg/t Glas)	[1]
Abwärmepotential: Menge	ca. 60.000 m³/h STP	[12]
Typische Betriebsdauer	8.760 Stunden pro Jahr	[6]
Übliche Anlagenauslastung	90 %	[6]
Typische Lebensdauer	15 Jahre	[6]
Typische Modernisierungszyklen	N/A	
Alter der Anlage	N/A	

Kriterium	Angabe	Quellen
Investitionskosten Neubau	45 Mio. €	[10]
Entwicklungspotential Investitionskosten	± 0 %	
Übliche Abschreibungsdauer Neubau	N/A	
Modernisierungskosten	30 Mio. €	[10]
Übliche Abschreibungsdauer Modernisierung	N/A	
Betriebs- und Wartungskosten (Alternativ Betriebskostenaufschlag in %)	N/A	
Kosten für Stillstand und Produktionsausfall	N/A	
Produktionsausfall Neubau	N/A	
Produktionsausfall Modernisierung	N/A	
Anlagenspezifische Energiekosten	N/A	
Strompreisniveau und Entlastung	N/A	
Übliche Vorauskalkulation bei Investitionsentscheidung (Energiepreise, CO2-Preise)	N/A	
Investitionskosten für Nebeneinrichtungen zur Einhaltung von Umweltauflagen	N/A	
Energiebedarf für Nebeneinrichtungen zur Einhaltung von Umweltauflagen	N/A	
Betriebskosten für Nebeneinrichtungen zur Einhaltung von Umweltauflagen	N/A	
Sonstige notwendige Infrastruktur	N/A	
Kosten für sonstige Infrastruktur	N/A	
Energieverbrauch sonstige Infrastruktur	N/A	
Anzahl installierte Anlagen	ca. 11 (Deutschland)	[8]
Anteil installierter Leistung der Anlagen an Gesamtkapazität für 2020 (Bestandserfassung)	N/A	
Altersverteilung (z. B. Mittelwert)	6 Jahre	[8]
Entwicklungspotential hinsichtlich Effizienzsteigerung	N/A	
Entwicklungspotential hinsichtlich Alternativtechnik	Elektrifizierung, Wasserstoffbeheizung, hybride Beheizung (Strom/Erdgas(EE-Methan), hybride Beheizung (Strom/H_2)	Annahme
TRL (Technical Readiness Level)	Elektrifizierung < 3, Wasserstoffbeheizung < 4, hybride Beheizung < 4	Annahme
Kommerzielle Verfügbarkeit neuer Technologien (Alternativtechnik)	vrsl. ab 2030	Annahme

Quellen:
[1]: (Trier 1984)
[2]: (Scalet et al. 2013)
[3]: (Gitzhofer 2007)
[4]: (VDI 2578: 2017-05)
[5]: (Umweltbundesamt (UBA) 2020)
[6]: (Fleischmann et al. 2019)
[7]: (Fleischmann 2019)
[8]: (Brunke 2017)
[9]: (Veitengruber et al. 2019)
[10]: Eigene Annahme nach (Expert:inneninterview 2021f)
[11]: (Schaeffer und Langfeld 2020)
[12]: Wert aus Behälterglas auf Tonnage Flachglas hochskaliert

A.9.4 Altersverteilung im Anlagenpark

Alter in Jahresklassen	U-Flammenwanne Regenerativ (Behälterglas) [a)] in Tsd. t/a	Anteil in %	Querbrennerwanne Regenerativ (Flachglas) in Tsd. t/a	Anteil in %
< 5	2.349	52,47	918	35,03
5 ≤ x < 10	1.912	42,71	1.223	46,66
10 ≤ x < 15	216	4,82	480	18,31
Installierte Gesamtkapazität	**4.477**	**100**	**2.621**	**100**

Anmerkungen: Altersverteilung der Anlagen in Deutschland zum Jahr 2013

a) Altersverteilung der Anlagen in der Behälterglasindustrie. Zur Vereinfachung wird hier die Annahme getroffen, dass alle Anlagen als U-Flammenwanne mit regenerativer Luftvorwärmung konzipiert sind

Quelle: (Brunke 2017)

A.10 AP1: Kalkindustrie

A.10.1 Exkurs: Berechnung des Stoffstroms von Wasser für die Herstellung von Kalkhydrat

Für die Reaktion von Kalziumoxid (CaO) mit Wasser (H_2O) zu Kalziumhydroxid $Ca(OH)_2$ ist ein Stoffmengenverhältnis von eins zu eins nötig. Kalziumoxid hat eine molare Masse von 56,08 g/mol, Wasser eine molare Masse von 18,02 g/mol, Kalziumhydroxid eine molare Masse von 74,09 g/mol. Für die Herstellung von 11,4 kt Kalkhydrat bzw. Löschkalk werden entsprechend 8,6 Tsd. t Branntkalk und 2,8 Tsd. t Wasser benötigt. Dies entspricht einer optimalen Produktion. Tatsächlich liegt Branntkalk nicht als reines Kalziumoxid vor und Wasser wird meistens überstöchiometrisch hinzugegeben. Entsprechend besteht das Kalkhydrat nicht aus reinem Kalziumhydroxid.

A.10.2 Abschätzung Energieverbrauch und CO_2-Emissionen „Kalkindustrie“

Thermoprozessanlage	Anlagen-spezifische Produktions-menge in Tsd. t	Energieträger	Spezifischer Energieverbrauch in kWh/t		Jährlicher Energieverbrauch in GWh		Jährliche CO_2-Emissionen		
							Energie-bedingt in Tsd. t [a)]		Prozess-bedingt in Tsd. t [b)]
			min.	max.	min.	max.	min	max.	
Prozesskette Branntkalkherstellung (jährliche Produktionsmenge: 6,2 Mio. t)									
Prozessschritt „Brennen“ (100 %)									
GGR-Ofen	2.4230,3 (39 %)	Erdgas (50 %), BKS (50 %)	1.000	1.100	2.423	2.666	672	740	1.747
Normalschachtofen	1.369,1 (22 %)	Koks (20 %) Kohle (80 %)	1.000	1.320	1.520	1.780	477	630	987
Drehrohrofen	975,4 (16 %)	BKS (75 %) SBS (25 %)	1.500	1.740	1.463	1.697	448	520	703
Ringschachtofen	875,4 (14 %)	BKS (> 95 %) Erdgas (< 5 %) Flüssige (< 1 %)	1.110	1.300	972	1.138	336	393	631
Sonstige	556,7 (9 %)	BKS (> 95 %)	970	1.940	540	1080	191	381	401

Anmerkungen und Quellen:
a) Zur Berechnung der anlagenspezifischen Produktionsmenge wurde die mittlere Produktionsmenge eines Ofentyps in 2013 aus (Brunke 2017) und die Anzahl der Anlagen eines Analgentyps im Jahr 2019 aus (Expert:inneninterview 2020t) verwendet. Die Gesamtproduktionsmenge wurde (Umweltbundesamt (UBA) 2020) für das Jahr 2018 entnommen.
b) Die Verteilung der Energieträger wird nach Angaben aus (Expert:inneninterview 2021e, 2020t) abgeschätzt. Es ist jedoch keine eindeutige, gesicherte Zuordnung im Rahmen der Datenerhebung möglich. In Bezug auf den jeweiligen Energieträger und die Quellen ergibt sich eine Abweichung < 30 %.
c) Die Spannweite des spezifischen Energieverbrauchs wurde für Einzelanlagen aus (Brunke 2017) und (Expert:inneninterview 2021e) entnommen.
d) Es wurden die folgenden Emissionsfaktoren entsprechend der Verteilung der Energieträger berechnet:
GGR-Ofen: 0,2775 t CO_2/MWh
Normalschachtofen: 0,3488 t CO_2/MWh
Drehrohrofen: 0,3063 t CO_2/MWh
Ringschachtofen: 0,3456 t CO_2/MWh
Sonstige: 0,3530 t CO_2/MWh
e) Emissionsfaktor für prozessbedingte Emissionen wurde (Expert:inneninterview 2020t) entnommen

A.10.3 Abschätzung zu Kapazität und Produktionsmengen in der Kalkindustrie

Anwendung	Anlagen	An-zahl	Gesamtkapazi-tät in t/a	Mittlere Auslastung	Produktions-menge in t/a
Anwendung 1: Konti. Brennen von Kalk mit niedriger Reaktivität	Normalschacht-ofen	38	1.736.667	80 %	1.380.667
Anwendung 2: Konti. Brennen von Kalk mit hoher Reaktivität	GGR-Ofen	29	3.045.000	80 %	2.436.000
Anwendung 3: Konti. Brennen von Kalk mit hohem Durchsatz	Drehrohrofen	5	1.225.000	80 %	980.000

Quelle: Durchschnitt der Kapazität nach (Brunke 2017), Anzahl der Anlagen des jeweiligen Anlagetyps in DE im Jahr 2019 und Auslastung nach (Expert:inneninterview 2020t)

A.10.4 Kenndaten zu Anwendung 1: Konti. Brennen von Kalk mit niedriger Reaktivität

Kriterium	Angabe	Quellen
Thermoprozessanlage/Industrieofen	Normalschachtofen	
Einsatzmaterial (Input)	Kalkstein	
Gutform/Werkstückform	Schüttgut (20 – 60 mm), Branntkalk	[1, 2]
Temperatur Material/Werkstück (maximal)	1200 - 1300°C	[2, 14]
Prozess-, Ofenraumtemperatur (maximal)	1300 - 1400°C	[2]
Optional: Druckbereich	0,008 bar	[2]
Dominierender Wärmeübertragungsprozess	Konvektion	[2]
Atmosphäre (definierte Prozessatmosphäre: z. B. oxidierend, reduzierend)	Oxidierendes Gas	[2, 3]
Produktionskapazität	2,5 - 12 t/h	[2, 4]
Typische Anschlussleistung	7	[2]
Energieeffizienz (typischer Wirkungsgrad)	0,68 – 0,94	[5]
Typischer mittlerer Energiebedarf	950 - 1300 kWh/t	[6]
Anteile der verwendeten Energieträger	Koks 100 %	[2]
Anteil elektrischer Energieeinsatz	1 %	[2]
Prozessbedingte Treibhausgasemissionen	ca. 730 $kg_{CO2}/t_{Branntkalk}$	[2]
Energiebedingte Treibausgasemissionen	ca. 500 $kg_{CO2}/t_{Branntkalk}$	[2]
Betriebsweise	kontinuierlich	
Bei diskontinuierlichen Anlagen: Aufheizzeit	-	
Bei diskontinuierlichen Anlagen: Haltezeit (auf Zieltemperatur)	-	
Bei hybridem System: Flexibilitätspotential Umschalt- bzw. An- und Abfahrvorgänge	-	
Bei hybridem System: Flexibilitätspotential Leistung	-	
Bei hybridem System: Flexibilitätspotential Zeitraum (Verschiebedauer)	-	
Bei hybridem System: Flexibilitätspotential Energieträgerwechsel möglich	-	
Wärmerückgewinnung	Nein	[2]
Abwärmepotential: Temperatur	140°C	[2]
Abwärmepotential: Medium	Verbrennungsabgas inkl. Prozessabgas	[2]
Abwärmepotential: Menge	6000 m^3/h STP	[2]
Typische Betriebsdauer	8500 h/a	[2]
Übliche Anlagenauslastung	80 - 85 %	[2, 9]
Typische Lebensdauer	60	[2]
Typische Modernisierungszyklen	< 10	[2]
Alter der Anlage	50	[2]
Investitionskosten Neubau	5 Mio. €	[2]

Kriterium	Angabe	Quellen
Entwicklungspotential Investitionskosten	10 %	[2]
Übliche Abschreibungsdauer Neubau	25	[2]
Modernisierungskosten	1 Mio. €	[2]
Übliche Abschreibungsdauer Modernisierung	kommt auf die Modernisierung an	[2]
Betriebs- und Wartungskosten	0,5 €/$t_{Produktion}$	[2]
Kosten für Stillstand und Produktionsausfall	N/A	
Produktionsausfall Neubau	N/A	
Produktionsausfall Modernisierung	N/A	
Anlagenspezifische Energiekosten	N/A	
Strompreisniveau und Entlastung	teilweise Befreiung von der EEG Umlage	[2]
Übliche Vorauskalkulation bei Investitionsentscheidung (Energiepreise, CO_2-Preise)	10	[2]
Investitionskosten für Nebeneinrichtungen zur Einhaltung von Umweltauflagen	2000 - 3000 €/t (Tagesproduktionsleistung)	[2]
Energiebedarf für Nebeneinrichtungen zur Einhaltung von Umweltauflagen	3 - 5	[2]
Betriebskosten für Nebeneinrichtungen zur Einhaltung von Umweltauflagen	keine Angabe	[2]
Sonstige notwendige Infrastruktur	Abgasbehandlungsanlage inkl. Infrastruktur	[2]
Kosten für sonstige Infrastruktur	keine Angabe	[2]
Energieverbrauch sonstige Infrastruktur	kommt auf den Prozess an	[2]
Anzahl installierte Anlagen	35	[2]
Anteil installierter Leistung der Anlagen an Gesamtkapazität für 2020 (Bestandserfassung)	15 - 20 %	[2, 12]
Altersverteilung (z. B. Mittelwert)	1981 (1942 – 2008) Mittewert 50 Jahre	[2, 13]
Entwicklungspotential hinsichtlich Effizienzsteigerung	ca. 10 %	[2]
Entwicklungspotential hinsichtlich Alternativtechnik	Elektrifizierung, Wasserstoffbeheizung, Biomassebeheizung	
TRL (Technical Readiness Level)	Elektrifizierung < 2, Wasserstoffbeheizung < 2, Biomassebeheizung < 4	
Kommerzielle Verfügbarkeit neuer Technologien (Alternativtechnik)	N/A	

Quellen:
[1]: (Schorcht, et al., 2013)
[2]: (Expert:inneninterview 2021e)
[3]: Analog zu Zement (Expert:inneninterview 2020n)
[4]: Mittelwert: Gemittelt aus (Brunke, 2016), (min. (Minimum) aus: (Szednyi, et al., 2007)– max. (Maximum) aus (Brunke, 2016))
[5]: Annahme Mindestenergiebedarf: Reaktionsenthalpie von 880 kWh/$t_{Branntkalk}$ (Stork, et al., 2014), Mittelwert: Gemittelt aus (Brunke, 2016); (min. – max.: (Stork, et al., 2014))
[6]: Mittelwert: Gemittelt aus (Brunke, 2016); (min. (Minimum)– max. (Maximum): (Stork, et al., 2014))
[9]: (Brunke, 2016)
[12]: Durchschnittliche Produktionsmenge aus (Brunke, 2016) multipliziert mit Anlagenzahl dividiert durch gesamte Produktionsmenge aus (Expert:inneninterview 2020t)
[13]: Mittelwert: Gemittelt aus (Brunke, 2016), (min. (Minimum)– max. (Maximum): (Brunke, 2016))
[14]: (Hallak 2019)

A.10.5 Kenndaten zu Anwendung 2: Kontinuierl. Brennen von Kalk mit hoher Reaktivität

Kriterium	Angabe	Quellen
Thermoprozessanlage/Industrieofen	GGR-Ofen	
Einsatzmaterial (Input)	Kalkstein, Rohdolomit, Dolomitstein, dolomitischer Kalkstein	[2]
Gutform/Werkstückform	Schüttgut (10 – 200 mm), Stück-/Branntkalk	[1, 2]
Temperatur Material/Werkstück (maximal)	1000 - 1250°C	[2]
Prozess-, Ofenraumtemperatur (maximal)	1000 - 1250°C	[2]
Optional: Druckbereich	0,15-0,4 bar	[2]
Dominierender Wärmeübertragungsprozess	Konvektion	[2]
Atmosphäre (definierte Prozessatmosphäre: z. B. oxidierend, reduzierend)	Oxidierendes Abgas	[2, 3]
Produktionskapazität	4,2 - 25 t/h	[2, 4]
Typische Anschlussleistung	7-25	[2]
Energieeffizienz (typischer Wirkungsgrad)	0,8 – 0,9	[2, 5]
Typischer mittlerer Energiebedarf	890 - 1170 kWh/t	[2, 6]
Anteile der verwendeten Energieträger	Erdgas 100 % oder BKS 100 %	
Anteil elektrischer Energieeinsatz	2,5 - 4 %	
Prozessbedingte Treibhausgasemissionen	730 - 780 kg_{CO2}/t (Kalk); 600 kg_{CO2}/t (Dolomit)	[2]
Energiebedingte Treibausgasemissionen	Erdgas: 200 kg_{CO2}/t Kalk; Braunkohle: 350 - 375 kg_{CO2}/t Kalk ; 400 kg_{CO2}/t Dolomit	[2]
Betriebsweise	kontinuierlich	[2]
Bei diskontinuierlichen Anlagen: Aufheizzeit	-	
Bei diskontinuierlichen Anlagen: Haltezeit (auf Zieltemperatur)	-	
Bei hybridem System: Flexibilitätspotential Umschalt- bzw. An- und Abfahrvorgänge	-	
Bei hybridem System: Flexibilitätspotential Leistung	-	
Bei hybridem System: Flexibilitätspotential Zeitraum (Verschiebedauer)	-	
Bei hybridem System: Flexibilitätspotential Energieträgerwechsel möglich	-	
Wärmerückgewinnung	keine oder Umschaltbetrieb/Regenerator bedingt durch Ofentyp (2 bzw. 3 Schächte)	[2]
Abwärmepotential: Temperatur	100 - 160°C	[2]
Abwärmepotential: Medium	Verbrennungsabgas inkl. Prozessabgas	[2]
Abwärmepotential: Menge	15.000 – 65.000 m^3/h STP	[2]
Typische Betriebsdauer	8000 - 8760 h/a	[2]
Übliche Anlagenauslastung	60 – 90 %	[2, 9]
Typische Lebensdauer	30 - 60 a	[2]
Typische Modernisierungszyklen	6 - 20 a	[2]
Alter der Anlage	4 - 65	[2]

Kriterium	Angabe	Quellen
Investitionskosten Neubau	6.000.000 – 15.000.000 €	[2]
Entwicklungspotential Investitionskosten	0-10 %	[2]
Übliche Abschreibungsdauer Neubau	10 – 30 a	[2]
Modernisierungskosten	500.000 – 10.000.000 €	[2]
Übliche Abschreibungsdauer Modernisierung	10 – 30 a	[2]
Betriebs- und Wartungskosten (Alternativ Betriebskostenaufschlag in %)	1,5 – 5 %	[2]
Kosten für Stillstand und Produktionsausfall	20.000 – 50.000 €/Tag	[2]
Produktionsausfall Neubau	bis zu 52 Wochen	[2]
Produktionsausfall Modernisierung	bis zu 6 Wochen	[2]
Anlagenspezifische Energiekosten	2,5 – 3 Ct/kWh	[2]
Strompreisniveau und Entlastung	8 -12 Ct/kWh	[2]
Übliche Vorauskalkulation bei Investitionsentscheidung (Energiepreise, CO_2-Preise)	5 - 10 a	[2]
Investitionskosten für Nebeneinrichtungen zur Einhaltung von Umweltauflagen	bis zu 5000€/t (Tageskapazität der Anlage)	[2]
Energiebedarf für Nebeneinrichtungen zur Einhaltung von Umweltauflagen	4 – 10 $kWh_{Strom}/t_{Produktion}$	[2]
Betriebskosten für Nebeneinrichtungen zur Einhaltung von Umweltauflagen	20.000 €/a	[2]
Sonstige notwendige Infrastruktur	Gasversorgung, Stromversorgung, BKS Silos, ex. Schutz	[2]
Kosten für sonstige Infrastruktur	500.000 €	[2]
Energieverbrauch sonstige Infrastruktur	10 $kWh_{Strom}/t_{Produktion}$	[2]
Anzahl installierte Anlagen	30	[2]
Anteil installierter Leistung der Anlagen an Gesamtkapazität für 2020 (Bestandserfassung)	40 – 70 %	[2, 12]
Altersverteilung (z. B. Mittelwert)	15 -25 Jahre; 1999 (1968 – 2013)	[2, 13]
Entwicklungspotential hinsichtlich Effizienzsteigerung	3 – 5 %	[2]
Entwicklungspotential hinsichtlich Alternativtechnik	mittel - Einsatz von H_2, Oxyfuel, Carbon Capture	[2]
TRL (Technical Readiness Level)	2 - 3	[2]
Kommerzielle Verfügbarkeit neuer Technologien (Alternativtechnik)	ab ca. 2030 (frühestens 2026)	[2]

Quellen:
[1]: (Schorcht, et al., 2013)
[2]: (Expert:inneninterview 2021e)
[3]: Analog zu Zement (Expert:inneninterview 2020n)
[4]: Mittelwert: Gemittelt aus (Brunke, 2016), (min. (Minimum) aus: (Szednyi, et al., 2007)– max. (Maximum) aus (Brunke, 2016))
[5]: Annahme Mindestenergiebedarf: Reaktionsenthalpie von 880 $kWh/t_{Branntkalk}$ (Stork, et al., 2014), Mittelwert: Gemittelt aus (Brunke, 2016); (min. – max.: (Stork, et al., 2014))
[6]: Mittelwert: Gemittelt aus (Brunke, 2016); (min. (Minimum)– max. (Maximum): (Stork, et al., 2014))
[9]: (Brunke, 2016)
[12]: Durchschnittliche Produktionsmenge aus (Brunke, 2016) multipliziert mit Anlagenzahl dividiert durch gesamte Produktionsmenge aus (Expert:inneninterview 2020t)
[13]: Mittelwert: Gemittelt aus (Brunke, 2016), (min. (Minimum)– max. (Maximum): (Brunke, 2016))

A.10.6 Kenndaten zu Anwendung 3: Kontinuierl. Brennen von Kalk mit hohem Durchsatz

Kriterium	Angabe	Quellen
Thermoprozessanlage/Industrieofen	Drehrohrofen	
Einsatzmaterial (Input)	Kalkstein	[2]
Gutform/Werkstückform	Schüttgut (2 – 60 mm); Branntkalk	[1, 2]
Temperatur Material/Werkstück (maximal)	1000 - 1.200°C	[2]
Prozess-, Ofenraumtemperatur (maximal)	1200 -1400°C	[2]
Optional: Druckbereich	1,01 bar	[2]
Dominierender Wärmeübertragungsprozess	Strahlung	
Atmosphäre (definierte Prozessatmosphäre: z. B. oxidierend, reduzierend)	oxidierendes Gas	[2, 3]
Produktionskapazität	6,25 - 62,5 t/h	[2, 4]
Typische Anschlussleistung	90 MW	[2]
Energieeffizienz (typischer Wirkungsgrad)	0,34 - 0,68 %	[2, 5]
Typischer mittlerer Energiebedarf	1420 - 2560 kWh/t (Bandbreite)	[2,6]
Anteile der verwendeten Energieträger	BKS 75 % + Sekundärbrennstoffe 25 %	[2]
Anteil elektrischer Energieeinsatz	1 %	[2]
Prozessbedingte Treibhausgasemissionen	730 $kg_{CO2}/t_{Branntkalk}$	[2]
Energiebedingte Treibausgasemissionen	540 $t_{CO2}/t_{Branntkalk}$ (456 –848 $t_{CO2}/t_{Branntkalk}$)	[2]
Betriebsweise	kontinuierlich	
Bei diskontinuierlichen Anlagen: Aufheizzeit	-	
Bei diskontinuierlichen Anlagen: Haltezeit (auf Zieltemperatur)	-	
Bei hybridem System: Flexibilitätspotential Umschalt- bzw. An- und Abfahrvorgänge	-	
Bei hybridem System: Flexibilitätspotential Leistung	-	
Bei hybridem System: Flexibilitätspotential Zeitraum (Verschiebedauer)	-	
Bei hybridem System: Flexibilitätspotential Energieträgerwechsel möglich	-	
Wärmerückgewinnung	Nein (Anlage arbeitet im Gegenstrom)	[2]
Abwärmepotential: Temperatur	220°C	[2]
Abwärmepotential: Medium	Verbrennungsabgas inkl. Prozessabgas	[2]
Abwärmepotential: Menge	160.000 m³/h STP	[2]
Typische Betriebsdauer	7500 h/a	[2]
Übliche Anlagenauslastung	0,7 - 0,80	[2, 9]
Typische Lebensdauer	50 a	[2]
Typische Modernisierungszyklen	< 2 a	[2]
Alter der Anlage	55 a	[2]

Kriterium	Angabe	Quellen
Investitionskosten Neubau	30.000.000 €	[2]
Entwicklungspotential Investitionskosten	10 %	[2]
Übliche Abschreibungsdauer Neubau	25 a	[2]
Modernisierungskosten	6.000.000 €	[2]
Übliche Abschreibungsdauer Modernisierung	kommt auf die Maßnahme an	[2]
Betriebs- und Wartungskosten (Alternativ Betriebskostenaufschlag in %)	3 - 8 €/$t_{Produktion}$	[2]
Kosten für Stillstand und Produktionsausfall	N/A	
Produktionsausfall Neubau	N/A	
Produktionsausfall Modernisierung	N/A	
Anlagenspezifische Energiekosten	N/A	
Strompreisniveau und Entlastung	teilweise Befreiung EEG Umlage	[2]
Übliche Vorauskalkulation bei Investitionsentscheidung (Energiepreise, CO_2-Preise)	10 a	[2]
Investitionskosten für Nebeneinrichtungen zur Einhaltung von Umweltauflagen	3000 - 5000 €/t (Tagesproduktionsleistung)	[2]
Energiebedarf für Nebeneinrichtungen zur Einhaltung von Umweltauflagen	3 - 10 $kWh_{Strom}/t_{Produktion}$	[2]
Betriebskosten für Nebeneinrichtungen zur Einhaltung von Umweltauflagen	N/A	
Sonstige notwendige Infrastruktur	N/A	
Kosten für sonstige Infrastruktur	N/A	
Energieverbrauch sonstige Infrastruktur	kommt auf den Prozess an	[2]
Anzahl installierte Anlagen	5	[2]
Anteil installierter Leistung der Anlagen an Gesamtkapazität für 2020 (Bestandserfassung)	12 - 20 %	[2, 12]
Altersverteilung (z. B. Mittelwert)	55 Jahre bzw. 1994 (1987 – 2008)	[2, 13]
Entwicklungspotential hinsichtlich Effizienzsteigerung	ca. 5 % in den kommenden 10 Jahren	[2]
Entwicklungspotential hinsichtlich Alternativtechnik	Alternative Brennstoff, H_2	[2]
TRL (Technical Readiness Level)	maximal 5	[2]
Kommerzielle Verfügbarkeit neuer Technologien (Alternativtechnik)	N/A	

Quellen:
[1]: (Schorcht, et al., 2013)
[2]: (Expert:inneninterview 2021e)
[3]: Analog zu Zement (Expert:inneninterview 2020n)
[4]: Mittelwert: Gemittelt aus (Brunke, 2016), (min. (Minimum) aus: (Szednyi, et al., 2007)– max. (Maximum) aus (Brunke, 2016))
[5]: Annahme Mindestenergiebedarf: Reaktionsenthalpie von 880 $kWh/t_{Branntkalk}$ (Stork, et al., 2014), Mittelwert: Gemittelt aus (Brunke, 2016); (min. – max.: (Stork, et al., 2014))
[6]: Mittelwert: Gemittelt aus (Brunke, 2016); (min. (Minimum)– max. (Maximum): (Stork, et al., 2014))
[9]: (Brunke, 2016)
[12]: Durchschnittliche Produktionsmenge aus (Brunke, 2016) multipliziert mit Anlagenzahl dividiert durch gesamte Produktionsmenge aus (Expert:inneninterview 2020t)
[13]: Mittelwert: Gemittelt aus (Brunke, 2016), (min. (Minimum)– max. (Maximum): (Brunke, 2016))

