

Analyse und Bewertung des Elektrizitätssystems und des Wärmesystems der Wohngebäude in Deutschland

Zur Erlangung des akademischen Grades
eines Doktors der Ingenieurwissenschaften
(Dr.-Ing.)

von der Fakultät für Wirtschaftswissenschaften
des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT)

genehmigte
DISSERTATION

von
Dipl.-Wi.-Ing. Erik Merkel

Tag der mündlichen Prüfung: 30. Mai 2016

Referent: Prof. Dr. Wolf Fichtner

Korreferent: Prof. Dr. Kay Mitusch

Kurzfassung

Die vorliegende Arbeit befasst sich mit der Analyse und Bewertung der Entwicklung des Elektrizitätssystem und des Wärmesystems der Wohngebäude in Deutschland bis zum Jahr 2050. Das Untersuchungsziel besteht dabei neben einer Analyse der zeitlichen Veränderung der Teilenergiesysteme insbesondere darin, das Potenzial von innovativen Technologien an der Schnittstelle von Elektrizität und Wärme zu identifizieren sowie die Entwicklung vor dem Hintergrund der definierten energie- und klimapolitischen Ziele im Wärmesystem der Wohngebäude zu bewerten.

Zur Umsetzung des Lösungskonzepts wird eine Modellkopplung zweier optimierender Ansätze verwirklicht. Darin wird ein Modell dezentraler Wärmeversorgungssysteme, in welchem für Kombinationen aus verschiedenen Versorgungssystemen und Wohngebäuden die ausgabenminimale Kapazitäts- und Einsatzplanung aus Individualsicht durchgeführt wird, mit einem Optimiermodell aus gesamtgesellschaftlicher Sicht zusammengeführt. In Letzterem werden das nationale Elektrizitätssystem sowie das Wärmesystem der Wohngebäude in Deutschland unter geringstmöglichen Ausgaben optimiert. Zentrale Elemente bei der Umsetzung des Lösungskonzepts stellen dabei die methodische Erweiterung des Modellerzeugers, welche der Vermeidung des aus der Produktionstheorie bekannten Technologiemitteffektes dient, sowie die Entwicklung eines Dekompositionsverfahrens zur Lösung bestimmter Instanzen des Modells dezentraler Wärmeversorgungssysteme dar.

Der entwickelte Ansatz ermöglicht es somit erstmalig, neben einer auf einer Vielzahl von Szenarien basierenden Analyse der Entwicklung des Wärmesystems der Wohngebäude auch eine Bewertung der Erreichung dessen energie- und klimapolitischer Ziele im optimierenden Systemkontext durchzuführen. Gleichzeitig wird ein im Vergleich zu bestehenden Arbeiten signifikant erhöhter Detaillierungsgrad in der Abbildung des dezentralen Wärmesystems erzielt.

Abstract

The present work investigates the evolution of the electricity system and the heat system of the residential buildings in Germany until 2050. The aim of the research work relates to the analysis of the temporal evolution of the investigated energy systems as well as of the potential of innovative technologies at the interface of electricity and heat along with the assessment of the goals of climate and energy policy in the heat system of the residential sector.

For the analysis, a model-based approach is established. Therein a coupling of two models is realised developing and combining the national energy system model TIMES-HEAT-POWER which encompasses the electricity system and the residential heat system and an optimisation model of decentralised heat supply systems. Whereas the first aims at the investigation of the energy system from a societal perspective determining the optimal technology choice as well as the capacity and dispatch under cost minimality the second has a specific focus on the heat system within the system boundaries of a building taking into account a high level of technical detail of the technologies and also determining the optimal energy system under least cost. Further central aspects of the modelling approach relate to the methodological extension of TIMES-HEAT-POWER in order to avoid the technology mix effect known from production theory as well as the development of a decomposition approach for the solution of complex instances of the optimisation model of decentralised heat supply systems.

The established approach thus allows for an in-depth analysis of the evolution of the electricity system and the heat system of the residential buildings as well as the assessment of climate and energy targets of the latter in an optimising system context. Likewise, a level of detail in modelling the heat system is attained that is significantly elevated in comparison to related work.

Inhaltsverzeichnis

Kurzfassung	i
Abstract	iii
Inhaltsverzeichnis	v
Abbildungsverzeichnis	x
Tabellenverzeichnis	xvi
Symbolverzeichnis	xix
Abkürzungsverzeichnis	xxviii
1 Einleitung	1
1.1 Ausgangslage und Problemstellung	1
1.2 Zielsetzung und Lösungsweg	4
1.2.1 Zielsetzung	4
1.2.2 Lösungsweg	4
2 Stand der Forschung und Forschungsbedarf	9
2.1 Modellunabhängige Untersuchung dezentraler Wärmeversorgung von Wohngebäuden	9
2.2 Modellgestützte Untersuchung dezentraler Wärmeversorgung von Wohngebäuden	12
2.2.1 Dezentrale Wärmeversorgung in Energiesystemmodellen mit nationalem Betrachtungsfokus	12
2.2.2 Dezentrale Wärmeversorgung in Optimiermodellen auf Gebäudeebene	22
2.2.3 Zusammenfassung des Forschungsbedarfs	32
3 Das Wärmesystem der Wohngebäude in Deutschland	33
3.1 Rahmendaten	34
3.1.1 Rahmenbedingungen des nationalen Energiesystems	34
3.1.2 Struktur des Wohngebäudebestands	37
3.1.3 Struktur der Beheizung der Wohngebäude	40
3.2 Kraft-Wärme-Kopplung	43
3.2.1 Prinzip	43
3.2.2 Technologien der mikro-Kraft-Wärme-Kopplung	45

3.2.3	Technische Bewertungskennzahlen	52
3.2.4	Dimensionierung von KWK-Anlagen.....	54
3.2.5	Betriebsführungskonzepte von KWK-Systemen.....	57
3.2.6	Zuteilungsverfahren der Erzeugnisse der Kuppelproduktion.....	58
3.3	Energie- und umweltpolitische Rahmenbedingungen	60
3.3.1	Klimaschutzziele.....	60
3.3.2	Ordnungsrechtliche Instrumente	62
3.3.3	Förderinstrumente/-programme	67

4 Ein Modell zur Analyse des nationalen Elektrizitätssystems und Wärmesystems der Wohngebäude 69

4.1	Überblick über Ansätze der Energiemodellierung.....	70
4.2	Anforderungsprofil an das zu entwickelnde Modell und Methodenauswahl.....	73
4.3	Der Modellerzeuger TIMES	75
4.4	Modellstruktur.....	77
4.5	Abbildung des Elektrizitätssystems	79
4.5.1	Abbildung des konventionellen Kraftwerksparks.....	79
4.5.2	Kraftwerkstechnologien auf Basis erneuerbarer Energieträger	85
4.6	Abbildung des Wärmesystems der Wohngebäude	87
4.6.1	Typologisierung des Wohngebäudebestands zu der Modellierung der thermischen Nachfrage.....	87
4.6.2	Quantitative Charakterisierung des Wohngebäudebestands	88
4.6.3	Energetische Charakterisierung des Wohngebäudebestands	90
4.6.4	Berücksichtigung energieinfrastruktureller Kriterien	96
4.6.5	Berücksichtigung des Bestands von Wärmeversorgungstechnologien nach Quantität und Auswechselzeitpunkt.....	96
4.6.6	Resultierende Klassifizierung des Wohngebäudebestands.....	99
4.6.7	Definition und Abbildung der Wärmeversorgungsstechnologien ..	100
4.6.8	Definition und Abbildung von Maßnahmen zur energetischen Sanierung der Wohngebäude	103
4.7	Mathematische Modellbeschreibung.....	105
4.7.1	Zielfunktion	105
4.7.2	Bilanzierungsungleichungen	106
4.7.3	Intertemporale Gleichungen.....	107
4.7.4	Verfügbarkeiten.....	107
4.7.5	Abbildung energie- und klimapolitischer Ziele	108

5	Der Technologiemixeffekt bei Wärmeversorgungssystemen	111
5.1	Theoretische Betrachtung.....	111
5.2	Übertragung auf Wärmeversorgungstechnologien	113
5.3	Methodische Erweiterung des Modellerzeugers TIMES.....	119
5.3.1	Bildung von Wärmeversorgungssystemen.....	121
5.3.2	Sicherstellung der Exklusivität der Wärmeversorgungssysteme	124
5.3.3	Implementierung der methodischen Erweiterung in TIMES.....	126
6	Ein Optimiermodell dezentraler Wärmeversorgungssysteme.....	131
6.1	Überblick über den Modellierungsansatz	132
6.2	Mathematische Modellbeschreibung	133
6.2.1	Größendegression der Investition und stückweise lineare Approximation	133
6.2.2	Zielfunktion	136
6.2.3	Variable Ausgaben und Einnahmen.....	136
6.2.4	Fixe Ausgaben.....	137
6.2.5	Wesentliche Nebenbedingungen	137
6.2.6	Abbildung von diskreten Betriebsmodi	140
6.3	Das Dekompositionsverfahren nach Benders	142
6.3.1	Einordnung des Verfahrens	142
6.3.2	Mathematische Formulierung des Problems der optimalen Konfiguration von Wärmeversorgungssystemen	144
6.4	Anbindung an TIMES-HEAT-POWER.....	151
7	Modellaufbau und numerische Annahmen.....	155
7.1	Planungshorizont und zeitliche Differenzierung.....	156
7.1.1	Annahmen in TIMES-HEAT-POWER.....	156
7.1.2	Annahmen im Optimiermodell dezentraler Wärmeversorgungssysteme	158
7.2	Technisch-wirtschaftliche Annahmen zu den Technologien im Elektrizitäts- und Wärmesystem.....	160
7.2.1	Technologien des Elektrizitätssystems.....	160
7.2.2	Technologien des Wärmesystems	164
7.2.3	Maßnahmen zur energetischen Sanierung der Wohngebäude.....	167

7.3	Lastprofile der Nachfrage nach Elektrizität sowie Raumwärme und Trinkwarmwasser	169
7.4	Entwicklung der Preise für Energieträger	172
7.5	Ausgaben und Vergütungen für Elektrizität	175
7.6	Entwicklung der Preise für CO ₂ -Zertifikate.....	176
7.7	Entwicklung des Zubaus von Kraftwerken auf Basis erneuerbarer Energieträger	178
7.8	Entwicklung der Nachfrage nach Elektrizität sowie Raumwärme und Trinkwarmwasser	180
7.8.1	Nachfrage nach Elektrizität.....	180
7.8.2	Nachfrage nach Raumwärme und Trinkwarmwasser in Wohngebäuden	183
7.9	Emissions- und Primärenergiefaktoren	186
7.10	Bilanzierungsprinzipien	189
7.11	Diskontierungssatz und Basisjahr.....	191
8	Einsatz der entwickelten Modelle auf das deutsche Elektrizitätssystem und das Wärmesystem der Wohngebäude	193
8.1	Szenariendefinition.....	194
8.2	Ergebnisse der Modellrechnungen	199
8.2.1	Einfluss methodischer Erweiterungen auf die Modellergebnisse	199
8.2.2	Ergebnisse des Optimiermodells dezentraler Wärmeversorgungssysteme	205
8.2.3	Ergebnisse aus TIMES-HEAT-POWER.....	232
9	Schlussfolgerungen und Ausblick	277
9.1	Schlussfolgerungen aus den Modellrechnungen.....	277
9.1.1	Schlussfolgerungen aus dem Optimiermodell dezentraler Wärmeversorgungssysteme	277
9.1.2	Schlussfolgerungen aus TIMES-HEAT-POWER	279
9.2	Kritische Reflexion des entwickelten Ansatzes	281
9.2.1	TIMES-HEAT-POWER.....	281
9.2.2	Optimiermodell dezentraler Wärmeversorgungssysteme	292
9.2.3	Kritische Reflexion der Modellkopplung	293
9.3	Ausblick	298

9.3.1 Erweiterungen um inhaltliche Aspekte.....	298
9.3.2 Erweiterung um methodische Aspekte	304
10 Zusammenfassung.....	309
Anhang	317
Literaturverzeichnis.....	321

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1-1:	Anschauliches Vorgehen zur Umsetzung des Lösungskonzepts.....	6
Abb. 3-1:	Aufteilung des Endenergieverbrauchs in Deutschland nach Sektor und Energieträger im Jahr 2014	35
Abb. 3-2:	Entwicklung der energiebedingten Emissionen von CO ₂ in Deutschland	36
Abb. 3-3:	Aufteilung des Endenergieverbrauchs des Sektors der privaten Haushalte in Deutschland nach Energieanwendung und Energieträger im Jahr 2014.....	37
Abb. 3-4:	Bestand an Wohngebäuden nach Anzahl der Gebäude und Wohneinheiten sowie nach Wohnfläche für die Gebäudegrößenklassen in Deutschland im Jahr 2013	38
Abb. 3-5:	Durchschnittliche Wohnfläche je Wohneinheit und Person sowie Anzahl der Personen je Wohneinheit für die Gebäudegrößenklassen in Deutschland im Jahr 2010.....	40
Abb. 3-6:	Aufteilung der für die Heizung in Wohngebäuden überwiegend verwendeten Energieträger auf die Gebäudegrößenklassen in Deutschland im Jahr 2010.....	41
Abb. 3-7:	Installierte Leistung der Heizanlagen im Sektor der privaten Haushalte im Jahr 2005.....	42
Abb. 3-8:	Gegenüberstellung der Energieumwandlung bei der gekoppelten und ungekoppelten Erzeugung.....	44
Abb. 3-9:	Schematischer Aufbau eines verbrennungsmotorischen BHKW	47
Abb. 3-10:	Schematischer Aufbau einer Stirlingmaschine	49
Abb. 3-11:	Schematischer Aufbau eines Brennstoffzellen-Heizgeräts mit vorgeschaltetem Reformier	52
Abb. 3-12:	Geordnete Jahresdauerlinie der beispielhaften thermischen Nachfrage eines Wohngebäudes	55
Abb. 4-1:	Klassifizierung von Energiemodellen.....	71
Abb. 4-2:	Struktur von TIMES-HEAT-POWER	78
Abb. 4-3:	Implementierung einer generischen thermischen Kraftwerkstechnologie in TIMES-HEAT-POWER.....	82

Abb. 4-4:	Implementierung eines Pumpspeicherkraftwerks in TIMES-HEAT-POWER.....	85
Abb. 4-5:	Implementierung einer generischen Kraftwerkstechnologie auf Basis erneuerbarer Energieträger in TIMES-HEAT-POWER	86
Abb. 4-6:	Häufigkeit der wohneinheitenpezifischen klassierten Wohnfläche je Gebäudegrößenklasse	90
Abb. 4-7:	Darstellung des flächenbezogenen Heizwärmebedarfs	93
Abb. 4-8:	Klassifizierung des Wohngebäudebestands in Deutschland zur Bildung von Nachfrageklassen nach thermischer Energie	100
Abb. 4-9:	Implementierung einer generischen Wärmeversorgungstechnologie in TIMES-HEAT-POWER.....	102
Abb. 4-10:	Implementierung einer generischen Wärmedämmmaßnahme in TIMES-HEAT-POWER.....	105
Abb. 5-1:	Jahresdauerlinie der thermischen Last und kapazitätsspezifische Ausgaben der Wärmewandlungstechnologien für ein beispielhaftes Wohngebäude	116
Abb. 5-2:	Überblick über die Methodik der Erweiterung der Standardversion von TIMES	121
Abb. 5-3:	Implementierung der Wärmeversorgungssysteme im Referenzenergiesystem	122
Abb. 5-4:	Implementierung eines beispielhaften Wärmeversorgungssystems über user constraints	124
Abb. 5-5:	Schematisches Vorgehen bei der methodischen Erweiterung von TIMES	127
Abb. 6-1:	Schematischer Überblick über das Optimiermodell dezentraler Wärmeversorgungssysteme	132
Abb. 6-2:	Stückweise lineare Approximation für die Investition in eine verbrennungsmotorische mKWK-Anlage.....	135
Abb. 6-3:	Stückweise lineare Approximation für die Investition in einen Wärmespeicher.....	135
Abb. 6-4:	Schematischer Ablauf des Dekompositionsverfahrens nach Benders für das Optimiermodell dezentraler Wärmeversorgungssysteme	146

Abb. 6-5:	Realisierung der Kopplung des Optimiermodells dezentraler Wärmeversorgungssysteme und TIMES-HEAT-POWER in dem hybriden Modellkonzept	151
Abb. 7-1:	Überblick über den Planungshorizont und die entscheidungsrelevanten Meilensteinjahre in TIMES-HEAT-POWER	156
Abb. 7-2:	Überblick über die zeitliche Differenzierung in TIMES-HEAT-POWER	158
Abb. 7-3:	Überblick über die zeitliche Differenzierung in dem Optimiermodell dezentraler Wärmeversorgungssysteme	160
Abb. 7-4:	Spezifische Investition der CCS-Technologien und ausgewählter Kraftwerke auf Basis von EE	163
Abb. 7-5:	Elektrischer Nettowirkungsgrad der konventionellen Kraftwerkstechnologien auf Basis fossiler Energieträger sowie der betrachteten CCS-Technologien	164
Abb. 7-6:	Spezifische Investition der KWK-Technologien und Wärmepumpen verschiedener Anlagenkapazität	167
Abb. 7-7:	Endenergieverbrauch nach Anwendungsbereich im Sektor der privaten Haushalte.....	183
Abb. 7-8:	Entwicklung der Wohnfläche (inkl. Leerstand) in Deutschland in Szenarien	185
Abb. 8-1:	Vergleich der gesamten jährlichen Ausgaben unter Annahme von konstanter und degressiver spezifischer Investition der mikro-KWK-Anlage.....	200
Abb. 8-2:	Vergleich der Ergebnisse der Standard- und detaillierten Kapazitätsplanung nach Kapazität und Erzeugung für ein beispielhaftes EFH und KMH	201
Abb. 8-3:	Entwicklung des Wärmesystems des deutschen Wohngebäudebestands für die Standard- und detaillierte Kapazitätsplanung für einen beispielhaften Modelllauf	202
Abb. 8-4:	Jahresgesamtausgaben für die Wärmeversorgungstechnologien der ungekoppelten Erzeugung	211
Abb. 8-5:	Jahresgesamtausgaben für die Wärmeversorgungstechnologien der gekoppelten Erzeugung	212

Abb. 8-6:	Jährliche direkte Emissionen von CO ₂ für die Wärmeversorgungstechnologien der ungekoppelten Erzeugung	213
Abb. 8-7:	Jährliche direkte Emissionen von CO ₂ für die Wärmeversorgungstechnologien der gekoppelten Erzeugung	214
Abb. 8-8:	Jährlicher Primärenergieverbrauch (nicht-EE) für die Wärmeversorgungstechnologien der ungekoppelten Erzeugung	216
Abb. 8-9:	Jährlicher Primärenergieverbrauch (nicht-EE) für die Wärmeversorgungstechnologien der gekoppelten Erzeugung	217
Abb. 8-10:	Einsatzplanung eines motorischen BHKW, Wärmespeichers und Gaskessels für einen Beispielwochenendtag in der Winterjahreszeit für ein Gebäude der LK 2	219
Abb. 8-11:	Einsatzplanung eines motorischen BHKW, Wärmespeichers und Gaskessels für einen Beispielwochentag in der Übergangsjahreszeit für ein Gebäude der LK 2	220
Abb. 8-12:	Einsatzplanung eines motorischen BHKW und Wärmespeichers sowie Netzbezug für einen Beispielwochentag in der Winterjahreszeit für ein Gebäude der LK 3	221
Abb. 8-13:	Darstellung der Konvergenz der unteren und oberen Schranke bei dem Dekompositionsverfahren nach Benders	222
Abb. 8-14:	Sensitivität der Jahresgesamtausgaben bezüglich der spezifischen Investition und der Vergütungshöhe für ein motorisches BHKW sowie ein Brennstoffzellen-Heizgerät	224
Abb. 8-15:	Sensitivität der direkten Emissionen von CO ₂ bezüglich der spezifischen Investition und der Vergütungshöhe für ein motorisches BHKW sowie Brennstoffzellen-Heizgerät.....	225
Abb. 8-16:	Sensitivität der Jahresgesamtausgaben bezüglich der Elektrizitäts- und Brennstoffpreishöhe für ein motorisches BHKW sowie Brennstoffzellen-Heizgerät.....	227
Abb. 8-17:	Sensitivität der direkten Emissionen von CO ₂ bezüglich der Elektrizitäts- und Brennstoffpreishöhe für ein motorisches BHKW sowie Brennstoffzellen-Heizgerät.....	228
Abb. 8-18:	Sensitivität der Jahresgesamtausgaben bezüglich der Entwicklung der Elektrizitäts- und Brennstoffpreise für ein motorisches BHKW sowie ein Brennstoffzellen-Heizgerät	230

Abb. 8-19:	Sensitivität der direkten Emissionen von CO ₂ bezüglich der Entwicklung der Elektrizitäts- und Brennstoffpreise für ein motorisches BHKW sowie Brennstoffzellen-Heizgerät.....	231
Abb. 8-20:	Entwicklung der installierten elektrischen Kapazität der Erzeugungstechnologien im deutschen Elektrizitätssystem im Basisszenario REF_A	233
Abb. 8-21:	Verlauf des Endenergieeinsatzes der Erzeugungstechnologien im Elektrizitätssystem in Deutschland im Basisszenario REF_A.....	235
Abb. 8-22:	Entwicklung der installierten thermischen Kapazität der Technologien im Wärmesystem des deutschen Wohngebäudebestands im Basisszenario REF_A	236
Abb. 8-23:	Entwicklung der installierten thermischen Kapazität der KWK-Systeme des deutschen Wohngebäudebestands im Basisszenario REF_A	238
Abb. 8-24:	Zeitliche Veränderung der Anlagentechnik sowie Wärmeschutzmaßnahmen für zwei beispielhafte Nachfrageklassen	241
Abb. 8-25:	Verlauf des Endenergieeinsatzes der Erzeugungstechnologien im Wärmesystem der Wohngebäude in Deutschland im Basisszenario REF_A	243
Abb. 8-26:	Entwicklung der eingesparten Heizwärme im Basisszenario REF_A	245
Abb. 8-27:	Entwicklung des Primärenergieeinsatzes im Basisszenario REF_A	246
Abb. 8-28:	Entwicklung der direkten und gesamten CO ₂ -Emissionen im Basisszenario REF_A	248
Abb. 8-29:	Entwicklung des Anteils erneuerbarer und fossiler Energieträger am Endenergieverbrauch des Wärmesystems im Basisszenario REF_A	249
Abb. 8-30:	Entwicklung der installierten elektrischen Kapazität der Erzeugungstechnologien im deutschen Elektrizitätssystem im Szenario ZIEL	251
Abb. 8-31:	Verlauf des Endenergieeinsatzes der Erzeugungstechnologien im deutschen Elektrizitätssystem im Szenario ZIEL	252

Abb. 8-32:	Entwicklung der thermischen Kapazität der Wärmeversorgungssysteme im Wärmesystem des deutschen Wohngebäudebestands im Szenario ZIEL.....	253
Abb. 8-33:	Verlauf des Endenergieeinsatzes der Technologien im Wärmesystem der Wohngebäude in Deutschland im Szenario ZIEL.....	256
Abb. 8-34:	Entwicklung der eingesparten Heizwärme im Zielszenario ZIEL..	257
Abb. 8-35:	Entwicklung des Primärenergieeinsatzes im Szenario ZIEL.....	258
Abb. 8-36:	Entwicklung der direkten sowie direkten und indirekten Emission von CO ₂ im Szenario ZIEL.....	260
Abb. 8-37:	Entwicklung des Anteils erneuerbarer und konventioneller Energieträger am Endenergieverbrauch des Wärmesystems im Szenario ZIEL.....	262
Abb. 8-38:	Jährliche Erzeugung von Elektrizität und Wärme der mikro-KWK-Technologien in den untersuchten Szenarien.....	264
Abb. 8-39:	Verbrauch von Elektrizität durch Wärmepumpen in den untersuchten Szenarien.....	267
Abb. 8-40:	Jährlich eingesparte Heizwärme in den untersuchten Szenarien..	270
Abb. 8-41:	Jährliche Emission von CO ₂ in den untersuchten Szenarien	272

Tabellenverzeichnis

Tab. 2-1:	Charakterisierung ausgewählter Studien zur dezentralen Wärmeversorgung in Energiesystemmodellen mit nationalem Betrachtungsfokus anhand ausgesuchter Kriterien	20
Tab. 2-2:	Ausgewählte Kriterien der untersuchten Studien zur Optimierung dezentraler Wärmeversorgungssysteme auf Gebäudeebene	29
Tab. 3-1:	Quantitative Ziele im Energiekonzept der Bundesregierung mit Relevanz zu dem Elektrizitätssystem und dem Wärmesystem der Wohngebäude	61
Tab. 3-2:	Förderung von KWK-Anlagen nach Leistungsbereich durch den gesetzlichen Zuschlag	65
Tab. 4-1:	Vor- und Nachteile von Bottom-up- und Top-down-Energiemodellen.....	72
Tab. 4-2:	Kriterien der Klassifizierung konventioneller Kraftwerkstechnologien	80
Tab. 4-3:	Charakterisierende Eigenschaften der Erzeugungstechnologien im Elektrizitätssystem und Wärmesystem der Wohngebäude in TIMES-HEAT-POWER.....	81
Tab. 4-4:	Erwartungswert und Standardabweichung für den flächenbezogenen Heizwärme- sowie den Endenergiebedarf für die Gebäudegrößenklassen	94
Tab. 4-5:	Charakterisierung der Leistungsklassen der Typgebäude.....	95
Tab. 4-6:	Prozentuale Aufteilung des Bestands von Öl- und Gaskesseln auf das Jahr des Auswechselzeitpunkts.....	98
Tab. 4-7:	Definition von Wärmeversorgungstechnologien und -systemen...	101
Tab. 5-1:	Wirtschaftliche Charakterisierung von ausgewählten Wärmeversorgungstechnologien.....	115
Tab. 5-2:	Eigenschaften des Elektrizitäts- sowie des zentralen und dezentralen Wärmesystems.....	118
Tab. 5-3:	Variablen der Erweiterung von TIMES	128
Tab. 5-4:	Nebenbedingungen der Erweiterung von TIMES (1).....	129
Tab. 5-5:	Nebenbedingungen der Erweiterung von TIMES (2).....	130

Tab. 7-1:	Technische und wirtschaftliche Charakteristika der Zubauoptionen von konventionellen Kraftwerkstechnologien	161
Tab. 7-2:	Technische und wirtschaftliche Charakteristika der Zubauoptionen der Kraftwerkstechnologien auf Basis Erneuerbarer Energien	162
Tab. 7-3:	Technische und wirtschaftliche Charakteristika der Zubauoptionen der CCS-Technologien	163
Tab. 7-4:	Datenherkunft der technischen und wirtschaftlichen Charakteristika der Technologien des Wärmesystems	165
Tab. 7-5:	Annahmen zu technischen Charakteristika der KWK-Technologien	166
Tab. 7-6:	Definition und Charakterisierung von Maßnahmenpaketen der energetischen Sanierung	169
Tab. 7-7:	Charakteristika für den Elektrizitätsverbrauch der untersuchten Gebäudetypen	171
Tab. 7-8:	Energiesystemanalytische Studien mit Relevanz für die Brennstoffpreisentwicklung	172
Tab. 7-9:	Varianten der Entwicklung der Preise fossiler Energieträger für den Großhandel in €/GJ	173
Tab. 7-10:	Varianten der Brennstoffpreisentwicklung für HH-Endverbraucher in ct/kWh	174
Tab. 7-11:	Varianten der Entwicklung des Preises von CO ₂ -Zertifikaten in €/tCO ₂	178
Tab. 7-12:	Szenariovarianten für die Entwicklung des Zubaus von Kraftwerken auf Basis erneuerbarer Energieträger in GW _{el}	179
Tab. 7-13:	Elektrizitätszeugung und -verbrauch in Deutschland von 2000 bis 2013	181
Tab. 7-14:	Varianten der Entwicklung der Nachfrage nach Raumwärme und Trinkwarmwasser in Wohngebäuden	186
Tab. 7-15:	Primärenergiefaktoren und CO ₂ -Emissionsfaktoren	188
Tab. 8-1:	Definition des Basisszenarios REF_A über die Ausprägungen relevanter Modellstellgrößen	196
Tab. 8-2:	Zusätzliche Restriktionen zu ausgewählten Modellgrößen im Zielszenario	197

Tab. 8-3:	Definition eines Szenariorahmens.....	198
Tab. 8-4:	Vergleich der Rechenzeit der Standard- und detaillierten Kapazitätsplanung auf der Basis von 10 ausgewählten Modellläufen.....	204
Tab. 8-5:	Kapazitäten der Heiztechnologien und Wärmespeicher der Systeme mit verbrennungsmotorischem BHKW	205
Tab. 8-6:	Kapazitäten der Heiztechnologien und Wärmespeicher der Systeme mit Stirlingmaschine	207
Tab. 8-7:	Kapazitäten der Heiztechnologien und Wärmespeicher der Systeme mit Brennstoffzellen-Heizgerät	208
Tab. 10-1:	Technisch-wirtschaftliche Daten zu den Wärmeversorgungstechnologien (1)	317
Tab. 10-2:	Technisch-wirtschaftliche Daten zu den Wärmeversorgungstechnologien (2)	318
Tab. 10-3:	Technisch-wirtschaftliche Daten zu den Wärmeversorgungstechnologien (3)	319
Tab. 10-4:	Auslegung der ungekoppelten Wärmeversorgungssysteme.....	320

Symbolverzeichnis

Indizes

c	$:=$	Index für Güter
chp	$:=$	Index für KWK-Technologien
ec	$:=$	Index für Energieträger
el	$:=$	Index für Elektrizität
f	$:=$	Index für Vektoren der Extremstrahlen für das unlös- bare Subproblem
i	$:=$	Index für Iteration des Dekompositionsverfahrens nach Benders
k	$:=$	Index für lineare Approximation
l	$:=$	Index für Betriebsmodus der KWK-Anlage
o	$:=$	Index für Vektoren der Extrempunkte für das lös- bare Subproblem
p	$:=$	Index für Prozesse
p_c	$:=$	Index für Wärmeversorgungssysteme zugehörig zu c
stg	$:=$	Index für Wärmespeicher
t	$:=$	Index für Modelljahre in TIMES-HEAT-POWER bzw. für Zeitschritte im Optimiermodell dezentraler Wärmever- sorgungssysteme
\bar{t}	$:=$	Index für Zeitschritte
t_B	$:=$	Index für Basisjahr
t_c	$:=$	Index für Zeitpunkt des Wechsels des Wärmeversor- gungssystems zugehörig zu c
ts	$:=$	Index für Zeitscheibe
ts^*	$:=$	Index für Spitzenlastzeitscheibe der Nachfrage nach Raumwärme und Trinkwarmwasser

Indexmengen

C	:=	Menge der Güter
C_{DEM}	:=	Menge der Güter für Wärmenachfrage
C_{EC}	:=	Menge der Güter für (Primär-)Energieträger
C_{FE}	:=	Menge der Güter für Endenergieträger
C_{GHG}	:=	Menge der Güter für die Emission von CO_2
C_{PE}	:=	Menge der Güter für Primärenergieträger
E	:=	Menge der Kanten im graphischen Netzwerk
CHP	:=	Menge der KWK-Technologien
EC	:=	Menge der Energieträger
F	:=	Menge der Vektoren f der Extremstrahlen für das unlösbare Subproblem
I	:=	Menge der Indizes der Iterationen des Dekompositionsverfahrens nach Benders
K	:=	Menge der Indizes für lineare Approximation
L	:=	Menge der Indizes für Betriebsmodi der KWK-Anlage
O	:=	Menge der Vektoren o der Extrempunkte für das lösbare Subproblem
P	:=	Menge der Prozesse im Elektrizitäts- und Wärmesystem
P_C	:=	Menge der Prozesse für Wärmeversorgungssysteme zugehörig zu c ($p_c \equiv \{p_c \in P_{SYS} : \{p_c, c\} \in E\}$)
P_{CHP}	:=	Menge der Prozesse für KWK-Technologien
P_{CON}	:=	Menge der Prozesse für Wärmeversorgungstechnologien auf Basis fossiler Energieträger
P_{EE}	:=	Menge der Prozesse für Wärmeversorgungstechnologien auf Basis Erneuerbarer Energieträger

P_H	:=	Menge der Prozesse für Wärmeversorgungstechnologien
P_{INS}	:=	Menge der Prozesse für thermische Dämmmaßnahmen
P_{PRI}	:=	Menge der Prozesse für primäre Wärmeversorgungstechnologien ($P_H \setminus \{P_{SEC}\}$)
P_{SEC}	:=	Menge der Prozesse für sekundäre Wärmeversorgungstechnologien (KWK- und solarthermische Anlagen)
P_{SOL}	:=	Menge der Prozesse für solarthermische Anlagen
P_{SRC}	:=	Menge der Prozesse zur Bereitstellung von Primärenergie
P_{STG}	:=	Menge der Prozesse für Wärmespeicher
P_{SYS}	:=	Menge der Prozesse für Wärmeversorgungssysteme ($U_c P_C$)
T	:=	Menge der Modelljahre beginnend ab 2000 in TIMES-HEAT-POWER bzw. der Zeitschritte im Optimiermodell dezentraler Wärmeversorgungssysteme
T^*	:=	Menge der Modelljahre beginnend ab 2015
T_C	:=	Untermenge von T^* den Zeitpunkt des Wechsels des Wärmeversorgungssystems zugehörig zu c bezeichnend
TS	:=	Menge der Zeitscheiben
V	:=	Menge der Knoten im graphischen Netzwerk

Modellparameter

α	:=	Zeitgewichtungsfaktor
α_{t,t_B}	:=	Diskontierungsfaktor von t auf t_B
a_p	:=	Koeffizient des Kapazitätsverhältnisses von p
$a_{p,t}$:=	Verfügbarkeitsfaktor von p in t

$a_{p,t,ts}$:=	Verfügbarkeitsfaktor von p in t und ts
β	:=	Anteil an Stunde
b_{ec}	:=	Preisdynamischer Barwertfaktor für ec
b_p	:=	Koeffizient des Kapazitätsverhältnisses von p
c	:=	Massenspezifische Wärmekapazität von Wasser
$c_{cap,fix,p}$:=	Kapazitätsspezifische fixe jährliche Ausgaben für p
$c_{cap,inv,p}$:=	Kapazitätsspezifische Investition von p
$c_{cap,op,p}$:=	Kapazitätsspezifische jahresfixe betriebsgebundene Ausgaben von p
$c_{cap,p}$:=	Kapazitätsspezifische jährliche Ausgaben von p
$c_{dec,p,t}$:=	Spezifische Stilllegungsausgaben von p in t
$c_{dem,th,unmet}$:=	Spezifische Fehlmengenausgaben je nicht erfüllter Einheit der thermischen Nachfrage
c_{ec}	:=	Spezifische Ausgaben für ec
$c_{fix,p}$:=	Jahresfixe Ausgaben für p
$c_{fix,p,t}$:=	Kapazitätsspezifische jahresfixe Ausgaben von p in t
$c_{inv,p}$:=	Kapitalgebundene jährliche Ausgaben für p
$c_{inv,p,t}$:=	Kapazitätsspezifische annuisierte Investition von p in t
$c_{p,c}$:=	Konversionsfaktor von Kapazitätseinheit zu Aktivitätseinheit von p und c
c_{ram}	:=	Anfahrtausgaben für KWK-Technologie
$c_{rev,e}$:=	Ausbringungsspezifischer Erlös für exportierte Elektrizität der KWK-Anlage
$c_{rev,i}$:=	Ausbringungsspezifischer Erlös für erzeugte Elektrizität der KWK-Anlage
$c_{rev,p,t}$:=	Variable Einnahmen für p in t

$c_{var,op,p}$:=	Ausbringungsspezifische betriebsgebundene Ausgaben von p
$c_{var,p}$:=	Ausbringungsspezifische verbrauchsgebundene Ausgaben von p
$c_{var,p,t}$:=	Variable Ausgaben von p in t
$c_{var,p,c,t,ts}$:=	Ausbringungsspezifische variable Ausgaben einschließlich Vergütungen von p zur Bereitstellung von c in t und ts
d_{ts}	:=	Dauer einer Zeitscheibe
ΔT	:=	Absolute Temperaturdifferenz zwischen Zu- und Abflussstrom des Heizwassers
$dem_{c,t}^{max}$:=	Spitzenlast von c in t
$dem_{c,t,ts}$:=	Nachfrage von c in t und ts
$dem_{c,t,ts}^h$:=	Durchschnittslast von c in t und ts
$dem_{el}(t)$:=	Nachfrage nach Elektrizität in t
$dem_{th}(t)$:=	Nachfrage nach RW und TWW in t
η^{dis}	:=	Wirkungsgrad der Wärmeverteilung
$\eta_{p,c,t}^{gen}$:=	Wirkungsgrad von p zur Bereitstellung von c in t
$\eta_{p,c,t,ts}^{stg}$:=	Wirkungsgrad von p bei Vorhaltung von c in t und ts
η_{tot}^p	:=	Brennstoffausnutzungsgrad von p
ε	:=	Kleine Zahl
$EF_{c,t}$:=	Spezifischer Emissionsfaktor von c in t
i	:=	Zinssatz
M	:=	Große Zahl
M^C	:=	Große Zahl zur Begrenzung des Energieflusses über Wärmeversorgungssysteme

M^{op}	:=	Große Zahl für Anzahl der Betriebsmodi
N^{op}	:=	Anzahl der Betriebsmodi
N^p	:=	Anzahl der Hilfspunkte für die Investition in p
p_{ts}	:=	Überhöhungsfaktor der thermische Nachfrage in ts
$PEF_{c,t}$:=	Primärenergiefaktor von c in t
pow_{max}^p	:=	Maximale Feuerungsleistung von p
pow_{min}^p	:=	Minimale Feuerungsleistung von p
q^{stg}	:=	Dissipationsverlust des Wärmespeichers im Zeitschritt
r_{ec}	:=	Preisänderungsfaktor von ec
σ	:=	Stromkennzahl für KWK-Technologie
T'	:=	Zeithorizont
TAR_t^{GHG}	:=	Ziel des Ausstoßes an CO ₂ in t
TAR_t^{PE}	:=	Ziel des Verbrauchs von Primärenergie in t
TAR_t^{RES}	:=	Ziel des Anteils erneuerbarer Energieträger in t
tim_{dow}^{chp}	:=	Minimale Stillstandszeit von KWK-Technologie
tim_{ope}^{chp}	:=	Minimale Betriebszeit von KWK-Technologie

Binäre Variablen

$\gamma_t(l)$:=	Existenz des Betriebsmodus l der KWK-Anlage in t
L_i	:=	Logische Variable
$y(t)$:=	Anfahrt der KWK-Anlage in t
y_{p_c, t_c}	:=	Existenz von p _c in t _c
$z(t)$:=	Betrieb der KWK-Anlage in t

Ganzzahlige Variablen

$x_{\text{op}}^{\text{chp}}(t)$:= Diskrete Betriebsvariable von KWK-Anlage in t

Positive Variablen

$c_{\text{cap},p}(x)$:= Kapazitätsspezifische Ausgaben von p in Abhängigkeit der Betriebsstunden x

η := Variable der Optimalitätsschnitte in MP

f := Zielfunktionswert

f_{MP}^i := Zielfunktionswert des Masterproblems bei der i-ten Iteration

f_{SP}^i := Zielfunktionswert des Subproblems bei der i-ten Iteration

i_k^p := Hilfsvariable zur Bestimmung der Investition in p

I_p := Investition in p

$\lambda_{o,p,t}^i$:= Variable des lösbaren Subproblems von p in t und i

$\lambda_{o,t}^i$:= Variable des lösbaren Subproblems in t und i

$\bar{\lambda}_{f,p,t}^i$:= Variable des unlösbaren Subproblems von p in t und i

$\bar{\lambda}_{f,t}^i$:= Variable des unlösbaren Subproblems in t und i

p_k^p := Hilfsvariable zur Bestimmung der Kapazität in p

$u_t(l)$:= Hilfsvariable für Betriebsmodus der KWK-Anlage in t

x_{cap}^p := Neu installierte Kapazität in p

$x_{\text{dem,th,unmet}}(t)$:= Pönale für nicht erfüllte thermische Nachfrage in t

$x_{\text{el}}^{\text{grid}}(t)$:= Zufluss aus dem Elektrizitätsnetz in t

$x_{\text{el,e}}^{\text{chp}}(t)$:= Elektrizitätsausbringung für externen Verbrauch (Rückspeisung) von KWK-Technologie in t

$x_{\text{el,i}}^{\text{chp}}(t)$:= Elektrizitätsausbringung für internen Verbrauch (Eigenverbrauch) von KWK-Technologie in t

$x_{p,c,t,ts}^{FIN}$:=	Energiefluss von c in p in t und ts
$x_{p,c,t,ts}^{FOUT}$:=	Energiefluss von c aus p in t und ts
$x_{p,t}^{CAP}$:=	Kumuliert installierte Kapazität in p in t
$x_{p,t}^{DEC}$:=	Stillgelegte Kapazität in p in t
$x_{p,t}^{NCAP}$:=	Neu installierte Kapazität in p in t
$x_{p,t}^{PASTI}$:=	Kumuliert installierte Kapazität in p in t-1
$x_{p,t,ts}^{ACT}$:=	Energiefluss aus p in t und ts bzw. Füllstand zu Beginn von ts in p und t
$x_{th}^p(t)$:=	Wärmeausbringung von p in t
$x_{th,in}^{stg}(t)$:=	Wärmezufuhr in Wärmespeicher in t
$x_{th,l}^{stg}(t)$:=	Füllstand von Wärmespeicher in t
$x_{th,out}^{stg}(t)$:=	Wärmeabfluss aus Wärmespeicher in t

Variablen von Typ SOS2

λ_k^p	:=	Hilfsvariable für p und k
---------------	----	---------------------------

Sonstige Symbole

$d_G^-(v)$:=	Knoteneingangsgrad von v im graphischen Netzwerk
ET_{GAS}	:=	Energieträger Erdgas
ET_{SOL}	:=	Energieträger solare Strahlung
η_{el}	:=	Elektrischer Wirkungsgrad
η_{ges}	:=	Brennstoffausnutzungsgrad
η_{th}	:=	Thermischer Wirkungsgrad

g_{BR}	:=	Gesamtnutzungsgrad
g_{el}	:=	Elektrischer Nutzungsgrad
g_{th}	:=	Thermischer Nutzungsgrad
H_i	:=	Heizwert
\dot{m}_{BR}	:=	Massenstrom des Brennstoffs
$P_{el,KWK}$:=	Elektrische Nettoleistung der KWK-Anlage
Q_{BR}	:=	Brennstoffwärmeverbrauch
Q_{EZNW}	:=	Erzeugernutzwärmeabgabe
$Q_{th,KWK}$:=	Nutzbare Wärmeerzeugung
$\dot{Q}_{th,KWK}$:=	Wärmestrom
$W_{el,KWK}$:=	Nettostromerzeugung

Abkürzungsverzeichnis

BCSS	Braunkohle-befeuertes Kraftwerk mit Kohlenstoffabscheidung
BHKW	(Verbrennungsmotorisches) Blockheizkraftwerk
BIOM	Biomasse-befeuertes Kraftwerk
BOI	Boiler
BRKO	Braunkohle-befeuertes Kraftwerk
BTF	Bauteilfläche
BREN	Brennstoffzelle
CAES	Compressed Air Energy Storage
CCGT	Combined Cycle Gas Turbine
CCS	Carbon Capture and Storage
CDM	Clean Development Mechanism
CHP	Combined Heat Power
COP	Coefficient of Performance
CRF	Capital Recovery Factor (Annuitätsfaktor)
DSP	Duales Subproblem
EE	Erneuerbare Energien
EEX	European Energy Exchange
EFH	Einfamilienhaus
EFOM	Energy Flow Optimization Model
ELEC	Electricity
EnEV	Energieeinsparverordnung
ETSAP	Energy Technology Systems Analysis Program
EZNW	Erzeugernutzwärme
FC	Fuel Cell (Brennstoffzelle)

FR	Frühling
FW(AE)	Fernwärme
GAGT	Erdgas-befeuerte Gasturbine
GAMS	General Algebraic Modelling System
GASK	Gaskessel
GCHP	Gas-driven CHP
GCCS	Erdgas-befeuertes Kraftwerk mit Kohlenstoffabscheidung
GEOT	Geothermie-Kraftwerk
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
GIS	Geoinformationssystem
GMH	Großes Mehrfamilienhaus
GT	Gasturbine
(G)GUD	(Erdgas-betriebenes) Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerk
HE	Herbst
HH	Haushalt
HOLZ	Holzofen
ICE	Internal Combustion Engine (Motor mit interner Verbrennung)
IEA	International Energy Agency
IEKP	Integriertes Energie- und Klimaprogramm
IGCC	Integrated Gasification Combined Cycle
IND	Industrie
IWU	Institut Wohnen und Umwelt
JI	Joint Implementation
KERN	Kernkraftwerk
KMH	Kleines Mehrfamilienhaus

KW	Kraftwerk
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWK-G	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
LAWA	Laufwasserkraftwerk
LB	Lower Bound
LK	Leistungsklasse
LP	Linear Programming
MARKAL	Market Allocation Model
MESSAGE	Model of Energy Supply Strategy Alternatives and their General Environmental Impacts
MFH	Mehrfamilienhaus
MI(L)P	Mixed-Integer (Linear) Programming
mKWK	mikro-Kraft-Wärme-Kopplung
MP	Masterproblem
NFK	Nachfrageklasse
NP	Nichtdeterministisch polynomielle Zeit
ÖLK	(Heiz-)Ölkessel
OLDT	Mineralöl-betriebene Dampfturbine
OLGT	Mineralöl-betriebene Gasturbine
PCC	Pulverized Coal Combustion (Kohlenstaubfeuerung)
PE	Primärenergie
PEF	Primärenergiefaktor
PELL	Pelletkessel
PEM(FC)	Proton Exchange Membrane (Fuel Cell)
PERSEUS	Programme Package for Emission Reduction Strategies in Energy Use and Supply

PHOV	Photovoltaik-Kraftwerk
PRIMES	A computable Price-driven equilibrium Model of the Energy System and markets for Europe
PV	Photovoltaik
RE	Reciprocating Engine (Kolbenmotor)
RGP	Relaxiertes globales Problem
RW	Raumwärme
SCR	Selective Catalytic Reduction
SCSS	Steinkohle-befeuertes Kraftwerk mit Kohlenstoffabscheidung
SE	Stirling Engine (Stirlingmaschine)
SO	Sommer
SOFC	Solid Oxide Fuel Cell
SOLT	Solarthermie bzw. Solarthermische Anlage
SOS2	Special ordered set of type 2 (speziell geordnete Menge vom Typ 2)
SP	Subproblem
STG	Storage
STIR	Sitrlingmaschine
STKO	Steinkohle-befeuertes Kraftwerk
TIMES	The Integrated MARKAL-EFOM System
TPV	Thermophotovoltaic System
TWW	Trinkwarmwasser
UB	Upper Bound
VER	Verkehr
VH	Verbrauch hoch
VM	Verbrauch mittel

VN	Verbrauch niedrig
WE	Wohneinheit
WET	Wochenendtag
WI	Winter
WI-OF	Wind-Offshore (Küstenferne Windkraft)
WI-ON	Wind-Onshore (Küstennahe Windkraft)
WOFF	Wind-Offshore-Kraftwerk
WONS	Wind-Onshore-Kraftwerk
WKA	Windkraftanlage
WP	Wärmepumpe
WS(P)	Wärmespeicher
WT	Werktag
ZF	Zielfunktion
ZFH	Zweifamilienhaus

1 Einleitung

1.1 Ausgangslage und Problemstellung

Angesichts der Herausforderungen des Klimawandels wird auf nationaler wie auch internationaler Ebene ein Umbau des Energiesystems hin zu einer Senkung des Ausstoßes von Kohlenstoffdioxid, Erhöhung des Anteils Erneuerbarer Energien an der Energieversorgung sowie zu einer Steigerung der Energieeffizienz angestrebt. Zur Umsetzung der Energiewende werden daher ambitionierte energie- und klimapolitische Ziele gesetzt. So hat sich die Europäische Union dazu verpflichtet, die Treibhausgasemission bis zum Jahr 2050 um 80-95 % gegenüber dem Niveau von 1990 zu mindern. Gleichwohl sieht das Energiekonzept der Bundesregierung vor, zusätzlich den nationalen Treibhausgasausstoß bis zum Jahr 2020 um mindestens 40 % gegenüber der Emissionshöhe von 1990 zu verringern. Zudem wird in dem Konzept beabsichtigt, den Anteil der Erneuerbaren Energien am gesamten Bruttoenergieverbrauch bis zum Jahr 2050 auf 60 % zu erhöhen sowie den Primärenergieverbrauch bis zum Jahr 2020 um 20 % und bis zum Jahr 2050 um 50 % gegenüber dem Niveau von 2008 zu senken.

Bei der Zielerreichung spielt auch der Wärmesektor als Teil des Energiesystems auf Grund eines hierauf entfallenden hohen Anteils der Endenergie sowie eines bedeutenden Anteils der Treibhausgasemissionen eine gewichtige Rolle. Das Wärmesystem findet daher im Energiekonzept eine besondere Berücksichtigung, indem darauf abgezielt wird, den Wärmebedarf in Gebäuden bis zum Jahr 2020 um 20 % sowie den Primärenergiebedarf in Gebäuden bis zum Jahr 2050 um 80 % gegenüber dem Niveau von 2008 abzusenken. Zusätzlich wird der geforderte Anteil der Erneuerbaren Energien am Wärmeverbrauch für das Jahr 2020 auf 14 % festgelegt.

Die Untersuchung der Wärmeversorgung des Gebäudebestands in Deutschland zeigt, dass der Bereich der Wohngebäude sowie deren dezentrale Versorgung den überwiegenden Anteil der Energieversorgung

der Gebäude ausmacht (BMW, 2015b). Im Gegensatz zu diesem herrschen in dem Bereich der Nicht-Wohngebäude sowie der zentralen Wärmeversorgung überdies eine sehr große Heterogenität unter anderem in Bezug auf die Verbrauchs- und Erzeugungsstrukturen sowie eine stark eingeschränkte Verfügbarkeit relevanter Daten vor. Aus den angeführten Gründen erweist sich die Eingrenzung des Untersuchungsfokus auf den Wohngebäudebestand beziehungsweise den Sektor der privaten Haushalte als besonders Erkenntnis bringend im Hinblick auf die Analyse des Wärmesektors.

Die Entwicklung des Wärmesystems der Wohngebäude ist jedoch auf Grund der Vielzahl der auf dieses System Einfluss nehmenden Faktoren, welche zum Beispiel die sozio-demografische Veränderung oder den technischen Fortschritt betreffen, nur schwer abzuschätzen. Gleichzeitig besitzt die Bewertung dieses Systems vor dem Hintergrund der gesteckten Ziele indessen eine besondere Relevanz, weshalb in der umfassenden und fundierten Analyse des Wärmesystems der Wohngebäude daher ein wichtiges Untersuchungsziel energie- und klimabezogener Forschung besteht.

Die Analyse des Wärmesystems der Wohngebäude zur Bewertung dessen Entwicklung und damit dessen Beitrags zur Energiewende erweist sich jedoch als eine äußerst komplexe Aufgabe. Dieser Sachverhalt ist unter anderem auf die Heterogenität der Wärmeerzeugungs- und -verbrauchsstruktur der Wohngebäude, welche vornehmlich durch dezentrale Erzeugung gekennzeichnet ist, sowie der Verflechtungen mit anderen Sektoren zurückzuführen. Insbesondere sind die Interdependenzen mit dem Elektrizitätssystem von besonderer Relevanz, da das Potenzial von Technologien an der Schnittstelle von Elektrizität und Wärme, im Besonderen von Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen und Wärmepumpen, wesentlich durch die Wechselwirkung zwischen diesen beiden Teilenergiesystemen bestimmt wird. Daher ist zur adäquaten Untersuchung dieses Potenzials eine integrierte Analyse des Wärme- und Elektrizitätssystems unbedingt erforderlich. Eine solche Potenzialstudie ist auch ge-

rade vor dem Hintergrund der aktuellen Entwicklungen des auf zunehmend fluktuierend einspeisenden Erzeugungstechnologien basierenden Elektrizitätssystems sowie der Notwendigkeit von Konzepten zu dessen Flexibilisierung wie das power-to-heat-Konzept von großer Bedeutung (Gerhardt et al., 2014).

In diesem Zusammenhang bietet die modellgestützte Energiesystemanalyse mit ihren tiefgehenden und komplexen Methoden ideale Voraussetzungen zu einer adäquaten Bewertung der Entwicklung. Daher existiert auch eine Vielzahl von Modellen mit nationalem Untersuchungsfokus, in welchen auch das Wärmesystem der Wohngebäude berücksichtigt wird (Merkel et al., 2014b).

Jedoch findet sich in den bisherigen Forschungsaktivitäten noch kein Ansatz, welcher auf Basis der mathematischen Optimierung sowie aus normativer Sicht mit Fokus auf die dezentrale Wärmeversorgung in integrierter Weise das nationale Elektrizitätssystem und das Wärmesystem der Wohngebäude als in Wechselwirkung stehende Teilenergiesysteme betrachtet. Zudem existiert noch keine Methode, welche in einem adäquaten Maß dabei detaillierte Eigenschaften der Anlagentechnik berücksichtigt. Weiterhin wird erkannt, dass die Bewertung der Erreichung der energie- und klimabezogenen Ziele im Wärmesystem der Wohngebäude in Anbetracht dessen Bedeutung in der Energiewende bisher noch keinen expliziten Forschungsgegenstand darstellt. Ferner bleiben Fragen zur Bestimmung des technisch-wirtschaftlichen Potenzials der mikro-Kraft-Wärme-Kopplung in Wohngebäuden in themenbezogenen Arbeiten unbeantwortet.

Zusammenfassend wird gefolgert, dass die Analyse und Bewertung des Wärmesystems der Wohngebäude in Deutschland in angemessener Weise bisher nur unzureichend adressiert wird.

1.2 Zielsetzung und Lösungsweg

1.2.1 Zielsetzung

Es ist daher die Zielsetzung der vorliegenden wissenschaftlichen Arbeit, einen problemadäquaten Lösungsansatz zur integrierten technisch-wirtschaftlichen Analyse und Bewertung der Entwicklung des nationalen Energiesystems, welches das Elektrizitätssystem und das Wärmesystem der Wohngebäude in Deutschland umfasst, zu entwickeln.

Hierbei ist es beabsichtigt, die technisch-wirtschaftliche Bewertung auf Basis der mathematischen Optimierung sowie aus der normativen Sicht und der aggregierten gesamtgesellschaftlichen Perspektive vorzunehmen. Darüber hinaus soll bei dem gewählten Vorgehen ein im Vergleich zu bestehenden Arbeiten signifikant erhöhter Detaillierungsgrad in der Abbildung des dezentralen Wärmesystems, insbesondere der Energiewandlungstechnologien erzielt werden und somit einen Schwerpunkt der Arbeit darstellen. Das Untersuchungsziel beziehungsweise die Neuartigkeit der Arbeit soll dabei neben einer Analyse der zeitlichen Veränderung der Teilenergiesysteme insbesondere darin bestehen, das Potenzial von innovativen Technologien an der Schnittstelle von Elektrizität und Wärme zu identifizieren sowie die Entwicklung vor dem Hintergrund der definierten energie- und klimapolitischen Ziele im Wärmesystem der Wohngebäude zu bewerten.

1.2.2 Lösungsweg

Zur Umsetzung des Lösungskonzepts wird ein optimierendes nationales Elektrizitäts- und Wärmemodell entwickelt. Dessen Zweck ist es, eine Kapazitäts- und Einsatzplanung der relevanten Systemkomponenten in den beiden Teilenergiesystemen vorzunehmen. Zur methodischen Umsetzung dieses Vorgehens wird eine Kopplung zweier optimierender Modellierungsansätze verwirklicht. Die Modellkopplung wird zum einen durch eine im Vergleich zu einem monolithischen Ansatz erhöhte Detaillierungstiefe bei der Abbildung zentraler Aspekte des dezentralen Wärmesystems motiviert, indem diese einem vorgelagerten Modell

übertragen werden. Zum anderen wird durch die Modellhybridisierung insgesamt eine Verringerung der Modellkomplexität sowie einhergehenden Rechenzeiten beabsichtigt.

Abbildung 1-1 stellt das Lösungskonzept anschaulich dar. Im Kern der Untersuchung findet sich das Energiesystemmodell TIMES-HEAT-POWER, in welchem das Elektrizitätssystem und das Wärmesystem der Wohngebäude in Deutschland abgebildet sind. Ein zentrales Element der Umsetzung des Lösungskonzepts stellt hierbei die methodische Erweiterung des Modellerzeugers TIMES dar, welche in der gemischt-ganzzahligen Programmierung begründet liegt und der Vermeidung des sogenannten Technologiemicheffektes dient. Zum anderen ist das dem Systemmodell vorgelagerte Optimiermodell dezentraler Wärmeversorgungssysteme als weiteres Kernelement des methodischen Vorgehens aufgezeigt. In diesem wird eine optimale Vorauslegung der Individualtechnologien als Teil von Versorgungssystemen im betrachteten dezentralen Wärmesystem getroffen, welche eine komplexe Planungsaufgabe in sich darstellt. Darüber hinaus stellt ein Dekompositionsverfahren, welches zur Lösung bestimmter Instanzen des Optimiermodells dezentraler Wärmeversorgungssysteme mit erhöhter Modellkomplexität entwickelt wird, ein weiteres zentrales Element bei der Umsetzung des Lösungskonzepts dar. Dieses wird auf Grundlage des Zerlegungssatzes nach Benders entwickelt und sieht eine Partitionierung des globalen Optimierproblems in Teilprobleme vor.

Es kommt schließlich innerhalb des methodischen Vorgehens zu einer Zusammenführung bzw. Kopplung sowie sequentiellen Ausführung der beiden Teilmodelle, indem die Information über die optimale Dimensionierung der Wärmeversorgungssysteme an TIMES-HEAT-POWER übergeben wird. Weiterhin werden in dem erarbeiteten Lösungskonzept sozio-demografische, technische, ökonomische und ökologische Rahmenbedingungen definiert, welche Rückkopplungen aus dem Systemgeschehen darstellen, die innerhalb der definierten Systemgrenzen nicht erfasst werden können. Diese finden daher modellexogen als

Randbedingungen in das Modell Eingang. Insgesamt ermöglicht der entwickelte Ansatz somit die Analyse und Bewertung des Elektrizitätssystems und des Wärmesystems der Wohngebäude in Deutschland.