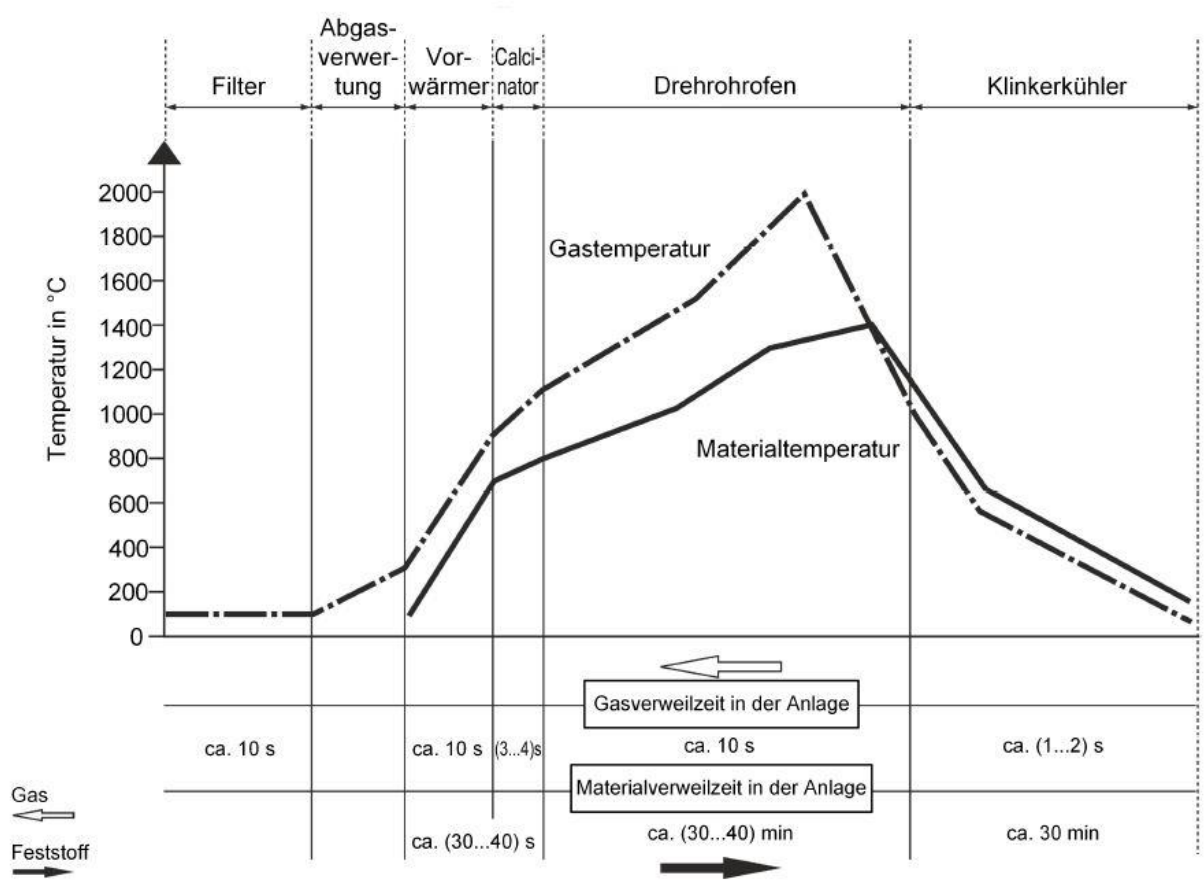
A.10.7 Altersverteilung im Anlagenpark

Alter in Jahresklassen	GGR-Ofen in Tsd. t/a	Drehrohrofen in Tsd. t/a	Schachtofen in Tsd. t/a
< 5	525		
5 ≤ x < 10	315	490	273
10 ≤ x < 15	420		
15 ≤ x < 20			39
20 ≤ x < 25			
25 ≤ x < 30	315	980	1.090
30 ≤ x < 35			37
35 ≤ x < 40			354
40 ≤ x < 45			465
45 ≤ x < 50	105		76
50 ≤ x < 55	105		39
55 ≤ x < 60			78
60 ≤ x < 65			37
65 ≤ x < 70			39
70 ≤ x < 75			78
> 75			
Installierte Gesamtkapazität	1.785	1.470	2.605

Anmerkungen: Altersverteilung der Anlagen in Deutschland zum Stand 2013
Quelle: (Brunke 2017)

A.11 AP1: Zementindustrie

A.11.1 Gas- und Materialtemperaturverlauf in einem Drehrohrofensystem



Drehrohrofensytem mit Zyklonvorwärmer und Kalzinator
Quelle: (VDI 2094:2021-01)

A.11.2 Abschätzung Energieverbrauch und CO_2-Emissionen „Zementindustrie“

Thermoprozess-anlage	Anlagen-spezifische Produktions-menge in Mio. t	Energieträger	Spezifischer Energieverbrauch in kWh/t		Jährlicher Energieverbrauch in GWh		Jährliche CO_2-Emissionen		
							Energie-bedingt in Tsd. t [a)]		Prozess-bedingt in Tsd. t [b)]
			min.	max.	min.	max.	min.	max.	
Prozesskette Zementklinkerherstellung (jährliche Produktionsmenge: 24,5 Mio. t)									
Prozessschritt „Klinkerherstellung“									
Drehrohrofensystem	24,5	Brennstoffmix	830	1.200	20.335	29.400	5.110	7.388	12.985

Quellen:
Produktionsmenge: (Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) 2020b); Spezifischer Energieverbrauch (VDI 2094:2021-01); Emissionsfaktor 69,8 g CO_2/MJ (umgerechnet 0,252 Tst. t CO_2/GWh) nach (WBCSD Cement Sustainability Initiative 2018b); Prozessbedingte Emissionen berechnet aus dem Emissionsfaktor von 0,53 $t_{CO2}/t_{Klinker}$ aus (Umweltbundesamt (UBA) 2020) und der Produktionsmenge

A.11.3 Kenndaten zu Anwendung 1: Kontinuierliches Brennen von Zementklinker

Kriterium	Angabe	Quellen
Thermoprozessanlage/Industrieofen	Drehrohrofensystem	
Einsatzmaterial (Input)	Rohmehl	
Gutform Werkstückform	Schüttgut	
Temperatur Material/Werkstück (maximal)	1.450°C	[1]
Prozess-, Ofenraumtemperatur (maximal)	1550°C	[1]
Optional: Druckbereich	-	
Dominierender Wärmeübertragungsprozess	Strahlung	[1]
Atmosphäre (definierte Prozessatmosphäre	oxidierendes Gas	[1]
Produktionskapazität	125 t/h	[1]
Typische Anschlussleistung	120 MW thermisch und 25 MW elektrisch	[1]
Energieeffizienz (typischer Wirkungsgrad)	0,46 - 0,85	[1, 8]
Typischer mittlerer Energiebedarf	1042 – 1150 kWh/$t_{Klinker}$	[1, 3]
Anteile der verwendeten Energieträger	Alternative Brennstoffe (67,50 %), Braunkohle (20,0 %), Steinkohle (8,20 %), weitere	[4]
Anteil elektrischer Energieeinsatz	ca. 10 %	[1]
Prozessbedingte Treibhausgasemissionen	400 - 545 kg_{CO2}/t	[1, 5]
Energiebedingte Treibausgasemissionen	ca. 200 kg_{CO2}/t	[1]
Betriebsweise	kontinuierlich	
Bei diskontinuierlichen Anlagen: Aufheizzeit	-	
Bei diskontinuierlichen Anlagen: Haltezeit (auf Zieltemperatur)	-	
Bei hybridem System: Flexibilitätspotential Umschalt- bzw. An- und Abfahrvorgänge	-	
Bei hybridem System: Flexibilitätspotential Leistung	-	
Bei hybridem System: Flexibilitätspotential Zeitraum (Verschiebedauer)	-	
Bei hybridem System: Flexibilitätspotential Energieträgerwechsel möglich	-	
Wärmerückgewinnung	Rostvorwärmer/Zyklonvorwärmer	[6]
Abwärmepotential: Temperatur	90 – 180°C bzw. 160°C Vorwärmer seitig 250°C Kühler seitig	[1, 2]
Abwärmepotential: Medium	Verbrennungsabgas	[1]
Abwärmepotential: Menge	120 bis 180°C ohne Abwärmenutzung in der Rohmühle bzw. 90 bis 150°C mit Abwärmenutzung in der Rohmühle; 1,7 – 3 $m^3/kg_{Klinker}$ entspricht 212.500 – 375.000 m^3/h	[2, 7]
Typische Betriebsdauer	ca. 7.000 Stunden pro Jahr	[1]
Übliche Anlagenauslastung	85 %	[1]
Typische Lebensdauer	> 30 Jahre (kürzere Modernisierungszyklen)	[1]
Typische Modernisierungszyklen	< 30 Jahre	[1]
Alter der Anlage	0 - 20 Jahre	[1]

Kriterium	Angabe	Quellen
Investitionskosten Neubau	80.000 Tsd. €	[1]
Entwicklungspotential Investitionskosten	nicht vorhanden	[1]
Übliche Abschreibungsdauer Neubau	25 Jahre	[1]
Modernisierungskosten	20.000 – 80.000 Tsd. €	[1]
Übliche Abschreibungsdauer Modernisierung	25 Jahre	[1]
Betriebs- und Wartungskosten (Alternativ Betriebskostenaufschlag in %)	5 -6 % auf Investitionskosten	[1]
Kosten für Stillstand und Produktionsausfall	50 – 100 Tsd. €/Tag	[1]
Produktionsausfall Neubau	90 Tage	[1]
Produktionsausfall Modernisierung	45 Tage	[1]
Anlagenspezifische Energiekosten	N/A	
Strompreisniveau und Entlastung	N/A	
Übliche Vorauskalkulation bei Investitionsentscheidung (Energiepreise, CO_2-Preise)	2 – 5 Jahre	[1]
Investitionskosten für Nebeneinrichtungen zur Einhaltung von Umweltauflagen	N/A	
Energiebedarf für Nebeneinrichtungen zur Einhaltung von Umweltauflagen	N/A	
Betriebskosten für Nebeneinrichtungen zur Einhaltung von Umweltauflagen	N/A	
Sonstige notwendige Infrastruktur	N/A	
Kosten für sonstige Infrastruktur	N/A	
Energieverbrauch sonstige Infrastruktur	N/A	
Anzahl installierte Anlagen	41	[4]
Anteil installierter Leistung der Anlagen an Gesamtkapazität für 2020 (Bestandserfassung)	100 %	[1]
Altersverteilung (z. B. Mittelwert)	20 Jahre	[1]
Entwicklungspotential hinsichtlich Effizienzsteigerung	-	[1]
Entwicklungspotential hinsichtlich Alternativtechnik	Biobrennstoffe, Wasserstoff	[1]
TRL (Technical Readiness Level)	Biobrennstoffe (9), Wasserstoff (4)	[1]
Kommerzielle Verfügbarkeit neuer Technologien (Alternativtechnik)	voraussichtlich ab 2030	[1]

Quellen:
[1]: (Expert:inneninterview 2020w)
[2]: (VDI 2094:2021-01)
[3]: (WBCSD Cement Sustainability Initiative 2018a)
[4]: (Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) 2019b, 2020b)
[5]: (ProBas Datenbank des Umweltbundesamtes 2020)
[6]: (Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) 2002)
[7]: aus 1,7 – 3 $m^3/kg_{Klinker}$ (VDZ Expertenbefragung) ergeben sich bei einer Produktionsmenge von 125 t/h Abgasmengen von 212.500 – 375.000 m^3/h
[8]: Bei einer Reaktionsenthalpie von etwa 485 kWh/Zementklinker (Hoenig et al. 2019) und einem mittleren Energiebedarf von 1046 $kWh/t_{Klinker}$(WBCSD Cement Sustainability Initiative 2018a) ergibt sich daraus ein Wirkungsgrad von 46,37 %.

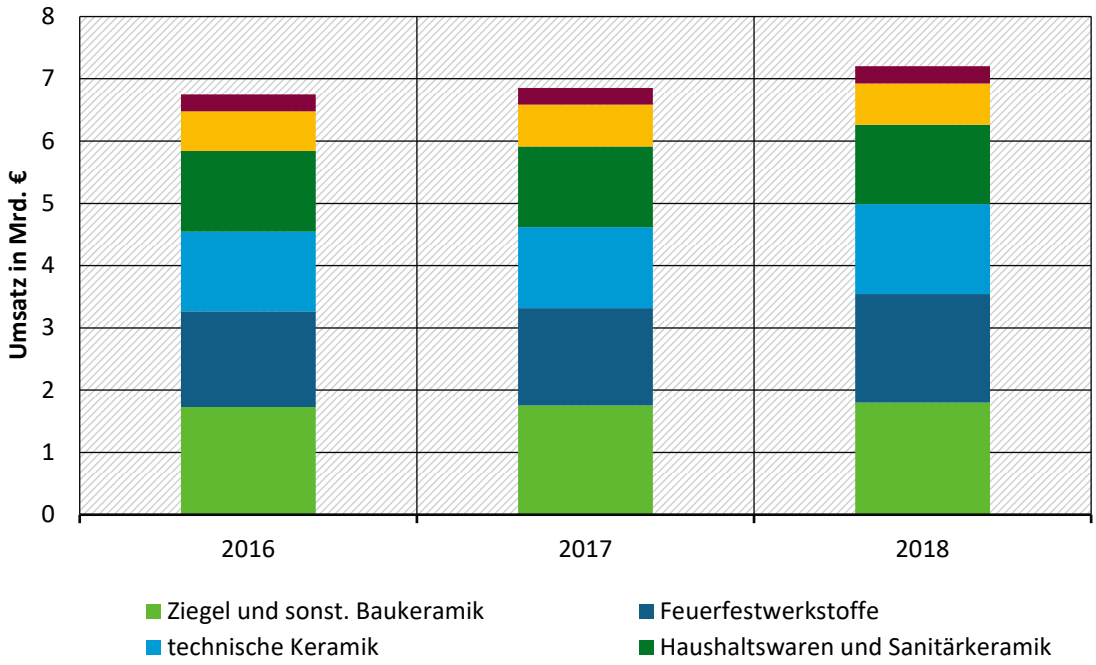
A.11.4 Altersverteilung im Anlagenpark

Alter in Jahresklassen	Drehrohrofensystem in Tsd. t/a	Anteil in %
< 5	1.440	5,99
5 ≤ x < 10	7.753	32,24
10 ≤ x < 15	1.640	6,82
15 ≤ x < 20	3.508	14,59
20 ≤ x < 25	4.525	18,82
25 ≤ x < 30		
30 ≤ x < 35	2.220	9,23
35 ≤ x < 40	1.600	6,65
40 ≤ x < 45	960	3,99
45 ≤ x < 50	400	1,66
> 50		
Installierte Gesamtkapazität	24.046	100

Anmerkungen: Altersverteilung der Anlagen in Deutschland zum Stand 2013
Quelle: (Brunke 2017)

A.12 AP1: Keramik- und Ziegelindustrie

A.12.1 Umsatzentwicklung des jeweiligen Branchenbereichs der Keramik- und Ziegelindustrie



Quelle: (Statistisches Bundesamt (Destatis) 2020b)

A.12.2 Abschätzung Energieverbrauch und CO2-Emissionen „Keramik- und Ziegelindustrie“

Thermoprozessanlage	Anlagen-spezifische Produktions-menge in Tsd. t	Energieträger	Spezifischer Energieverbrauch in kWh/t		Jährlicher Energieverbrauch in GWh		Jährliche CO_2-Emissionen		
							Energie-bedingt in Tsd. t [a)]		Prozess-bedingt in Tsd. t
			min.	max.	min.	max.	min.	max.	
Hintermauerziegel (jährliche Produktionsmenge: 4,5 Mio. t)									
Trocknen (100 %)									
Kammertrockner	2.250,0 (50 %)	Erdgas	31	37	71	83	14	17	-
Durchlauftrockner	2.250,0 (50 %)	Erdgas	29	33	64	74	13	15	-
Brennen (100 %)									
Tunnelofen	4.455,0 (99 %)	Erdgas	459	532	2047	2370	413	479	446
Herdwagenofen	45,0 (1 %)	Erdgas	819	1931	37	87	7	18	13
Dachziegel (jährliche Produktionsmenge: 2,1 Mio. t)									
Trocknen (100 %)									
Kammertrockner	1.050,0 (50 %)	Erdgas	27	31	28	32	6	7	-
Durchlauftrockner	1.050,0 (50 %)	Erdgas	24	28	25	29	5	6	-
Brennen (100 %)									
Tunnelofen	2.079,0 (99 %)	Erdgas	552	639	1147	1328	232	268	34
Herdwagenofen	21,0 (1 %)	Erdgas	819	1931	17	41	3	8	1
Vormauerziegel (jährliche Produktionsmenge: 1,6 Mio. t)									
Trocknen (100 %)									
Kammertrockner	800,0 (50 %)	Erdgas	16	19	13	15	3	3	-
Durchlauftrockner	800,0 (50 %)	Erdgas	15	17	12	14	2	3	-
Brennen (100 %)									
Tunnelofen	1.584,0 (99 %)	Erdgas	604	699	957	1108	193	224	49
Herdwagenofen	16,0 (1 %)	Erdgas	819	1931	13	31	3	6	1
Ziegel für Boden- und Straßenbelag (jährliche Produktionsmenge: 1,2 Mio. t)									
Trocknen (100 %)									
Kammertrockner	600,0 (50 %)	Erdgas	16	19	10	11		2	-
Durchlauftrockner	600,0 (50 %)	Erdgas	15	17	9	10	2	2	-
Brennen (100 %)									
Tunnelofen	1.188,0 (99 %)	Erdgas	444	833	528	990	107	200	36
Herdwagenofen	12,0 (1 %)	Erdgas	819	1931	10	23	2	5	1
Feuerfeststeine (jährliche Produktionsmenge: 750 Tsd. t)									
Trocknen (100 %)									
Kammertrockner	375,0 (50 %)	Erdgas	13	15	5	6	1	1	-
Durchlauftrockner	375,0 (50 %)	Erdgas	12	14	4	5	1	1	-

Thermoprozessanlage	Anlagen-spezifische Produktions-menge in Tsd. t	Energieträger	Spezifischer Energieverbrauch in kWh/t		Jährlicher Energieverbrauch in GWh		Jährliche CO_2-Emissionen		
							Energie-bedingt in Tsd. t [a]		Prozess-bedingt in Tsd. t
			min.	max.	min.	max.	min.	max.	
Brennen (100 %)									
Tunnelofen	600,0 (80 %)	Erdgas	597	2403	358	1442	72	291	32
Herdwagenofen	150,0 (20 %)	Erdgas	819	2486	123	373	25	75	9
Fließen und Bodenplatten (jährliche Produktionsmenge: 1,0 Mio. t)									
Trocknen (100 %)									
Kammertrockner	500,0 (50 %)	Erdgas	16	19	8	10	2	2	-
Durchlauftrockner	500,0 (50 %)	Erdgas	15	17	7	9	2	2	-
Brennen (100 %)									
Rollenofen	800,0 (80 %)	Erdgas	556	806	444	644	90	130	26
Tunnelofen	200,0 (20 %)	Erdgas	1029	1138	206	228	42	46	10

Anmerkungen:
a) Zur Berechnung wurden folgende energiebedingte Emissionsfaktoren verwendet:
Erdgas: 0,201 t CO2/MWh
Quellen:
[1]: (Expert:inneninterview 2020y)
[2]: (Pfeifer et al. 2011c)
[3]: (Specht 2014)
[4]: (Junge 2002)
[5]: (VDI 2585:2018-12)
[6]: (Bundesverband der Deutschen Ziegelindustrie e.V. 2020)
[7]: (Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt) 2020)

A.12.3 Kenndaten zu Anwendung 1: Kontinuierliches Brennen Ziegel T ≤ 1250°C

Kriterium	Angabe	Quellen
Thermoprozessanlage/Industrieofen	Tunnelofen Ziegel	
Einsatzmaterial (Input)	Stückgut	[1, 2, 3]
Gutform/Werkstückform	Stückgut	[1, 2, 3]
Temperatur Material/Werkstück (maximal)	produktabhängig (850 – 1250°C)	[1, 2, 4, 5]
Prozess-, Ofenraumtemperatur (maximal)	produktabhängig (850 – 1250°C)	[1, 2, 4, 5]
Optional: Druckbereich	-	
Dominierender Wärmeübertragungsprozess	Strahlung (& Konvektion)	[1, 2, 3]
Atmosphäre (definierte Prozessatmosphäre: z. B. oxidierend, reduzierend)	produktabhängig	[1, 2]
Produktionskapazität	3,5 - 6 t/h	[1, 2, 5]
Typische Anschlussleistung	N/A	
Energieeffizienz (typischer Wirkungsgrad)	0,55	
Typischer mittlerer Energiebedarf	450 – 600 kWh/t	[1, 2, 4, 5]
Anteile der verwendeten Energieträger	Erdgas (> 99 %)	[1, 2]
Anteil elektrischer Energieeinsatz	-	
Prozessbedingte Treibhausgasemissionen	50 kg_{CO2}/t	[1]
Energiebedingte Treibausgasemissionen	ca. 0,2 kg_{CO2}/kWh (Emissionsfaktor Erdgas)	
Betriebsweise	kontinuierlich	
Bei diskontinuierlichen Anlagen: Aufheizzeit	-	
Bei diskontinuierlichen Anlagen: Haltezeit (auf Zieltemperatur)	-	
Bei hybridem System: Flexibilitätspotential Umschalt- bzw. An- und Abfahrvorgänge	-	
Bei hybridem System: Flexibilitätspotential Leistung	-	
Bei hybridem System: Flexibilitätspotential Zeitraum (Verschiebedauer)	-	
Bei hybridem System: Flexibilitätspotential Energieträgerwechsel möglich	-	
Wärmerückgewinnung	Rekuperator, Abgaswärmetauscher, Verbund Trockner-Ofen	[1, 2]
Abwärmepotential: Temperatur	100 – 200°C	[1, 2, 5]
Abwärmepotential: Medium	Verbrennungsabgas	[1, 2, 5]
Abwärmepotential: Menge	ca. 8.000-25.000 m³/h STP	[1, 2, 5]
Typische Betriebsdauer	ca. 8.000 h/a	[1]
Übliche Anlagenauslastung	90 – 95 %	
Typische Lebensdauer	> 50 Jahre	[1]
Typische Modernisierungszyklen	20-50 Jahre	[1]
Alter der Anlage	40 Jahre	[1]

Kriterium	Angabe	Quellen
Investitionskosten Neubau	6 – 12 Mio. €	[1]
Entwicklungspotential Investitionskosten	ca. 30 %	[1]
Übliche Abschreibungsdauer Neubau	10 Jahre	[1]
Modernisierungskosten	3 – 6 Mio. €	[1]
Übliche Abschreibungsdauer Modernisierung	5 – 15 Jahre	[1]
Betriebs- und Wartungskosten (Alternativ Betriebskostenaufschlag in %)	2 Mio. €	[1]
Kosten für Stillstand und Produktionsausfall	N/A	
Produktionsausfall Neubau	N/A	
Produktionsausfall Modernisierung	N/A	
Anlagenspezifische Energiekosten	3 ct/kWh (Erdgaspreis)	
Strompreisniveau und Entlastung	N/A	
Übliche Vorauskalkulation bei Investitionsentscheidung (Energiepreise, CO_2-Preise)	5 Jahre	
Investitionskosten für Nebeneinrichtungen zur Einhaltung von Umweltauflagen	N/A	
Energiebedarf für Nebeneinrichtungen zur Einhaltung von Umweltauflagen	N/A	
Betriebskosten für Nebeneinrichtungen zur Einhaltung von Umweltauflagen	N/A	
Sonstige notwendige Infrastruktur	N/A	
Kosten für sonstige Infrastruktur	N/A	
Energieverbrauch sonstige Infrastruktur	N/A	
Anzahl installierte Anlagen	ca. 350 (Deutschland)	[1, 6]
Anteil installierter Leistung der Anlagen an Gesamtkapazität für 2020 (Bestandserfassung)	N/A	
Altersverteilung (z. B. Mittelwert)	40 Jahre	[1]
Entwicklungspotential hinsichtlich Effizienzsteigerung	N/A	
Entwicklungspotential hinsichtlich Alternativtechnik	Wasserstoffbeheizung, Elektrifizierung	
TRL (Technical Readiness Level)	Wasserstoffbeheizung < 5, Elektrifizierung < 4	[1, 2, 3]
Kommerzielle Verfügbarkeit neuer Technologien (Alternativtechnik)	vrsl. ab 2030	Annahme

Quellen:
[1]: (Expert:inneninterview 2020y)
[2]: (Pfeifer et al. 2011c)
[3]: (Specht 2014)
[4]: (Junge 2002)
[5]: (VDI 2585:2018-12)
[6]: (Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt) 2020)

A.12.4 Kenndaten zu Anwendung 2: Kontinuierliches Brennen Feuerfest T > 1250°C

Kriterium	Angabe	Quellen
Thermoprozessanlage/Industrieofen	Tunnelofen	
Einsatzmaterial (Input)	Stückgut	[1, 2, 3]
Gutform/Werkstückform	Stückgut	[1, 2, 3]
Temperatur Material/Werkstück (maximal)	produktabhängig (1200 – 1800°C)	[1, 2, 4]
Prozess-, Ofenraumtemperatur (maximal)	produktabhängig (1200 – 1800°C)	[1, 2, 4]
Optional: Druckbereich	-	
Dominierender Wärmeübertragungsprozess	Strahlung (& Konvektion)	[1, 2, 3]
Atmosphäre (definierte Prozessatmosphäre: z. B. oxidierend, reduzierend)	produktabhängig	[1, 2]
Produktionskapazität	0,6 bis 6 t/h	[1, 2, 4]
Typische Anschlussleistung	N/A	
Energieeffizienz (typischer Wirkungsgrad)	55 %	
Typischer mittlerer Energiebedarf	650 – 2.400 kWh/t	[1, 2, 4]
Anteile der verwendeten Energieträger	Erdgas (> 99 %)	[1, 2]
Anteil elektrischer Energieeinsatz	0 %	
Prozessbedingte Treibhausgasemissionen	10 – 100 kg_{CO2}/t	[1]
Energiebedingte Treibausgasemissionen	Ca. 0,2 kg_{CO2}/kWh (Emissionsfaktor Erdgas)	
Betriebsweise	kontinuierlich	
Bei diskontinuierlichen Anlagen: Aufheizzeit	-	
Bei diskontinuierlichen Anlagen: Haltezeit (auf Zieltemperatur)	-	
Bei hybridem System: Flexibilitätspotential Umschalt- bzw. An- und Abfahrvorgänge	-	
Bei hybridem System: Flexibilitätspotential Leistung	-	
Bei hybridem System: Flexibilitätspotential Zeitraum (Verschiebedauer)	-	
Bei hybridem System: Flexibilitätspotential Energieträgerwechsel möglich	-	
Wärmerückgewinnung	Rekuperator, Abgaswärmetauscher, Verbund Trockner-Ofen	[1, 2]
Abwärmepotential: Temperatur	100 – 200°C	[1, 2, 4]
Abwärmepotential: Medium	Verbrennungsabgas	[1, 2, 4]
Abwärmepotential: Menge	Ca. 10.000-50.000 m³/h STP	[1, 2, 4]
Typische Betriebsdauer	ca. 8.000 Stunden pro Jahr	[1]
Übliche Anlagenauslastung	90 – 95 %	
Typische Lebensdauer	> 50 Jahre	[1]
Typische Modernisierungszyklen	20-50 Jahre	[1]
Alter der Anlage	40 Jahre	[1]

Kriterium	Angabe	Quellen
Investitionskosten Neubau	6 – 12 Mio. €	[1]
Entwicklungspotential Investitionskosten	ca. 30 %	[1]
Übliche Abschreibungsdauer Neubau	10 Jahre	[1]
Modernisierungskosten	3 – 6 Mio. €	[1]
Übliche Abschreibungsdauer Modernisierung	5 – 15 Jahre	[1]
Betriebs- und Wartungskosten (Alternativ Betriebskostenaufschlag in %)	2 Mio. €	[1]
Kosten für Stillstand und Produktionsausfall	N/A	
Produktionsausfall Neubau	2 – 3 Monate	
Produktionsausfall Modernisierung	1 Monat	
Anlagenspezifische Energiekosten	3 ct/kWh (Erdgaspreis)	
Strompreisniveau und Entlastung	N/A	
Übliche Vorauskalkulation bei Investitionsentscheidung (Energiepreise, CO_2-Preise)	5 Jahre	
Investitionskosten für Nebeneinrichtungen zur Einhaltung von Umweltauflagen	N/A	
Energiebedarf für Nebeneinrichtungen zur Einhaltung von Umweltauflagen	N/A	
Betriebskosten für Nebeneinrichtungen zur Einhaltung von Umweltauflagen	N/A	
Sonstige notwendige Infrastruktur	N/A	
Kosten für sonstige Infrastruktur	N/A	
Energieverbrauch sonstige Infrastruktur	N/A	
Anzahl installierte Anlagen	ca. 25 (Deutschland)	[1, 5]
Anteil installierter Leistung der Anlagen an Gesamtkapazität für 2020 (Bestandserfassung)	N/A	
Altersverteilung (z. B. Mittelwert)	40 Jahre	[1]
Entwicklungspotential hinsichtlich Effizienzsteigerung	N/A	
Entwicklungspotential hinsichtlich Alternativtechnik	Wasserstoffbeheizung, Elektrifizierung	
TRL (Technical Readiness Level)	Wasserstoffbeheizung < 5, Elektrifizierung < 4	[1, 2, 3]
Kommerzielle Verfügbarkeit neuer Technologien (Alternativtechnik)	vrsl. ab 2030	Annahme