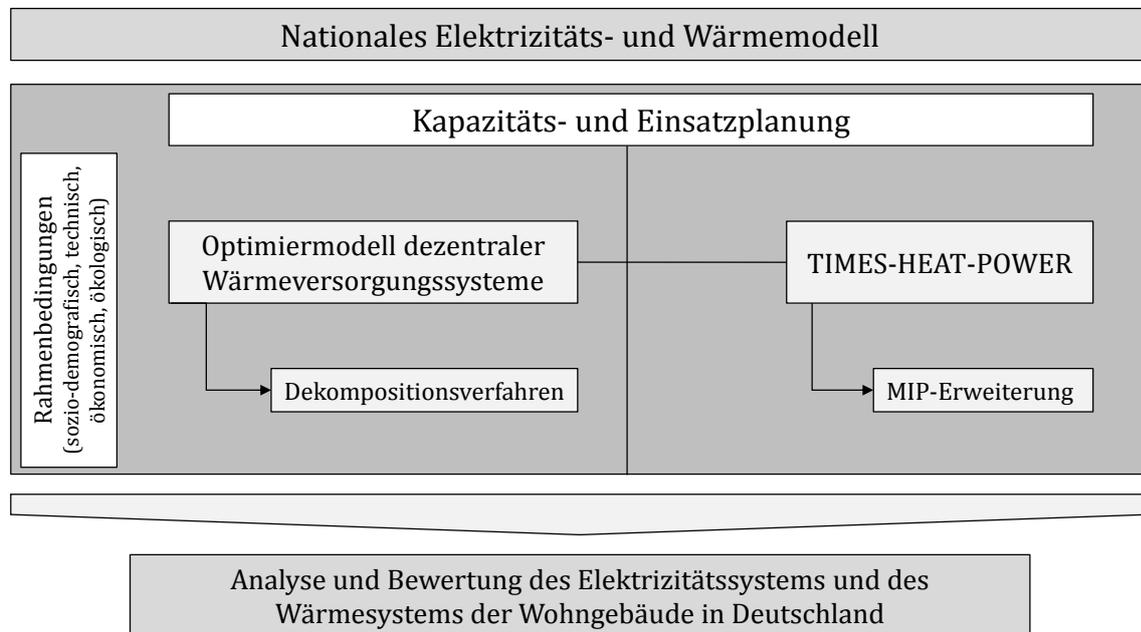


Abbildung 1-1: Anschauliches Vorgehen zur Umsetzung des Lösungskonzepts

Der Aufbau der vorliegenden wissenschaftlichen Arbeit stellt sich wie folgt dar. Im zweiten Kapitel wird der Stand der Forschung des Analysekontextes aufgezeigt und der Forschungsbedarf abgeleitet. Das dritte Kapitel widmet sich der Beschreibung wesentlicher Eigenschaften des Wärmesystems zur Schaffung zentraler Grundlagen für dessen Untersuchung. Im vierten Kapitel wird das Energiesystemmodell TIMES-HEAT-POWER, ein integriertes Modell zur Analyse des nationalen Elektrizitätssystems und des Wärmesystems der Wohngebäude, vorgestellt und dessen strukturelle und formale Charakteristika beschrieben. Die Darstellung des Technologiemixeffektes und sein Transfer auf das Wärmesystem sowie die methodische Erweiterung von TIMES-HEAT-POWER zu dessen Vermeidung schließt sich im fünften Kapitel an. Im sechsten Kapitel der vorliegenden Arbeit wird ein Optimiermodell dezentraler Wärmeversorgungssysteme entwickelt und dabei dessen mathematische Formulierung sowie ein zugehöriges Dekompositionsverfahren zur effizienten Lösung erläutert. Das siebte Kapitel weist die Datenbasis

sowie zentrale Annahmen aus, welche die Grundlage der sich anschließenden Modellrechnungen bildet. Im achten Kapitel erfolgt der Einsatz der entwickelten Modelle auf das deutsche Elektrizitätssystem und das Wärmesystem der Wohngebäude auf Grundlage eines zuvor definierten Szenariorahmens sowie eine Darlegung der hieraus gewonnenen Ergebnisse. Im neunten Kapitel werden schließlich Schlussfolgerungen aus den Modellrechnungen gezogen, die Grenzen deren Aussagekraft aufzeigt sowie ein Ausblick auf mögliche anknüpfende Forschungsthemen gegeben. Die Arbeit wird im zehnten Kapitel mit einer Zusammenfassung der wissenschaftlichen Untersuchung beschlossen.

2 Stand der Forschung und Forschungsbedarf

In diesem Kapitel wird der Stand der Forschung zur Untersuchung und Bewertung der Entwicklung des dezentralen Wärmesystems der Wohngebäude nach technischen, wirtschaftlichen und ökologischen Gesichtspunkten aufgezeigt. Dazu werden im ersten Unterkapitel bisherige Forschungsaktivitäten zur Untersuchung der dezentralen Wärmeversorgung von Wohngebäuden angeführt, welche nicht auf Basis einer Modellentwicklung und somit modellunabhängig erfolgen. Im darauffolgenden Unterkapitel werden dagegen modellgestützte Untersuchungsansätze präsentiert und dabei zwischen Ansätzen, welche die dezentrale Wärmeversorgung in Energiesystemmodellen mit nationalem Betrachtungsfokus analysieren, von solchen, in welchen dezentrale Wärmeversorgung auf der Gebäudeebene optimiert wird, unterschieden. Das Kapitel wird mit einer zusammenfassenden Darstellung des Forschungsbedarfs beschlossen.

Die Textpassagen in Kapitel 2.2.1 bzw. Kapitel 2.2.2 stützen sich dabei in weiten Teilen auf die Ausführungen in Merkel et al. (2014b) bzw. Merkel et al. (2015).

2.1 Modellunabhängige Untersuchung dezentraler Wärmeversorgung von Wohngebäuden

Unter den Forschungsaktivitäten zu der dezentralen Wärmeversorgung von Wohngebäuden situiert sich eine Reihe von Studien, in welchen der Betrachtungsschwerpunkt auf die Heizanlagentechnik von (Wohn-)Gebäuden gelegt wird. Dabei werden verschiedene Wärmeversorgungssysteme technisch und wirtschaftlich bewertet sowie einander vergleichend gegenübergestellt. Stellvertretend sei hier auf die Studien in BBR (2008), ASUE (2011), Bettgenhäuser et al. (2011), DENA (2012a) und IER (2012) verwiesen. Diesen ist gemein, dass sie für einzelne Technologien und deren Kombinationen für ausgewählte (Wohn-)Gebäude, die

sich u.a. in der Wohnfläche, dem Baualter und Sanierungszustand unterscheiden, Kennzahlen auf Basis der dynamischen Investitionsrechnung aus einzelwirtschaftlicher Sicht ausweisen. Dabei steht die Auswahl einer ausgabenminimalen Versorgungsoption des Gebäudeobjekts mit Elektrizität und Wärme im Vordergrund, welche sich zumeist auf Grundlage der geringsten jährlichen Ausgaben für die Energiedienstleistung ergibt. Hinsichtlich der zeitlichen Differenzierung wird zumeist die Jahresebene gewählt, so dass die Analyse auf Basis einer Durchschnittsbetrachtung, beispielsweise für den jährlichen Energieverbrauch durchgeführt wird.

Andere Studien richten das Augenmerk hingegen auf die wirtschaftliche Bewertung von energetischen Sanierungsmaßnahmen, also solche, die an der Gebäudehülle durchgeführt werden und dadurch den Wärmebedarf senken. Auch diese Studien beruhen weitestgehend auf der dynamischen Investitionsrechnung zur Quantifizierung der Ausgaben einer durch die Sanierungsmaßnahme eingesparten Einheit (End-)Energie. Hierzu seien beispielhaft die Studien in IWU (2006) und BBR (2008) angeführt.

Zudem existieren Untersuchungen, in welchen sowohl die Anlagentechnik als auch die Gebäudehülle integriert betrachtet und mit Hilfe technischer, wirtschaftlicher und ökologischer Indikatoren bewertet werden. Hierbei kommt es zu einer Abwägung verschiedener Investitionsalternativen, indem eine zum Beispiel unter wirtschaftlichen Aspekten optimale Anlagen- oder Sanierungsoption und gegebenenfalls auch ein Maßnahmenpaket ermittelt wird. In Bezug auf Analysen zur integrierten Betrachtung von Anlagentechnik und Sanierungsmaßnahmen sei exemplarisch auf die Arbeiten in BBR (2008) und Immendoerfer et al. (2014) verwiesen.

Auch finden sich Studien zum Wärmesystem, welche den Fokus auf einzelne Technologien und deren Potenzial zur Diffusion richten. So werden in Pehnt et al. (2006) verschiedene Aspekte der mikro-Kraft-Wärme-Kopplung wie deren Wirtschaftlichkeit aus einzelwirtschaftlicher Sicht, technische Integration und rechtliche Rahmenbedingungen

analysiert, um somit Aussagen zu deren Marktdiffusionspotenzial treffen zu können. Spitalny et al. (2014) setzen in ihrer Untersuchung dagegen den Schwerpunkt auf mikro-KWK-Anlagen und Wärmepumpen zur Schätzung des ökonomischen Potenzials mit Hilfe von Kennzahlen aus der dynamischen Investitionsrechnung.

Bei der Untersuchung der dezentralen Wärmeversorgung von Wohngebäuden kann festgestellt werden, dass die Zusammenhänge zwischen dem Elektrizitäts- und Wärmesystem sowie innerhalb dieser Teilenergiesysteme, z.B. bei den Wechselwirkungen von Gebäude- und Anlagentechnik, vielfältig und komplex sind. Gleichzeitig stellen die Interdependenzen zwischen den Teilenergiesystemen wesentliche Treiber für das Potenzial (innovativer) Schnittstellentechnologien, wie verbrennungsmotorischer Blockheizkraftwerke, Brennstoffzellen oder Wärmepumpen, dar. Die aufgezeigten Studien der modellunabhängigen Untersuchung sind jedoch nicht oder nur bedingt imstande, jene Treiber aus den Wechselwirkungen zu erfassen und in die Bewertung miteinzubeziehen. Daher sind für jene Studien eine Ungenauigkeit im Bewertungsansatz und damit eine geringere Belastbarkeit der Ergebnisse festzustellen.

Aus diesen Gründen wird angestrebt, einen Bewertungsansatz bzw. eine Methodik zu identifizieren, die die aufgezeigten Schwächen überwindet und die Problemstellung der Untersuchung und Bewertung der Entwicklung des dezentralen Wärmesystems der Wohngebäude in angemessener Weise adressiert. Hierfür bietet die Energiesystemanalyse mit ihren modellgestützten Untersuchungen eine adäquate Möglichkeit, die Zusammenhänge im Systemgeschehen zu analysieren und somit die Entwicklung des Elektrizitätssystems und des Wärmesystems der Wohngebäude zu bewerten (Möst et al., 2009). Daher werden modellgestützte Untersuchungen der dezentralen Wärmeversorgung von Wohngebäuden mittels Methoden aus der Energiesystemanalyse im Kapitel 2.2 eingehender betrachtet.

2.2 Modellgestützte Untersuchung dezentraler Wärmeversorgung von Wohngebäuden

2.2.1 Dezentrale Wärmeversorgung in Energiesystemmodellen mit nationalem Betrachtungsfokus

In einer Vielzahl von Studien werden Modelle entwickelt, um Wärmeversorgung auf der nationalen Ebene zu untersuchen. Hierbei wird häufig ein Energiesystem analysiert, welches mehrere Sektoren umfasst, wie den Elektrizitäts-, Industrie- sowie den Gewerbe-, Handels-, Dienstleistungssektor und den Sektor der privaten Haushalte. Die sektorübergreifende Implementierung ermöglicht es im Gegensatz zu Modellen, in denen das Wärmesystem isoliert betrachtet wird, die Interaktionen zwischen den Teilenergiesystemen zu erfassen und dabei kohärentere Ergebnisse für das Wärmesystem zu erzielen. Im Folgenden werden Studien zur Entwicklung des Wärmesystems der Wohngebäude in Deutschland, welche auf einem optimierenden Verfahren basieren, angeführt und hinsichtlich deren Methodik sowie Kernaussagen beschrieben.

Nationale Mehrsektorenmodelle, welche das Wärmesystem des Wohngebäudesektors integrieren, finden sich für Deutschland in jüngeren Forschungsaktivitäten in mehreren Studien. So wird in Schlesinger et al. (2010) die Entwicklung des deutschen Energiesystems bis zum Jahr 2050 in Referenzszenarien, in welchen die gegenwärtigen Politiken in die Zukunft fortgeschrieben werden, wie auch in Zielszenarien, welche die Erreichung der Treibhausgasminderungsziele und die Ziele zum Anteil aus Erneuerbaren Energien zur Prämisse haben, untersucht. Dabei werden die Endenergieverbräuche detailliert nach den Sektoren und die Entwicklung des Kraftwerksparks analysiert und ebenso ökonomische Wirkungen und Aspekte der Versorgungssicherheit diskutiert. Zur Modellierung des Sektors der privaten Haushalte einschließlich dessen Wärmesystems werden Bottom-up-Modelle basierend auf Simulationsverfahren und ökonometrischen Verfahren verwendet, während die Abbildung des Kraftwerksparks auf einem Optimierverfahren unter Verwendung technischer und wirtschaftlicher Parameter beruht, welches

die ausgabenminimale Bedienung der Nachfrage nach Elektrizität in Europa auch unter Einbezug der Kraft-Wärme-Kopplung in Deutschland vorsieht. Im Ergebnis wird für das Wärmesystem des Sektors der privaten Haushalte ein Rückgang der Endenergie auf ca. 73,6 % im Referenzszenario und auf ca. 47,8-52,7 % in den Zielszenarien im Jahr 2050 mit einem Anteil der Erneuerbaren Energien von ca. 33,7 % bzw. ca. 46,0-48,9 % ermittelt. Die energiebedingten Treibhausgase reduzieren sich im Sektor der privaten Haushalte dabei um ca. 54,3 % im Referenz- und um ca. 80,0-82,9 % in den Zielszenarien.

Auch in Nitsch et al. (2012) wird die Entwicklung des Wärmesystems des deutschen Wohngebäudebestands in einem Mehrsektorenmodell szenarienbasiert vor dem Hintergrund der Erreichung der in der Energiewende verankerten klima- und energiepolitischen Ziele analysiert. Zur Abbildung des Elektrizitätsversorgungssystems kommt ein optimierender Ansatz basierend auf der gemischt-ganzzahligen linearen Optimierung zum Tragen, welcher den optimalen Einsatz des konventionellen Kraftwerksparks mit dem Ziel der Ausgabenminimierung und unter Berücksichtigung von großtechnischen Speicheroptionen, Netzrestriktionen, fluktuierender Einspeisung von Kraftwerken auf Basis erneuerbarer Energieträger und Demand Side Management-Anwendungen bestimmt. Die Entwicklung des Wärmesystems im Sektor der privaten Haushalte unterliegt hingegen der Simulation gestützt auf Annahmen zur Entwicklung des Gebäudebestands, zu energetischen Sanierungsraten, Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung und Wärmegestehungskosten der Heizanlagentechnik. Die Ergebnisse weisen für das Wärmesystem des Sektors der privaten Haushalte einen Rückgang der Endenergie auf ca. 49,4 % in den Zielszenarien im Jahr 2050 mit einem Anteil der Erneuerbaren Energien von ca. 51,9-69,8 % aus. Hierzu korrespondiert eine Minderung der gesamten CO₂-Emissionen der sektorübergreifenden Wärmeherzeugung von ca. 74,3-87,5 %.

Auch für die Untersuchungen in Matthes et al. (2013) werden für den Bilanzraum der Bundesrepublik Deutschland die einzelnen Sektoren und deren Verflechtungen betrachtet. Für das Elektrizitätssystem wird

dabei eine Kopplung eines separaten Kraftwerksinvestitions- und -einsatzplanungsmodells verwirklicht. Die Abbildung des Wärmesystems der Wohngebäude im Sektor der privaten Haushalte ist hingegen in einem dynamischen Simulationsmodell realisiert, welches den Energiebedarf der Wohngebäude sowie die Wahl von Optionen der Heizanlagentechnik und energetische Maßnahmen an der Gebäudehülle in der zeitlichen Entwicklung simuliert. Die Ergebnisse werden in zwei unterschiedlichen Szenarien, welche im einen Fall die Politiken und Maßnahmen bis zu einem gewählten Stichzeitpunkt und im anderen Fall über diesen hinausgehende zusätzliche Maßnahmen einschließen, kontrastiert. Für das Wärmesystem im Sektor der privaten Haushalte wird der Rückgang der Endenergie auf ca. 65,7-86,8 % im Jahr 2030 mit einem einhergehenden Anteil daran von ca. 24,5-39,7 % aus erneuerbaren Energieträgern abgeschätzt. Dies impliziert eine Senkung der CO₂-Emissionen im gleichen Bilanz- und Zeitraum szenarienabhängig zwischen ca. 32,0 und 67,1 %.

Ein Fokus auf die Untersuchung von leitungsgebundener Wärmeversorgung und die detaillierte Modellierung zentraler Wärmeversorgungseinheiten in einem optimierenden Mehrsektorenmodell, in welchem die dezentrale Wärmeversorgung nicht detailliert betrachtet wird, wird in Blesl et al. (2004) und Bartels (2009) gelegt.

In Blesl et al. (2004) werden im Gegensatz zu den im vorigen Absatz angeführten Studien das Wärmesystem der Wohn- und Nichtwohngebäude, das Elektrizitätssystem und andere Sektoren mit Relevanz zum Energiesystem als Teilsysteme des nationalen Energiesystems in einem einzigen Modell in integrierter Weise abgebildet, welches eine die intersektoralen Wechselwirkungen erfassende Bewertung ermöglicht. Überdies wird das Wärmesystem regionalisiert betrachtet, indem zentrale Wärmeversorgungsanlagen regionalen Wärmeversorgungseinheiten zugeordnet werden. Bis zum Jahr 2020 wird die Entwicklung des deutschen Energiesystems für ein Referenz- und ein Minderungsszenario, in welchem von einem Fortbestand der energiepolitischen Rahmenbedin-

gungen ohne verpflichtende Ziele bzw. von einer Minderung der Treibhausgasemissionen um 40 % bis 2020 gegenüber dem Niveau von 1990 ausgegangen wird, untersucht. Die Ergebnisse zeigen hierbei einen Ausbau der leitungsgebundenen Wärmeversorgung durch die Verdichtung und Erweiterung von Nah- und Fernwärmenetzen in beiden Szenarien an. Demnach nimmt der gesamte Endenergieverbrauch an Nah- und Fernwärme bzw. die Nettostromerzeugung aus KWK-Anlagen im Referenz- und Minderungsszenario um ca. 3,6 und 8,7 % bzw. um ca. 78,6 und 134,3 % bis zum Jahr 2020 gegenüber dem Niveau von 2000 zu. Gleichzeitig vermindert sich der Anteil leitungsgebundener Wärmeversorgung an der Wärmeversorgung im Sektor der privaten Haushalte im gleichen Zeitraum je nach Szenario um ca. 7,8 bzw. 0,1 %.

Bartels (2009) studiert das wirtschaftliche Potenzial des Ausbaus leitungsgebundener Wärmeversorgung in Deutschland. Hierzu sind das Wärmesystem und das Elektrizitätssystem in einem optimierenden Energiesystemmodell implementiert, wodurch wie in Blesl et al. (2004) die Zubauentscheidungen für Nah- und Fernwärmenetze modellendogen und in Wechselwirkung mit dem Elektrizitätssystem erfolgen. Die Studie kommt zu dem Ergebnis, dass eine Zunahme der bereitgestellten thermischen Energie durch leitungsgebundene Wärmeversorgung bis 2030 um bis zu ca. 20 % gegenüber dem Niveau von 2005 möglich ist, was einer Erhöhung der Elektrizitätserzeugung um bis zu ca. 158,8 % entspricht. Ähnlich den vorher angeführten Studien werden auch hier keine detaillierten Aussagen zur Entwicklung der dezentralen Wärmeversorgungssysteme, insbesondere mikro-KWK-Anlagen, getroffen.

Für Forschungsarbeiten zu optimierenden Mehrsektorenmodellen, welche auf andere Nationen angewandt werden und in welchen ebenso das Wärmesystem des Wohngebäudesektors untersucht wird, seien beispielsweise Henning (1997) für Schweden, Chen et al. (2007) für China, Simões et al. (2008) für Portugal, Kannan et al. (2009) und Anandarajah et al. (2010) für das Vereinigte Königreich, Assoumou et al. (2011) für Frankreich und Chiodi et al. (2013) für Irland angeführt.

Im Ergebnis ziehen die angeführten Studien aggregierte Schlussfolgerungen zu dem Wärmesystem des Wohngebäudesektors im Hinblick auf unter anderem individuelle Technologiepotenziale sowie Energie- und Treibhausgasemissionsminderungen. Jedoch, obwohl in den zitierten Studien betrachtet, liegt der Untersuchungsschwerpunkt dieser Modelle bisher nicht auf der dezentralen Wärmeversorgung und deren Implementierung mit einer großen (technischen) Detaillierungstiefe. Des Weiteren sind diese Arbeiten von einem hohen Abstraktionsgrad bei der Modellierung dezentraler Wärmeversorgungstechnologien gekennzeichnet. Dies führt zu der Annahme, dass kritische Aspekte bei der Planung dezentraler Wärmeversorgungstechnologien, beispielsweise die realistische Aggregation individueller Technologien zu Versorgungssystemen oder die Kapazitätsdimensionierung der Systemkomponenten, in Optimiermodellen auf der nationalen Betrachtungsebene unberücksichtigt bleiben.

Dezentrale Wärmeversorgung auf der nationalen Ebene wird auch ohne multi-sektorale Betrachtung und mit Hilfe von der Optimierung verschiedener methodischer Ansätze modelliert. Daher wird in den folgenden Abschnitten eine Auswahl entsprechender Studien zur Entwicklung des Wärmesystems des Gebäudesektors in Deutschland dargelegt und in Bezug auf deren methodischen Ansatz sowie deren Hauptergebnisse beschrieben.

Eikmeier et al. (2006) stellen einen Bottom-up-Simulationsansatz zur Quantifizierung des nationalen Potenzials der Kraft-Wärme-Kopplung vor, wodurch sich dieser Beitrag von den vorgenannten durch den Verzicht auf einen optimierenden Ansatz unterscheidet. Konkret wird der Nutzwärmebedarf für Wohngebäude und Gebäude des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen unter Zuhilfenahme von Gebäude-, Siedlungs- und Stadtkategorien determiniert und den somit erhaltenen Kategorien Wärmeversorgungsoptionen auf Basis der KWK-Technologie zugeordnet. Auf diese Weise werden Teilpotenziale für die Versorgung von Wohngebäuden mit objektbasierten und Fernwärme-KWK-Anlagen, von Nichtwohngebäuden des GHD-Sektors mit KWK-Anlagen

sowie das Potenzial industrieller und Biomasse-basierter Kraft-Wärme-Kopplung errechnet und aggregiert. Die Ergebnisse werden in Szenarien, welche sich durch eine unterschiedliche Entwicklung der Energie- und CO₂-Zertifikatspreise sowie des Zinssatzes auszeichnen, kontrastiert. Die Studie weist ein großes wirtschaftliches Potenzial der Elektrizitätserzeugung in Höhe von bis zu ca. 352 TWh_{el}/a für das Jahr 2030 aus, welches zum überwiegenden Teil mit Fernwärme-KWK-Anlagen und industrieller KWK ausgeschöpft wird. Für objektbezogene Kleinst-KWK-Anlagen im Wohnbereich wird hingegen nur ein sehr geringes wirtschaftliches Potenzial von ca. 0,3 TWh_{el}/a im Jahr 2030 ermittelt.

Bettgenhäuser (2011) bewertet die Erreichung des CO₂-Minderungsziels bis 2020 für Wohngebäude in Deutschland. Hierbei kommt ein Accounting-Modell zum Einsatz, welches u.a. Energieverbräuche, den Ausstoß von CO₂ sowie die Investition in Energieeffizienzmaßnahmen und Wärmeversorgungssysteme bestimmt. Daraus folgt, dass das Emissionsminderungsziel von 40 % im Jahr 2020 bei einer Sanierungsrate von 1 % p.a. nicht erreicht und bei einer Rate von 1,4 % p.a. knapp verfehlt wird.

Henkel (2012) untersucht die Entwicklung des Heizungsmarktes in Deutschland bis zum Jahr 2025. Der methodische Ansatz beruht dabei auf einem zweistufigen Vorgehen. So wird einerseits ein konditionales multinominales Logit-Modell zur Auswahl einer Wärmeversorgungsoption aus individueller Haushaltsperspektive und andererseits ein Simulationsmodell zur Abbildung der Bestandveränderung der Heizanlagen sowie zentraler makroökonomischer Größen verwendet. Der Autor identifiziert einen beträchtlichen Anstieg des Marktanteils von Wärmepumpen bzw. solarthermischen Anlagen auf ca. 20 % bzw. 15 % im Jahr 2025. Hingegen verbleibt das Potenzial von Pelletheizungen gering. Des Weiteren wird ein Rückgang der CO₂-Emissionen im Wärmesystem der Wohngebäude um ca. 25 % im betrachteten Zeitraum ermittelt.

Steinbach (2013) entwickelt ein agentenbasiertes Modell zur Analyse des Wärmesystems des Wohngebäudesektors in Deutschland mit Fokus auf der Bewertung der Effektivität von Politikinstrumenten zum Ausbau

der Erneuerbaren Energien und zur Implementierung von Energieeffizienzmaßnahmen. Dabei beruht die Methodik einerseits auf einem Modell zur Bestimmung der Energieeinsparung für verschiedene Gebäudetypen, Wärmeversorgungsoptionen und Energieeffizienzmaßnahmen und andererseits auf einem multinominalen Logit-Modell zur Technologiewahl von verschiedenen Entscheidertypen auf Basis von Jahresvollkosten. Der Urheber kommt zu dem Schluss, dass die derzeitigen Politikmaßnahmen zur Erreichung der energie- und klimapolitischen Ziele nicht ausreichend sind. Daher werden die Notwendigkeit der Verschärfung der regulatorischen Instrumente und der Ausbau informatorischer und finanzieller Fördermaßnahmen abgeleitet.

Stengel (2014) untersucht die Entwicklung des Wohngebäude- und Haushaltsbestands in Deutschland bis zum Jahr 2030 mit Schwerpunkt auf der Analyse des Wärmesystems und der energetischen Modernisierung vor dem Hintergrund der Bewertung umweltpolitischer Instrumente. Im Kern der Methodik steht ein akteursbasiertes Modell, in welchem auf der Ebene von Gebäuden und Haushalten die Sanierungsentscheidungen aus Sicht unterschiedlicher Akteure mit jeweiliger Entscheidungslogik abgebildet werden. Weitere Aspekte des methodischen Vorgehens umfassen multivariate Analysen sowie die Monte-Carlo-Simulation. Im Ergebnis wird unter anderem ein Bündel aus ordnungsrechtlichen, ökonomischen und suasorischen Instrumenten mit einem aus Staatssicht maximalem Gesamtnutzen abgeleitet. Weiterhin wird aus der Analyse gefolgert, dass technische Reduktionspotenziale des End- und gesamten Primärenergieverbrauchs von ca. 41 % und ca. 46 % sowie der direkten CO₂-Emission von ca. 49 % bis 2030 bei einem Ausnutzungsgrad von mindestens ca. 59 % für das wirtschaftliche Potenzial erreichbar sind.

Wünsch et al. (2014) haben zum Ziel, die Rolle der Kraft-Wärme-Kopplung im zukünftigen Elektrizitäts- und Wärmesystem in Deutschland zu untersuchen. Hierbei liegt die Bewertungsmethodik in der Kosten-Nutzen- sowie Potenzialanalyse begründet. In ersterer erfolgt ein Vergleich ungekoppelter und gekoppelter Wärmeversorgungsoptionen mit Hilfe

der dynamischen Investitionsrechnung für die Anwendung in den Sektoren Industrie, GHD sowie private Haushalte. Bei der Potenzialanalyse kommt eine GIS-basierte Betrachtung repräsentativer Modellstädte zum Tragen, in der die Ergebnisse des Wirtschaftlichkeitsvergleichs der Kosten-Nutzen-Analyse hochgerechnet werden. Ähnlich der Vorgehensweise in Eikmeier et al. (2006) werden Teilpotenziale für Fernwärme-KWK, Objekt-KWK sowie industrielle KWK unterschieden und aggregiert. Das wirtschaftliche Gesamtpotenzial der KWK bis 2050 beläuft sich entsprechend der Studie auf bis zu ca. 173 TWh_{el}/a. Für objektbezogene KWK-Anlagen wird dabei ein Potenzial von ca. 14 TWh_{el}/a ermittelt.

In Bezug auf Studien auf Basis alternativer Modellierungsansätze wie der agenten- und akteursbasierten Simulation, der systemdynamischen Modellierung, der „conditional multinomial logit“-Modellierung oder der „discrete-choice“-Analyse, welche auf andere Nationen angewandt werden, wird beispielhaft auf Mahapatra et al. (2008) für Schweden sowie Stadler et al. (2007) und Kranzl et al. (2013) für Österreich verwiesen. Eine Untersuchung der Wärmeversorgung im europäischen Kontext findet sich dagegen in Connolly et al. (2013).

Zusammenfassend charakterisiert die Tabelle 2-1 ausgewählte Studien, in welchen dezentrale Wärmeversorgung mit nationalem Betrachtungsfokus in einem Energiesystemmodell anhand ausgesuchter Kriterien untersucht wird. Hierbei ist der geographische und sektorale Fokus ebenso ausgewiesen wie der Planungshorizont und der methodische Ansatz zur Modellierung des Wärmesystems. Zudem ist angezeigt, ob der Kraftwerkspark sowie energetische Sanierungsentscheidungen modellendogen hinterlegt und weiterhin auch objektbasierte mKWK-Technologien im Bewertungsansatz implementiert sind. Schließlich wird in Tabelle 2-1 der technische Detaillierungsgrad bei der Modellierung der Wärmeversorgungssysteme bewertet wie auch angegeben, ob der Technologiemixeffekt im Wärmesystem berücksichtigt ist¹.

¹ Zu näheren Ausführungen zu dem Technologiemixeffekt wird auf Kapitel 5 verwiesen.

Tabelle 2-1: Charakterisierung ausgewählter Studien zur dezentralen Wärmeversorgung in Energiesystemmodellen mit nationalem Betrachtungsfokus anhand ausgesuchter Kriterien

Studie	Region	Sektor (HH/GHD/IND/VER)	Planungshorizont	Methodischer Ansatz zur Modellierung des Wärmesystems	Integration mit Kraftwerkspark	Berücksichtigung objektbasierter mKWK-Technologien	Energetische Sanierungsmaßnahmen modellendogen	Technischer Detaillierungsgrad Wärmeversorgungssysteme	Berücksichtigung des Technologiemixeffekts im Wärmesystem
Assoumou et al. (2011)	FR	x/x/x/x	2050	Opt.*	x	-	-	g	-
Anandarajah et al. (2010)	UK	x/x/x/x	2050	Opt.	x	-	-	g	-
Bartels (2009)	DE	x/x/x/-	2030	Opt.	x	-	-	m	-
Bettgenhäuser (2011)	DE	x/-/-/-	2020	Sim.	-	-	x	g	-
Blesl et al. (2004)	DE	x/x/x/x	2020	Opt.*	x	-	x	m	-
Blesl et al. (2007)	DE	x/x/x/x	2050	Opt.*	x	-	x	m	-
Chen et al. (2007)	CN	x/x/x/x	2050	Opt.*	x	-	-	m	-
Chiodi et al. (2013)	IE	x/x/x/x	2050	Opt.*	x	-	-	g	-
Eikmeier et al. (2006)	DE	x/x/x/-	2020	Sim.	-	x	-	g	-
Henkel (2012)	DE	x/-/-/-	2025	Sim.	-	-	-	g	-
Kannan et al. (2009)	UK	x/x/x/x	2070	Opt.	x	-	-	g	-
Kranzl et al. (2013)	AU, LT	x/-/-/-	2030	Sim.	-	-	x	m	-
Matthes et al. (2013)	DE	x/x/x/x	2030	Sim.	-	x	x	m	-
Nitsch et al. (2012)	DE	x/x/x/x	2050	Opt.	x	x	-	g	-
Rosenberg et al. (2013)	NO	x/x/x/x	2050	Opt.*	x	-	-	m	-
Schlesinger et al. (2010)	DE	x/x/x/x	2050	Sim.	x	-	-	g	-
Simões et al. (2008)	PT	x/x/x/x	2030	Opt.*	x	x	-	g	-
Steinbach (2013)	DE	x/-/-/-	2020	Sim.	-	-	x	m	-
Stengel (2014)	DE	x/-/-/-	2030	Sim.	-	-	x	m	-
Wünsch et al. (2014)	DE	x/x/x/-	2050	Sim.	-	x	-	g	-

g \triangleq gering
m \triangleq mittel

x \triangleq vorhanden
- \triangleq nicht vorhanden

Opt. \triangleq Optimierung
* \triangleq implementiert in TIMES

Sim. \triangleq Simulation

Bei der Querschnittsanalyse und Bewertung der Modellierungsansätze in den in der Tabelle 2-1 skizzierten Studien wird im Ergebnis ersichtlich, dass die Forschungsarbeiten und die entwickelten optimierenden Energiesystemmodelle keinen expliziten Fokus auf der dezentralen Wärmeversorgung und deren detaillierte Abbildung gerichtet haben. Im Besonderen findet sich keine Studie zur dezentralen Wärmeversorgung in Deutschland auf Basis eines optimierenden Verfahrens mit Planungshorizont bis 2050, welche einen erhöhten technischen Detaillierungsgrads bei der Modellierung der Wärmeversorgungssysteme verwendet. Zudem werden in keiner Arbeit sowohl der Kraftwerkspark als auch energetische Sanierungsmaßnahmen modellendogen implementiert, wie auch mKWK-Technologien berücksichtigt. Hierfür werden zwei Beweggründe angeführt. Zum einen finden sich die bestehenden Ansätze auf der nationalen und sektorübergreifenden Betrachtungsebene, was zur Folge hat, dass nicht zuletzt auf Grund der Beschränkungen in der Rechenzeit die dezentrale Wärmeversorgung in aggregierter Weise implementiert und untersucht wird. Zum anderen wird die dezentrale Wärmeversorgung in detaillierter Weise bisher nur im lokalen Betrachtungsfokus modellgestützt erforscht. Aus diesen Gründen wird eine Forschungslücke identifiziert und der Bedarf nach einer detaillierten Abbildung von dezentralen Wärmeversorgungssystemen, insbesondere KWK-Systemen, in optimierenden Energiesystemmodellen auf der Systemebene mit nationalem Betrachtungsfokus abgeleitet.

Zusammenfassend kann gefolgert werden, dass bisher kein Energiesystemmodell zur Abbildung des dezentralen Wärmesystems mit nationalem Betrachtungsfokus existiert, welches den nachfolgenden Anforderungskriterien genügt:

- Modellanwendung auf Deutschland,
- Betrachtungshorizont bis 2050 und damit Kongruenz mit quantifizierten energie- und klimapolitischen Zielen,
- Optimierender Ansatz und damit Möglichkeit der Untersuchung aus normativer Sicht,

- Integration mit dem Kraftwerkspark zur modellendogenen Einbeziehung dessen Rückkopplungen auf das Wärmesystem,
- Berücksichtigung von objektbasierten (innovativen) mikro-KWK-Technologien wie Brennstoffzellen und Stirlingmaschinen,
- Berücksichtigung von energetischen Sanierungsmaßnahmen, welche modellendogen getroffen werden und damit eine zusammenhängende Bewertung der Wechselwirkungen (mit der Anlagentechnik) innerhalb des Teilenergiesystems (Wärmesystem) ermöglichen,
- Einbezug eines hohen technischen Detaillierungsgrads bei der Modellierung der Wärmeversorgungssysteme,
- Schwerpunktsetzung innerhalb der Bewertung auf energie- und klimapolitische Ziele im Wärmesystem der Wohngebäude und
- Berücksichtigung des Technologiemixeffekts im Wärmesystem.

2.2.2 Dezentrale Wärmeversorgung in Optimiermodellen auf Gebäudeebene

Die Literatur befasst sich in großem Maße mit der Modellierung und Optimierung von dezentralen Wärmeversorgungssystemen in Wohngebäuden. Ein besonderes Interesse gilt dabei denjenigen Systemen, welche die mikro-Kraft-Wärme-Kopplung einbeziehen. Daher werden im Folgenden Studien zur Optimierung dezentraler Wärmeversorgung auf Basis der KWK-Technologie auf der Gebäudeebene angeführt und hinsichtlich deren Methodik sowie Kernaussagen beschrieben.

Unter diesen Studien führen Gamou et al. (2002) eine Optimierung der Auslegung und der Betriebsplanung einer Phosphorsäurebrennstoffzelle durch und wenden die Methodik auf ein Bürogebäude an. Der methodische Ansatz beruht auf einem hierarchischen Algorithmus, bei dem ein nicht-lineares Programm zur Dimensionierung der Anlagenkomponenten mit einem gemischt-ganzzahligen linearen Programm zur Einsatzplanung gekoppelt wird. Die Studie betrachtet Unsicherheiten in

den Energieverbräuchen und zielt auf die Minimierung des Erwartungswerts der jährlichen Gesamtausgaben ab. Es zeigt sich, dass unter Berücksichtigung von Unsicherheiten die Brennstoffzelle geringer ausgelegt wird und sich die jährlichen Ausgaben erhöhen.

Peacock et al. (2005) analysieren den Einfluss von mKWK-Systemen auf die Emissionen von CO₂ im Haushaltsbereich. Das Modell wird auf ein Gebäude im Vereinigten Königreich angewandt und bestimmt die optimalen Energieflüsse um die KWK-Einheit, die energiebezogenen Ausgaben sowie die CO₂-Einsparung. Hinsichtlich der Methodik wird eine Steuerungslogik der KWK-Einheit implementiert, welche das An- und Abfahren entsprechend der Betriebsweise in minütiger Zeitauflösung bestimmt. Die Ergebnisse zeigen für das KWK-System ein CO₂-Einsparpotenzial von ca. 9-16 % auf.

Ren et al. (2008) stellen einen Optimieransatz zur optimalen Auslegung einer mKWK-Anlage und eines Wärmespeichers vor, welcher auf die Wärmeversorgung eines zweistöckigen Wohngebäudes angewandt wird. Das Modell beruht auf der nicht-linearen gemischt-ganzzahligen Programmierung. Hierbei werden die jährlichen Ausgaben der Energieversorgung in Abhängigkeit der Kapazität der mKWK-Anlage, des Kessels und des Wärmespeichers bestimmt. Weiterhin wird eine Sensitivitätsanalyse zu den Bezugspreisen von Erdgas und Elektrizität, Einspeisetarifen und zur Emissionssteuer durchgeführt.

Hawkes et al. (2009) wenden das „unit commitment problem“ auf ein Mikronetz an, in dem auch KWK-Anlagen mittlerer Größe und Spitzenlastkessel sowie Wärmespeicher betrachtet werden. Die Autoren entwickeln ein Optimiermodell auf Basis der linearen Programmierung, um die optimalen Erzeugungskapazitäten und den Betrieb zu bestimmen. Als Restriktionen sind dabei neben Energiebilanzgleichungen und Kapazitätsbeschränkungen auch Laständerungsgeschwindigkeiten der KWK-Anlage implementiert. Die Autoren zeigen die ökonomische Vorteilhaftigkeit eines Mikronetzes gegenüber einem konventionellen Referenzsystem auf.

Fragaki et al. (2011) untersuchen die Bedingungen, unter denen mKWK-Systeme im Elektrizitätsmarkt im Vereinigten Königreich aggregiert werden und agieren können. In einem Optimierwerkzeug wird der optimale Betrieb der KWK-Anlage bestimmt sowie die optimale Auslegung der Systemkomponenten durch Kombinationen der mKWK-Anlage und des Wärmespeichers unter Maßgabe des größten Kapitalwerts abgeleitet. Es wird außerdem gezeigt, dass der Kapitalwert durch eine zugelassene Wärmedissipation erhöht werden kann.

Rubio-Maya et al. (2011) stellen einen zweistufigen Optimieransatz vor, um eingangs die optimale Superstruktur einer Polygenerationsanlage und anschließend die optimale Anlagenfahrweise zu ermitteln. Hierbei wird im ersten Schritt ein gemischt-ganzzahliges nicht-lineares Programm und im zweiten Schritt ein nicht-lineares Programm in stündlicher Zeitauflösung formuliert. Das Optimierkalkül unterliegt dabei der Minimierung des Kapitalwerts. In das Modell findet ebenso die Berücksichtigung von Teillastverhalten Eingang. Das Modell wird auf ein Objekt des GHD-Sektors angewandt, für das neben einem positiven Kapitalwert auch eine Primärenergieeinsparung von 18 % und eine Reduktion der CO₂-Emission erreicht werden.

Shaneb et al. (2011) fokussieren auf die Auslegung einer mKWK-Anlage und Spitzenlasttechnologie mit Hilfe der linearen Optimierung unter Minimierung der äquivalenten jährlichen Ausgaben. Unter den Restriktionen finden sich unter anderem Kapazitätsbeschränkungen und Bedingungen der Nachfragedeckung. Das Modell wird auf verschiedene Typen von Wohngebäuden und KWK-Technologien angewandt. Die Robustheit der Ergebnisse wird unter anderem durch Variation der Investition und der Endverbraucherpreise von Erdgas und Elektrizität bewertet.

In Barbieri et al. (2012a) wird ein Optimiermodell zur Bewertung des Einflusses des Wärmespeichers auf die Rentabilität eines mKWK-Systems entwickelt. Dazu werden vier verschiedene KWK-Technologien mit vordefinierten Kapazitäten und ein Einfamilienhaus betrachtet. Bei dem methodischen Ansatz wird ein genetischer Algorithmus verwendet, bei dem in der Fitnessfunktion die Differenz des jährlichen Cash

Flow der Energieversorgung zwischen einem ungekoppelten und einem gekoppelten System minimiert wird. Zudem werden technische Restriktionen wie Wärmespeicherfüllstände berücksichtigt. Das Ergebnis zeigt, dass Stirlingmaschinen die anderen KWK-Technologien in Bezug auf die Wirtschaftlichkeit dominieren. Außerdem wird gefolgert, dass die Größe des Wärmespeichers die thermische Leistung der KWK-Einheit nicht in linearer Weise beeinflusst.

Barbieri et al. (2012b) beschäftigen sich mit innovativen mKWK-Systemen im Kontext der Wärmeversorgung von Wohngebäuden. Die Autoren führen eine energetische und wirtschaftliche Analyse durch, in der sie die Primärenergieeinsparung und die Amortisationszeit berücksichtigen. Indem sie ihr Modell auf Zweifamilienhäuser anwenden, leiten sie optimale Wärmespeichergrößen für die betrachteten KWK-Technologien ab und variieren anschließend die Kapazität der KWK-Einheiten in einer beschränkten Schwankungsbreite.

Buoro et al. (2012) beschäftigen sich mit der Optimierung der Kapazität und des Betriebs des Energiesystems für zwei Gebäudetypen, eines mit intelligenten Automationstechnologien und eines ohne solche Technologien. Das Planungsziel wird in einem gemischt-ganzzahligen linearen Programm formuliert, in welchem auf Jahresbasis sämtliche Ausgaben der Energieversorgung erfasst werden. Dabei geht die Studie von einer beschränkten Anzahl von diskreten Wärmeversorgungsoptionen und Wärmespeichern aus. Im Ergebnis sind Absorptionsmaschinen sowie solarthermische Anlagen nicht Teil des optimierten Energiesystems in den Anwendungsfällen. Hingegen sind verbrennungsmotorische KWK-Anlagen und Wärmepumpen dessen Bestandteil.

Shaneb et al. (2012) befassen sich mit der optimalen Betriebsstrategie von mKWK-Systemen. Auch dieser Ansatz beruht auf der linearen Optimierung mit dem Ziel der Minimierung der gesamten jährlichen Systemausgaben. Als Nebenbedingungen sind neben Energiebilanzgleichungen und Kapazitätsrestriktionen auch Laständerungsgeschwindigkeiten der KWK-Anlage hinterlegt. Hierbei werden wärme- und elektrizitätsge-

fürte Betriebsweisen unterschieden. Des Weiteren wird die ökonomische Vorteilhaftigkeit in verschiedenen Szenarien im Hinblick auf u.a. Brennstoffpreisentwicklung und Vergütungssysteme kontrastiert.

Barbieri et al. (2014) entwickeln einen genetischen Algorithmus zur optimalen Auslegung einer Energieversorgungseinheit, die aus einer KWK-Anlage, einer Wärmepumpe, einer solarthermischen und PV-Anlage sowie einem Hilfskessel und Kälteerzeuger besteht, unter Minimierung des Primärenergieverbrauchs. Hierbei sind die Kapazitätsgrößen für einige Szenarien vorbestimmt und daher nicht der Optimierung überlassen. In der Validierung werden fünf Städte als Instanzen betrachtet, für die im optimierten Fall eine Primärenergieeinsparung von bis zu 21 % erzielt wird.

Bianchi et al. (2013) untersuchen im Kontext der Energieversorgung von Wohngebäuden dezentrale KWK-Systeme, welche aus einer innovativen KWK-Einheit, einem Spitzenlastkessel sowie einem Wärme- und Batteriespeicher bestehen. Die ökonomische Analyse basiert auf einem Ansatz, der logische Betriebsbedingungen und einige Beschränkungen der Fahrweise in sich vereint. Die dabei betrachteten diskreten Größen der Wärmespeicher, welche den definierten KWK-Optionen zugeordnet werden, sind vorbestimmt. Das Model wird auf ein Referenzwohngebäude in Italien angewandt. Dabei zeigt sich, dass eine signifikante Einsparung an Primärenergie erzielt werden kann sowie die Rentabilität des gesamten Systems von einer geeigneten Dimensionierung sowohl der KWK-Einheit als auch des Batteriespeichers abhängt.

In Martínez-Lera et al. (2013) wird die optimale Auslegung des Wärmespeichers für ein vordefiniertes KWK-System sowie ein Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung-System im Wohngebäude- und Dienstleistungssektor mit Hilfe eines Simulationsansatzes bestimmt und darin eine konkave Investitionsfunktion für den Wärmespeicher einbezogen. Es wird gezeigt, dass durch eine optimale Kapazitätsplanung signifikante Energieverbrauchs- und Ausgabenreduktionen erzielt werden.

Pruitt et al. (2013) stellen ein integriertes Kapazitäts- und Einsatzoptimierungsmodell vor, welches auf der gemischt-ganzzahligen nicht-linearen Programmierung beruht und technische Eigenschaften der KWK-Anlage sowie des Wärmespeichers im Detail berücksichtigt. In der Zielfunktion werden sämtliche über den Planungshorizont entstehenden Ausgaben und Einnahmen minimiert. In einer Fallstudie wird das Modell auf ein Hotel angewandt und dabei die Modellergebnisse mit den Ergebnissen von einem verwandten linearen Modell, in dem die technischen Eigenschaften vernachlässigt werden, verglichen. Die Autoren kommen zu dem Ergebnis, dass im linearen Ansatz die optimale Kapazität der KWK-Einheit um bis zu 15 % unterschätzt wird.

Letztlich formulieren Buoro et al. (2014) ein Optimierprogramm zu einem Energieversorgungssystem, welches aus einer KWK-Einheit, einem Spitzenlastkessel und einer Kompressionskältemaschine sowie aus einer solarthermischen Anlage und einem saisonalen Wärmespeicher besteht und auf der gemischt-ganzzahligen linearen Programmierung basiert. Dabei werden die jährlichen Gesamtausgaben des Versorgungssystems minimiert und in den Optimierläufen die Existenz und die Größe jeder Versorgungsoption sowie unter anderem die Energieflüsse bestimmt. Das Modell wird für einen Industriekomplex validiert, für den ermittelt wird, dass die geringsten Ausgaben für ein Versorgungssystem mit einer solarthermischen Anlagen und einem Wärmespeicher entstehen.

Ghadimi et al. (2014) analysieren das optimale Design eines dezentralen KWK-Systems mit Hinblick auf die Auslegung dessen Systemkomponenten und der Betriebsstrategie. Als nicht-lineares Optimiermodell implementiert, werden in der Auslegung der KWK-Einheit Skaleneffekte bei der Investition einbezogen. In einer Fallstudie im industriellen Kontext wird ein mittelgroßes KWK-System unter der Prämisse des maximalen Kapitalwerts und einer elektrizitätsgeführten Betriebsweise als optimal befunden.

Raine et al. (2014) untersuchen die optimale Wärmeversorgung durch ein KWK-System mit und ohne Wärmespeicher für 50 Nichtwohngebäude. Hierbei beruhen die Auslegung der KWK-Einheit auf der „maximum rectangle method“ und die des Wärmespeichers auf einem einfachen Abschätzungsverfahren². Die Ergebnisse der Studie deuten darauf hin, dass durch den Einsatz von zwei KWK-Einheiten und eines Wärmespeichers im Vergleich zu nur einer KWK-Einheit ohne Wärmespeicher die Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung signifikant gesteigert werden kann, was zu einer erhöhten Wirtschaftlichkeit und einem verminderten Ausstoß von CO₂ führt.

In der Tabelle 2-2 werden die angeführten Studien in Bezug auf eine Reihe ausgewählter Kriterien bewertet. Hierbei wird der regionale und sektorale Fokus beschrieben und darüber hinaus gezeigt, ob eine Kapazitäts- und/oder eine Einsatzplanung für das KWK-System vorgenommen wird. Weiterhin werden die betrachteten KWK-Technologien ausgewiesen und aufgezeigt, ob Wärmespeicher im KWK-System enthalten sind und, falls dies zutrifft, diese ebenso dimensioniert werden. Überdies weist die Tabelle 2-2 aus, ob Größendegressionseffekte für die KWK-Anlage bzw. den Wärmespeicher in dem Modellierungsansatz und damit Skaleneffekte in der Investitionsentscheidung berücksichtigt werden. Hierbei bezieht sich die Größendegression mithin auf das Ausnutzen eines kontinuierlichen Kapazitätsbereichs der Komponenten und nicht auf das Vorliegen diskreter Einheiten, welche durch individuelle Kapazitäts- und Investitionscharakteristiken gekennzeichnet sind. Abschließend werden der Detaillierungsgrad bei der Modellierung der technischen Betriebscharakteristiken des KWK-Systems sowie die Anzahl der Testinstanzen bei der Modellvalidierung aufgezeigt.

² Im Zusammenhang mit Auslegungsverfahren von KWK-Anlagen wird auf Kapitel 3.2.4 verwiesen.

Tabelle 2-2: Ausgewählte Kriterien der untersuchten Studien zur Optimierung dezentraler Wärmeversorgungssysteme auf Gebäudeebene (in Anlehnung an Merkel et al. (2015))

Studie	Region	Sektor	Kap.-planung	Einsatzplanung	KWK-Technologie	WS integriert/dimensioniert	Größendegression KWK/WS	Techn. Detailgrad	Anz. Instanzen
Barbieri et al. (2012a)	IT	HH	x	-	ICE, SE, RE, TPV	x/x	-/-	g	1
Barbieri et al. (2012b)	IT	HH	x	-	ICE, SE, RE, GT, TPV	x/x	-/-	g	2
Barbieri et al. (2014)	IT/CH	GHD	x	x	ICE	x/-	-/-	g	5
Bianchi et al. (2013)	IT	HH	x	-	ICE, SE, GT, RE, FC	x/x	-/-	g	1
Buoro et al. (2012)	IT	HH	x	x	ICE, SE	x/-	-/-	g	6
Buoro et al. (2014)	IT	IND	x	x	ICE, GT	x/x	-/-	g	1
Fragaki et al. (2011)	UK	HH/GHD	x	x	GCHP	x/x	-/-	g	1
Gamou et al. (2002)	JP	GHD	x	x	FC	-/-	-/-	g	1
Ghadimi et al. (2014)	AU	IND	x	-	RE	-/-	x/-	m	1
Hawkes et al. (2009)	UK	GHD	x	x	GCHP	x/-	-/-	m	1
Martínez-Lera et al. (2013)	ES	HH/GHD	x	-	-	x/x	-/x	m	3
Peacock et al. (2005)	UK	HH	-	x	SE, FC	-/-	-/-	m	1
Pruitt et al. (2013)	USA	GHD	x	x	SOFC	x/x	-/-	h	1
Raine et al. (2014)	UK	GHD	x	x	GCHP	x/x	-/-	g	1
Ren et al. (2008)	JP	HH	x	x	GCHP	x/x	-/-	m	1
Rubio-Maya et al. (2011)	ES	GHD	x	x	ICE, SE, GT, FC	x/x	-/-	m	1
Shaneb et al. (2011)	UK	HH	x	x	ICE, SE, PEMFC, SOFC	-/-	-/-	m	3
Shaneb et al. (2012)	UK	HH	-	x	PEMFC	x/-	-/-	m	2

g $\hat{=}$ gering
m $\hat{=}$ mittel

h $\hat{=}$ hoch

x $\hat{=}$ vorhanden
- $\hat{=}$ nicht vorhanden

Aus der Tabelle 2-2 wird ersichtlich, dass die vorliegenden Studien eine Vielzahl regionaler und sektoraler Foki aufweisen, wobei die meisten Studien im Bereich der privaten Haushalte durchgeführt werden. Die anderen Quellen erstrecken sich auf den Dienstleistungs- und auf den Industriesektor. Des Weiteren vereint die Mehrzahl der Arbeiten nicht die Kapazitäts- und Einsatzplanung eines mKWK-Systems. Stattdessen liegt der Schwerpunkt bei diesen entweder auf der Dimensionierung oder aber dem Betrieb des Systems. In zwei Studien zielt der entwickelte Ansatz auf die optimale Betriebsstrategie eines bestehenden Systems ab, so dass die Auslegung der mKWK-Anlage und des Wärmespeichers nicht in Betracht kommen. Auf der anderen Seite beinhalten fünf der angeführten Studien keine Einsatzplanung. In Bezug auf die untersuchten KWK-Technologien wird eine Vielzahl von Technologien untersucht. Dagegen betrachtet eine Studie nur den Wärmespeicher innerhalb des mKWK-Systems, wodurch ökonomische und ökologische Vorteile durch eine optimale Auslegung der Systemkomponenten (mKWK-Anlage und Spitzenlastkessel) unberücksichtigt bleiben. Was die Betrachtung der Wärmespeicher anbelangt, kann gefolgert werden, dass bei einigen Arbeiten Wärmespeicher nicht Teil des mKWK-Systems und somit der Analyse sind. Darüber hinaus wird in einer Reihe von Studien keine Auslegung des Wärmespeichers vorgenommen. Dafür wird in bestimmten Studien die Speicherkapazität nicht modellendogen, sondern als Ergebnis der Kombination ausgewählter Kapazitäten der mKWK-Anlage und des Speichers bestimmt. Außer bei jeweils einer Studie für den Fall der KWK-Anlage oder des Wärmespeichers werden Größendegressionseffekte in die Modellierung nicht integriert. Daher bleiben Skaleneffekte unberücksichtigt, da die Investition der Systemkomponenten als proportional zu deren Kapazität und die spezifische Investition damit als konstant angenommen wird. Andererseits werden in einigen Untersuchungen beschränkte Mengen von mKWK-Einheiten und Wärmespeichern mit vorbestimmten diskreten Kapazitäten für die Optimierung definiert ohne dabei einen kontinuierlichen Kapazitätsbereich auszunutzen. Die optimale Auslegung wird dadurch über eine endliche Varia-

tion der Kapazitäten der Komponenten des mKWK-Systems bewerkstelligt. Da jedoch in diesen Fällen nur wenige diskrete Kapazitäten für die mKWK-Anlage und den Wärmespeicher betrachtet werden, wird die ganze Bandbreite der Anlagengröße nicht ausgeschöpft, was zu einer suboptimalen Lösung für die Größenbestimmung der Systemkomponenten führen könnte. Aus diesem Grund können vorteilhaftere Systemkonfigurationen nicht abgeleitet werden, da ein größerer und kontinuierlicher Kapazitätsbereich der mKWK-Anlage und des Wärmespeichers nicht vorhanden ist. Zudem ist in den meisten Studien der Detaillierungsgrad der Modellierung der technischen Betriebseigenschaften des mKWK-Systems mittel oder gering. Daher mangelt es in diesen Studien an der Implementierung tiefergehender technischer Eigenschaften der Anlagen wie minimaler Stillstands- oder Betriebszeiten, wodurch wichtige Betriebsbedingungen vernachlässigt werden. Des Weiteren ist in mehreren Studien wenig oder keine Information über die Berücksichtigung technischer Randbedingungen enthalten, was Grund zu der Annahme gibt, dass nicht zuletzt auch aus Komplexitätsgründen technische Betriebseigenschaften und Dynamiken des mKWK-Systems nicht einbezogen werden. Abschließend kann aus der Tabelle 2-2 abgeleitet werden, dass in der Mehrheit der Fälle der untersuchten Studien das entwickelte Modell auf nur einen Anwendungsfall angewandt wird, wodurch dieses nur für eine Testinstanz validiert wird. In den meisten Studien wird eine Validierung, in welcher eine Bandbreite von Wärmeversorgungstechnologien wie auch Verbrauchsobjekten mit unterschiedlichen energetischen Charakteristiken in einer Reihe von Probleminstanzen untersucht wird, nicht durchgeführt.

Aus dieser Argumentation folgt, dass bisher noch kein Ansatz existiert, welcher die Kapazitäts- und Einsatzplanung für Wärmeversorgungssysteme, insbesondere KWK-basierte Systeme mit Wärmespeicher, im Bereich der Wohngebäude verbindet, in welchem sowohl Größendegressionseffekte der Systemkomponenten als auch ein angemessener Detaillierungsgrad in der Modellierung technischer Betriebseigenschaften des Versorgungssystems berücksichtigt werden, während dies zugleich mit einer adäquaten Anzahl an Anwendungsfällen validiert wird.

2.2.3 Zusammenfassung des Forschungsbedarfs

Zusammenfassend wird gefolgert, dass die dezentrale Wärmeversorgung von Wohngebäuden in optimierenden Energiesystemmodellen in bisherigen Forschungsaktivitäten nur unzureichend untersucht ist.

Zum einen findet die dezentrale Wärmeversorgung in Energiesystemmodellen mit nationalem Betrachtungsfokus zwar Berücksichtigung. In diesem Fall wird aber von einer eingehenden Abbildung dieser unter Einbezug eines angemessenen Detaillierungsgrads abgesehen. Des Weiteren findet sich im bisherigen Forschungsgeschehen noch kein Energiesystemmodell auf der nationalen Ebene, welches den Prinzipien der mathematischen Optimierung folgt und gleichzeitig einen Fokus auf die Analyse des dezentralen Wärmesystems mit eingehender Betrachtung von mikro-KWK-Technologien sowie den Interdependenzen des Wärme- mit dem Elektrizitätssystem legt.

Gleichwohl wird die dezentrale Wärmeversorgung zum anderen auch in Energiesystemmodellen mit dieser Wärmeversorgung entsprechenden Systemgrenzen untersucht. Jedoch werden bei diesem Vorgehen Mängel in zweifacher Hinsicht konstatiert: Einerseits bleiben hierbei Rückkopplungen aus dem Systemgeschehen, insbesondere mit dem Elektrizitätssystem, unberücksichtigt. Andererseits weisen die existierenden Ansätze Defizite in der Modellierung auf, da unter der Vorgabe einer integrierten Kapazitäts- und Einsatzplanung weder Größendegressionseffekte der Systemkomponenten noch ein angemessener Detaillierungsgrad in der Modellierung technischer Betriebseigenschaften der Wärmeversorgungssysteme bei gleichzeitiger Modellvalidation mit einer adäquaten Anzahl an Anwendungsfällen berücksichtigt werden.

Daher wird aus der angeführten Argumentation ein Bedarf nach einem Lösungsansatz identifiziert, welcher es gestattet, das nationale Elektrizitätssystem und das Wärmesystem der Wohngebäude in integrierter Weise und aus normativer Sicht zu analysieren und dabei einen hohen Detaillierungsgrad bei der Abbildung der Technologien im Wärmesystem zu gewährleisten.

3 Das Wärmesystem der Wohngebäude in Deutschland

In diesem Kapitel wird das Wärmesystem der Wohngebäude in Deutschland eingehender betrachtet und dabei wesentliche charakteristische Eigenschaften beschrieben. Dabei besteht das vorrangige Ziel dieses Kapitels darin, die Voraussetzungen für ein vertieftes Verständnis der Vorgehensweise sowie der Ergebnisse und Schlussfolgerungen in den sich anschließenden Kapiteln zu schaffen.

Dazu ist das vorliegende Kapitel in drei Teilkapitel gegliedert. Zunächst werden in dem ersten Teil quantitative Rahmendaten zu dem betrachteten Wärmesystem der Wohngebäude dargelegt. Hierzu wird das betrachtete Teilenergiesystem hinsichtlich dessen Bedeutung für den Energieverbrauch sowie den Ausstoß von CO₂ innerhalb der Sektoren in Deutschland eingeordnet und damit dessen energie- und klimapolitische Relevanz herausgestellt. Des Weiteren werden strukturelle Merkmale der Wärmeversorgung und des -verbrauchs der Wohngebäude aufgezeigt. In dem darauffolgenden Unterkapitel liegt der Fokus hingegen auf der Technologie der Kraft-Wärme-Kopplung, der in der vorliegenden Arbeit der Untersuchungsschwerpunkt unter den Wärmeversorgungstechnologien zukommt. Hierzu wird zunächst das Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung erläutert sowie im weiteren Verlauf das verbrennungsmotorische Blockheizkraftwerk, die Stirlingmaschine sowie das Brennstoffzellen-Heizgerät als zentral erachtete Technologien der Kraft-Wärme-Kopplung in deren Aufbau sowie technischen Eigenschaften und weiteren relevanten Aspekten beschrieben. Das Kapitel wird nunmehr mit einer Skizzierung der flankierenden energie- und umweltpolitischen Rahmenbedingungen im letzten Unterkapitel beschlossen. Dieser geht neben den spezifizierten Klimaschutzzielen auch auf ordnungsrechtliche Instrumente sowie Förderinstrumente detaillierter ein.

3.1 Rahmendaten

3.1.1 Rahmenbedingungen des nationalen Energiesystems

Das Energiesystem der Bundesrepublik Deutschland ist einerseits durch eine hohe Energieintensität³ bzw. spezifischen Energieverbrauch und gleichzeitig durch eine hohe Importabhängigkeit von fossilen Energieträgern, insbesondere Mineralöl, Gas und Steinkohlen gekennzeichnet. So stellt sich der Primärenergieverbrauch pro Kopf mit ca. 162,0 GJ/cap im europäischen bzw. weltweiten Mittel in Höhe von ca. 134,0 GJ/cap bzw. ca. 79,5 GJ/cap im Jahr 2013 vergleichsweise überdurchschnittlich dar (BMWi, 2015b). Ebenso weist die Bundesrepublik einen gegenüber dem Durchschnitt erhöhten Elektrizitätsverbrauch pro Kopf auf (ca. 7,02 MWh/cap gegenüber ca. 6,03 MWh/cap bzw. ca. 3,02 MWh/cap im europäischen bzw. weltweiten Schnitt im Jahr 2013).

Für das nationale Energiesystem zeigt die Abbildung 3-1 des Weiteren den Endenergieverbrauch für das Jahr 2014 jeweils differenziert nach Sektoren und Energieträgern auf. Hierbei zeigt sich, dass in den Sektoren Industrie, Verkehr und Haushalten etwa gleich viel Endenergie in der Größenordnung von ca. 2.500 PJ/a verbraucht wird. Zudem macht das Schaubild deutlich, dass überwiegend fossile Energieträger konsumiert werden. Kraftstoff und Gas bilden die zwei meistverbrauchten Energieträger mit ca. 2.560 PJ/a sowie ca. 2.103 PJ/a, was in einem Anteil am gesamten Endenergieverbrauch von ca. 30 % sowie ca. 25 % resultiert. Auch Elektrizität ist ein in hohem Maße verbrauchter Energieträger und wird ihrerseits aus überwiegend fossilen Energieträgern gewonnen⁴. Kohlen und Fernwärme kommen mit jeweils ca. 5,0 % eine geringere Bedeutung an der Endenergieversorgung in Deutschland zu.

³ Die Energieintensität folgt hierbei der Definition als Quotient aus Primärenergieverbrauch und Bruttoinlandsprodukt. Allgemein gibt sie den benötigten Energieeinsatz zur Erzielung eines bestimmten Ergebnisses wie z.B. die Bereitstellung einer gewissen Wirtschaftsleistung an (Pehnt et al., 2010).

⁴ Der Anteil von Stein- und Braunkohlen sowie von Mineralöl und Erdgas an der Bruttostromerzeugung in Deutschland beträgt ca. 54,4 % im Jahr 2013 (BMWi, 2015b).

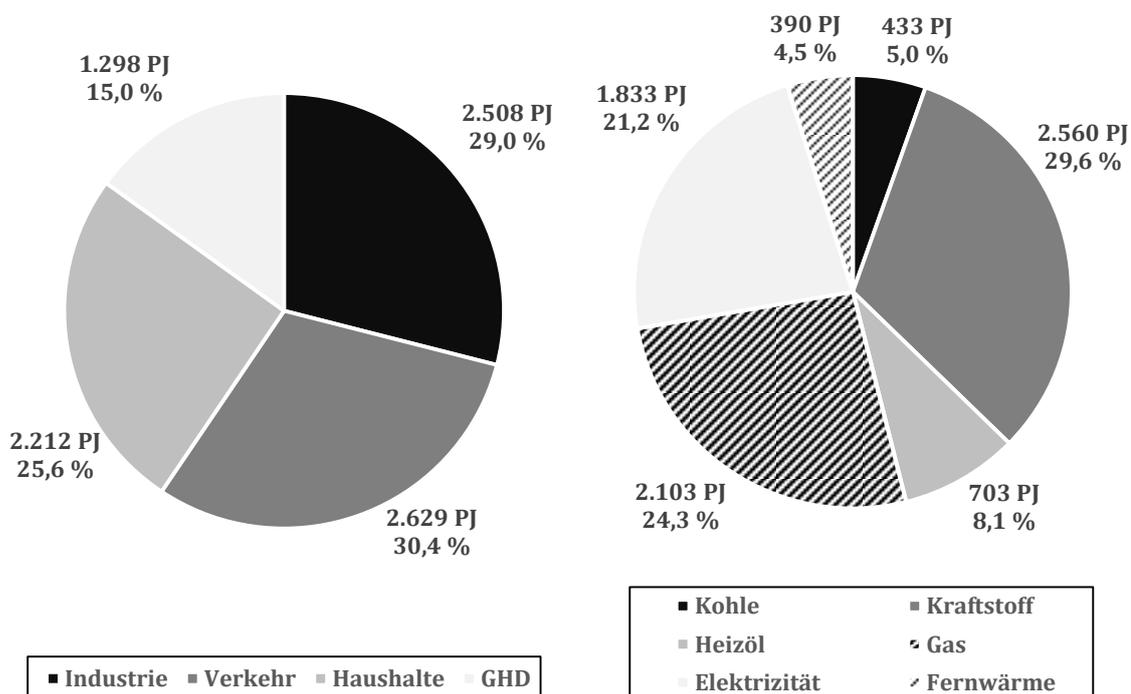


Abbildung 3-1: Aufteilung des Endenergieverbrauchs in Deutschland nach Sektor (links) und Energieträger⁵ (rechts) im Jahr 2014 (auf Basis von BMWi (2015b))

Im Jahr 2013 betrug der gesamte Ausstoß an Kohlendioxid in der Bundesrepublik Deutschland ca. 823,1 Mt_{CO2} (BmWi, 2015b). Den größten Anteil daran hatte der Sektor der Energiewirtschaft mit ca. 43,3 %. Auf den Verkehrssektor entfielen ca. 19,2 %. Der Sektor der privaten Haushalte zeichnet sich demnach für ca. 12,5 % der CO₂-Emissionen verantwortlich. Die Abbildung 3-2 stellt die Entwicklung der energiebedingten Emissionen von CO₂ im Zeitverlauf nach Quellkategorien dar⁶. Seit 1990 ist demnach ein Rückgang festzustellen. Absolut verringerten sich die Emissionen im Sektor der privaten Haushalte von ca. 128,6 Mt_{CO2} im Jahr

⁵ Kohle bzw. Heizöl umfasst hierbei Stein- und Braunkohle bzw. schweres und leichtes Heizöl. Die sonstigen Energieträger Brennholz, Brenntorf, Klärschlamm und Müll, welche zusammen einen Anteil von ca. 7,3 % am gesamten Endenergieverbrauch ausmachen, sind in der Abbildung nicht ausgewiesen

⁶ Bei Quellkategorien erfolgt die Bilanzierung der Emissionen nach dem Quellenprinzip. Demnach würde der Ausstoß von CO₂, welcher auf den Sektor der privaten Haushalte entfällt, entsprechend höher ausfallen, falls die Emissionen, z.B. im Zusammenhang mit der Elektrizitätsproduktion, abweichend vom Quellenprinzip dem Verbrauchsort zugerechnet würden. Zu weiteren Ausführungen zu Bilanzierungsprinzipien zu u.a. dem CO₂-Ausstoß wird auf Kapitel 7.10 verwiesen.

1990 auf ca. 102,9 Mt_{CO2} bis zum Jahr 2013. Allerdings blieb der Anteil an den Gesamtemissionen relativ konstant (ca. 12,7 % im Jahr 1990 gegenüber ca. 12,5 % im Jahr 2013).

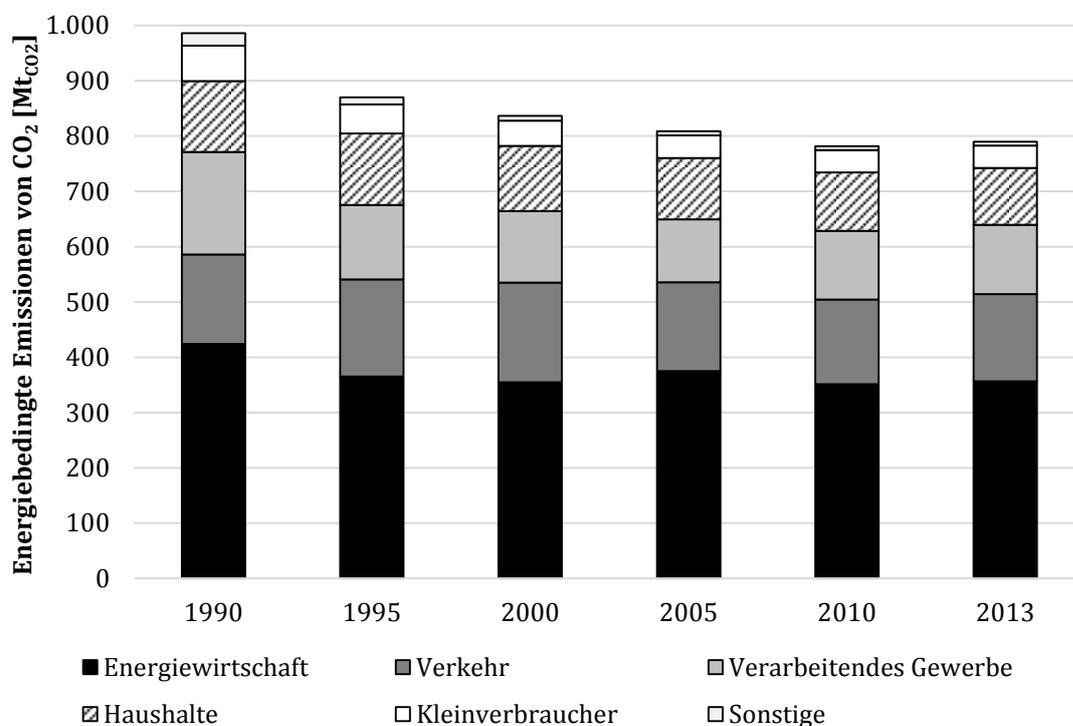


Abbildung 3-2: Entwicklung der energiebedingten Emissionen von CO₂ in Deutschland (auf Basis von BMWi (2015b))

Es kann also konstatiert werden, dass dem Sektor der privaten Haushalte eine gewichtige Rolle im nationalen Energiesystem sowohl im Hinblick auf den darauf entfallenden Endenergieverbrauch als auch auf die Emissionen von CO₂ zukommt.

Eine weiterführende Analyse dieses Sektors zeigt, dass in den privaten Haushalten Energie zum größten Teil zu der Versorgung mit Raumwärme verbraucht wird (vgl. Abbildung 3-3). Zusammen mit der Bereitstellung von Warmwasser beträgt der Anteil dieser beiden Energieanwendungen an der gesamten Endenergie ca. 78,7 %. Dazu werden in überwiegendem Maße fossile Brennstoffe verwendet. Auf Heizöl und Gas entfallen demnach ca. 59,0 % der im Sektor der privaten Haushalte

verbrauchten Endenergie. Für den drittmeist verbrauchten Energieträger Elektrizität beträgt diese Größe ca. 21,1 % (vgl. Abbildung 3-3).

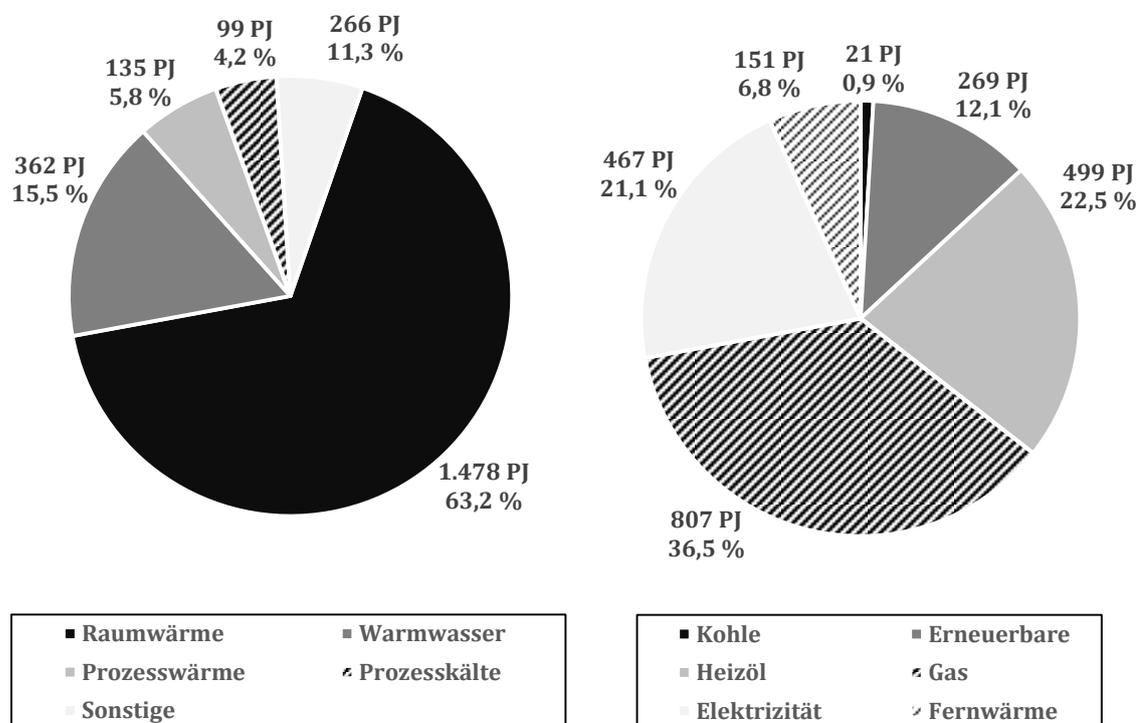


Abbildung 3-3: Aufteilung des Endenergieverbrauchs des Sektors der privaten Haushalte in Deutschland nach Energieanwendung⁷ (links) und Energieträger (rechts) im Jahr 2014 (auf Basis von BMWi (2015b))

3.1.2 Struktur des Wohngebäudebestands

Weiterhin kann auch der Bestand der Wohngebäude, welcher in starker Überdeckung mit dem Sektor der privaten Haushalte steht, näher untersucht werden⁸. Zur Erreichung einer höheren Detaillierungsstufe können die Wohngebäude nach der Gebäudegröße unterschieden werden.

⁷ Sonstige Anwendungen schließen mechanische Energie sowie Elektrizität für Informations- und Kommunikationstechnologie und Beleuchtung ein.

⁸ Nach der Definition begründet jede zusammen wohnende und eine wirtschaftliche Einheit bildende Personengemeinschaft einen privaten Haushalt. Eine Wohneinheit wird festgelegt als nach außen abgeschlossene, zu Wohnzwecken bestimmte, in der Regel zusammen liegende Räume in Wohngebäuden oder sonstigen Gebäuden, die die Führung eines eigenen Haushalts ermöglichen (Destatis, 2012).

Hierzu kann die Klassifizierung in Einfamilienhäuser (EFH), Zweifamilienhäuser (ZFH), kleine Mehrfamilienhäuser (KMH) und große Mehrfamilienhäuser (GMH) vorgenommen werden (vgl. IWU (2005)). In Abbildung 3-4 ist der Bestand an Wohngebäuden in Deutschland im Jahr 2013 für die Gebäudegrößenklassen ausgewiesen.

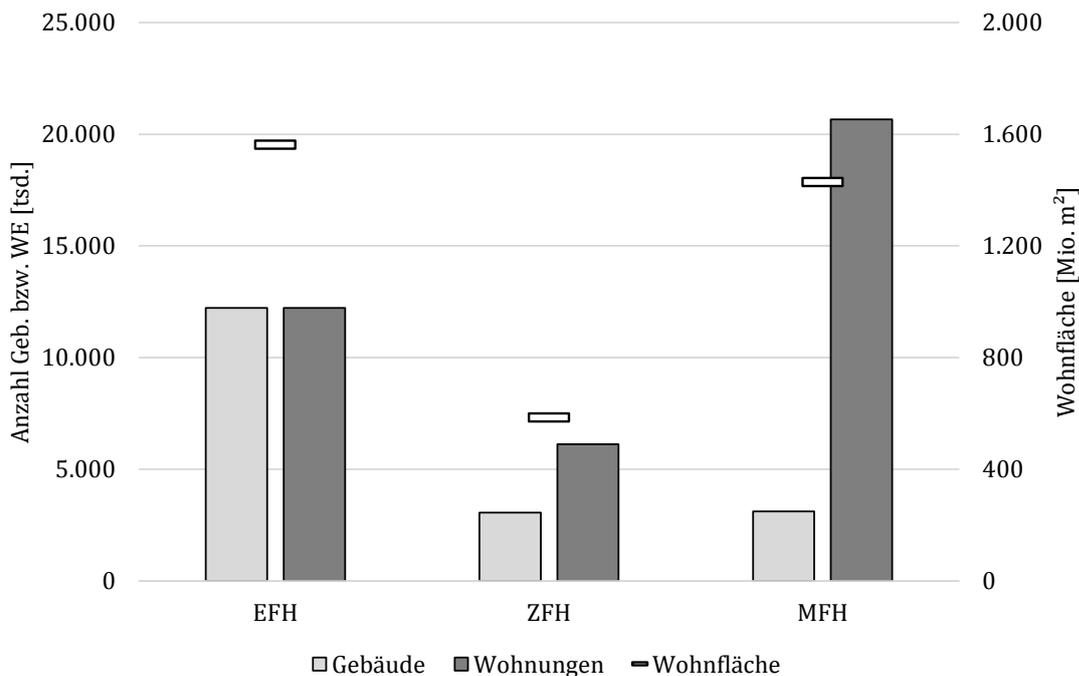


Abbildung 3-4: Bestand an Wohngebäuden⁹ nach Anzahl der Gebäude und Wohneinheiten sowie nach Wohnfläche für die Gebäudegrößenklassen in Deutschland im Jahr 2013 (auf Basis von Destatis (2014))

Kleine und große Mehrfamilienhäuser werden darin auf Grund der Datenlage zu der Klasse der Mehrfamilienhäuser (MFH) zusammengefasst. Weiterhin wird zwischen den eigentlichen Gebäuden und den darin enthaltenen Wohneinheiten unterschieden, ferner auch die gesamte Wohnfläche je Gebäudegrößenklasse gegenübergestellt. Dabei zeigt sich, dass Einfamilienhäuser die Klasse mit den meisten Gebäuden (ca. 12,2 Mio.) und der größten Wohnfläche (ca. 1,56 Mrd. m²) stellt. Die Anzahl der Gebäude fällt hier mit der Anzahl der Wohneinheiten zusammen. Zwei-

⁹ Die Wohngebäude umfassen in der Abbildung keine Wohnheime, welche in Destatis (2014) jedoch auch ausgewiesen werden.

familienhäuser zeichnen sich hingegen mit der kleinsten Anzahl an Gebäuden und der geringsten Wohnfläche aus (ca. 3,06 Mio. und ca. 0,59 Mrd. m²). Die Anzahl der Wohneinheiten beläuft sich hier auf ca. 6,11 Mio. Die Mehrfamilienhäuser verzeichnen die größte Anzahl an Wohneinheiten (ca. 20,7 Mio.), welche sich in einer ähnlichen Größenordnung an Gebäuden wie die Zweifamilienhäuser befinden (ca. 3,11 Mio.). Die Wohnfläche der Mehrfamilienhäuser liegt mit ca. 1,43 Mrd. m² im Bereich derjenigen von den Einfamilienhäusern.

Die Abbildung 3-5 gibt die durchschnittliche Wohnfläche je Wohneinheit und Person sowie die Anzahl an Personen je Wohneinheit für die Gebäudegrößenklassen in Deutschland im Jahr 2010 wieder. Mit aufsteigender Gebäudegrößenklasse nehmen die ausgewiesenen Kennzahlen dabei stetig ab. So beträgt die durchschnittliche Wohnfläche je Wohneinheit für große Mehrfamilienhäuser mit ca. 65,1 m²/WE nur ungefähr die Hälfte derjenigen von Einfamilienhäusern (ca. 128,5 m²/WE). Bei Zweifamilienhäusern bzw. kleinen Mehrfamilienhäusern liegt die durchschnittliche Wohnfläche dagegen bei ca. 98,1 m²/WE bzw. ca. 76,3 m²/WE. Die Wohnfläche pro Person nimmt hingegen deutlich schwächer ab von im Durchschnitt ca. 51,3 m²/cap für Einfamilienhäuser auf ca. 37,6 m²/cap bei großen Mehrfamilienhäusern. Die entsprechenden Werte für Zweifamilienhäuser und kleine Mehrfamilienhäuser werden auf ca. 48,0 m²/cap und ca. 41,0 m²/cap beziffert. Der Rückgang liegt in der ebenso rückläufigen durchschnittlichen Personenanzahl je Wohneinheit begründet, welche sich für Einfamilienhäuser auf ca. 2,5 cap/WE und für große Mehrfamilienhäuser auf ca. 1,7 cap/WE beläuft. Bei Zweifamilienhäusern beträgt die Anzahl der Personen je Wohneinheit ca. 2,0 cap/WE und bei kleinen Mehrfamilienhäusern ca. 1,9 cap/WE.

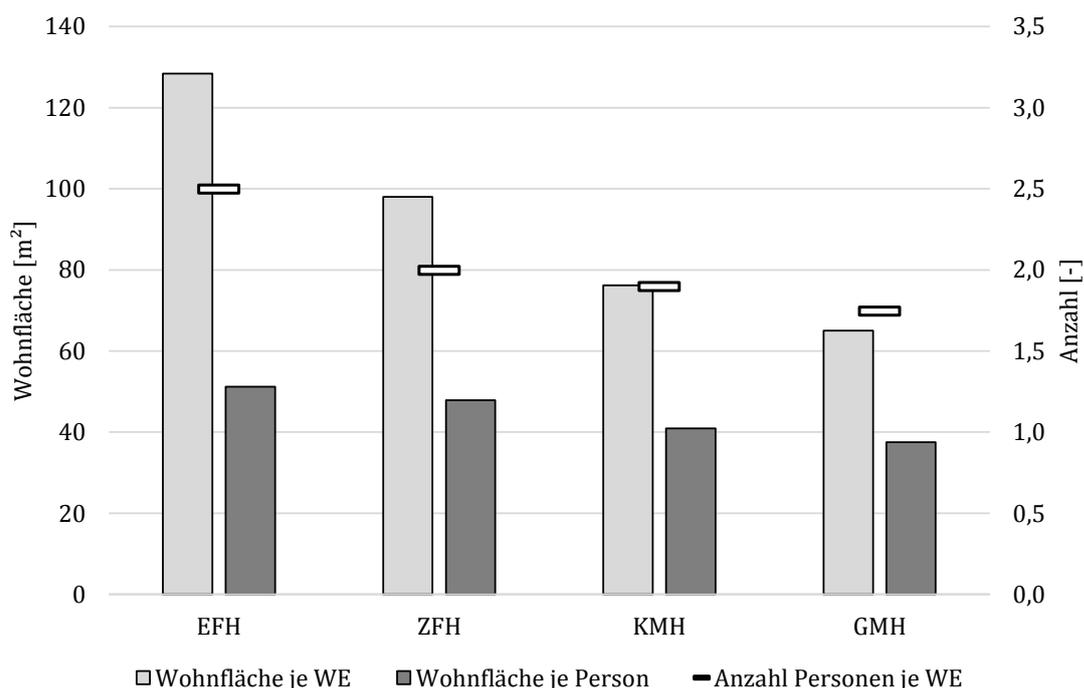


Abbildung 3-5: Durchschnittliche Wohnfläche je Wohneinheit und Person sowie Anzahl der Personen je Wohneinheit für die Gebäudegrößenklassen in Deutschland im Jahr 2010 (auf Basis von Destatis (2012))

3.1.3 Struktur der Beheizung der Wohngebäude

Eine Analyse der für die Heizung in den Wohngebäuden überwiegend verwendeten Energieart zeigt die Bedeutung der fossilen Energieträger Gas und Heizöl auf. Diese Feststellung deckt sich mit der Beobachtung für den Energieträgereinsatz bei dem Endenergieverbrauch im Sektor der privaten Haushalte (vgl. Abbildung 3-3). Hierzu ist in der Abbildung 3-6 die für die Heizung in den Wohngebäuden überwiegend verwendete Energieart je Gebäudegrößenklasse in Deutschland im Jahr 2010 angegeben.

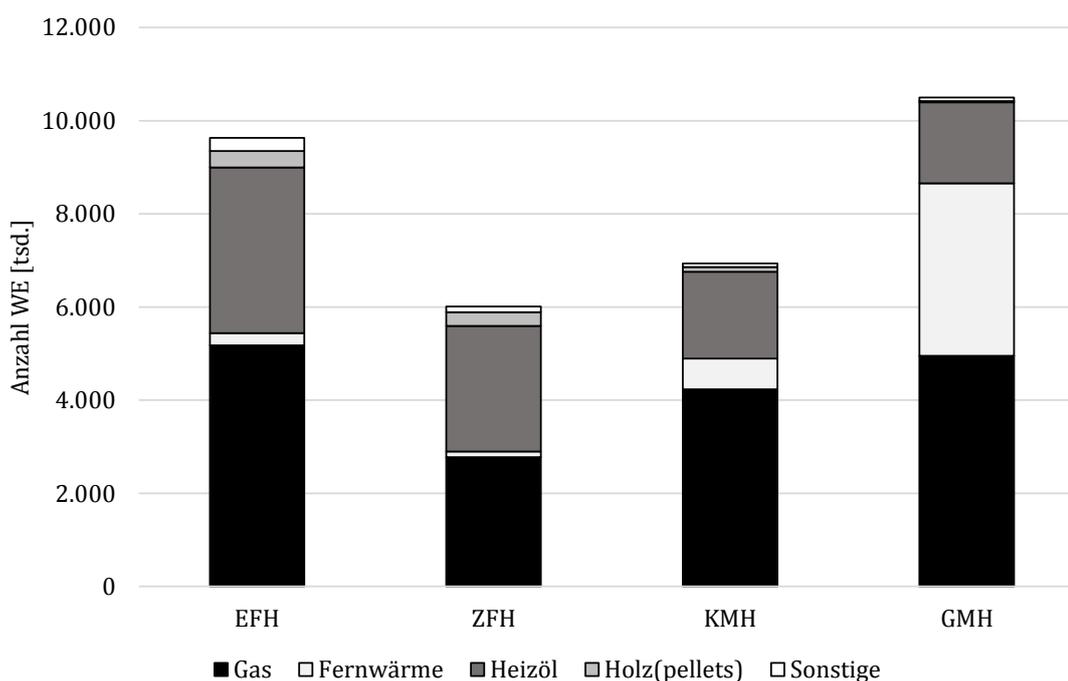


Abbildung 3-6: Aufteilung der für die Heizung in Wohngebäuden überwiegend verwendeten Energieträger¹⁰ auf die Gebäudegrößenklassen in Deutschland im Jahr 2010 (auf Basis von Destatis (2012))

Es wird offenkundig, dass für jede Gebäudegrößenklassen der Energieträger Gas den größten Anteil an der Versorgung in Bezug auf die Beheizung der Wohneinheiten hat. Heizöl ist mit Ausnahme der großen Mehrfamilienhäuser der am zweitmeisten verbreite Energieträger. Für GMH nimmt die Fernwärmeversorgung eine wichtige Rolle ein. Holz und Holzpellets finden sich als Energieträger für die Heizung hauptsächlich in Ein- und Zweifamilienhäusern.

Das Wärmesystem der Wohngebäude kann auch in Bezug auf die installierte Heizanlagentechnik unabhängig vom Versorgungsobjekt untersucht werden. Hierzu weist die Abbildung 3-7 die installierte thermische Leistung der Heizanlagen im Sektor der privaten Haushalte aus. Aus Gründen der begrenzten Datenverfügbarkeit sowie der Konsistenz der Datenbasis wird dabei das Jahr 2005 im Wissen um die geringere

¹⁰ Sonstige Energieträger umfassen hierbei Briketts, Braunkohle, Koks, Steinkohle, Biomasse (außer Holz), Biogas, Sonnenenergie, Erd-, andere Umwelt- und Abluftwärme sowie Elektrizität (Destatis, 2012).

Aktualität der Daten jedoch gleichzeitig wenig veränderten Größenverhältnisse dieser zueinander gewählt.

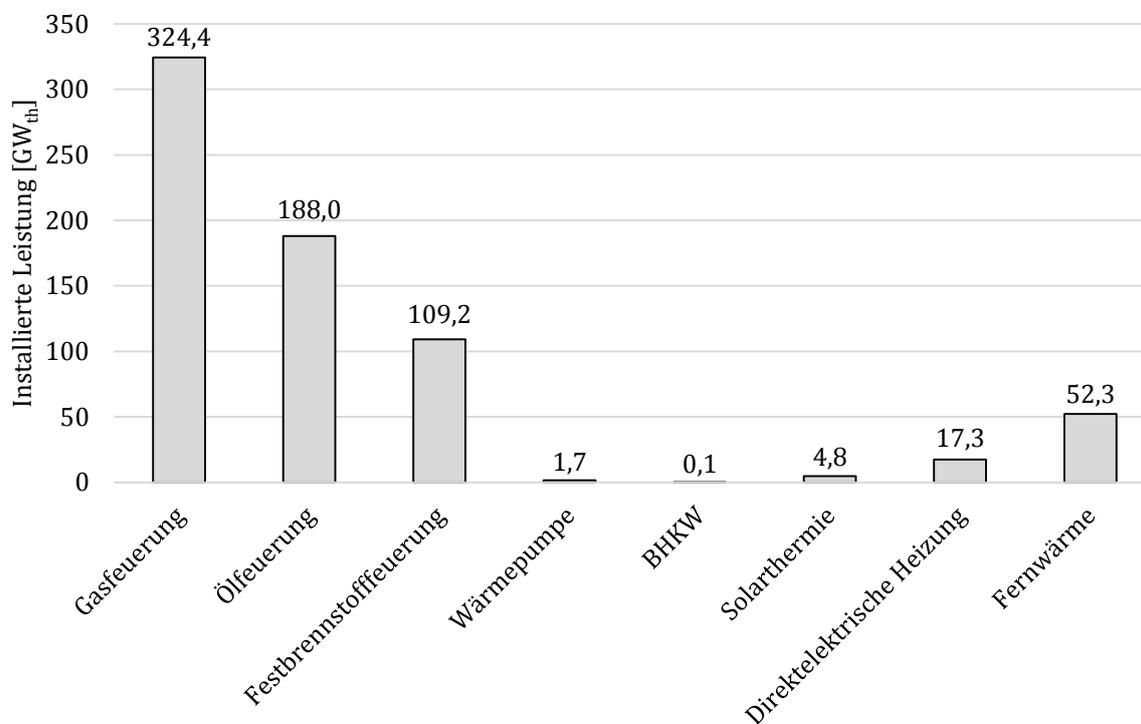


Abbildung 3-7: Installierte Leistung der Heizanlagen im Sektor der privaten Haushalte im Jahr 2005 (auf Basis von Pehnt et al. (2006), Struschka et al. (2008), Nabe et al. (2011), Destatis (2012), BSW-Solar (2015))

Es zeigt sich, dass Gasfeuerungsanlagen den überwiegenden Teil des Bestands einnehmen, gefolgt von Öl- und Feststofffeuerungsanlagen. Dabei liegt die installierte Kapazität der Ölfeuerungsanlagen nur knapp über der Hälfte derjenigen von Gasfeuerungsanlagen, die Leistung von Festbrennstofffeuerungsstätten beläuft sich auf ungefähr ein Drittel. Diese Proportionen spiegeln auch die Ergebnisse aus Abbildung 3-3 und Abbildung 3-6 wider. Einschränkend muss bei den Feuerungsanlagen mit Festbrennstoffen erwähnt werden, dass sich diese größtenteils aus Kachel- und Kaminöfen zusammensetzen, welche häufig als sekundäre Heiztechnologien auch aus von der Energiedienstleistung verschiedenen Motiven, wie z.B. aus Gründen der Ästhetik, verwendet werden und daher nur einen geringen Jahresnutzungsgrad aufweisen (Struschka et al.,

2008). Wärmepumpen und BHKW sowie solarthermische Anlagen stellen zu dem Zeitpunkt der Datenaufnahme lediglich eine Nischentechnologie dar. Die direktelektrischen Heizungen umfassen Nachtspeicherheizungen sowie andere elektrische Widerstandsheizungen, wie z.B. elektrische Durchlauferhitzer. Die installierte Fernwärmeleistung an den Hausübergabestationen beläuft sich auf ungefähr die Hälfte der installierten Festbrennstofffeuerungsanlagenleistung.

3.2 Kraft-Wärme-Kopplung

3.2.1 Prinzip

Die Kraft-Wärme-Kopplung bezeichnet die gleichzeitige Umwandlung von zugeführten Energien in die Zielenergien thermische Energie und elektrische und/oder elektrochemische und/oder mechanische Energie in einem thermodynamischen oder elektrochemischen Prozess, wobei diese Zielenergien an Endverbraucher abgegeben werden (Arndt et al., 2007; DIN, 2007b). Nach Pehnt et al. (2006) zeichnet sich die Kraft-Wärme-Kopplung durch die Erfüllung dreier Kriterien aus: die gleichzeitige Erzeugung von Elektrizität und Wärme, eine hohe gesamte Effizienz sowie die Nähe der Energiewandlungseinheit zu dem Verbraucher. Abbildung 3-8 verdeutlicht dem Prinzip nach die Energieumwandlung bei der gekoppelten und ungekoppelten Erzeugung von Elektrizität und Wärme. Während im gekoppelten System die Elektrizitätsgestehung über den KWK-Prozess und die Wärmebereitstellung auch unter Zuhilfenahme eines Spitzenlastkessel erfolgt, stellt das ungekoppelte System ein Referenzsystem dar, in dem die Elektrizität über einen zentralen Kraftwerksprozess erzeugt und verteilt sowie die Wärme dezentral über eine Kesselanlage bereitgestellt wird. In Abbildung 3-8 sind dabei die Kraftwerksverluste im ungekoppelten Fall deutlich zu erkennen, wohingegen im gekoppelten System die Verteilverluste im Wärmenetz überwiegen. Insgesamt fallen die Umwandlungsverluste jedoch deutlich geringer in diesem System aus, weswegen der Wirkungsgrad des gesamten Systems beträchtlich höher liegt. Dies geht in der Regel mit der

Einsparung von Primärenergie sowie CO₂-Emissionen einher (ASUE, 2010).

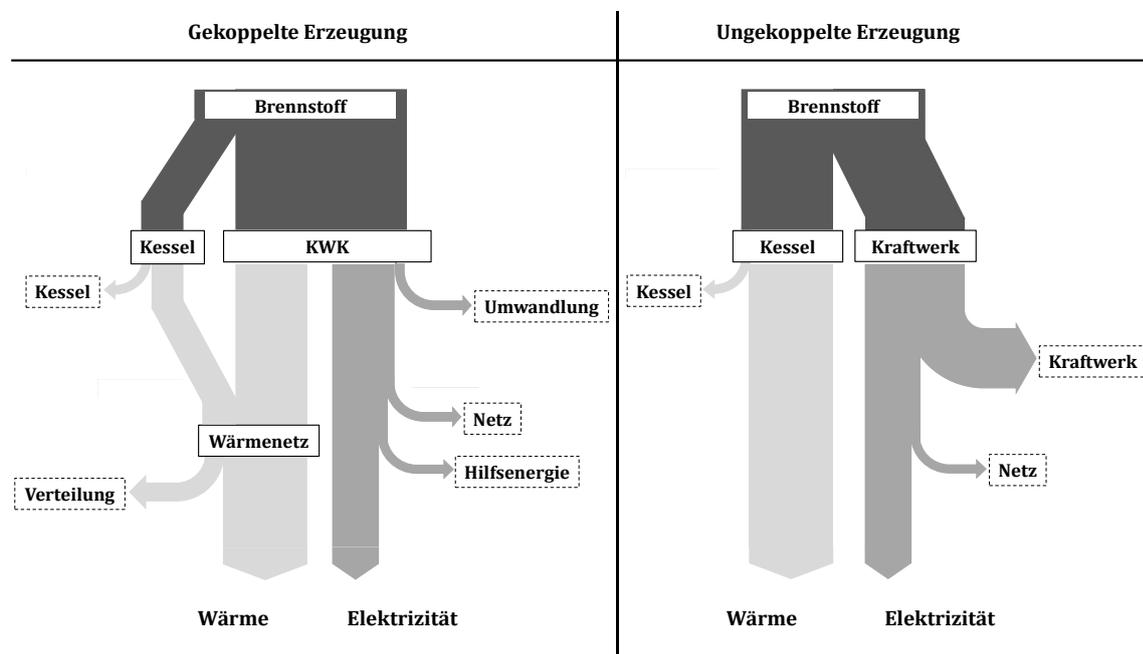


Abbildung 3-8: Gegenüberstellung der Energieumwandlung bei der gekoppelten und ungekoppelten Erzeugung (in Anlehnung an Bauer (2011))

Die Anwendung der Kraft-Wärme-Kopplung erstreckt sich auf Anlagen hoher Leistungen im Mega- und Gigawattbereich mit Einsatz in der Industrie oder der Fernwärmeversorgung, wobei dabei hauptsächlich Entnahmekondensations- und Gegendruckturbinen zum Einsatz kommen, bis hin zu Anlagen im Leistungsbereich von Kilo- und Megawatt, vornehmlich im Sektor der privaten Haushalte und im GHD-Sektor.

Dabei werden mit mikro-Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (mKWK) Erzeugungseinheiten im sehr geringen Leistungsbereich bezeichnet. Dieser ist in der Literatur jedoch nicht exakt definiert, so wird die obere Leistungsgrenze nach Europäische Union (2004) bei 50 kW_{el} festgelegt. Abweichend hiervon ist in der Literatur auch eine Obergrenze von 15 kW_{el} definiert (Pehnt et al., 2006; Arndt et al., 2007). In der vorliegenden Arbeit wird die Obergrenze der angeführten Literatur folgend sowie auf Grund des betrachteten Bereichs der thermischen Gebäudeauslegung jedoch auf 15 kW_{el} festgelegt.

3.2.2 Technologien der mikro-Kraft-Wärme-Kopplung

Im Folgenden werden wesentliche Technologien der mikro-Kraft-Wärme-Kopplung eingeführt und beschrieben, zentrale technische Eigenschaften genannt und der schematische Aufbau der Technologien aufgezeigt. Die Beschreibung beschränkt sich dabei auf verbrennungsmotorische BHKW, Stirlingmaschinen und Brennstoffzellen-Heizgeräte. Auf eine Darstellung weiterer Technologien wie Mikrogasturbinen- und Dampfmotor-BHKW wird dagegen verzichtet, da sie aus Gründen der Beschränkung der Technologievielfalt bei der Modellimplementierung zur Erzielung einer annehmbaren Modellkomplexität und -rechenzeit sowie eines im Vergleich zu den untersuchten KWK-Technologien im Voraus gering eingeschätzten Diffusionspotenzials nicht Teil der Analyse in der vorliegenden Arbeit sind.

3.2.2.1 Verbrennungsmotorisches BHKW

Unter einem verbrennungsmotorischen Blockheizkraftwerk wird eine Wärme-Kraft-Maschine verstanden, welche auf Basis des klassischen Motors mit innerer Verbrennung nach dem Otto- oder Dieselp Prozess arbeitet (Thomas, 2011). Dabei werden die Motoren zumeist im Viertakt-Verfahren betrieben. Dies hat im Vergleich zum Zweitakt-Verfahren den Vorteil einer geringeren Schadstoffemission sowie eines niedrigeren Verschleißes und Verbrauchs von Brennstoff und Schmieröl (Wendt et al., 2002). Zudem ist die Geräuschemission geringer. Beim Otto-Motor wird das Kraftstoff-Luft-Gemisch über eine Zündkerze fremdgezündet, während sich beim Dieselmotor der Kraftstoff bei der Injektion in die hoch verdichtete Luft selbst entzündet. Die Abwärme der Abgase, des Motor-Kühlwassers und des Schmieröls wird über Wärmetauscher auf den Heizwasserkreislauf übertragen. Im Einzelfall kann auch die Wärmeenergie des Ladeluftkühlers auf den Heizwasserkreislauf übertragen werden. So beträgt im Heizwasserkreislauf die Vorlauftemperatur ca. 90 bis ca. 110 °C, während sich die Rücklauftemperatur auf ca. 50 bis ca. 70 °C beläuft (Wendt et al., 2002).

Als Brennstoffe werden überwiegend Erdgas und Heizöl eingesetzt. Kraftstoffe auf Basis regenerativer Energieträger wie Bio- und Klärgas

oder Biodiesel und Pflanzenöl erfordern zusätzliche Auf- und Nachbereitungsschritte wie eine vorherige Entschwefelung oder Abgasnachbehandlung, da andernfalls Schwierigkeiten wie eine erhöhte Schadstoffemission oder geringere Lebensdauer des Schmieröls auftreten. Zur Minderung der Schadstoffemission werden Primär- und Sekundärmaßnahmen angewandt. Während bei den ersten das Entfernen von Brennstoffbestandteilen, die beim Verbrennungsvorgang die Edukte für die Schadstoffbildung repräsentieren, sowie (bauliche) Veränderungen am Motor wie Abgasrückführung und Wassereinspritzung angestrebt werden, ist es das Ziel bei den zweiten, die Abgase nach dem Verbrennungsvorgang zu reinigen (Wendt et al., 2002). Hierunter fallen beispielsweise der 3-Wege- und der Oxidations-Katalysator sowie das SCR-Verfahren.

Motorische KWK-Anlagen werden schon seit den 70er Jahren des vergangenen Jahrhunderts zunehmend dezentral eingesetzt und sind in größeren Leistungsbereichen von bis zu 1,5 MW_{el} unter anderem im Schiffsbetrieb erprobt (Wendt et al., 2002). Demzufolge kann der Entwicklungsstand sowie die Anforderung an die Qualität als hoch angesehen werden. Verbrennungsmotorische BHKW im kleineren Leistungsbereich bis ca. 100 kW_{el} weisen hinsichtlich der Motorentechnik sowie des Produktionstyps der Serienfertigung große Synergiepotenziale mit anderen Industriesektoren, insbesondere der Automobilindustrie auf. Dadurch eignen sich motorische BHKW für eine Produktion in großer Stückzahl in Verbindung mit geringen spezifischen Herstellkosten.

Die Abbildung 3-9 skizziert den schematischen Aufbau eines verbrennungsmotorischen BHKW.

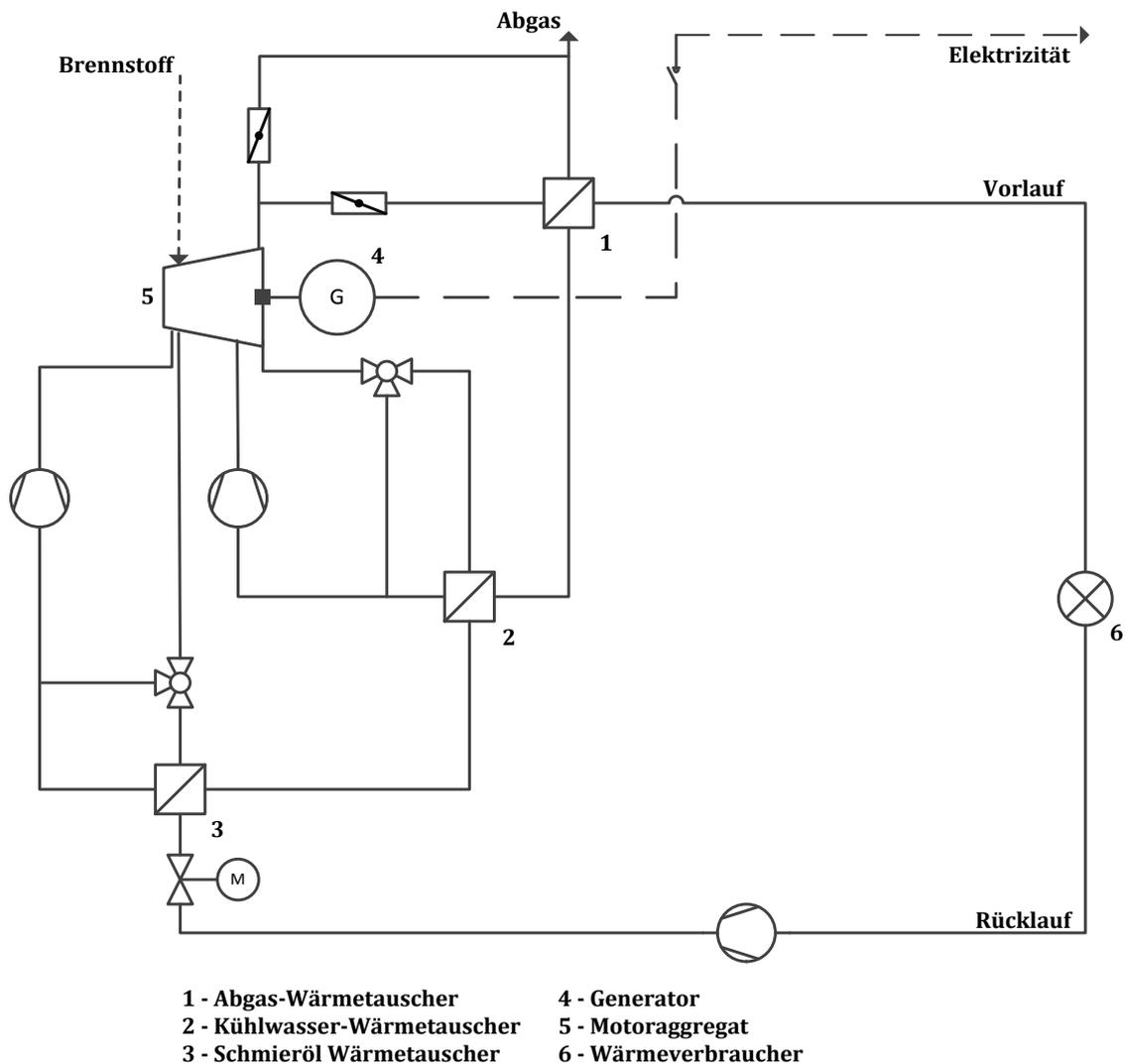


Abbildung 3-9: Schematischer Aufbau eines verbrennungsmotorischen BHKW (in Anlehnung an Schmitz et al. (1996))

3.2.2.2 Stirlingmaschine

Eine Stirlingmaschine ist eine Wärme-Kraft-Maschine mit äußerer Verbrennung, in der ein Arbeitsgas zyklisch in einem abgeschlossenen Volumen in einem Zylinder extern erhitzt und in einem anderen gekühlt wird. Die im Feuerraum zugeführte Wärme wird im Stirlingmotor durch die Kompression bzw. Expansion des Gases in mechanische Arbeit gewandelt, während die bei der Kompression entstehende Verdichtungs-wärme in einem Wärmetauscher, welcher an den Kühlkreislauf angeschlossen ist, abgeführt wird. Der Regenerator ist neben den Kolben ein

wesentlicher Bestandteil des Stirlingmotors. Diesem kommt die Funktion eines Wärmespeichers zu, indem die vom Arbeitsgas beim Übertritt von dem heißen in den kalten Zylinder abgegebene Wärme im Regenerator zwischengespeichert und im zeitlichen Abstand einer halben Periode zur Erwärmung des rückströmenden Arbeitsgases genutzt wird. Als Arbeitsgas kommen beispielsweise Wasserstoff, Helium, Stickstoff oder Luft zum Einsatz (Thomas, 2011). Auf Grund der externen Wärmezufuhr ist die Vielfalt der einsetzbaren Brennstoffe groß. So können insbesondere regenerative Energieträger und hierunter neben Bio- und Klärgas ebenso auch Brennstoffe im festen Aggregatzustand wie feste Biomasse verbrannt werden. Ebenso ist die Nutzung von solarer Strahlungsenergie möglich (Thomas, 2011).

Stirlingmaschinen weisen im Vergleich zu den verbrennungsmotorischen BHKW sowie zu Brennstoffzellen-Heizgeräten den niedrigsten elektrischen Wirkungsgrad auf. Dieser liegt meist bei ca. 10 % und beträgt höchstens ca. 30 % (Suttor, 2014). Hingegen erreicht der thermische Wirkungsgrad entsprechend höhere Werte bis ca. 70 %. Daher liegt die Stromkennzahl bei Stirlingmaschinen im Vergleich zu anderen KWK-Technologien am niedrigsten.

Da bei der Stirlingmaschine die Verbrennung extern und kontinuierlich abläuft, ist die Emission von Schadstoffen gering, weswegen kein Katalysator zur Abgasreinigung benötigt und stattdessen die Verbrennungstechnik optimiert wird. Die damit verbundene vermiedene innere Verschmutzung durch Verbrennungsrückstände des Stirlingmotors bedingt große Wartungsintervalle und eine lange Nutzungsdauer.

Zum gegenwärtigen Zeitpunkt sind Stirlingmaschinen lediglich in Kleinserien verfügbar. Eine Vielzahl von Technologien verschiedener Leistungsbereiche und auf Basis verschiedener Brennstoffe befindet sich dagegen in der Erprobungsphase (Suttor, 2014).

Die Abbildung 3-10 skizziert den schematischen Aufbau einer Stirlingmaschine.

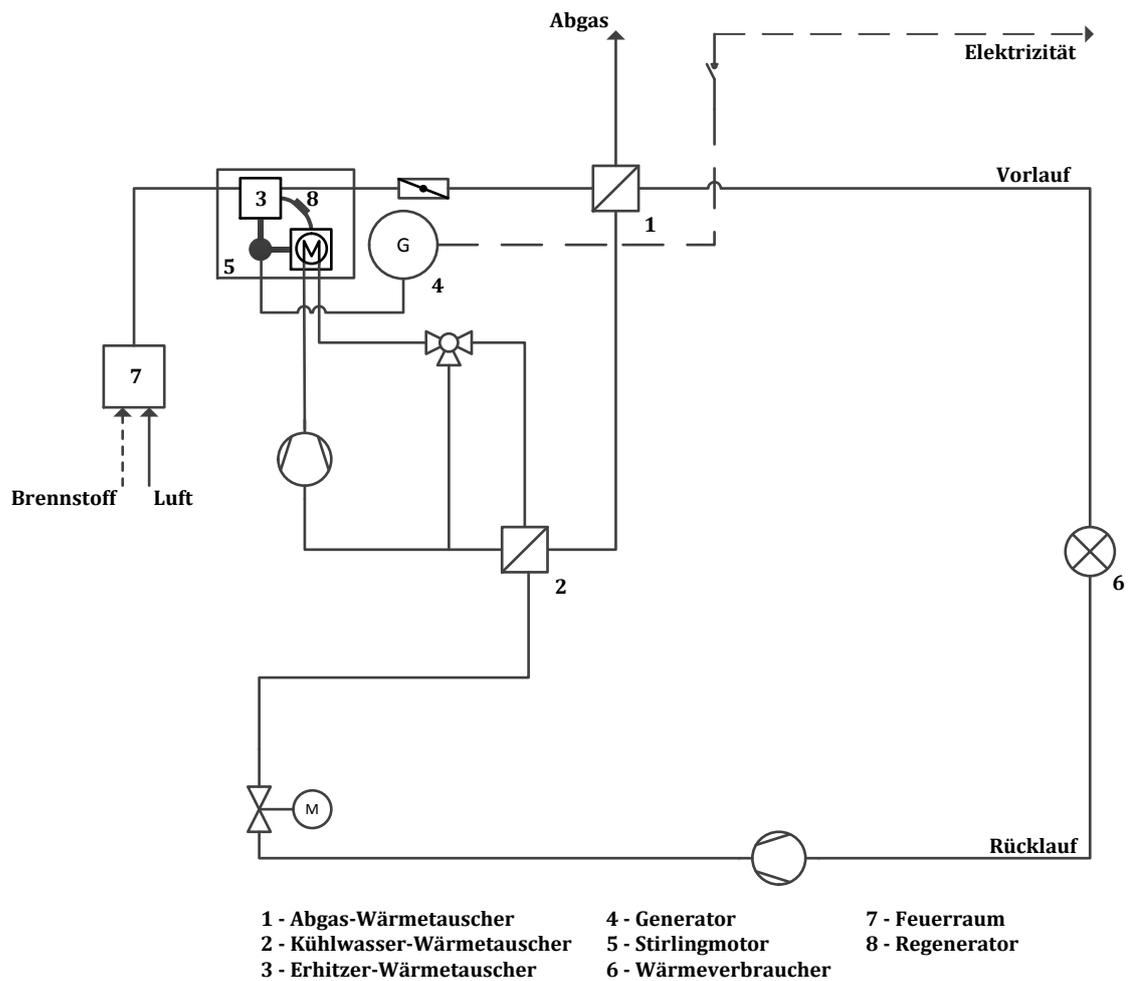


Abbildung 3-10: Schematischer Aufbau einer Stirlingmaschine (in Anlehnung an Schmitz et al. (1996), Suttor (2014))

3.2.2.3 Brennstoffzellen-Heizgerät

Brennstoffzellen sind elektrochemische Zellen, in denen die chemisch gebundene Energie eines Brennstoffes in elektrische Energie umgewandelt wird (Suttor, 2014). Das Prinzip der Brennstoffzelle beruht auf zwei (Gasdiffusions-)Elektroden, die durch einen Elektrolyten voneinander getrennt sind und an denen die Oxidation von Wasserstoff zu Wasser abläuft (Wendt et al., 2002). Im Einzelnen wird bei der Anodenreaktion Wasserstoff unter der Bildung von Protonen und Elektronen gemäß der Reaktionsgleichung 3-1 oxidiert.



Gleichwohl wird in der Kathodenreaktion Sauerstoff reduziert, wie in der Reaktionsgleichung 3-2 dargestellt ist.



Als Bruttoreaktion reagieren also Wasserstoff und Sauerstoff zu Wasser unter Energieabgabe entsprechend der Reaktionsgleichung 3-3.



Hinsichtlich der Brennstoffzellentypen wird die Arbeitstemperatur und Art des Elektrolyten unterschieden (Wendt et al., 2002). So werden innerhalb der Niedertemperaturzellen Brennstoffzellen mit alkalischem Elektrolyten, Membranzellen mit einer protonenleitenden Polymermembran als Elektrolyten und einer Arbeitstemperatur von ca. 80°C sowie Phosphorsäure-Zellen mit Phosphorsäure als Elektrolyten und einer Betriebstemperatur von ca. 160 bis ca. 220°C differenziert. Dagegen werden bei den Hochtemperaturzellen die Karbonatschmelze-Zellen mit Li_2CO_3 -/ K_2CO_3 -Schmelzen als Elektrolyten und einer Arbeitstemperatur von ca. 650 bis ca. 700°C von den oxidkeramischen Zellen mit ZrO_2 als festem Elektrolyten und einer Betriebstemperatur von ca. 800 bis ca. 1000°C abgegrenzt. Für die Gebäudeenergieversorgung werden Protonen-Austausch-Membran- sowie oxidkeramischen Brennstoffzellen das größtmögliche Entwicklungspotenzial zugewiesen, da der Vorteil der erst genannten Technologie in dem günstigen Anfahr- und Modulationsverhalten auf Grund der niedrigen Betriebstemperatur und der Vorzug im Falle der zweit genannten in dem geringeren Aufwand zur Gasaufbereitung durch die zellinterne Reformierung des Erdgases besteht (Arndt et al., 2007; Suttor, 2014).

Das Gesamtsystem eines Brennstoffzellen-Heizgeräts besteht neben dem Brennstoffzellenstapel in der Gasprozessanlage, dem Inverter und in den Wärmetauschern (Wendt et al., 2002). Im Brennstoffzellenstapel ist eine Vielzahl einzelner identisch aufgebauter Brennstoffzellen seriell verschaltet (Suttor, 2014). Bei stationären Niedertemperatur-Brennstoffzellen wird der benötigte Wasserstoff aus Erdgas direkt am Brennstoffzellen-Heizgerät in einem vorgeschalteten Reformier gewonnen.

Dabei finden im Reformier zwei Reaktionen statt: in der Reformierreaktion wird das Erdgas katalytisch mit Wasserdampf unter Energiezufuhr unter hohen Temperaturen gemäß Reaktionsgleichung 3-4 zu Kohlenmonoxid und Wasserstoff gewandelt.



In der anschließenden Shiftreaktion wird das entstandene Kohlenmonoxid mit Wasserdampf zu Kohlendioxid und Wasserstoff entsprechend Reaktionsgleichung 3-5 konvertiert.



Dabei stellt der Reformierbrenner die für die Gasaufbereitung benötigte Energie bereit. In diesem kann gegebenenfalls der an der Anode nicht umgesetzte und an den Brenner rückgeführte Wasserstoff verbrannt werden, da der Wasserstoff-Umsetzungsgrad an der Anode nur ca. 85 % beträgt. Die Erwärmung des Heizwasserkreislaufes erfolgt wiederum über den Wärmetausch mit der bei dem Prozess in der Brennstoffzelle entstehenden Wärme sowie mit der Energie des heißen Abgases des Reformierbrenners (Wendt et al., 2002).

Das Brennstoffzellen-Heizgerät weist im Vergleich zu den verbrennungsmotorischen BHKW sowie zu Stirlingmaschinen den höchsten elektrischen Wirkungsgrad auf. Dieser beträgt bis zu 50 %. Dieser fällt überdies bei Teillast kaum ab (Suttor, 2014). Der thermische Wirkungsgrad ist entsprechend geringer, so dass die Stromkennzahl für Brennstoffzellen-Heizgeräte unter den KWK-Technologien in der Regel am größten ist.

Der Wartungsaufwand ist für das Brennstoffzellen-Heizgerät auf Grund der Verwendung nur weniger bewegter Teile als gering einzuschätzen.

Zusammenfassend muss für Brennstoffzellen-Heizgeräte festgestellt werden, dass sich diese zum gegenwärtigen Zeitpunkt noch in der Entwicklungsphase befinden und nicht über den Status eines Kleinseriengerätes hinausgekommen sind. Insbesondere stehen zwei Faktoren einer großtechnischen Markteinführung entgegen: zum einen die hohe

Degradation des Brennstoffzellenstapels, welche ein Absinken des elektrischen Wirkungsgrads nach sich zieht und zum anderen die aufwendigen und damit kapitalintensiven Materialien, z.B. für die Elektrollytmembranen und Katalysatoren (Wendt et al., 2002).

Die Abbildung 3-11 skizziert den schematischen Aufbau eines Brennstoffzellen-Heizgeräts.