Quellen:
[1]: (Expert:inneninterview 2020y)
[2]: (Pfeifer et al. 2011c)
[3]: (Specht 2014)
[4]: (VDI 2585:2018-12)
[5]: (Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt) 2020)

A.12.5 Kenndaten zu Anwendung 3: Diskontinuierliches Brennen Feuerfest T > 1250°C

Kriterium	Angabe	Quellen
Thermoprozessanlage/Industrieofen	Herwagenofen	
Einsatzmaterial (Input)	Stückgut	[1, 2, 3]
Gutform/Werkstückform	Stückgut	[1, 2, 3]
Temperatur Material/Werkstück (maximal)	produktabhängig (1200 – 1800°C)	[1, 2, 4]
Prozess-, Ofenraumtemperatur (maximal)	produktabhängig (1200 – 1800°C)	[1, 2, 4]
Optional: Druckbereich	-	
Dominierender Wärmeübertragungsprozess	Strahlung (& Konvektion)	[1, 2, 3]
Atmosphäre (definierte Prozessatmosphäre: z. B. oxidierend, reduzierend)	produktabhängig	[1, 2]
Produktionskapazität	bis 2 t/h	[1, 2, 4]
Typische Anschlussleistung	N/A	
Energieeffizienz (typischer Wirkungsgrad)	55 %	
Typischer mittlerer Energiebedarf	800 – 2.400 kWh/t	[1, 2, 4]
Anteile der verwendeten Energieträger	Erdgas (> 99 %)	[1, 2]
Anteil elektrischer Energieeinsatz	-	
Prozessbedingte Treibhausgasemissionen	10 – 100 kg_{CO2}/t	[1]
Energiebedingte Treibausgasemissionen	ca. 0,2 kg_{CO2}/kWh (Emissionsfaktor Erdgas)	
Betriebsweise	kontinuierlich	
Bei diskontinuierlichen Anlagen: Aufheizzeit	-	
Bei diskontinuierlichen Anlagen: Haltezeit (auf Zieltemperatur)	-	
Bei hybridem System: Flexibilitätspotential Umschalt- bzw. An- und Abfahrvorgänge	-	
Bei hybridem System: Flexibilitätspotential Leistung	-	
Bei hybridem System: Flexibilitätspotential Zeitraum (Verschiebedauer)	-	
Bei hybridem System: Flexibilitätspotential Energieträgerwechsel möglich	-	
Wärmerückgewinnung	Rekuperator, Abgaswärmetauscher	[1, 2]
Abwärmepotential: Temperatur	160 – 300°C	[1, 2, 4]
Abwärmepotential: Medium	Verbrennungsabgas	[1, 2, 4]
Abwärmepotential: Menge	Ca. 2.000-50.000 m³/h STP	[1, 2, 4]
Typische Betriebsdauer	ca. 8.000 Stunden pro Jahr	[1]
Übliche Anlagenauslastung	90 – 95 %	
Typische Lebensdauer	> 50 Jahre	[1]
Typische Modernisierungszyklen	20-50 Jahre	[1]
Alter der Anlage	40 Jahre	[1]

Kriterium	Angabe	Quellen
Investitionskosten Neubau	1 – 2 Mio. €	[1]
Entwicklungspotential Investitionskosten	bis zu 50 %	[1]
Übliche Abschreibungsdauer Neubau	10 Jahre	[1]
Modernisierungskosten	0,5 – 1 Mio. €	[1]
Übliche Abschreibungsdauer Modernisierung	5 – 15 Jahre	[1]
Betriebs- und Wartungskosten (Alternativ Betriebskostenaufschlag in %)	0,5 Mio. €	[1]
Kosten für Stillstand und Produktionsausfall	N/A	
Produktionsausfall Neubau	N/A	
Produktionsausfall Modernisierung	N/A	
Anlagenspezifische Energiekosten	3 ct/kWh (Erdgaspreis)	
Strompreisniveau und Entlastung	N/A	
Übliche Vorauskalkulation bei Investitionsentscheidung (Energiepreise, CO_2-Preise)	5 Jahre	
Investitionskosten für Nebeneinrichtungen zur Einhaltung von Umweltauflagen	N/A	
Energiebedarf für Nebeneinrichtungen zur Einhaltung von Umweltauflagen	N/A	
Betriebskosten für Nebeneinrichtungen zur Einhaltung von Umweltauflagen	N/A	
Sonstige notwendige Infrastruktur	N/A	
Kosten für sonstige Infrastruktur	N/A	
Energieverbrauch sonstige Infrastruktur	N/A	
Anzahl installierte Anlagen	N/A	
Anteil installierter Leistung der Anlagen an Gesamtkapazität für 2020 (Bestandserfassung)	N/A	
Altersverteilung (z. B. Mittelwert)	40 Jahre	[1]
Entwicklungspotential hinsichtlich Effizienzsteigerung	N/A	
Entwicklungspotential hinsichtlich Alternativtechnik	Wasserstoffbeheizung, Elektrifizierung	
TRL (Technical Readiness Level)	Wasserstoffbeheizung < 5, Elektrifizierung < 4	[1, 2, 3]
Kommerzielle Verfügbarkeit neuer Technologien (Alternativtechnik)	vrsl. ab 2030	Annahme

Quellen:
[1]: (Expert:inneninterview 2020y)
[2]: (Pfeifer et al. 2011c)
[3]: (Specht 2014)
[4]: (VDI 2585:2018-12)
[5]: (Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt) 2020)

A.13 AP1: Dampferzeuger

A.13.1 Typisches konventionelles Dampferzeugungssystem

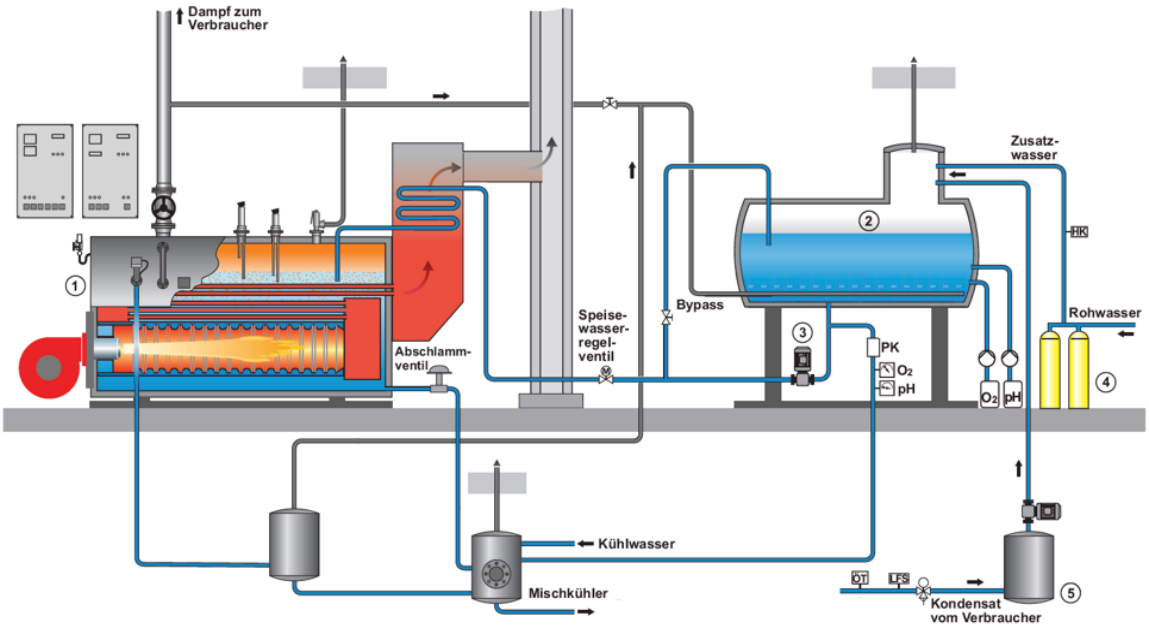
Ein Dampferzeuger ist eine Anlage zur Erzeugung von Wasserdampf, deren wesentlicher Bestandteil ein Kessel ist. In einem solchen geschlossenen System wird Wasser erhitzt und in Dampf umgewandelt. Komponenten eines Dampferzeugers sind (Sattler und Schibel 2011):

- der Verdampfer zur Erzeugung des Dampfes,
- der Überhitzer, in dem der Dampf auf die für den Verbraucher benötigte Temperatur erhitzt wird,
- der Speisewasser- und Luftvorwärmer, in denen Wasser und Verbrennungsluft vorgewärmt werden,
- die Feuerung, die die für den Verbraucher benötigte Wärme mit Brennstoffen wie Kohle, Öl, Gas oder Biomasse erzeugt (auch regenerative Brennstoffe wie Holz, Biogas, Stroh sowie Energiepflanzen sind im Dampfkessel einsetzbar).

Ein typisches Dampferzeugersystem besteht aus den energetisch relevanten Komponenten Kessel, Dampfleitungssystem, Kesselspeisewasserbehälter, Speisewasserentgaser und -enthärter, Kondensatrückführung sowie der Möglichkeit zur Abschlämmung (siehe Abbildung 180). Die Kondensatrückführung erfolgt, sofern der Dampf in der Produktion kondensiert und nicht im Produkt aufgenommen wird. Speisewasserentgaser und -enthärter dienen der Aufbereitung des frisch zugesetzten Kesselspeisewassers, um Korrosion und Ablagerungen auf den Heizflächen zu vermeiden. Die Abschlämmung wird periodisch durchgeführt, um Salzrückstände abzuleiten, die im Kessel abgeschieden wurden (Jungmann 2013).

Je nach Anwendungsbereich, erforderlicher Dampfleistung, benötigtem Dampfdruck und -temperatur, sowie eingesetztem Brennstoff werden Dampfkessel verschiedener Bauart eingesetzt. Zu den Typen der **kleinen Leistungsklasse (einige 100 kW bis < 1 MW)** zählen Schnelldampferzeuger und Thermoölerhitzer. In der **mittleren Leistungsklasse (1 MW bis < 5 MW)** sind Großwasserraumkessel (Flammrohr-Rauchrohrkessel mit einem Flammrohr), Schnelldampfkessel und Thermoölerhitzer anzutreffen. Die **große Leistungsklasse (5 MW bis < 50 MW)** besteht aus Großwasserraumkesseln (mehrere Flammrohre) und Wasserrohrkesseln (Naturumlauf) (Schmid et al. 2003).

Abbildung 180: Beispielhaftes Dampferzeugersystem mit Großwasserraumkessel



(1) Dampferzeuger mit Feuerungsanlage

(2) thermische Wasseraufbereitung

(3) Kesselspeisepumpe

(4) Enthärtungsanlage

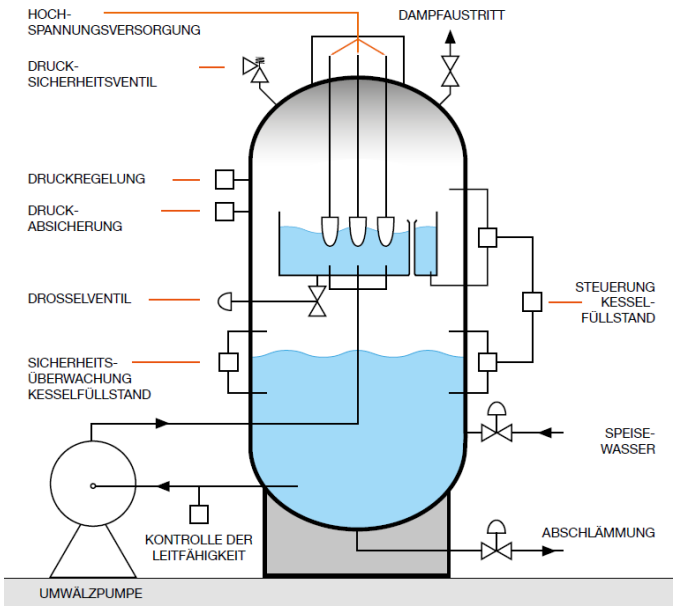
(5) Kondensatbehälter

Quelle: Sattler und Schibel 2011

A.13.2 Funktionsprinzip eines Elektrodenkessels

Abbildung 181 zeigt den schematischen Aufbau eines Elektrodenkessels zur Dampferzeugung. Wasser im Kessel wird mittels eines dreiphasigen Elektrodensystems erhitzt, wobei die Kesselwand als neutrale Gegenelektrode dient. Wasser wird in der oberen Kammer des Kessels mittels Stromfluss durch die Elektroden erwärmt. Die Wärmeproduktion wird mit einem Wasserstands- und Durchflussregelsystem gesteuert, welches den Fluss durch die obere Kammer mittels Drosselventil und damit die Leistung zwischen 0 und 100 % variieren kann. Durch Variation der Kontaktfläche zwischen Wasser und Elektroden erfolgt somit die Leistungssteuerung. Der Dampf sammelt sich im oberen Teil des Druckbehälters und wird über das Hauptdampf-Drosselventil abgelassen. Der Kessel selbst wird mit einem Inertgassystem unter Druck gesetzt. Ein wichtiger Parameter für einen optimalen Betrieb ist außerdem die Wasserleitfähigkeit, welche z. B. mithilfe von Natronlauge konditioniert wird. Der Kessel selbst verbraucht keine elektrische Energie im Stand-by Zustand (Pumpen zur Umwälzung benötigen etwa 5 % der Volllast). Durch seine kompakten Abmessungen kann selbst der Elektrodenkessel mit 60 MW Leistung mit einem Durchmesser von ca. 3,5 m und einer Höhe von 8 m als Ergänzung zum Gaskessel in das bestehende Kesselhaus integriert werden. Laut Herstellerangaben beträgt die typische Größe eines Elektrodenkessels etwa ein Viertel der Größe eines vergleichbaren Erdgaskessels (PARAT Halvorsen AS 2021).

Abbildung 181: Schematische Darstellung eines Elektrodenkessel zur Dampferzeugung

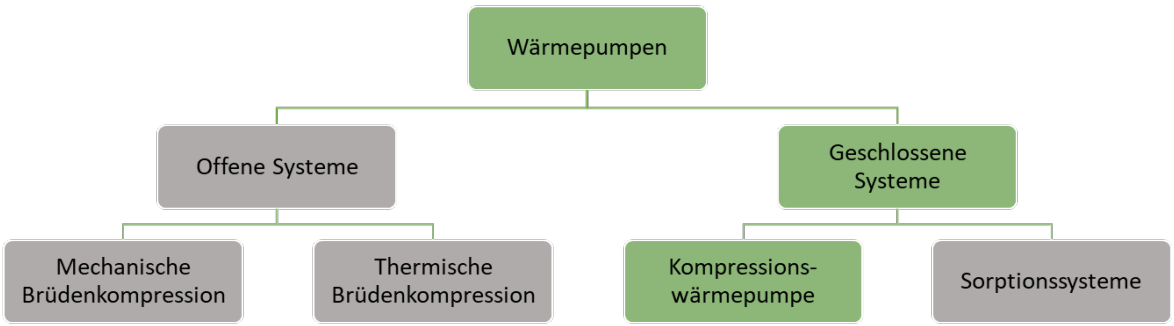


Quelle: (PARAT Halvorsen AS 2021)

A.13.3 Funktionsprinzip einer Wärmepumpe

Die in Abbildung 182 gezeigte Klassifizierung von Wärmepumpentechnologien führt über geschlossene und offene Systeme. Der Fokus dieser Studie liegt auf elektrisch angetriebenen Kompressionswärmepumpen mit geschlossenem Kältemittelkreislauf, da diese in industriellen Anwendungen am weitesten verbreitet sind.

Abbildung 182: Klassifizierung von Wärmepumpen

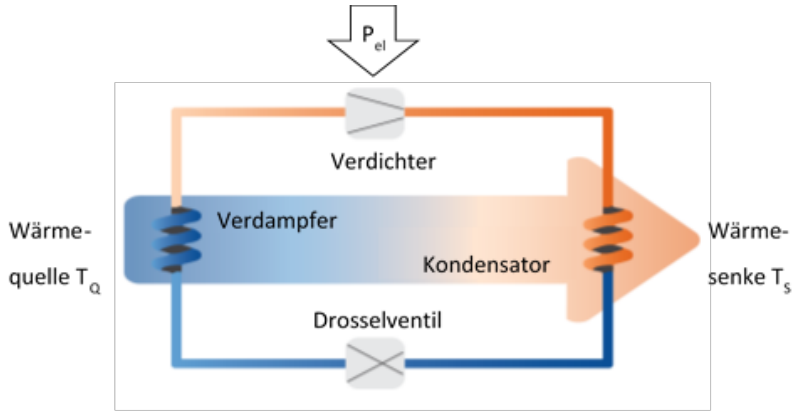


Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Arpagaus 2019; Arpagaus et al. 2018

Eine Wärmepumpe wandelt Wärme niedriger Temperatur in Wärme hoher Temperatur. Dies geschieht in einem geschlossenen Kreisprozess durch ständiges Ändern des Aggregatzustands des Kältemittels (Verdampfen, Komprimieren, Verflüssigen, Expandieren). Industrielle Wärmepumpen sind Wärmerückgewinnungsanlagen, die in der Lage sind, die Temperatur der Abwärme, die aus einem industriellen Prozess oder anderen natürlichen Quellen stammt, mittels Antriebsenergie (elektrischer Strom) auf eine Senkentemperatur zu erhöhen, bei der diese Abwärmeströme entweder im gleichen Prozess oder an anderer Stelle in der Fabrik und in einigen Fällen auch außerhalb des Industriestandorts selbst genutzt werden können. Im einfachsten Fall

besteht eine solche Wärmepumpe aus zwei Wärmeübertragern (Verdampfer und Kondensator), einem Kompressor, einem Expansionsventil sowie einem geschlossenen Kältemittelkreislauf (Abbildung 183) (Arpagaus 2019).

Abbildung 183: Schematische Darstellung des Funktionsprinzips der Kompressionswärmepumpe



Quelle: Irving et al. 2018

Der Wärmepumpen-Kreisprozess folgt dem rückwärtslaufenden Carnot-Prozess. Die Wärmeaufnahme erfolgt beim Verdampfen des Kältemittels auf niedrigem Temperatur- und Druckniveau. Der Kältemitteldampf wird im elektrisch angetriebenen Kompressor (je nach Leistungsbereich, z. B. Schrauben-, Hubkolben- oder Turboverdichter) komprimiert. Mit Erhöhung des Drucks steigt auch die Temperatur des Kältemittelgases. Im Verflüssiger wird Wärme auf dem erhöhten Temperaturniveau an die Wärmesenke abgegeben. Dabei kondensiert das Kältemittel, und das Kondensat wird über das Expansionsventil entspannt (Wolf et al. 2017).

Die Wandlungseffizienz einer Wärmepumpe wird durch ihre Leistungszahl (COP, engl. Coefficient of Performance) angegeben. Diese beschreibt das Verhältnis der abgegebenen Heizleistung auf hohem Temperaturniveau (Kondensator) zur aufgewendeten Antriebsleistung im Verdichter. Je geringer der Temperaturhub ΔT_{Hub}, also die Temperaturdifferenz zwischen Wärmesenke T_S und -Quelle T_Q ist, desto höher ist der COP. Der theoretisch maximale Wirkungsgrad einer Wärmepumpe wird durch den Carnot-Wirkungsgrad beschrieben:

$$COP_{Carnot} = \frac{T_S}{(T_S - T_Q)} = \frac{T_S}{\Delta T_{Hub}}$$

Berücksichtigt man Verluste, wie zum Beispiel Reibung im Kompressor und Wärmeabstrahlung, so ergibt sich der tatsächliche COP aus dem Produkt der Carnot-Effizienz und dem Systemgütegrad η:

$$COP = \eta \cdot COP_{Carnot}$$

A.13.4 Kenndaten zu konventionellen Dampfkesseln

Kriterium	Angabe	Quellen
Allgemeine Anlagenbeschreibung		
Dampferzeugungstechnik	Erdgasbefeuerter Kessel für Dampferzeugung	
Medium	Dampf als Wärmemedium	

Kriterium	Angabe	Quellen
Dampftemperatur (maximal)	100-300°C/600°C (GWK/WRK)	[1], [2]
Druckbereich (maximal)	GWK: max. 30 bar WRK: max. 300 bar (überkritisch bis zu 350 bar)	[1], [2]
Dominierender Wärmeübertragungsprozess	direkt (Strahlung) oder Konvektion (Wärmeübertrager)	
Betriebsweise	meist kontinuierlich (prozessabhängig)	
Massen- und Energiebilanzierung		
Dampfkapazität	GWK: 0,35-30 t/h WRK: 200-300 t/h (überkritisch bis zu 2000 t/h)	[1], [2]
Typische Anschlussleistung	100 kW bis 50 MW	[3]
Energieeffizienz (typischer Wirkungsgrad)	92 % (Bestand) (94-97 % für moderne Anlagen mit Economiser)	[1], [2]
Typischer mittlerer Energiebedarf	etwa 720-780 kWh/t_{Dampf}	[7]
Anteile der verwendeten Energieträger	meist Erdgas	*
Anteil elektrischer Energieeinsatz	0,5-1 % (Nebenaggregate wie Brenner und Speisepumpe)	[5]
Prozessbedingte Treibhausgasemissionen	0 kg_{CO2}/t_{Dampf}	
Energiebedingte Treibausgasemissionen	140 kg_{CO2}/t_{Dampf}	[5]
Bewertung von Flexibilität		
Bei diskontinuierlichen Anlagen: Aufheizzeit	Kaltstartzeit: ca. 90 min bei Sattdampfkessel GWK Warmstartzeit: ca. 10 min bei Sattdampfkessel GWK Minimale Last: ca. 12 % der Nennleistung bei GWK (Doppelflammrohrkessel 6 %)	[4], [5]
Bei diskontinuierlichen Anlagen: Haltezeit (auf Zieltemperatur)	unbegrenzt bei korrekter Warmhaltung des GWK (z. B. über Bodenheizschlange, Pufferspeicher)	[5]
Bei hybridem System: Flexibilitätspotential Energieträgerwechsel möglich	100 % Erdgas oder 100 % H2 oder jede Mischform (getrennte Brennstoffversorgung, bei konstanter Brennstoffzusammensetzung auch über eine Brennstoffversorgung realisierbar)	[5]
Potential zur Abwärmenutzung		
Wärmerückgewinnung	WRG beim Dampfkessel selbst: Luftvorwärmung, Abgaskondenser, Laugenkühler, Speisewasserkühler, Brüdenkühler WRG prozessabhängig, z. B. Trocknungsluftvorheizung Kondensatabwärme	[1], [2], [5]
Abwärmepotential: Temperatur	prozessabhängig (~ 30-80°C)	[8]
Abwärmepotential: Medium	z. B. Frischwasser, Brauchwasser (prozessabhängig)	
Abwärmepotential: Menge	*keine Angabe*	
Betriebs- und Lebensdauer		
Typische Betriebsdauer	7.000 bis > 8.000 Stunden pro Jahr abhängig von Unternehmensgröße	[4], [5]
Übliche Anlagenauslastung	60-70 % im Realbetrieb	[5]
Typische Lebensdauer	20-25 Jahre (teilweise bis zu 60 Jahre)	[4]
Typische Modernisierungszyklen	10-15 Jahre (empfohlen)	[5]
Kosten für Investition und Modernisierung		
Investitionskosten Neubau	60 €/kW	[4]

Kriterium	Angabe	Quellen
Entwicklungspotential Investitionskosten	45 €/kW bis 2050	[4]
Übliche Abschreibungsdauer Neubau	5-8 Jahre	[5]
Modernisierungskosten	etwa 60-70 % der Investitionskosten Neubau	[5]
Übliche Abschreibungsdauer Modernisierung	2-3 Jahre	[5]
Betriebs- und Wartungskosten (Alternativ Betriebskostenaufschlag in %)	5 % der Investitionskosten	[5]
Kosten für Stillstand und Produktionsausfall	bis zu mehrere Mio./Tag	[5]
Produktionsausfall Neubau	*keine Angabe*	
Produktionsausfall Modernisierung	1-3 Wochen abh. von Anlagengröße	[5]
Anlagenspezifische Energiekosten	*keine Angabe*	
Strompreisniveau und Entlastung	*keine Angabe*	
Übliche Vorauskalkulation bei Investitionsentscheidung (Energiepreise, CO_2-Preise)	bis zu 5 Jahre	[5]
Investitionskosten für Nebeneinrichtungen zur Einhaltung von Umweltauflagen	5-10 % der Investitionskosten (NO_x-Abgasreinigung)	[5]
Energiebedarf für Nebeneinrichtungen zur Einhaltung von Umweltauflagen	nicht relevant	[5]
Betriebskosten für Nebeneinrichtungen zur Einhaltung von Umweltauflagen	nicht relevant	[5]
Sonstige notwendige Infrastruktur	*keine Angabe*	
Kosten für sonstige Infrastruktur	*keine Angabe*	
Energieverbrauch sonstige Infrastruktur	*keine Angabe*	
Altersverteilung im Anlagenpark		
Anzahl installierte Anlagen	Erdgas: ca. 15.000-17.000 (Deutschland) 100-1.000 kW: 40 % 1-5 MW: 30 % 5-25 MW: 20 % > 25 MW: 10 %	*
Altersverteilung (z. B. Mittelwert)	Davon etwa 7500 nicht Stand der Technik	*
Anteil installierter Leistung der Anlagen an Gesamtkapazität für 2020 (Bestandserfassung)	340 TWh/a installierte Leistung an industriellen Kesselanlagen (gasbetrieben) in Deutschland	[6]
Entwicklungspotential und Verfügbarkeit		
Entwicklungspotential hinsichtlich Effizienzsteigerung	Bis zu 97 % bis 2050	[4]
TRL (Technical Readiness Level)	9 (Stand der Technik)	

Anmerkungen:
GWK – Großwasserraumkessel
WRK – Wasserrohrkessel
WRG – Wärmerückgewinnung
*siehe Tabelle 145 (auch Heizöl, Biogas, Bioöl, Wasserstoff, Mehrstofffeuerung und Sonderbrennstoffe möglich)
Quellen:
[1] Gentili et al. 2014
[2] Franz und Tuffner 2018
[3] Fleiter, T. Steinbach, J. und Ragwitz 2016
[4] Danish Energy Agency und Energinet 2020a, 2020b
[5] Expert:inneninterview 2020r
[6] Gosse 2019
[7] Eigene Berechnung anhand Wirkungsgrad (0,9) und Dampfenthalpiedifferenz (2,4-2,6 GJ/t_{Dampf})
[8] Arpagaus 2019

zusätzliche Validierung aller Daten durch Expert:inneninterviews

A.13.5 Kenndaten für die ökonomische Betrachtung Dampferzeuger – Anwendung 2: Papiertrocknung (mit Biomassenutzung[1])