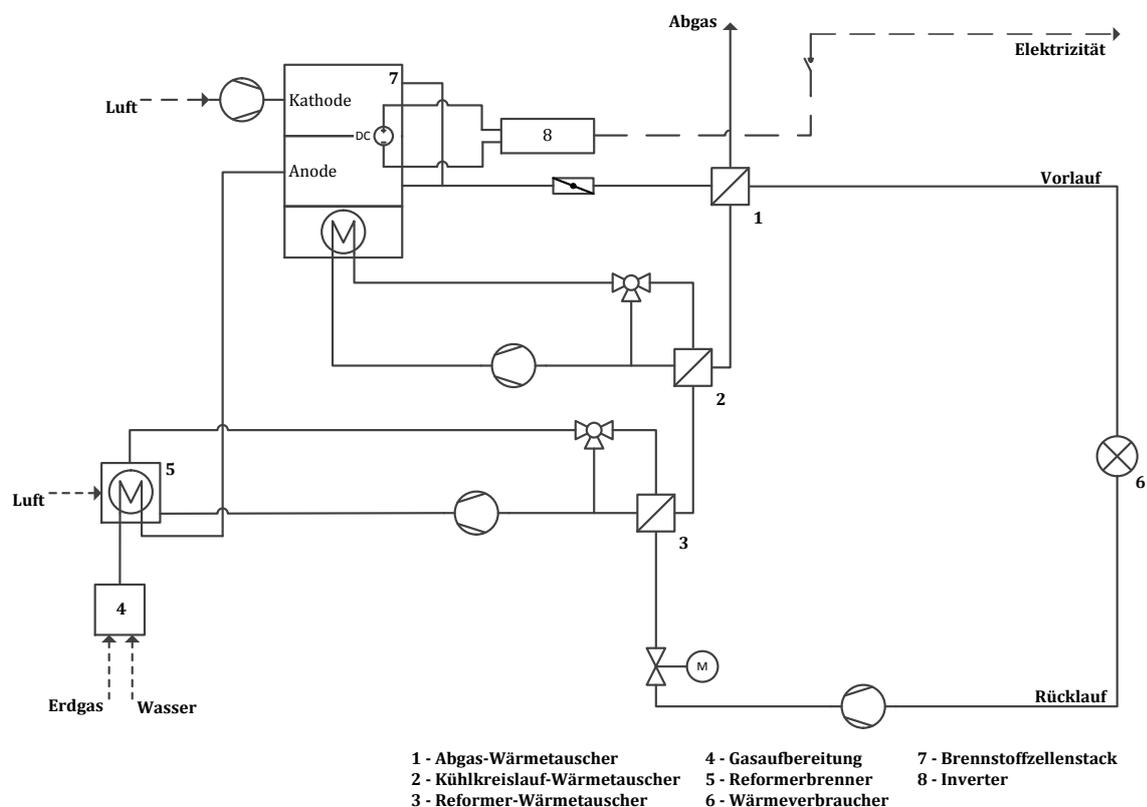


Abbildung 3-11: Schematischer Aufbau eines Brennstoffzellen-Heizgeräts mit vorgeschaltetem Reformer (in Anlehnung an Wendt et al. (2002), Thomas (2011))

3.2.3 Technische Bewertungskennzahlen

Zur technischen Charakterisierung von KWK-Anlagen existieren einige wesentliche Kennzahlen. Der Brennstoffausnutzungsgrad beschreibt das Verhältnis der abgegebenen Zielenergien zu der zugeführten Energie (Pehnt, 2010). Der Brennstoffausnutzungsgrad η_{ges} wird bestimmt durch die Gleichung 3-6.

$$\eta_{ges} = \frac{\dot{Q}_{th,KWK} + P_{el,KWK}}{\dot{m}_{BR} \cdot H_i} \quad (3-6)$$

In der Gleichung bezeichnet $\dot{Q}_{th,KWK}$ den Wärmestrom und $P_{el,KWK}$ die elektrische Nettoleistung der KWK-Anlage sowie \dot{m}_{BR} den Massenstrom des Brennstoffs und H_i dessen Heizwert. Die elektrische Nettoleistung ergibt sich aus der Klemmenleistung und ist damit um interne Elektrizitätsverluste, z.B. für den Hilfsenergiebedarf, bereinigt (Arndt et al., 2007). Dazu kann auch bei der gekoppelten Produktion entsprechend der beiden Zielenergien unterschieden werden. Die Gleichung 3-7 weist hierbei den elektrischen Wirkungsgrad η_{el} , Gleichung 3-8 den thermischen Wirkungsgrad η_{th} aus.

$$\eta_{el} = \frac{P_{el,KWK}}{\dot{m}_{BR} \cdot H_i} \quad (3-7)$$

$$\eta_{th} = \frac{\dot{Q}_{th,KWK}}{\dot{m}_{BR} \cdot H_i} \quad (3-8)$$

Weiterhin ergeben sich auch aus den über einen Zeitraum gemittelten Wirkungsgraden entsprechend die Nutzungsgrade (Arndt et al., 2007). In den Gleichungen 3-9, 3-10 und 3-11 werden daher der Gesamtnutzungsgrad g_{BR} sowie der elektrische und thermische Nutzungsgrad g_{el} und g_{th} für eine KWK-Anlage definiert.

$$g_{BR} = \frac{W_{el,KWK} + Q_{th,KWK}}{Q_{BR}} \quad (3-9)$$

$$g_{el} = \frac{W_{el,KWK}}{Q_{BR}} \quad (3-10)$$

$$g_{th} = \frac{Q_{th,KWK}}{Q_{BR}} \quad (3-11)$$

Hierbei bezeichnet $W_{el,KWK}$ die Nettostromerzeugung, $Q_{th,KWK}$ die nutzbare Wärmeenergieerzeugung und Q_{BR} den Brennstoffwärmeverbrauch.

Eine weitere wichtige technische Kennzahl von KWK-Anlagen ist die Stromkennzahl. Diese drückt das Verhältnis aus der bereitgestellten

elektrischen Nettoleistung und der thermisch nutzbaren Wärmeleistung aus. Die Stromkennzahl σ wird in Gleichung 3-12 bestimmt.

$$\sigma = \frac{P_{el,KWK}}{\dot{Q}_{th,KWK}} \quad (3-12)$$

3.2.4 Dimensionierung von KWK-Anlagen

Die Auslegung einer Kraft-Wärme-Kopplungsanlage stellt ein wesentliches Planungsziel bei der Investitions- und Installationsentscheidung dar. Die Festlegung der Anlagengröße bzw. -leistung hat einen zentralen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit des KWK-Systems. Dies liegt darin begründet, dass einerseits eine zu geringe Dimensionierung Potenziale der ökonomischen Vorteilhaftigkeit, z.B. durch Mehrerlöse bei der Rückspeisung von Elektrizität oder ausgabenminderer Gestehung der Wärme und damit Substitution der Wärmequelle, ungenutzt lässt. Andererseits führt eine zu große Auslegung der Anlage zu einer zu geringen Volllaststundenanzahl, so dass die verhältnismäßig hohe Investition über die während der Nutzungsdauer auftretenden Kapitalrückflüsse nicht gedeckt wird. Zudem kann der resultierende Betrieb der Anlage vornehmlich im Teillastbereich energetische Ineffizienzen im Falle teillastabhängiger Wirkungsgrade nach sich ziehen.

Nach Erdmann et al. (2010) existiert die monovalente und die bivalente Auslegungsvariante. Bei der ersten deckt die KWK-Anlage die gesamte Heizlast, bei der zweiten nur die Grundlast der Wärme ab. In der letzteren Variante kommt zusätzlich noch ein Spitzenlastkessel zum Einsatz. Die Dimensionierung einer Anlage kann nach mehreren Verfahren erfolgen. So herrschen zum einen Verfahren auf der Grundlage von groben Planungswerten der Heizlast vor (Sawillion, 2002). Hierbei besteht das Vorgehen darin, die thermische Leistung der KWK-Anlage auf die benötigte thermische Gebäudeauslegungsleistung bzw. die bisher installierte Leistung zu beziehen. Dabei sind der Literatur prozentuale Richtwerte dieses Verhältnisses zu entnehmen. Diese liegen in der Regel zwischen 15 und 25 % (Suttor, 2014). Kail et al. (2001) identifizieren gar einen Bereich zwischen 30 und 50 %. Ebenso kann anstatt des Anteils an der

thermischen Gebäudeauslegungsleistung eine Mindestanzahl an Betriebsstunden der KWK-Anlage als auslegungsrelevante Größe zum Tragen kommen, welche über die geordnete Jahresdauerlinie mit der thermischen Gebäudeauslegungsleistung bzw. dem Anteil der KWK-Anlage daran in Beziehung steht. Die geordnete Jahresdauerlinie beschreibt im mathematischen Sinn eine Häufigkeitsverteilung, indem für ein kalendarisches Jahr die Werte des Wärmeverbrauchs je Stunde im Jahr in absteigender Reihenfolge abgetragen werden (Suttor, 2014). Die Abbildung 3-12 veranschaulicht beispielhaft die geordnete Jahresdauerlinie eines Wohngebäudes und darin eine Möglichkeit der Dimensionierung einer KWK-Anlage nach thermischer Leistung bzw. Volllaststundenanzahl, welche bei 30 % der thermischen Gebäudeauslegungsleistung bzw. 3000 h angenommen wird.

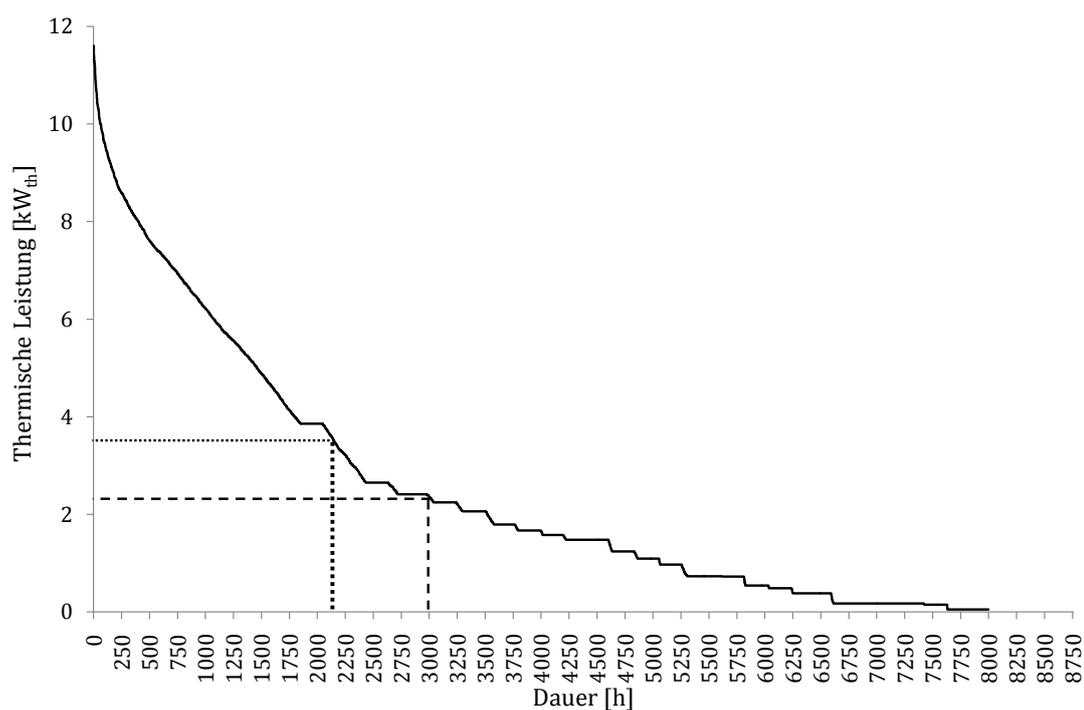


Abbildung 3-12: Geordnete Jahresdauerlinie der beispielhaften thermischen Nachfrage eines Wohngebäudes

Als Mindestanzahl an Betriebsstunden der KWK-Anlage zur Erreichung deren Wirtschaftlichkeit werden in der Literatur verschiedene Werte angeführt. Diese schwanken im Bereich von ca. 3.000 bis ca. 5.000 jährlichen Betriebsstunden (Erdmann et al., 2010; Suttor, 2014).

Neben dem Verfahren auf Grundlage von groben Planungswerten der Heizlast findet sich auch ein solches auf Basis der Jahresdauerlinie der Heizlast (Sawillion, 2002). Dieses setzt die Existenz einer stündlich aufgelösten Jahresdauerlinie der Heizlast voraus. Mit Kenntnis dieser kann die „Methode des größten Rechtecks“ angewandt werden¹¹. Hierbei wird die konstruierte Fläche, welche sich aus der Multiplikation der Längen zweier Strecken, welche wechselseitig parallel zur Ordinate bzw. Abszisse verlaufen und einen gemeinsamen Schnittpunkt auf der Jahresdauerlinie aufweisen, ergibt, maximiert. In Abbildung 3-12 sind auf diese Weise konstruierte Rechtecke eingezeichnet, welche jedoch noch keiner Flächeninhaltsmaximierung unterliegen. Die „Methode des größten Rechtecks“ geht auf Haeseldonckx et al. (2007) zurück und findet u.a. Anwendung in Shaneb et al. (2011). Demzufolge werden die thermische Ausbringung der KWK-Anlage und damit das energetische Betriebsergebnis maximiert. Dieses Verfahren beruht weiterhin auf der Annahme, dass die KWK-Anlage nicht in Teillast betrieben werden kann und thermische Speicher nicht zum Einsatz kommen.

Schließlich reihen sich unter die Methoden zur Dimensionierung von KWK-Anlagen auch weitere Verfahren ein, welche im Folgenden nur kurz umrissen werden. Zum einen existiert ein Vorgehen auf Basis von Elektrizitäts- und Heizlastgängen typischer Tage nach der VDI-Richtlinie 2067 – Blatt 7 (Sawillion, 2002). Hierbei wird im Gegensatz zu den vorher angeführten Verfahren der Zeitgang der Elektrizitäts- und Wärmelast an typischen Tagen mit einer mindestens stündlichen Auflösung erfasst. Des Weiteren wird das Planungsziel der Dimensionierung der KWK-Anlage bei dem Verfahren nach Vogelsang als mathematisches Optimierproblem formuliert und mit Hilfe der gemischt-ganzzahligen linearen Programmierung gelöst (Vogelsang, 1997). Das Verfahren nach Braun löst hingegen die vorliegende komplexe Planungsaufgabe mittels dynamischer Programmierung (Vogelsang, 1997).

¹¹ In der Literatur wird diese Methode als „biggest rectangle method“ (Haeseldonckx et al., 2007) und „maximum rectangle method“ (Shaneb et al., 2011) bezeichnet.

3.2.5 Betriebsführungskonzepte von KWK-Systemen

Bei dem Betrieb von KWK-Anlagen wird prinzipiell zwischen der wärme- und der elektrizitätsorientierten Betriebsführung unterschieden (Erdmann et al., 2010). Des Weiteren existiert eine Mischform beider Konzepte, welche sich an aktuellen Vorgaben der Elektrizitätsmärkte ausrichtet.

3.2.5.1 Wärmeorientierte Betriebsführung

Bei der wärmeorientierten Betriebsführung schaltet sich die KWK-Anlage entsprechend des Wärmebedarfs an- und ab. Da auf Grund der Kuppelproduktion bei der Erzeugung von Wärme stets auch Elektrizität entsteht, wird diese bei Bedarf selbst genutzt oder in das Elektrizitätsnetz rückgespeist. Über die Nutzung eines Pufferspeichers kann dabei ein Taktbetrieb, wie er bei Heizkesseln vorgefunden wird und bei KWK-Anlagen in der Regel einen höheren Verschleiß bedingt, vermieden werden (Thomas, 2011).

3.2.5.2 Elektrizitätsorientierte Betriebsführung

Dagegen wird bei der elektrizitätsorientierten Betriebsführung die Betriebsweise nach dem elektrischen Lastprofil des Versorgungsobjektes ausgerichtet. Diese Anlagenfahrweise dient häufig dem Zweck, Lastspitzen abzubauen und damit den Bezug von teurer elektrischer Energie zu vermeiden (Thomas, 2011). Bei einer zeitlichen Inkongruenz zwischen dem Bedarf an Elektrizität und Wärme muss die überschüssige Wärmemenge über thermische Speicherung an das Wärmebedarfsprofil angepasst oder gar in Rückkühlwerken umgewandelt werden (Schmitz et al., 1996; Erdmann et al., 2010). Bei der elektrizitätsorientierten Betriebsführung kommt es zu keiner Einspeisung in das Elektrizitätsnetz, im Falle eines Mehrbedarfs wird Elektrizität aus dem Versorgungsnetz bezogen (Arndt et al., 2007).

3.2.5.3 Kombination von wärme- und elektrizitätsorientiertem Betrieb

In einem dritten Konzept der Betriebsführung wird die wärme- mit der elektrizitätsorientierten Führung kombiniert. Hier wird die Anlage beispielsweise grundsätzlich wärmeorientiert betrieben und in Zeiten erhöhter Preise am Day-ahead-Markt auf eine elektrizitätsorientierte Betriebsführung gewechselt (Erdmann et al., 2010). In diesem Zusammenhang ist das Konzept des virtuellen Kraftwerks zu nennen. In diesem werden dezentrale Erzeugungsanlagen, insbesondere mikro-KWK-Anlagen, mit Informationstechnik untereinander vernetzt und extern geregelt, mit dem Ziel, über die verbrauchsnahe Versorgung hinausgehende energiewirtschaftliche Aufgaben zu übernehmen (Arndt et al., 2006). Auf diese Weise zielen virtuelle Kraftwerke neben der Gewinnorientierung ebenso auf Systemdienstleistungen, wie die Bereitstellung von Regelleistung und -energie, die Reduktion von Spitzenlast (Peak-Shaving) und Lastflussoptimierung, ab. Dabei kommen für den Betrieb von virtuellen Kraftwerken neben Energieversorgungsunternehmen auch Privatpersonen sowie Contracting- und Industrieunternehmen in Frage (Arndt et al., 2006).

Bei der kombinierten Fahrweise müssen relevante technische und ökonomische Restriktionen in die Betriebsentscheidung aufgenommen werden. So muss beispielsweise der Füllstand des Wärmespeichers ebenso berücksichtigt werden wie die momentane Last des Elektrizitäts- und Wärmebedarfs (Suttor, 2014). Gleichwohl gilt es, wirtschaftliche Gesichtspunkte wie die Brennstoffausgaben für die KWK-Anlage und den Spitzenlastkessel sowie momentane Bezugsausgaben bzw. Erlöse für Elektrizität abzuwägen.

3.2.6 Zuteilungsverfahren der Erzeugnisse der Kuppelproduktion

Bei der ökonomischen und ökologischen Bewertung von KWK-Systemen ist die gekoppelte Erzeugung der Produkte Wärme und Elektrizität zu berücksichtigen, indem ein geeignetes Zuteilungsverfahren der Produkte z.B. auf die Ausgaben und CO₂-Emissionen gefunden werden muss. Es existieren hierbei je nach Fragestellung und vorherrschender

KWK-Technologie unterschiedliche Zuteilungsverfahren. Prinzipiell lassen sich das Gutschrift-, das Arbeitswert- und mehrere Allokationsverfahren unterscheiden (Pehnt et al., 2010). Dabei erfolgt bei dem Gutschriftverfahren eine Erweiterung der Systemgrenzen durch den Einbezug eines substituierten Systems in der Analyse. Dem gegenüber beruhen die Allokationsverfahren auf der Bestimmung eines Faktors zur Aufteilung der Kuppelprodukte.

Beim Gutschriftverfahren wird von der Prämisse ausgegangen, dass die Kuppelprodukte gleichartige Produkte ersetzen, welche mit alternativen Verfahren hergestellt würden. Daher werden Äquivalenzprozesse einer ungekoppelten Produktion, beispielsweise die Wärmeabgabe in einem Gas-Brennwertkessel, definiert, welche dann in ihrer Gesamtheit hinsichtlich der Ausgaben, Emissionen usw. mit der gekoppelten Erzeugung verglichen werden können. Dieses Verfahren steht auch im Einklang mit der europäischen KWK-Richtlinie (Europäische Union, 2004).

Das Arbeitswertverfahren hat die Elektrizitätsminderproduktion im KWK-Prozess im Fokus und bezieht sich damit vorrangig auf KWK-Anlagen, welche primär zur Elektrizitätserzeugung eingesetzt werden. Die Bewertung der Wärme erfolgt dabei auf Basis der Opportunitätskosten, welche die entgangenen Einnahmen aus der verringerten Abgabe der Elektrizität darstellen. Das Arbeitswertverfahren wird daher auch als Stromäquivalenzverfahren bezeichnet (Panos, 2007).

Unter den Allokationsverfahren situiert sich das kalorische Verfahren, bei welchem die Zuteilung auf den erzeugten Wärme- und Elektrizitätsmengen beruht und demnach Ausgaben und Emissionen entsprechend energiemengenbasiert aufgeteilt werden. Bei diesem Verfahren wird allerdings die thermodynamische und ökonomische Wertigkeit der entstandenen Produkte außer Acht gelassen.

Bei dem exergetischen Verfahren, einem weiteren Allokationsverfahren, wird die Aufteilung hingegen entsprechend der exergetischen Wertigkeit von Elektrizität und Wärme vorgenommen. Der resultierende

Exergie-Allokationsfaktor setzt daher den Exergiegehalt des Zielprodukts mit dem Exergiegehalt beider Erzeugnisse in Beziehung (Pehnt et al., 2010).

Darüber hinaus komplettieren die Preisallokation und die finnische Methode die Allokationsverfahren. Die erste Methode stellt auf die erzielbaren Erlöse bzw. Preise der Produkte am Markt ab. Dieses Verfahren wird auch als Restwertverfahren bezeichnet (Panos, 2007). Die zweite Methode bezieht überdies das Verhältnis des elektrischen und thermischen Wirkungsgrads sowie die Primärenergieeinsparung in die Bewertung ein (Pehnt et al., 2010).

3.3 Energie- und umweltpolitische Rahmenbedingungen

3.3.1 Klimaschutzziele

Die Richtlinien der nationalen Klimapolitik sind in jüngerer Vergangenheit in dem Integrierten Energie- und Klimaprogramm (IEKP) der Bundesregierung in den Jahren 2007 und 2008, dem Energiekonzept der Bundesregierung 2010 und darauf aufbauend dem Koalitionsvertrag 2013 formuliert (Bundesregierung, 2010; Bundesregierung, 2013). Inhaltlich wird darin eine Zieltrias aus der Reduktion der Treibhausgase, dem Ausbau der Erneuerbaren Energien sowie eine Erhöhung der Energieeffizienz angestrebt. Unter den formulierten Klimaschutzzielen finden sich ebenfalls Ziele mit Bezug zu dem Wärmesystem, insbesondere zu Gebäuden. Die Tabelle 3-1 gibt überblickend die energie- und klimapolitischen Ziele, welche im Energiekonzept der Bundesregierung quantifiziert sind und darüber hinaus eine Relevanz zu dem nationalen Elektrizitätssystem und dem Wärmesystem der Wohngebäude aufweisen, wieder.

Tabelle 3-1: Quantitative Ziele im Energiekonzept der Bundesregierung mit Relevanz zu dem Elektrizitätssystem und dem Wärmesystem der Wohngebäude (in Anlehnung an BMWi (2014))

Bereich	2020	2030	2040	2050
Treibhausgasemission				
Treibhausgasemission*	-40 %	-55 %	-70 %	-80 % bis -90 %
Energieeffizienz/Energieverbrauch				
Wärmebedarf in Gebäuden**	-20 %	-	-	-
Primärenergiebedarf in Gebäuden**	-	-	-	-80 %
Primärenergieverbrauch**	-20 %	-	-	-50 %
Bruttostromverbrauch**	-10 %	-	-	-25 %
Erneuerbare Energien				
Anteil an Wärmeverbrauch	14 %	-	-	-
Anteil an Bruttoendenergieverbrauch	18 %	30 %	45 %	60 %
Anteil an Bruttostromverbrauch	35 %	50 %	65 %	80 %

* Bezug auf Niveau 1990, mindestens

** Bezug auf Niveau 2008

In der deutschen Energie- und Umweltpolitik findet sich zur Erreichung der spezifizierten Klimaschutzziele eine Vielzahl von Maßnahmen und Instrumenten. Dabei lassen sich die Instrumente in erster Linie in ordnungsrechtliche sowie ökonomische Instrumente einteilen (Feess, 2013)¹². Ordnungsrechtliche Instrumente legen durch Regulierung oder Anreizsetzung einen ordnungspolitischen Rahmen fest. Zu diesen Instrumenten zählen u.a. Verbote, Gebote und Verordnungen. Ökonomische Instrumente umfassen einerseits marktwirtschaftliche und kooperative Instrumente, welche eine wirtschaftliche Anreizwirkung zur

¹² Alternative Klassifizierungen sehen beispielsweise eine Einteilung der umweltpolitischen Instrumente in ordnungsrechtliche, ökonomische und suasorische Instrumente (vgl. Michaelis, 1996) oder in Steuern, Emissionshandel und Auflagen (vgl. Sturm et al., 2011) vor.

positiven Einflussnahme auf die Umwelt ersuchen. Unter diesen Instrumenten situieren sich in der Klimapolitik in Deutschland der Europäische Emissionshandel sowie die sogenannten Kyoto-Mechanismen. Während durch ersteren Anlagenbetreiber in der Energiewirtschaft und der energieintensiven Industrie einen marktbasieren wirtschaftlichen Anreiz zum reduzierten Einsatz fossiler Brennstoffe sowie zur Steigerung der Energieeffizienz wahrnehmen, umfassen die Kyoto-Mechanismen Joint Implementation (JI) und Clean Development Mechanism (CDM), bei welchen Projekte zum Klimaschutz im Ausland zu vergleichsweise geringeren Ausgaben durchgeführt werden und die dadurch erhaltenen CO₂-Zertifikate ebenso im Europäischen Emissionshandel angerechnet werden können. Andererseits beinhalten ökonomische Instrumente auch Förderinstrumente und -programme. Diese dienen der finanziellen Unterstützung bei der Investition in Technologien und Effizienzmaßnahmen auf der kommunalen Ebene sowie der Landes- und Bundesebene.

Im Folgenden werden mit Relevanz für das Wärmesystem der Wohngebäude die zentralen Instrumente in Gestalt ordnungsrechtlicher Instrumente sowie Förderinstrumente aufgezeigt und dabei wesentliche Instrumente skizziert.

3.3.2 Ordnungsrechtliche Instrumente

Als legislative Grundlage für die nationale Energie- und Klimapolitik existieren unterschiedliche gesetzliche Regelwerke. Darin sind u.a. die Klimaschutzziele sowie andere regulatorische Aspekte wie Förderinstrumente und -modalitäten formuliert. Wesentliche Gesetze mit Bedeutung für das Wärmesystem der Wohngebäude werden im Folgenden angeführt.

Das **Energieeinsparungsgesetz (EnEG)** existiert seit 1976 und funktionierte als rechtliche Grundlage für die Wärmeschutzverordnung (1977) und die Heizanlagenverordnung (1978). Das Energieeinsparungsgesetz trat in seiner zum vierten Mal geänderten Version zum 13. Juli 2013 in Kraft. In der **Energieeinsparverordnung (EnEV)** wurden die beiden

vorherig genannten Verordnungen zusammengeführt. Die erste Fassung der EnEV trat zum 1. Februar 2002 in Kraft und diente damit der Umsetzung der EU-Richtlinien 2002/91/EG und später 2010/31/EU über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden. Zum 1. Oktober 2007 sowie 1. Mai 2014 erhielten novellierte Fassungen der EnEV rechtliche Gültigkeit. Die EnEV erstreckt sich sowohl auf zu errichtende und bestehende Gebäude als auch auf Wohn- und Nichtwohngebäude. Ferner bezieht sich die Verordnung auf den Jahres-Primärenergiebedarf für die Heizung, Warmwasserbereitung, Lüftung und Kühlung bei Wohngebäuden sowie zusätzlich auf die eingebaute Beleuchtung bei Nichtwohngebäuden. Für Neubauten sowie modernisierte Bestandsbauten werden in der Verordnung energetische Mindestanforderungen auf Basis von Referenzgebäuden gleicher Geometrie, Gebäudenutzflächen und Ausrichtung bestimmt. Im Zuge der Novellierungen kam es zu sukzessiven Verschärfungen der Anforderungen an den Jahresprimärenergiebedarf bzw. dessen Reduktion um durchschnittlich 30 % bzw. 15 % im Jahr 2009 bzw. 2014. Zur Energiebilanzierung greift die EnEV auf die Verfahren nach DIN (2007a) sowie DIN (2003a) in Verbindung mit DIN (2003b) und Richtlinien des Bundesministeriums für Verkehr und Digitale Infrastruktur (BMVDI) zurück. Des Weiteren werden in der EnEV die Grundlagen für den Energieausweis, ein öffentlich-rechtliches Zertifikat für Wohn- und Nichtwohngebäude, geregelt. Dieser dient der energetischen Bewertung von Gebäuden unter Zuhilfenahme von standardisierten Berechnungsverfahren auf Basis des Energiebedarfs und Energieverbrauchs und wird bei der Gebäudeerrichtung, -änderung oder -erweiterung ausgestellt. Ferner werden in Anlehnung an die Energieverbrauchskennzeichnungsrichtlinie 2010/30/EU und zur besseren Vergleichbarkeit die Gebäude Energieeffizienzklassen zugewiesen.

Das **Energieverbrauchskennzeichnungsgesetz (EnVGK)** bzw. die Energieverbrauchskennzeichnungsverordnung (EnVKV) setzen die EU-Richtlinie 2010/30/EU zur Energieverbrauchskennzeichnung in deutsches Recht um. Das Ziel des Gesetzes ist es, eine einheitliche Kennzeichnung für Produkte u.a. über deren Energieverbrauch und CO₂-Emission

nen zu definieren. Seit September 2015 fallen hierunter auch Wärmeerzeuger, Warmwasserbereiter und -speicher sowie Verbundanlagen. Überdies bezieht sich die Ökodesignrichtlinie 2009/125/EG in Gestalt des **Energieverbrauchsrelevante-Produkte-Gesetz (EVPG)** auf die genannten Technologien, in welcher in den Verordnungen 2013/813/EU und 2013/814/EU Anforderungen an die umweltgerechte Gestaltung der angeführten Technologien festgelegt werden.

Das **Erneuerbare-Energien-WärmeGesetz (EEWärmeG)** trat 2009 in Kraft und zielt auf den Ausbau der Erneuerbaren Energien im Wärme- und Kältebereich der Energieversorgung von Gebäuden ab. In dem Gesetz ist verankert, dass der Mindestanteil der Erneuerbaren Energien am Wärme- und Kälteenergiebedarf von Gebäuden 14 % bis zum Jahr 2020 beträgt. Nach dem Gesetz muss der Wärme- und Kältebedarf von neu errichteten Gebäuden mit einer Nutzfläche von mehr als 50 Quadratmetern anteilig aus Erneuerbaren Energien gedeckt werden. Den Erneuerbaren Energien werden Geothermie, Umweltwärme, solare Strahlungsenergie sowie feste, flüssige und gasförmige Biomasse zugeordnet. Es können auch Ersatzmaßnahmen geltend gemacht werden, welche die Abwärme- und KWK-Nutzung, Maßnahmen zur Einsparung von Energie sowie Fernwärme bzw. -kälte und solarthermische Erzeugung zur Wärme- und Kälteversorgung Dritter umfassen.

Das **Erneuerbare-Wärme-Gesetz (EWärmeG)** trat 2008 in Kraft und besteht in seiner novellierten Fassung seit 1. Juli 2015. Es ist ein Landesgesetz für Baden-Württemberg. Das Gesetz verpflichtet die Wohneigentümer von Bestandsgebäuden, welche vor dem 1. Januar 2009 erbaut wurden, bei einem Wechsel der Heizungsanlage zu einem Einsatz von Erneuerbaren Energien. Hierbei wird zwischen Wohn- und Nichtwohngebäuden unterschieden. Dem Regelwerk nach müssen im eintretenden Fall des Heizanlagentauschs bei bestehenden Wohn- und Nichtwohngebäuden 15 % des Heizenergiebedarfs durch Erneuerbare Energien gedeckt werden. Zu den Optionen auf Seiten der Wandlungstechnologien zählen Anlagen auf Basis von Solarthermie, Biogas und Bioöl sowie Holzzentralheizungen und Wärmepumpen. Es können wie

beim EEWärmeG alternativ auch Ersatzmaßnahmen geltend gemacht werden, welche in den Optionen des baulichen Wärmeschutzes, der Kraft-Wärme-Kopplung, des Anschlusses an ein Wärmenetz sowie an eine PV-Anlage bestehen.

Das **Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG)** dient dem Zweck der Erhöhung der Elektrizitätserzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung auf 25 % bis zum Jahr 2020. Es regelt darin die Anschluss-, Abnahme- und Vergütungspflicht für hocheffiziente KWKG-Anlagen durch die Netzbetreiber. Die Vergütung setzt sich für Betreiber von KWKG-Anlagen aus mehreren Bestandteilen zusammen. Dies sind zum einen ein Preis, den der Anlagenbetreiber und der Netzbetreiber vereinbaren, und zum anderen ein im KWKG verankerter Zuschlag. Falls im Zuge der Preisfindung kein Preis zustande kommt, gilt der übliche Preis, welcher den durchschnittlichen Preis für Grundlaststrom an der Strombörse EEX im jeweils vergangenen Quartal darstellt, zuzüglich eines Netznutzungsentgelts, welches durch die dezentrale Einspeisung der KWKG-Anlage vermieden wird (KWKG, 2014). Die Tabelle 3-2 stellt für verschiedene Leistungsbereiche von KWKG-Anlagen deren Vergütungsbestandteile nach dem gesetzlichen Zuschlag dar. Des Weiteren besteht im KWKG die Möglichkeit der finanziellen Förderung für den Neu- und Ausbau von Wärme- und Kältenetzen bzw. Wärme- und Kältespeichern.

Tabelle 3-2: Förderung von KWKG-Anlagen nach Leistungsbereich durch den gesetzlichen Zuschlag (basierend auf KWKG (2014))

Leistungsbereich	Vergütung	
	Höhe	Dauer
	ct/kWh _{el}	h
$x \leq 50 \text{ kW}_{el}$	5,41	30.000
$50 < x < 250 \text{ kW}_{el}$	4,00	30.000
$250 \leq x \leq 2.000 \text{ kW}_{el}$	2,40	30.000
$x > 2.000 \text{ kW}_{el}$	1,80	30.000

Das **Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)** regelt den Vorrang für Elektrizität aus Erneuerbaren Energien, Grubengas und Kraft-Wärme-Kopplung. Es beinhaltet ferner KWK-bezogene Regelungen. So besteht ein Anspruch auf finanzielle Förderung für Elektrizitätserzeugung aus Biomasse für KWK-Anlagen auf Basis von Biomethan mit einer installierten Leistung von mehr als 100 kW. Jedoch ist eine Doppelförderung der Technologien nach EEG und KWK-G ausgeschlossen.

Weitere nachgeordnete gesetzliche Rahmenbedingungen mit Relevanz für das Wärmesystem der Wohngebäude werden auch in den im Folgenden angeführten Regelwerken spezifiziert.

Das **Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)** verfolgt den Zweck einer möglichst sicheren, preisgünstigen effizienten und umweltverträglichen Versorgung mit Elektrizität und Gas. Das Gesetz beabsichtigt insbesondere, einen wirksamen Wettbewerb bei der Versorgung mit den genannten Energieträgern durch die Regulierung der Elektrizitäts- und Gasversorgungsnetze sicherzustellen. Mit Relevanz für die dezentrale Elektrizitätserzeugung (durch KWK) sind die Betreiber von Energieversorgungsnetzen verpflichtet, Erzeugungs- und Speicheranlagen zu u.a. angemessenen und diskriminierungsfreien Bedingungen an ihr Netz anzuschließen. Des Weiteren müssen Entgelte angemessen und transparent sowie nicht ungünstiger als in vergleichbaren Fällen für Leistungen innerhalb des Betreibers von Energieversorgungsnetzen sein.

Das **Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG)** stellt ein Gesetz zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen, durch Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen etc. dar. Mit Bedeutung für Wärmewandlungstechnologien bzw. KWK-Anlagen legt die 13. Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes Anforderungen für Großfeuerungs-, Gasturbinen- und Verbrennungsmotoranlagen mit einer Wärmeleistung von mindesten 50 MW fest. In der Verordnung werden Emissionsgrenzwerte für Gesamtstaub, Schwefeldioxid, Kohlenmonoxid und weitere Schadstoffe definiert.

Das **Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz (TEHG)** setzt die EU-Richtlinie 2003/87/EG über ein gemeinschaftsweites Handelssystem von Zertifikaten zur Treibhausgasemission in deutsches Recht um. Dieses verpflichtet Anlagenbetreiber mit einer Gesamtfeuerungsleistung von mindestens 20 MW zur Vorhaltung von handelbaren Emissionsrechten. Ferner werden in dem Gesetz u.a. die Zuteilung, der Handel und die Überwachung geregelt.

Das **Wohnungseigentumsgesetz (WoEigG)** ist ein Gesetz über das Wohnungseigentum und das Dauerwohnrecht und bezieht sich darin unter anderem auf das gemeinschaftliche Eigentum und das Sondereigentum an nicht zu Wohnzwecken dienenden Räumen des Gebäudes. Insbesondere regelt es auch Fragen zur Veränderung von Anlagen im Gemeinschaftseigentum, wie der Installation von Heizungs- und KWK-Anlagen, welche durch Stimmenmehrheit der Wohnungseigentümer zu beschließen ist.

Das **Energiesteuergesetz (EnStG)** regelt die Energiesteuer für Energieerzeugnisse im Steuergebiet der Bundesrepublik Deutschland. Nach dem Gesetz werden KWK-Anlagen, welche bestimmten Anforderungen wie einem Mindestjahresnutzungsgrad genügen, vollständig oder zum Teil von der Energiesteuer befreit.

3.3.3 Förderinstrumente/-programme

Neben den ordnungspolitischen Instrumenten in der Gestalt von Gesetzen und Verordnungen existieren auch auf Bundes-, Landes- und Kommunalebene politische Instrumente und Programme zur Förderung der Technologien. Relevante Programme werden im Folgenden skizziert.

Das **Marktanreizprogramm (MAP)** des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) stellt ein zentrales Instrument zum Ausbau der Erneuerbaren Energien im Wärmemarkt dar. Das Programm existiert seit 1993 und ist im EEWärmeG gesetzlich verankert. Die letzte Novellierung des Marktanreizprogramms wurde zum 1. April 2015 durchgeführt und entspricht damit der Anforderung an die aktuelle Markt-

entwicklung sowie an den Stand der Technik. Die Förderung wird zum einen über Zuschüsse des Bundesamts für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) und zum anderen über zinsgünstige Darlehen sowie Tilgungszuschüsse durch die Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) bewerkstelligt. Über die Investitionszuschüsse werden im ersten Fall Wärmepumpen, Pelletheizungen sowie solarthermische Anlagen in privaten Haushalten und Unternehmen gefördert. In Abhängigkeit der verwendeten Technologie und der Jahresarbeitszahl kann hierbei im Jahr 2015 ein Zuschuss zwischen 1.300 € und 6.750 € je Wärmepumpe gewährt werden (BAFA, 2015). Pelletheizungen werden mit einem Betrag zwischen 2.000 € und 5.250 € je Anlage bezuschusst (BAFA, 2015). Auf solarthermische Anlagen entfallen dagegen pro Anlage zwischen 500 € und 2.000 € (BAFA, 2015).

Im Rahmen der **Nationalen Klimaschutzinitiative (NKI)** des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) werden in der Mini-KWK-Richtlinie Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen bis $20 \text{ kW}_{\text{el}}$ gefördert. Die Richtlinie trat zum 1. Januar 2015 in Kraft. Förderfähig sind dieser nach KWK-Anlagen, die einem Mindestjahresnutzungsgrad von 85 % sowie einer Mindestprimärenergieeinsparung von 15 % bis 20 % genügen sowie in Bestandsgebäuden installiert werden. Unter den begünstigten Technologien befinden sich u.a. verbrennungsmotorische BHKW, Stirlingmaschinen und Brennstoffzellen-Heizgeräte. Die Subvention sieht eine leistungs- und technologieabhängige Förderung zwischen $10 \text{ €/kW}_{\text{el}}$ und $1.900 \text{ €/kW}_{\text{el}}$ vor.

Neben den angeführten Programmen in Energiewandlungstechnologien existieren auch Förderprogramme zur Investition in den Wärmeschutz. So können beispielsweise Investitionszuschüsse je Wohneinheit für energetische Sanierungsmaßnahmen zur Erreichung des KfW-Effizienzhaus-Standards gewährt und alternativ auch zinsgünstige Kredite für die Sanierungsaktivität zugestanden werden.

4 Ein Modell zur Analyse des nationalen Elektrizitätssystems und Wärmesystems der Wohngebäude

In diesem Kapitel wird ein Modell zur Analyse des nationalen Elektrizitätssystems und des Wärmesystems der Wohngebäude entwickelt. Dabei unterteilt sich das Hauptkapitel in insgesamt sieben Unterkapitel. So wird zunächst ein Überblick über generische Ansätze der Energiemodellierung ohne direkten Bezug zum vorliegenden Forschungskontext geschaffen. Schließlich werden im darauffolgenden Unterkapitel Anforderungen an ein zu entwickelndes Modell des nationalen Elektrizitätssystems und des Wärmesystems der Wohngebäude abgeleitet, worauf eine Einführung in den Modellerzeuger TIMES folgt. Des Weiteren wird die Struktur des entwickelten Modells im sich anschließenden Teil aufgezeigt. Zudem werden wesentliche Aspekte zur Abbildung des Elektrizitätssystems erläutert und darin zwischen der Implementierung von Kraftwerken auf Basis erneuerbarer Energieträger sowie von konventionellen Kraftwerken differenziert. Das nächste Unterkapitel widmet sich hingegen der Abbildung des Wärmesystems der Wohngebäude im entwickelten integrierten Modell. Hierbei wird weitreichend auf die Modellierung der Nachfrage und dabei die Typologisierung sowie die quantitative und energetische Charakterisierung des Wohngebäudebestands eingegangen. Weiterhin wird die Berücksichtigung von infrastrukturellen Kriterien sowie des Technologiebestands dargelegt, um abschließend zu einer Klassifizierung des Wohngebäudebestands zu gelangen. Das Unterkapitel wird mit der Definition und Abbildung von Wärmever-sorgungstechnologien sowie Maßnahmen zur energetischen Sanierung der Wohngebäude im Modell vervollständigt. Eine mathematische Beschreibung des Modells über dessen Zielfunktion, ausgewählte Nebenbedingungen sowie der Abbildung energie- und klimapolitischer Ziele komplettiert das Hauptkapitel.

4.1 Überblick über Ansätze der Energiemodellierung

In der Modellierung dient ein Modell der abstrahierten Darstellung der realen Welt bzw. des realen Systems. Darin sollen das Verhalten und die Wechselwirkungen der Systemelemente qualitativ und quantitativ beschrieben werden (Möst et al., 2009). In einem Modell werden nicht alle Attribute des Originals und damit nicht die gesamte Wirklichkeit erfasst, sondern nur diejenigen Attribute, welche der Modellersteller bzw. Modellnutzer als relevant erachtet (Ropohl, 2009). Demnach sind nach Ropohl (2009) Modelle durch die drei Eigenschaften Abbildungs- und Verkürzungsmerkmal sowie das pragmatische Merkmal charakterisiert. Die erste Eigenschaft setzt ein Modell mit einer Abbildung bzw. Repräsentation natürlicher oder künstlicher Originale gleich. Das zweite Merkmal stellt auf das Erfassen nur einer Teilmenge von allen bestehenden Attributen ab. Die dritte Eigenschaft beschreibt die Ersetzungsfunktion eines Modells für bestimmte Subjekte innerhalb bestimmter Zeitintervalle.

In der Energiemodellierung existiert eine Vielzahl von Modellen. Es ist daher zweckmäßig, diese aus Übersichtsgründen systematisch zu klassifizieren. In der Literatur findet sich eine große Anzahl an Kriterien, anhand derer sich Energiemodelle Kategorien zuordnen lassen. So arbeitet van Beeck (1999) neun Kriterien heraus, darunter den mathematischen Ansatz, den geographischen und sektoralen Umfang sowie den Zeithorizont und die Datenanforderungen. Mai et al. (2013) beschränken sich auf die nach Auffassung der Autoren drei relevantesten darunter, nämlich den analytischen Ansatz (Top-down bzw. Bottom-up), die zugrundeliegende Methodik (allgemeines Gleichgewicht, Optimierung und Simulation) sowie die Voraussicht (intertemporal bzw. myopisch).

Daher werden aus der Analyse der Kriterien in der Literatur der analytische Ansatz sowie die Methodik als die relevantesten charakteristischen Eigenschaften von Energiemodellen identifiziert. Im Ergebnis gibt daher die Abbildung 4-1 einen Überblick über die Klassifizierung von

Energiemodellen nach der eigenen Vorgehensweise der Kategorisierung.

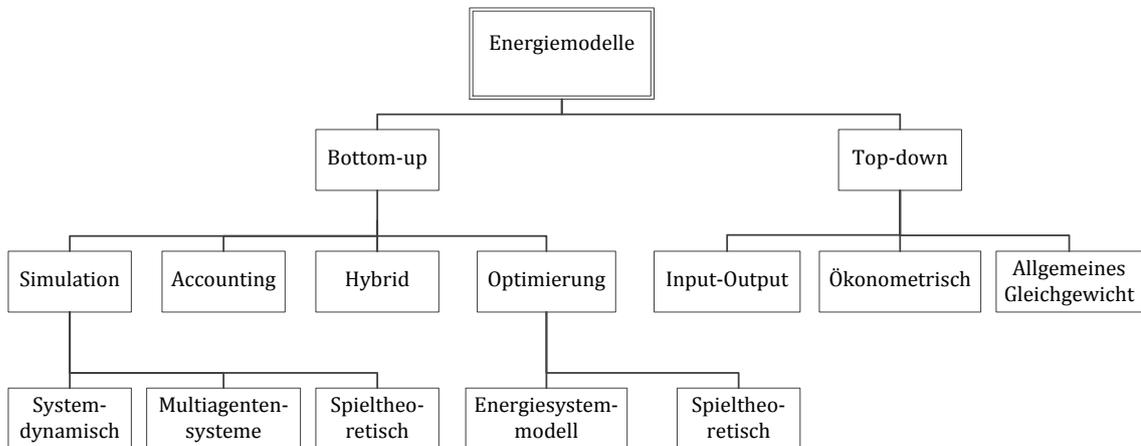


Abbildung 4-1: Klassifizierung von Energiemodellen (in Anlehnung an Möst et al. (2009), Swan et al. (2009), Mundaca et al. (2010), Götz et al. (2012a))

Allgemein lassen sich der Abbildung 4-1 folgend Energiemodelle zunächst nach Bottom-up- und Top-down-Modellen unterscheiden. Bei Bottom-up-Modellen steht die technologische und prozesstechnische Sichtweise im Vordergrund (Möst et al., 2009). Der Detaillierungsgrad bei der Abbildung der Technologien und Produktionsprozesse mit deren technischen, wirtschaftlichen und ökologischen Eigenschaften ist hierbei sehr hoch. Dagegen werden Rückkopplungen aus dem Systemgeschehen nicht erfasst. Im Fokus von Top-down-Modellen hingegen stehen die vollumfängliche Betrachtung einer Volkswirtschaft sowie die Analyse der Wechselwirkungen zwischen den Sektoren aus einer makroökonomischen Perspektive (Möst et al., 2009). Weiterhin kennzeichnen ein hoher Grad der endogenen Erfassung von Verhaltensaspekten und der Datenaggregation sowie eine mangelnde Berücksichtigung von Individualtechnologien Top-down-Modelle. Dabei werden die Top-down-Ansätze in der Modellierungspraxis hauptsächlich von angewandten allgemeinen Gleichgewichtsmodellen beherrscht. Der Einsatz des problemadäquaten Ansatzes muss dabei für den jeweiligen Untersuchungszweck abgewogen werden. Zu den vor- und nachteiligen Eigenschaften von Energiemodellen beruhend auf dem Bottom-up- bzw. Top-down-Ansatz gibt die Tabelle 4-1 eine Übersicht.

Tabelle 4-1: Vor- und Nachteile von Bottom-up- und Top-down-Energiemodellen (in Anlehnung an van Beeck (1999), Möst et al. (2009), Swan et al. (2009), Götz et al. (2012a))

	Bottom-up	Top-down
Nachteile	<ul style="list-style-type: none"> • Keine Berücksichtigung des Verhaltens unterschiedlicher Agenten • Keine Berücksichtigung von Transaktionskosten und „nicht-tastbaren“ Kosten bzw. bestimmten Zielgrößen (Beschäftigung, Einkommensverteilung) • Keine Berücksichtigung von Marktunvollständigkeiten • Keine Berücksichtigung des Einflusses von unterschiedlichen Präferenzen und Marktheterogenitäten • Mangel an Rückkopplungen aus dem Systemgeschehen 	<ul style="list-style-type: none"> • In der Regel keine Abbildung von Einzeltechnologien • Starke Abhängigkeit von historischen Daten • Hoher Aggregationsgrad, daher bei technologiespezifischer Politikbewertung problematisch • Keine explizite Abbildung von Endverbrauchern • Keine Berücksichtigung der technisch effizientesten Technologien, daher Unterschätzung des Potenzials für Effizienzsteigerungen
Vorteile	<ul style="list-style-type: none"> • Hoher technischer Detaillierungsgrad • Bewertung technologiespezifischer Maßnahmen • Abbildung von Technologiekonkurrenz • Geringe Abhängigkeit von historischen Daten • Integration langfristiger Trends der wirtschaftlichen Charakteristika von Technologien (Lernkurven) 	<ul style="list-style-type: none"> • Ganzheitliche Betrachtung der Volkswirtschaft • Berücksichtigung von makroökonomischen Rückkopplungen • Berücksichtigung von Verhaltensaspekten • Einbezug von Trends • Ermöglichung langfristiger Prognosen bei Abwesenheit von Diskontinuitäten

Darüber hinaus gibt es auch Ansätze, Bottom-up- mit Top-down-Modellen zu verbinden. In Hourcade et al. (2006) findet sich hierzu eine Vorstellung einer Auswahl entsprechender Modelle. Unter diesen befindet sich beispielsweise ein solches, welches in einem allgemeinen Gleichgewichtsmodell unter der Maßgabe der intertemporalen Nutzenmaximierung die Nutzerpräferenzen für spezifische Technologien in einem Bottom-up-Modell abbildet. In einem weiteren Ansatz wird ein Bottom-up-Optimiermodell zur Modellierung von Transporttechnologien mit einem rekursiven dynamischen allgemeinen Gleichgewichtsmodell der Top-down-Ebene zu einem Modellhybrid firmiert.

Weiterhin lassen sich gemäß der Abbildung 4-1 in der zweiten Gliederungsebene unterschiedliche Methodiken bei Energiemodellen unterscheiden. Im Folgenden wird dabei lediglich auf die beiden Methodiken der Optimierung und der Simulation kurz eingegangen. Optimierende Modelle werden in Energiesystemmodelle sowie spieltheoretische Modelle weiter unterschieden. Bei den Energiesystemmodellen ist es das Ziel, unter gegebenen Rahmenbedingungen ein optimales Versorgungssystem zu ermitteln (Möst et al., 2009). Auf Grund des hohen technischen Detaillierungsgrads von Energiesystemmodellen werden diese auch als partielle Gleichgewichtsmodelle bezeichnet (Götz et al., 2012a). Im Gegensatz zu optimierenden Modellen wird in der Simulation die Entwicklung des Energiesystems basierend auf exogen vorgegebene Szenarioannahmen beschrieben (Götz et al., 2012a). Die Auswirkungen vorgegebener Handlungsoptionen werden hierbei simuliert. In der Simulation wird kein Gleichgewicht oder Optimum angestrebt (Mai et al., 2013). Simulationsmodelle können weiter in systemdynamische Modelle, Multiagentensysteme und spieltheoretische Modelle unterschieden werden (Möst et al., 2009).

4.2 Anforderungsprofil an das zu entwickelnde Modell und Methodenauswahl

Zur Untersuchung des Forschungsgegenstandes muss ein Modellansatz mit problemadäquaten Eigenschaften entwickelt werden. Nachstehend werden daher zentrale Aspekte beschrieben, welche als Anforderung an das Modell zu berücksichtigen sind.

Da die Arbeit auf die optimale Gestaltung der Versorgungsstruktur des Elektrizitätssystems und des Wärmesystems der Wohngebäude abstellt, wird hieraus die Notwendigkeit eines Optimierprinzips zur Ableitung einer nach einem Zielkriterium optimalen Lösung identifiziert.

Des Weiteren wird an das Modell die Anforderung gestellt, gleichermaßen technische und wirtschaftliche Eigenschaften sowie Restriktionen zu den implementierten Objekten, wie der Energiewandlungstechnolo-

gien und Wohngebäude, erfassen zu können. Dies ist einerseits der Tatsache geschuldet, dass die verwendeten Technologien sich in ihren technischen Eigenschaften, welche einen relevanten Einfluss auf die Modellergebnisse haben, erheblich unterscheiden und sie somit im Modell ausreichend charakterisiert werden müssen. Andererseits ist es ein wesentliches Aussageziel des Modells, das ökonomische Potenzial der Technologien im Elektrizitäts- und Wärmesystem zu bestimmen, wodurch die Technologien in adäquatem Maße in ihren ökonomischen Eigenschaften beschrieben werden müssen. Überdies müssen auch ökologische Eigenschaften der Technologien, beispielsweise zur Quantifizierung des Primärenergieeinsatzes und des CO₂-Ausstoßes, in dem Modellansatz erfasst werden können.

Zudem muss es der Modelltyp gestatten, eine Abbildung der energetischen Reihe bzw. der Energiewertschöpfungskette zur Untersuchung der Energieflüsse von den Energiequellen bis hin zu den Energiesenken vorzunehmen. Da die zu analysierenden Fragestellungen auch auf übergeordnete Größen mit Relevanz zur Klima- und Umweltpolitik, wie der eingesetzten Primärenergie, abstellen, müssen die Systemgrenzen ausreichend weit gefasst sein, so dass in der energetischen Reihe auch Primärenergiequellen einbezogen werden können. Gleichermassen muss es auf der anderen Seite auch möglich sein, auf die Ebene der Nutzenergie beim energetischen Verbrauch für Raumwärme und Trinkwarmwasser in den Wohngebäuden zu gelangen. Wenngleich von Teilen der energetischen Reihe, wie den Umwandlungsstufen von den Primär- zu Sekundärenergieträgern oder den elektrischen Transport- und Verteilnetzen, abstrahiert werden kann, so ist es für den Untersuchungskontext notwendig, die energetische Reihe in ihrem gesamten Umfang abzubilden. Hierzu wird daher eine geeignete Typologie, wie die eines Graphen oder Netzwerkes, erforderlich.

Weiterhin ist es für den Untersuchungszweck notwendig, Entscheidungen aus gesamtgesellschaftlicher Sicht abbilden zu können. Der auszuwählende Modellansatz muss es daher gestatten, eine normative Sichtweise einzunehmen. Hierzu muss unter anderem der Bilanzrahmen

groß genug sein und ein zentraler Entscheider mit homogener Risikowahrnehmung und -präferenz existieren. Hierbei muss berücksichtigt werden, dass durch die Integration des Wärmesystems der Wohngebäude eine Gruppe von Entscheidern aus dem betrachteten Gesamtsystem herausgelöst ist, die unter Umständen Ziele verfolgt, welche von denen aus Sicht der gesamten Gesellschaft verschieden sind, und der somit eine Sonderstellung im betrachteten Energiesystem zukommt¹³.

Eine weitere Anforderung an das zu entwickelnde Modell bzw. den Modelltyp besteht in der zeitlichen Differenzierung. Dies betrifft zum einen die Implementierung mehrperiodiger Entscheidungen über einen ausreichend langen Planungshorizont auf der zeitlichen Ebene von Jahren bzw. Stützjahren, beispielsweise zu Investitionsentscheidungen bei Kraftwerken und Heizwärmesystemen, und zum anderen auch eine unterjährige Unterscheidung zeitabhängiger Parameter, wie zum Beispiel bei Profilen der thermischen und elektrischen Nachfrage bei Wohngebäuden. Der zu wählende Modelltyp muss daher die Möglichkeit bieten, eine derartige zeitliche Differenzierung zu implementieren.

Aus den angeführten Anforderungen an die Eigenschaften des Modelltyps wird gefolgert, dass ein Bottom-up-Modell, das als Energiesystemmodell der Methodik der Optimierung folgt, als ein für den gegenwärtigen Untersuchungszweck adäquater Modelltyp befunden werden kann.

4.3 Der Modellerzeuger TIMES

Der Begriff TIMES bezeichnet ein Werkzeug für einen Modellerzeuger und steht als Akronym für "The Integrated MARKAL-EFOM System". Es

¹³ Dieser Sachverhalt findet eine besondere Beachtung in der Bilanzierung der Ausgaben und Einnahmen im Wärmesystem aus Sicht dessen Akteure (vgl. hierzu auch Kapitel 7.5). Somit liegt im strengen Sinne kein normativer Ansatz vor, welcher nach Fichtner (1999) von einer gesamtwirtschaftlichen Beurteilung ausgeht und Aussagen darüber trifft, welche Maßnahmen aus gesellschaftlicher Sicht getroffen werden sollten. Insbesondere können daher die aus normativer Sicht sowie aus Sicht einzelner Akteure abgeleiteten optimalen Ergebnisse voneinander abweichen (Fichtner, 1999). Entgegen diesen Vorbehalten wird fortan dennoch die Bezeichnung der normativen Sichtweise zur Beschreibung der Betrachtungsweise von TIMES-HEAT-POWER verwendet, da originär keine Zieledivergenz der Akteure unterstellt wird und für das Modell die gesamtgesellschaftliche Sichtweise als zutreffender als die Perspektive einer einzelnen Akteursgruppe erachtet wird.

stellt demnach ein Zusammenschluss der bereits seit Jahrzehnten existierenden Modelle Market Allocation Model (MARKAL) und Energy Flow Optimization Model (EFOM) dar und wurde etwa ab dem Jahr 2000 im Rahmen des Programms IEA-ETSAP (Energy Technology Systems Analysis Program) entwickelt (Loulou et al., 2005). TIMES ist ein Modellerzeuger für Optimierprogramme basierend auf der algebraischen Modellierungssprache General Algebraic Modelling System (GAMS). TIMES vereint dabei in komplementärer Weise zwei unterschiedliche Ansätze, einerseits einen technischen auf ingenieurwissenschaftlichen Zusammenhängen beruhenden und andererseits einen ökonomischen Ansatz. Der methodische Ansatz des Modellerzeugers TIMES basiert auf der mehrperiodigen gemischt-ganzzahligen linearen Optimierung. In der Zielfunktion werden dabei alle entscheidungsrelevanten sowie über den Planungshorizont anfallenden Systemausgaben erfasst und auf das festgelegte Basisjahr diskontiert. Das Optimierkalkül bezieht sich hierbei auf die Minimierung der Systemausgaben (Loulou et al., 2005). Für die im Modell hinterlegten Technologien wird dabei eine integrierte Kapazitäts- und Einsatzentscheidung getroffen. Die zentralen Elemente eines jeden TIMES-Modells stellen sogenannte Prozesse (processes), Güter (commodities) und Güterflüsse (commodity flows) dar. Diese Bestandteile begründen in ihrer Gesamtheit ein Referenzenergiesystem, welches als Netzwerk bzw. gewichteter Digraph zu verstehen ist und seit den 1960er Jahren am Brookhaven National Laboratory entwickelt wird (Blesl, 2002).

TIMES hat in den letzten Jahren einen beträchtlichen Anstieg der Benutzung erfahren und findet in der Praxis mittlerweile eine breite Anwendung (Connolly et al., 2010). Es wird dabei unter anderem auf verschiedene Systemgrenzen angewandt. So finden sich Modelle auf der globalen Ebene. Hierzu wird exemplarisch auf Vaillancourt et al. (2008) verwiesen, worin das WORLD-TIMES model entwickelt wird, in welchem das Energiesystem von 15 Regionen über einen Zeitraum von 100 Jahren optimiert wird. Rout et al. (2009) entwickeln das TIMES G5 model, ein Mehrregionen-Energiemodell mit einem langfristigen Analy-

sehorizont, im Kontext des endogenen technischen Lernens und wenden es auf fünf verschiedene den Globus repräsentierende Regionen an. Des Weiteren umfasst das paneuropäische TIMES-Modell geographisch 27 EU-Mitgliedsstaaten und ermöglicht eine Analyse des Energiesystems auf Landes- und Sektorebene bis 2050 (Blesl et al., 2010a). Auf der anderen Seite wird TIMES auch in weitaus enger gefassten Systemgrenzen angewandt. Beispielhaft sei hier das Modell TIMES Local angeführt, in welchem auf der kommunalen Ebene ausgabenminimale Energieversorgungskonzepte mit Fokus auf zentrale Wärmeversorgungssystemen unter Berücksichtigung von Umwelt- und Klimaschutzzielen bestimmt werden (Blesl et al., 2010b). Unter den entwickelten TIMES-Modellen finden sich auch Anwendungsbeispiele mit inhaltlicher Nähe zum vorliegenden Untersuchungskontext. In diesem Zusammenhang seien beispielhaft die Arbeiten von Blesl et al. (2004), Chen et al. (2007), Assoumou et al. (2011), Chiodi et al. (2013) und Rosenberg et al. (2013) genannt. Zur Übersicht über wesentliche Eigenschaften dieser Modelle wird auf Kapitel 2.2.1 verwiesen.

4.4 Modellstruktur

Die Struktur des im Rahmen der vorliegenden Arbeit entwickelten Modells TIMES-HEAT-POWER ist in Abbildung 4-2 dargestellt. Die Abbildung vereint in sich ein Energieflussdiagramm und ein Referenzenergiesystem. Optisch hervorgehoben und voneinander getrennt sind die beiden Teilenergiesysteme, das Wärmesystem des Wohngebäudesektors und das Elektrizitätssystem, erkennbar, wie ebenfalls auch die Kopplungen beider Teilsysteme über Energieflüsse ersichtlich. So speisen die KWK-Anlagen Elektrizität in das Elektrizitätssystem ein, gleichzeitig werden die Wärmepumpen im Wärmesystem von Elektrizität aus dem Elektrizitätssystem betrieben. Zuletzt wird die im Wärmesystem verbrauchte Fernwärme im Elektrizitätssystem erzeugt. Auch vorgelagerte Energieflüsse von Primär- bzw. Sekundär- und Endenergieträgern sind in der Abbildung skizziert. Diese Flüsse treten in die beiden Teilenergiesysteme ein.

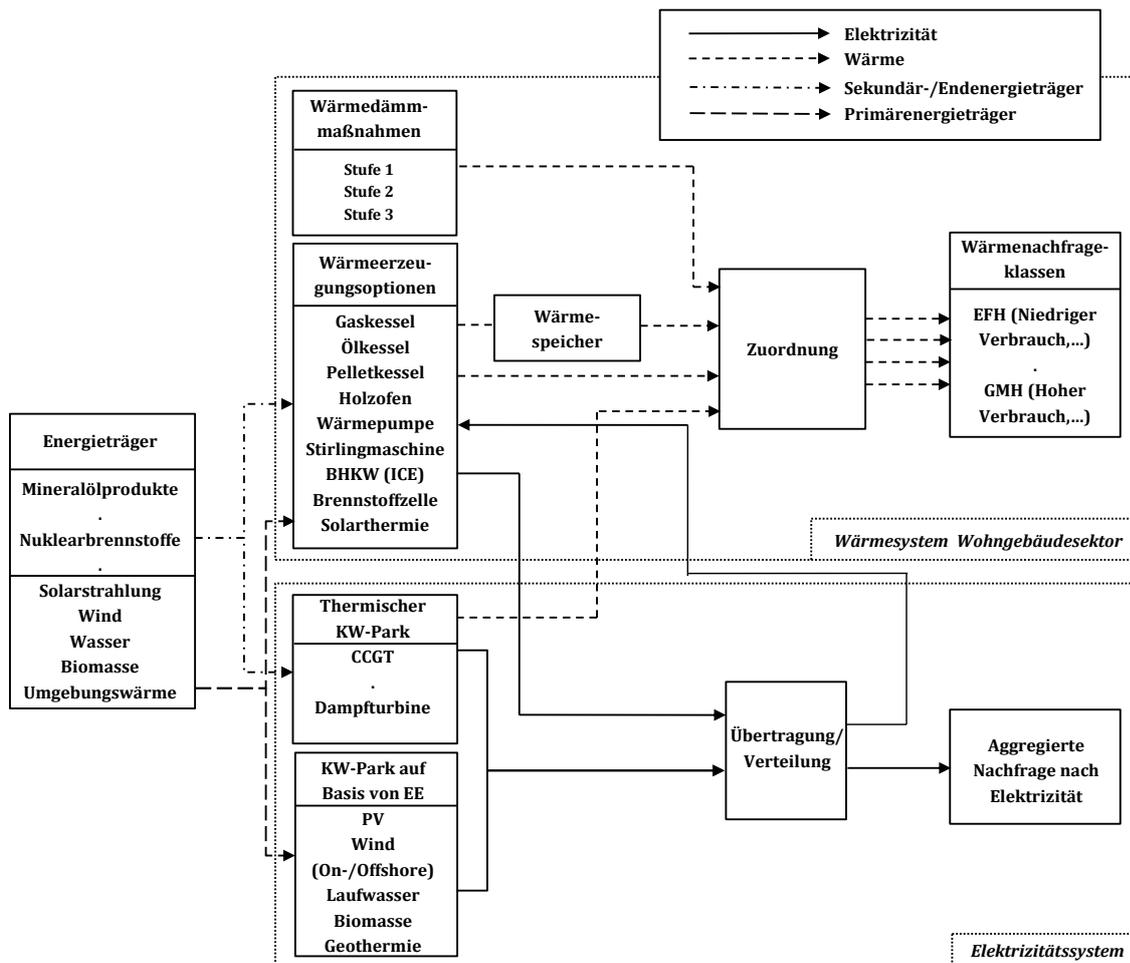


Abbildung 4-2: Struktur von TIMES-HEAT-POWER

Abbildung 4-2 stellt außerdem die wesentlichen Bestandteile des Modells dar. So finden sich im Wärmesystem die Wärmeerzeugungsoptionen differenziert nach neun individuellen Heiztechnologien. Zudem dienen Wärmespeicher als Modellelement, welche zusammen mit den Heiztechnologien Wärmeversorgungssysteme bilden. Schließlich finden sich in Abbildung 4-2 auch die Wärmenachfrageklassen, mit welchen eine Klassifizierung des Wohngebäudebestands in Deutschland gemäß in Kapitel 4.6 bestimmter Kriterien vorgenommen wird. Im Wärmesystem des Wohngebäudesektors kommt es zu einer Zuordnung der Wärmeversorgungssysteme zu den Nachfrageklassen entsprechend einer Zuordnungsvorschrift, in welcher die thermische Gebäudeauslegungsleistung, die vorherrschende Gas- und Fernwärmenetzinfrastruktur sowie die bisher verwendete Heiztechnologie und deren Aus-

wechselzeitpunkt berücksichtigt wird. Dazu wird in Abbildung 4-2 die Existenz von Wärmedämmmaßnahmen ersichtlich, welche nach verschiedenen Stufen bzw. Maßnahmenpaketen weiter unterschieden werden. Im Elektrizitätssystem sind als Kernelemente der Elektrizitätserzeugung der thermische Kraftwerkspark und der Kraftwerkspark auf Basis Erneuerbarer Energien ausgewiesen. In beiden Kategorien werden verschiedene Technologien weiter differenziert. Im Gegensatz zu dem Wärmesystem des Wohngebäudesektors ist die Nachfrage nach Elektrizität aggregiert implementiert, es wird also nicht nach Kriterien wie Sektoren oder Spannungsebenen unterschieden. Auch die Übertragung und Verteilung der elektrischen Energie ist in TIMES-HEAT-POWER nur rudimentär als generischer Leitungsprozess abgebildet.

Die Modellausgangsgrößen beziehen sich auf den Kapazitätszubau sowie -einsatz sämtlicher im Elektrizitätssystem und Wärmesystem der Wohngebäude zum Einsatz kommender Technologien. Zusätzlich werden jegliche mit den Technologien im Zusammenhang stehende variable und fixe Ausgaben ausgegeben. Darüber hinaus werden über die entsprechenden Flussvariablen auch die direkten und indirekten Emissionen von CO₂ sowie der Primärenergieeinsatz in beiden Teilenergiesystemen terminiert.

4.5 Abbildung des Elektrizitätssystems

In diesem Unterkapitel wird die Abbildung des Elektrizitätssystems in Deutschland in TIMES-HEAT-POWER beschrieben. Die Implementierung des Elektrizitätssystems basiert dabei in weiten Teilen auf dem Modell, welches in Hoffmann et al. (2013) näher beschrieben ist.

4.5.1 Abbildung des konventionellen Kraftwerksparks

In diesem Kapitel wird zunächst auf die Implementierung generischer Technologien des konventionellen Kraftwerksparks eingegangen. Daran schließen sich auf Grund deren Sonderstellung in Bezug auf die Verfügbarkeitsannahme sowie modelltechnische Umsetzung gesonderte Ausführungen zu CCS- und Pumpspeicherkraftwerken an.

Aus Gründen der Komplexitätsreduktion und da das Elektrizitätssystem nicht im Untersuchungsfokus der vorliegenden Analyse steht, ist der nationale Kraftwerkspark in TIMES-HEAT-POWER in stark aggregierter Form abgebildet und daher nicht in erhöhter Detaillierungstiefe hinterlegt¹⁴. Dabei wird ebenso auf eine geographische Verortung bzw. eine Georeferenzierung oder angeschlossene Ebene des Elektrizitätsnetzes verzichtet. Die Erzeugungseinheiten werden demnach in TIMES-HEAT-POWER gemäß der in Tabelle 4-2 ausgewiesenen Kriterien gruppiert.

Tabelle 4-2: Kriterien der Klassifizierung konventioneller Kraftwerkstechnologien (auf Basis von Hoffmann et al. (2013))

Kriterium	Ausprägung
Brennstoff	Stein-/Braunkohle, Erdgas, Mineröl, Uran
Technologie	PCC, Gas-/Dampfturbine, GuD, IGCC
Existenzstatus	Bestands- oder Neuanlage
Jahr der Inbetriebnahme	ab 1961
Größe des Kraftwerksblocks	250–1.000 MW _{el}

Ferner werden sämtliche Kraftwerkstechnologien in ihren technischen, wirtschaftlichen sowie ökologischen Eigenschaften beschrieben. Dazu gibt die Tabelle 4-3 einen Überblick über die charakterisierenden Kenngrößen der Erzeugungstechnologien¹⁵. Dabei werden Erzeugungstechnologien des Elektrizitäts- und Wärmesystems differenziert und damit Aspekte der Abbildung des Wärmesystems, welche in Kapitel 4.6 eingehender beschrieben sind, sowie aus Kapitel 4.5.2 aus Gründen der Vermeidung von Informationsredundanz vorweggenommen.

¹⁴ Für eine anlagen- bzw. betreiberscharfe Abbildung der Erzeugungstechnologien in einem nationalen Elektrizitätsmodell wird stellvertretend auf Genoese (2010) sowie Hartel et al. (2014) und die darin entwickelten Modelle PowerACE sowie PERSEUS verwiesen.

¹⁵ Gemäß Abbildung 4-2 stellen Dämmmaßnahmen ein Modellelement zur Bereitstellung von Energie dar bzw. sind analog zu Prozessen der Anlagentechnik als Erzeugungsprozesse im Modell implementiert und werden daher ebenso als Erzeugungstechnologie aufgefasst.

Tabelle 4-3: Charakterisierende Eigenschaften der Erzeugungstechnologien im Elektrizitätssystem und Wärmesystem der Wohngebäude in TIMES-HEAT-POWER

Kenngrößen		Erzeugungstechnologien			
		Elektrizitätssystem		Wärmesystem	
		Konventionell	Auf Basis von EE	Anlagentechnik	Dämmmaßnahmen
Technische	Installierte Kapazität	x	x	x	-
	Jahr der Inbetriebnahme	x	x	x	-
	Nutzungsdauer	x	x	x	x
	Verfügbarkeit (jährlich)	x	-	-	-
	Verfügbarkeit (saisonal)	x	x	-	-
	Verfügbarkeit (stündlich)	-	x	x	x
	Brennstoffausnutzungsgrad (Wirkungsgrad)	x	x	x	-
	Stromkennzahl	-	-	x ¹⁾	-
	CO ₂ -Abscheidegrad (CCS)	x	-	-	-
Wirtschaftliche	Spezifische Investition	x	x	x	x
	Variable verbrauchsgebundene Ausgaben	x	x	x	-
	Variable betriebsgebundene Ausgaben	x	x	x	-
	Fixe betriebsgebundene Ausgaben	x	x	x	-
	Stilllegungsausgaben	x	-	-	-
	Vergütungen	-	x	x	-
Ökologische	CO ₂ -Emissionsfaktor	x	x	x	-
	Primärenergiefaktor	x	x	x	-

x/- ≙ Parameter mit Erzeugungstechnologie verknüpft/nicht verknüpft. ¹⁾ Für KWK-Technologien

Sämtliche Kraftwerkstechnologien werden über Prozesse abgebildet. In diese fließen Güter als Edukte hinein und nach deren Umwandlung als Produkte wieder hinaus (Loulou et al., 2005). Die Abbildung 4-3 stellt hier die Implementierung einer generischen thermischen Kraftwerkstechnologie (als Zubauoption) im Elektrizitätssystem in TIMES-HEAT-POWER dar. Im Kern der Abbildung befindet sich die Technologie, welche über Flussvariablen fossilen Brennstoff zu Elektrizität und CO₂ wandelt. Neben den Flussvariablen sind in Abbildung 4-3 ebenso auch die eingehenden Modellparameter nach Tabelle 4-3 sowie die ausgehenden Ergebnisvariablen in Gestalt der optimalen Kraftwerkskapazität und dessen Einsatz sowie der entstehenden Ausgaben und des Primärenergieverbrauchs dargestellt. Hierbei umfassen die spezifischen Ausgaben sämtliche in Tabelle 4-3 definierten Ausgabenbestandteile.

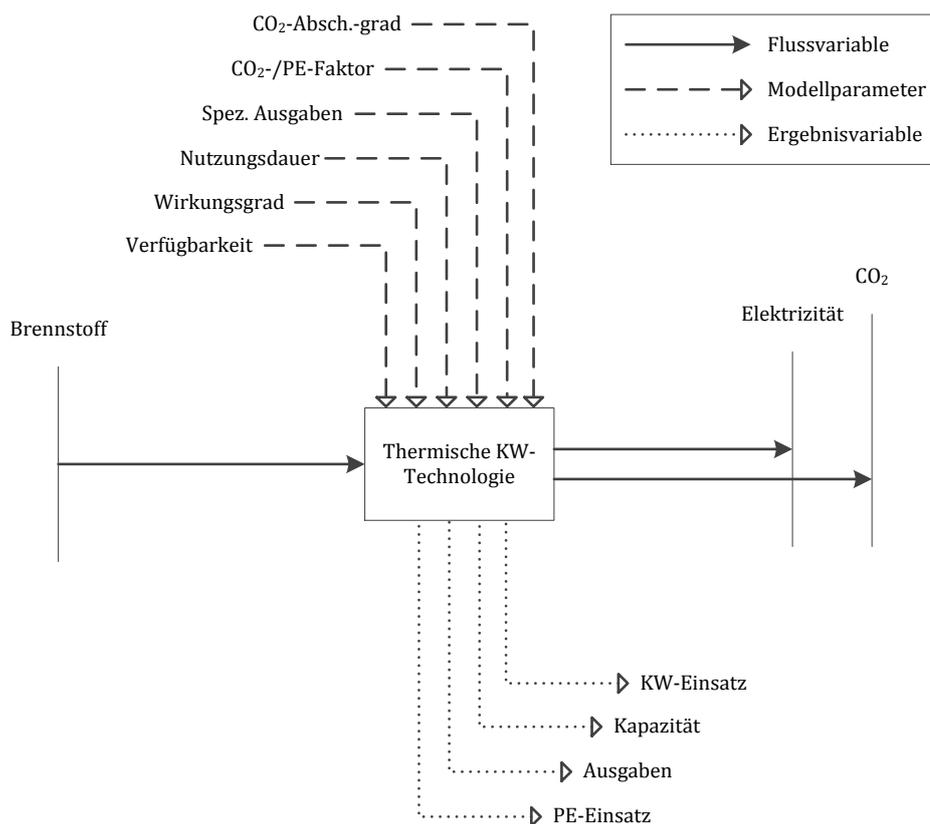


Abbildung 4-3: Implementierung einer generischen thermischen Kraftwerkstechnologie in TIMES-HEAT-POWER

4.5.1.1 CCS-Kraftwerkstechnologien

Im Zuge der Treibhausgasminderungsziele werden in dem politischen Diskurs auch Technologien basierend auf der Verbrennung fossiler Energieträger diskutiert, welche eine Abscheidung des entstehenden Kohlenstoffdioxids ermöglichen. Solche Technologien werden auch als „Carbon Dioxide Capture and Storage (CCS)-Technologien“ bezeichnet (GlobalCCS, 2005). Hierbei werden grundsätzlich drei Verfahren unterschieden, Verfahren mit CO₂-Abscheidung vor der Verbrennung (pre-combustion), Verfahren mit CO₂-Abscheidung nach der Verbrennung (post-combustion) sowie Verfahren mit Sauerstoffverbrennung (oxyfuel-combustion). Während in der ersten Variante das CO₂ aus dem vor der Verbrennung gebildeten Synthesegas entfernt wird, wird das CO₂ in der zweiten Variante aus dem entstehenden Rauchgas abgetrennt (Kober, 2014). Bei der pre-combustion-Abscheidung kommen hauptsächlich Verfahren mit integrierter Kohlevergasung und anschließender Shift-Reaktion sowie Verfahren mit Dampfreformierung zur Bildung des Synthesegases und Separierung des CO₂ zum Einsatz. Im Zuge der post-combustion-Abscheidung eignen sich zur CO₂-Abtrennung chemische Verfahren, wie die Aminwäsche, Karbonat-basierte Absorptionsverfahren sowie Membran-basierte Verfahren. Bei der dritten Verfahrensvariante wird Sauerstoff und der CO₂-Abgasstrom dem Verbrennungsprozess zu- sowie rückgeführt, wodurch eine Aufkohlung des CO₂-Abgasstroms erfolgt. CCS ist darüber hinaus durch die drei wesentlichen Prozessschritte der Abscheidung, Sequenzierung und Speicherung von CO₂ charakterisiert. In der Praxis findet CCS bereits seit einigen Jahrzehnten Anwendung, wie bei der Verpressung von CO₂ zur erhöhten Förderung von Gas- und Ölvorkommen (Enhanced Oil Recovery/Enhanced Gas Recovery). Auch in industriellen Prozessen wird CO₂ als Stoff und damit Produktionsfaktor verwendet.

Aus politischer Sicht wird CCS kontrovers diskutiert. Hierbei stellt die Speicherung von CO₂ den entscheidenden Diskussionspunkt dar. In Deutschland ist die Lage hinsichtlich der Speicherung von CO₂ nicht geklärt. Es muss in Betracht gezogen werden, dass CO₂-Speicherorte über

den Charakter der Versuchsspeicherorte nicht hinauskommen und daher von einer großtechnischen Speicherung nicht auszugehen ist.

Entgegen der ungeklärten politischen Haltung gegenüber CCS-Technologien werden diese in TIMES-HEAT-POWER jedoch als Elektrizitätserzeugungstechnologien berücksichtigt. Es wird davon ausgegangen, dass CCS-Technologien ab 2025 großtechnisch verfügbar sind¹⁶. Dabei werden CCS-Technologien als Prozesse abgebildet, welche Brennstoffe konsumieren, Elektrizität generieren und bei der Verbrennung durch einen gegenüber einem Referenzkraftwerk mit gleichem Brennstoff und Verbrennungstechnik geringeren Ausstoß an CO₂ gekennzeichnet sind. Das Modell unterscheidet insgesamt drei CCS-Technologien. Diese benutzen Steinkohle, Braunkohle und Erdgas als Brennstoff. Für Steinkohle- und Braunkohle-betriebene Kraftwerke wird eine integrierte Vergasung mit einer pre-combustion-Abscheidung angenommen. Für Erdgas-betriebene Kraftwerke wird ein oxyfuel-Prozess mit einer Aufkohlung des CO₂ und anschließender Abscheidung unterstellt. Die Abbildung 4-3 stellt die Modellimplementierung von CCS-Technologien mitsamt der technischen und wirtschaftlichen Eigenschaften dieser dar. Insbesondere unterscheidet sie sich von den anderen konventionellen Erzeugungstechnologien durch den hinterlegten CO₂-Abscheidegrad.

Von der Berücksichtigung der weiteren verfahrenstechnischen Schritte im Zuge des CCS-Prozesses, wie der Sequenzierung und der Speicherung von CO₂ wird in TIMES-HEAT-POWER abstrahiert und diese Schritte daher außerhalb der Systemgrenzen des Modells definiert¹⁷.

4.5.1.2 Abbildung von Pumpspeicherkraftwerken

In TIMES-HEAT-POWER werden Pumpspeicherkraftwerke als Option zur Vorhaltung von Elektrizität berücksichtigt. Die Abbildung 4-4 zeigt

¹⁶ Die Annahme der Verfügbarkeit der CCS-Technologie spiegelt auch den Standpunkt in systemanalytischen Studien der letzten Jahren, in welchen das deutsche Elektrizitätssystem (mit-)betrachtet wird, wider (vgl. hierzu auch Genoese (2010), Eßer-Frey (2012), Fichtner et al. (2013), Heinrichs (2013), sowie Pfluger (2013) und Hartel et al. (2014)).

¹⁷ Für Modellierungsansätze in TIMES, welche weitere verfahrenstechnische Schritte der CCS-Abscheidung einschließen, wird u.a. auf Kuder (2014) und Kober (2014) verwiesen.

die Implementierung eines Pumpspeichers als Zubauoption in TIMES-HEAT-POWER auf. Im Gegensatz zu den anderen Erzeugungstechnologien entspricht das in den Speicherprozess eintretende Gut auch dem austretenden. Auf die Abbildung von anderen Speichersystemen wie Druckluftspeicher (CAES) oder großtechnischen Batteriespeichern sowie der Umwandlung der Elektrizität und Akkumulation in alternativen Speichertypen wie zum Beispiel der Einspeisung in das Erdgasnetz nach einem Power-to-gas-Prozess wird dagegen verzichtet¹⁸.

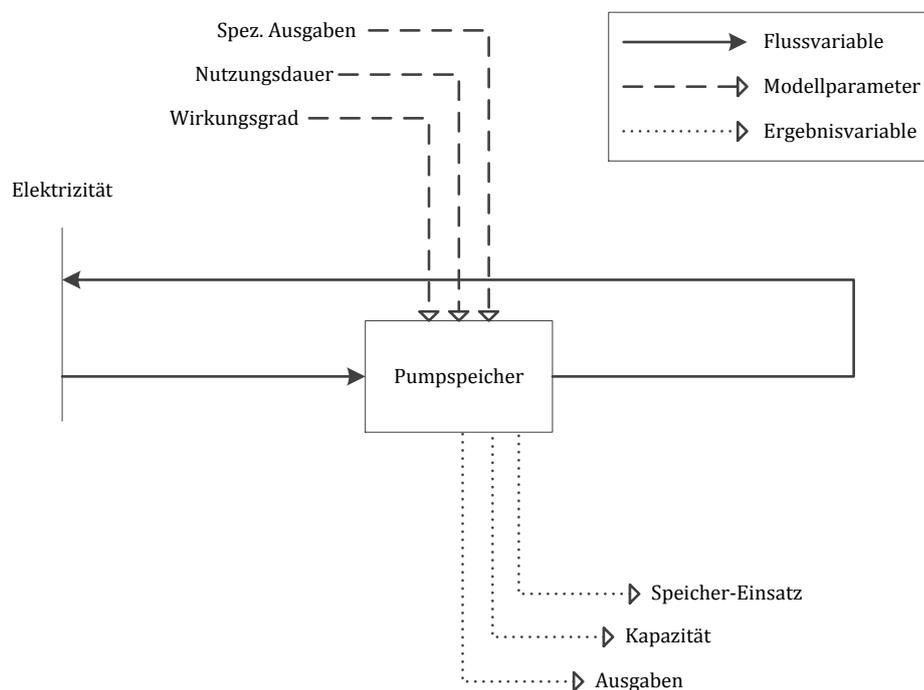


Abbildung 4-4: Implementierung eines Pumpspeicherkraftwerks in TIMES-HEAT-POWER

4.5.2 Kraftwerkstechnologien auf Basis erneuerbarer Energieträger

In dem integrierten Modell zur Analyse des nationalen Elektrizitäts- und Wärmesystems der Wohngebäude werden ebenso verschiedene Technologien auf Basis erneuerbarer Energieträger integriert und nach Typen unterschieden. Speziell werden Biomasse-befeuerte Kraftwerke,

¹⁸ Im Zusammenhang der Berücksichtigung alternativer Speicherkonzepte in Energiesystemmodellen mit nationalem Fokus wird u.a. auf Babrowski (2015) zur Integration von Batteriespeichern sowie auf Heffels (2015) zur Bewertung des Power-to-gas-Konzepts mit Hilfe der Gasnetzspeicherung verwiesen.

Geothermie- und Laufwasser-Kraftwerke sowie Photovoltaik-, Wind-Onshore- und Wind-Offshore-Anlagen betrachtet. Hierbei werden in Übereinstimmung mit Tabelle 4-2 ebenso Bestands- von Neuanlagen und damit gegebenenfalls das Jahr der Inbetriebnahme sowie die Anlagengröße in Form der Erzeugungskapazität differenziert. Des Weiteren werden die Kraftwerkstechnologien auf Basis erneuerbarer Energieträger auch mit den Parametern nach Tabelle 4-3 technisch, wirtschaftlich und ökologisch charakterisiert. Da es sich bei den Windkraft- und Photovoltaiktechnologien um dargebotsabhängige Technologien handelt, sind Einspeiseprofile bzw. Bereitstellungsprofile der Verfügbarkeit von Solarstrahlungs- bzw. Windenergie in TIMES-HEAT-POWER hinterlegt. Die Abbildung 4-5 veranschaulicht hierzu die Implementierung einer generischen Kraftwerkstechnologie auf Basis erneuerbarer Energieträger (als Zubauoption) in dem integrierten Modell des nationalen Elektrizitätssystems und des Wärmesystems der Wohngebäude.

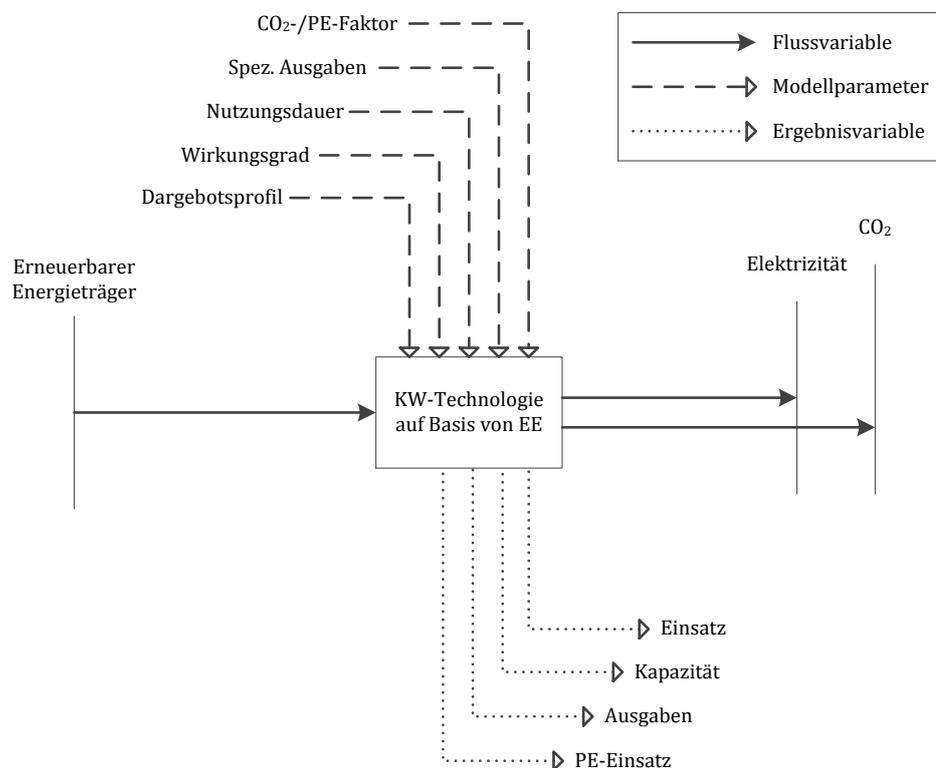


Abbildung 4-5: Implementierung einer generischen Kraftwerkstechnologie auf Basis erneuerbarer Energieträger in TIMES-HEAT-POWER

4.6 Abbildung des Wärmesystems der Wohngebäude

4.6.1 Typologisierung des Wohngebäudebestands zu der Modellierung der thermischen Nachfrage

Der Wohngebäudebestand in Deutschland ist durch ein hohes Maß an Heterogenität in Bezug auf geometrische und energetische Merkmale sowie eine Vielzahl weiterer Kriterien wie Beheizungsstruktur oder Eigentumsverhältnisse gekennzeichnet (vgl. Kapitel 3.1). Zur Abbildung des Wohngebäudebestands in einem Energiesystemmodell kann jedoch aus Gründen des Aufwandes bei der Datenerhebung und -verarbeitung sowie der Komplexität nicht jedes einzelne Gebäude als Element hinterlegt werden. Stattdessen muss sich eines Verfahrens bedient werden, welches die vollständige Erfassung aller Wohngebäude bei gleichzeitiger Datenhandhabbarkeit und annehmbarer Komplexität sicherstellt. Die Typologisierung stellt hierzu eine geeignete Möglichkeit dar. Diese beschreibt nach Erhorn et al. (2010) eine qualitative Betrachtungsweise von verschiedenen realen Erscheinungsformen mit dem Ziel einer Ordnung oder Systematisierung. Ferner lassen sich damit homogene Gruppen identifizieren, die durch die gleiche Ausprägung bestimmter Merkmale gekennzeichnet sind (Erhorn et al., 2010). Diese Merkmale beziehen sich auf solche Kriterien, welche für den Untersuchungszweck relevant sind. Der Genauigkeitsverlust bei der Analyse mit homogenen Gruppen ist damit im Vergleich zur Analyse auf Basis jedes individuellen Falles gering.

Die Typologisierung in der vorliegenden Arbeit beruht auf der Unterscheidung des Wohngebäudebestands nach sechs Kriterien. Im Einzelnen sind dies die Gebäudegröße, der gebäudebezogene Heizenergieverbrauch, die existierende Infrastruktur von Gas- und Fernwärmenetzen, die vorherrschende Heizungstechnologie, deren Auswechselzeitpunkt sowie die Energieanwendung in der Ausprägung Raumwärme oder Trinkwarmwasser. Auf Grundlage dieser Merkmale erfolgt schließlich eine Klassenbildung und Zuordnung der Gebäude. Auf die Unterscheidungsmerkmale wird in den folgenden Abschnitten weiter eingegangen.

Die Darlegungen in diesen Abschnitten stützen sich dabei in weiten Teilen auf die Ausführungen in Merkel et al. (2012) sowie Merkel et al. (2014a).

4.6.2 Quantitative Charakterisierung des Wohngebäudebestands

Bei der Gebäudegrößenklasse wird auf die Typologisierung des Wohngebäudebestands nach der IWU-Gebäudetypologie zurückgegriffen (IWU, 2005). Diese Typologie stellt eine systematische Erfassung und Typisierung des deutschen Wohngebäudebestands dar und findet auch in anderen Arbeiten und Studien in ähnlichem Kontext Verwendung (vgl. Nabe et al. (2011), McKenna et al. (2013), Stengel (2014)). In der IWU-Gebäudetypologie werden nach der Gebäudegröße die Gebäudetypen Einfamilienhaus (EFH), Zweifamilienhaus (ZFH) sowie kleines Mehrfamilienhaus (KMH) und großes Mehrfamilienhaus (GMH) als Gebäudegrößenklassen unterschieden. Des Weiteren findet sich auch der Gebäudetype des Hochhauses. Zudem wird in der Typologie das Baualter der Gebäude differenziert und damit sogenannte Baualtersklassen bestimmt. Es ergibt sich somit eine Matrix zur Typisierung des deutschen Wohngebäudebestands aus den Merkmalen Gebäudegröße und Baualter. Im Rahmen der quantitativen Charakterisierung des Wohngebäudebestands in der vorliegenden Arbeit wird allerdings vom Baualter abstrahiert und ausschließlich auf das Merkmal der Gebäudegröße zurückgegriffen.

Zur Erfassung der Gebäudegröße und assoziierten Wohnflächen dient als Datengrundlage der Mikrozensus (Destatis, 2012). Dieser wird in der Zugangsform des sogenannten Scientific-Use-File ausgewertet. Zur Erfassung der Gebäudegrößen bzw. der Gebäudegrößenklasse wird darin auf das Kriterium der Anzahl der Wohnungen im Gebäude (EF 490) und für die Wohnfläche auf das Kriterium der Größe der Fläche der gesamten Wohnung (EF 492) zurückgegriffen. Hierbei ist zu beachten, dass bei der Erstellung des Mikrozensus grundsätzlich Haushalte befragt werden, die dieser Arbeit zugrundeliegende Auswertung aber auf Ebene

von Wohneinheiten und Gebäuden erfolgt. Daher müssen Mehrfachzählungen vermieden werden, da nach im Mikrozensus verwendeter Definition jede zusammen wohnende und eine wirtschaftliche Einheit bildende Personengemeinschaft einen privaten Haushalt begründet und somit eine Wohneinheit aus mehreren Haushalten bestehen kann (Destatis, 2012). Da im Mikrozensus nicht explizit auf die IWU-Gebäudetypologie Bezug genommen wird, sondern fünf Klassen zur Erfassung der Anzahl der Wohneinheiten je Gebäude definiert werden (1 oder 2 WE, 3 bis 6 WE, 7 bis 12 WE, 13 bis 20 WE, 21 und mehr WE), muss eine Kongruenz mit der präferierten IWU-Gebäudetypologie herbeigeführt werden. Dies lässt sich in Anlehnung an Kleemann et al. (2004) dadurch erreichen, dass EFH aus 1 WE, ZFH aus 2 WE, KMH aus 3 bis 6 WE und GMH aus 7 und mehr WE bestehend festgelegt werden. Dabei wird die Klasse der Gebäude mit 1 oder 2 WE mit dem im Mikrozensus erfassten Kriterium der Zahl der Wohnungen im Gebäude (EF 635), welche bis zu einer Größe von acht die Anzahl der WE je Gebäude exakt verzeichnet, für die Zuordnung zu EFH und ZFH entsprechend aufgegliedert.

In der Auswertung des Mikrozensus ist die wohneinheitenspezifische Nutzfläche ab 120 m^2 zu einer einzigen Klasse zusammengefasst (Destatis, 2012). Auf Grundlage der Auswertung der Größe der Fläche der gesamten Wohnung (EF 492) kann die Verteilung der wohneinheitenspezifischen Wohnfläche dann weiter verfeinert werden. Dies erweist sich für die Gebäudegrößenklassen EFH und ZFH, die für die wohneinheitenspezifische Nutzfläche ab 120 m^2 eine überdurchschnittliche Häufigkeit aufzeigen, zur Erhöhung der statistischen Trennschärfe als besonders wertvoll. Die Abbildung 4-6 stellt im Ergebnis das durch die einzelnen Schritte der Verfeinerung der Daten erhaltene Histogramm der klassierten wohneinheitenspezifischen Wohnfläche für die betrachteten Gebäudegrößenklassen dar.

Dabei ist bis zu der Flächenklassen von 80 bis $99 \text{ m}^2/\text{WE}$ eine aufsteigende Häufigkeit mit zunehmender Größe der assoziierten Gebäude zu erkennen. Von der wohneinheitenspezifischen Flächenklasse von 100 bis $119 \text{ m}^2/\text{WE}$ an kehrt sich dieser Trend jedoch um.

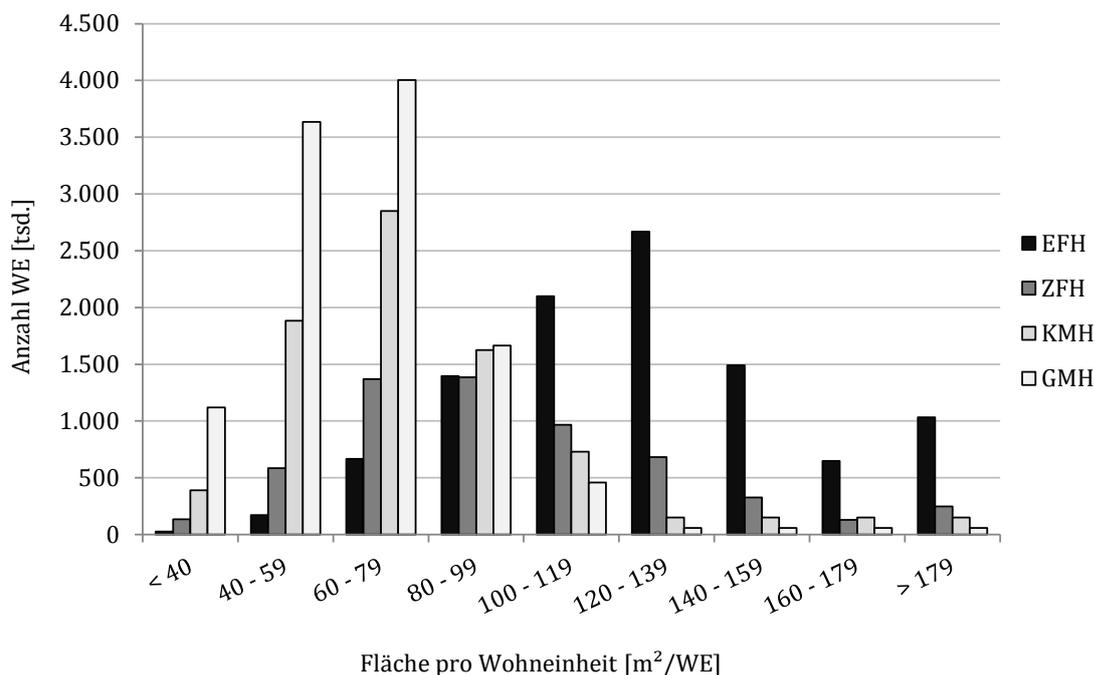


Abbildung 4-6: Häufigkeit der wohneinheitenspezifischen klassierten Wohnfläche je Gebäudegrößenklasse (eigene Berechnungen auf Basis von Destatis (2012))

4.6.3 Energetische Charakterisierung des Wohngebäudebestands

Wohngebäude sind neben anderen Merkmalen wie Geometrie und Fläche auch durch deren energetischen Verbrauch gekennzeichnet. Hierbei kann u.a. nach den Energieformen, d.h. nach den Verbräuchen von Elektrizität, Wärme und Kälte, unterschieden werden.

Für den Verbrauch an thermischer Energie zur Bereitstellung von Raumwärme und Trinkwarmwasser besteht eine Möglichkeit der energetischen Charakterisierung von Wohngebäuden darin, den Jahresheizwärmebedarf in Abhängigkeit der zu Grunde liegenden Wohnfläche zu stellen. Die somit erhaltene Größe bezeichnet DIN (2003b) als flächenbezogenen Heizwärmebedarf. Unter Heizwärmebedarf wird in Anlehnung an DIN (2008) der Nutzenergiebedarf des Gebäudes für die Raumheizung verstanden. Dies bedeutet insbesondere, dass die Heizenergie, welche für die Bereitstellung von Trinkwarmwasser benötigt wird, in dieser Größe nicht enthalten ist. Der flächen- oder gebäudebezogene Jahresheizwärmebedarf steht in einer starken Abhängigkeit von einer

Vielzahl von Kriterien wie Außentemperatur, Bewohnerverhalten, Temperaturpräferenzen, Lüftungsverhalten bzw. Luftwechselzahl, Dämmstandard, Wärmegewinne oder Oberflächen-Volumenverhältnis des Gebäudes (Kleemann et al., 2004). Auf Grund dieser Kriterien unterliegt der flächenbezogene Heizwärmebedarf einer breiten Streuung (Kleemann et al., 2004).

Bei der Erfassung des flächenbezogenen Heizwärmebedarfs wird in einem eigenentwickelten Ansatz diese Größe als kontinuierliche Zufallsvariable betrachtet. Für diese wird eine Wahrscheinlichkeitsverteilungsannahme getroffen und damit vorausgesetzt, dass die Verteilung des flächenbezogenen Heizwärmebedarfs einer logarithmischen Normalverteilung folgt. Diese Annahme wird auf mehrere Gründe zurückgeführt. Zum einen kann die Variable hierdurch nur positive Werte annehmen, welches bei anderen Verteilungsannahmen, wie zum Beispiel der Normalverteilung nicht gewährleistet wäre. Zum anderen ist die Verteilung rechtsschief, wodurch die Häufigkeit des Auftretens sehr hoher Werte für den flächenbezogenen Heizwärmebedarf relativ gering ist. Schließlich nimmt auch die Wahrscheinlichkeit, hohe Werte vorzufinden, kontinuierlich ab. Mit diesen Eigenschaften wird die logarithmische Normalverteilung als für den Untersuchungszweck geeignet befunden. Die Gleichung 4-1 weist die Dichtefunktion der logarithmischen Normalverteilung allgemein aus.

$$f(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma x} e^{-\frac{(\ln(x)-\mu)^2}{2\sigma^2}} \quad \forall x > 0 \quad (4-1)$$

Die Parameter werden dabei empirisch ermittelt, auf Anpassungstests wird hingegen verzichtet. Ein statistischer Test wie der Kolmogorow-Smirnow-Anpassungstest würde es ermöglichen zu prüfen, ob die Zufallsvariable gemäß einer unterstellten Wahrscheinlichkeitsverteilung verteilt ist (Bol, 2003). Jedoch setzt dies das Vorhandensein eines ausreichend großen Stichprobenumfangs voraus. Es müsste also eine Vielzahl von Beobachtungen, d.h. Gebäude der entsprechenden Gebäudegrößenklasse sowie eine Erhebung deren flächenbezogener Heizwärmebedarfe existieren. Diese Voraussetzung kann in Anbetracht der

Größe des deutschen Wohngebäudebestands nicht erfüllt werden. Auch vorhandene Studien, welche repräsentative Typgebäude ableiten und eine energetische Charakterisierung dieser vornehmen, weisen eine zu geringe Anzahl an Gebäuden je Gebäudegrößenklasse auf, um hierzu einen Anpassungstest durchführen zu können (IWU, 2005; Loga et al., 2011).

Daher wird bei der Behandlung dieses Sachverhalts auf eine eigenentwickelte Methodik zurückgegriffen. Zur Bestimmung der Parameter bzw. zu Kalibrierung der Dichtefunktion werden die diskreten flächenbezogenen Heizwärmebedarfe für typische Wohngebäude, welche durch deren Gebäudegröße und Baualter nach der Typisierung des Wohngebäudebestands nach der IWU-Gebäudetypologie in Loga et al. (2011) bestimmt sind, betrachtet. Für EFH liegen damit zehn, für ZFH neun, für MFH zehn und für GMH sieben Werte für den typischen flächenbezogenen Heizwärmebedarf für jede Baualterklasse vor. Für jede Gebäudegrößenklasse wird nun eine Kurvenanpassung der logarithmischen Normalverteilung an die typischen Heizwärmebedarfe entsprechend der Altersklasse durch geeignete Wahl des Erwartungswerts μ und der Standardabweichung σ durchgeführt. Weiterhin werden zum Erhalt einer einzigen Dichtefunktion je Gebäudegrößenklasse die Dichtefunktionen jeder Altersklasse mit ihren relativen Häufigkeiten entsprechend des Gebäudeanteils je Altersklasse an der gesamten Anzahl der Gebäude in der Größenklasse gewichtet und somit zu einer einzigen Funktion aggregiert. Das Ergebnis der Kurvenanpassung wird in Abbildung 4-7 veranschaulicht, in der der flächenbezogene Heizwärmebedarf für jede Gebäudegrößenklasse über die Wohnfläche abgetragen ist.

Grundsätzlich erkennt man die Verringerung des flächenbezogenen Heizwärmebedarfs mit zunehmender Gebäudegrößenklasse. Eine Ausnahme bildet hier die Klasse der Zweifamilienhäuser. Sie weist einen im Mittel geringeren flächenbezogenen Heizwärmebedarf als die anderen Gebäudegrößenklassen auf. Weiß et al. (2010) bzw. Breun et al. (2012) beobachten für EFH und ZFH bzw. die vier Gebäudegrößenklassen ebenso diese Eigenschaft und ziehen vergleichbare Schlüsse. Breun et

al. (2012) führen den niedrigen flächenbezogenen Heizwärmebedarf insbesondere auf die Anbausituation zurück.

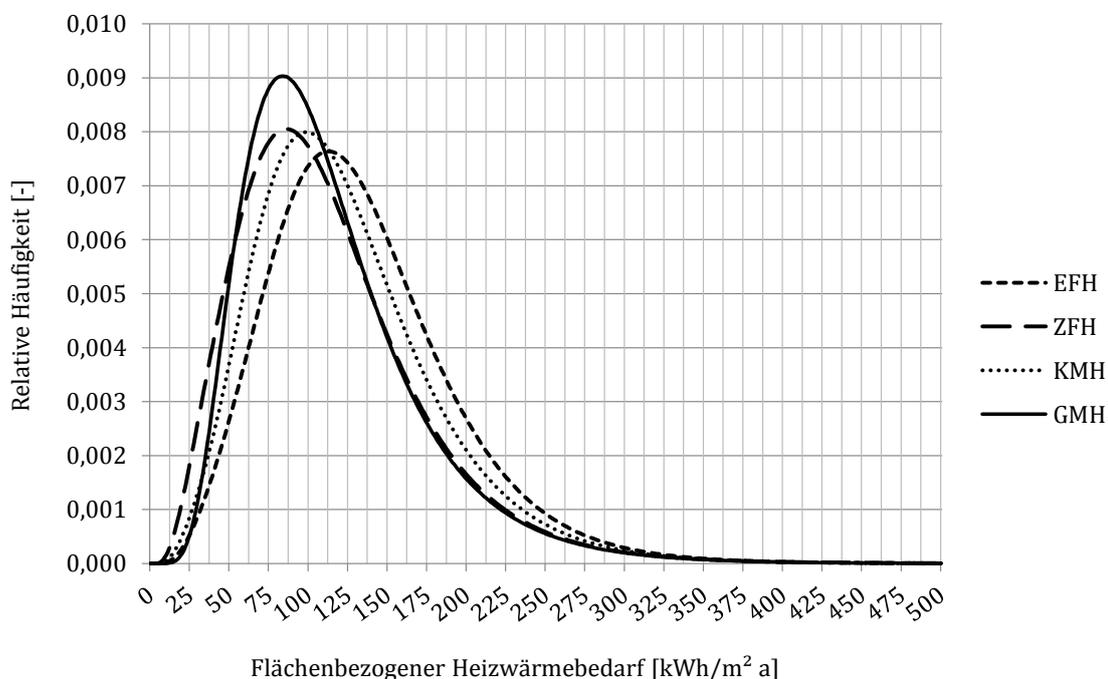


Abbildung 4-7: Darstellung des flächenbezogenen Heizwärmebedarfs (eigene Berechnungen auf Basis von Loga et al. (2011))

Die Tabelle 4-4 weist ferner den Erwartungswert sowie die Standardabweichung für den flächenbezogenen Heizwärme- und Endenergiebedarf auf Basis der Verteilungsannahme des flächenbezogenen Heizwärmebedarfs aus. Der Endenergiebedarf ergibt sich dabei aus Loga et al. (2011), welche neben dem Heizwärme- ebenso den Endenergiebedarf für typische Wohngebäude definiert nach Gebäudegröße und Baualter angeben, sowie durch ein analoges Vorgehen der Kurvenanpassung wie im vorigen Abschnitt beschrieben. Die ermittelten Werte für den flächenbezogenen Heizwärmebedarf befinden sich in einer ähnlichen Größenordnung wie in Weiß et al. (2010) und Breun et al. (2012).

Für die Bestimmung des Nutzwärmebedarfs zur Bereitung von Trinkwarmwasser wird hingegen kein Berechnungsverfahren gewählt, sondern DIN (2003b) folgend pauschal ein Bedarf von 12,5 kWh/(m² a) unabhängig von der Gebäudegrößenklasse angenommen.

Tabelle 4-4: Erwartungswert und Standardabweichung für den flächenbezogenen Heizwärme- sowie den Endenergiebedarf für die Gebäudegrößenklassen (eigene Berechnungen auf Basis von Loga et al. (2011))

[kWh/(m ² a)]	EFH		ZFH		MFH		GMH	
	μ	σ	μ	σ	μ	σ	μ	σ
Flächenbezogener Heizwärmebedarf	133,5	58,7	113,2	59,7	123,6	58,5	114,2	56,5
Flächenbezogener Endenergiebedarf	212,4	93,3	180,0	94,5	196,7	92,8	181,7	89,6

Im weiteren Vorgehen kommt es zu einer Zusammenführung der wohneinheitenspezifischen Fläche bestimmt nach Kapitel 4.6.2 und des flächenbezogenen Heizwärmebedarfs für jede Gebäudegrößenklassen, indem beide Merkmale durch Multiplikation miteinander verrechnet werden. Dabei wird stark vereinfachend unterstellt, dass die Verteilungen wohneinheitenspezifischer Wohnflächen und flächenbezogener Heizwärmebedarfe statistisch unabhängig sind. Dadurch lässt sich für jede Gebäudegrößenklasse eine Verteilung des nunmehr gebäudebezogenen Heizwärmebedarfs ermitteln. Ferner wird dann jede Gebäudegrößenklasse in drei Klassen des gebäudebezogenen Verbrauchs weiter unterteilt, indem für die Funktion des gebäudebezogenen Heizwärmebedarfs das 33 %-, das 66 %- sowie das 100 %-Quantil gebildet und innerhalb jedes Quantils der durchschnittliche gebäudebezogene Heizwärmebedarfs nach dem arithmetischen Mittel errechnet wird. Somit werden die Klassen „Verbrauch niedrig“ (VN), „Verbrauch mittel“ (VM) und „Verbrauch hoch“ (VH) je Gebäudegrößenklasse erhalten. Insgesamt werden also durch die Kreuzung der Merkmale der wohneinheitenspezifischen Fläche und des flächenbezogenen Heizwärmebedarfs 12 Typgebäude bzw. Nachfrageklassen abgeleitet. Dadurch kann der gesamte Wohngebäudebestand in Deutschland mit Hilfe von 12 Typgebäuden partitioniert werden (vgl. auch Abbildung 4-8). Die weiterführende Analyse stellt heraus, dass sich die errechneten Jahresheizwärmebedarfe der Typgebäude bestimmt durch Gebäudegrößenklasse

sowie Verbrauchsklasse zum Teil nur geringfügig unterscheiden. Dies motiviert eine Zusammenfassung derjenigen Gebäudetypen mit ähnlichen Jahresheizwärmebedarfen. Durch die anschließende Gruppenzuordnung werden insgesamt fünf Cluster identifiziert. Die Reduktion der Nachfrageklassen hat neben der Vermeidung von Informationsredundanz bzw. dem Verzicht auf einen geringen Informationsmehrwert auch positive Auswirkungen auf die Komplexität des Modells und damit die Rechenzeit. Die somit erhaltenen fünf Gebäudetypen entsprechen auf Grund ihrer Unterschiede in der Nachfrage nach Raumwärme und Trinkwarmwasser sogenannten thermischen Leistungsklassen. Die Tabelle 4-5 weist zusammenfassend für die gebildeten thermischen Leistungsklassen die thermische Gebäudeauslegungsleistung sowie den Jahresheizenergiebedarf für Raumwärme und Trinkwarmwasser aus. Die thermische Gebäudeauslegungsleistung ergibt sich dabei aus dem Maximum der zeitlichen Struktur bzw. Verteilung des errechneten Jahresheizenergiebedarfs eines Gebäudes. Dieser Verteilung liegt die Annahme eines thermischen Lastprofils nach VDI (2008) zu Grunde, welches in Kapitel 7.3 näher erläutert wird.

Tabelle 4-5: Charakterisierung der Leistungsklassen der Typgebäude (eigene Berechnungen auf Basis von Loga et al. (2011), Destatis (2012))

Thermische Leistungsklasse	Thermische Gebäudeauslegungsleistung	Jahresheizenergiebedarf für RW und TWW
	kW _{th}	MWh _{th} /a
1	10,22	16,65
2	21,57	29,31
3	43,00	52,08
4	72,23	87,42
5	123,78	155,79

Diese Unterscheidung erlaubt es in den folgenden Schritten der Modellbildung, den Gebäudegrößen- und Verbrauchsklassen Heizsystemop-

tionen auf Grundlage der energetischen Charakteristika der ermittelten fünf Leistungsklassen zuzuordnen.

4.6.4 Berücksichtigung energieinfrastruktureller Kriterien

Die Wohngebäude werden zur Berücksichtigung infrastruktureller Kriterien zusätzlich auf drei Infrastrukturklassen aufgeteilt. Dabei werden Objekte mit Verfügbarkeit eines Gasverteilnetzes, Objekte mit Verfügbarkeit eines (Fern-)Wärmenetzes und Objekte ohne netzbasierte Heizenergielieferung differenziert. Dies ermöglicht daher die Unterscheidung, dass Objekte in der Klasse mit vorhandenem Gasnetzanschluss auch mit gasbasierten Heiztechnologien versorgt werden können und die Klasse mit Fernwärmeanschluss auch mit Fernwärme, während der Klasse ohne Netzinfrastuktur lediglich alternative nicht-leitungsgebundene Heiztechnologien wie beispielsweise Heizöl- oder Pelletkessel bzw. entsprechende Systeme zur Verfügung stehen.

Zur statistischen Erfassung der Infrastruktur bzw. der Parametrierung wird dabei auf das Kriterium der für die Beheizung der Wohnung überwiegend verwendeten Energieart nach Destatis (2012) zurückgegriffen. Entsprechend werden die Wohngebäude, welche bereits hinsichtlich der Gebäudegröße und des Heizenergieverbrauchs partitioniert sind, in Bezug auf die Energieinfrastruktur weiter aufgeteilt.

4.6.5 Berücksichtigung des Bestands von Wärmeversorgungstechnologien nach Quantität und Auswechselzeitpunkt

Der Wohngebäudebestand ist darüber hinaus einerseits durch die bisher verwendete Heiztechnologie und andererseits durch das Alter bzw. den Zeitpunkt deren Wechsels gekennzeichnet. Zur quantitativen Untersuchung dieser Eigenschaften kann dabei für das erste Merkmal auf Daten der öffentlichen Statistik zurückgegriffen werden (Destatis, 2012; Destatis, 2014). Darin findet sich u.a. die in Sammelheizungen bzw. Einzel- oder Mehrraumöfen überwiegend verwendete Energieart. Hierbei werden neben Erdgas und Heizöl die Energieträger Elektrizität sowie

die Festbrennstoffe Briketts, Braunkohle, Koks, Steinkohle und Holz unterschieden. Dazu wird ebenso Fernwärme als eingesetzter Energieträger angegeben. In Anbetracht der Datenlage werden daher die Bestandstechnologien Gas- und Ölkessel sowie Wärmepumpe, Biomassekessel und Fernwärme(-übergabestation) für TIMES-HEAT-POWER definiert. Auf die Berücksichtigung des Bestands von KWK-Technologien wird einerseits aus Gründen der geringen Installation und damit einhergehend der eingeschränkten aktuellen Relevanz und andererseits auf Grund der ungünstigen Datenlagen verzichtet¹⁹. Ebenso werden Technologien auf Basis von festen biogenen Energieträgern nicht weiter unterschieden, sondern in Form einer generischen Technologie, eines Biomassekessels, im Modell implementiert. Mit Hilfe von Struschka et al. (2008) wäre eine tiefergreifenden Differenzierung der mit Kohlen- und Holzbrennstoffen befeuerten Technologien möglich und hierbei u.a. Heizkessel für Pellets, Dauerbrandöfen und Kaminöfen voneinander abzugrenzen (vgl. Kapitel 3.1.3). Auf Grund des gering eingeschätzten Erkenntnismehrwerts sowie zur Vermeidung einer gesteigerten Modellkomplexität wird von einer möglichen Unterscheidung der Heiztechnologien auf Basis fester biogener Energieträger jedoch abgesehen. Ferner werden solarthermische Anlagen nicht gesondert als Heiztechnologie im Modell erfasst. Dies hat zum einen den Grund, dass Statistiken nur für ein Bundesland oder für die Bundesrepublik aggregiert vorliegen und damit nicht Gebäudetypen zugeordnet werden können²⁰. Zum anderen stellen solarthermische Anlagen sekundäre Heiztechnologien dar, welche zusätzlich zu einer Primärtechnologie, deren Kenntnis der Existenz und des Auswechselzeitpunkts sowie Abbildung für das Modell als maßgebend erachtet wird, betrieben werden.

Für das Merkmal des Auswechselzeitpunkts wird eine Verteilungsannahme der Heizanlagentechnologien zur Zuordnung zu den Nachfrageklassen getroffen. Da sich die notwendigen Daten nicht aus der Literatur

¹⁹ Berechnungen auf Basis von Pehnt et al. (2006) sowie von Von Roon (2009) deuten auf einen Bestand von ca. 30.000 verbrennungsmotorischen BHKW im Jahr 2010 hin. Dies entspricht einer installierten Leistung von ca. 150 MW_{el}.

²⁰ BSW-Solar (2015) weist beispielsweise eine im Jahr 2014 installierte Kollektorfläche von 18,4 Mio. m² bzw. eine thermische Leistung von 12,9 GW_{th} für die Bundesrepublik aus.

entnehmen oder anderweitig gewinnen lassen, wird hier eine Analyse und Aufbereitung der Daten aus Struschka et al. (2008) und ZIV (2011) durchgeführt. Für die Aufteilung des Bestands der Wärmepumpen auf das Jahr des Auswechselzeitpunkts wird zusätzlich auf Daten in Nabe et al. (2011) zurückgegriffen. Die Tabelle 4-6 gibt für den Bestand an Öl- und Gaskesseln für verschiedene Leistungsklassen deren Jahr des ermittelten Auswechselzeitpunkts aus. Daraus folgt, dass der gesamte Anlagenbestand bis zum Jahr 2030 ausgewechselt sein wird. Für den Anlagenbestand wird dabei implizit von einer Nutzungsdauer von 20 Jahren ausgegangen.

Tabelle 4-6: Prozentuale Aufteilung des Bestands von Öl- und Gaskesseln auf das Jahr des Auswechselzeitpunkts (eigene Berechnungen auf Basis von Struschka et al. (2008), ZIV (2011))

Technologie	Leistung	2015	2020	2025	2030	Total
Ölkessel	$11 \leq x < 25 \text{ kW}_{\text{th}}$	7,1	49,6	33,1	10,1	100,0
	$25 \leq x < 50 \text{ kW}_{\text{th}}$	16,2	37,8	18,6	27,4	100,0
	$50 \leq x < 100 \text{ kW}_{\text{th}}$	17,9	29,4	18,4	34,4	100,0
	$x \geq 100 \text{ kW}_{\text{th}}$	14,0	36,2	23,3	26,4	100,0
Gaskessel	$11 \leq x < 25 \text{ kW}_{\text{th}}$	8,1	53,6	27,2	11,1	100,0
	$25 \leq x < 50 \text{ kW}_{\text{th}}$	12,1	49,0	20,2	18,6	100,0
	$50 \leq x < 100 \text{ kW}_{\text{th}}$	11,8	47,5	22,7	18,1	100,0
	$x \geq 100 \text{ kW}_{\text{th}}$	11,7	43,8	25,6	18,9	100,0

Für den Bestand von Wärmepumpen sowie Biomassekesseln und Fernwärmeübergabestationen wird hingegen ein kontinuierlicher Abgang über die Zeit angenommen, so dass sich der jeweilige Bestand in den Jahren 2015, 2020, 2025 und 2030 jeweils um 25 % der derzeitigen Höhe reduziert.

4.6.6 Resultierende Klassifizierung des Wohngebäudebestands

Die Abbildung 4-8 gibt zusammenfassend einen Überblick über die auf der Grundlage der Aspekte und Kriterien der Vorkapitel erhaltene Klassifizierung des Wohngebäudebestands zur Bildung von Nachfrageklassen nach thermischer Energie in TIMES-HEAT-POWER. Jede Klasse repräsentiert demnach eine bestimmte Anzahl an Wohngebäuden, welche in Bezug auf eine Reihe von Kriterien die gleiche Merkmalsausprägung aufweisen. Somit stellt jede Nachfrageklasse für sich eine abgeschlossene Menge homogener Objekte dar. Abbildung 4-8 folgend wird also insgesamt nach vier Gebäudegrößenklassen, drei Verbrauchsklassen, drei Infrastrukturklassen und den Klassen der bisher verwendeten Heiztechnologie sowie deren Auswechselzeitpunkt und ferner die Nachfrage nach Raumwärme und Trinkwarmwasser unterschieden.

Dabei ergibt sich die Gesamtzahl der Nachfrageklassen jedoch nicht aus einer kombinatorischen Zusammensetzung aller Merkmalsausprägungen, sondern aus einer Untermenge der Kombinationen. Dies liegt einerseits darin begründet, dass einer Vielzahl der theoretisch möglichen Merkmalsausprägungen mangels Zutreffens keine Einträge aus dem Datenbestand zu den Wohngebäuden zugeordnet werden können. Dies betrifft zum Beispiel die Befeuerung der großen Mehrfamilienhäuser mit Pelletkesseln oder Holzöfen, welche nach Abbildung 4-8 zwar einen möglichen Gebäudearchetyp darstellt, aber in der Realität nicht vorgefunden wird (Destatis, 2012). Andererseits kommt es bei der Bildung der Nachfrageklassen zu einer Aggregation von einzelnen Gebäudearchetypen. Entsprechend den Ausführungen in Kapitel 4.6.3 werden die 12 Kombinationen aus Gebäudegrößenklassen und -verbrauchsklassen zu fünf thermischen Leistungsklassen zusammengefasst²¹.