Technik	Referenz-technik 1	Alternativ-technik 1	Alternativ-technik 2	Alternativ-technik 3	Alternativ-technik 4	Einheit	Quellen
Technologie	**Erdgasbe-feuerung & Biomasse**	**Erdgasbe-feuerung & Biomasse**	**Stromba-siert & Bio-masse**	**Stromba-siert & Bio-masse**	**Wasserstoff-befeuerung & Biomasse**		
Technik	Erdgaskes-sel & Bio-massekes-sel	KWK-An-lage mit Mehrfach-feuerung (Erdgas und Bio-masse)	Elektroden-kessel & Bi-omassekes-sel	Wärme-pumpen-system & Biomasse-kessel[2]	Wasserstoff-kessel & Bio-massekessel		
Produkt	Papier	Papier	Papier	Papier	Papier		
Investition Neubau	26,5	59,0	27,3	40,9	27,2	EUR/$t_{Kap.}$	[2], [5]
Investition Modernisierung	17,2	38,3	17,7	32,5	17,3	EUR/$t_{Kap.}$	[5]
Minimale Investition Neubau	22,9	52,3	23,7	32,7	23,6	EUR/$t_{Kap.}$	[2], [5]
Minimale Investition Modernisierung	14,9	34,0	15,4	25,4	15,0	EUR/$t_{Kap.}$	[2], [5]
TRL	9	9	9	7-8	9	-	[2], [3], [5]
Energieträger 1	Erdgas	Erdgas	Strom	Strom	EE-Wasserstoff	-	[4]
Energieträger 2	Biomasse	Biomasse	Biomasse	Biomasse	Biomasse	-	
Energieträger 3	-	-	-	-	-	-	
Spezifischer Energiebedarf 1	0,36	0,48	0,34	0,17	0,35	MWh/t_{Dampf}	[6]
Spezifischer Energiebedarf 2	0,37	0,48	0,37	0,37	0,37	MWh/t_{Dampf}	[6]
Spezifischer Energiebedarf 3	-	-	-	-	-	MWh/t_{Dampf}	
Minimaler spezifischer Energiebedarf	0,70	0,96	0,69	0,49	0,70	MWh/t_{Dampf}	[2], [7]
Prozessbedingte Emissionen	-	-	-	-	-	t_{CO2}/t_{Dampf}	
Betriebs- und Wartungskosten	1,3	2,9	1,4	2,0	1,4	EUR/$t_{Kap.}$	[2], [5]
Abschreibungszeitraum	20	20	20	20	20	a	[2], [5]
Modernisierungszyklus	20	20	20	20	20	a	[5]
Repräsentative Kapazität	470.000	470.000	470.000	470.000	470.000	$t_{Jahresleistung\ Dampf}$	[8]
Auslastung[3]	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	1	[1], [9]
Anteil Bestand 2020	49%	49%	2 %	-	-	%	[10]
Verfügbar ab	2020	2020	2020	2025	2020	a	[2], [3], [5]
Verfügbar bis	2050	2050	2050	2050	2050	a	
Stromerzeugung	-	0,20	-	-	-	MWh-$_{Strom}$/t_{Dampf}	[11]

Anmerkungen:
Angaben beziehen sich auf die Dampfkapazität „$t_{Kap.}$" oder die Dampfmenge „t_{Campf}" (unter Berücksichtigung der Auslastung). Grundlage sind Daten-Angaben zur Trockenpartie aus einem Sankey-Diagramm einer LWC-Papiermaschine mit 37,4 MW Dampfbedarf (Treppe et al. 2012; Suhr et al. 2015). Jährliche Betriebsstunden: 8.300 h (Blum et al. 2009). Die Papiermaschine hat eine Produktionsrate von 40,8 t_{Papier}/h (Suhr et al. 2015). Eine Umrechnung der Dampfleistung mithilfe der Dampfenthalpiedifferenz 2,4 GJ/t_{Dampf} (140°C/ 4 bar Sattdampf mit einer Vorlauftemperatur von 80°C/1 bar) ergibt eine Dampfmenge in der Trockenpartie von etwa 56,2 t_{Dampf}/h. 1) Dabei werden 50 % des Dampfbedarfes durch Verbrennung von Biomasse gedeckt (z. B. interne Abfälle). Biomassekessel Wirkungsgrad von 0,9 und Investition von 600 €/kW (Danish Energy Agency und Energinet 2020b). Biomasse-KWK Investition von 3.600 €/kW_{el} (Danish Energy Agency und Energinet 2020a). 2) COP 1,9 bei 30°C Quellentemperatur und Investition 420 €/kW (Arpagaus 2019) 3) 6.000 Volllaststunden (Prognos AG 2019)
Quellen:
[1] Blum et al. 2009
[2] Eigene Berechnung/Angabe basierend auf Danish Energy Agency und Energinet 2020a, 2020b
[3] Agora Energiewende und Wuppertal Institut 2019
[4] Verband Deutscher Papierfabriken e. V. (VDP) 2020b und eigene Berechnungen, siehe auch Abbildung 117
[5] Expert:inneninterview 2020r, 2020o, 2020m
[6] Eigene Berechnung anhand Wirkungsgrad der Techniken (Tabelle 144 – Tabelle 150) und Dampfenthalpiedifferenz von 2,4 GJ/t_{Dampf} (140°C/ 4 bar Sattdampf mit einer Vorlauftemperatur von 80°C/1 bar)
[7] Eigene Berechnung basierend auf Arpagaus 2019
[8] Eigene Berechnung aus Dampfleistung von 37,4 MW (Treppe et al. 2012; Suhr et al. 2015) und Dampfenthalpiedifferenz von 2,4 GJ/t_{Dampf} (140°C/ 4 bar Sattdampf mit einer Vorlauftemperatur von 80°C/1 bar)
[9] Eigene Berechnung basierend auf Prognos AG 2019
[10] Eigene Berechnung des KWK-Wärmeanteils der Papierindustrie basierend auf statistischen Daten des VDP aus dem Jahr 2019 (Verband Deutscher Papierfabriken e. V. (VDP) 2020b): Ausgehend von der KWK-Strommenge, dem Fremdwärmebezug und der eingesetzten Brennstoffmenge wurden Annahmen getroffen für den el. Wirkungsgrad (0,3), therm. Wirkungsgrad (0,6), Brennstoffausnutzungsgrad (0,85) und KWK-Anteil der Fremdwärme (1). Der KWK-Wärmeanteil für

die Papierindustrie (ohne Zellstoffherstellung) wurde anhand des Brennstoffeinsatzes der Papierherstellung im Vergleich zum gesamten Brennstoffeinsatz abgeschätzt. Aufgrund der getroffenen Annahmen unterliegt der Wert einer großen Unsicherheit.
[11] Eigene Berechnung für eine KWK-Anlage mit Wirkungsgrad von 0,9 und Stromkennzahl von 0,3 (Prognos AG 2019; Suhr et al. 2015)

A.14 AP2: Exceltool für die Bewertung der Wirtschaftlichkeit

Anhang als separate Datei bereitgestellt.

A.15 AP2: Kurzdokumentation AP2-Tool

Anhang als separate Datei bereitgestellt.

A.16 AP3: Leitfaden für multikriterielle Technikbewertung

A.16.1 Einleitung

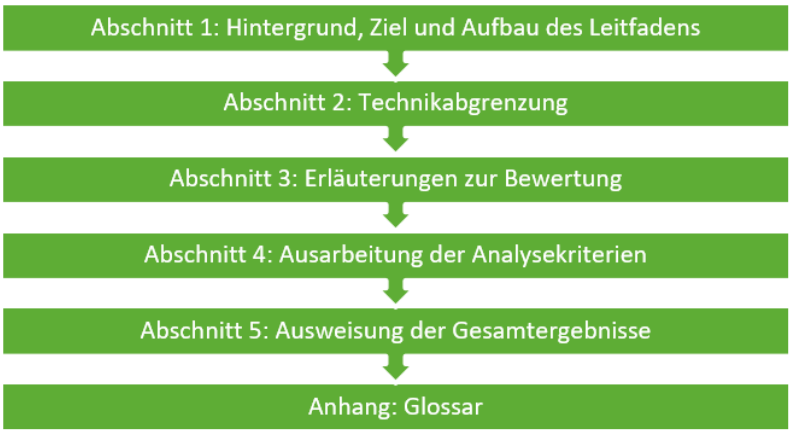
Im Rahmen des Gesamtvorhabens werden Techniken zur CO_2-neutralen Prozesswärmeerzeugung analysiert. Gegenstand von Arbeitspaket 3 ist eine **multikriterielle Analyse des Stands der Technik in Form von „Referenztechniken" auf Basis fossiler Energieträger, die in der Entwicklung befindlichen, innovativen kohlendioxidneutralen Alternativen, kurz „Alternativtechniken", gegenübergestellt werden**. Im Rahmen dieser Analyse werden dabei Referenztechnik und Alternativtechnik als zueinander gehöriges „Technikpaar" anhand unterschiedlicher Kriterien gegenübergestellt. Durch eine breite Wahl dieser Kriterien soll eine ganzheitliche Betrachtung ermöglicht werden, aus der Schlussfolgerungen bezüglich einer Einordnung der Techniken gezogen werden können. Dabei soll insbesondere vermieden werden, neben offensichtlichen Vorteilen des Technologieeinsatzes etwaige Nachteile der Techniken in anderen Bereichen nicht ausreichend zu berücksichtigen. Das Umweltbundesamt als Auftraggeber legt dabei Wert auf transparent erzielte, nachvollziehbare und belastbare Ergebnisse, die auf einer wissenschaftlich fundierten Herangehensweise beruhen, die aber gleichzeitig auch einfach und praktikabel sowie einheitlich über verschiedene Techniken hinweg erzielt werden.

Zu diesem Zweck wurde ein Leitfaden entwickelt, der das Ziel hat, als Handreichung die Durchführung einer einheitlich und ganzheitlichen vorgenommenen Technikanalyse innerhalb des Gesamtvorhabens sicherzustellen. Als Hilfestellung für die Analyse gliedert er sich in folgende Abschnitte:

- **Technikabgrenzung:** Die in diesem Abschnitt vorgenommene Beschreibung des Betrachtungsrahmens soll sicherstellen, dass die analysierten Referenz- und Alternativtechniken eindeutig abgegrenzt sind.
- **Erläuterungen zur Bewertung:** Die multikriterielle Gesamtanalyse umfasst die Berücksichtigung sowohl qualitativer wie quantitativer Kriterien. Die Bearbeitung der beiden Kriterien unterliegt Vorgaben, die in diesem Abschnitt dargestellt werden.
- **Ausarbeitung der Einzelkriterien:** In der Analyse werden die zu bearbeitenden Kriterien aus den Bereichen Ökologie, Technik und Ökonomie beschrieben und Hilfestellungen zu deren Ermittlung geboten.

- **Ausweisung der Gesamtergebnisse**: In diesem abschließenden Abschnitt des Leitfadens werden Hinweise auf die Ausweisung der Ergebnisse auf der Ebene der Anwendungen gegeben.

Abbildung 184: Übersicht der Struktur des Leitfadens



Quelle: eigene Darstellung.

Mit Blick auf die Anwendung des Leitfadens sind folgende methodische Hinweise zu beachten:

- Der Leitfaden stellt **keinen vordefinierten Mechanismus** dar, den es streng abzuarbeiten gilt und der eine mechanistische Einordnung einer Technik anstrebt. Vielmehr soll für die jeweiligen Untersuchungsschritte **ein einheitlicher Rahmen** aufgespannt werden, um die Eigenschaften der betrachteten Techniken strukturiert und auf Basis einer einheitlichen Vorgehensweise zu analysieren und auszuwerten. In diesem Sinn obliegt es insbesondere bei qualitativen Bewertungskriterien dem jeweiligen Bearbeitenden, anhand einer Betrachtung der jeweiligen Unteraspekte zu einer begründeten Gesamteinschätzung für das jeweilige Kriterium zu gelangen.

- Die genannte Vorgehensweise kann zu uneinheitlichen Bewertungen führen, wenn mehrere unterschiedliche Bearbeitende einzelne Technikpaare betrachten. Um heterogene Interpretationen zu minimieren, findet **nach der Durchführung der Analysen der Technikpaare nachgelagert innerhalb des Kreises der Bearbeitenden eine übergreifende Durchsicht** statt.

- Generell wird die Analyse aus einer **gesamtwirtschaftlichen Perspektive** heraus vorgenommen. Einzelwirtschaftliche Aspekte, wie beispielsweise Investitionen auf der Ebene einzelner Anlagen gehen zwar in die Bewertung ein, die Betrachtung bezieht sich jedoch stets auf den jeweils betroffenen Anlagenpark in seiner Gesamtheit. Die **Analyse ist ferner zukunftsgerichtet** und sucht neben der Beschreibung des Stands der Technik auch die Berücksichtigung künftiger Entwicklungen.

- Die Bewertung für ein Technikpaar erfolgt anhand eines **unmittelbaren Vergleichs von Referenztechnik und Alternativtechnik**. Im Zentrum der Bewertung steht also die Ausweisung relevanter Änderungen beim Technikwechsel, nicht deren absolute Höhe. Eine Bewertung ist entsprechend **nur für bestimmte Zeiträume angezeigt**, in denen neben der Referenztechnik auch die Alternativtechnik in der Praxis eingesetzt werden kann.

- Zu beachten ist hierbei, dass es sich hier in der Regel bei den betrachteten Techniken um **keine spezifischen Einzeltechnologien handelt, sondern um Aggregate ähnlicher Techniken**, die in Arbeitspaket 1 anhand bestimmter technischer oder anwendungsbezogener Aspekte als hinreichend repräsentativ für übergreifende Aussagen erachtet wurden. Folglich betrifft die Analyse in der Regel zusammenfassend mehrere Einzeltechniken, die nicht notwendigerweise in dieser Form in einem einzelnen Aggregat entsprechen.
- Bei der Ausarbeitung der Vorgehensweise wurde angestrebt, einen Kompromiss zwischen Detaillierung und Bearbeitungsaufwand zu finden, um so zu einer **für die Zielsetzung angemessenen Bearbeitungstiefe** zu gelangen. Für Fragestellungen, die über die hier vorgenommene orientierende Bewertung hinausgehen, bleibt eine vertiefende Analyse oder Quantifizierung qualitativ bearbeiteter Kriterien unbenommen.
- Um die Durchführung der Analyse für die Bearbeitenden möglichst einfach und greifbar zu halten, sind die Bearbeitenden angehalten, gedanklich jeweils ein **einzelnes Aggregat der Referenztechnik einem einzelnen Aggregat der Alternativtechnik gegenüber zu stellen**. Damit soll zur Vereinfachung die Technologiegegenüberstellung zunächst unabhängig von der Anzahl der jeweils eingesetzten Aggregate sein. Eine Ausnahme hiervon bilden die Angaben zu den Kriterien Wechselwirkungen, Akzeptanz sowie Wertschöpfung und Wettbewerbsfähigkeit, die auch die Wirkungen eines breiteren Einsatzes der Alternativtechnik berücksichtigen sollen.

Um die operative Bearbeitung der Analyse einfach zu halten und harmonisieren, ist dem Leitfaden **ein separates Excel-Dokument** zur Seite gestellt, in dem die im Leitfaden beschriebenen Elemente hinterlegt sind und das durch die praktische Analyse führte. Das Excel-Dokument ist Anhang B zu entnehmen und analog zum Analysebogen von Arbeitspaket 2 so ausgelegt, dass eine Gegenüberstellung der Referenztechnik mit bis zu vier Alternativtechniken für dieselbe Anwendung möglich ist. Der vorliegende Leitfaden beinhaltet gegenüber dem Excel-Dokument jedoch weitergehende Erläuterungen und Hintergründe.

A.16.2 Technikabgrenzung

Für die Analyse ist zunächst eine einleitende Beschreibung der betrachteten Techniken zur Prozesswärmeerzeugung erforderlich. Dieser Abschnitt erläutert das Vorgehen zur Erstellung dieser Beschreibungen. Im Folgenden wird dargestellt, welche Festlegungen zur Analyse der einzelnen Techniken zu treffen sind. Die Durchführung dieser Schritte ist nicht notwendigerweise linear.

A.16.3 Auswahl der Techniken

Generell wird in diesem Leitfaden davon ausgegangen, dass die **Festlegung der betrachteten Systeme und die Wahl der Referenztechnik bzw. der entsprechenden CO_2-neutralen Alternativtechniken bereits durch Vorarbeiten in Arbeitspaket 1 erfolgt** ist. Entsprechend befasst sich dieser Leitfaden nicht mit dem Auswahlprozess, sondern konzentriert sich auf die zusammenfassende Beschreibung der Techniken und die eigentliche Bearbeitung der Kriterien. Für die eindeutige Identifikation der Techniken liegt eine im Projektverlauf erstellte Kürzelliste vor. Die im jeweiligen Excel-Dokument betrachteten Techniken sind über diese eindeutigen Schlüssel zunächst zu definieren. Anhand dieser Schlüssel werden Basisangaben wie vollständiger Name, Sektor und Branche im Dokument automatisch ergänzt.

A.16.4 Beschreibung des Anwendungsbereichs

Die Techniken zur Prozesswärmebereitstellung können in der Regel nicht losgelöst von den Systemen analysiert werden, in denen sie eingesetzt werden. Daher ist einordnend zunächst eine kurze Beschreibung des Einsatzbereichs der jeweils betrachteten Technik zu erstellen.

Verortung anhand technischer Aspekte

Zunächst sollte eine **Verortung des Einsatzbereichs der Techniken anhand technischer Aspekte** anhand von Tabelle 205 vorgenommen werden. Diese Kriterien umfassen für Öfen und Dampferzeuger Temperaturniveaus und Leistungsklassen sowie bei Öfen zusätzlich Angaben, beispielsweise zur Form des Gutes, zu Einsatzbedingungen oder zur Art der Wärmeübertragung. Die Verortung sollte der Eingruppierung in Tabelle 205 folgen. In einer einzelnen Gruppe können auch mehrere Einträge relevant sein.

Tabelle 205: Verortung der Einsatzbereiche anhand technischer Aspekte

Insoweit mehrere Einträge innerhalb einer Gruppe relevant sind, bitte all diese Einträge angeben.

Basistechnologie	Aspekt	Werte
Öfen & Dampferzeuger	Temperaturniveau	□ bis 100°C □ 100°C bis 200°C □ 200°C bis 300°C □ 300°C bis 500°C □ 500°C bis 1.000°C □ über 1.000°C
Öfen & Dampferzeuger	Leitungsklasse	□ bis 500 kW □ 500 kW bis 1 MW □ 1 bis 10 MW □ 10 bis 50 MW □ über 50 MW
Öfen	Prozessführung	□ Kontinuierlicher Prozess □ Batch-Prozess
Öfen	Reaktionen	□ mit Unterhaltung chemischer Reaktionen □ ohne Unterhaltung chemischer Reaktionen
Öfen	Gutform(en)	□ Schüttgüter □ Stückgüter □ Stäube
Öfen	Einsatzbedingungen	□ Keine Besonderheiten □ Korrosive Belastungen □ Abrasive Belastungen
Öfen	Hauptsächliche Wärmeübertragung	□ Konvektion □ Wärmeleitung □ Wärmestrahlung

Quelle: eigene Zusammenstellung.

Verortung anhand von Einsatzbranchen

Neben einer Darstellung anhand der technischen Charakteristika soll gemäß Tabelle 206 eine **Verortung anhand der Einsatzbranche** vorgenommen werden. Daneben sollten **typische Zwischen- oder Endprodukte,** soweit erforderlich auch exemplarischer Art, angegeben werden.

Tabelle 206: Verortung der Einsatzbereiche anhand von Branchen

Insoweit mehrere Einträge relevant sind, bitte all diese Einträge angeben. Bitte die betroffenen Haupt- oder Zwischenprodukte je Branche kurz nennen oder bei zahlreichen Produkten bitte exemplarisch die relevantesten Produkte nennen.

Klassifikation	Einsatzbereich
gemäß Statistik der AG Energiebilanzen	□ Gewinnung von Steinen und Erden, sonstiger Bergbau □ Ernährung und Tabak □ Papiergewerbe □ Grundstoffchemie □ Sonstige chemische Industrie □ Gummi- und Kunststoffwaren □ Verarbeitung von Steinen und Erden □ Metallerzeugung □ Nichteisenmetalle, Nichteisenmetallgießereien □ Metallbearbeitung □ Maschinenbau □ Fahrzeugbau □ Sonstige Wirtschaftszweige
gemäß Wirtschafts-zweigklassifikation	□ 05: Kohlenbergbau □ 06: Gewinnung von Erdöl und Erdgas □ 07: Erzbergbau □ 08: Gewinnung von Steinen und Erden, sonstiger Bergbau □ 09: Erbringung von Dienstleistungen für den Bergbau und für die Gewinnung von Steinen und Erden □ 10: Herstellung von Nahrungs- und Futtermitteln □ 12: Tabakverarbeitung □ 13: Herstellung von Textilien □ 14: Herstellung von Bekleidung □ 15: Herstellung von Leder, Lederwaren und Schuhen □ 16: Herstellung von Holz-, Flecht-, Korb- und Korkwaren (ohne Möbel) □ 17: Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus □ 18: Herstellung von Druckerzeugnissen; Vervielfältigung von bespielten Ton-, Bild- und Datenträgern □ 19: Kokerei und Mineralölverarbeitung □ 20: Herstellung von chemischen Erzeugnissen □ 21: Herstellung von pharmazeutischen Erzeugnissen □ 22: Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren □ 23: Herstellung von Glas und Glaswaren, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden □ 24: Metallerzeugung und -bearbeitung □ 25: Herstellung von Metallerzeugnissen □ 26: Herstellung von Datenverarbeitungsgeräten, elektronischen und optischen Erzeugnissen □ 27: Herstellung von elektrischen Ausrüstungen □ 28: Maschinenbau □ 29: Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen □ 30: Sonstiger Fahrzeugbau □ 31: Herstellung von Möbeln □ 32: Herstellung von sonstigen Waren □ 33: Reparatur und Installation von Maschinen und Ausrüstungen

Quelle: Liste (Energiestatistik) gemäß der Aufschlüsselung der Branchen gemäß AG-Energiebilanzen (2019) für die Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland im Bereich des Endenergieverbrauchs für das verarbeitende Gewerbe einschließlich Bergbau, Gewinnung von Steinen und Erden. Liste (Wirtschaftszweigklassifikation) gemäß Statistisches Bundesamt für die Abschnitte B (Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden) und C (Verarbeitendes Gewerbe).

A.16.5 Beschreibung der Techniken

Beschreibung der Referenztechnik

Im Anschluss an die Darstellung des Einsatzbereichs folgt eine Beschreibung von Referenztechnik und der zugehörigen Alternativtechniken. Dazu ist die eine für **ein generelles Verständnis der Referenztechnik notwendige kurze Beschreibung in Textform** zu erstellen. Aus dieser Beschreibung sollten Hauptkomponenten und Funktionsprinzip der Technik klar hervorgehen. Wurden hinsichtlich des Einsatzes der Referenztechnik bestimmte **Einschränkungen oder Annahmen** getroffen, sind diese ebenfalls darzulegen. Da künftige technische Änderungen bei der Referenztechnik die Gegenüberstellung des Technologiepaares wesentlich beeinflussen können, sind als orientierender Ausblick die **wesentlichen absehbaren Weiterentwicklungen der Referenztechnik** zu beschreiben.

Beschreibung der Alternativtechniken

Der Referenztechnik ist im Anschluss den Alternativtechniken gegenüberzustellen. Analog zur Beschreibung der Referenztechnik werden dazu **Hauptkomponenten und das Funktionsprinzip sowie Einschränkungen und Annahmen** dargestellt.

Im Zusammenhang mit der Beschreibung ist auch eine Einordnung der **Auswirkungen der Umstellung** anhand von Tabelle 207 zu beschreiben, da ein vollständiger Ersatz beispielsweise einen höheren Aufwand als eine simple Ergänzung darstellen kann. Dabei ist einerseits darauf einzugehen, inwieweit die bestehende Referenztechnik weiter genutzt werden kann, und andererseits ist zu vermerken, ob sich Änderungen beim zugrundeliegenden Produktionsprozess, d. h. im umgebenden System, ergeben könnten. Die Auswahl sollte jeweils knapp erläutert werden.

Tabelle 207: Einordnung der Auswirkungen einer Umstellung

Umstellung gegenüber der Referenztechnik
□ Vollständiger Ersatz der bestehenden Anlagentechnik (Es ist keine weitere Nutzung der bestehenden Referenztechnik möglich.)
□ Teilweiser Ersatz der Referenztechnik (Teile der bestehenden Referenztechnik können weiter genutzt werden.)
□ Ergänzung der bestehenden Referenztechnik (Die bestehende Referenztechnik wird ergänzt, beispielsweise durch End-of-Pipe-Lösungen.)
Auswirkungen im umgebenden System (Prozesskette)
□ Keine besonderen Änderungen erforderlich (Es werden keine relevanten Änderungen in der sonstigen Prozesskette erwartet.)
□ Änderungen sind erforderlich (Änderungen betreffen bspw. die Prozessführung, Prozesszeiten, die Materialaufbereitung oder die Nachbehandlung von Produkten.)
Auswirkungen im umgebenden System (Nebenanlagen)
□ Keine besonderen Änderungen erforderlich (Es werden keine relevanten Änderungen im umgebenden System erwartet.)
□ Änderungen sind erforderlich (Änderungen betreffen bspw. unterstützende Prozesse wie Material- und Energieversorgung oder die Abgas- oder Abwasserbehandlung.)

Quelle: eigene Darstellung.

Ferner ist der Entwicklungsstand der Alternativtechniken anzugeben anhand einer Einordnung mittels des Technology Readiness Levels gemäß Tabelle 208. Weiterhin sollten die **wesentlichen Entwicklungserfordernisse** bis zur Marktreife beschrieben werden, und es sind **Anga-**

ben zur erwarteten Kommerzialisierung gemäß Tabelle 209 erforderlich, die aus den Angaben des Arbeitspakets 2 übernommen werden. Für Zeitpunkte vor dem dort hinterlegten Markteintritt sind keine Angaben zu den Kriterien notwendig; entsprechende Indikatorwerte werden automatisch überblendet. Da sich Techniken nach ihrer Einführung durch inkrementelle Verbesserungen stetig weiter verbessern, sind darüber hinaus **erwartete Weiterentwicklungen bis zum Jahr 2050** zu beschreiben.

Tabelle 208: Angabe des Technology Readiness Levels zum aktuellen Zeitpunkt

TRL	Beschreibung
	Grundlagenforschung
□ 1	Beobachtung und Beschreibung des Funktionsprinzips ► Wissenschaftliche Grundlagenforschung abgeschlossen ► Grundlegende Prinzipien/Umrisse des Prozesses festgelegt
	Technologieentwicklung
□ 2	Beschreibung des Technologiekonzepts und/oder der Anwendung einer Technologie ► Zur Definition des technologischen Konzepts Theorie und wissenschaftliche Grundlagen auf spezifische Anwendungsbereiche konzentriert ► Anwendung und Durchführungskriterien formuliert ► Entwicklung von analytischen Methoden zur Simulation oder Untersuchung der Anwendung
□ 3	Nachweis der Funktionstüchtigkeit einer Technologie, „Proof of concept“ ► Experimenteller Beleg des Konzepts ► Forschung und Entwicklung mit ersten Laboruntersuchungen ► Nachweis der generellen Machbarkeit durch Laborversuche
□ 4	Versuchsaufbau im Labor ► Eigenständiger Prototypenbau, Implementierung und Test, Integration der technischen Geräte ► Versuche mit komplexen Aufgabenstellungen oder Datensätzen
	Demonstration
□ 5	Versuchsaufbau in Einsatzumgebung ► Versuchsaufbau intensiv in relevanter Umgebung erprobt ► Wesentliche Technikelement mit unterstützenden Elementen verbunden ► Prototypenimplementierung entspricht Zielumgebung und Schnittstellen
□ 6	Prototyp in Einsatzumgebung ► Prototypenimplementierung mit realistischen komplexen Probleme ► Teilweise Integration in existierende System ► Technische Machbarkeit im aktuellen Anwendungsbereich komplett nachgewiesen ► Begrenzte Dokumentation verfügbar
□ 7	Prototyp im Einsatz ► Demonstration des Versuchsaufbaus beinahe maßstabsgetreu im betrieblichen Umfeld ► Meiste Funktionen für Demonstration und Test vorhanden ► Gute Integration mit Sicherheits- und Hilfssystemen ► Begrenzte Dokumentation verfügbar
□ 8	Qualifiziertes System mit Nachweis der Funktionstüchtigkeit im Einsatzbereich ► Systementwicklung abgeschlossen ► Vollständige Integration in betriebliche Hard- und Softwareumgebung ► System funktionsgeprüft in Betriebsszenarien ► Verifizierung und Validierung abgeschlossen ► Großteil der Dokumentation verfügbar
	Kommerzialisierung
□ 9	Qualifiziertes System mit Nachweis des erfolgreichen Einsatzes ► System in Betriebsumgebung intensiv demonstriert und getestet ► Dokumentation vollständig ► Erfolgreiche Betriebserfahrungen

Quelle: Kategorien und teilweise gekürzte Beschreibungen übernommen aus PTJ (o. J.); Grobklassifizierung entnommen aus Viebahn et al. (2018).