Schlussendlich ergibt sich damit zur Disaggregation der Nachfrage nach Niedertemperaturwärme in den deutschen Wohngebäuden eine Anzahl

²¹ Diese Aggregation ist vor allem durch die Verringerung der Modellkomplexität und damit der Rechenzeiten motiviert. Instanzen von TIMES-HEAT-POWER ohne die Aggregation zu Leistungsklassen erweisen sich als in endlicher Zeit nicht lösbar (zu Aspekten der Komplexität und Rechenzeiten der Modellinstanzen siehe auch Kapitel 9.2.1).

von insgesamt 140 Nachfrageklassen. Diesen wird dann eine fallabhängige Anzahl an Heizsystemen als Versorgungsoption zugeordnet, wie in Kapitel 4.6.7 ausgeführt ist.

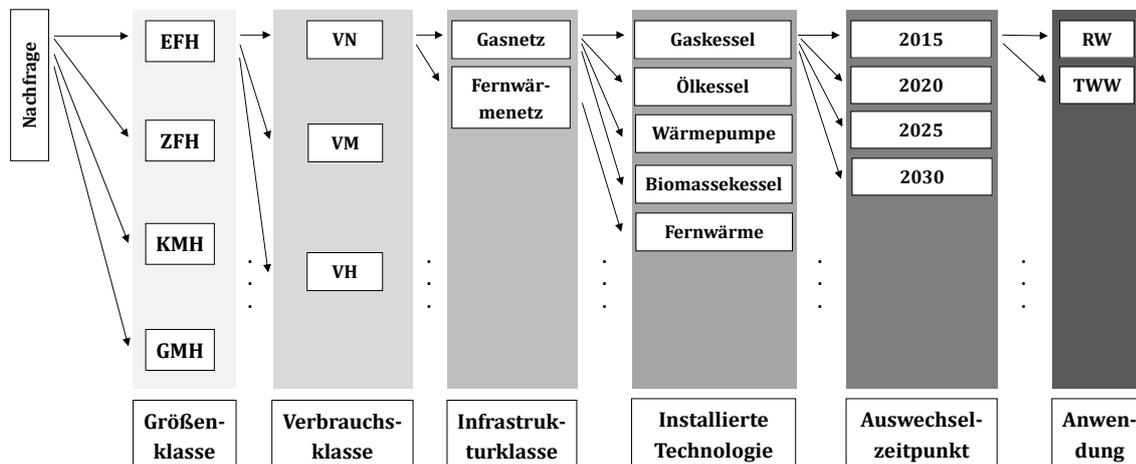


Abbildung 4-8: Klassifizierung des Wohngebäudebestands in Deutschland zur Bildung von Nachfrageklassen nach thermischer Energie

4.6.7 Definition und Abbildung der Wärmeversorgungs-technologien

Zur Deckung des Bedarfs nach thermischer Energie der Wohngebäude werden in TIMES-HEAT-POWER verschiedene individuelle Heiztechnologien definiert und charakterisiert. Diese sind schließlich zur Implementierung im Modell zu Wärmeversorgungssystemen zusammengefasst. Dabei orientiert sich das Vorgehen zur Identifikation der Technologien einerseits an gängigen Heizsystemen mit etablierter Technologie, wie sie auch in der Praxis vorgefunden werden, sowie andererseits an derzeit noch wenig verbreiteten bzw. marktfernen Technologien, denen jedoch eine zukünftige Bedeutung im dezentralen Wärmesystem beige-messen wird. So gesehen stellt die Auswahl der Heiztechnologien einen Kompromiss aus konventionellen und innovativen Technologien dar. Bei der Bildung von Wärmeversorgungssystemen ist es weiterhin nicht das Ziel, sämtliche kombinatorische Möglichkeiten der Technologieverbindung zu ermitteln, sondern die Individualtechnologien nach Einschätzung der Realitätsnähe zu Systemen zu aggregieren. Die Bildung von Wärmesystemen richtet sich dabei unter anderem nach den in ASUE

(2011) und IER (2012) spezifizierten Systemen. Wohlweislich wird bei der Technologieauswahl auf Grund der auch aus Komplexitätsgründen notwendigen Eingrenzung jedoch eine Nichtberücksichtigung weiterer Technologien, wie z.B. das Mikrogasturbinen-BHKW oder Solar-Heizkraftwerk mit Heizstab, in Kauf genommen. Insgesamt werden somit zehn verschiedene Individualtechnologien sowie 17 Systeme erhalten.

Die Tabelle 4-7 gibt die Gesamtheit der im Modell hinterlegten Wärmeversorgungssysteme sowie deren Technologiezusammensetzung an.

Tabelle 4-7: Definition von Wärmeversorgungstechnologien und -systemen

System	Technologie 1	Technologie 2	Technologie 3
1	Gaskessel		
2	Gaskessel	Solartherm. Anlage	
3	Ölkessel		
4	Ölkessel	Solartherm. Anlage	
5	Motorisches BHKW	Gaskessel	
6	Motorisches BHKW	Gaskessel	Solartherm. Anlage
7	Holzofen		
8	Holzofen	Solartherm. Anlage	
9	Wärmepumpe		
10	Wärmepumpe	Solartherm. Anlage	
11	Stirlingmaschine		
12	Stirlingmaschine	Gaskessel	Solartherm. Anlage
13	Pelletkessel		
14	Pelletkessel	Solartherm. Anlage	
15	Brennstoffzelle	Gaskessel	
16	Brennstoffzelle	Gaskessel	Solartherm. Anlage
17	FW-Übergabestation		

Jedes Wärmeversorgungssystem enthält überdies einen thermischen Speicher. Die Abbildung 4-9 stellt weiterhin die Implementierung einer generischen Wärmeversorgungstechnologie (als Zubauoption) im Wärmesystem in TIMES-HEAT-POWER dar.

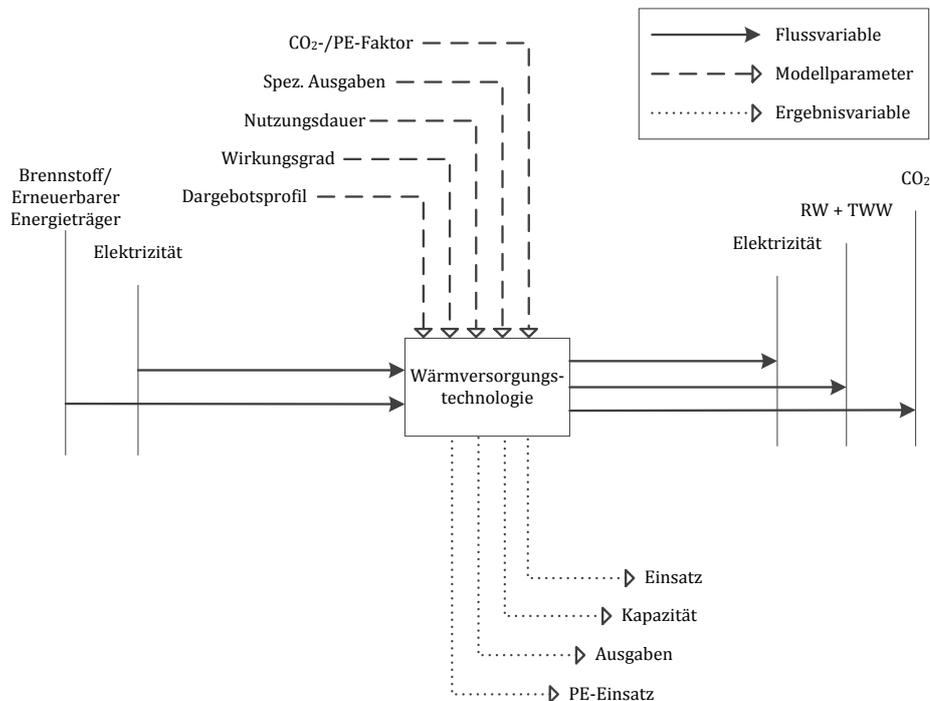


Abbildung 4-9: Implementierung einer generischen Wärmeversorgungstechnologie in TIMES-HEAT-POWER

In Abbildung 4-9 ist ersichtlich, dass zugleich mehrere Güter in den Prozess ein- und austreten können. Prinzipiell werden die Technologien über einen Brennstoff auf Basis fossiler oder erneuerbare Energieträger betrieben. Im Fall einer Wärmepumpe wird neben der Umgebungswärme zusätzlich auch Elektrizität verwendet. Allen Wärmeversorgungstechnologien ist gemein, dass sie Niedertemperaturwärme für den Raumwärme- und Trinkwarmwasserbedarf bereitstellen. Für die drei KWK-Technologien wird dazu auch noch Elektrizität generiert. Ebenso ist die Emission von CO₂ im Modell als austretendes Gut abgebildet. Im Falle einer solarthermischen Anlage wird weiterhin ein Dargebotsprofil für solare Strahlung in gleicher Weise wie in Kapitel 4.5.2 für Photovoltaik beschrieben hinterlegt und mit dem Erzeugungsprozess verknüpft.

4.6.8 Definition und Abbildung von Maßnahmen zur energetischen Sanierung der Wohngebäude

Entsprechend der Modellstruktur nach Abbildung 4-2 können in TIMES-HEAT-POWER auch Maßnahmen zur energetischen Sanierung der Wohngebäude gewählt werden. Im Modell wird dabei unter der Vorgabe der Ausgabenminimierung abgewogen, ob eine Investition in die Anlagentechnik zur Bereitstellung von Heizwärme oder eine Investition in die Gebäudehülle zur Vermeidung des Heizwärmebedarfs vorzuziehen ist.

Grundsätzlich werden energetische Sanierungsmaßnahmen nach der Art der zu dämmenden Gebäudebauteilfläche unterschieden. Demzufolge werden Sanierungsaktivitäten an der Außenwand, dem Dach bzw. der obersten Geschossdecke, dem Keller und den Fenstern unterschieden (vgl. BBR (2008), Loga et al. (2011), Stengel (2014)). Hierbei kommen zum Beispiel Wärmedämmverbundsystem für die Außenwand, Auf- und Zwischen-Sparren-Dämmung unterschiedlicher Dämmstärke für das Dach sowie 2- oder 3-fache Wärmeschutzverglasung für die Fenster zum Einsatz. Allen Maßnahmen ist gemein, dass sie den Wärmedurchgang durch die verwendeten Bauteile des Gebäudes verringern und damit den diesen charakterisierenden Wärmedurchgangskoeffizienten (U-Wert) herabsetzen. Die einhergehende Herabsetzung des Transmissionswärmeverlustes und damit des Heizwärmebedarfs kann über den U-Wert vereinfacht nach Loga et al. (1997) quantifiziert werden²². Gleichwohl ist eine Dämmmaßnahme mit einer Investition behaftet, welche bezogen auf die Bauteilfläche spezifisch ausgedrückt werden kann. Zudem ist bei der Ausgabe für eine energetische Sanierungsmaßnahme der Anteil, welcher rein die energetische Sanierung betrifft, von demjenigen zu unterscheiden, welcher auf zeitgleich auftretende andere Sanierungen, z.B. der Putzsanierung, entfällt. Dieser wird als energiebedingte Mehrinvestition bezeichnet (BBR, 2008). Es würde den Rahmen der Modellierung hinsichtlich Aufwand und Komplexität übersteigen,

²² In Loga et al. (1997) findet sich für den U-Wert noch die frühere Bezeichnung des k-Werts aus der Bauphysik.

eine Vielzahl von Sanierungsmaßnahmen einzeln in TIMES-HEAT-POWER zu implementieren. Daher wird stattdessen auf eine Bündelung von Einzelmaßnahmen zu Sanierungspaketen zurückgegriffen, welche eine Einsparung der Heizenergie in steigender Effektivität sowie zu spezifisch zunehmender Mehrinvestition aufweisen. Eine ähnliche Vorgehensweise findet sich in Blesl et al. (2004). Zur Übersichtlichkeit und Handhabung der Komplexität werden drei Stufen der Sanierungseffektivität und -investition definiert.

Die Abbildung 4-10 zeigt die Implementierung einer generischen Wärmedämmmaßnahme als Zubauoption in TIMES-HEAT-POWER auf. Es wird ersichtlich, dass eine solche Maßnahme als Prozess wie eine Erzeugungstechnologie abgebildet ist. Jedoch findet im Gegensatz zu dieser keine Stoffumwandlung statt. Dies ist am Fehlen eines in den Prozess eintretenden Gutes erkennbar. Weiterhin wird deutlich, dass der Wärmedämmprozess Raumwärme generiert. Dies ist dergestalt zu interpretieren, dass durch die Wärmedämmung der Bedarf an Raumwärme reduziert wird²³. Ferner ist der Prozess mit einem Profil zur Regelung der Bereitstellung der Raumwärme versehen, so dass der Prozess nicht beliebig den Kapazitätseinsatz bestimmen kann, sondern seine Effektivität den (klimatischen) Umgebungsbedingungen folgt. Das hinterlegte Effektivitätsprofil richtet sich dabei nach dem Profil der Nachfrage nach Raumwärme. Dementsprechend wird der somit vorbestimmte Kapazitätseinsatz auch nicht als Ergebnisvariable in Abbildung 4-10 ausgewiesen. Weitergehende Konzepte zur Steigerung der Energieeffizienz, wie zum Beispiel die Installation von Lüftungsanlagen mit Wärmerückgewinnung, die Verbesserung der Luftdichtheit oder Maßnahmen zur Vermeidung von Wärmebrücken, welche zum Beispiel in IWU (2006) oder BBR (2008) Betrachtungsgegenstand sind, finden dagegen keine Berücksichtigung in TIMES-HEAT-POWER.

²³ In der mathematischen Formulierung des Modells kann die zu bestimmende als Variable abgebildete Wärmereduktion entweder von dem Parameter der Nachfrage auf der rechten Seite der Ungleichung 4-4 in Kapitel 4.7 abgezogen werden oder durch Umstellen mit positivem Vorzeichen auf die linke Seite von Ungleichung 4-4 gestellt werden, so dass sie wie eine Erzeugungstechnologie fungiert.

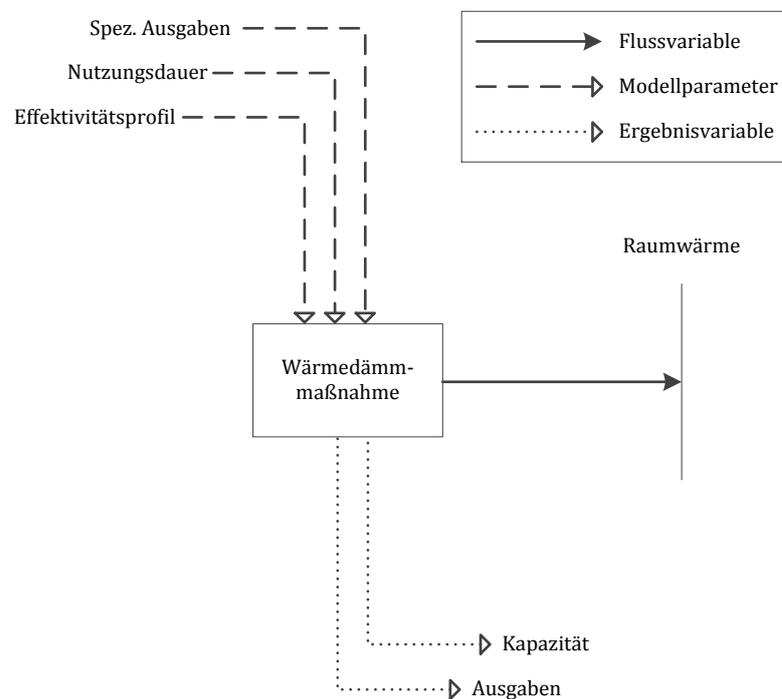


Abbildung 4-10: Implementierung einer generischen Wärmedämmmaßnahme in TIMES-HEAT-POWER

4.7 Mathematische Modellbeschreibung

Im Folgenden wird das Modell TIMES-HEAT-POWER mathematisch beschrieben. Hierzu werden die Zielfunktion sowie ausgewählte wesentliche Nebenbedingungen dargestellt. Für eine erschöpfende Beschreibung der mathematischen Formulierung sei auf Loulou et al. (2005) verwiesen. Die Ausführungen in diesem Abschnitt sind in Teilen aus Merkel et al. (2014a) entnommen.

4.7.1 Zielfunktion

In Ungleichung 4-2 ist die Zielfunktion ZF von TIMES-HEAT-POWER ausgewiesen. Diese setzt sich aus mehreren Bestandteilen zusammen. Zum einen werden darin die kapitalgebundenen Ausgaben im Zusammenhang mit Investitionsentscheidungen in Energiewandlungs- und -speichertechnologien sowie energetische Sanierungsmaßnahmen er-

fasst. Zum anderen sind auch Stilllegungsausgaben bei Desinvestitionsentscheidungen in der Funktion enthalten. Zusätzlich sind auch sämtliche betriebs- und verbrauchsgebundenen Ausgaben sowie Vergütungen inbegriffen, welche von der Höhe der Kapazität der Technologien sowie von der Ausbringungsmenge abhängen. Alle über den Zeithorizont in den Modelljahren anfallenden Ausgabenbestandteile werden auf das Basisjahr diskontiert.

$$ZF \geq \sum_t \alpha_{t,t_B} \cdot \left\{ \begin{array}{l} \sum_p c_{inv,p,t} \cdot x_{p,t}^{NCAP} + \sum_p c_{dec,p,t} \cdot x_{p,t}^{DEC} + \\ \sum_p c_{fix,p,t} \cdot x_{p,t}^{CAP} + \sum_p \left[\sum_c \left(\sum_{ts} c_{var,p,c,t,ts} \cdot x_{p,c,t,ts}^{FOUT} \right) \right] \end{array} \right\} \quad (4-2)$$

4.7.2 Bilanzierungsungleichungen

Zu jedem Zeitpunkt müssen die Kirchhoffschen Regeln in den Knoten des Netzwerks gelten, d.h. die Knotenbilanz für Prozesse und Güter muss erfüllt sein. Dieser mathematische Zusammenhang wird in der Ungleichung 4-3 hergestellt. Je nach Art des Prozesses wird hierbei ein Wirkungsgrad zugrunde gelegt. Dies gilt für Wärmeversorgungstechnologien und Wärmespeicher.

$$\sum_c x_{p,c,t,ts}^{FOUT} \leq \sum_c x_{p,c',t,ts}^{FIN} \cdot \eta_{p,c,t}^{gen} \quad \forall p \in P; c \in C; c' \in C; t \in T; ts \in TS \quad (4-3)$$

Weiterhin muss die Nachfrage nach Raumwärme und Trinkwarmwasser zu jedem Zeitpunkt mindestens gedeckt werden. Dies wird über die Ungleichung 4-4 realisiert. Aus dem Formelzusammenhang ist ersichtlich, dass die Wärmenachfrage zum einen aus den Heizwärmesystemen, also aus der Anlagentechnik, und zum anderen durch Wärmeschutzmaßnahmen gedeckt werden kann. Die im Modell hinterlegten Wärmedämmmaßnahmen werden dabei wie eine Erzeugungstechnologie als Prozess in TIMES-HEAT-POWER implementiert. Die eigentliche Verminderung bzw. Einsparung der Wärmenachfrage wird, da die Parameter der Wärmenachfrage unveränderlich bleiben, durch die zusätzliche

Bereitstellung von Energieflüssen verwirklicht. Zudem ist zu beachten, dass für Wärmeschutzmaßnahmen im Gegensatz zu den Heiztechnologien kein Verteilverlust angenommen wird (vgl. Ungleichung 4-4).

$$\sum_{p \in (P_{SYS} \cup P_{INS})} x_{p,c,t,ts}^{FOUT} \geq dem_{c,t,ts} \cdot p_{ts} \cdot \begin{cases} \frac{1}{\eta^{dis}} & \forall p \in P_{SYS}; c \in C_{DEM}; t \in T; ts \in TS \\ 1 & \forall p \in P_{INS}; c \in C_{DEM}; t \in T; ts \in TS \end{cases} \quad (4-4)$$

wobei gilt

$$p_{ts} = \begin{cases} \frac{dem_{c,t}^{max}}{dem_{c,t,ts}^h} & ts = ts^* \\ 1 & sonst. \end{cases}$$

4.7.3 Intertemporale Gleichungen

Auch Beziehungen von Entscheidungsvariablen zwischen verschiedenen Zeitschritten spielen im Modell eine wesentliche Rolle. Hier sei die Implementierung von Wärmespeichern hervorgehoben. Gemäß Ungleichung 4-5 muss die Speicherbilanz zu jedem Zeitpunkt erfüllt sein, d.h. der Speicherfüllstand zu Beginn einer Periode entspricht dem zu Beginn des vorhergehenden Zeitschritts vermehrt um den Zufluss und verringert um den Abfluss in der vorhergehenden Periode.

$$x_{p,t,ts+1}^{ACT} \leq x_{p,t,ts}^{ACT} \cdot \eta_{p,c,t,ts}^{stg} + x_{p,c,t,ts}^{FIN} - x_{p,c,t,ts}^{FOUT} \quad \forall p \in P_{STG}; c \in C; t \in T; ts \in TS \quad (4-5)$$

4.7.4 Verfügbarkeiten

Im Modell ist die Investition in Wärmeschutzmaßnahmen als Option hinterlegt. Die Maßnahmen werden dabei wie eine Erzeugungstechnologie abgebildet, die die Verringerung des Wärmebedarfs durch eine imaginäre Wärmebereitstellung erreicht. Daneben sind solarthermische Anlagen im Wärmesystem hinterlegt sowie Windkraft- und Photovoltaik-Anlagen aggregiert im Elektrizitätssystem integriert. Da der Einsatz dieser Wärmeschutzmaßnahmen bzw. Technologien nicht beliebig

der freien Optimierung unterliegen darf, wird ein Verfügbarkeitsprofil für die Schutzmaßnahmen sowie die Energieträger Sonne und Wind gemäß der Ungleichung 4-6 eingeführt.

$$x_{p,c,t,ts}^{FOUT} \leq a_{p,t,ts} \cdot (x_{p,t}^{PASTI} + x_{p,t}^{NCAP}) \cdot c_{p,c} \cdot d_{ts} \quad \forall p \in P; c \in C; t \in T; ts \in TS \quad (4-6)$$

4.7.5 Abbildung energie- und klimapolitischer Ziele

In diesem Abschnitt wird aufgezeigt, wie die spezifizierten energie- und klimapolitischen Ziele mathematisch formuliert und in TIMES-HEAT-POWER integriert werden. Dazu sind nacheinander die formalen Beschreibungen zu den Zielen der Reduktion des Primärenergiebedarfs, der Reduktion der Emission von CO₂ sowie der Erhöhung des Anteils der Erneuerbaren Energien dargestellt.

4.7.5.1 Reduktion des Primärenergiebedarfs

In TIMES-HEAT-POWER ist es möglich, den Primärenergiebedarf der Wohngebäude abzubilden und dessen Höhe zu quantifizieren. Daher kann im Lichte der verankerten energie- und klimapolitischen Ziele die zeitliche Veränderung des Primärenergiebedarfs bestimmt und zur Zielbewertung verwendet werden. Hierzu wird für jedes Modelljahr t der gesamte Primärenergiebedarf determiniert. Dieser ergibt sich aus der Summe des Primärenergieeinsatzes in allen bestehenden und neu installierten Wärmewandlungstechnologien über jeden Zeitschritt ts . In der vorliegenden Netzwerkstruktur der TIMES-Entwicklungsumgebung stellt der Primärenergieeinsatz die Summe der aus den Quellprozessen zur Bereitstellung von Endenergie ausgehenden Energieflüsse dar (vgl. Ungleichung 4-8). Bei Zielkonformität muss der Primärenergieeinsatz gemäß Ungleichung 4-7 kleiner oder gleich des maximal zulässigen Primärenergiebedarfs für das entsprechende Modelljahr sein. Das Primärenergiebedarfsziel TAR_t^{PE} wird dabei ex-ante und modellexogen errechnet, indem sich der Primärenergiebedarf von Wohngebäuden im Bezugsjahr 2008 entsprechend um 80 % bis zum Jahr 2050 verringert. In den Zwischenjahren werden die Ziele dabei linear intrapoliert. Der

Primärenergiebedarf wird der Ungleichung 4-8 folgend aus dem Endenergiebedarf der bestehenden sowie neu installierten Heizanlagentechnologien durch Multiplikation mit dem spezifischen Primärenergiefaktor $PEF_{c,t}$ gewonnen. Dieser ist in seiner Höhe gleichermaßen abhängig von dem verwendeten Brennstoff wie von dem Zeitpunkt der Inanspruchnahme.

$$\sum_{p \in P_H} \sum_{c \in C_{FE}} \sum_{ts} x_{p,c,t,ts}^{FIN} \cdot PEF_{c,t} \leq TAR_t^{PE} \quad \forall t \in T \quad (4-7)$$

$$x_{p,c,t,ts}^{FIN} \cdot PEF_{c,t} \leq x_{p',c',t,ts}^{FOUR}$$

$$\forall p \in P_H; p' \in P_{SRC}; c \in C_{FE}; c' \in C_{PE}; t \in T; ts \in TS \quad (4-8)$$

4.7.5.2 Reduktion der Emission von CO₂

Ebenso kann in dem integrierten Modell zur Analyse des nationalen Elektrizitätssystems und des Wärmesystems der Wohngebäude die Abbildung der Reduktion der Emission von CO₂ vorgenommen werden. Hierfür wird analog der Vorgehensweise zur Primärenergiereduktion aus Kapitel 4.7.5.1 in jedem Modelljahr t der gesamte Ausstoß an CO₂ determiniert. Auch dieser errechnet sich aus der Summe der CO₂-Emission in allen bestehenden und neu installierten Wärmewandlungstechnologien über jeden Zeitschritt ts . Die Emission muss entsprechend Ungleichung 4-9 kleiner oder gleich des maximal zulässigen CO₂-Ausstoßes sein. Das CO₂-Reduktionsziel TAR_t^{GHG} , welches die Obergrenze des zulässigen Emissionsniveaus ausdrückt, wird dabei im Voraus und modell-exogen als Parameter bestimmt, indem sich die Emission von CO₂ von Wohngebäuden im Bezugsjahr 1990 entsprechend der Treibhausgas-minderungsvorgaben um 80 % bis zum Jahr 2050 verringert. Wie bei dem Vorgehen bei der Primärenergie werden in den Zwischenjahren die Zielvorgaben dabei linear intrapoliert. Der CO₂-Ausstoß wird gemäß der Ungleichung 4-10 aus dem Endenergiebedarf an Energieträgern der bestehenden sowie neu installierten Heizanlagentechnologien durch Multiplikation mit dem CO₂-Emissionsfaktor $EF_{c,t}$ gewonnen. Dieser ist in

seiner Höhe ebenfalls abhängig von dem verwendeten Brennstoff sowie dem Zeitpunkt der Inanspruchnahme.

$$\sum_{p \in P_H} \sum_{c \in C_{GHG}} \sum_{ts} x_{p,c,t,ts}^{FOUT} \leq TAR_t^{GHG} \quad \forall t \in T \quad (4-9)$$

$$x_{p,c,t,ts}^{FIN} \cdot EF_{c,t} \leq x_{p,c',t,ts}^{FOUT} \quad \forall p \in P_H; c \in C_{FE}; c' \in C_{GHG}; t \in T; ts \in TS \quad (4-10)$$

4.7.5.3 Erhöhung des Anteils der Erneuerbaren Energien

Zuletzt werden in TIMES-HEAT-POWER auch die Zielvorgaben zu Mindestanteilen aus Erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch betrachtet und bewertet. Auch hierzu wird in das Modell eine Reihe von Ungleichung eingefügt, welche die Zielvorgaben formal ausdrückt. Dazu wird ein Mindestanteil TAR_t^{RES} für jedes Modelljahr modellexogen bestimmt. Dieser Wert orientiert sich an den im Energiekonzept der Bundesregierung spezifizierten Mindestanteilen, welche von 18 % im Jahr 2020 auf 60 % im Jahr 2050 ansteigen (vgl. Kapitel 3.3.1). Die resultierende Ungleichung 4-11 setzt dabei die in den Wärmewandlungstechnologien verbrauchte Endenergie an erneuerbaren Energieträgern mit der verbrauchten Endenergie an fossilen Endenergieträgern in das Verhältnis. In der Entwicklungsumgebung von TIMES werden die mathematischen Zusammenhänge über eine besondere Funktion, die sogenannten user constraints, integriert (vgl. Kapitel 5.3.1).

$$TAR_t^{RES} \cdot \sum_{p \in P_{CON}} \sum_{c \in C_{FE}} \sum_{ts} x_{p,c,t,ts}^{FIN} \leq (1 - TAR_t^{RES}) \cdot \sum_{p' \in P_{EE}} \sum_{c \in C_{FE}} \sum_{ts} x_{p',c,t,ts}^{FIN} \quad \forall t \in T \quad (4-11)$$

5 Der Technologiemixeffekt bei Wärmeversorgungssystemen

Dieses Kapitel nimmt sich des Technologiemixeffekts und dessen Transfer auf den Kontext von Wärmeversorgungssystemen an. Das Hauptkapitel wird dazu in drei Unterkapitel weiter aufgeteilt.

So wird zunächst eine theoretische Betrachtung dieses aus anderen Untersuchungskontexten bekannten Effekts im ersten Unterkapitel ange stellt. Im darauffolgenden Kapitel wird der Effekt auf Technologien der dezentralen Wärmeversorgung transferiert sowie Implikationen bezüglich der Implementierung der dezentralen Wärmeversorgung in Optimiermodellen aufgezeigt. Das finale Unterkapitel legt eine methodische Erweiterung des Modellerzeugers TIMES dar, welche zum Ziel hat, den Technologiemixeffekt in der dezentralen Wärmeversorgung im Kontext optimierender Energiesystemmodellierung zu eliminieren. Hierzu wird auf die Bildung von Wärmeversorgungssystemen innerhalb der TIMES-Entwicklungsumgebung eingegangen wie auch ein methodisches Konzept zur Sicherstellung deren Exklusivität erläutert. Letztlich beschließt die Implementierung einer methodischen Erweiterung in TIMES das Hauptkapitel.

Die Textpassagen in diesem Kapitel sind dabei in weiten Teilen an die Ausführungen in Merkel et al. (2014b) angelehnt.

5.1 Theoretische Betrachtung

Der Technologiemixeffekt beschreibt den Effekt, dass unter der Annahme eines ungleichförmigen Nachfrageprofils und bei der Existenz von Versorgungstechnologien, welche durch gegenläufige Entwicklungen kapazitätsspezifischer ausbringungsmengenabhängiger und ausbringungsmengenunabhängiger Ausgabenbestandteile gekennzeichnet sind, bei der unter der Prämisse der Ausgabenminimierung durchgeführten Kapazitäts- und Einsatzplanung dieser Technologien ein Mix

von Technologien zum Grund-, Mittel- und Spitzenlasteinsatz gewählt wird.

In der Literatur befasst sich eine Vielzahl von Studien mit dem theoretischen Konzept des Technologiemixeffekts im Zusammenhang mit der Kapazitäts- und Einsatzplanung von Technologien. Stoft (2002) diskutiert den ausgabenminimalen Mix von Kraftwerkstechnologien zur Deckung der Nachfrage nach Elektrizität und löst das Optimierproblem graphisch. Oren (2000) hingegen leitet aus dem Technologiemixeffekt Kapazitätzahlungen im Elektrizitätswettbewerbsmarkt ab. Darin wird der Effekt einer Vielzahl von Technologien visualisiert, so dass der Technologiemixeffekt hinsichtlich der Deckung der Produktionskosten analysiert wird. In diesem Ansatz werden die Produktionskosten über eine Kombination aus marginalen Kosten und Kapazitätzahlungen gedeckt. In Oren (2003) werden mannigfaltige Formen der Kapazitätzahlungen untersucht, im Besonderen das Konzept des „Peak load pricing“ sowie der Kostendeckung auf Basis der nicht-linearen Kostenkurve der Lastschnitte und der marginalen Energiekostenbepreisung. Hierbei beziehen sich die Lastschnitte auf Intervalle der Last auf der vertikalen Achse der geordneten Jahresdauerlinie (vgl. Abbildung 4-1). Der Autor widmet sich dabei Aspekten der Unsicherheit und des Technologiemixes im Lichte der Weiterentwicklung der „Peak load pricing“-Theorie. Möst (2006) greift die Idee der geordneten Lastdauerlinie, welche in Oren (2003) präsentiert wird, auf, um die Implikationen im Kontext eines optimierenden integrierten Energiesystemmodells der Kapazitäts- und Einsatzplanung aufzuzeigen. Der Autor hebt die Möglichkeit hervor, das integrierte Kapazitäts- und Einsatzplanungsmodell graphisch mit Hilfe des Konzeptes der spezifischen Kapazitätskosten und der geordneten Jahresdauerlinie zu lösen. Aus dieser Sicht entwickelt der Autor PERSEUS-Hydro, ein optimierendes multiperiodiges Energie- und Materialflussmodell des schweizerischen hydro-thermischen Kraftwerksparkes. Des Weiteren erarbeitet Castro-Rodríguez (1999) ein Kapazitätspreismodell für die Elektrizitätswirtschaft in Spanien auf Basis von Dauertarifen, den so genannten Wright-Tarifen. Der Autor diskutiert die ökonomischen

mische Interpretation der horizontalen und vertikalen Schnitte der Jahresdauerlinie im Zusammenhang mit der ausgabenminimalen Betriebszeit der Produktionstechnologien. Demnach setzen Wright-Tarife Preise für die Lastschnitte auf Grundlage eines Lastfaktors. Dazu werden die Technologien anhand ihrer unterschiedlichen spezifischen Kapazitätsausgaben charakterisiert. Darüber hinaus werden auch Wohlfahrtseffekte des Tarifdesigns in Castro-Rodríguez (1999) betrachtet. Letztlich untersuchen Santos et al. (2012) zweiteilige Tarife, welche aus einer fixen Zugangsgebühr und verbrauchsbezogenen Ausgaben für die Benutzung der Elektrizitätsverteilnetze in Brasilien bestehen, wo der Elektrizitätsmix von hydro-elektrischen Kraftwerken dominiert wird. Aus diesen Überlegungen werden unterschiedliche Tarifprodukte abgeleitet. Die Autoren zeigen, dass die zweiteiligen Tarife sinnvoll in einem Elektrizitätssystem genutzt können, welches hauptsächlich auf einer einzigen Erzeugungstechnologie beruht, und geben hierfür empirische Evidenz, indem sie unterschiedliche Lastprofile in Betracht ziehen. Für weitere Arbeiten, welche sich mit Bepreisungs- und Tarifstrukturen auf Basis des Technologiemixeffekts ohne einen expliziten Fokus auf die zu Grunde liegende Technologie oder Dienstleistung befassen, wird auf Ortega et al. (2008), Huisman et al. (2009), Schlereth et al. (2010) und Reneses et al. (2011) verwiesen.

5.2 Übertragung auf Wärmeversorgungstechnologien

Um das Konzept des Technologiemixeffektes im Zusammenhang mit Wärmeversorgungstechnologien zu verstehen, müssen die Wärmewandlungstechnologien hinsichtlich ihrer ökonomischen Eigenschaften charakterisiert werden. Daher werden in diesem Abschnitt für diese Technologien kapazitätsspezifische Ausgaben als Funktion deren Betriebsdauer hergeleitet. Im Folgenden wird angenommen, dass die Ausgabenstruktur jeder Wärmewandlungstechnologie durch die kapazitätsspezifischen Ausgaben beschrieben werden kann, in welchen die gesamten jährlichen Ausgaben auf eine Kapazitätseinheit bezogen wird (vgl. Castro-Rodríguez (1999)). Die kapazitätsspezifischen Ausgaben

für eine Wärmewandlungstechnologie p werden in Gleichung 5-1 beschrieben.

$$c_{cap,p}(x) = c_{cap,fix,p} + c_{var,p} \cdot x \quad \forall p \in P_H \quad (5-1)$$

wobei $c_{cap,p}(x)$ die kapazitätsspezifischen Ausgaben, $c_{cap,fix,p}$ die fixen jährlichen Ausgaben pro Kilowatt und $c_{var,p}$ die verbrauchsgebundenen Ausgaben pro Kilowattstunde bei einer jährlichen Anzahl an Betriebsstunden x bezeichnen. Die fixen jährlichen Ausgaben bestehen hierbei aus den annuisierten investitionsabhängigen Ausgaben und den jahresfixen betriebsgebundenen Ausgaben, welche beispielsweise für die Wartung und Instandhaltung entstehen. In der Gleichung 5-2 werden die Bestandteile der kapazitätsspezifischen fixen jährlichen Ausgaben näher beschrieben.

$$c_{cap,fix,p} = c_{cap,inv,p} \cdot \frac{(1+i)^T \cdot i}{(1+i)^T - 1} + c_{cap,op,p} \quad \forall p \in P_H \quad (5-2)$$

wobei $c_{cap,inv,p}$ die kapazitätsspezifische Investition und $c_{cap,op,p}$ die kapazitätsspezifischen jahresfixen betriebsgebundenen Ausgaben angeben. Das Wärmesystem des Wohngebäudesystems besteht aus einer Vielzahl von Wärmeversorgungsoptionen, welche durch technische und wirtschaftliche Parameter gekennzeichnet sind. Tabelle 4-1 weist die Annahmen zu der spezifischen Investition, den jahresfixen betriebsgebundenen Ausgaben sowie den verbrauchsgebundenen Ausgaben für typische Wärmewandlungstechnologien aus, auf welche sich die folgenden Betrachtungen stützen. Es sollte dabei beachtet werden, dass aus der Literatur eine große Bandbreite für die Investition identifiziert werden kann. Dies liegt in der Berücksichtigung der verschiedenen Investitionsbestandteile für die Gebäudeinfrastruktur, wie zum Beispiel der Gasleitung und eines Schornsteins, welche bereits existiert oder noch geschaffen werden muss, begründet. In den getroffenen Annahmen ist die zusätzliche Investition für die Infrastruktur in der spezifischen Investition einbezogen.

Tabelle 5-1: Wirtschaftliche Charakterisierung von ausgewählten Wärmeversorgungstechnologien (Quelle: eigene Darstellung basierend auf IER (2012))

Technologie	Spezifische Investition	Jahresfixe betriebsgebundene Ausgaben	Verbrauchsgebundene Ausgaben
	€/kW _{th}	€/kW _{th}	€/kWh _{th}
Gaskessel (Brennwert)	425	25,9	0,54
Ölkessel (Niedertemp.)	350	17,2	0,71
Pelletkessel	1.250	25,9	0,35
Holzofen	2.500	8,62	0,20
Wärmepumpe	2.000	25,9	0,22
Solarthermische Anlage	3.700	0,00	0,00

In der Folge kann jeder Wärmewandlungstechnologie eine Ausgabenfunktion zugewiesen werden. Die ökonomische Charakterisierung der Technologien resultiert in einer Kurve der kapazitätsspezifischen Ausgaben als Funktion der Betriebsdauer, wie in Abbildung 5-1 dargestellt ist. In dem unteren Teil der Abbildung ist die geordnete Jahresdauerlinie für den Bedarf an Raumwärme und Warmwasser für ein beispielhaftes Wohngebäude abgetragen. In dem oberen Teil sind die kapazitätsspezifischen Ausgaben als Funktion der Betriebsstunden abgebildet. Die Anzahl der Betriebsstunden, welche den Übergang der wirtschaftlichen Vorteilhaftigkeit der Wärmewandlungstechnologien bestimmen, sind durch vertikale gestrichelte Linien angezeigt, welche der Projektion der Schnittpunkte zweier Geraden der kapazitätsspezifischen Ausgaben auf die Abszisse entsprechen.

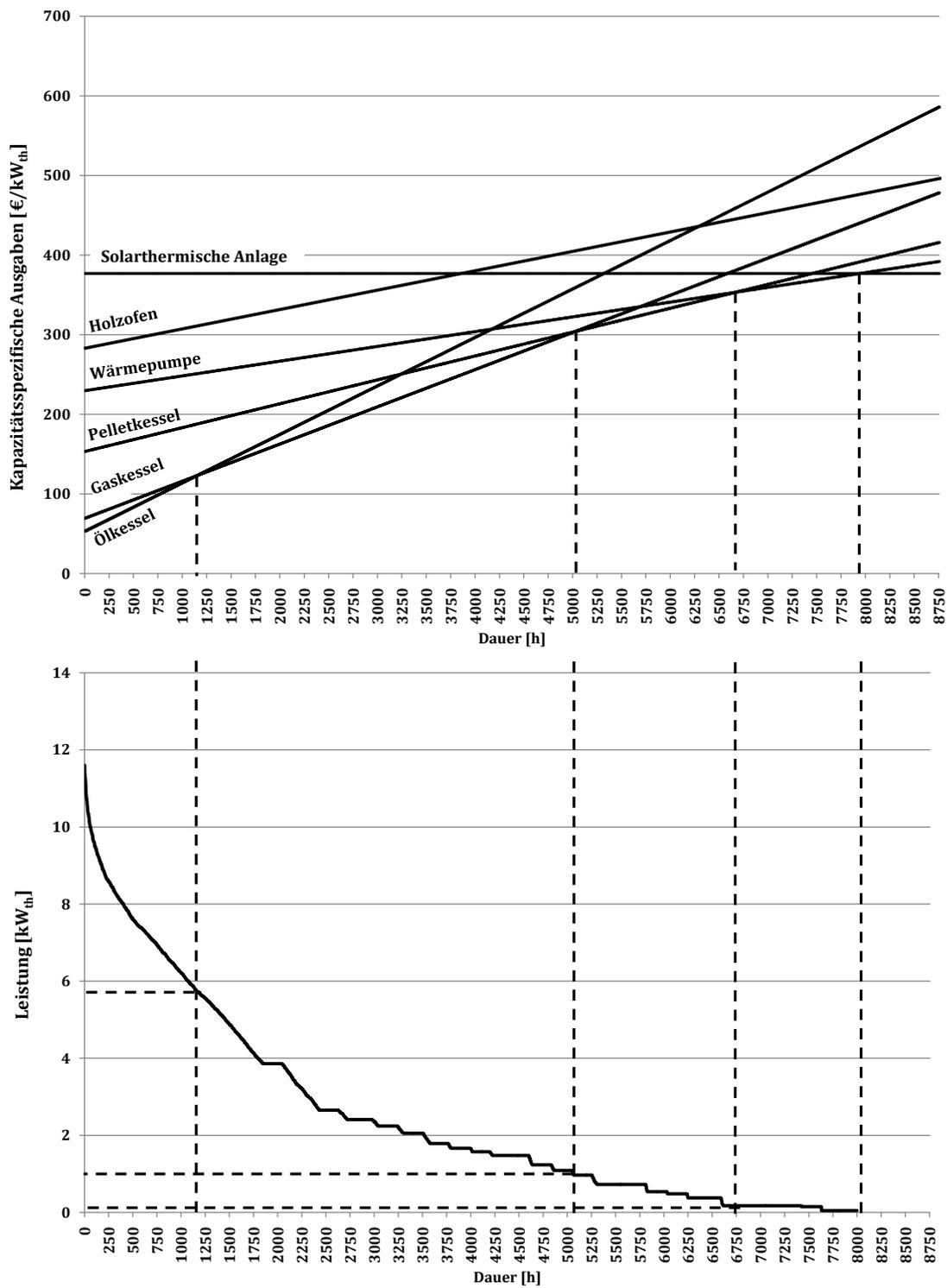


Abbildung 5-1: Jahresdauerlinie der thermischen Last und kapazitätsspezifische Ausgaben der Wärmewandlungstechnologien für ein beispielhaftes Wohngebäude (eigene Berechnungen auf Basis von IER (2012))

Diese Schnittpunkte können ferner auf die geordnete Jahresdauerlinie projiziert werden, in welcher die zugehörigen horizontalen Schnitte durch Schnittpunkte der projizierten Linie mit der geordneten Jahresdauerlinie den Lastbereich anzeigt, welcher durch die entsprechenden Technologien gedeckt wird (vgl. Abbildung 5-1). In dem vorliegenden Beispiel bedient die Wärmepumpe die Grundlast der Wärmenachfrage. Der Pelletkessel wird betrieben, falls die Wärmelast $0,2 \text{ kW}_{\text{th}}$ überschreitet. Der Gaskessel komplementiert den Pelletkessel als Technologie für die Mittellast im Bereich zwischen 1 kW_{th} und $5,6 \text{ kW}_{\text{th}}$. Der Ölkessel fungiert als „Super peaker“-Technologie, welche nur in Nachfragezeiten benutzt wird, in denen die Last $5,6 \text{ kW}_{\text{th}}$ übersteigt. Auf der anderen Seite weist die solarthermische Anlage annahmegemäß keine jahresfixen betriebsgebundenen oder verbrauchsgebundenen Ausgaben auf und ist nicht Teil der graphischen Lösung des Kapazitätsplanungsproblems, da für die kritische Betriebsdauer keine positive Last vorliegt. Der Holzofen erreicht keine wirtschaftliche Vorteilhaftigkeit innerhalb der Dauer eines Jahres, wie anhand der Geraden der kapazitätsspezifischen Ausgaben festgestellt werden kann, welche keine anderen Geraden der kapazitätsspezifischen Ausgaben der anderen Technologien schneidet, die die innere Hülle begrenzen. Insgesamt führt dies zu folgender Rangfolge des Einsatzes der Technologien entsprechend der Dauer ihrer Einlastung: Wärmepumpe, Pelletkessel, Gaskessel, Ölkessel sowie solarthermische Anlage und Holzofen.

Jedoch ist in der Realität die dezentrale Wärmeversorgung in Wohngebäuden nicht durch einen solchen Technologiemix unter Verwendung einer Vielzahl von Technologien gekennzeichnet, sondern liegt in der Auswahl und Verwendung einiger weniger Technologien begründet. Während also ein auf dem Technologiemix basierender Modellierungsansatz für ein Elektrizitätssystem mit zentraler Erzeugung und entsprechender Verteilungsinfrastruktur geeignet ist, erweist sich jener für das dezentrale Wärmeversorgungssystem in Wohngebäuden als unpassend. Dies ist darauf zurückzuführen, dass das zentrale und dezentrale Wärmesystem nicht die gleichen Eigenschaften wie das Elektrizitätssystem aufweisen, wie in Tabelle 5-2 aufgezeigt ist.

Tabelle 5-2: Eigenschaften des Elektrizitäts- sowie des zentralen und dezentralen Wärmesystems (in Anlehnung an Merkel et al. (2014b))

Kriterium	Elektrizitätssystem	Wärmesystem	
		Zentral	Dezentral
Marktfähigkeit des Energieträgers	Vollständig	Eingeschränkt	Nicht gegeben
Marktteilnahme der Technologien	Gewöhnlich ja	Teilweise	Gewöhnlich nicht
Entfernung zwischen Erzeuger- und Verbraucherstandort	Groß	Mittel	Gering
Teillastbetrieboption der Technologien	Ja	Ja	Teilweise
Anzahl der eingesetzten Technologien zur Lastdeckung	Hoch	Niedrig	Sehr niedrig
Zuweisung der Technologie zu Grund-, Mittel- und Spitzenlast	Ja	Möglich	Gewöhnlich nicht
Teilbarkeit der Kapazität der Technologie zur Investitionsentscheidung ²⁴	Vollständig	Teilweise	Diskrete Kapazitätsgrößen

Folglich sind die Technologieannahmen im Elektrizitätssystem nicht übertragbar auf das dezentrale Wärmesystem. Daher kann in einem (optimierenden) Modellierungsansatz das dezentrale Wärmesystem nicht in derselben Weise wie das Elektrizitätssystem abgebildet werden. Die detaillierte Kapazitätsplanung und die Auslegung der Wärmewandlungstechnologien auf der Gebäudeebene müssen hierbei stärker im Betrachtungsfokus stehen. Dabei wird das Problem der detaillierten realistischen Kapazitätsplanung der Anlagentechnik für den Fall, dass weitere Investitionsalternativen wie Wärmedämmmaßnahmen, welche

²⁴ Dies bezieht sich auf Elektrizitäts- und Wärmemärkte, in denen Kraftwerksbetreiber diese Produkte zentral handeln. Streng genommen weisen das Elektrizitäts- und zentrale Wärmesystem ebenfalls diskrete Kapazitäten auf. Durch die große Anzahl an Marktteilnehmern im System scheinen die verfügbaren Kapazitäten jedoch zumindest teilweise kontinuierlich.

mit den angebotsseitigen Maßnahmen interferieren, oder die Investition in Wärmespeicher in die Betrachtung einbezogen werden, in zunehmendem Maße komplex. Gleichwohl wird die Planungsaufgabe der Kapazitäts- und Einsatzplanung von Wärmeversorgungstechnologien durch die Berücksichtigung zusätzlicher technischer und wirtschaftlicher Parameter sowie Restriktionen, wie beispielsweise für die Anlagenfahrweise, verkompliziert²⁵.

Abschließend kann gefolgert werden, dass die integrierte Betrachtung der kapazitätsspezifischen Ausgaben und der geordneten Jahresdauerlinie zur graphischen Lösung des Kapazitäts- und Einsatzplanungsproblems ihre geeignete Anwendung in der Optimierung des Elektrizitätssystems findet, für die Optimierung des dezentralen Wärmesystems jedoch unzureichend ist. Es gilt daher einen Ansatz zu entwickeln, der den Eigenschaften und Anforderungen des dezentralen Wärmesystems in adäquater Weise entspricht und damit der detaillierten Kapazitäts- und Einsatzplanung in diesem System Rechnung trägt.

5.3 Methodische Erweiterung des Modellerzeugers TIMES

In diesem Kapitel wird ein Lösungsansatz zu dem im vorigen Abschnitt beschriebenen Nachteil der unrealistischen Kapazitätsplanung dezentraler Wärmeversorgungstechnologien im Zusammenhang mit der Implementierung in einem linearen Optimiermodell aufgezeigt. Der vorgestellte Ansatz besteht dabei aus einem zweistufigen Vorgehen. Zunächst wird in einem ersten Schritt ein Konzept präsentiert, in dem einzelne Technologien zu einem aggregierten System in der TIMES-Entwicklungsumgebung zusammengefasst werden. Anschließend wird eine Me-

²⁵ Die Vorgehensweise in Abbildung 5-1 stellt daher eine starke Abstraktion von den in der Realität vorgefundenen Bedingungen und Eigenschaften von Wärmeversorgungssystemen und damit eine idealisierte Veranschaulichung deren optimaler Kapazitäts- und Einsatzplanung dar. Jedoch verzerrt dies nicht die Kernaussage zur Eignung dieser Vorgehensweise, welche für das dezentrale Wärmesystem unzureichend ist.

thodik entwickelt, welche auf einer Erweiterung der TIMES-Entwicklungsumgebung beruht und den Erhalt ausschließlicher unteilbarer Wärmeversorgungssysteme sicherstellt.

Die Abbildung 5-2 gibt einen Überblick über die methodische Weiterentwicklung der TIMES-Entwicklungsumgebung in der vorliegenden wissenschaftlichen Arbeit. Sie zeigt den zweistufigen Ansatz auf, welcher die realistische detaillierte Kapazitätsplanung dezentraler Wärmeversorgungstechnologien im Zusammenhang mit einem mehrsektoralen nationalen optimierenden Energiesystemmodell ermöglicht. Auf der linken Seite ist die Kapazitätsplanung für Energiewandlungstechnologien im Elektrizitätssystem dargestellt, wie sie in TIMES in der Standardversion erfolgt. Im Hinblick auf die Technologiewahl zieht das Standardvorgehen eine individuelle Optimierung der Technologien nach sich. Dies impliziert eine beliebige Teilbarkeit der Technologien. Die zu Grunde liegende Problemklasse des Programms ist linear. Auf der rechten Seite ist der Übergang zu der detaillierten Kapazitätsplanung dezentraler Wärmeversorgungssysteme im Wohngebäudesektor skizziert. Im Gegensatz zu der Standardplanung beruht die verbesserte Kapazitätsplanung auf einer kollektiven, von den anderen Technologien abhängigen Optimierung der Kapazitäten der Technologien. Des Weiteren wird damit die beliebige Teilbarkeit der Wärmeversorgungssysteme ausgeschlossen. Die Pfeile in dem mittleren Bereich der Abbildung zeigen das zweistufige Vorgehen auf. In einem ersten Schritt werden technologiespezifische Restriktionen zwischen den Entscheidungsvariablen der Investition in die Erzeugungskapazitäten zusätzlich zu den Modellgleichungen, welche in der Standardversion von TIMES vorhanden sind, implementiert. Diese Gleichungen beziehen sich auf die neu zu installierenden Kapazitäten der einzelnen Technologien und nutzen dabei eine spezielle Funktion in TIMES aus, die sogenannten user constraints (Loulou et al., 2005). In diesen Restriktionen werden spezifische Verhältnisse der Kapazitäten der Technologien zueinander formuliert. In einem zweiten Schritt wird eine Methodik entwickelt, welche in einer Erweiterung der Standardversion von TIMES begründet liegt und

dabei einen gemischt-ganzzahligen Ansatz benutzt, so dass ausschließliche unteilbare Wärmeversorgungssysteme erhalten werden.

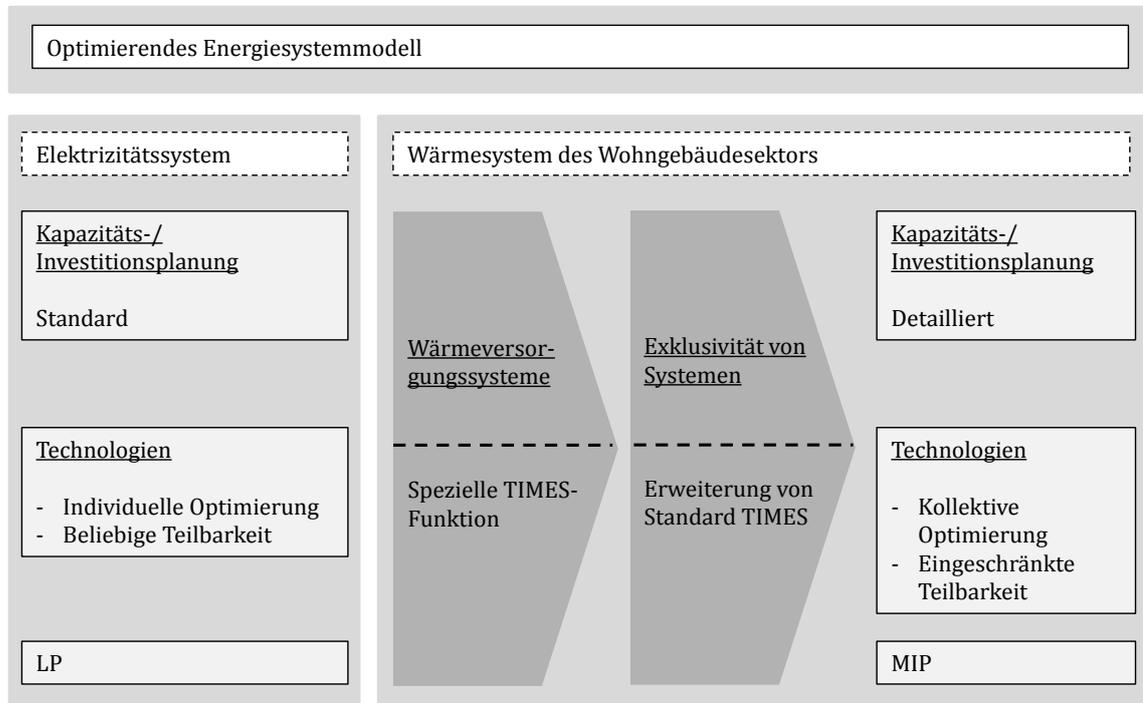


Abbildung 5-2: Überblick über die Methodik der Erweiterung der Standardversion von TIMES (in Anlehnung an Merkel et al. (2014b))

5.3.1 Bildung von Wärmeversorgungssystemen

Die Beweggründe für den Übergang der Modellierung einzelner Wärmeversorgungstechnologien („Standard“ in Abbildung 5-2) zu aggregierten Wärmeversorgungssystemen („Detailliert“ in Abbildung 5-2) liegen in den folgenden beabsichtigten Eigenschaften von Wärmeversorgungstechnologien begründet:

- Unteilbarkeit sowie keine unabhängige individuelle Optimierung,
- realistische Kombinationen der Wärmeversorgungstechnologien und Wärmespeicher hinsichtlich deren Technologiewahl und Dimensionierung.

Daher zielt der methodische Ansatz in diesem Abschnitt darauf ab, individuelle Wärmeversorgungstechnologien zu Kombinationen dieser, so-

genannten Wärmeversorgungssystemen, zu konsolidieren. Bei der Modellimplementierung wird dabei anschaulich eine zusätzliche Ebene in das Referenzenergiesystem eingefügt, welche die „Systemebene“ darstellt, wie aus dem mittleren Bereich der Abbildung 5-3 ersichtlich wird. Das Referenzenergiesystem in TIMES ist dabei als eine Menge von Knoten und Kanten definiert, welche ein graphisches Netzwerk errichtet, wobei Knoten als Prozesse und Kanten als Güter in der Nomenklatur von TIMES bezeichnet werden (vgl. Kapitel 4.3). Somit werden Energiewandlungseinheiten, Wärmeversorgungssysteme, Wärmedämmmaßnahmen und Nachfrageklassen als Knoten implementiert (Kasten in Abbildung 5-3) und mit Wärme- und Elektrizitätsflüssen verbunden, welche als Kanten abgebildet werden (Pfeile in Abbildung 5-3).

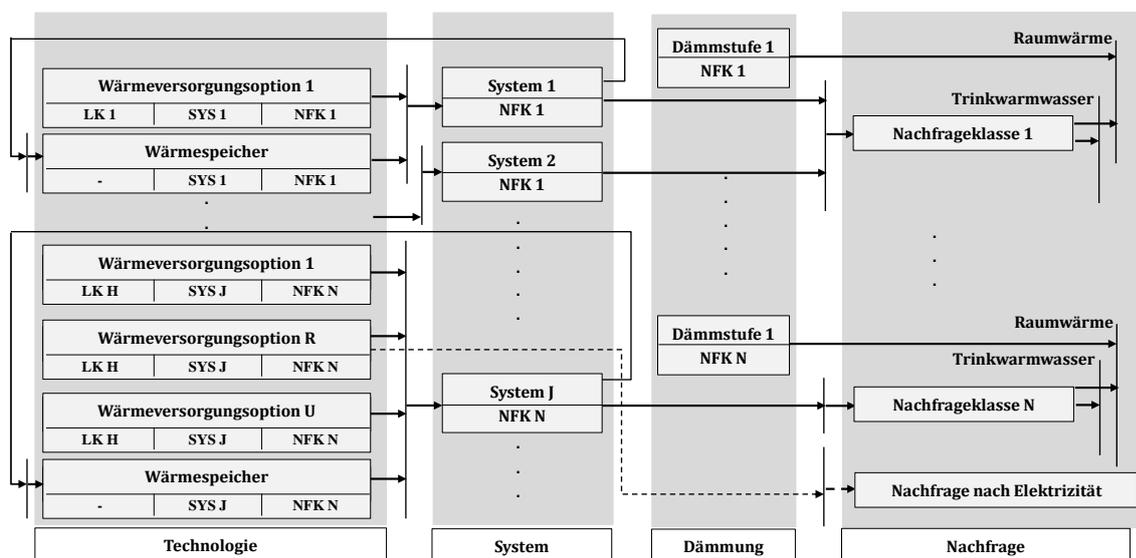


Abbildung 5-3: Implementierung der Wärmeversorgungssysteme im Referenzenergiesystem (in Anlehnung an Merkel et al. (2014b))

Die Parametrierung und Dimensionierung der Systeme wird mit Hilfe einer besonderen Funktion in TIMES, den sogenannten user constraints, sichergestellt. User constraints bieten die Flexibilität, fallspezifische Nebenbedingungen zu den Gleichungssystemen, welche in der Standardversion von TIMES enthalten sind, hinzuzufügen (vgl. Loulou et al. (2005)). Grundsätzlich werden durch diese Nebenbedingungen lineare Verhältnismäßigkeiten zwischen Entscheidungsvariablen X und Y entsprechend der Ungleichung 5-3 aufgestellt.

$$a \cdot X + b \cdot Y \quad \{=/\geq/\leq\} c \quad \forall a, b, c \text{ const.} \quad (5-3)$$

Die dieser Arbeit aufgestellten user constraints für die Wärmeversorgungstechnologien beziehen sich auf Wärmesysteme, welche aus mindestens einer Wärmeversorgungsoption und einem thermischen Speicher bestehen. Eingedenk des Vorliegens eines Wärmespeichers in jedem Wärmeversorgungssystem werden user constraints für Wärmeversorgungssysteme aufgestellt, welche der Bedingung

$$d_G^-(p) > 2 \quad \forall p \in P_{SYS} \quad (5-4)$$

genügen, wobei $d_G^-(p)$ den Knoteneingangsgrad von Knoten p in dem graphischen Netzwerk bezeichnet. Die Bedingung zeigt die Existenz mindestens zweier Wärmeversorgungstechnologien, einer Primär- und einer oder mehrerer Sekundärtechnologien, neben dem Wärmespeicher an, von welchem angenommen wird, dass er Teil eines jeden Wärmeversorgungssystems ist (vgl. Kapitel 4.6.7).