Tabelle 209: Raster zur Einordnung der erwarteten Kommerzialisierung der Technik

Jahr
□ Bereits verfügbar
□ Kommerzialisierung ab 2021
□ Kommerzialisierung bis 2025
□ Kommerzialisierung 2025 bis 2030
□ Kommerzialisierung 2030 bis 2040
□ Kommerzialisierung 2040 bis 2050

Quelle: eigene Darstellung.

A.16.6 Darstellung der Kriterien

Sowohl die Referenztechnik als auch die Alternativtechniken werden einer eingehenden multikriteriellen Analyse unterzogen werden. Zu diesem Zweck ist eine **Ausarbeitung anhand von Kriterien aus den Bereichen Ökologie, Ökonomie und Technik** vorgesehen. Bei einem Teil dieser Kriterien handelt es sich um quantifizierte Kriterien, während die verbleibenden Kriterien als qualitative Kriterien zu bewerten sind. Insbesondere Schwerpunkte der Studie wie Treibhausgasminderungspotentiale und Kosten werden durch quantitative Kriterien abgedeckt. Die Ausprägungen der quantitativ bearbeiteten Kriterien werden zunächst jeweils für ein Paar aus Referenztechnik und Alternativtechnik in absoluter Höhe zumeist aus den Ergebnissen von Arbeitspaket 2 übernommen, um die Konsistenz der Ergebnisse innerhalb der Studie sicherzustellen. Vereinzelt werden die quantitativen Angaben um weitere Angaben ergänzt. Im Anschluss wird bei den quantitativen Kriterien die Differenz der Einzelwerte ermittelt. Bei den qualitativen Kriterien wird hingegen von vornherein ein unmittelbarer Vergleich der Techniken vorgenommen. Folglich steht **im Fokus der Bewertung die Änderung durch die Umstellung von der Referenztechnik auf eine der Alternativtechniken**.

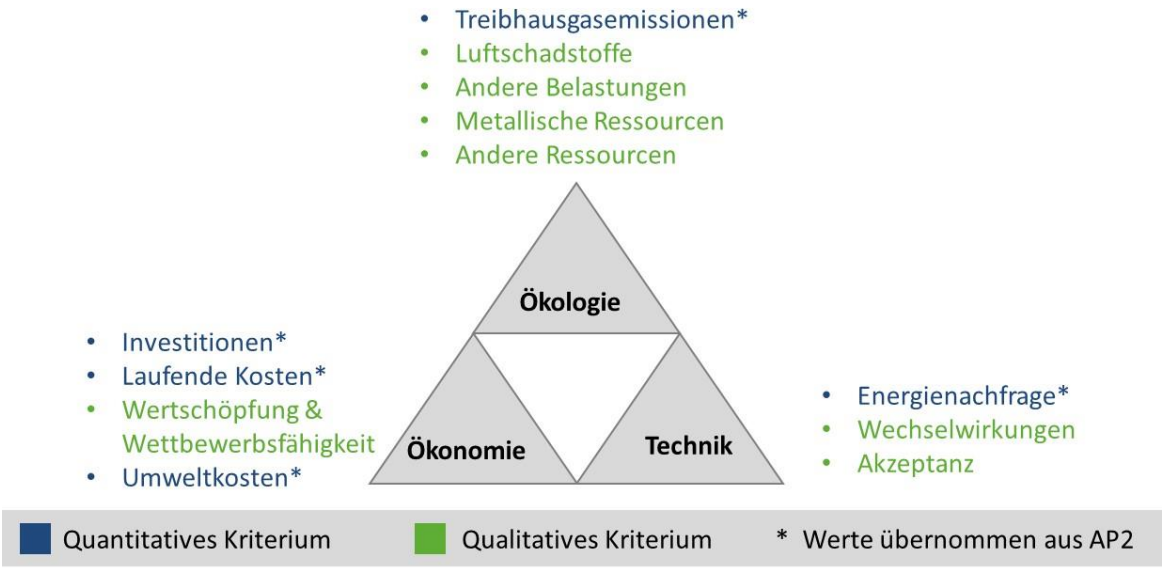
In diesem Abschnitt wird eine Einführung zu übergreifenden Aspekten der beiden Arten der Kriterien gegeben. Für beide Arten von Kriterien gilt, dass jeweils die erwartete Entwicklung im Zeitablauf für die Stützjahre 2020, 2030, 2040 und 2050 anzugeben ist bzw. aus Arbeitspaket 2 übernommen wird. Sind keine wesentlichen Änderungen zu erwarten, sind jeweils die gleichen Werte für die einzelnen Stützjahre anzugeben.

Bei der Auswahl der Kriterien innerhalb der einzelnen Bereiche wurden Aspekte, wie die Zielsetzung der Studie, die Relevanz einzelner Kriterien für die betrachteten Technologien, die breite Abdeckung von Einflussfaktoren und mitbestimmender Rahmenbedingungen für den künftigen Einsatz der Alternativtechnik berücksichtigt (Abbildung 185). Die Auswahl der Kriterien lässt sich folgendermaßen zusammenfassen:

- **Treibhausgasemissionen**: Aufgrund der hohen Bedeutung der energiebedingten Emissionen der betrachteten Techniken und angesichts der unmittelbaren Kopplung an die Zielsetzung werden die Änderungen der Treibhausgasemissionen betrachtet.
- **Luftschadstoffe:** Da die Energiebereitstellung durch die Techniken auf Basis fossiler Energieträger typischerweise mit Verbrennungsprozessen verbunden ist, ist eine Berücksichtigung der Wirkungen auf die Freisetzung von Luftschadstoffen bei der Betrachtung naheliegend.

- **Andere Belastungen:** Neben der Freisetzung von Luftschadstoffen sind verschiedene Belastungen in anderen Bereichen, die zunächst nachgeordnet erscheinen, die aber im Rahmen einer breiten Prüfung berücksichtigt werden sollten. Dieses Kriterium deckt entsprechende Belastungen ab.
- **Metallische Ressourcen:** Da die betrachtete Anlagentechnik zu großen Teilen auf Metallen beruht, ist eine Berücksichtigung des Ressourceneinsatzes in diesem Bereich angezeigt.
- **Andere Ressourcen:** Darüber hinaus sind zur vollständigen Abdeckung des Ressourceneinsatzes auch Nutzungen anderer Ressourcen denkbar, die über dieses Kriterium erfasst werden.
- **Energienachfrage**: Aufgrund der hohen Bedeutung der Energienachfrage für die künftige Ausgestaltung des Energiesystems und die enge Anknüpfung an die Freisetzung von Treibhausgasemissionen wird dieses Kriterium ausgewiesen.
- **Wechselwirkungen:** Der Einsatz einer Technik kann nicht losgelöst von ihrem Umfeld betrachtet werden. Mit diesem Kriterium werden entsprechende Wirkungen abgedeckt.
- **Akzeptanz:** Neben den technologischen Eigenschaften spielt die Wahrnehmung gerade neuer Techniken eine sehr wichtige Rolle für deren Erfolg. Dieses Kriterium versucht deshalb, die mögliche Befürwortung oder Ablehnung zu berücksichtigen.
- **Investitionen:** Die Höhe der Investitionen spielen eine wichtige Rolle für den Einsatz von Technologie und werden daher hier berücksichtigt. Um eine separate Ausweisung des erforderlichen Investitionsbedarfs für die Technikumstellung zu vermitteln, wird dieses Kriterium separat von den laufenden Kosten ausgewiesen.
- **Laufende Kosten:** Ergänzend zu den Investitionen geben die laufenden Kosten einen Einblick in die Gesamtkosten einer Technologie.
- **Wertschöpfung & Wettbewerbsfähigkeit:** Während die beiden vorherigen Kriterien die unmittelbare Wirtschaftlichkeit der Technik aus Anwendersicht beschreiben, wird mit diesem Kriterium die Bedeutung der Techniken für die nationale Wertschöpfung und Wettbewerbsfähigkeit abgedeckt.
- **Umweltkosten**: Neben den unmittelbaren Kosten für Anwender können aus gesellschaftlicher Sicht Kosten durch Folgewirkungen der Nutzung der Techniken auftreten. Diese gesellschaftlichen Kosten werden als Umweltkosten für die Bereiche Luft- und Treibhausgasemissionen ausgewiesen.

Abbildung 185: Übersicht der Kriterien



Quelle: eigene Darstellung.

Die Angaben zu den Kriterien für die vorliegende Studie zeichnen sich durch vier Elemente (Tabelle 210) aus, die im Folgenden näher erläutert werden. Da die vorliegende Studie zukunftsgerichtet ist, müssen über den aktuellen Stand der Technik hinaus auch künftige Entwicklungen Eingang in die Betrachtung finden. Entsprechend ist innerhalb der Kriterien die **Entwicklung über mehrere Zeitschritte hinweg für den Status Quo im Jahr 2020 sowie für die Stützjahre 2030, 2040 und 2050** anzugeben. Dies gilt sowohl für Änderungen bei der Referenztechnik wie auch bei Alternativtechniken, wobei für letztere Angaben erst für Zeitpunkte gemacht werden, zu denen die Alternativtechniken die Marktreife erreicht haben (vgl. Tabelle 209).

Tabelle 210: Angaben zu den einzelnen Kriterien

Kriterium	Angabe
Wert [Einheit]	Ausprägung für 2020, 2030, 2040 und 2050
Art der Ermittlung	□ Berechnung □ Literatur □ Expert:innenangabe □ Schätzwert □ Sonstige
Art der Güte	□ Hoch □ Mittel □ Gering
Dokumentation	Dokumentation und Anmerkungen zur Werteermittlung und deren Güte

Quelle: eigene Darstellung.

Die **Art der Ermittlung** kann auf unterschiedlichen Wegen erfolgen. Diese Angabe ist zusammen mit der Angabe des Wertes zu treffen. Zu unterscheiden sind hier folgende Ansätze:

- **Berechnung**: Der Wert beruht auf einer Rechenvorschrift und den Eingangsdaten, die in Arbeitspaket 2 bzw. im Abschnitt für das jeweilige quantitative Kriterium spezifiziert werden. Dieser Methode ist für quantitative Kriterien der Vorzug zu geben, wenn es die Datenlage erlaubt und andere Methoden keine qualitativ höherwertigen Ergebnisse versprechen.

- **Literatur:** Wenn keine eigenständige Berechnung möglich ist und Angaben in der Literatur vorhanden sind, können alternativ Angaben aus der Literatur genutzt werden. Hierbei sind Quellen zu nennen und, soweit möglich, Annahmen zu beschreiben.
- **Expert:innenangabe:** Sind plausible Schätzungen von Expert:innen vorhanden, beispielsweise aus Hintergrundgesprächen, können diese angegeben werden. Hierbei sollten Angaben gemacht werden, die Aufschluss über die Ermittlung (z. B. Kontext, Anzahl der Gesprächspartner) gegeben werden.
- **Schätzwert:** Kann nur eine grob-überschlägige Abschätzung vorgenommen werden, ist diese als Schätzwert anzugeben und entsprechend zu kennzeichnen. Zentrale Annahmen sind zu nennen.
- **Sonstige:** Werden andere Methoden der Ermittlung genutzt, so sind diese kurz zu beschreiben.

Die Angaben unterliegen Unsicherheiten, die sich durch fehlende technische Präzisierungen, nur begrenzt verfügbare Angaben oder schlichtes Unwissen ergeben. Eine Einschätzung zur **Güte der Werte** soll dabei helfen, die Werte besser einzuschätzen. Diese Einschätzung erfolgt anhand folgende Schritte:

- **Hoch:** Die Angaben beruhen auf Datenbanken, Statistiken, Expert:innenangaben oder anderen Quellen, die durchgängig glaubwürdigen und/oder zahlreichen voneinander unabhängigen Aussagen entstammen.
- **Mittel**: Die Angaben beruhen auf einer Mischung belastbarer Daten und Schätzwerten bzw. Angaben aus vereinzelten Quellen.
- **Gering**: Die Angaben beruhen auf wenigen Fakten. Die Datenlage ist überschaubar und Unsicherheiten bei relevanten Einflussfaktoren können einen erheblichen Einfluss auf den Wert haben.

Naturgemäß sind auf die Zukunft gerichtete Angaben unsicherer als Angaben für die naheliegende Zukunft; die Einschätzung sollte eine Aussage für den gesamten Zeitraum treffen.

Ergänzend zu den Angaben zu Art und Güte der Wert ist eine **kurze Dokumentation** vorzunehmen. Ziel dieser Dokumentation ist es, Annahmen, Quellen oder wichtige Einflussfaktoren auf die Güte von Werten zu merken.

Bei den **quantitativen Kriterien ergibt sich die Ermittlung der Wertausprägung normalerweise anhand einer Rechenvorschrift**, die im folgenden Abschnitt für jedes quantitative Kriterium spezifiziert wird. Demgegenüber ist es bei qualitativen Kriterien notwendig, die **Gesamtausprägung anhand einer Skala** vorzunehmen. Diese Skala umfasst fünf Einordnungen:

- deutlich positiver
- positiver
- unverändert
- negativer
- deutlich negativer.

Eine Konkretisierung, wie welche Einordnung bei einem spezifischen Kriterium zu interpretieren ist, ist dem entsprechenden Abschnitt zum Kriterium zu entnehmen. Die Bearbeitung der **qualitativen Kriterien** strukturiert sich jeweils in mehrere Teilschritte:

5. **Relevanzerhebung:** Anhand von Hilfsfragen und -listen sind Unteraspekte innerhalb des Kriteriums zu identifizieren, die für ein Technikpaar relevant sind und die sich in relevantem Umfang ändern.
6. **Umfangbeschreibung**: Für jeden relevanten Unteraspekt in eine Einordnung vorzunehmen, in welchem Umfang sich dieser Aspekt ändert. Dafür ist wiederum folgende Einordnung zu treffen:
    - deutlich geringer
    - geringer
    - keine Veränderung
    - höher
    - deutlich höher.
7. **Erläuterungen**: Zu den einzelnen relevanten Unteraspekten ist kurz darzulegen, warum sich die jeweilige Angabe verändert.
8. **Gesamtausprägung**: Im Anschluss an die Analyse aller Unteraspekte ist unter Berücksichtigung der Ergebnisse die Gesamtausprägung für das Kriterium durch den Bearbeitenden zu wählen.

Insgesamt soll dieses Vorgehen dabei die jeweiligen Bearbeitenden dabei unterstützen, das betrachtete Technikpaar anhand unterschiedliche Aspekte strukturiert zu betrachten. Ein formaler Mechanismus wird hier jedoch nicht vorgegeben. Hier müssen die jeweiligen Expert:innen eigenständig eine sinnvolle Einschätzung treffen. So wäre eine formale Vorgabe, ab wann eine Änderung als „relevant" zu erachten ist, kaum allgemeingültig zu formulieren. Die Angabe zur Gesamtbewertung sollte von einer **kurzen Erläuterung der Abwägungsgründe für die Wahl** dieser Bewertung begleitet werden, um die Nachvollziehbarkeit der Einordnung zu gewährleisten.

Die jeweiligen Bearbeitenden müssen bei der Bearbeitung auch abwägen, in welchem Umfang eine detaillierte Auseinandersetzung mit einzelnen Unteraspekten sinnvoll ist. Ein wesentliches **Kriterium zur Begrenzung der Bearbeitungstiefe** für die Bearbeitung sollte das **Kosten-Nutzen-Verhältnis** sein. Es ergibt sich aus den erwarteten Nutzungen durch eine höhere Qualität der verfügbaren Angaben (z. B. Stehen durch eine weitergehende Recherche bessere Daten in Aussicht? Würde die Vertiefung ein relevanteres Bild der Situation geben?) im Verhältnis zum zusätzlichen Rechercheaufwand. Mit Blick auf die sonstigen Kriterien sind ergänzende Recherchen bzw. Angaben erforderlich. Hier ist eine **angemessene Detaillierungstiefe** zu wählen, wobei der Maßgabe zu folgen ist, dass eine systematische Abdeckung sämtlicher Kriterien gegenüber einer Detailausarbeitung eines einzelnen Kriteriums vorzuziehen ist.

A.16.7 Analysekriterien Bereich Ökologie: Treibhausgasemissionen

Im Bereich der Treibhausgasemissionen werden während des Betriebs der jeweiligen Technik freigesetzte energiebedingte Kohlendioxidemissionen erfasst. Das Kriterium beschreibt dabei die Änderungen für die Komplettumstellung eines Aggregats von der Referenztechnik auf die jeweilige Alternativtechnik.

Tabelle 211: Zusammenfassung für das Kriterium „Treibhausgasemissionen“

Aspekt	Beschreibung
Ziel	Ermittlung der Relevanz der Technik für die Kohlendioxidemissionen in Deutschland
Definition	Jährliche energiebedingte Änderung der Freisetzung von Kohlendioxid in Deutschland durch die Umstellung der Referenztechnik auf die jeweilige Alternativtechnik
Art	Quantitativ
Vergleich	Je höher die erzielte Differenz der Treibhausgasfreisetzungen des Technikpaares ist, also je negativer der ausgewiesene Wert ist, desto vorteilhafter ist die Umstellung von der Referenztechnik auf die Alternativtechnik
Einheit	t CO_2/Jahr

Quelle: eigene Darstellung.

Die quantitativen Angaben zu diesem Kriterium werden aus den Ergebnissen von Arbeitspaket 2 übernommen.

A.16.8 Analysekriterien Bereich Ökologie: Luftschadstoffe

Bei der Bearbeitung des Kriteriums zu Luftschadstoffen (Tabelle 212) werden Referenztechnik und Alternativtechniken in einen unmittelbaren Vergleich zueinander gesetzt. Die vorzunehmende Bewertung wird also stets auf die Situation beim Einsatz der Referenztechnik bezogen. Bei der Wirkung auf freigesetzte Luftschadstoffe sollte dabei stets das reale Betriebsverhalten zugrunde gelegt werden. Das heißt, nicht nur der Betrieb im Nominalpunkt ist zu berücksichtigen, sondern auch Anfahrt- und Abschaltvorgänge, Leistungsanpassungsvorgänge oder Abweichungen vom normalen Betriebsablauf. Zu berücksichtigen sind hierbei ausschließlich die vor Ort anfallenden Luftschadstoffe. Emissionen durch vorgelagerte Schritte (z. B. Strombereitstellung, Wasserstoffherstellung) sind hier entsprechend nicht zu berücksichtigen.

Tabelle 212: Zusammenfassung für das Kriterium „Luftschadstoffe (vor Ort)“

Aspekt	Beschreibung
Definition	Änderungen bei der Freisetzung von Luftschadstoffen vor Ort, die zu einer Gefährdung von Menschen und Ökosystemen führen können
Ziel	Bewertung der Gefährdung durch die lokale Freisetzung von Schadstoffen in die Luft
Art	Qualitativ
Vergleich	Je stärker die Minderung der Luftschadstoffe ist, desto positiver ist das Kriterium zu bewerten. Eine Erhöhung der Luftschadstoffe ist umgekehrt negativ einzuordnen.

Quelle: eigene Darstellung.

Zur Durchführung der Bewertung sind folgende Hilfsfragen zu bearbeiten:

- Wird beim Einsatz der Alternativtechnik gegenüber der Referenztechnik eine in absoluten und relativen Mengen relevante Änderung bei der Freisetzung der Luftschadstoffe gemäß Tabelle 213 erwartet oder sind Freisetzungen sonstiger relevanter Luftschadstoffe absehbar (falls ja, bitte angeben)?

- Für die Gase, für die eine Änderung vorliegt: Inwieweit ist durch den Übergang von der Referenztechnik auf die Alternativtechnik mit einer Änderung der freigesetzten Luftschadstoffe gemäß der Einordnung in Tabelle 214 zu rechnen?
- Für die Fälle mit relevanten Änderungen: Durch welche Art von Veränderung der Technik ergeben sich diese?

Tabelle 213: Hilfstabelle für das Kriterium „Luftschadstoffe“

Insofern Schadstoffe der jeweiligen Gruppe verändert werden, sollte dies vermerkt werden. Freisetzungen relevanter Luftschadstoffen anderer Art sollten konkret benannt werden.

Schadstoff (Kürzel)	Änderung
Stickoxide (NO_x)	□
Ammoniak (NH_3)	□
Schwefeldioxid (SO_2)	□
Feinstaub (PM)	□
Flüchtige organische Verbindungen ohne Methan (NMVOC)	□
Schwermetalle (SM)	□
Sonstige (bitte spezifizieren)	□

Quelle: eigene Darstellung.

Tabelle 214: Bewertungstabelle für das Kriterium „Luftschadstoffe“

Die Einordnung ist für jeden Luftschadstoff separat vorzunehmen.

Einordnung	Änderung der Luftschadstofffreisetzung ...
Deutlich positiver	... in einer Größenordnung von mehr als -50 %
Positiver	... in einer Größenordnung von -10 % bis -50 %
Unverändert	... in einer Größenordnung von -10 bis +10 %
Negativer	... in einer Größenordnung von +10 % bis +50 %
Deutlich negativer	... in einer Größenordnung von mehr als +50 %

Quelle: eigene Darstellung.

A.16.9 Analysekriterien Bereich Ökologie: Andere Belastungen

Neben der Freisetzung von Luftschadstoffen können anderen Arten von Belastungen auftreten, die in diesem Kriterium (Tabelle 215) gebündelt werden. Auch hier bezieht sich die Systemgrenze auf die Belastungen unmittelbar vor Ort.

Tabelle 215: Zusammenfassung für das Kriterium „Andere Belastungen (vor Ort)“

Aspekt	Beschreibung
Ziel	Änderungen bei sonstigen Belastungen vor Ort, die zu einer Gefährdung von Menschen und Ökosystemen führen können
Definition	Bewertung der Gefährdung durch sonstige Belastungen vor Ort

Aspekt	Beschreibung
Art	Qualitativ
Vergleich	Je stärker bestehende Belastungen gemindert werden, desto positiver ist das Kriterium zu bewerten. Eine Erhöhung der Belastungen ist umgekehrt negativ einzuordnen.

Quelle: eigene Darstellung.

Zur Durchführung der Bewertung sind folgende Hilfsfragen zu bearbeiten:

- Werden durch den Einsatz der Alternativtechnik gegenüber der Referenztechnik eine in Umfang und Häufigkeit relevante Änderung bei Belastungen gemäß Tabelle 216 oder bei sonstigen Belastungen erwartet (falls ja, bitte angeben)?
- Für die Belastungen, für die eine Änderung vorliegt: Inwieweit ist durch den Übergang von der Referenztechnik auf die Alternativtechnik mit einer Änderung der Belastungen gemäß der Einordnung in Tabelle 217 zu rechnen?
- Für die Fälle mit relevanten Änderungen: Durch welche Art von Veränderung der Technik ergeben sich diese?

Tabelle 216: Hilfstabelle für das Kriterium „Andere Belastungen“

Insofern Belastungen (durch Betrieb, aber ggf. auch durch Nebenprodukte des Betriebs) in der jeweiligen Gruppe verändert werden, sollte dies vermerkt werden. Nicht aufgeführte, sonstige Belastungen sollten spezifiziert werden.

Art der Belastungen	Änderung
Gesundheitliche Beeinträchtigungen durch Schadstoffemissionen in Innenräumen	□
Gesundheitliche Beeinträchtigungen durch Strahlung (ionisierend, optisch)	□
Gesundheitliche Beeinträchtigungen durch elektromagnetische Felder	□
Gefahr des Eintritts schwerwiegender Störfälle oder Unfälle	□
Gefahr negativer Auswirkungen auf andere Sachgüter (z. B. durch Korrosion)	□
Gesundheitliche Beeinträchtigungen durch Lärm	□
Geruchsbelästigungen	□
Beeinträchtigungen durch Schad- oder Nährstoffeinträge in Gewässer/Böden	□
Beeinträchtigungen durch Schädigung von Tieren	□
Sonstige (bitte spezifizieren)	□

Quelle: eigene Darstellung.

Tabelle 217: Bewertungstabelle für das Kriterium „Andere Belastungen“

Die Einordnung ist für jede Belastung separat vorzunehmen.

Einordnung	Belastung ...
Deutlich positiver	... tritt erheblich seltener und/oder in deutlich gemindertem Umfang auf
Positiver	... tritt etwas weniger häufig oder in leicht geringerem Umfang auf
Unverändert	... bleibt weitgehend unverändert

Einordnung	Belastung ...
Negativer	... tritt etwas häufiger oder in leicht gesteigertem Umfang auf
Deutlich negativer	... tritt erheblich öfter und/oder deutlich gesteigertem Umfang auf

Quelle: eigene Darstellung.

A.16.10 Analysekriterien Bereich Ökologie: Metallische Ressourcen

Mit Blick auf das Kriterium metallische Ressourcen (Tabelle 218) werden wiederum Referenztechnik und Alternativtechnik in einen unmittelbaren Vergleich zueinander gesetzt. Auch hier wird eine qualitative Analyse vorgenommen, unter anderem dafür neu entwickelte Techniken nur sehr begrenzt Angaben zu Materialien und insbesondere Mengen der eingesetzten Rohstoffe zu erwarten sind.

Tabelle 218: Zusammenfassung für das Kriterium „Metallische Ressourcen“

Aspekt	Beschreibung
Definition	Änderungen bei der Inanspruchnahme von metallischen Ressourcen, die zu einer Gefährdung ihrer nachhaltigen Verfügbarkeit führen könnten
Ziel	Bewertung der Gefährdung der nachhaltigen Verfügbarkeit metallischer Rohstoffe
Art	Qualitativ
Vergleich	Je stärker die Minderung der Inanspruchnahme der Ressourcen, desto positiver ist das Kriterium zu bewerten. Eine Erhöhung der Inanspruchnahme ist umgekehrt negativ einzuordnen.

Quelle: eigene Darstellung.

Zur Durchführung der Bewertung sind folgende Hilfsfragen zu bearbeiten:

- Werden beim Einsatz der Alternativtechnik gegenüber der Referenztechnik absolut und relativ gesehen relevante Änderungen beim Einsatz metallischer Rohstoffe gemäß Tabelle 219 erwartet oder ist der Einsatz sonstiger kritischer metallischer Rohstoffe absehbar (falls ja, bitte angeben)?
- Für die Rohstoffe, für die eine Änderung vorliegt: Inwieweit ist durch den Übergang von der Referenztechnik auf die Alternativtechnik mit einer Änderung des Einsatzes der Rohstoffe gemäß der Einordnung in Tabelle 220 zu rechnen?
- Für die Rohstoffe, für die eine Änderung vorliegt: Durch welche Art von Veränderung der Technik (z. B. Veränderung oder Wegfall welcher Komponenten) werden diese Änderungen ausgelöst?

Tabelle 219: Hilfstabelle für das Kriterium „Metallische Ressourcen“

Insofern Änderungen beim Einsatz metallischer Rohstoffe in relevantem Umfang erwartet wird, sollte dies hier vermerkt werden.

Rohstoff	Änderung
Aluminium	☐
Antimon	☐
Beryllium	☐
Bismut	☐

Rohstoff	Änderung
Dysprosium	☐
Chrom	☐
Cobalt	☐
Cer	☐
Eisen	☐
Gallium	☐
Germanium	☐
Hafnium	☐
Indium	☐
Kupfer	☐
Lithium	☐
Magnesium	☐
Mangan	☐
Molybdän	☐
Neodym	☐
Nickel	☐
Niob	☐
Palladium	☐
Platin	☐
Rhenium	☐
Selen	☐
Silber	☐
Silizium	☐
Strontium	☐
Tantal	☐
Tellur	☐
Titan	☐
Vanadium	☐
Wolfram	☐
Zink	☐
Zinn	☐

Quelle: Liste übernommen aus UBA (2017)

Tabelle 220: Bewertungstabelle für das Kriterium „Metallische Ressourcen“

Die Einordnung ist für jeden relevanten Rohstoff separat vorzunehmen.