Die user constraints beziehen sich auf die neu installierte Kapazität der Technologien. Das Kapazitätsverhältnis zwischen einer primären Versorgungstechnologie, wie zum Beispiel einem Erdgas-basierten Spitzenlastkessel, und einer sekundären Technologie, wie zum Beispiel einer solarthermischen Anlage, sowie dem Wärmespeicher wird innerhalb eines Wärmeversorgungssystems dabei als fix angenommen.

Abbildung 5-4 veranschaulicht die Implementierung eines beispielhaften Wärmeversorgungssystems mit Hilfe der user constraints. Das dargestellte System besteht aus einem Erdgas-befeuerten Spitzenlastkessel, einer Erdgas-betriebenen verbrennungsmotorischen mikro-KWK-Anlage, einer solarthermischen Anlage sowie einem Wärmespeicher. Der obere Bereich der Abbildung verdeutlicht die Umsetzung im Referenzenergiesystem bestehend aus Prozessen und Gütern entsprechend der Bildung von Wärmeversorgungssystemen nach Abbildung 5-3. Der untere Bereich zeigt die user constraints auf, welche detailliert in dem Kapitel 5.3.3.2 erläutert werden.

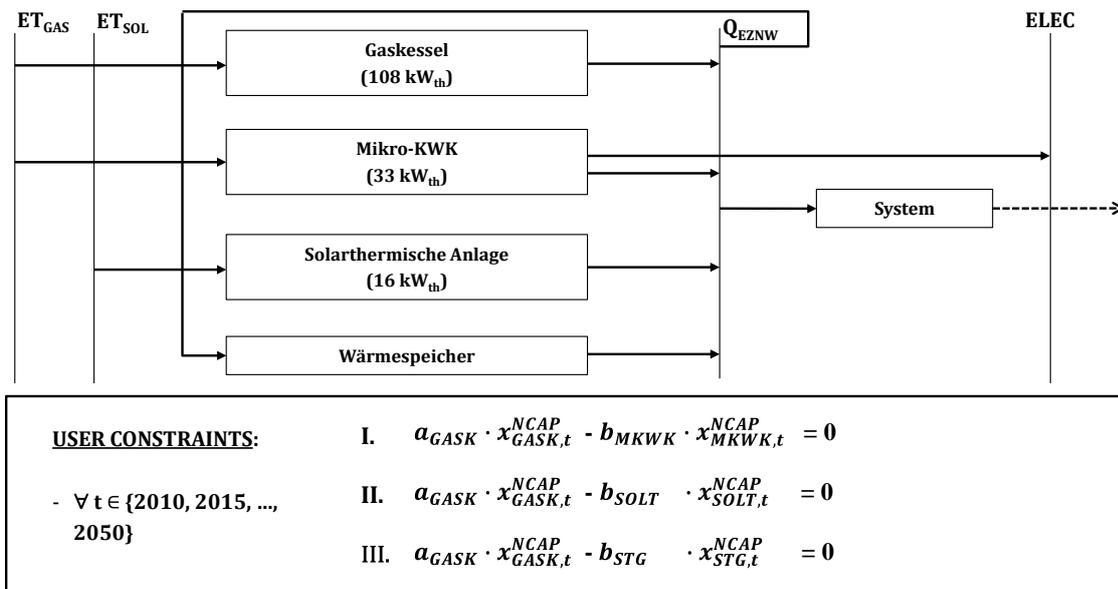


Abbildung 5-4: Implementierung eines beispielhaften Wärmeversorgungssystems über user constraints (in Anlehnung an Merkel et al. (2014b))

5.3.2 Sicherstellung der Exklusivität der Wärmeversorgungssysteme

Indem individuelle Technologien zu aggregierten Systemen zusammengefasst werden, wird die Alleinstellung eines einzigen Systems zur Versorgung einer Nachfrageklasse nicht sichergestellt, da Systeme selbst die Eigenschaften individueller Technologien und damit einhergehend einen Technologiemix aufweisen (vgl. Kapitel 5.2). Dies impliziert also die Existenz einer Vielzahl von Systemen zur Wärmeversorgung einer Nachfrageklasse. Daher erfordert dieses Modellverhalten nunmehr einen Ansatz, welcher dafür sorgt, dass jeder Nachfrageklasse ein einziges eindeutiges Wärmeversorgungssystem zu dem Zeitpunkt t zugeordnet ist. Dieser Sachverhalt wird für eine generische Nachfrageklasse c in der Gleichung 5-5 ausgedrückt.

$$d_G^-(c) = 1 \quad \forall c \in C_{DEM} \quad (5-5)$$

Ein methodisches Konzept, welches dazu dient, die Flussaktivität über einen einzelnen unverzweigten Pfad von Knoten und Kanten in einem Netzwerk sicherzustellen, liegt in der Modellierung logischer Ausdrücke begründet (Kallrath, 2013). In dem vorliegenden Kontext wird somit die

ausschließliche Existenz eines Wärmeversorgungssystems garantiert. Unter den Relationen der mathematischen Aussagenlogik erweist sich dabei die exklusive Disjunktion OR (\vee) als für den Modellierungszweck geeignet, wie für den allgemeinen Fall in Gleichung 5-6 verdeutlicht wird.

$$\bigvee_{i=1}^n L_i := L_1 \vee L_2 \vee \dots \vee L_n \quad (5-6)$$

wobei die logische Variable L_i *wahr* ist, falls das Wärmeversorgungssystem i installiert ist und *falsch* ist, falls nicht.

Indem die logischen Ausdrücke in arithmetische Ausdrücke gewandelt werden, wird der Gebrauch von algebraischen Operationen ermöglicht, was die Verwendung von Binärvariablen in dem Optimierprogramm impliziert. Die Disjunktion $\bigvee_{i=1}^n L_i$ wandelt sich daher zu $\bigvee_{p_c} y_{p_c, t_c} = 1$ mit den Variablen y_{p_c, t_c} , die die entsprechenden Binärvariablen zur Existenz eines Wärmeversorgungssystems einer bestimmten Nachfrageklasse bezeichnet. In den Optimierläufen wird bestimmt, ob diesen Variablen der Wert 0 oder 1 zugewiesen wird, d.h. ob diese „aktiviert“ werden oder nicht. Dies deckt sich mit der Absicht, nur ein einziges bestimmtes Wärmeversorgungssystem je Nachfrageklasse in der optimalen Lösung zu erhalten. Da die Binärvariablen nicht kontinuierlich sind, bedeutet dies, dass in dem vorliegenden Kontext eine Teilbarkeit der Technologien nicht möglich ist. Jedoch bringt der Ansatz, welcher Binärvariablen implementiert, auch eine Veränderung der Problemklasse des Optimiermodells mit sich. Das lineare Programm wird zu einem gemischt-ganzzahligen. Durch die einhergehende Änderung des Lösungsverfahrens, welches in dem linearen Fall auf einer Standardmethode wie dem Simplex-Verfahren beruht, werden komplexere, mehr Ressourcen in Anspruch nehmende Methoden wie das Branch-and-bound-Verfahren im gemischt-ganzzahligen Fall benötigt, was die Komplexität und die Lösungszeit in der Regel erhöht (vgl. Neumann et al. (2004), Kallrath (2011)).

5.3.3 Implementierung der methodischen Erweiterung in TIMES

Im Rahmen der Erstellung der vorliegenden Arbeit wird eine umfassende Analyse der Dokumentation und des Programmiercodes von TIMES durchgeführt, um darüber zu befinden, ob die aufgezeigte Modellierungsabsicht in der Standardversion von TIMES mit dem existierenden Funktionsumfang umgesetzt werden kann oder ob eine Erweiterung dieser notwendig ist. Im Besonderen werden die TIMES-spezifischen MIP-Optionen untersucht wie auch der Einfluss der Verhältnisse der Kapazität und Aktivität der Wärmeversorgungstechnologien bestimmt durch Verfügbarkeitsfaktoren bewertet. Allerdings wird aus der Untersuchung gefolgert, dass die verfügbare Methodik der Standardversion von TIMES nicht ausreichend ist, um die Anforderung nach der Alleinstellung eines Wärmeversorgungssystems in Bezug auf eine Nachfrageklasse und damit den Technologiemixeffekt, wie er in der linearen Programmierung anzutreffen ist, adäquat zu adressieren. Daher wird ein Bedarf nach einer zusätzlichen Option basierend auf der gemischt-ganzzahligen Programmierung abgeleitet. Dies motiviert die methodische Erweiterung des Programmiercodes in der Standardversion von TIMES, welche in den folgenden Unterabschnitten dargelegt wird.

5.3.3.1 Überblick über die Methodik

Die Abbildung 5-5 gibt einen schematischen Überblick über die methodische Erweiterung von TIMES zur eindeutigen Wahl eines einzigen Wärmeversorgungssystems, welches einer Nachfrageklasse zugeordnet wird. Die Wärmenachfrageklassen sind unter anderem durch ihre bisher verwendete Heiztechnologie sowie deren Nutzungsdauer gekennzeichnet (siehe Kapitel 4.6.5). Dies bedeutet, dass die Information über die installierte Versorgungstechnologie sowie deren Auswechselzeitpunkt mit einer Nachfrageklasse verbunden ist. Das Beispiel in Abbildung 5-5 zeigt, dass die Nachfrageklasse bis 2015 von einem Wärmesystem versorgt wird und damit einen Anlagentausch in dem genannten Jahr erfordert. Hierbei sollte betont werden, dass auf dem Zeitstrahl nur die Zeitdauer über den relevanten Entscheidungszeitraum dargestellt ist. Modelljahre, über die die Entscheidungsvariablen nicht definiert

sind, werden durch gestrichelte Linien gekennzeichnet. Die Wärmeversorgungssysteme bestehen aus individuellen Wärmeversorgungstechnologien und sind den Nachfrageklassen gemäß der vorherrschenden Gebäudeinfrastruktur (z.B. vorhandenes Gasnetz) zugewiesen, welches im vorliegenden Beispiel n Wärmeversorgungssysteme als Option bedingt. Die individuellen Wärmeversorgungstechnologien werden mit Hilfe der Methodik aus Kapitel 5.3.1 zu Wärmeversorgungssystemen aggregiert. Die Abbildung 5-5 weist ferner die Entscheidungsvariablen aus, welche für die methodische Erweiterung des Programmiercodes in der Standardversion von TIMES relevant sind. In diesem Ansatz wird in Übereinstimmung mit Annahmen aus den wirtschaftlichen Bewertungen von Gebäudeinstallationen angenommen, dass Wärmeversorgungssysteme eine wirtschaftliche Nutzungsdauer von 20 Jahren aufweisen (VDI, 2012). Diese wird auch durch die Länge der Balken deutlich. Daher erfolgt der nächste Wechsel des Wärmeversorgungssystems nach Ablauf dessen wirtschaftlicher Nutzungsdauer, in dem gezeigten Beispiel also im Jahr 2035.

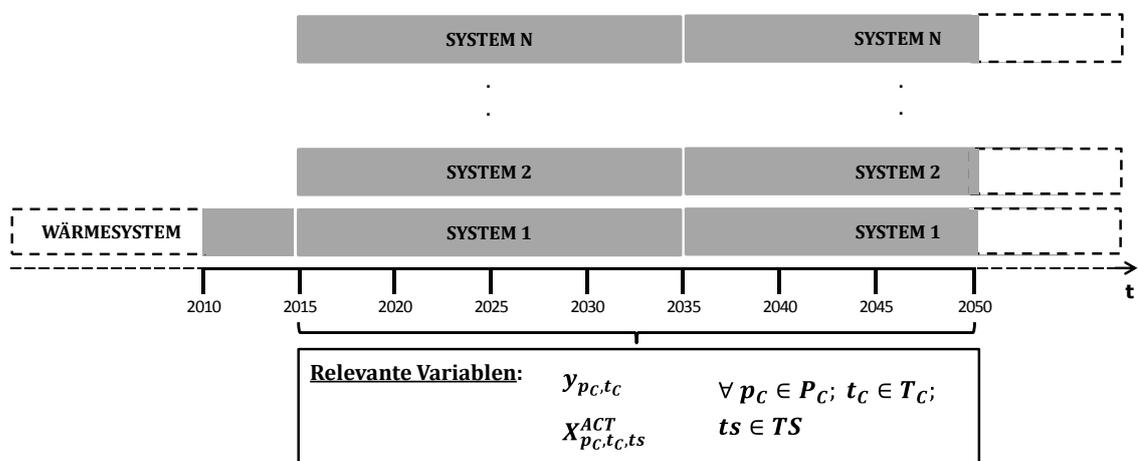


Abbildung 5-5: Schematisches Vorgehen bei der methodischen Erweiterung von TIMES (in Anlehnung an Merkel et al. (2014b))

5.3.3.2 Variablen und Nebenbedingungen

Die zusätzlich implementierten Entscheidungsvariablen und die benötigten existierenden Variablen in der Erweiterung in TIMES sind in Tabelle 5-3 dargestellt. Des Weiteren werden die entwickelten sowie be-

reits vorliegenden und verwendeten Nebenbedingungen für die Modellierung der Systeme in der Tabelle 5-4 und Tabelle 5-5 ausgewiesen und in ihrer Funktion beschrieben. In beiden Tabellen ist angezeigt, ob die Variablen oder Nebenbedingungen in der Standardversion von TIMES bereits vorliegen oder ob sie zusätzlich implementiert werden.

Die Gleichung 5-7 stellt Kapazitätsverhältnisse zwischen den primären und sekundären Heiztechnologien bzw. den Wärmespeichern auf. Die darin definierten Koeffizienten in diesen Gleichungen werden dabei mit Hilfe des Optimiermodells dezentraler Wärmeversorgungssysteme, welches in Kapitel 6 beschrieben wird, bestimmt.

„Bound tightening“ ist eine Methode, um den Lösungsprozess zu beschleunigen (Kallrath, 2011). Die Konstanten auf der rechten Seite der Gleichung 5-8 werden daher durch die Gleichung 5-15 bestimmt, um eine bessere Rechenzeit zu erzielen. Aus diesem Grund werden diese für jede Nachfrageklasse auf die maximale Summe des Wärmebedarfs über die wirtschaftliche Nutzungsdauer eines Wärmeversorgungssystems von 20 Jahren gesetzt.

Tabelle 5-3: Variablen der Erweiterung von TIMES (in Anlehnung an Merkel et al. (2014b))

Name	Beschreibung	Typ
y_{p_c, t_c}	Binärvariable der Existenz von p_c in t_c	zusätzlich implementiert
X_{p_c, t_c, t_s}^{ACT}	Kontinuierliche Variable der Aktivität von p_c in t_c und t_s	existent
$X_{p, t}^{CAP}$	Kontinuierliche Variable der kumuliert installierten Kapazität in p und t	existent
$X_{p, t}^{NCAP}$	Kontinuierliche Variable der neu installierten Kapazität in p und t	existent
X_{p, c, t, t_s}^{FOUT}	Kontinuierliche Variable des Energieflusses von c aus p in t und t_s^*	existent

Tabelle 5-4: Nebenbedingungen der Erweiterung von TIMES (1) (in Anlehnung an Merkel et al. (2014b))

Formulierung	Bedingungen	Beschreibung	Gl.	Typ
$a_p \cdot X_{p,t}^{NCAP} + b_{p'} \cdot X_{p',t}^{NCAP} = c$	$\forall p \in P_{PRI}; p' \in \{P_{SEC} \cup P_{STG}\}; t \in T; a_p, b_{p'}, c \text{ const.}$	Fixes Kapazitätsverhältnis zwischen primärer und sekundärer Heiztechnologie bzw. Wärmespeicher.	5-7	impl.
$\sum_{t_c}^{t_c+20} \sum_{ts} X_{p_c,t_c,ts}^{ACT} \leq M^C \cdot y_{p_c,t_c}$	$\forall c \in C_{DEM}; p_c \in P_C; t_c \in T_C$	Der Energiefluss jedes Heizwärmesystems zugehörig zur Nachfrageklasse c über die wirtschaftliche Nutzungsdauer ist kleiner oder gleich einer großen Zahl und damit unbeschränkt oder gleich 0.	5-8	impl.
$\sum_{p_c} y_{p_c,t_c} = 1$	$\forall c \in C_{DEM}; t_c \in T_C$	Die Summe der Existenz der Heizwärmesysteme zugehörig zur Nachfrageklasse c ist gleich 1, so dass nur ein Heizwärmesystem für jede Nachfrageklasse gewählt wird.	5-9	impl.
$y_{p_c,t_c} \in \{0; 1\}$	$\forall p_c \in P_C; t_c \in T_C$	Der Definitionsbereich der Variablen zur Existenz von p_c in t_c .	5-10	impl.
$X_{p_c,t_c,ts}^{ACT} \geq 0$	$\forall p_c \in P_C; t_c \in T_C; ts \in TS$	Die Variable zur Aktivität von p_c in t_c und ts ist größer oder gleich 0.	5-11	ex.

Tabelle 5-5: Nebenbedingungen der Erweiterung von TIMES (2) (in Anlehnung an Merkel et al. (2014b))

Formulierung	Bedingungen	Beschreibung	Gl.	Typ
$X_{p,c,t,s}^{FOUT} + X_{p',c,t,s}^{FOUT} \geq dem_{c,t,s}$	$\forall p \in P_{SYS}; p' \in P_{INS}; c \in C_{DEM}; t \in T; ts \in TS$	Die Nachfrage jeder Nachfrageklasse c wird durch die Wärmeausbringung jedes Heizwärmesystems und durch die Nachfragereduktion induziert durch die Wärmedämmungsprozesse gedeckt.	5-12	ex.
$X_{p,c,t,s}^{FOUT} \leq a_{p,t,ts} \cdot X_{p,t}^{CAP}$	$\forall p \in P_{INS}; c \in C_{DEM}; t \in T; ts \in TS$	Die Ausbringung der Wärmedämmungsprozesse ist kleiner oder gleich der installierten Kapazität multipliziert mit einem Verfügbarkeitsfaktor zur Indikation der klimatischen Bedingungen.	5-13	ex.
$0 \leq a_{p,t,ts} \leq 1$	$\forall p \in P_{INS}; t \in T; ts \in TS$	Der Verfügbarkeitsfaktor der Wärmedämmungsprozesse ist größer gleich 0 und kleiner gleich 1.	5-14	ex.
$M^c = \max_{t_c} \left\{ \sum_{t_c}^{t_c+20} \sum_{ts} dem_{c,t_c,ts} \right\}$	$\forall c \in C_{DEM}$	Die Konstanten der rechten Seite der Gleichung 5-8 werden auf die maximale Summe der Wärmenachfrage über die ökonomische Nutzungsdauer eines Heizwärmesystems (20 Jahre) für jede Nachfrageklasse festgesetzt.	5-15	impl.

6 Ein Optimiermodell dezentraler Wärmeversorgungssysteme

Der Aufbau des in Kapitel 4 vorgestellten integrierten Modells zur Analyse des nationalen Elektrizitätssystems und des Wärmesystems der Wohngebäude beruht auf individuellen Heizungstechnologien und deren Aggregation zu Wärmeversorgungssystemen. In Kapitel 5 wird gezeigt, wie der Technologiemixeffekt im Wärmesystem durch die Bildung linearer Beziehungen zwischen den Technologiekapazitäten innerhalb von Wärmeversorgungssystemen sowie durch die Erweiterung zur gemischt-ganzzahligen Programmierung vermieden werden kann. Dabei besteht ein wesentliches Planungsziel bei diesem Vorgehen darin, die Kapazitäten der einzelnen Technologien sowie deren Verhältnisse zueinander in der Auslegung zu ermitteln. In der mathematischen Formulierung bedeutet dies, dass die Koeffizienten in den linearen Gleichungssystemen der Wärmeversorgungssysteme in adäquater Weise bestimmt werden müssen. Die somit einhergehende Auslegung der Systemkomponenten wirkt sich wesentlich auf die Wirtschaftlichkeit der Versorgungssysteme aus. Eine Überdimensionierung der Anlagen hat eine zu geringe Auslastung in Form einer geringen Betriebsstundenanzahl zur Folge, während eine zu geringe Dimensionierung Potenziale einer gesteigerten Ausbringung sowie geringeren Investition durch Skaleneffekte ungenutzt lässt. Demzufolge stellt die Bestimmung der optimalen Konfiguration der Wärmeversorgungssysteme einen essentiellen Schritt dar. Innerhalb des in Kapitel 1.2.2 skizzierten Lösungsweges wird diese Aufgabe von einem separat entwickelten Ansatz in Gestalt eines Optimiermodells wahrgenommen. In den folgenden Unterkapiteln wird dieses ausgehend von einem Überblick über den Modellierungsansatz über dessen mathematische Formulierung beschrieben, ein alternativer Lösungsprozess auf Basis eines Dekompositionsverfahrens erläutert sowie die Anbindung an TIMES-HEAT-POWER aufgezeigt. Die Textpassagen in diesem Kapitel sind dabei in weiten Teilen Merkel et al. (2016) entnommen.

6.1 Überblick über den Modellierungsansatz

Die Abbildung 6-1 gibt einen Überblick über das Optimiermodell dezentraler Wärmeversorgungssysteme. Im Kern der Methodik befindet sich das Modell basierend auf der gemischt-ganzzahligen linearen Programmierung. Für eine gegebene Kombination aus einem einzelnen vordefinierten Wärmeversorgungssystem und Gebäude werden in der Zielfunktion sämtliche über den Planungshorizont entstehende Ausgaben im Zusammenhang mit der Versorgung des dezentralen Energiesystems mit Wärme und Elektrizität aus einzelwirtschaftlicher Sicht minimiert. Die Entscheidungsvariablen beziehen sich dabei auf die Kapazitäten der Wärmeversorgungstechnologien und -speicher sowie auf deren zeitlich hoch aufgelösten Einsatz. Zusätzlich werden die CO₂-Emissionen sowie die Primärenergie bilanziert. Die Eingangsdaten finden sich in Form technischer, wirtschaftlicher und ökologischer Parameter zur Charakterisierung der Technologien und Gebäude. Die Definition der Gebäude sowie der Technologien beruht dabei auf der Klassifizierung des Wohngebäudebestands in Kapitel 4.6.6 sowie der Systematik der Wärmeversorgungstechnologien in Kapitel 4.6.7.

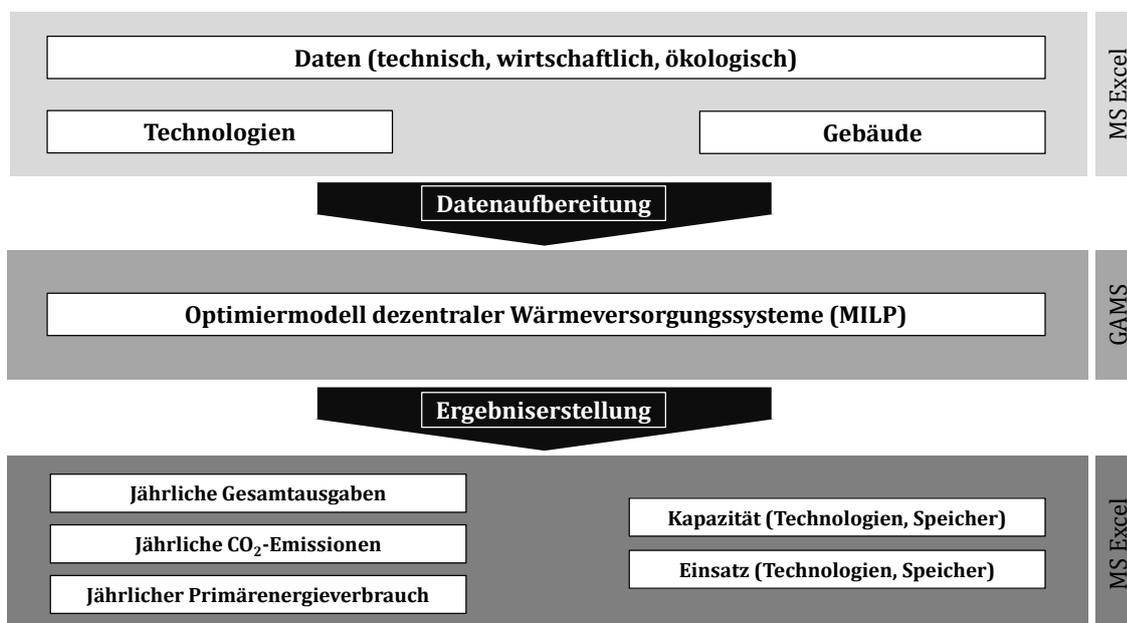


Abbildung 6-1: Schematischer Überblick über das Optimiermodells dezentraler Wärmeversorgungssysteme

6.2 Mathematische Modellbeschreibung

6.2.1 Größendegression der Investition und stückweise lineare Approximation

Die kapitalgebundenen Ausgaben stellen einen Großteil der Gesamtausgaben über die Nutzungsdauer einer Technologie dar. Die Gesamtinvestition ist in die Zielfunktion des Optimiermodells dezentraler Wärmeversorgungssysteme integriert, indem sie über die wirtschaftliche Nutzungsdauer verteilt wird. Zu diesem Zweck wird die Gesamtinvestition I_p für eine Technologie p über den Zeitverlauf mit Hilfe des Annuitätsfaktors CRF annuisiert (vgl. Gleichungen 6-1 und 6-2).

$$c_{inv,p} = I_p \cdot CRF \quad \forall p \in \{P_H \cup P_{STG}\} \quad (6-1)$$

$$CRF = \frac{(1+i)^{T'} \cdot i}{(1+i)^{T'} - 1} \quad (6-2)$$

Es wird dabei von der Annahme ausgegangen, dass die Investition unmittelbar im entsprechenden Basisjahr t_0 durchgeführt wird. Dies bedingt, dass eine Verschiebung auf einen späteren Zeitpunkt und damit der Vorteil einer zukünftigen Investitionssenkung ausgeschlossen sind. Die kapitalgebundenen Ausgaben werden als Funktion der neu installierten Kapazität x_{cap}^p der Technologie p bestimmt. Auf Grund von Größendegressionseffekten sind die Investitionen in Heizanlagen und Wärmespeicher von einer Degression in Abhängigkeit der Anlagenkapazität bzw. des Speichervolumens gekennzeichnet. Anschaulich ist die Investitionsfunktion konkav und daher nicht-linear. Da die nicht-lineare Funktion nicht-konvex und konkav ist, ist das erhaltene Problem NP-schwer, was lange Rechenzeiten bedingen kann. Ein verbreiteter Ansatz zur Integration einer nicht-linearen Funktion in Optimierprogrammen besteht in der stückweisen linearen Approximation. Verschiedene Vorgehensweisen existieren hierfür, wie die Konvexkombination und das inkrementelle Kostenproblem, die sich beide auf die gemischt-ganzzahlige Programmierung stützen (Keha et al., 2004). Der klassische Ansatz

der Konvexkombination findet sich ursprünglich in Dantzig (1960). Alternativ kann die stückweise lineare Approximation durch das Konzept der speziell geordneten Mengen vom Typ 2 (SOS2) herbeigeführt werden (Beale et al., 1970). In der vorliegenden Arbeit wird letzterer Ansatz verfolgt. Daher werden drei Mengen von Variablen eingeführt (vgl. Ungleichungen 6-3 bis 6-7), welche die Auswahl zweier benachbarter Punkte auf der Abszisse und Ordinate ermöglichen, wodurch stückweise lineare Abschnitte erzeugt werden, wie in Abbildung 6-2 und Abbildung 6-3 für eine verbrennungsmotorische KWK-Anlage und einen Wärmespeicher dargestellt ist.

$$x_{cap}^p = \sum_{k=0}^{N^p} p_k^p \cdot \lambda_k^p \quad \forall p \in \{P_H \cup P_{STG}\} \quad (6-3)$$

$$I_p = g(x_{cap}^p) = \sum_{k=0}^{N^p} i_k^p \cdot \lambda_k^p \quad \forall p \in \{P_H \cup P_{STG}\} \quad (6-4)$$

$$\sum_{k=0}^{N^p} \lambda_k^p = 1 \quad \forall p \in \{P_H \cup P_{STG}\} \quad (6-5)$$

$$\lambda_k^p, p_k^p, i_k^p \geq 0 \quad \forall k \in K; p \in \{P_H \cup P_{STG}\} \quad (6-6)$$

$$\lambda_k^p: k \in \{0; \dots N^p\} \quad \forall p \in \{P_H \cup P_{STG}\} \quad (6-7)$$

Die Anzahl der Referenzwerte nimmt dabei mit zunehmender Kapazität bzw. Volumen ab, da die Steigungen der Kurven entsprechend geringer werden. Die Abbildung 6-2 skizziert das Vorgehen der stückweisen linearen Approximation anhand des Beispiels der Investition einer verbrennungsmotorischen mKWK-Anlage. In dem Schaubild finden sich neben der degressiven Investitionsfunktion auch die Stützwerte bestimmt durch die Wertepaare der Abszisse p_k^{chp} und der Ordinate i_k^{chp} . Zwischen diesen wird bei der Linearisierung nun intrapoliert. Für die stückweise lineare Approximation werden für die konkave Kurve der Investition von der KWK-Anlage 18 Referenzwerte und von dem Wärmespeicher 21 Referenzwerte verwendet, um die nicht-lineare Funktion adäquat nachzubilden (vgl. Abbildung 6-2 und Abbildung 6-3).

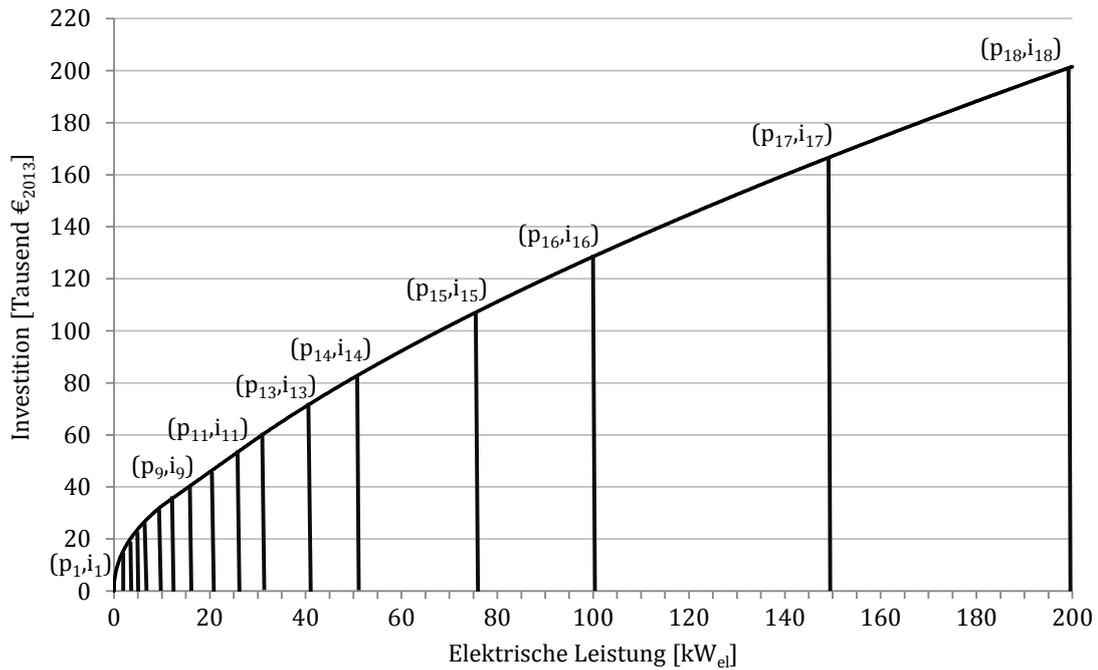


Abbildung 6-2: Stückweise lineare Approximation für die Investition in eine verbrennungsmotorische mKWK-Anlage (eigene Darstellung auf Basis von ASUE (2014))

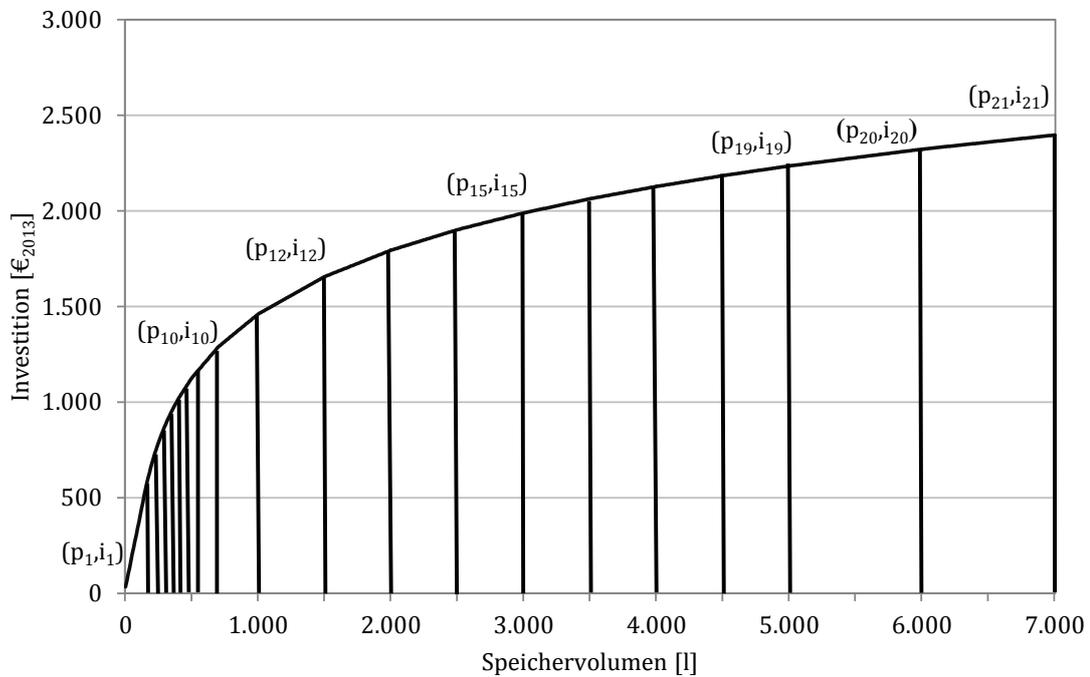


Abbildung 6-3: Stückweise lineare Approximation für die Investition in einen Wärmespeicher (eigene Darstellung auf Basis von Bardt et al. (2014))

6.2.2 Zielfunktion

Die Zielfunktion stellt die Summe der gesamten jährliche Ausgaben und Einnahmen, die durch das Wärmeversorgungssystem bestehend aus den Technologien p generiert werden, entsprechend Gleichung 6-8 dar.

$$\min f = \sum_{p=1}^P \left(c_{inv,p} + c_{fix,p} + \alpha \cdot \sum_{t=1}^T (c_{var,p,t} - c_{rev,p,t}) \right) \quad (6-8)$$

6.2.3 Variable Ausgaben und Einnahmen

Neben den kapitalgebundenen Ausgaben finden auch andere Ausgabenarten in die Zielfunktion Eingang. Dieser Abschnitt fokussiert auf die variablen Ausgaben und Einnahmen. Erstere werden durch den Brennstoffeinsatz der Technologien sowie das Anfahren der KWK-Anlagen induziert. Zudem stellen die variablen betriebsgebundenen Ausgaben einen weiteren Bestandteil der variablen Ausgaben dar. Ausgaben für das Anfahren werden durch den zusätzlichen Elektrizitätsverbrauch, beispielsweise beim Starten der Anlage zur Versorgung der Pumpe und des Fans, generiert, wie für KWK-Anlagen in The Carbon Trust (2007) beschrieben ist. Letztere werden durch die erzeugte Menge an Elektrizität induziert. Die Vergütungshöhe hingegen hängt davon ab, ob die Elektrizität exportiert oder selbst verbraucht wird. Die variablen Ausgaben und Einnahmen sind in den Gleichungen 6-9 bis 6-13 formuliert.

$$c_{var,p,t} = c_{var,chp,t} + c_{var,p',t} + c_{var,el,t} \\ \forall chp \in P_{CHP}; p' \in \{P_H \setminus P_{CHP}\}; t \in T \quad (6-9)$$

$$c_{var,chp,t} = \left(\frac{x_{el,i}^{chp}(t) + x_{el,e}^{chp}(t) + x_{th}^{chp}(t)}{\eta_{tot}^{chp}} \right) \cdot c_{ec} \cdot b_{ec} \cdot CRF + y(t) \cdot c_{ram} + \\ \left(x_{el,i}^{chp}(t) + x_{el,e}^{chp}(t) \right) \cdot c_{var,op,chp} \quad \forall chp \in P_{CHP}; ec \in EC; t \in T \quad (6-10)$$

$$c_{var,p',t} = \left(\frac{x_{th}^{p'}(t)}{\eta_{tot}^{p'}} \right) \cdot c_{ec} \cdot b_{ec} \cdot CRF + x_{th}^{p'}(t) \cdot c_{var,op,p'} \\ \forall ec \in EC; p' \in \{P_H \setminus P_{CHP}\}; t \in T \quad (6-11)$$

$$c_{var,el,t} = x_{el}^{grid}(t) \cdot c_{el} \cdot b_{el} \cdot CRF \quad \forall t \in T \quad (6-12)$$

$$c_{rev,chp,t} = x_{el,e}^{chp}(t) \cdot c_{rev,e} + x_{el,i}^{chp}(t) \cdot c_{rev,i} \quad \forall chp \in P_{CHP}; t \in T \quad (6-13)$$

In den dargestellten Gleichungen werden Preisänderungen der Energieträger berücksichtigt, indem der preisdynamische Barwertfaktor, wie in VDI (2012) beschrieben, Anwendung findet. Dieser wird entsprechend Gleichung 6-14 bestimmt.

$$b_{ec} = \frac{1-(r_{ec}/(1+i))^{T'}}{(1+i-r_{ec})} \quad \forall ec \in EC \quad (6-14)$$

6.2.4 Fixe Ausgaben

Die jahresfixen Ausgaben werden gemäß den kapazitätsspezifischen jahresfixen betriebsgebundenen Ausgaben und der Kapazität der Technologien nach Gleichung 6-15 bestimmt.

$$c_{fix,p} = x_{cap}^p \cdot c_{cap,op,p} \quad \forall p \in \{P_H \cup P_{STG}\} \quad (6-15)$$

6.2.5 Wesentliche Nebenbedingungen

Die Nachfrage nach Elektrizität und Wärme muss zu jedem Zeitpunkt gedeckt sein. Die Ungleichungen 6-16 und 6-17 stellen dies sicher. Dabei wird die Nachfrage nach Elektrizität von dem für den Eigenverbrauch bestimmten Anteil der produzierten Elektrizität der mKWK-Anlage und aus dem Versorgungsnetz erfüllt. Der Wärmeverbrauch wird von den primären und sekundären Heiztechnologien und/oder dem Wärmespeicher abgedeckt. Da dabei aus Gründen der Reduktion der Variablenanzahl und damit der Verringerung der Komplexität jede generierte Einheit an Wärme durch den Speicher fließt, wird der Wärmebedarf jedoch nur indirekt über die Erzeugungstechnologien gedeckt²⁶. Ungleichungen 6-18, 6-19 und 6-20 stellen Energiebilanzgleichungen für den Wärmespeicher auf. In der ersten intertemporalen Nebenbedingung wird

²⁶ Dies impliziert jedoch nicht notwendigerweise die Existenz eines Wärmespeichers und damit eine Investition, da gemäß Ungleichung 6-18 ein Wärmespeicher auch als stationärer Prozess ohne Akkumulation fungieren kann.

die Anhängigkeit des Speicherfüllstands von der Vorperiode beschrieben. In der zweiten wird die Speicherzuflussmenge der thermischen Erzeugung der Heiztechnologien und der mKWK-Anlage gleichgesetzt. Die dritte Gleichung beschränkt den energetischen Speicherfüllstand.

$$x_{el,i}^{chp}(t) + x_{el}^{grid}(t) \geq dem_{el}(t) \quad \forall chp \in P_{CHP}; t \in T \quad (6-16)$$

$$x_{th,out}^{stg}(t) \geq dem_{th}(t) \quad \forall t \in T \quad (6-17)$$

$$x_{th,l}^{stg}(t) \leq (1 - \rho^{stg}) \cdot x_{th,l}^{stg}(t-1) + x_{th,in}^{stg}(t) - x_{th,out}^{stg}(t) \quad \forall t \in T \quad (6-18)$$

$$x_{th,in}^{stg}(t) \leq x_{th}^p(t) + x_{th}^{chp}(t) \quad \forall chp \in P_{CHP}; p \in \{P_H \setminus P_{CHP}\}; t \in T \quad (6-19)$$

$$x_{th,l}^{stg}(t) \leq \frac{x_{cap}^{stg} \cdot c \cdot \Delta T}{3600} \quad \forall t \in T \quad (6-20)$$

Weiterhin werden minimale und maximale Leistungsgrenzen für die mKWK-Anlage und die weiteren Heiztechnologien eingeführt (vgl. 6-21, 6-22, 6-23, 6-24).

$$x_{cap}^{chp} - \frac{x_{el,i}^{chp}(t) + x_{el,e}^{chp}(t)}{\beta} \geq 0 \quad \forall chp \in P_{CHP}; t \in T \quad (6-21)$$

$$pow_{min}^{chp} \cdot z(t) - \frac{x_{el,i}^{chp}(t) + x_{el,e}^{chp}(t)}{\beta} \leq 0 \quad \forall chp \in P_{CHP}; t \in T \quad (6-22)$$

$$x_{cap}^p - \frac{x_{th}^p(t)}{\beta} \geq 0 \quad \forall p \in \{P_H \setminus P_{CHP}\}; t \in T \quad (6-23)$$

$$pow_{min}^p - \frac{x_{th}^p(t)}{\beta} \leq 0 \quad \forall p \in \{P_H \setminus P_{CHP}\}; t \in T \quad (6-24)$$

Des Weiteren wird die thermische und elektrische Erzeugung der mKWK-Anlage mittels der Stromkennzahl in Ungleichung 6-25 in das Verhältnis gesetzt. In Ungleichung 6-26 wird zudem der Zusammenhang zwischen dem Betriebszustand und der energetischen Ausbringung der mKWK-Anlage aufgestellt. Hierbei steuert die binäre Betriebsvariable

die thermische und elektrische Ausbringung, indem sie die energetische Ausbringung zu 0 erzwingt, falls die Anlage nicht in Betrieb ist ($z(t) = 0$) und Ungleichung 6-26 keine echte Beschränkung darstellt, falls die Anlage sich in Betrieb befindet ($z(t) = 1$).

$$x_{th}^{chp}(t) \leq \frac{x_{el,i}^{chp}(t) + x_{el,e}^{chp}(t)}{\sigma} \quad \forall chp \in P_{CHP}; t \in T \quad (6-25)$$

$$\frac{x_{el,i}^{chp}(t) + x_{el,e}^{chp}(t) + x_{th}^{chp}(t)}{\beta} \leq M \cdot z(t) \quad \forall chp \in P_{CHP}; t \in T \quad (6-26)$$

Für die mKWK-Anlage ist es wesentlich, minimale Betriebs- und Stillstandszeiten zu integrieren, da, falls die Anlage angeschaltet ist, sie für eine bestimmte Zeitspanne in Betrieb sein muss (The Carbon Trust, 2007). Entsprechend findet man auch eine Abkühlungsphase vor, wenn die Anlage abgeschaltet wird, da durch die große thermische Masse und die schnell drehenden Bauteile die Anlage in einer kontrollierten Weise angehalten werden muss (The Carbon Trust, 2007). Die minimale Betriebszeit wird in Ungleichung 6-27 sowie die minimale Stillstandszeit in Ungleichung 6-28 über die Anfahr- und Betriebsvariablen sichergestellt.

$$y(t) \cdot tim_{ope}^{chp} - \sum_{\bar{t}=t}^{t+tim_{ope}^{chp}-1} z(\bar{t}) \leq 0 \quad \forall chp \in P_{CHP}; t \in T \quad (6-27)$$

$$y(t) \cdot tim_{dow}^{chp} - \sum_{\bar{t}=t-tim_{dow}^{chp}}^{t-1} z(\bar{t}) \leq tim_{dow}^{chp} \quad \forall chp \in P_{CHP}; t \in T \quad (6-28)$$

Da binäre Variablen verwendet werden, die das Anschalten und den Betrieb beschreiben, muss ebenso eine Anfahrbedingung formuliert werden, um diese Variablen logisch miteinander zu verknüpfen. Diese ist in Ungleichung 6-29 dargestellt.

$$z(t) - z(t+1) - y(t+1) \geq 0 \quad \forall t \in T \quad (6-29)$$

Schließlich i für solarthermische Anlagen auch ein Verfügbarkeitsprofil der Sonneneinstrahlung hinterlegt, wodurch die thermische Ausbringung entsprechend Ungleichung 6-30 begrenzt wird.

$$x_{th}^p(t) \leq x_{cap}^p \cdot \eta_{tot}^p \cdot a_{p,t} \quad \forall p \in P_{SOL}; t \in T \quad (6-30)$$

6.2.6 Abbildung von diskreten Betriebsmodi

Darüber hinaus kann im Modell für die Auslegung und den Betrieb von Wärmeversorgungssystemen bei KWK-Anlagen zwischen der freien Modulierung der Anlage und einer Fahrweise mit festen diskreten Betriebspunkten unterschieden werden. In der Praxis sind solche diskreten Betriebsmodi beispielsweise auf bautechnische Gegebenheiten oder das elektronische Steuerungssystem zurückzuführen. Daher werden in der Modellierung zwei Fälle unterschieden: Für den Fall der freien Modulation sind die bisher aufgestellten Gleichungen ausreichend. Keine weiteren Variablen und Nebenbedingungen werden benötigt, da die mKWK-Anlage für die Erzeugungsvariablen $x_{el,i}^{chp}(t)$, $x_{el,e}^{chp}(t)$, $x_{th}^{chp}(t)$ in einem kontinuierlichen Bereich zwischen den unteren und oberen elektrischen Leistungsgrenzen pow_{min}^{chp} und x_{cap}^{chp} operieren kann. Für den Fall des Vorliegens von diskreten Betriebsmodi hingegen müssen zusätzliche Nebenbedingungen eingeführt werden. Eine intuitive Weise hierfür wäre es, eine weitere Ungleichung zu definieren, die einen Zusammenhang zwischen der energetischen Ausbringungsmenge der mKWK-Anlage und deren Kapazität durch bestimmte Anteile hieran aufstellt. Indem eine bestimmte Anzahl (äquidistanter) Betriebspunkte N^{op} , welche beispielsweise die Lastfaktoren 25 %, 50 %, 75 % und 100 % repräsentieren, angenommen wird, ist es somit möglich, eine ganzzahlige Variable einzuführen, welche die Betriebspunkte darstellt. Dieses Vorgehen ergibt die Ungleichung 6-31.

$$x_{th}^{chp}(t) \leq \frac{\beta}{\sigma} \cdot x_{cap}^{chp} \cdot x_{op}^{chp}(t) \cdot \frac{1}{N^{op}} \quad \forall chp \in P_{CHP}; t \in T \quad (6-31)$$

mit

$$x_{op}^{chp}(t) \in \{0; \dots N^{op}\} \quad \forall chp \in P_{CHP}; t \in T$$

Jedoch resultiert aus dieser Formulierung eine Bilinearität, welche durch die Multiplikation einer kontinuierlichen mit einer ganzzahligen

Variablen verursacht wird (s. Ungleichung 6-31). Dies bedingt wiederum eine Verschiebung der Problemklasse von einem gemischt-ganzzahligen linearen Programm hin zu einem gemischt-ganzzahligen nicht-linearen, welches rechenzeitintensiv sein und auf Grund der lokalen Extrema kein globales Optimum sicherstellen kann. Daher ist es erstrebenswert, die Eigenschaft der Nicht-Linearität zu umgehen. Dies kann durch eine Reformulierung der Ungleichung 6-31 erbracht werden. Hierfür wird von einer Idee einer Linearisierung dieses nicht-linearen Zusammenhangs, welche im abstrakten Kontext zuerst in Petersen (1971) niedergeschrieben und weiter in Glover (1975) diskutiert wird, ausgegangen. Auf dieser Basis wird nunmehr der Transfer der Linearisierung auf den vorliegenden Kontext der optimalen Konfiguration von Wärmeversorgungssystemen geleistet. Eine solche Vorgehensweise der Übertragung wird auch auf anderen Gebieten angewandt (vgl. beispielsweise Harjunkoski et al. (1999), Rodriguez et al. (2013)), findet sich nach den Recherchen des Autors bisher jedoch nicht in dem vorliegenden Kontext der Modellierung von Energiesystemen²⁷. Die Ungleichung 6-31 wird daher durch die Ungleichungen 6-32 bis 6-36 reformuliert.

$$\sum_{l=0}^{N^{op}} \gamma_t(l) \leq 1 \quad \forall t \in T \quad (6-32)$$

$$u_t(l) - x_{cap}^{chp} \leq 0 \quad \forall chp \in P_{CHP}; l \in L; t \in T \quad (6-33)$$

$$-u_t(l) + x_{cap}^{chp} - M^{op} \cdot (1 - \gamma_t(l)) \leq 0 \quad \forall chp \in P_{CHP}; l \in L; t \in T \quad (6-34)$$

$$u_t(l) - M^{op} \cdot \gamma_t(l) \leq 0 \quad \forall l \in L; t \in T \quad (6-35)$$

$$x_{th}^{chp}(t) \leq \frac{\beta}{\sigma} \cdot \frac{1}{N^{op}} \cdot \sum_{l=0}^{N^{op}} (l \cdot u_t(l)) \quad \forall chp \in P_{CHP}; t \in T \quad (6-36)$$

Mit Hilfe dieser Reformulierung ist jeder diskrete Betriebsmodus durch eine binäre Betriebsvariable $\gamma_t(l)$ repräsentiert, welche anzeigt, ob die

²⁷ Ein ähnliches Problem im Zusammenhang mit der Modellierung von KWK-Anlagen wird zwar in Christidis et al. (2012) aufgestellt und durch Glovers Linearisierung reformuliert (Glover, 1975). Jedoch werden in jenem Kontext Binärvariablen an Stelle der in dieser Arbeit verwendeten ganzzahligen Variablen verwendet.

mKWK-Anlage sich in Betriebsmodus l im Zeitintervall t befindet oder nicht. Die Exklusivität eines einzelnen Betriebsmodus wird durch die Ungleichung 6-32 herbeigeführt. Weiterhin wird für jedes Zeitintervall und für jeden Betriebsmodus eine kontinuierliche Hilfsvariable $u_t(l)$ bestimmt, welche als Schlupfvariable dient und durch die Ungleichungen 6-33 bis 6-35 determiniert ist. Dadurch nimmt sie in jedem Zeitintervall t für genau einen Betriebsmodus l den Wert x_{cap}^{chp} und für alle anderen Betriebsmodi den Wert 0 an. Schlussendlich repräsentiert die Ungleichung 6-36 in adäquater Weise die Ungleichung 6-31, jedoch enthält sie nicht mehr das Produkt der beiden Entscheidungsvariablen, sondern basiert auf der Multiplikation einer kontinuierlichen Entscheidungsvariablen mit einem Index. Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass das bisherige gemischt-ganzzahlige lineare Problem durch die Reformulierung einer linearen Problemklasse zugehörig bleibt.

6.3 Das Dekompositionsverfahren nach Benders

6.3.1 Einordnung des Verfahrens

Bei zunehmender Problemgröße stößt ein gemischt-ganzzahliges Programm an die Grenzen der Lösbarkeit, da das Problem in der Regel einen exponentiellen Rechenaufwand erfordert (Neumann et al., 2004). Im vorliegenden Kontext nimmt die Problemgröße dabei insbesondere mit der Berücksichtigung der diskreten Betriebsmodi der mKWK-Anlagen zu, da hierdurch sich die Anzahl der Binärvariablen vervielfacht. Aus diesem Grund bestehen in der Literatur verschiedene Ansätze, um ein mathematisches Programm mit einem alternativen Verfahren als einem reinen globalen Verfahren zu lösen.

Dabei existieren zum einen heuristische Verfahren, welche das Problem nicht exakt lösen. Heuristiken suchen nur eine Teilmenge des zulässigen Bereichs mit einem im Allgemeinen polynomialen Rechenaufwand ab (Neumann et al., 2004). Dadurch ergibt sich ein Vorteil in der in den meisten Fällen geringeren Rechenzeit. Ein Nachteil besteht jedoch darin, dass das globale Optimum nicht zwingend gefunden wird, sondern

lediglich ein lokales Extremum. Stellvertretend für die Vielzahl der existierenden Heuristiken seien hier das naturanaloge Verfahren, das Tabu search-Verfahren, das Partikel-Schwarm-Verfahren, das Verfahren des Simulated Annealing sowie genetische Algorithmen genannt (Suhl et al., 2006; Bogon, 2013).

Zum anderen finden sich auch Dekompositionsverfahren, welche das globale Problem in Teilprobleme zerlegen und diese in wechselseitiger Abhängigkeit iterativ lösen. Diese Verfahren lösen das Problem zudem exakt. Auch hier existieren unterschiedliche Zerlegungsverfahren. Hier seien das Dekompositionsverfahren von Dantzig und Wolfe für lineare Optimierprobleme mit spezieller Problemstruktur sowie die Lagrange-Relaxation für ganzzahlige Optimierprobleme und der Zerlegungssatz nach Benders für gemischt-ganzzahlige Programme angeführt (Neumann et al., 2004).

Das Dekompositionsverfahren nach Benders entstammt der Arbeit von Benders (1962) und sieht eine Zerlegung eines gemischt-ganzzahligen linearen Problems in eine Folge von Masterproblemen (MP) und Subproblemen (SP) vor (Kallrath, 2013). Dabei beinhalten die Masterprobleme die ganzzahligen Variablen, die Subprobleme hingegen die kontinuierlichen. Unter Erhalt einer ganzzahligen Lösung von dem Masterproblem generiert das Subproblem abhängig von dessen Lösbarkeit eine Optimalitäts- oder Zulässigkeitsungleichung, welche in der nächsten Iteration des Masterproblems berücksichtigt wird. Geoffrion (1972) erweitert im verallgemeinerten Benders-Dekompositionsverfahren diesen Algorithmus unter Zuhilfenahme der nicht-linearen konvexen Dualitätstheorie auf Probleme mit nicht-linearen Subproblemen, wodurch die Anwendungsgebiete bzw. die Problemklassen verbreitert bzw. erweitert werden. Anwendungsbeispiele des Dekompositionsverfahrens nach Benders mit inhaltlicher Nähe zu dem vorliegenden Forschungskontext finden sich beispielsweise in Canto (2008), Dinter et al. (2012) und Abdolmohammadi et al. (2013).

6.3.2 Mathematische Formulierung des Problems der optimalen Konfiguration von Wärmeversorgungssystemen

Dem Dekompositionsverfahren nach Benders liegt die Unterteilung des globalen Optimierproblems in zwei Teilprobleme, dem sogenannten Masterproblem und dem Subproblem zu Grunde. Im Masterproblem werden die „verkomplizierenden“ Entscheidungsvariablen determiniert. Diese weisen die Eigenschaft auf, dass, falls sie vorübergehend fixiert werden, das verbleibende Optimierproblem beträchtlich vereinfacht wird (Geoffrion, 1972). In der Regel sind dies ganzzahlige Variablen oder solche kontinuierliche, welche mit sehr großer Häufigkeit in den Nebenbedingungen enthalten sind (Saharidis et al., 2010). Die Partitionierung des Problems bei dem Dekompositionsverfahren nach Benders kann dabei einen wesentlichen Einfluss auf dessen Performanz haben²⁸. In dem Algorithmus werden weiterhin durch die Zielfunktionswerte der beiden Teilprobleme eine untere und eine obere Schranke bestimmt. Durch das iterative Lösen dieser beiden Teilprobleme nähern sich beide Schranken sukzessive an und konvergieren im Zielfunktionswert des globalen Optimierproblems. Die beiden Teilprobleme sind nicht unabhängig voneinander, sondern enthalten Informationen über das jeweilige andere Problem. Dazu wird im Masterproblem in jedem Iterationsschritt eine zusätzliche Nebenbedingung fallabhängig als Optimalitäts- oder Zulässigkeitsungleichung eingeführt, welche sich aus der Lösung des Subproblems ableitet. Zugleich stehen im Subproblem die Koeffizienten des Spaltenvektors der rechten Seite der Ungleichungen der Nebenbedingung in Abhängigkeit der fixierten „verkomplizierenden“ Variablen, welche aus dem Masterproblem bestimmt werden. Einen wesentlichen Einfluss auf die Lösungszeit des Dekompositionsverfahrens hat die Erzeugung der Optimalitätsungleichungen (optimality cuts), da diese den Zielfunktionswert im Masterproblem sukzessive

²⁸ So zeigen Saharidis et al. (2010), dass die Inklusion von kontinuierlichen Entscheidungsvariablen in dem Masterproblem einen positiven Einfluss auf die Rechenzeit der Probleminstanzen nimmt, da die Partitionierung wesentlich das Verhältnis der Optimalitäts- und Zulässigkeitschnitte bestimmt. In Saharidis et al. (2010) kann so der Anteil der Optimalitätsschnitte an der Gesamtzahl der generierten Nebenbedingungen von 9,5 % auf 65 % gesteigert werden.

im Minimierungsfall monoton erhöhen bzw. im Maximierungsfall monoton verringern, so dass sich die untere Schranke in jedem Iterationsschritt dem Konvergenzpunkt der unteren und oberen Schranke nähert. Die Zulässigkeitsungleichungen (feasibility cuts) hingegen werden in das Masterproblem nur auf Grund der Lösbarkeit eingeführt, verbessern aber die temporäre Lösung nicht, so dass die untere Schranke konstant bleibt. Aus diesen Gründen ist das Erzeugen von Optimalitätsungleichungen dem Ableiten von Zulässigkeitsungleichungen in jeder Iteration des Dekompositionsalgorithmus vorzuziehen.

In der vorliegenden Anwendung ist das Erzeugen von Zulässigkeitsungleichungen sehr wahrscheinlich, da das primale Subproblem durch die Nichterfüllung der Nebenbedingung zur Deckung der thermischen Nachfrage unlösbar wird. Somit ist das zugehörige duale Problem unbeschränkt. Es existiert daher zur Vermeidung der unerwünschten Zulässigkeitsungleichungen eine Reihe von Ansätzen in der Literatur. Magnanti et al. (1981) erörtern das Konzept von Pareto-optimalen Schnitten, zu deren Ableitung pro Iteration ein zusätzliches Subproblem gelöst wird. Fischetti et al. (2010) überführen das duale Subproblem in ein reines Lösbarkeitsproblem, um somit die minimale Quelle der Unlösbarkeit zu identifizieren. Saharidis et al. (2010) stellen die Idee des "maximum feasible subsystem" dar. Hierbei wird durch das Relaxieren der nicht eingehaltenen Nebenbedingungen im primalen Subproblem ein Problem erzeugt, welches gerade lösbar ist.

In dem vorliegenden Kontext wird sich zur Vermeidung der Unlösbarkeit des primalen Subproblems bzw. der Unbeschränktheit des dualen Subproblems mit einem alternativen Ansatz, der Einführung eines Strafterms für die Fehlmenge, beholfen. Hierbei wird im primalen Subproblem eine zusätzliche Entscheidungsvariable zur Nichterfüllung der thermischen Nachfrage eingeführt. Diese ist mit Ausgaben versehen, welche die Ausgaben zur Erfüllung der thermischen Nachfrage durch die thermischen Erzeugungseinheiten und Wärmespeicher in jedem Fall übersteigt. Durch dieses Vorgehen ist die Lösbarkeit des primalen Subproblems in jedem Fall garantiert. Für einen ähnlichen Ansatz basierend

auf „Strafausgaben“ in verwandter Problemstellung sei auf Dinter et al. (2012) verwiesen.

Die Abbildung 6-4 stellt den Ablauf des Dekompositionsverfahrens für das Problem der optimalen Konfiguration von Wärmeversorgungssystemen schematisch dar.