Einordnung	Änderung des Ressourceneinsatzes...
Deutlich positiver	... in einer Größenordnung von mehr als -50 %
Positiver	... in einer Größenordnung von -10 % bis -50 %
Unverändert	... in einer Größenordnung von -10 bis +10 %
Negativer	... in einer Größenordnung von +10 % bis +50 %
Deutlich negativer	... in einer Größenordnung von mehr als +50 %

Quelle: eigene Darstellung.

A.16.11 Analysekriterien Bereich Ökologie: Andere Ressourcen

Neben den metallischen Rohstoffen können sich durch den Einsatz der Techniken auch Wirkungen in diversen anderen Ressourcenbereichen (Tabelle 221) ergeben. Auch hier werden Referenztechnik und Alternativtechniken in einen unmittelbaren Vergleich zueinander gesetzt.

Tabelle 221: Zusammenfassung für das Kriterium „Andere Ressourcen“

Aspekt	Beschreibung
Definition	Änderungen bei der Inanspruchnahme anderer Ressourcen, die zu einer Gefährdung ihrer nachhaltigen Verfügbarkeit führen könnten
Ziel	Bewertung der Gefährdung der nachhaltigen Verfügbarkeit anderer Ressourcen
Art	Qualitativ
Vergleich	Je stärker die Minderung der Inanspruchnahme von Ressourcen, desto positiver ist das Kriterium zu bewerten. Eine Erhöhung der Inanspruchnahme ist umgekehrt negativ einzuordnen.

Quelle: eigene Darstellung.

Zur Durchführung der Bewertung sind folgende Hilfsfragen zu bearbeiten:

- Werden beim Einsatz der Alternativtechnik gegenüber der Referenztechnik absolut und relativ gesehen relevante Änderungen beim Einsatz anderer Ressourcen gemäß Tabelle 219 erwartet oder ist der Einsatz sonstiger kritischer Ressourcen absehbar (falls ja, bitte angeben)?
- Für die Ressourcen, für die eine Änderung vorliegt: Inwieweit ist durch den Übergang von der Referenztechnik auf die Alternativtechnik mit einer Änderungen des Einsatzes der Ressourcen gemäß der Einordnung in Tabelle 220 zu rechnen?
- Für die Ressourcen, für die eine Änderung vorliegt: Durch welche Art von Veränderung der Technik (z. B. Veränderung oder Wegfall welcher Komponenten) werden diese Änderungen ausgelöst?

Tabelle 222: Hilfstabelle für das Kriterium „Andere Ressourcen“

Insofern die Nutzung von Ressourcen in der jeweiligen Gruppe verändert wird, sollte dies vermerkt werden. Die Veränderung bei sonstigen Ressourcen sollte spezifiziert werden.

Art der Ressourcenbeanspruchung	Änderung
Mineralische, nicht-metallische Rohstoffe (z. B. Quarze, Magnesite)	□
Biotische Rohstoffe (z. B. Holz, Heu)	□
Wasserverbrauch (z. B. durch den Anlagenbau oder den Betrieb)	□
Flächenbeanspruchung (z. B. deutlich umfangreichere bzw. größere Anlagentechnik)	□
Sonstige (bitte spezifizieren)	□

Quelle: eigene Darstellung.

A.16.12 Analysekriterien Bereich Technik: Energienachfrage

Das Kriterium „Energienachfrage“ zeigt in Form der jährlichen Endenergienachfrage die Unterschiede zwischen Referenztechnik und Alternativtechnik auf (Tabelle 223). Dabei wird die potentielle Änderung durch eine Umstellung eines Aggregats ausgewiesen.

Tabelle 223: Zusammenfassung für das Kriterium „Energienachfrage“

Aspekt	Beschreibung
Ziel	Ermittlung der Relevanz der Technik für die Endenergienachfrage
Definition	Jährliche Änderung der Endenergienachfrage durch die Umstellung der Referenztechnik auf die jeweilige Alternativtechnik
Art	Quantitativ
Vergleich	Je höher die Differenz der Endenergienachfrage des Technikpaares ist, also je negativer der ausgewiesene Wert ist, desto vorteilhafter ist die Umstellung von der Referenztechnik auf die Alternativtechnik
Indikator	kWh/Jahr

Quelle: eigene Darstellung.

Die quantitativen Angaben zu diesem Kriterium werden aus den Ergebnissen von Arbeitspaket 2 übernommen.

A.16.13 Analysekriterien Bereich Technik: Wechselwirkungen

Das Kriterium Wechselwirkungen (Tabelle 224) deckt eine Reihe von Interaktionen der betrachteten Techniken mit ihrem Umfeld ab. Analog zu den übrigen Kriterien ist bei diesem Kriterium stets der unmittelbare Vergleich von Alternativtechnik und Referenztechnik vorzunehmen.

Tabelle 224: Zusammenfassung für das Kriterium „Wechselwirkungen“

Aspekt	Beschreibung
Ziel	Ausweisung von Wechselwirkungen des Technikeinsatzes auf andere technische und nicht-technische Systeme, um daraus Rückschlüsse auf den Umstellungsaufwand und damit verbundenen Risiken und Tradeoffs zu ziehen
Definition	Ausmaß der Auswirkungen auf angrenzende technische und nicht-technische Systeme bei der Nutzung der Technologie
Art	Qualitativ
Vergleich	Je positiver die Wechselwirkungen, desto vorteilhafter ist die Umstellung auf die CO_2-arme Lösung

Quelle: eigene Darstellung.

Zur Durchführung der Bewertung sind folgende Hilfsfragen zu bearbeiten:

- Wird beim Einsatz der Alternativtechnik gegenüber der Referenztechnik eine relevante Änderung bei den Wechselwirkungen gemäß Tabelle 225 erwartet oder sind Änderungen bei sonstigen Wechselwirkungen absehbar (falls ja, bitte angeben)?
- Für relevante Wechselwirkungen, für die eine Änderung vorliegt: Wie gravierend wird die Änderung bei den Wechselwirkungen durch den Übergang von der Referenztechnik auf die Alternativtechnik gemäß der Einordnung in Tabelle 226 eingeschätzt?
- Im Falle von Änderungen bei den Wechselwirkungen: Durch welche Art von Veränderung der Technik werden diese Änderungen ausgelöst?

Tabelle 225: Hilfstabelle für das Kriterium „Wechselwirkungen“

Insofern sich die Wechselwirkungen in der jeweiligen Gruppe verändern, sollte dies vermerkt werden. Falls Änderungen auftreten sind deren Gründe kurz zu erläutern und etwaige Annahmen zu benennen.

Einfluss der Änderung auf …	Änderung
… Lock-in-Effekte durch kurz-, mittel-, oder langfristige Festlegungen auf bestimmte Strukturen in der Energieversorgung (z. B. auf bestimmte Energieträger, Versorgungsinfrastrukturen) oder in der Produktion (z. B. durch technische Festlegungen bei Vorbehandlungsschritten, Endbearbeitungen etc.)	□
… Kompatibilität mit derzeit vorhandenen bzw. künftig erwarteten Strukturen der Energieversorgung bzw. der Produktion	□
… Anpassungsfähigkeit durch substantielle Änderungen von Lebensdauern (z. B. durch längere erwartete Lebensdauer der innovativen Technologien-Beschränkungen bei künftigen Prozessfortschritten)	□
… Synergien mit anderen Techniken und Technologien (z. B. durch Ermöglichung gemeinsamer Nutzung von Grundlagenkenntnissen, Infrastrukturen, Standards, Basisverfahren)	□
… Nutzungs- oder Verwertungskonkurrenzen mit anderen Techniken und Technologien (z. B. Rückgriff auf gleiche, begrenzte Einsatzstoffe oder Anfall von Nebenprodukten, die auch bei anderen erwarteten Technologien anfallen und zu einem Überangebot/Entsorgungsproblem führen)	□
Sonstige Wechselwirkungen (bitte spezifizieren)	□

Quelle: eigene Darstellung.

Tabelle 226: Bewertungstabelle für das Kriterium „Wechselwirkungen“

Die Einordnung ist für jede Wechselwirkung separat vorzunehmen.

Einordnung	Wechselwirkungen ...
Deutlich positiver	... treten erheblich seltener und/oder in deutlich gemindertem Umfang auf.
Positiver	... treten etwas weniger häufig oder in leicht geringerem Umfang auf.
Unverändert	... bleiben weitgehend unverändert.
Negativer	... treten etwas häufiger oder in leicht gesteigertem Umfang auf.
Deutlich negativer	... treten erheblich öfter und/oder deutlich gesteigertem Umfang auf.

Quelle: eigene Darstellung.

A.16.14 Analysekriterien Bereich Technik: Akzeptanz

Das Kriterium Akzeptanz (Tabelle 227) betrachtet die Wahrnehmung der Technik insbesondere bei den Nutzern der Technologie, deckt aber auch das lokale Umfeld und die gesellschaftliche Ebene insgesamt ab. Es soll einen Eindruck vermitteln, ob bei verschiedenen Gruppen von Akteuren Haltungen vorliegen bzw. zu erwarten sind, die eine Einführung bzw. den Einsatz der Technik behindern oder fördern könnten.

Tabelle 227: Zusammenfassung für das Kriterium „Akzeptanz“

Aspekt	Beschreibung
Ziel	Darstellung von Vorbehalten oder unterstützenden Faktoren zum Technologieeinsatz, um einzuschätzen, wie stark mit Unterstützung oder Ablehnung des Technikeinsatzes zu rechnen ist, um ggf. flankierende Maßnahmen oder andere Prioritäten zu setzen
Definition	Ausmaß, mit dem beim Technologieeinsatz mit Ablehnung oder Unterstützung zu rechnen ist
Art	Qualitativ
Vergleich	Je höher die Änderung in der Akzeptanz bei der Alternativtechnik gegenüber der Referenztechnik, desto vorteilhafter ist die Umstellung auf die CO_2-arme Lösung einzuschätzen

Quelle: eigene Darstellung.

Zur Durchführung der Bewertung sind folgende Hilfsfragen zu bearbeiten:

- Werden beim Einsatz der Alternativtechnik gegenüber der Referenztechnik relevante Änderung bei der Unterstützung der Technik gemäß Tabelle 228 erwartet?
- Bei relevanten Änderungen: Wie gravierend wird die Änderung bei der Akzeptanz durch den Übergang von der Referenztechnik auf die Alternativtechnik gemäß der Einordnung in Tabelle 229 eingeschätzt?
- Im Falle von Änderungen: Durch welche Art von Veränderung der Technik werden diese Änderungen verursacht?

Tabelle 228: Hilfstabelle für das Kriterium „Akzeptanz“

Insofern sich die Akzeptanz in der jeweiligen Gruppe verändert, sollte dies vermerkt werden. Falls Änderungen auftreten, sind deren Gründe kurz zu erläutern und etwaige Annahmen zu benennen.

Unterstützung der Technik ...	Änderung
... durch Hersteller der notwendigen Anlagentechnik (z. B. aufgrund des Not-invented-here Syndroms, starken Patentschutz)	□
... durch Technologieanwender (z. B. aufgrund von erforderlich Änderungen in anderen Teilen der Prozesskette, durch Zusatzerlöse neu erschlossener Nebenprodukte)	□
... durch das lokale Umfeld (z. B. wegen erwarteter Ent- oder Mehrbelastungen durch Staub, Verkehr, Lärm, Not-in-my-backyard-Syndrom)	□
... durch Finanziers, Investoren, Anteilseigener (z. B. aufgrund eines guten oder schlechten Technikimages)	□
... durch die breite Öffentlichkeit und die Politik (z. B. aufgrund früherer Störfälle, aufgrund von Langzeiterfahrungen)	□
... durch andere Stakeholder (bitte spezifizieren)	□

Quelle: eigene Darstellung.

Tabelle 229: Bewertungstabelle für das Kriterium „Akzeptanz“

Die Einordnung ist für jedes Akzeptanzfeld separat vorzunehmen.

Einordnung	Beschreibung
Deutlich positiver	Der Einsatz der Alternativtechnik wird gegenüber der Referenztechnik deutlich begrüßt. Die wahrgenommenen Vorteile überwiegen etwaige Nachteile – soweit diese wahrgenommen werden – sehr deutlich und schaffen starke Befürworter für den Einsatz der Alternativtechnik.
Positiver	Der Einsatz der Alternativtechnik wird gegenüber der Referenztechnik tendenziell begrüßt, auch wenn deren Nachteile wahrgenommen werden.
Unverändert	Zwischen Referenztechnik und Alternativtechnik werden keine nennenswerten Unterschiede wahrgenommen.
Negativer	Der Einsatz der Alternativtechnik wird gegenüber der Referenztechnik tendenziell kritisch, auch wenn deren Vorteile wahrgenommen werden.
Deutlich negativer	Der Einsatz der Alternativtechnik wird gegenüber der Referenztechnik deutlich abgelehnt. Die wahrgenommenen Nachteile überwiegen etwaige Vorteile – soweit diese wahrgenommen werden – sehr deutlich und schaffen starke Befürworter für die Beibehaltung der Referenztechnik.

Quelle: eigene Darstellung.

A.16.15 Analysekriterien Bereich Ökonomie: Investitionen

Das Kriterium „Investitionen“ betrachtet die Höhe der notwendigen Investitionen für die Umstellung des Anlagenbestandes im jeweiligen Zeitpunkt; diese Investitionsbetrachtung erhebt nicht den Anspruch einer Wirtschaftlichkeitsrechnung, sondern soll die generelle Höhe des Investitionsbedarfs vermittelt. Dabei handelt es sich um ein quantitatives Kriterium, dass die typische Höhe der Investitionen bei einer Umstellung eines Aggregates von der Referenz- auf die Alternativtechnik angeben, nicht jedoch die notwendigen Investitionen für den Einzelfall (Tabelle 230).

Tabelle 230: Zusammenfassung für das Kriterium „Investitionsbedarf“

Aspekt	Beschreibung
Ziel	Verständnis der Auswirkungen des Technikeinsatzes auf die Anfangsinvestitionen
Definition	Jährliche Änderung des Investitionsbedarfs durch die Umstellung der Referenztechnik auf die jeweilige Alternativtechnik
Art	Quantitativ
Vergleich	Je höher die erzielte Differenz des Investitionsbedarfs des Technikpaares ist, also je negativer der ausgewiesene Wert ist, desto vorteilhafter ist die Umstellung von der Referenztechnik auf die Alternativtechnik
Indikator	Euro/Jahr

Quelle: eigene Darstellung.

Die quantitativen Angaben zu diesem Kriterium werden aus den Ergebnissen von AP2 übernommen und je Technik zu einem Mittelwert (Tabelle 231) verrechnet:

$$I^T = n_t^T \cdot y_t^T + m_t^T \cdot (1 - y_t^T)$$

Tabelle 231: Eingangsdaten für das Kriterium „Investitionen“

Variable	Beschreibung	Einheit
I_t^T	Durchschnittlicher Investitionsbedarf für die Technik T im Zeitpunkt t	[Euro/a]
n_t^T	Investitionsbedarf bei einer Neubau für die Technik T im Zeitpunkt t	[Euro/a]
m_t^T	Investitionsbedarf bei einer Modernisierung für die Technik T im Zeitpunkt t	[Euro/a]
y_t^T	Prozentualer Anteil der Neubauten für eine Anlage der Technik T im Zeitpunkt t	[%]

Quelle: eigene Darstellung.

A.16.16 Analysekriterien Bereich Ökonomie: Laufende Kosten

Das Kriterium „Laufende Kosten“ soll ergänzend zu den Investitionen das Bild der Wirtschaftlichkeit der Techniken aus Sicht eines Anwenders darstellen. Die laufenden Kosten umfassen dabei sowohl die Energiekosten für den Betrieb der Wärmeerzeugungsanlage gemäß der festgelegten Systemgrenze an sich, d. h. ohne erweitertes Produktionssystem, sowie sämtliche sonstige laufenden Kosten. Diese sonstigen laufenden Kosten umfassen sämtliche mit dem Betrieb der definierten Anlage verbundenen Kosten für den Einsatz sonstiger Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe, für Wartung, Ersatzteile, Personal, Versicherungen etc. Das Kriterium wird für Referenztechnik und Alternativtechnik separat ermittelt und im Anschluss zu einem quantitativen Gesamtwert in Form der jährlichen Betriebskosten zusammengeführt.

Tabelle 232: Zusammenfassung für das Kriterium „Laufende Kosten“

Aspekt	Beschreibung
Ziel	Verständnis des Einflusses der laufenden Kosten auf die jährlichen Gesamtkosten bei einer Umstellung auf die Alternativtechnik
Definition	Jährliche Änderung aller laufenden Kosten (Energie, Betrieb und Wartung) durch die Umstellung der Referenztechnik auf die jeweilige Alternativtechnik
Art	Quantitativ
Vergleich	Je höher die erzielte Differenz der Kosten des Technikpaares ist, also je negativer der ausgewiesene Wert ist, desto vorteilhafter ist die Umstellung von der Referenztechnik auf die Alternativtechnik
Einheit	Euro/Jahr

Quelle: eigene Darstellung.

Die quantitativen Angaben zu diesem Kriterium werden aus den Ergebnissen von Arbeitspaket 2 übernommen.

A.16.17 Analysekriterien Bereich Ökonomie: Wertschöpfung und Wettbewerbsfähigkeit

Durch die Umstellung auf die Alternativtechnik auch wirtschaftlich relevante Änderungen der nationalen Wertschöpfung in Deutschland sowie der internationalen Wettbewerbsfähigkeit des Standorts Deutschland ergeben. Entsprechende Veränderungen können sich beispielsweise un-

mittelbar aus veränderten Absatzzahlen im Inland und Ausland ergeben, aber auch durch Änderungen bei Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten. Anhand dieses Kriteriums (Tabelle 233) soll daher die Bedeutung einer Umstellung auf die Alternativtechnik greifbar gemacht werden.

Tabelle 233: Zusammenfassung für das Kriterium „Wertschöpfung und Wettbewerbsfähigkeit“

Aspekt	Beschreibung
Ziel	Verständnis der wirtschaftlichen Relevanz des Technologieeinsatzes für den Standort Deutschland
Definition	Umfang des Einflusses auf Wertschöpfung und Wettbewerbsfähigkeit des Standorts Deutschlands
Art	Qualitativ
Vergleich	Je höher der Beitrag der Alternativtechnik zum Kriterium gegenüber der Referenztechnik ist, desto vorteilhafter ist die Umstellung auf die CO_2-arme Lösung

Quelle: eigene Darstellung.

Zur Durchführung der Bewertung sind folgende Hilfsfragen zu bearbeiten:

- Werden beim Einsatz der Alternativtechnik gegenüber der Referenztechnik relevante Änderung bei Wertschöpfung und Wettbewerbsfähigkeit gemäß Tabelle 234 oder durch sonstige Änderungen erwartet?
- Bei relevanten Änderungen: Wie gravierend wird die Änderung durch den Übergang von der Referenztechnik auf die Alternativtechnik gemäß der Einordnung in Tabelle 235 eingeschätzt?
- Im Falle von Änderungen: Durch welche Art von Veränderung der Technik werden diese Änderungen verursacht?

Tabelle 234: Hilfstabelle für das Kriterium „Wertschöpfung und Wettbewerbsfähigkeit“

Insofern sich die Wertschöpfung im jeweiligen Bereich verändert, sollte dies vermerkt werden. Falls Änderungen auftreten, sind deren Gründe kurz zu erläutern und etwaige Annahmen zu benennen.

Bereich	Änderung
Anzahl und/oder Qualität der Arbeitsplätze bei Zulieferern, den Lieferanten und Betreibern von Technik in Deutschland (Ergeben sich durch die Umstellung z. B. Änderungen bei der Herstellung oder Nutzung durch einfachere oder komplexere bzw. mehr oder weniger Komponenten, Automatisierung, Anforderungen an die Bewältigung dieser Schritte bzw. Qualifikationsstruktur?)	□
Produktions- oder Dienstleistungskapazitäten bei Zulieferern, Lieferanten und Betreibern der Technik in Deutschland (Führt die Umstellung bzw. Nutzung der Alternativtechnik z. B. zu Nachfrageänderungen im In- bzw. Ausland oder infolge der Technikentwicklung zum Wegfall, zur Auslastung oder zum Ausbau von Produktionskapazitäten?)	□
Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten in Deutschland (Ist im Zuge einer Umstellung bzw. Nutzung der Alternativtechnik beispielsweise mit einer wesentlichen Änderung von Patentanmeldungen und/oder Standardisierungsaktivitäten zu rechnen oder werden Forschungsaktivitäten wesentlich beeinflusst?)	□
Technologieführerschaft (Ergibt sich durch die Umstellung bzw. Nutzung der Alternativtechnik z. B. ein deutlicher Wettbewerbsvorteil oder -nachteil, da Alleinstellungsmerkmale von Unternehmen auf dem Weltmarkt aufgebaut oder aufgegeben werden?)	□

Bereich	Änderung
Ökonomische Synergien mit anderen Technikfeldern (Lassen sich durch die Umstellung bzw. Nutzung der Alternativtechnik z. B. unterschiedliche Anwendungsbereiche abdecken oder werden durch Forschungsaktivitäten neue Synergien geschaffen bzw. bestehende Synergien in Frage gestellt?)	□

Quelle: eigene Darstellung.

Tabelle 235: Bewertungstabelle für das Kriterium „Wertschöpfung und Wettbewerbsfähigkeit“

Die Einordnung ist für jeden Bereich separat vorzunehmen.

Einordnung	Beschreibung
Deutlich positiver	Mit der Umstellung von der Referenztechnik auf die Alternativtechnik werden deutliche Vorteile im Bereich Wertschöpfung und Wettbewerbsfähigkeit erwartet.
Positiver	Mit der Umstellung von der Referenztechnik auf die Alternativtechnik werden geringfügige Vorteile im Bereich Wertschöpfung und Wettbewerbsfähigkeit erwartet.
Unverändert	Mit der Umstellung von der Referenztechnik auf die Alternativtechnik werden keine nennenswerten Unterschiede erwartet.
Negativer	Mit der Umstellung von der Referenztechnik auf die Alternativtechnik werden geringfügige Nachteile im Bereich Wertschöpfung und Wettbewerbsfähigkeit erwartet.
Deutlich negativer	Mit der Umstellung von der Referenztechnik auf die Alternativtechnik werden deutliche Nachteile im Bereich Wertschöpfung und Wettbewerbsfähigkeit erwartet.

Quelle: eigene Darstellung.

A.16.18 Analysekriterien Bereich Ökonomie: Umweltkosten

Neben den unmittelbaren Kosten für die Beschaffung und den Betrieb von Anlagen können durch Wirkungen des Anlageneinsatzes Umweltkosten entstehen. Dabei handelt es sich um Kosten infolge von Schäden an Gesundheit, Eigentum und Ökologie. Um diese Kosten zu quantifizieren, werden unterschiedliche Schätzmethoden mit verschiedenen Erfassungsbereichen bzw. Abgrenzungen genutzt. Das Kriterium der Umweltkosten zielt darauf, durch eine näherungsweise Abschätzung insbesondere die Kosten durch die Freisetzung von Kohlendioxid und Luftschadstoffe durch die betrachteten Anlagen zu quantifizieren. Zu diesem Zweck wird auf Basis bestehender Veröffentlichungen des Umweltbundesamtes eine Reihe von Annahmen zur Ableitung dafür notwendiger Kostensätze getroffen, da im Rahmen der Studie vorliegende Werte nicht unmittelbar vorliegen (siehe Abschnitt A.16.19). Die entsprechenden Werte wurden in Arbeitspaket 2 integriert, und sie werden für dieses Arbeitspaket von dort übernommen. Anhand der Umweltkosten (Tabelle 236) sollen Hinweise auf die Änderungen dieser Kostenart durch den Technikeinsatz gegeben werden.

Tabelle 236: Zusammenfassung für das Kriterium „Umweltkosten“

Aspekt	Beschreibung
Ziel	Verständnis der Schäden an Gesundheit, Eigentum und Ökologie
Definition	Jährliche Änderungen der monetären Wirkungen durch Schäden infolge von Luftschadstoffen und Treibhausgasemissionen durch die Umstellung der Referenztechnik auf die jeweilige Alternativtechnik
Art	Quantitativ
Vergleich	Je höher die erzielte Differenz der Kosten des Technikpaares ist, also je negativer der ausgewiesene Wert ist, desto vorteilhafter ist die Umstellung von der Referenztechnik auf die Alternativtechnik
Indikator	Euro/Jahr

Quelle: eigene Darstellung.

A.16.19 Zusammenfassende Analyse

Anhand der Ergebnisse für die Einzelkriterien lässt sich eine Gesamtübersicht für eine Einschätzung zu jedem Technikpaar gemäß Tabelle 237 erstellen.

Tabelle 237: Übergreifende Zusammenfassungstabelle

Diese zusammenfassende Tabelle ist für jedes Technikpaar auszuweisen.

Bereich	Kriterium	Art	2020	2030	2040	2050
Ökologie	Treibhausgasemissionen	[Euro/a]				
	Luftschadstoffe	[Einordnung]				
	Sonstige Belastungen	[Einordnung]				
	Metallische Ressourcen	[Einordnung]				
	Andere Ressourcen	[Einordnung]				
Technik	Energienachfrage	[PJ/a]				
	Wechselwirkungen	[Einordnung]				
	Akzeptanz	[Einordnung]				
Ökonomie	Investitionsbedarf	[Euro/a]				
	Laufende Kosten	[Euro/a]				
	Wettbewerb und Wertschöpfung	[Einordnung]				

Quelle: Eigene Darstellung.

A.16.20 Quellenverzeichnis

AG Energiebilanzen (2019) (Hrsg.): Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland 2017. Online: https://ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=bilanz17d.xlsx. Letzter Zugriff: 15.08.2019.

Bünger, B.; Matthey, A. (2018): Methodenkonvention 3.0 zur Ermittlung von Umweltkosten. Methodische Grundlagen. Studie für das Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt: Online: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2018-11-12_methodenkonvention-3-0_methodische-grundlagen.pdf. Letzter Zugriff: 08.07.2020.

Icha, P.; Kuhs, G. (2019): Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990-2018. Climate Change 10/2019. Studie für das Umweltbundesamt. Online: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-04-10_cc_10-2019_strommix_2019.pdf. Letzter Zugriff: 08.07.2020.

Matthey, A.; Bünger, B. (2019): Methodenkonvention 3.0 zur Ermittlung von Umweltkosten. Kostensätze. Stand 02/2019. Studie für das Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt. Online: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-02-11_methodenkonvention-3-0_kostensaetze_korr.pdf. Letzter Zugriff: 08.07.2020.

Matthey, A.; Bünger, B. (2020): Methodenkonvention 3.1 zur Ermittlung von Umweltkosten. Kostensätze. Stand 12/2020. Studie für das Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt. Online: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2020-12-21_methodenkonvention_3_1_kostensaetze.pdf. Letzter Zugriff: 18.08.2021.

PTJ (oJ) (Hrsg.): Definition des Technologischen Reifegrades (in Anlehnung an die TRL-Definition der NASA). Online: https://www.ptj.de/lw_resource/datapool/systemfiles/cbox/2373/live/lw_file/definition_des_technologischen_reifegrades.pdf. Letzter Zugriff: 17.07.2019.

Statistisches Bundesamt [Destatis] (Hrsg.) (2020): Preise. Verbraucherpreisindizes für Deutschland. Lange Reihen ab 1948. März 2020.

UBA (2017) (Hrsg.): Vereinfachte Umweltbewertung des Umweltbundesamtes (VERUM 2.0). Überarbeitete Fassung. UBA Texte 28/2017. Projektnummer 48059. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt.

Viebahn, P.; Kobiela, G.; Zelt, O. et al. (2018): Technologien für die Energiewende. Kriterienraster. Teilbericht 1 zum Teilprojekt A im Rahmen des strategischen BMWi-Leitprojekts „Trends und Perspektiven der Energieforschung“. Wuppertal et al.: Wuppertal Institut, Fraunhofer ISI, IZES.

A.16.21 Glossar

- **Aggregat** (=Komponente): Das Unterelement einer Anlage.
- **Alternativtechnik**: Eine derzeit noch nicht verfügbare, an Kohlendioxid-Ausstoß möglichst arme bzw. neutrale Technik für die Prozesswärmebereitstellung, die künftig stellvertretend und repräsentativ als Alternative zu einer Referenztechnik eingesetzt werden könnte.
- **Anlage**: Ein technisches System auf Basis von Referenztechnik oder Alternativtechnik, das sich aus einzelnen Aggregaten zusammensetzt.
- **Ausprägung**: Dem Indikator eines Bewertungskriteriums zugewiesener Wert.
- **Biotische Rohstoffe** (=Biomasse): Sämtliche Rohstoffe, die aus Landwirtschaft und Forstwirtschaft stammen.
- **Indikator**: Ein Wert, der auf eine aggregierte Einordnung eines Technikpaars mit Blick auf ein Kriterium ermöglicht.
- **Kriterium**: Eine Zusammenstellung unterschiedlicher Informationen, die einem Themenbereich zugehörig sind.

- **Lock-in-Effekt**: Festlegung auf eine bestimmte Techniknutzung, welche die Nutzung anderer technologischer Möglichkeiten weitgehend beschränkt, ausschließt oder nur zu hohen zusätzlichen Kosten ermöglicht.
- **Referenztechnik**: Eine Durchschnittstechnik für die Prozesswärmebereitstellung, die nach aktuellem Stand der Technik stellvertretend und repräsentativ für eine Reihe typischerweise eingesetzter Techniken für die Prozesswärmebereitstellung genutzt wird.
- **Technikpaar**: Ein Satz zweier Techniken bestehend aus einer Referenztechnik und der zugehörigen Alternativtechnik.
- **Technikwechsel**: Übergang von einer Referenztechnik auf eine Alternativtechnik.

A.17 AP3: Exkurs zur Ermittlung der Umweltkostensätze

A.17.1 Einführung

Mit dem Instrument der Umweltkosten wird im Allgemeinen angestrebt, negative Umweltwirkungen in ein monetäres Maß zu überführen und somit vergleichbar zu machen. Zu den negativen Umweltwirkungen zählen unter anderem Schäden an Ökosystemen, Gesundheit und Eigentum. Generell unterliegt die Schätzung von Umweltkosten einer erheblichen Varianz, da unterschiedliche Annahmen, Definitionen sowie räumliche und zeitliche Abgrenzungen zugrunde liegen. Das Umweltbundesamt hat daher Empfehlungen erarbeitet, die bei sämtlichen Studien des Umweltbundesamtes einheitlich zu verwenden sind. Diese sind in Form eines methodischen Grundlagendokuments [Bünger/Matthey 2018] sowie eines Dokuments zu Umweltkostensätzen [Matthey/Bünger 2019] verfügbar.

Für die Ausweisung der Umweltkosten als eines der dreizehn Bewertungskriterien sind die Angaben aus diesen Dokumenten in geeigneter Form aufzubereiten, sodass sie sich nahtlos in die Systematik der für die Technikbewertung erhobenen Daten eingliedern. Gegenstand dieses Exkurses ist die Erläuterung und Dokumentation, wie die Werte für die vorliegende Studie übernommen werden.

A.17.2 Eingliederung der Umweltkostensätze in die vorliegende Studie

Für das Verständnis der gewählten Vorgehensweise ist es notwendig, sich den grundlegenden Aufbau der multikriteriellen Bewertung in Erinnerung zu rufen. Im Verlauf der Entwicklung des Analyseansatzes wurde beschlossen, dass ein Teil der Kriterien qualitativ bearbeitet werden sollte. Dies ist unter anderem darauf zurück zu führen, dass eine verlässliche Quantifizierung bestimmter Angaben zu Status Quo kaum möglich oder im Verhältnis zum notwendigen Bearbeitungsaufwand nicht gerechtfertigt erscheint und dass neben der Erfassung des Status Quo als essentieller Teil des Projekts auch ein Ausblick in die Zukunft gegeben werden soll. Aus diesen Gründen wurde festgelegt, bei der Ausweisung der qualitativen Ergebnisse in Form von Indikatoren von einer Betrachtung der absoluten Höhe der Kriterien abzusehen und stattdessen stets die Veränderung beim Wechsel von einer Referenztechnik auf eine Alternativtechnik in das Zentrum der Betrachtung zu stellen. Für die quantitativen Kriterien in der Studie hingegen werden jeweils zunächst die absoluten Einzelwerte für beide Techniken ermittelt werden und im Anschluss daran die Differenzen als Indikatorwerte ermittelt. Entsprechend liegen nur für die quantitativen Kriterien absolute Angaben vor.

Zentrales Element einer Ausweisung quantifizierter Umweltkosten sind naheliegender Weise Angaben in quantitativer Form, aus denen sich die quantitativen Umweltkosten ermitteln lassen. Die vom Umweltbundesamt bereitgestellten Daten für die Quantifizierung von Umweltkosten [Matthey/Bünger 2019] untergliedern sich generell in folgende vier Bereiche:

- Kosten durch Kohlendioxid- und andere Treibhausgasemissionen
- Kosten durch Freisetzung von Luftschadstoffen
- Kosten durch Strom- und Wärmeerzeugung
- Kosten durch Personen- und Güterverkehr.

Die erste Kategorie ist unmittelbar auf die vorliegende Analyse übertragbar, da die funktionelle Einheit hier in Euro pro freigesetzter Tonne Kohlendioxid angegeben wird und diese Angabe auch als Indikator vorliegt. Die entsprechenden Mengen an freigesetztem Kohlendioxid sind im Kriterium Treibhausgasemissionen hinterlegt. Allerdings sind die Angaben der Kostensätze für die Zwecke der vorliegenden Studie zu aktualisieren.[95]

Die Angaben zur Freisetzung von Luftschadstoffen sind grundsätzlich für die betrachteten Techniken relevant, da auch diese verschiedene der genannten Luftschadstoffe freisetzten. Die funktionelle Einheit der Freisetzungen sind jedoch jeweils in Euro pro freigesetzter Tonne eines Luftschadstoffs ausgewiesen. Entsprechende Tonnagen (z. B. in freigesetzten Tonnagen für PM2,5, NO_x oder SO_2) lassen sich aufgrund der vorliegenden qualitativen Angaben zur Luftschadstoffen jedoch nicht quantifizieren. Allerdings stehen Informationen zu den quantifizierten Mengen der jeweiligen für den Betrieb der Prozesstechniken eingesetzten Energieträger zur Verfügung. Mit dem Auftraggeber wurde vereinbart, statt einer schwierigen und mit Unsicherheiten behafteten Quantifizierung der Tonnagen einzelner Luftschadstoffemissionen einen Ansatz zu verfolgen, der eine näherungsweise Ermittlung der Umweltkosten für Luftschadstoffe auf Basis der eingesetzten Energieträgermengen erlaubt. Um dies umzusetzen sind einige Transformationsschritte von den verfügbaren Angaben zu den Umweltkostensätzen hin zu den in diesem Projekt aufgeschlüsselten Energieträgern notwendig und zu erläutern. Als Ausgangspunkt werden hier näherungsweise die Umweltkosten der Stromerzeugung genutzt und diese auf die vorhandenen Zielgrößen überführt.

Die verbleibende Gruppe der Umweltkosten des Personen- und Güterverkehrs erscheint für die Analyse von Prozesswärmesysteme nicht relevant und wurde entsprechend in Rücksprache mit dem Auftraggeber nicht weiter erfasst.

A.17.3 Bereitstellung der Umweltkosten durch Kohlendioxidemissionen

Zur Erfassung der Klimakosten werden in der Methodenkonvention des Umweltbundesamtes als Basisfall (reine Zeitpräferenzrate 1 %) Kostensätze für die Zeitpunkte 2016, 2030 und 2050 in Euro für das Bezugsjahr 2016 angegeben (Tabelle 238: Zeile 1).

[95] Zur Projektlaufzeit nach Abschluss der initialen Umweltkostenermittlung gemäß den nachstehenden Ausführungen wurde im Dezember 2020 eine Aktualisierung der quantifizierten Umweltkosten durch das UBA (Matthey/Bünger 2020) veröffentlicht. In dieser Veröffentlichung wurden unter anderem Kostensätze auf das Basisjahr 2020 statt 2016 aktualisiert. Ein Abgleich mit den hier bereits ermittelten Werten zu Klimakosten (z. B. 2020: 199 Euro/t CO_2 äq.; 2050: 255 Euro/t CO_2 äq.) zeigt nur eine geringe Abweichung zu den aktualisierten Daten des UBA (z. B. 2020: 195 Euro/t CO_2 äq.; 2050: 250 Euro/t CO_2 äq.). Analoges gilt für die genutzten Eingangsdaten zu den Luftschadstoffkosten. Angesichts der bereits vorhandenen, immanenten Unsicherheiten der Kostensätze wurde daher auf eine Aktualisierung anhand der überarbeiteten Kostensätze verzichtet wurde.

Tabelle 238: Ausgangswerte der UBA-Empfehlung zu den Klimakosten und für die Studie aufbereitete Angaben

Art	Art	2016	2020	2030	2040	2050
Ausgangswerte 2016	[Euro$_{2016}$/t]	180	-	205	-	240
Ergänzte Stützjahre	[Euro$_{2016}$/t]	180	187	205	223	240
Bezugsjahr 2020	[Euro$_{2020}$/t]	191	199	217	236	255

Quelle: Matthey/Bünger 2019, eigene Berechnungen; eigene Darstellung.

Für die vorliegende Studie sind hier zwei Überarbeitungen notwendig: Erstens sind Werte für die in der vorliegenden Studie betrachteten Stützjahre 2020 und 2040 zu ergänzen (Tabelle 238: Zeile 2). Zweitens ist eine Umrechnung der Monetarisierung auf das Bezugsjahr 2020 vorzunehmen (Tabelle 238: Zeile 3). Für beide Schritte werden in der Methodenkonvention Vorgaben formuliert, die hier unmittelbar übernommen werden. Für die Ermittlung der Stützjahre wurde entsprechend eine lineare Interpolation anhand der Angaben zu den Verbraucherpreisindizes für Deutschland [Destatis 2020] vorgenommen.

A.17.4 Bereitstellung der Umweltkosten durch Verbrennungsprozesse

Gegenüber den Umweltkosten durch Kohlendioxidemissionen ist die Ausweisung der Kosten durch Verbrennungsprozesse für die vorliegende Studie aufwändiger und erfordert zusätzliche Annahmen. Dabei ist zu beachten, dass die Betrachtung der Umweltkosten durch Verbrennungsprozesse sowohl Luftschadstoffkosten wie auch anteilig Kosten für Kohlendioxidemissionen umfasst, da letztere bei der Verbrennung freigesetzt werden.

Zur Beschreibung der Umweltkosten für Verbrennungsprozesse wird angestrebt, dass für jeden der in der vorliegenden Studie ausgewiesenen Energieträger die Umweltkosten über die Menge des Energieträgereinsatzes abschätzbar sind. Generell differenziert die vorliegende Studie in Arbeitspaket 2 insgesamt zehn Energieträger. Für jeden dieser Energieträger ist eine Angabe erforderlich, welche Kosten für die Freisetzung von Luftschadstoffkosten und Treibhausgasen (Kohlendioxidemissionen) für die einzelnen Stützjahre der Studie anfallen. Dieses Zielformat der Angaben ist in Tabelle 239 dargestellt.

Tabelle 239: Zielarchitektur der notwendigen Umweltkostensätze für Luftschadstoffe und Treibhausgase

Energieträger	Art	Luftschadstoffemissionen				Treibhausgasemissionen			
		2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050
Strom	[ct$_{2020}$/kWh]	Zu bestimmende Angaben				Zu bestimmende Angaben			
Erdgas	[ct$_{2020}$/kWh]								
Kohle	[ct$_{2020}$/kWh]								
Biomasse	[ct$_{2020}$/kWh]								
Heizöl	[ct$_{2020}$/kWh]								
Abfall (erneuerbar)	[ct$_{2020}$/kWh]								
Abfall (nicht erneuerbar)	[ct$_{2020}$/kWh]								
Andere (fossil)	[ct$_{2020}$/kWh]								
Methan	[ct$_{2020}$/kWh]								
Wasserstoff	[ct$_{2020}$/kWh]								

Quelle: eigene Darstellung.

Für eine solche Ausweisung sind Angaben zu den Emissionen einzelner Energieträger notwendig. Entsprechende Werte werden für einige Energieträger in den Angaben zu den Kostensätzen für die Stromerzeugung bereitgestellt. Trifft man die zentrale Annahme, dass sich die industriellen Verbrennungsprozesse prinzipiell ähnlich wie Verbrennungsprozesse zur Stromerzeugung verhalten, so können die vorhandene Angaben (Tabelle 240) in mehreren Schritten in das Zielformat überführt werden.

Tabelle 240: Ausgangswerte zur Festlegung der Umweltkosten: Umweltkosten der Stromerzeugung in Deutschland einschließlich Vorketten bei 180 Euro/t CO_2 äq.

Stromerzeugung durch	Art	Luftschadstoffe	Treibhausgase	Umweltkosten gesamt
Fossile Energien				
Braunkohle	[ct$_{2016}$/kWh$_{el}$]	1,95	18,86	20,81
Steinkohle	[ct$_{2016}$/kWh$_{el}$]	1,60	17,19	18,79
Erdgas	[ct$_{2016}$/kWh$_{el}$]	0,83	7,77	8,59
Öl	[ct$_{2016}$/kWh$_{el}$]	4,92	15,13	20,06
Erneuerbare Energien				
Wasserkraft	[ct$_{2016}$/kWh$_{el}$]	0,06	0,24	0,30
Windenergie	[ct$_{2016}$/kWh$_{el}$]	0,10	0,18	0,28
Photovoltaik	[ct$_{2016}$/kWh$_{el}$]	0,41	1,23	1,64
Biomasse	[ct$_{2016}$/kWh$_{el}$]	3,74	4,42	8,16
Strommix	[ct$_{2016}$/kWh$_{el}$]	-	-	13,60

Quelle: Matthey/Bünger 2019, teilweise verändert.

Ferner ist zu berücksichtigen, dass die treibhausgasbedingten Umweltkosten unter anderem von den in Arbeitspaket 2 genutzten Emissionsfaktoren abhängen, da sich aus diesen die Treibhausgasemissionen je Energieträger und damit die treibhausgasbedingten Umweltkosten ergeben. Entsprechend sind diese Werte (Tabelle 241) in die Ermittlung der Kostensätze einzubeziehen.

Tabelle 241: Rahmendaten zu den Emissionsfaktoren der verschiedenen Energieträger

Energieträger	Art	Emissionsfaktoren			
		2020	2030	2040	2050
Strom	[g CO_2/kWh]	430	110	30	0
Erdgas	[g CO_2/kWh]	202	202	202	202
Kohle	[g CO_2/kWh]	371	371	371	371
Biomasse	[g CO_2/kWh]	0	0	0	0
Heizöl	[g CO_2/kWh]	266	266	266	266
Abfall (erneuerbar)	[g CO_2/kWh]	0	0	0	0
Abfall (nicht erneuerbar)	[g CO_2/kWh]	166	166	166	166
Andere (fossil)	[g CO_2/kWh]	266	266	266	266
Methan	[g CO_2/kWh]	878	224	61	0
Wasserstoff	[g CO_2/kWh]	614	157	43	0

Quelle: In Arbeitspaket 2 hinterlegte Emissionsfaktoren.

Die Überführung und Berücksichtigung dieser Angaben erstreckt sich insgesamt über mehrere Transformationsschritte:

9. **Disaggregation:** Die Angabe für den Strommix wird in der Ausgangsliteratur nur als Aggregat angegeben. Für die weiteren Berechnungen und Anpassungen sind differenzierte Werte für Luftschadstoffe und Treibhausgase erforderlich.
10. **Überführung:** Die Energieträger der beiden Studien sind nicht identisch. Infolge dessen müssen Annahmen zur Umlegung der vorhandenen Werte vorgenommen werden.
11. **Brennstoffeinsatz:** Die Ausgangswerte beziehen sind auf den Endenergieträger Strom während für die Energieträger eine Rücküberführung auf die jeweils eingesetzten Brennstoffmengen notwendig ist.
12. **Basispreisanpassung:** Die Angaben der Preise beziehen sich auf das Basisjahr 2016 und müssen auf das Jahr 2020 überführt werden.
13. **Stützjahre:** Für die weiteren Betrachtungen ist ferner eine Ausweitung der vorhandenen Daten auf die für die vorliegende Studie notwendigen Stützjahre erforderlich.
14. **Preissteigerung:** Im abschließenden Schritt sind die Preissteigerung der treibhausgasbedingten Umweltkosten (Tabelle 238) zu berücksichtigen.

Im Folgenden werden die jeweils durchgeführten Schritte und Annahmen näher erläutert.

Disaggregation: Zur Ermittlung der disaggregierten Werte des Strommix wird die Erzeugungsstruktur des Strommix [Icha/Kuhs 2019] herangezogen, die für eine Reihe von Energieträgern ihre Einsatzmengen für die Stromerzeugung angeben. Daraus lassen sich prozentuale Anteile ableiten, die wiederum mit den Daten zu den Umweltkosten (Tabelle 240) der gegebenen Energieträger multipliziert werden können, um dadurch die Umweltkosten für Luftschadstoffe und Treibhausgase durch die Stromerzeugung aufzuschlüsseln. Da bestimmte Energieträger im Strommix (z. B. Kernenergie) nicht in der Methodenkonvention vorgesehen werden, wird in der

Methodikenkonvention empfohlen, für Kernenergie die Werte der Technologien mit den höchsten Umweltkosten (Braunkohle) als Näherung zu verwenden. Dieser Wert wurde analog auch für „Müll“ und „Sonstige“ genutzt, um die Anteile der unterschiedlichen Energieträger an der Stromerzeugung entsprechend in die in der Methodenkonvention genannten Energieträger zu überführen. Auf Basis der so überführten Daten ergibt sich ein Gesamtkostensatz für die Stromerzeugung in Höhe von 13,68 Euro-Cent/kWh, der damit sehr nah an dem in der Methodenkonvention genannten Wert von 13,60 Euro-Cent/kWh liegt. Entsprechend wurde der Wert von 13,68 Euro-Cent/kWh übernommen, wobei auf die Treibhausgase ein Anteil von 12,16 Euro-Cent/kWh und auf die Luftschadstoffe ein Anteil von 1,52 Euro-Cent/kWh entfällt.

Überführung: Mit dem Vorliegen einer vollständig befüllten Fassung von Tabelle 240 kann im nächsten Schritt eine Überführung von den Ausgangs- zu den Zielenergieträgern folgen. Bei diesem Schritt ist eine Reihe weiterer Annahmen zur Äquivalenz der Energieträger notwendig. Im Einzelnen wurden dabei folgende Annahmen getroffen:

- Für den Energieträger „Kohle“ im Zieldatensatz wurde der arithmetische Mittelwert der Energieträger „Braunkohle“ und „Steinkohle“ angesetzt.
- Für den Energieträger „Heizöl“ im Zieldatensatz wurden die Angaben für den Energieträger „Öl“ im Ausgangsdatensatz übernommen.
- Für den Energieträger „Abfall (erneuerbar)“ im Zieldatensatz wurde die Annahme getroffen, dass sich dieser ähnlich zu „Biomasse“ im Ausgangsdatensatz verhält.
- Für die Energieträger „Abfall (nicht erneuerbar)“ und „Andere (fossil)“ im Zieldatensatz wurde die Annahme getroffen, dass der Wert für den teuersten Energieträger „Braunkohle“ anzusetzen ist.
- Bei der Berücksichtigung der Energieträger Methan und Wasserstoff wird zunächst angenommen, dass diese mit dem bestehenden Strommix erzeugt werden. Für die Energieträger „Methan (Strommix)“ und „Wasserstoff (Strommix)“ im Zieldatensatz wird die Systemeffizienz auf Basis der Emissionsfaktoren aus Arbeitspaket 2 mit der Annahme unterstellt, dass beide Energieträger durch Stromeinsatz erzeugt werden. Der entsprechende Werte der Wasserstoffproduktion anhand der Daten aus Arbeitspaket 2 liegt bei 70 % Wirkungsgrad in Bezug auf den Strombedarf für Wasserstoff und für die Methanproduktion bei 49 % liegt.

Auf Basis dieser Annahmen ergeben sich die in Tabelle 242 zusammengestellten Angaben.

Tabelle 242: Überführung: Ermittelte Umweltkosten der Zielenergieträger bezogen auf die Stromerzeugung mit Preisen des Jahres 2016

Energieträger	Art	Luftschadstoffemissionen		Treibhausgasemissionen	
		2016	2020 bis 2050	2016	2020 bis 2050
Strom	[ct_{2016}/kWh]	1,52	Zu bestimmende Angaben	12,16	Zu bestimmende Angaben
Erdgas	[ct_{2016}/kWh]	0,83		7,77	
Kohle	[ct_{2016}/kWh]	1,78		18,03	
Biomasse	[ct_{2016}/kWh]	3,74		4,42	
Heizöl	[ct_{2016}/kWh]	4,92		15,13	
Abfall (erneuerbar)	[ct_{2016}/kWh]	3,74		4,42	
Abfall (nicht erneuerbar)	[ct_{2016}/kWh]	1,95		18,86	
Andere (fossil)	[ct_{2016}/kWh]	1,95		18,86	
Methan	[ct_{2016}/kWh]	3,10		24,81	
Wasserstoff	[ct_{2016}/kWh]	2,17		17,37	

Quelle: eigene Darstellung.

Brennstoffeinsatz: Die so vorliegenden Werte beziehen sich stets auf die Stromproduktion, während sich für die thermischen Prozessanlagen beim Einsatz dieser Energieträger die Angabe auf den jeweiligen Brennstoffeinsatz (Ausnahme: Elektrizität) bezieht. Entsprechend ist eine Überführung auf Brennstoffmengen notwendig. Zu diesem Zweck werden wiederum Angaben aus der Studie des UBA zum Strommix herangezogen. In dieser Studie werden jeweils Angaben zum Brennstoffausnutzungsgrad für die Stromerzeugungen der Energieträger „Erdgas“ (50 %), „Steinkohle“ (40 %) und „Braunkohle“ (36 %) gegeben. Anhang dieser Angaben und eines Mittelwerts (47 %) kann eine näherungsweise Rückrechnung auf den Brennstoffeinsatz vorgenommen werden. Dabei werden die zuvor getroffenen Annahmen zur Überführung der Energieträger beibehalten. Die resultierenden brennstoffbezogenen Kosten sind in Tabelle 243 angegeben.[96]

[96] Es gilt zu beachten, dass die so ermittelten Umweltkosten bei den Angaben zu Methan und Wasserstoff die Umweltkosten durch den Stromeinsatz für die Herstellung der beiden Gase als Quelle annehmen. Etwaig berücksichtigte, beim Einsatz von Methan und Wasserstoff entstehende Luftschadstoffe sowie bei der Methannutzung anfallende Kohlendioxidemissionen sowie etwaige Wirkungen durch dafür notwendige Infrastrukturen werden hier entsprechend auf die Effizienz der Herstellung umgelegt. Ferner werden bei der Umrechnung auf den Brennstoffeinsatz die Wirkungsgradangaben bei den beiden genannten Gasen nicht berücksichtigt, da diese erst durch Einsatz von Strom erzeugt und nicht umgekehrt wie die anderen Energieträger zur Erzeugung von Strom genutzt werden.

Tabelle 243: Brennstoffeinsatz: Ermittelte Umweltkosten der Zielenergieträger bezogen auf den Brennstoffeinsatz mit Preisen des Jahres 2016

Energieträger	Art	Luftschadstoffemissionen		Treibhausgasemissionen	
		2016	2020 bis 2050	2016	2020 bis 2050
Strom	[ct_{2016}/kWh]	1,52	Zu bestimmende Angaben	12,16	Zu bestimmende Angaben
Erdgas	[ct_{2016}/kWh]	0,47		4,43	
Kohle	[ct_{2016}/kWh]	0,73		7,39	
Biomasse	[ct_{2016}/kWh]	1,76		2,08	
Heizöl	[ct_{2016}/kWh]	2,31		7,11	
Abfall (erneuerbar)	[ct_{2016}/kWh]	1,76		2,08	
Abfall (nicht erneuerbar)	[ct_{2016}/kWh]	0,92		8,86	
Andere (fossil)	[ct_{2016}/kWh]	0,92		8,86	
Methan (Strommix)	[ct_{2016}/kWh]	3,10		24,81	
Wasserstoff (Strommix)	[ct_{2016}/kWh]	2,17		17,37	

Quelle: eigene Darstellung.

Basispreisanpassung: Analog zum Vorgehen bei den Kohlendioxidemissionen sind die Preise vom Bezugsjahr 2016 auf das Jahr 2020 zu überführen. Hierzu werden die oben verwendeten Anpassungsfaktoren anhand der Verbraucherpreise herangezogen.

Tabelle 244: Basispreisanpassung: Ermittelte Umweltkosten der Zielenergieträger bezogen auf den Brennstoffeinsatz für das Jahr 2016 mit Preisen für das Jahr 2020

Energieträger	Art	Luftschadstoffemissionen		Treibhausgasemissionen	
		2016	2020 bis 2050	2016	2020 bis 2050
Strom	[ct_{2020}/kWh]	1,61	Zu bestimmende Angaben	12,90	Zu bestimmende Angaben
Erdgas	[ct_{2020}/kWh]	0,50		4,70	
Kohle	[ct_{2020}/kWh]	0,77		7,84	
Biomasse	[ct_{2020}/kWh]	1,86		2,20	
Heizöl	[ct_{2020}/kWh]	2,45		7,54	
Abfall (erneuerbar)	[ct_{2020}/kWh]	1,86		2,20	
Abfall (nicht erneuerbar)	[ct_{2020}/kWh]	0,97		9,40	
Andere (fossil)	[ct_{2020}/kWh]	0,97		9,40	
Methan (Strommix)	[ct_{2020}/kWh]	3,29		26,33	
Wasserstoff (Strommix)	[ct_{2020}/kWh]	2,30		18,43	

Quelle: eigene Darstellung.

Stützjahre: In den vorangehenden Schritten wurden durchgängig die Werte für das Basisjahr 2016 betrachtet. Weiterhin wurden die konkret hinterlegten Emissionsfaktoren aus Arbeitspaket 2 ausgeklammert. In diesem Schritt wird anhand der hinterlegten Emissionsfaktoren eine Anpassung und Fortschreibung der Umweltkosten vorgenommen. Zu diesem Zweck werden für

das Jahr 2016 anhand der treibhausgasbedingten Umweltkosten zunächst spezifische Emissionsfaktoren je Energieträger berechnet. Die Umweltkosten für Luftschadstoffe und Treibhausgase werden im Folgeschritt durch die Multiplikation mit dem Quotienten aus Emissionsniveau gemäß Rahmendaten und Emissionsniveau für das Jahr 2016 ermittelt. Da die erneuerbaren Energieträger in den Rahmendaten per Definition keine Treibhausgase emittieren, entfallen für sie die triebhausgasbedingten Umweltkosten. Für die Luftschadstoffkosten wurde ebenfalls eine lineare Skalierung anhand der Emissionsfaktoren vorgenommen. Allerdings für die Verbrennung von „Biomasse“ und „Abfalls (erneuerbar)“ dahingehend abgewichen, dass die Luftschadstoffe für das Jahr 2016 unverändert übernommen wurden, da zwar bilanziell keine Treibhausgase freigesetzt werden, bei der Verbrennung aber dennoch Luftschadstoffe unverändert zum Tragen kommen. In Summe bedeutet dies, dass die Umweltkosten für Luftschadstoffe durch den wachsenden Anteil erneuerbarer Energiequellen zurückgehen. Die resultierenden Angaben sind Tabelle 245 zu entnehmen.

Tabelle 245: Stützjahre: Ermittelte Umweltkosten der Zielenergieträger bezogen auf den Brennstoffeinsatz in den jeweiligen Jahren

Mit Preisen für das Jahr 2020 ohne Berücksichtigung von Preissteigerungen bei den Treibhausgasemissionen.

Energieträger	Art	Luftschadstoffemissionen				Treibhausgasemissionen			
		2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050
Strom	[ct_{2020}/kWh]	1,02	0,26	0,07	0,00	8,21	2,10	0,57	0,00
Erdgas	[ct_{2020}/kWh]	0,41	0,41	0,41	0,41	3,85	3,85	3,85	3,85
Kohle	[ct_{2020}/kWh]	0,70	0,70	0,70	0,70	7,08	7,08	7,08	7,08
Biomasse	[ct_{2020}/kWh]	1,86	1,86	1,86	1,86	0,00	0,00	0,00	0,00
Heizöl	[ct_{2020}/kWh]	1,65	1,65	1,65	1,65	5,09	5,09	5,09	5,09
Abfall (erneuerbar)	[ct_{2020}/kWh]	1,86	1,86	1,86	1,86	0,00	0,00	0,00	0,00
Abfall (nicht erneuerbar)	[ct_{2020}/kWh]	0,33	0,33	0,33	0,33	3,16	3,16	3,16	3,16
Andere (fossil)	[ct_{2020}/kWh]	0,53	0,53	0,53	0,53	5,09	5,09	5,09	5,09
Methan (Strommix)	[ct_{2020}/kWh]	2,09	0,53	0,15	0,00	17,42	4,88	1,45	0,00
Wasserstoff (Strommix)	[ct_{2020}/kWh]	1,46	0,37	0,10	0,00	12,20	3,42	1,01	0,00

Quelle: eigene Darstellung.

Preissteigerung: Im abschließenden Schritt erfolgt die in Tabelle 238 dargestellte Berücksichtigung der Preissteigerung. Hier werden also letztlich die Preise der Treibhausgasemissionen vom bislang konstanten Wert auf die jeweiligen Kostensätze umgerechnet. Die Kosten der Luftschadstoffemissionen bleiben hierbei unverändert. Eine Zusammenfassung der damit vorliegenden und für die Studie genutzten Umweltkostensätze gibt Tabelle 246.

Tabelle 246: Preissteigerung: Abschließende Übersicht der Umweltkosten der Zielenergieträger bezogen auf den Brennstoffeinsatz

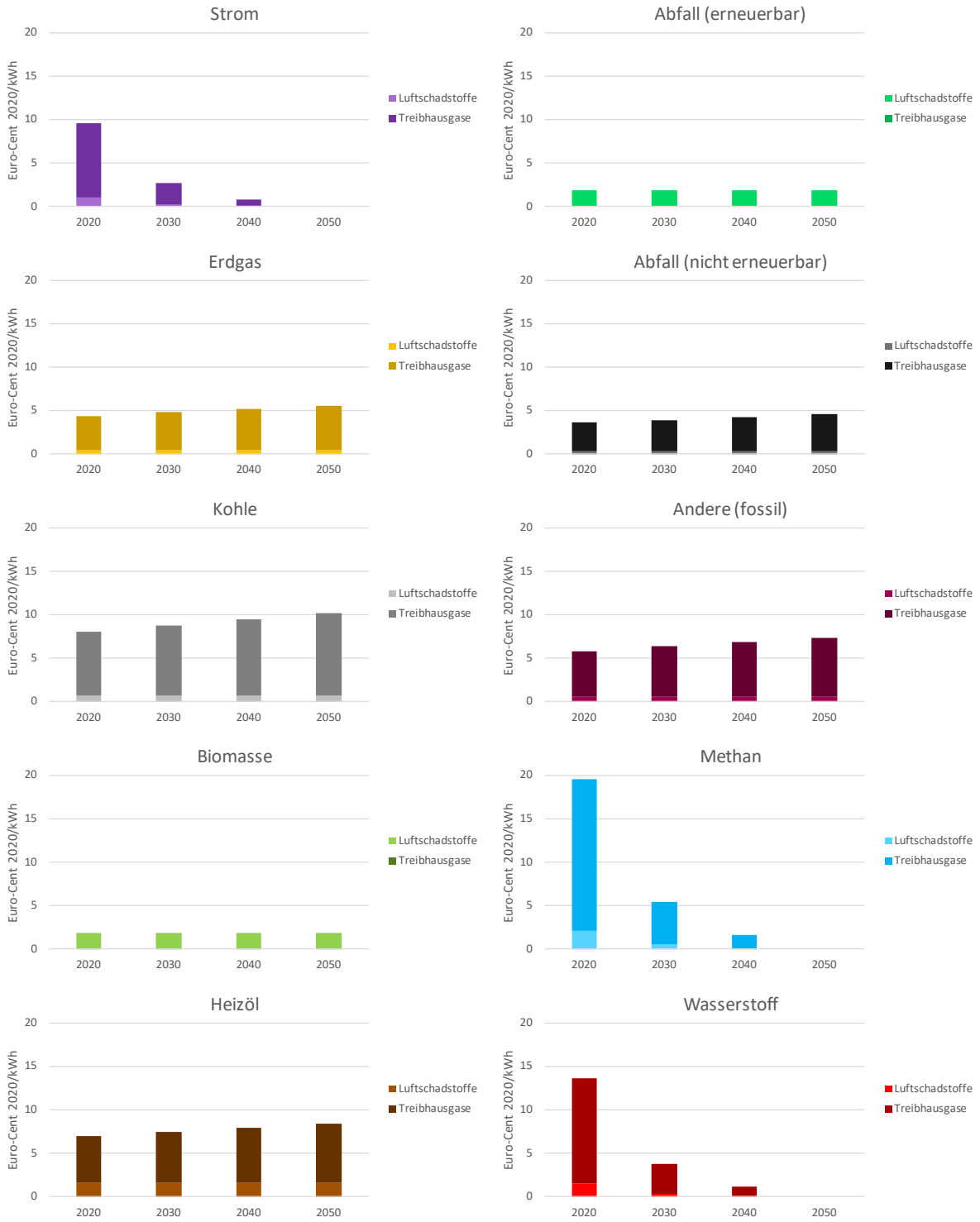
In den jeweiligen Jahren mit Preisen für das Jahr 2020.

Energieträger	Art	Luftschadstoffemissionen				Treibhausgasemissionen			
		2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050
Strom	[ct_{2020}/kWh]	1,02	0,26	0,07	0,00	8,54	2,39	0,71	0,00
Erdgas	[ct_{2020}/kWh]	0,41	0,41	0,41	0,41	4,00	4,38	4,76	5,13
Kohle	[ct_{2020}/kWh]	0,70	0,70	0,70	0,70	7,36	8,06	8,75	9,44
Biomasse	[ct_{2020}/kWh]	1,86	1,86	1,86	1,86	0,00	0,00	0,00	0,00
Heizöl	[ct_{2020}/kWh]	1,65	1,65	1,65	1,65	5,29	5,79	6,29	6,78
Abfall (erneuerbar)	[ct_{2020}/kWh]	1,86	1,86	1,86	1,86	0,00	0,00	0,00	0,00
Abfall (nicht erneuerbar)	[ct_{2020}/kWh]	0,33	0,33	0,33	0,33	3,29	3,60	3,91	4,22
Andere (fossil)	[ct_{2020}/kWh]	0,53	0,53	0,53	0,53	5,29	5,79	6,29	6,78
Methan	[ct_{2020}/kWh]	2,77	0,71	0,19	0,00	23,11	6,48	1,92	0,00
Wasserstoff	[ct_{2020}/kWh]	1,46	0,37	0,10	0,00	12,20	3,42	1,01	0,00

Quelle: eigene Darstellung.

Mit diesem letzten Schritt liegen Kostensätze vor, die unter den getroffenen Annahmen aus den vorgegeben Werten näherungsweise die Umweltkosten für Luftschadstoffe und Treibhausgasemissionen angeben. Der besseren Übersichtlichkeit halber sind die Angaben geordnet nach einzelnen Energieträgern mit einer einheitlichen Skalierung in Abbildung 186 graphisch dargestellt. Hierbei zeigt sich die generell nachgeordnete Relevanz der luftschadstoffbedingten gegenüber den treibhausgasbedingten Umweltkosten.

Abbildung 186: Veranschaulichung der ermittelten Umweltkosten für die verschiedenen Energieträger



Quelle: Daten gemäß Tabelle 246.

A.18 AP3: Excel-Dokument für die Technikbewertung

Anhang als separate Dateisammlung bereitgestellt.

Abbildung 187: Deckblatt des Excel-Dokuments

Analysebogen zur Technikentwicklung

für das Vorhaben

CO_2-neutrale Prozesswärmebereitstellung

Umbau des industriellen Anlagenparks im Rahmen der Energiewende: Ermittlung des aktuellen SdT und des weiteren Handlungsbedarfes zum Einsatz strombasierter Prozesswärmeanlagen

Fassung des Analysebogens vom 13.08.2021

Ziel: Der Analysebogen stellt eine Handreichung für die Durchführung einer einheitlich durchgeführten und ganzheitlich vorgenommenen Technikanalyse innerhalb des Gesamtvorhabens bereit. Ergänzende Erläuterungen zu diesem Bogen sind dem zugehörigen Leitfaden zu übernehmen.

Zielgruppe: Branchenbearbeiter bzw. Auftraggeber

Farbcodierung:

Feld ist mit Daten zu hinterlegen (bitte nur diese Felder bearbeiten)
Feld ist im jeweiligen Kontext nicht relevant (bitte nicht bearbeiten)

Angabe wurde aus einem anderen Bereich dieser Mappe übernommen
Angabe wurde aus einem anderen Dokument übernommen
Wert wurde anhand anderer Angaben ermittelt

Bei Auswahlfeldern gilt in der Regel die Einfachauswahl, außer es ist explizit anders vermerkt.

Hinweise: Vor Bearbeitung der Kriterien möglichst bitte die Angaben zum Zeitpunkt der Kommerzialisierung auf dem Blatt 'Technik' ausfüllen. Dadurch werden irrelevante Indikatorangaben ausgeblendet. Spalte mit danach grau hinterlegten Indikatoren müssen nicht bearbeitet werden.

Bitte parallel zur Bearbeitung den begleitenden Leitfaden nutzen. Er enthält ergänzende Hinweise!

Blatt	**Erläuterung [Abschnitt im Bericht]**
Information	Diese einleitende Übersichtsseite des Analysebogens
Versionen	Übersicht der Fassungen des Bogen mit den jeweiligen Hauptänderungen
Hilfstabellen	Tabellen zur Festlegung einheitlicher Auswahloptionen
Änderungsbedarfe	Übersicht der Rückmeldungen zum Bogen und zum jeweiligen Aufgriff
Datenübernahme	Bearbeitungsblatt zur Übernahme von Ergebnissen aus AP2
Gesamtergebnis	Übersicht aller Kriterienwerte in diesem Bogen nach dessen Bearbeitung
Anwendungsbereich	Allgemein Erläuterungen zum Anwendungsbereich
Technik	Allgemeine Erläuterungen zu den Techniken
Öko_Treibhausgase	Kriterium: Treibhausgase
Öko_Luftschadstoffe	Kriterium: Luftschadstoffe
Öko_Belastungen	Kriterium: Ökologische Bealstungen
Öko_Metalle	Kriterium: Metallische Ressourcen
Öko_Ressourcen	Kriterium: Andere Ressourcen
Tec_Energie	Kriterium: Energieverbrauch
Tec_Wechselwirkung	Kriterium: Wechselwirkungen
Tec_Akzeptanz	Kriterium: Akzeptanz
Mon_Investition	Kriterium: Investitionen
Mon_Laufendes	Kriterium: Laufende Kosten
Mon_Wettbewerb	Kriterium: Wettbewerb
Mon_Umweltkosten	Kriterium: Umweltkosten

Quelle: eigene Darstellung.

A.19 AP3: Übersicht der Detailbetrachtungen nach Referenztechniken für die qualitativen Kriterien

Bei der Analyse der Referenz- und Alternativtechniken entlang der qualitativen Kriterien wurden einzelne Aspekte anhand von Hilfsfragen vertieft und Angaben zum Ursprung und zur Güte dieser Angaben gemacht. In den Tabellen dieses Abschnitts sind diese Detailangaben nach Kriterien untergliedert zusammengefasst. Sie beinhalten Informationen zur Art der Ermittlung und zur Güte der Informationen (vgl. Tabelle 247), insofern Angaben zu den Hilfsfragen, die je nach Kriterium variieren, notwendig waren. In den Tabellen vorhandene Markierungen geben an, dass die entsprechenden Felder in den Analysebögen ausgewählt wurden. Da die Einordnungen für einzelne Alternativtechniken vorgenommen wurden, die Ergebnisse der Übersichtlichkeit halber aber nur für die zugehörigen Referenztechniken für mehrere Alternativtechniken insgesamt ausgewiesen werden, sind Doppelverortungen bei der Art der Ermittlung und Güte möglich. Eine Ausnahme bilden die metallischen Ressourcen; hier liegen für die einzelnen betrachteten Metalle keine konkreten Anhaltspunkte vor - daher wurde auf die Auflistung der metallischen Ressourcen verzichtet. Für Details über die hier gegebenen, orientierenden Informationen hinaus wird auf die jeweils befüllten Analysebögen verwiesen, für Beschreibungen der kriterienbezogenen Änderungsbereichen auf Abschnitt A.16.

Tabelle 247: Angaben zu den einzelnen Kriterien

Kriterium	Angabe
Art der Ermittlung	□ **Berechnung**: Der Wert beruht auf einer Rechenvorschrift und den Eingangsdaten, die in Arbeitspaket 2 bzw. im Abschnitt für das jeweilige quantitative Kriterium spezifiziert werden. Dieser Methode ist für quantitative Kriterien der Vorzug zu geben, wenn es die Datenlage erlaubt und andere Methoden keine qualitativ höherwertigen Ergebnisse versprechen. □ **Literatur**: Wenn keine eigenständige Berechnung möglich ist und Angaben in der Literatur vorhanden sind, können alternativ Angaben aus der Literatur genutzt werden. Hierbei sind Quellen zu nennen und, soweit möglich, Annahmen zu beschreiben. □ **Expert:innenangabe**: Sind plausible Schätzungen von Expert:innen vorhanden, beispielsweise aus Hintergrundgesprächen, können diese angegeben werden. Hierbei sollten Angaben gemacht werden, die Aufschluss über die Ermittlung (z. B. Kontext, Anzahl der Gesprächspartner) gegeben werden. □ **Schätzwert**: Kann nur eine grob-überschlägige Abschätzung vorgenommen werden, ist diese als Schätzwert anzugeben und entsprechend zu kennzeichnen. Zentrale Annahmen sind zu nennen. □ **Sonstige**: Werden andere Methoden der Ermittlung genutzt, so sind diese kurz zu beschreiben.
Art der Güte	□ **Hoch**: Die Angaben beruhen auf Datenbanken, Statistiken, Expert:innenangaben oder anderen Quellen, die durchgängig glaubwürdigen und/oder zahlreichen voneinander unabhängigen Aussagen entstammen. □ **Mittel**: Die Angaben beruhen auf einer Mischung belastbarer Daten und Schätzwerten bzw. Angaben aus vereinzelten Quellen. □ **Gering**: Die Angaben beruhen auf wenigen Fakten. Die Datenlage ist überschaubar und Unsicherheiten bei relevanten Einflussfaktoren können einen erheblichen Einfluss auf den Wert haben.

Tabelle 248: Getroffene Auswahlen für das Kriterium „Luftschadstoffe“ - Teil 1/2

	ALU_dH (NG*)	ALU_dO (NG*)	ALU_dO (NG*)	ALU_kW (NG*)	CHE_kD (NG*)	GIE_kS1 (KK*)	GIE_kS2 (KK*)	GIE_kS3 (KK*)	GIE_kS4 (NG*)	GLA_kS1 (NG*)	GLA_kS2 (NG*)	HAE_dA (NG*)	HAE_kA1 (NG*)	HAE_kA2 (NG*)	KAL_kB1 (KK*)	KAL_kB2 (NG*)	KAL_kB3 (NG*)
Ermittlung																	
Berechnung																	
Literatur					●												
Expert:innenangabe					●												
Schätzwert	●	●	●	●		●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Sonstige																	
Güte																	
Hoch					●												
Mittel	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Gering																	
Änderungsbereich																	
Stickoxide (NOx)	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Ammoniak (NH3)																	
Schwefeldioxid (SO2)					●												
Feinstaub (PM)					●												
Flüchtige org. Verb. o. Methan (NMVOC)					●												
Schwermetalle (SM)																	
Sonstige					●												

Tabelle 249: Getroffene Auswahlen für das Kriterium „Luftschadstoffe“ - Teil 2/2

	KER_dB (NG*)	KER_kB1 (NG*)	KER_kB2 (NG*)	KUP_dW1 (NG*)	KUP_dW2 (NG*)	KUP_kE1 (NG*)	KUP_kE2 (NG*)	KUP_kS (NG*)	NAH_kD (NG*)	PAP_kD (NG*)	STA_dW (NG*)	STA_kE (NG*)	STA_kW (NG*)	UMF_dE (NG*)	UMF_kE1 (NG*)	UMF_kE2 (NG*)	ZEM_kB (NG*)
Ermittlung																	
Berechnung																	
Literatur									●	●							
Expert:innenangabe									●	●							
Schätzwert	●	●	●	●	●	●	●	●			●	●	●	●	●	●	●
Sonstige										●							
Güte																	
Hoch									●	●							
Mittel	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Gering																	
Änderungsbereich																	
Stickoxide (NOx)	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Ammoniak (NH3)																	
Schwefeldioxid (SO2)									●	●							
Feinstaub (PM)									●	●							
Flüchtige org. Verb. o. Methan (NMVOC)									●	●							●
Schwermetalle (SM)																	
Sonstige									●	●							

Tabelle 250: Getroffene Auswahlen für das Kriterium „Ökologische Belastungen“ - Teil 1/2

	ALU_dH (NG*)	ALU_dO (NG*)	ALU_kO (NG*)	ALU_kW (NG*)	CHE_kD (NG*)	GIE_kS1 (KK*)	GIE_kS2 (KK*)	GIE_kS3 (KK*)	GIE_kS4 (NG*)	GLA_kS1 (NG*)	GLA_kS2 (NG*)	HAE_dA (NG*)	HAE_kA1 (NG*)	HAE_kA2 (NG*)	KAL_kB1 (KK*)	KAL_kB2 (NG*)	KAL_kB3 (NG*)
Ermittlung																	
Berechnung																	
Literatur					●												
Expert:innenangabe					●												
Schätzwert																	
Sonstige																	
Güte																	
Hoch					●												
Mittel																	
Gering																	
Änderungsbereich																	
Schadstoffemissionen in Innenräumen																	
Strahlung (ionisierend, optisch)																	
Elektromagnetische Felder																	
Störfälle oder Unfälle																	
Negative Auswirkungen auf Sachgüter																	
Lärm																	
Geruchsbelästigungen					●												
Schad- oder Nährstoffeinträge					●												
Schädigung von Tieren																	
Sonstige					●												

Tabelle 251: Getroffene Auswahlen für das Kriterium „Ökologische Belastungen“ - Teil 2/2

	KER_dB (NG*)	KER_kB1 (NG*)	KER_kB2 (NG*)	KUP_dW1 (NG*)	KUP_dW2 (NG*)	KUP_kE1 (NG*)	KUP_kE2 (NG*)	KUP_kS (NG*)	NAH_kD (NG*)	PAP_kD (NG*)	STA_dW (NG*)	STA_kE (NG*)	STA_kW (NG*)	UMF_dE (NG*)	UMF_kE1 (NG*)	UMF_kE2 (NG*)	ZEM_kB (NG*)
Ermittlung																	
Berechnung																	
Literatur									●	●							
Expert:innenangabe									●	●							
Schätzwert																	
Sonstige																	
Güte																	
Hoch									●	●							
Mittel																	
Gering																	
Änderungsbereich																	
Schadstoffemissionen in Innenräumen																	
Strahlung (ionisierend, optisch)																	
Elektromagnetische Felder																	
Störfälle oder Unfälle																	
Negative Auswirkungen auf Sachgüter																	
Lärm																	
Geruchsbelästigungen									●	●							
Schad- oder Nährstoffeinträge									●	●							
Schädigung von Tieren																	
Sonstige									●	●							

Tabelle 252: Getroffene Auswahlen für das Kriterium „Andere Ressourcen“ - Teil 1/2

	ALU_dH (NG*)	ALU_dO (NG*)	ALU_kO (NG*)	ALU_kW (NG*)	CHE_kD (NG*)	GIE_kS1 (KK*)	GIE_kS2 (KK*)	GIE_kS3 (KK*)	GIE_kS4 (NG*)	GLA_kS1 (NG*)	GLA_kS2 (NG*)	HAE_dA (NG*)	HAE_kA1 (NG*)	HAE_kA2 (NG*)	KAL_kB1 (KK*)	KAL_kB2 (NG*)	KAL_kB3 (NG*)
Ermittlung																	
Berechnung																	
Literatur																	
Expert:innenangabe					●												
Schätzwert	●					●	●	●	●	●			●		●	●	●
Sonstige																	
Güte																	
Hoch					●												
Mittel					●	●	●	●	●							●	●
Gering	●					●	●	●		●			●		●		
Änderungsbereich																	
Mineralische, nicht-metall. Rohstoffe																	
Biotische Rohstoffe						●	●	●							●		
Wasserverbrauch					●										●	●	●
Flächenbeanspruchung	●				●	●	●	●	●	●			●				
Sonstige					●												

Tabelle 253: Getroffene Auswahlen für das Kriterium „Andere Ressourcen“ - Teil 2/2

	KER_dB (NG*)	KER_kB1 (NG*)	KER_kB2 (NG*)	KUP_dW1 (NG*)	KUP_dW2 (NG*)	KUP_kE1 (NG*)	KUP_kE2 (NG*)	KUP_kS (NG*)	NAH_kD (NG*)	PAP_kD (NG*)	STA_dW (NG*)	STA_kE (NG*)	STA_kW (NG*)	UMF_dE (NG*)	UMF_kE1 (NG*)	UMF_kE2 (NG*)	ZEM_kB (NG*)
Ermittlung																	
Berechnung																	
Literatur																	
Expert:innenangabe									●	●							
Schätzwert							●	●									●
Sonstige																	
Güte																	
Hoch									●	●							
Mittel									●	●							●
Gering							●	●									
Änderungsbereich																	
Mineralische, nicht-metall. Rohstoffe																	
Biotische Rohstoffe																	●
Wasserverbrauch									●	●							●
Flächenbeanspruchung							●	●	●	●							
Sonstige									●	●							

Tabelle 254: Getroffene Auswahlen für das Kriterium „Wechselwirkungen“ - Teil 1/2

	ALU_dH (NG*)	ALU_dO (NG*)	ALU_kO (NG*)	ALU_kW (NG*)	CHE_kD (NG*)	GIE_kS1 (KK*)	GIE_kS2 (KK*)	GIE_kS3 (KK*)	GIE_kS4 (NG*)	GLA_kS1 (NG*)	GLA_kS2 (NG*)	HAE_dA (NG*)	HAE_kA1 (NG*)	HAE_kA2 (NG*)	KAL_kB1 (KK*)	KAL_kB2 (NG*)	KAL_kB3 (NG*)
Ermittlung																	
Berechnung																	
Literatur																	
Expert:innenangabe																	
Schätzwert	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Sonstige																	
Güte																	
Hoch																	
Mittel																	
Gering	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Änderungsbereich																	
Lock-in-Effekte	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Kompatibilität	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Anpassungsfähigkeit																	
Synergien						●	●	●							●		●
Nutzungs- oder Verwertungskonkurrenz																	
Sonstige																	

Tabelle 255: Getroffene Auswahlen für das Kriterium „Wechselwirkungen“ - Teil 2/2

	KER_dB (NG*)	KER_kB1 (NG*)	KER_kB2 (NG*)	KUP_dW1 (NG*)	KUP_dW2 (NG*)	KUP_kE1 (NG*)	KUP_kE2 (NG*)	KUP_kS (NG*)	NAH_kD (NG*)	PAP_kD (NG*)	STA_dW (NG*)	STA_kE (NG*)	STA_kW (NG*)	UMF_dE (NG*)	UMF_kE1 (NG*)	UMF_kE2 (NG*)	ZEM_kB (NG*)
Ermittlung																	
Berechnung																	
Literatur																	
Expert:innenangabe																	
Schätzwert	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Sonstige																	
Güte																	
Hoch																	
Mittel																	
Gering	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Änderungsbereich																	
Lock-in-Effekte	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Kompatibilität	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Anpassungsfähigkeit																	
Synergien																	●
Nutzungs- oder Verwertungskonkurrenz																	
Sonstige																	

Tabelle 256: Getroffene Auswahlen für das Kriterium „Akzeptanz“ - Teil 1/2

	ALU_dH (NG*)	ALU_dO (NG*)	ALU_kO (NG*)	ALU_kW (NG*)	CHE_kD (NG*)	GIE_kS1 (KK*)	GIE_kS2 (KK*)	GIE_kS3 (KK*)	GIE_kS4 (NG*)	GLA_kS1 (NG*)	GLA_kS2 (NG*)	HAE_dA (NG*)	HAE_kA1 (NG*)	HAE_kA2 (NG*)	KAL_kB1 (KK*)	KAL_kB2 (NG*)	KAL_kB3 (NG*)
Ermittlung																	
Berechnung																	
Literatur																	
Expert:innenangabe																	
Schätzwert	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Sonstige																	
Güte																	
Hoch																	
Mittel	●	●	●	●		●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Gering					●										●		
Änderungsbereich																	
Hersteller Anlagentechnik	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Technologieanwender	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Lokales Umfeld																	
Finanziers, Investoren, Anteilseigner																	
Breite Öffentlichkeit und Politik	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Andere Stakeholder																	

Tabelle 257: Getroffene Auswahlen für das Kriterium „Akzeptanz“ - Teil 2/2

	KER_dB (NG*)	KER_kB1 (NG*)	KER_kB2 (NG*)	KUP_dW1 (NG*)	KUP_dW2 (NG*)	KUP_kE1 (NG*)	KUP_kE2 (NG*)	KUP_kS (NG*)	NAH_kD (NG*)	PAP_kD (NG*)	STA_dW (NG*)	STA_kE (NG*)	STA_kW (NG*)	UMF_dE (NG*)	UMF_kE1 (NG*)	UMF_kE2 (NG*)	ZEM_kB (NG*)
Ermittlung																	
Berechnung																	
Literatur																	
Expert:innenangabe																	
Schätzwert	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Sonstige																	
Güte																	
Hoch																	
Mittel	●	●	●	●	●	●	●	●		●	●	●	●	●	●	●	●
Gering									●								
Änderungsbereich																	
Hersteller Anlagentechnik	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Technologieanwender	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Lokales Umfeld																	
Finanziers, Investoren, Anteilseigner																	
Breite Öffentlichkeit und Politik	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Andere Stakeholder																	

Tabelle 258: Getroffene Auswahlen für das Kriterium „Wettbewerbsfähigkeit“ - Teil 1/2

	ALU_dH (NG*)	ALU_dO (NG*)	ALU_kO (NG*)	ALU_kW (NG*)	CHE_kD (NG*)	GIE_kS1 (KK*)	GIE_kS2 (KK*)	GIE_kS3 (KK*)	GIE_kS4 (NG*)	GLA_kS1 (NG*)	GLA_kS2 (NG*)	HAE_dA (NG*)	HAE_kA1 (NG*)	HAE_kA2 (NG*)	KAL_kB1 (KK*)	KAL_kB2 (NG*)	KAL_kB3 (NG*)
Ermittlung																	
Berechnung																	
Literatur																	
Expert:innenangabe																	
Schätzwert	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Sonstige																	
Güte																	
Hoch																	
Mittel																	
Gering	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Änderungsbereich																	
Arbeitsplätze																	
Produktionskapazitäten																	
Forschung und Entwicklung	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Technologieführerschaft	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Ökonomische Synergien	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Sonstige																	

Tabelle 259: Getroffene Auswahlen für das Kriterium „Wettbewerbsfähigkeit“ - Teil 2/2

	KER_dB (NG*)	KER_kB1 (NG*)	KER_kB2 (NG*)	KUP_dW1 (NG*)	KUP_dW2 (NG*)	KUP_kE1 (NG*)	KUP_kE2 (NG*)	KUP_kS (NG*)	NAH_kD (NG*)	PAP_kD (NG*)	STA_dW (NG*)	STA_kE (NG*)	STA_kW (NG*)	UMF_dE (NG*)	UMF_kE1 (NG*)	UMF_kE2 (NG*)	ZEM_kB (NG*)
Ermittlung																	
Berechnung																	
Literatur																	
Expert:innenangabe																	
Schätzwert	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Sonstige																	
Güte																	
Hoch																	
Mittel																	
Gering	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Änderungsbereich																	
Arbeitsplätze																	
Produktionskapazitäten																	
Forschung und Entwicklung	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Technologieführerschaft	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Ökonomische Synergien	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Sonstige																	