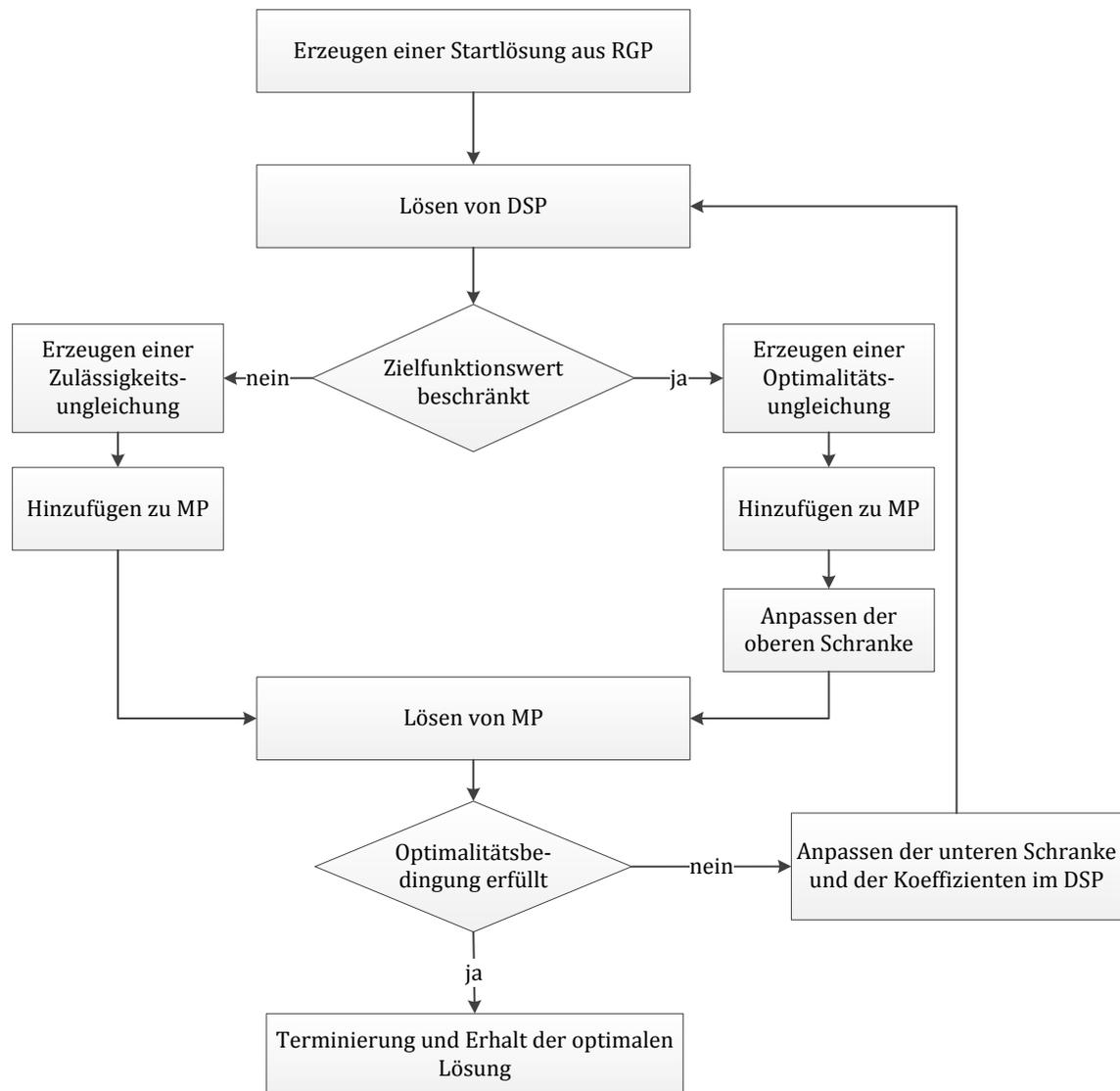


Abbildung 6-4: Schematischer Ablauf des Dekompositionsverfahrens nach Benders für das Optimiermodell dezentraler Wärmeversorgungssysteme

Ein wesentliches Kriterium zur Leistungssteigerung des Dekompositionsalgorithmus ist der Erhalt einer Startlösung. Im vorliegenden Fall wird das globale Problem relaxiert gelöst. Dabei stellt das relaxierte globale Problem (RGP) das globale Problem vermindert um die Nebenbedingungen zur Abbildung der diskreten Betriebsmodi (Ungleichungen 6-32 bis 6-36) dar. Die somit erhaltene Lösung liegt nahe an der Lösung des globalen Problems. Im Folgenden werden das Masterproblem und das Subproblem beschrieben sowie mathematisch formuliert.

Masterproblem (MP)

Im vorliegenden Anwendungsfall werden die Variablen im Zusammenhang mit den Kapazitäten der Heiztechnologien sowie des Wärmespeichers im Masterproblem determiniert. Die Auslegungsplanung des Wärmeversorgungssystems wird demnach im Masterproblem durchgeführt. Des Weiteren werden auch sämtliche Binärvariablen, also die Anfahr-, Betriebs- und Betriebsmodusvariablen, dem Masterproblem zugeordnet. Die Zielfunktion des Masterproblems entspricht daher der des globalen Problems (vgl. 6-8) verringert um die Terme für die verbrauchsabhängigen Ausgaben. Zur Implementierung der im dualen Subproblem erzeugten Optimalitätsungleichungen wird die kontinuierliche Variable η eingeführt und als Term in die Zielfunktion integriert. Die Zielfunktion des Masterproblems ist in Ungleichung 6-37 formuliert.

$$\min f_{MP}^i \geq \sum_{p=1}^P \left(c_{inv,p} + c_{fix,p} + \alpha \cdot \sum_{t=1}^T c_{ram} \cdot y(t) \right) + \eta \quad (6-37)$$

Des Weiteren wird die Variable η in Ungleichung 6-38 durch die in jeder Iteration i erhaltenen Variablenwerte $\lambda_{o,t}^i$ sowie $\lambda_{o,p,t}^i$ aus dem Subproblem nach unten beschränkt.

$$\eta \geq \sum_{t=1}^T \left(\lambda_{1,t}^i \cdot dem_{el}(t) + \lambda_{2,t}^i \cdot dem_{th}(t) - \lambda_{5,t}^i \cdot x_{cap}^{stg} - \lambda_{7,t}^i \cdot \frac{\beta}{\sigma} \cdot \frac{1}{N^{op}} \cdot \sum_{l=0}^{N^{op}} (l \cdot u_t(l)) + \sum_{p=1}^P \left(-\lambda_{8,p,t}^i \cdot x_{cap}^p + \lambda_{9,p,t}^i \cdot pow_{min}^p \right) \right) \quad \forall i \in I; t \in T \quad (6-38)$$

Zur Berücksichtigung etwaiger Zulässigkeitsungleichungen muss zusätzlich die Ungleichung 6-39 erfüllt sein. Die Werte $\bar{\lambda}_{f,t}^i$ bzw. $\bar{\lambda}_{f,p,t}^i$ entstammen dabei dem unbeschränkten Strahl, falls das duale Subproblem unbeschränkt ist und somit kein Vektor existiert.

$$0 \geq \sum_{t=1}^T \left(\bar{\lambda}_{1,t}^i \cdot dem_{el}(t) + \bar{\lambda}_{2,t}^i \cdot dem_{th}(t) - \bar{\lambda}_{5,t}^i \cdot x_{cap}^{STG} - \bar{\lambda}_{7,t}^i \cdot \frac{\beta}{\sigma} \cdot \frac{1}{N^{op}} \cdot \sum_{l=0}^{N^{op}} (l \cdot u_t(l)) + \sum_{p=1}^P (-\lambda_{8,p,t}^i \cdot x_{cap}^p + \lambda_{9,p,t}^i \cdot pow_{min}^p) \right) \quad \forall i \in I; t \in T \quad (6-39)$$

Zusätzlich gelten in dem Masterproblem die Ungleichungen 6-3, 6-4, 6-5, 6-6, 6-7, 6-27, 6-28, 6-29, 6-32, 6-33, 6-34 und 6-35.

Subproblem (SP)

In dem Subproblem werden sämtliche Variablen im Zusammenhang mit den Energieflüssen bestimmt. Die Einsatzplanung der im Masterproblem ausgelegten Energiewandlungs- und -speichertechnologien wird also im Subproblem durchgeführt²⁹. Die Zielfunktion des primalen Subproblems komplettiert die des Masterproblems um den Bestandteil der verbrauchsabhängigen Ausgaben (vgl. 6-37). Für den Dekompositionsansatz nach Benders wird weiterhin das duale Subproblem (DSP) benötigt (Neumann et al., 2004). Hierfür ergibt sich die Zielfunktion nach Gleichung 6-40³⁰. Es sollte dabei beachtet werden, dass Ungleichungen des globalen Problems, deren Einträge des Spaltenvektors der rechten Seite der Ungleichungen keine Konstante oder Variable des Masterproblems sind bzw. diese enthalten, sondern demnach gleich 0 sind, einen Zielfunktionskoeffizienten von 0 im DSP bedingen und daher die assoziierten Variablen nicht Bestandteil der Zielfunktion des DSP in 6-40 sind.

²⁹ Einschränkung muss hier angeführt werden, dass die Anfahr-, Betriebs- und Betriebsmodusvariablen für KWK-Anlagen, welche in direktem Zusammenhang mit den kontinuierlichen Energieflussvariablen stehen, im Masterproblem determiniert werden.

³⁰ In der Zielfunktion nach 6-40 wird keine Fallunterscheidung für die Heiztechnologien im betrachteten Wärmeversorgungssystem getroffen. Demnach sind solarthermische Anlagen in dieser nicht inbegriffen, da der Koeffizient von x_{cap}^p in 6-40 entsprechend Ungleichung 6-30 zusätzlich um den Term $\eta_{tot}^p \cdot a_{p,t}$ erweitert werden müsste.

$$\begin{aligned} \max f_{SP}^i = & \sum_{t=1}^T \left(\lambda_{1,t}^i \cdot dem_{el}(t) + \lambda_{2,t}^i \cdot dem_{th}(t) - \lambda_{5,t}^i \cdot x_{cap}^{stg} - \lambda_{7,t}^i \cdot \frac{\beta}{\sigma} \cdot \right. \\ & \left. \frac{1}{N^{op}} \cdot \sum_{l=0}^{N^{op}} (l \cdot u_t(l)) + \sum_{p=1}^P (-\lambda_{8,p,t}^i \cdot x_{cap}^p + \lambda_{9,p,t}^i \cdot pow_{min}^p) \right) \end{aligned} \quad (6-40)$$

In das primale Subproblem wird zusätzlich die Variable $x_{dem,th,unmet}$ eingeführt. Diese fungiert als Pönale für eine nicht erfüllte thermische Nachfrage im Zeitschritt t und nimmt Werte größer 0 an, falls die Nachfrage nach thermischer Energie nicht aus den Wärmewandlungstechnologien bzw. dem Wärmespeicher gedeckt werden kann, also insgesamt unerfüllt bleibt. Analog zu anderen Problemstellungen, z.B. aus der Lagerhaltung, drückt die Variable eine Fehlmenge aus. Der vorangestellte Koeffizient $c_{dem,th,unmet}$ quantifiziert hierbei die Fehlmengenausgaben je nicht erfüllter Einheit der Nachfrage. Dabei ist die exakte Quantifizierung einer entgangenen Energiedienstleistung einerseits schwierig, andererseits aber nebensächlich, da die zusätzliche Variable in erster Linie den Zweck erfüllt, das Subproblem primal lösbar und damit dual beschränkt zu belassen. Aus Gründen des „bound tightening“ (Klotz et al., 2013) werden die spezifischen Fehlmengenausgaben daher gering, jedoch über einem Schwellwert gewählt, so dass die Deckung der thermischen Nachfrage durch die Wärmewandlungs- bzw. -speichertechnologien in jedem Fall ökonomisch sinnvoller als die Nichterfüllung ist. Die Einführung der Pönale verfolgt den Zweck, die Zielfunktion des dualen Subproblems in Gleichung 6-40 zu beschränken, indem die Variable $\lambda_{2,t}^i$ nach oben beschränkt wird (vgl. 6-49).

Die zugehörigen Nebenbedingungen für das duale Subproblem werden in den Ungleichungen (6-41) bis (6-49) formuliert.

$$\begin{aligned} -\frac{1}{\beta} \cdot \lambda_{6,t}^i \leq & \alpha \cdot \left(\frac{1}{\eta_{tot}^{chp}} \cdot c_{ec} \cdot b_{ec} \cdot CRF + c_{var,op,chp} - c_{rev,e} \right) \\ & \forall chp \in P_{CHP}; ec \in EC; i \in I; t \in T \quad (6-41) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} -\frac{1}{\beta} \cdot \lambda_{6,t}^i + \lambda_{1,t}^i \leq & \alpha \cdot \left(\frac{1}{\eta_{tot}^{chp}} \cdot c_{ec} \cdot b_{ec} \cdot CRF + c_{var,op,chp} - c_{rev,i} \right) \\ & \forall chp \in P_{CHP}; ec \in EC; i \in I; t \in T \quad (6-42) \end{aligned}$$

$$-\lambda_{7,t}^i + \lambda_{6,t}^i + \lambda_{4,t}^i \leq \alpha \cdot \left(\frac{1}{\eta_{tot}^{chp}} \cdot c_{ec} \cdot b_{ec} \cdot CRF \right) \quad \forall chp \in P_{CHP}; ec \in EC; i \in I; t \in T \quad (6-43)$$

$$\frac{1}{\beta} \cdot \lambda_{9,p,t}^i - \frac{1}{\beta} \cdot \lambda_{8,p,t}^i + \lambda_{4,t}^i \leq \alpha \cdot \left(\frac{1}{\eta_{tot}^{chp}} \cdot c_{ec} \cdot b_{ec} \cdot CRF + c_{var,op,p} \right) \quad \forall ec \in EC; i \in I; p \in \{P_H \setminus P_{CHP}\}; t \in T \quad (6-44)$$

$$\lambda_{1,t}^i \leq \alpha \cdot (c_{el} \cdot b_{el} \cdot CRF) \quad \forall i \in I; t \in T \quad (6-45)$$

$$-3600/(c \cdot \Delta T) \cdot \lambda_{5,t+1}^i + (1 - \varrho^{stg}) \cdot \lambda_{3,t+1}^i + \lambda_{3,t}^i \leq 0 \quad \forall i \in I; t \in T \quad (6-46)$$

$$-\lambda_{4,t}^i + \lambda_{3,t}^i \leq 0 \quad \forall i \in I; t \in T \quad (6-47)$$

$$-\lambda_{3,t}^i + \lambda_{2,t}^i \leq 0 \quad \forall i \in I; t \in T \quad (6-48)$$

$$\lambda_{2,t}^i \leq \alpha \cdot c_{dem,th,unmet} \quad \forall i \in I; t \in T \quad (6-49)$$

Schließlich müssen auch noch die obere und untere Schranke sowie ein Abbruchkriterium für das Dekompositionsverfahren nach Benders definiert werden. Die obere Schranke UB wird entsprechend der Ungleichung 6-50 bestimmt, entspricht also der Addition der Zielfunktionswerte der beiden Teilprobleme bei der Iteration i .

$$UB = f_{MP}^i + f_{SP}^i \quad (6-50)$$

Die untere Schranke LB entspricht dem Zielfunktionswert des Masterproblems, so dass die Ungleichung 6-51 gilt.

$$LB = f_{MP}^i \quad (6-51)$$

Abschließend wird noch ein Abbruchkriterium bestimmt und hierfür die Ungleichung 6-52 herangezogen.

$$UB - LB \leq \varepsilon \quad (6-52)$$

6.4 Anbindung an TIMES-HEAT-POWER

Dieser Abschnitt zeigt auf, wie das Optimiermodell dezentraler Wärmeversorgungssysteme an TIMES-HEAT-POWER angebunden und damit die Modellkopplung realisiert ist.

Die in Kapitel 4 und Kapitel 6 vorgestellten Optimieransätze werden durch eine Kopplung der Teilmodelle zu einem hybriden Modellkonzept firmiert. Die Realisierung dieser Kopplung ist in Abbildung 6-5 veranschaulicht.

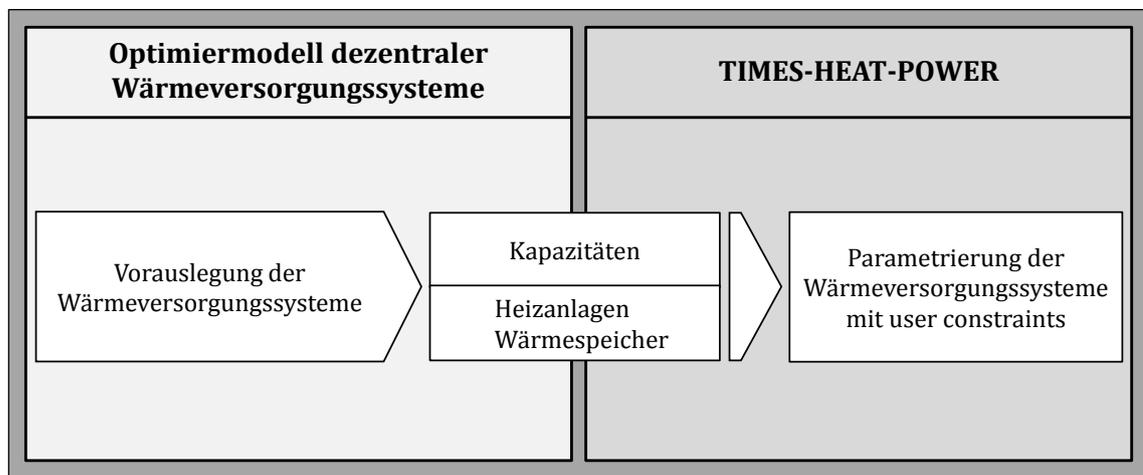


Abbildung 6-5: Realisierung der Kopplung des Optimiermodells dezentraler Wärmeversorgungssysteme und TIMES-HEAT-POWER in dem hybriden Modellkonzept

Hierbei fungiert eine Teilmenge der Ausgangsgrößen und damit Entscheidungsvariablen des Optimiermodells dezentraler Wärmeversorgungssysteme als Eingangsgrößen und damit Parameter für TIMES-HEAT-POWER. Bei den übergebenen Größen handelt sich um die Kapazitäten der Heizanlagen und Wärmespeicher, also deren installierte thermische Leistung und Speichervolumen. Insgesamt wird also die Vorauslegung der Wärmeversorgungssysteme, welche für sich eine komplexe Planungsaufgabe darstellt, im Optimiermodell dezentraler Wärmeversorgungssysteme durchgeführt. Durch die erreichte Detaillierungstiefe in letztgenanntem Modell ist es möglich, sämtliche sich auf die Dimensionierung auswirkenden Einflussgrößen zu erfassen.

In jeder Instanz des vorgelagerten Modells wird schließlich eine ausgabenminimale Kapazitäts- und Einsatzplanung für ein bestimmtes dezentrales Gebäudeenergiesystem, welches aus einem einzelnen Wärmeversorgungssystem und Wohngebäude besteht, realisiert. Die optimale Vorauslegung wird demnach für jede Kombination aus den in Kapitel 4.6.7 ausgewiesenen Wärmeversorgungssystemen basierend auf den Individualtechnologien und den zu versorgenden Wohngebäudeobjekten entsprechend den Nachfrageklassen nach Kapitel 4.6.6 durchgeführt. Insbesondere kommt es dabei zu einer sequenziellen Lösung der Modellinstanzen, erfolgt die Optimierung der Wärmeversorgungssysteme also in Unabhängigkeit voneinander.

Zudem wird das Jahr 2030 als Referenzzeitpunkt der Modellrechnungen zu Grunde gelegt. Die Auslegung mit definiertem Bezugsjahr an Stelle einer zeitpunktabhängigen Auslegung findet die Begründung darin, dass dadurch die Anzahl der zusätzlichen Nebenbedingungen (user constraints) im Sinne der Beherrschbarkeit der Komplexität und der Lösbarkeit der Modellinstanzen von TIMES-HEAT-POWER entschieden gering gehalten werden kann. Gleichwohl stellt das Jahr 2030 durch die Äquidistanz zum Beginn und Ende des Betrachtungszeitsaums zwischen 2010 und 2050 ein repräsentatives Bezugsjahr dar. Die Wahl des Bezugsjahres wird überdies auch dadurch gestützt, dass in vorbereitenden Rechnungen von TIMES-HEAT-POWER mit fixer Anlagenauslegung das größtmögliche Potenzial der KWK-Technologien, für welche sich neben den Wärmepumpen der Referenzzeitpunkt auf Grund der zeitlichen Veränderung der Investition auf die Anlagenauslegung auswirkt, für den mittelfristigen Betrachtungshorizont errechnet wird. Dieser Zeitraum ist für die Auslegung demzufolge besonders relevant.

Zur Lösung bestimmter Modellinstanzen, in welchen die Wärmeversorgung auf KWK-Technologien basiert sowie die weiterführenden Restriktionen der diskreten Betriebsmodi nach Kapitel 6.2.6 berücksichtigt sind, welche eine gesteigerte Anzahl an Binärvariablen bedingen, kommt zudem das entwickelte Dekompositionsverfahren zum Einsatz.

Mit den erhaltenen Kapazitäten bzw. Kapazitätsverhältnissen der Individualtechnologien werden die in TIMES-HEAT-POWER angelegten Wärmeversorgungssysteme schließlich parametrisiert. Dies ist im Rahmen der modelltechnischen Implementierung über die user constraints sichergestellt (vgl. Kapitel 5.3.3).

Die Modellkopplung ist somit in zweierlei Hinsicht vorteilhaft. Zum einen ist es nicht möglich, die auslegungsrelevanten Einflussfaktoren wie Größendegressionseffekte und Anfahrtdynamiken in TIMES-HEAT-POWER mangels Detaillierungstiefe zu erfassen. Zum anderen wird damit die Komplexität im nachgelagerten Modell reduziert, indem sich die Anzahl der Freiheitsgrade in erheblichem Maße verringert. In diesem Zusammenhang muss jedoch hervorgehoben werden, dass der Informationsfluss zwischen den gekoppelten Modellen unidirektional ist und somit keine Rückkopplungen zwischen den Modellen integriert werden. Insbesondere werden hierbei keine Interdependenzen mit dem Elektrizitätssystem in TIMES-HEAT-POWER, z.B. in Bezug auf die Entwicklung der Gestehungsausgaben bzw. Preise von Elektrizität, berücksichtigt³¹.

³¹ Vgl. hierzu auch Kapitel 9.2.3.

7 Modellaufbau und numerische Annahmen

Das Ziel in diesem Kapitel ist die Darstellung des Modellaufbaus sowie die Ausweisung der numerischen Annahmen zu TIMES-HEAT-POWER sowie dem Optimiermodell dezentraler Wärmeversorgungssysteme. Damit wird die Voraussetzung für den im nächsten Hauptkapitel aufgezeigten Einsatz der entwickelten Modelle auf das deutsche Elektrizitätssystem und das Wärmesystem der Wohngebäude geschaffen. Dabei wird dieses Kapitel in insgesamt elf Unterkapitel unterschieden. Im Einzelnen wird zunächst auf den Planungshorizont und die zeitliche Differenzierung in beiden Modellen eingegangen. Schließlich werden im folgenden Teil technisch-wirtschaftliche Annahmen zu den Technologien des untersuchten Energiesystems ausgewiesen und dabei zwischen Technologien im Elektrizitäts- und Wärmesystem sowie Maßnahmen zur energetischen Sanierung der Wohngebäude differenziert. Des Weiteren werden die Annahmen zu den in den Modellläufen verwendeten Lastprofilen der Nachfrage nach Elektrizität sowie Raumwärme und Trinkwarmwasser dargelegt. Daran schließt sich eine Skizzierung möglicher Entwicklungspfade der Preise für Energieträger sowie für CO₂-Zertifikate in den folgenden Unterkapiteln an. Als weiterer wichtiger Aspekt der Modellparametrierung wird der Zubau von Kraftwerken auf Basis erneuerbarer Energieträger erachtet, dessen für die Modellrechnungen angenommene Entwicklungsmöglichkeiten im nächsten Teilkapitel aufgezeigt werden. Ebenso stellt die Entwicklung der Nachfrage nach Elektrizität sowie Raumwärme und Trinkwarmwasser in Wohngebäuden einen zentralen Aspekt hinsichtlich des Modellaufbaus und der numerischen Annahmen dar, weswegen deren Ausprägung entsprechend definierter Szenarien als unterschiedlich angenommen wird. Zudem findet sich in diesem Hauptkapitel eine Darlegung der verwendeten Emissions- und Primärenergiefaktoren sowie der Bilanzierungsprinzipien. Das Kapitel wird mit einer Ausführung zum angenommenen Diskontierungssatz und Basisjahr vervollständigt.

7.1 Planungshorizont und zeitliche Differenzierung

7.1.1 Annahmen in TIMES-HEAT-POWER

Das entwickelte integrierte Elektrizitäts- und Wärmemodell erstreckt sich auf einen Zeitraum von 2010 bis in das Jahr 2050. Verschiedene Beweggründe können zur Wahl dieses Planungshorizontes angeführt werden. Einerseits ist dieser Zeitraum kongruent mit demjenigen für die quantifizierten Ziele der Bundesregierung (vgl. Tabelle 3-1). Über das Jahr 2050 hinaus werden bislang keine weiteren energie- und umweltpolitischen Ziele formuliert. Andererseits spiegelt dieser Planungshorizont eine hinreichend lange Zeitspanne für (Ersatz-)Investitionsentscheidungen in die Anlagentechnik, welche bei ca. 20 Jahren liegt, und energiebezogene Sanierungsentscheidungen, deren Dauer sich auf ca. 40 Jahre beläuft, wider (VDI, 2012). Des Weiteren erfasst der gewählte Zeitraum auch die Renovierungszyklen im Gebäudebestand (ca. 40 Jahre, vgl. Stengel (2014)). Die Stützjahre verteilen sich äquidistant auf den Betrachtungszeitraum in einem Abstand von fünf Jahren. Somit ergeben sich für den Planungshorizont in TIMES-HEAT-POWER neun Perioden. Die Stützjahre werden auch als Meilensteinjahre bezeichnet und repräsentieren ein Durchschnittsjahr der jeweiligen fünf Jahre umfassenden Zeitperiode. In den Stützjahren werden Entscheidungen der Kapazitäts- und Einsatzplanung getroffen (vgl. Loulou et al. (2005)). Die Abbildung 7-1 gibt hierzu einen graphischen Überblick über den Planungshorizont und die Stützjahre in TIMES-HEAT-POWER.

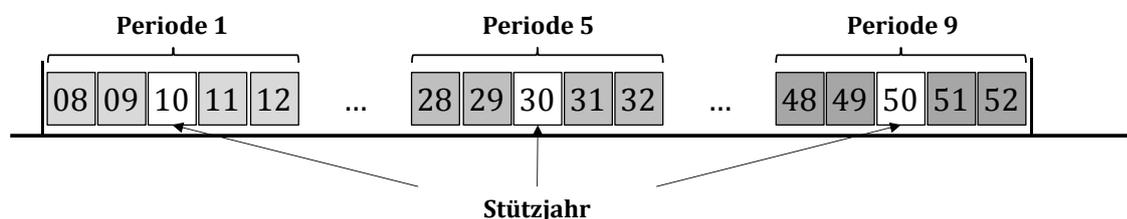


Abbildung 7-1: Überblick über den Planungshorizont und die entscheidungsrelevanten Meilensteinjahre in TIMES-HEAT-POWER (in Anlehnung an Blesl et al. (2004))

Während die Variablen der Kapazitätsplanung auf der Ebene der Stützjahre determiniert werden, finden die Einsatzplanung und damit die Bestimmung der Energieflussvariablen ebenso auf der unterjährigen Zeitebene statt. Die unterjährige zeitliche Differenzierung erfolgt dabei über eine Typisierung und der Bildung von Zeitscheiben. Die Auswahl der Anzahl der Zeitscheiben steht dabei im Spannungsfeld der Zunahme an Information, welche bei einer Erhöhung der Zeitscheiben in der Optimierung berücksichtigt wird und damit zu einer Erhöhung der Ergebnisqualität führen kann, und der mit einer Vermehrung der Anzahl der Zeitscheiben einhergehenden Steigerung der Komplexität des Modells und damit der Rechenzeit (vgl. hierzu Mai et al. (2013)). Auch gilt es, im jeweiligen Modell die Datengrundlage ohne zeitlichen Bezug, beispielsweise die geographischen Daten, die Technologievielfalt und die Differenzierung der Nachfrage betreffend zu berücksichtigen und den Aussagegewinn durch Erhöhung dieser Information ohne zeitlichen Bezug abzuwägen. Es können daher zur Wahl der Anzahl der Zeitscheiben keine pauschalen Aussagen getroffen werden, vielmehr kommt es darauf an, eine dem Untersuchungszweck gerechte zeitliche Differenzierung zu ermitteln³². Im vorliegenden Anwendungsfall wird ein Jahr deswegen gemäß der Merkmale Jahreszeit, Wochentag und Tageszeit in insgesamt 48 Zeitscheiben unterschieden. Diese Anzahl ist in Vereinbarkeit einerseits der hinreichenden Genauigkeit zur Erfassung der zeitlichen Dynamiken im Elektrizitäts- und Wärmesystem mit andererseits einer hinnehmbaren Zunahme der Komplexität und noch akzeptablen Rechenzeit definiert. Die Einteilung der untersten Zeitebene erfolgt nicht in zeitlich gleich langen Zeitabschnitten, sondern greift auf eine Untergliederung in unterschiedlich lange Zeitintervalle in Anlehnung an die zeitliche Dekomposition in Möst (2006) und Eßer-Frey (2012) zurück. Die entwickelte zeitliche Differenzierung wird als hinreichend ge-

³² Die Schwankungsbreite der Anzahl an Zeitscheiben in Energiesystemmodellen in der Entwicklungsumgebung TIMES variiert beträchtlich, so basieren beispielsweise die Modelle in Chiodi et al. (2013), Simoes et al. (2013) und Kuder (2014) auf 12 Zeitscheiben, während in Pina et al. (2011) insgesamt 288 Zeitscheiben die zeitliche Differenzierung des Modells begründen.

nau befunden, um die Dynamik der zeitlichen Veränderung der relevanten Parameter, wie der thermischen Nachfrage und dem Dargebot von Elektrizität durch Kraftwerke auf Basis erneuerbarer Energieträger in adäquater Weise zu erfassen. Die Abbildung 7-2 gibt zusammenfassend einen Überblick über die zeitliche Differenzierung in TIMES-HEAT-POWER.

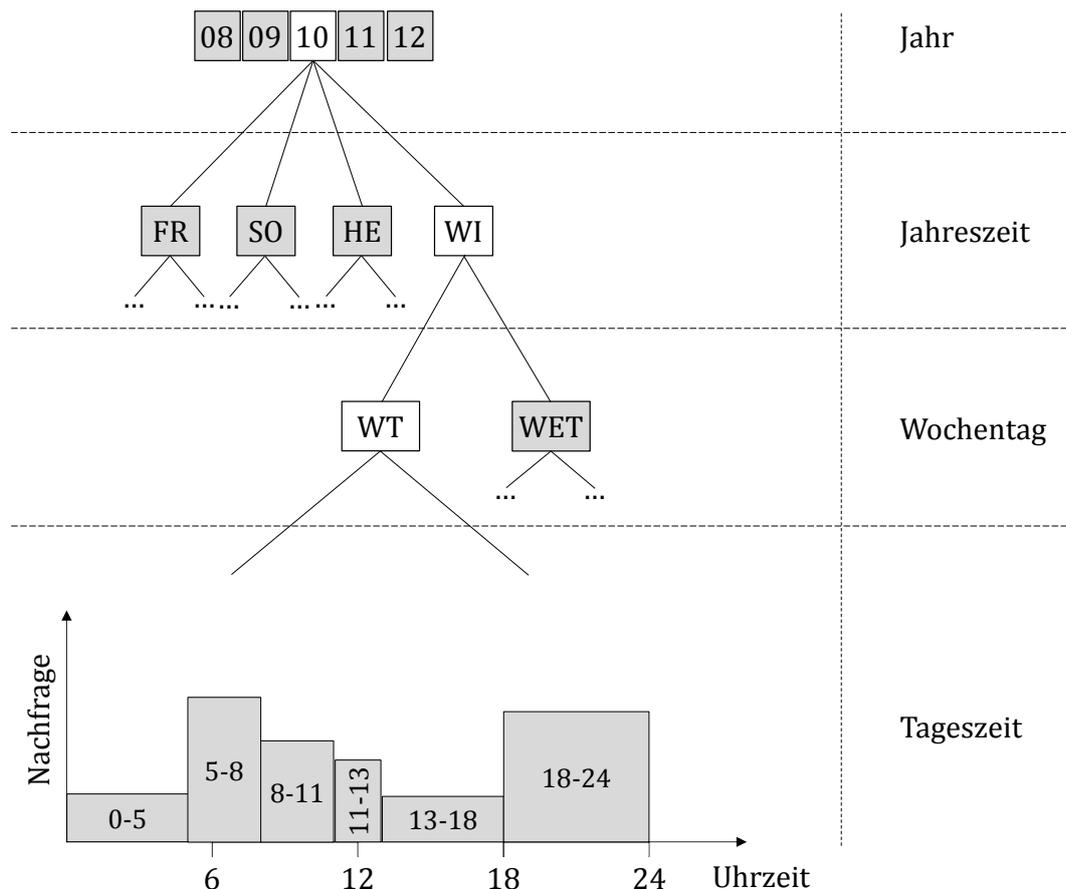


Abbildung 7-2: Überblick über die zeitliche Differenzierung in TIMES-HEAT-POWER (in Anlehnung an Möst (2006))

7.1.2 Annahmen im Optimiermodell dezentraler Wärmeversorgungssysteme

Auch die zeitliche Differenzierung in dem Optimiermodell dezentraler Wärmeversorgungssysteme beruht auf der zeitlichen Typisierung. Auf Grund der im Vergleich zu TIMES-HEAT-POWER geringeren Modellgröße, welche in erster Linie auf die enger gefassten Systemgrenzen und

geringere Anzahl der Modellkomponenten zurückzuführen ist, kann die Zeittypisierung in diesem Modell hingegen feingranularer erfolgen. Dies ist vor dem Hintergrund der Modellanforderung, durch welche unter anderem die betrieblichen Charakteristiken der KWK-Anlagen zeitlich hoch aufgelöst betrachtet werden müssen, gleichwohl erforderlich. Aus diesem Grund wird eine Intervalllänge der Zeitschritte von 15 Minuten gewählt, welche aus Sicht des Autors einen guten Kompromiss aus einer möglichst genauen Erfassung der zeitlichen Dynamik der veränderlichen Modelleingangsgrößen und einer noch annehmbaren Modellgröße und -komplexität darstellt. Im Gegensatz zu der zeitlichen Differenzierung in TIMES-HEAT-POWER sind die Zeitschritte jedoch äquidistant. Weiterhin werden die 15-minütigen Zeitschritte zu Stunden und Tagen aggregiert. Zur Bildung einer Typwoche wird dabei die korrekte Abfolge an Werktagen und Wochenendtagen eingehalten und damit eine kalendarische Woche im Gegensatz zu TIMES-HEAT-POWER vollchronologisch abgebildet. Dagegen werden nicht alle 52 Wochen eines Jahres berücksichtigt, sondern stattdessen nur eine repräsentative Auswahl aus der Sommer-, Winter- und der Übergangsjahreszeit (Frühling und Herbst) gewählt. Aus der Abwägung der Bestimmung einer hinreichend großen Wochenzahl zur möglichst genauen Erfassung der Dynamik und Extremwerte der zeitlich variablen Parameter einerseits und der Abschätzung eines annehmbaren Maßes an Komplexität und Rechenzeit, welche aus der Problemgröße und hierbei vor allem der Anzahl der Binärvariablen resultiert, andererseits ergibt sich somit eine Anzahl von jeweils drei Wochen aus den angeführten drei Jahreszeiten. Insgesamt werden also neun Typwochen implementiert. Durch Gewichtungsfaktoren, welche die Häufigkeit des Auftretens eines Zeitschrittes bezogen auf ein Jahr ausdrücken und in der Zielfunktion nach Kapitel 6.2.2 Eingang finden, werden die Ergebnisse auf die Ebene eines kalendarischen Jahres transferiert. Insgesamt ergeben sich mit der gewählten Zeittypisierung also 6.048 Zeitschritte. Die Abbildung 7-3 gibt im Ergebnis einen Überblick über die zeitliche Differenzierung in dem Optimiermodell dezentraler Wärmeversorgungssysteme.

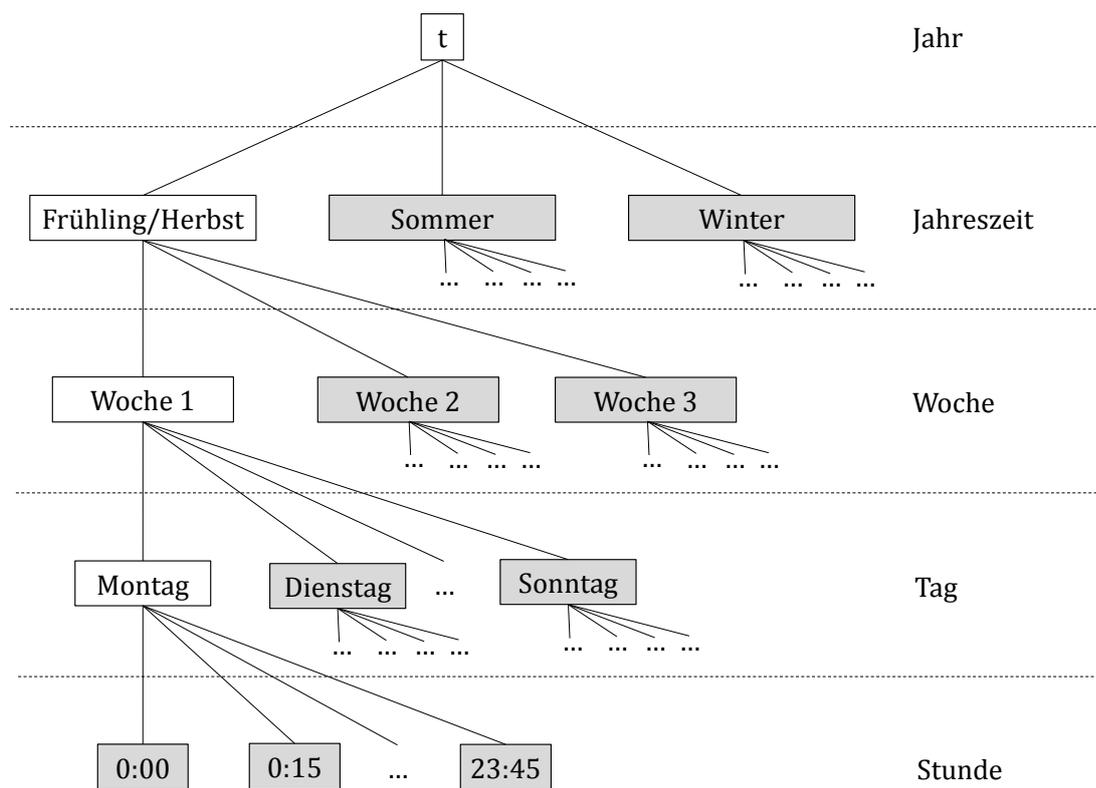


Abbildung 7-3: Überblick über die zeitliche Differenzierung in dem Optimiermodell dezentraler Wärmeversorgungssysteme

7.2 Technisch-wirtschaftliche Annahmen zu den Technologien im Elektrizitäts- und Wärmesystem

7.2.1 Technologien des Elektrizitätssystems

Die in TIMES-HEAT-POWER verwendeten Technologien sind entsprechend den technischen, ökonomischen und ökologischen Attributen nach Tabelle 4-3 in Kapitel 4.5.1 charakterisiert. Für die Optimierläufe werden diesen Attributen Werte in Form von Modellparametern zugewiesen. In Tabelle 7-1 sind daher die wesentlichen technischen und wirtschaftlichen Charakteristika der in dem Modell implementierten Zubauoptionen von konventionellen Kraftwerkstechnologien auf Basis fossiler Energieträger ausgewiesen. Soweit dies nicht gekennzeichnet ist, besitzen die Werte für sämtliche Modelljahre Gültigkeit.

Tabelle 7-1: Technische und wirtschaftliche Charakteristika der Zubauoptionen von konventionellen Kraftwerkstechnologien³³ (auf Basis von Genoese (2010), Schlesinger et al. (2010), Fichtner et al. (2013), Heinrichs (2013), Matthes et al. (2013), Kober (2014))

Brennstoff	Technologie	Blockgröße	Spez. Investition	Betriebsgebundene Ausgaben		Nettowirkungsgrad	Nutzungsdauer
				Var.	Fix		
		MW _{el}	€/kW _{el}	ct/kWh _{el}	€/ (kW a)	%	a
Steinkohle	PCC, überkritisch	1.000	1.150	0,25	35	47 ²⁾	35
		800	1.300	0,25	41	47 ²⁾	35
		500	1.500	0,25	50	47 ²⁾	35
	IGCC	700	2.200 ¹⁾	0,31	53	45 ²⁾	35
Braunkohle	PCC, überkritisch	1.000	1.700	0,10	35	47 ²⁾	35
Erdgas	GuD-Kraftwerk	800	700	0,15	18	60 ²⁾	35
		300	900	0,15	20	60 ²⁾	35
	Gasturbine	250	370	0,46	7,8	31 ²⁾	35
Mineralöl	Dampfturbine	400	800	0,05	14	43	40
	Gasturbine	250	400	0,05	8	36	40

¹⁾ Bis 2025 linear fallend auf 1.700 €/kW_{el}, ab diesem Zeitpunkt konstant.

²⁾ Niveau von 2015 (s. Abbildung 7-5 für zeitlichen Verlauf des Nettowirkungsgrades)

Darüber hinaus sind in der Tabelle 7-2 wesentliche techno-ökonomische Eigenschaften der Zubauoptionen der Kraftwerkstechnologien auf

³³ Kraftwerke auf Basis nuklearer Energie sind in TIMES-HEAT-POWER als Technologie im Bestand hinterlegt, in Tabelle 7-1 jedoch nicht charakterisiert, da sie auf Grund des beschlossenen Atomausstiegs bis zum Jahr 2022 keine Zubauoption im Modell darstellen.

Basis erneuerbarer Energieträger ausgewiesen.

Tabelle 7-2: Technische und wirtschaftliche Charakteristika der Zubauoptionen der Kraftwerkstechnologien auf Basis Erneuerbarer Energien (basierend auf Held (2010), Schlesinger et al. (2010), Fichtner et al. (2013), Heinrichs (2013), Matthes et al. (2013))

Energie-träger	Technolo-gie	Block-größe	Spez. Inves-tition	Betriebsgebun-dene Ausgaben		Netto-wir-kungs-grad	Nut-zungs-dauer
				Var.	Fix		
		MW _{el}	€/kW _{el}	ct/ kWh _{el}	€/ (kW a)	%	a
Wasser	Laufwas-ser-KW	20	3.000	0,00	75	100	65
		0,5	5.880	0,00	59	93	65
Geothermie	Heizkraft-werk	50	4.900 ²⁾	0,01	160	10	20
Feste Bio-masse	Heizkraft-werk	200	1.675 ²⁾	0,24	72	38	25
		50	2.025 ²⁾	0,24	124	31	25
Solare Strahl-ung	Kraftwerk	0,1	1.640 ²⁾	1,00	0	15 ¹⁾	25
Wind	WI-OF	7,5	2.800 ²⁾	0,00	25	33	20
	WI-ON	3,5	1.090 ²⁾	0,00	26	33	20

¹⁾ Bis 2025 linear steigend auf 25 %, ab diesem Zeitpunkt konstant.

²⁾ Preisniveau von 2015 (s. Abbildung 7-4 für zeitlichen Verlauf der spez. Investition)

Im Modell werden ebenso Kraftwerkstechnologien mit zusätzlicher CO₂-Abscheidung betrachtet. Daher sind in Tabelle 7-3 zu den in TIMES-HEAT-POWER hinterlegten CCS-Kraftwerkstechnologien weitere zentrale technische und wirtschaftliche Annahmen dargelegt. In Übereinstimmung mit Wissel et al. (2008) und Schlesinger et al. (2010) sowie unter Berücksichtigung der Annahmen in Matthes et al. (2013) und Kober (2014) wird dabei das Jahr der großtechnischen Inbetriebnahme

der CCS-Technologien auf 2025 gelegt.

Tabelle 7-3: Technische und wirtschaftliche Charakteristika der Zubauoptionen der CCS-Technologien (GlobalCCS (2005), IPCC (2005), IEA (2010))

Brennstoff/Technologie	Spez. Investition ¹⁾	Betriebsgeb. Ausgaben		Abscheidegrad	Nettowirkungsgrad ¹⁾	Nutzungsdauer	Inbetriebnahmejahr
		Var.	Fix				
	€/kW _{el}	ct/kWh _{el}	€/ (kW a)	%	%	a	-
Steinkohle (IGCC)	2.150	0,36	65	95	48	35	2025
Braunkohle (IGCC)	2.730	0,60	65	95	40	35	2025
Erdgas (oxyfuel)	1.100	0,50	35	90	55	25	2025

¹⁾ Niveau von 2025 (s. Abbildung 7-4 bzw. Abbildung 7-5 für den zeitlichen Verlauf der spezifischen Investition bzw. des Nettowirkungsgrades)

Die Abbildung 7-4 gibt die spezifische Investition derjenigen CCS-Technologien sowie Kraftwerke auf Basis erneuerbarer Energieträger an, die einer Degression im Zeitverlauf bis 2050 unterworfen sind.

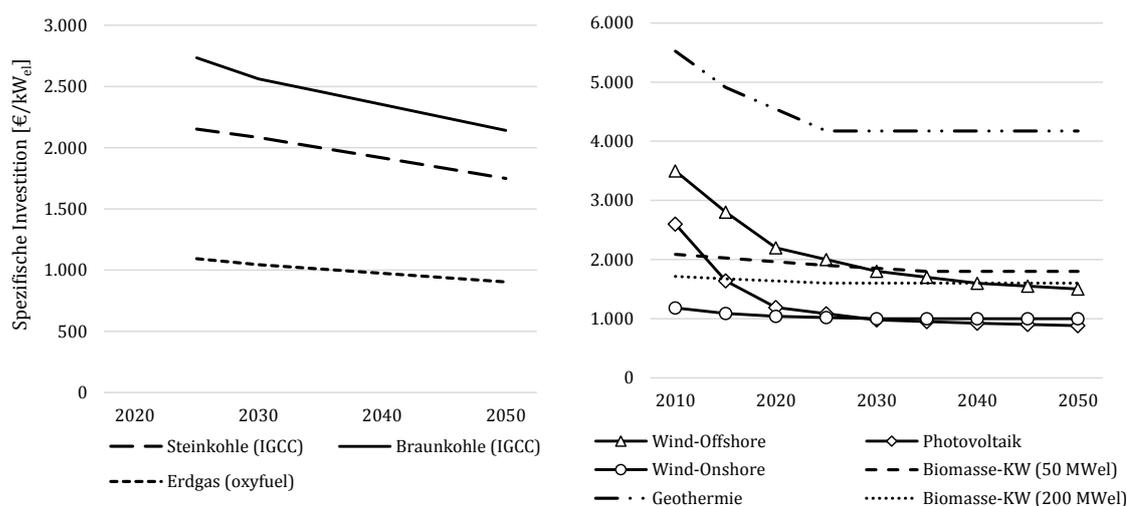


Abbildung 7-4: Spezifische Investition der CCS-Technologien (links) und ausgewählter Kraftwerke auf Basis von EE (rechts) (auf Basis von GlobalCCS (2005), IPCC (2005), IEA (2010), Nitsch et al. (2012))

Dabei ist die stärkste Entwicklung für Photovoltaik- sowie Wind-Onshore-Anlagen und Geothermie-Kraftwerke zu beobachten.

Abschließend gibt die Abbildung 7-5 den elektrischen Nettowirkungsgrad für die konventionellen Kraftwerkstechnologien auf Basis fossiler Energieträger sowie die betrachteten CCS-Technologien wieder, sofern diese über den Planungshorizont im Steigen begriffen sind.

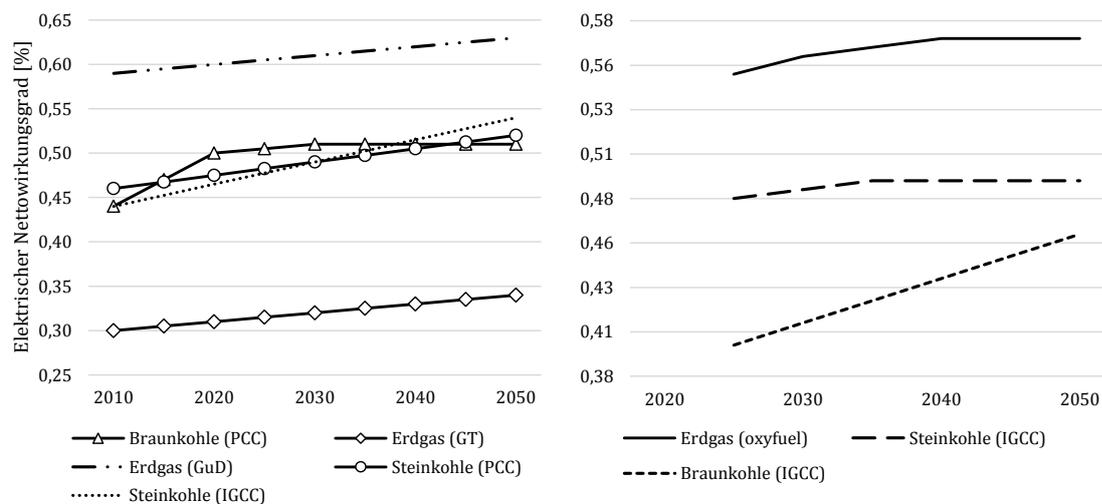


Abbildung 7-5: Elektrischer Nettowirkungsgrad der konventionellen Kraftwerkstechnologien auf Basis fossiler Energieträger (links) sowie der betrachteten CCS-Technologien (rechts) (auf Basis von GlobalCCS (2005), IPCC (2005), IEA (2010), Nitsch et al. (2012), Fichtner et al. (2013))

Der technische Fortschritt zeigt sich in der Zunahme des elektrischen Wirkungsgrades der Kraftwerkstechnologien. Der größte Anstieg ist dabei für Kraftwerke mit integrierter Vergasung von Braunkohle und Kohlenstoffabscheidung zu verzeichnen (von 39,8 % im Jahr 2025 auf 46 % im Jahr 2050).

7.2.2 Technologien des Wärmesystems

Ebenso werden die Technologien im Wärmesystem über deren technische und wirtschaftliche Eigenschaften in TIMES-HEAT-POWER sowie im Optimiermodell dezentraler Wärmeversorgungssysteme beschrieben, welche als Parameter in den beiden Modellen Eingang finden. Dabei stützen sich die Parameter in gleicher Weise wie bei den Technologien

des Elektrizitätssystems auf Werte aus der Literatur sowie eigene Annahmen. Die Tabelle 7-4 stellt die Informationen zu der Datenherkunft zu den technischen und wirtschaftlichen Eigenschaften der Wärmewandlungstechnologien heraus.

Tabelle 7-4: Datenherkunft der technischen und wirtschaftlichen Charakteristika der Technologien des Wärmesystems

Parameter	Technologie	Quelle
Nutzungsdauer	Alle	VDI (2012)
Brennstoffausnutzungsgrad/ Jahresnutzungsgrad/ Wirkungsgrad	BHKW	ASUE (2014)
	Solarthermie	DIN (2007a), Nielsen et al. (2012)
	Andere	Recknagel (2015)
	Wärmespeicher	Bardt et al. (2014), eigene Annahmen
COP	Wärmepumpe	DIN (2007a)
Einstrahlungsprofil	Solarthermie	Remund et al. (2014)
Spezifische Investition	BHKW	ASUE (2014)
	Andere	ASUE (2011), IER (2012), Stengel (2014), eigene Annahmen
	Wärmespeicher	Bardt et al. (2014), eigene Annahmen
Betriebsgebundene Ausgaben	Alle	BBR (2008), ASUE (2011), IER (2012), Bardt et al. (2014), eigene Annahmen

Weiterhin gilt in den Modellen ein besonderer Untersuchungsfokus den KWK-Technologien in Gestalt verbrennungsmotorischer BHKW, Stirlingmaschinen sowie Brennstoffzellen-Heizgeräte, welches sich in einer exponierten Detaillierungstiefe bei deren Modellierung zeigt. Dabei unterscheiden sich diese Technologien hinsichtlich ihrer technischen Charakteristika hauptsächlich in deren Verhältnis der Ausbringung an Elektrizität und Wärme, welches durch die Stromkennzahl ausgedrückt wird (vgl. Kapitel 3.2.3). Des Weiteren sind die Technologien auch durch

unterschiedliche Brennstoffausnutzungsgrade sowie Dynamiken im Betriebsverhalten gekennzeichnet. Letztere findet sich unter anderem in den Mindestbetriebs- und -stillstandszeiten wieder.

Die Tabelle 7-5 gibt daher einen Überblick über die zentralen Annahmen zu den technischen Charakteristika der KWK-Technologien.

Tabelle 7-5: Annahmen zu technischen Charakteristika der KWK-Technologien (auf Basis von Peacock et al. (2005), Arndt et al. (2007), Matics (2007), The Carbon Trust (2007), Woldt (2007), ASUE (2014))

Eigenschaft	Einheit	Verbrennungsmotorisches BHKW	Stirlingmaschine	Brennstoffzellen-Heizgerät
Nutzungsdauer	[a]	20	20	20
Brennstoffausnutzungsgrad	[%]	90	90	87,5
Elektrischer Wirkungsgrad	[%]	25,7	15	32,8
Thermischer Wirkungsgrad	[%]	64,3	75	54,7
Stromkennzahl	[-]	0,4	0,2	0,6
Mindestbetriebszeit	[min]	30	30	60
Mindeststillstandszeit	[min]	30	30	30

Ebenso weisen die KWK-Technologien hinsichtlich ihrer ökonomischen Charakterisierung Differenzen auf. So spiegelt sich in der Investition das unterschiedliche Stadium der Marktreife wider, wonach verbrennungsmotorische BHKW die geringste und Brennstoffzellen-Heizgeräte die höchste Investition für sich beanspruchen. Um der zukünftigen Entwicklung der Marktdiffusion Rechnung zu tragen, existiert für die spezifische Investition von den KWK-Technologien sowie Wärmepumpen überdies die Annahme einer Degression auf Grund der erhöhten Stückzahl bei zunehmender Technologiediffusion in Höhe von 1,5 % p.a. Dazu stellt die Abbildung 7-6 die spezifische Investition der betrachteten

KWK-Technologien und Wärmepumpen für verschiedene Größen der Anlagenkapazität im Zeitverlauf bis 2050 dar.

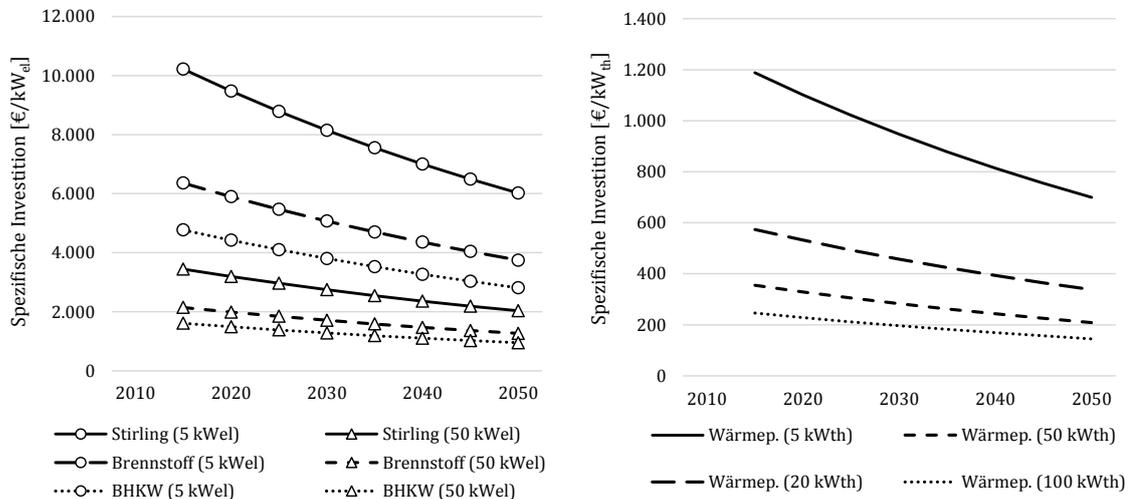


Abbildung 7-6: Spezifische Investition der KWK-Technologien (links) und Wärmepumpen verschiedener Anlagenkapazität (rechts) (eigene Darstellung auf Basis von ASUE (2014))

Für die KWK-Technologien wird ersichtlich, dass für den größeren wie kleineren elektrischen Leistungsbereich die Investition spezifisch betrachtet für Stirlingmaschinen am höchsten ist. Es folgen Brennstoffzellen-Heizgeräte und verbrennungsmotorische BHKW in der Reihenfolge der abnehmenden Investitionshöhe. Ebenso ist in Abbildung 7-6 die Investitionsdegression bei Wärmepumpen zu erkennen. Hierbei wird die spezifische Reduktion mit zunehmender Anlagengröße geringer, was in der Konkavität der Investitionsfunktion begründet ist (vgl. Kapitel 6.2.1).

Weitere Annahmen zu den technischen und wirtschaftlichen Eigenschaften der Wärmewandlungstechnologien sind in Tabelle 10-1 bis Tabelle 10-3 im Anhang zusammengefasst.

7.2.3 Maßnahmen zur energetischen Sanierung der Wohngebäude

In TIMES-HEAT-POWER sind neben der Investition in die Anlagentechnik auch Wärmeschutzmaßnahmen an der Gebäudehülle als wählbare Option hinterlegt (vgl. Kapitel 4.4). Diese beziehen sich einerseits auf

Bestandsgebäude, werden also per se nicht an Neubauten durchgeführt. Andererseits sind diese auf rein wirtschaftliche Motive für die vermiedenen Ausgaben zur Wärmebereitstellung, also insbesondere nicht auf ordnungsrechtliche Rahmenbedingungen, beispielsweise in Form geforderter Wärmeschutzmaßnahmen auf Grund baulicher Veränderungen bestehender Gebäude, zurückzuführen. In der Modellimplementierung werden Wärmeschutzmaßnahmen schließlich wie ein Einsparkraftwerk behandelt (vgl. Kapitel 4.6.8 und Kapitel 4.7.2).

In der Realität existiert eine Vielzahl von Einzelmaßnahmen für den Wärmeschutz von Gebäuden. Grundsätzlich unterscheiden sich diese zum einen hinsichtlich der erzielten Energieeinsparung bzw. Senkung des Heizwärmebedarfs und damit der Effektivität und zum anderen in Bezug auf die damit verbundene Investitionshöhe. Auf Grund der Vielzahl von durchführbaren Einzelmaßnahmen erfolgt in der Modellierung eine Zusammenfassung ausgewählter Individualmaßnahmen zu sogenannten Maßnahmenpaketen, welche jeweils die Wärmedämmung der Außen-/Innenwand, (Keller-)Decke sowie der Fenster bzw. eine Auswahl dieser betreffen. So werden insgesamt drei unterschiedliche Pakete definiert, welche auch Stufen der Sanierung repräsentieren. Die Pakete weisen mit aufsteigender Stufe eine zunehmende Sanierungseffektivität in Form einer gesteigerten Heizwärmebedarfssenkung bei gleichzeitig sich erhöhender Investition auf. Dabei muss beachtet werden, dass es sich bei der Investition um die energiebedingte Mehrinvestition handelt und somit den Teil der Ausgaben umfasst, der im Zuge der Sanierungsaktivität eindeutig der energetischen Renovierung zugeordnet werden kann. Ausgabenbestandteile, die auch der nicht-energetischen Sanierung zugerechnet werden können, z.B. Ausgaben für den Gerüstbau, sind in dieser Größe schließlich nicht inbegriffen.

Die Tabelle 7-6 definiert und charakterisiert die Maßnahmenpakete der energetischen Sanierung hinsichtlich deren Senkung des Heizwärmebedarfs und deren energiebedingter Mehrinvestition. Die Berechnungen basieren dabei auf den technisch(-wirtschaftlichen) Annahmen in IWU (2006), BBR (2008) und Loga et al. (2011).

Tabelle 7-6: Definition und Charakterisierung von Maßnahmenpaketen der energetischen Sanierung (in Anlehnung an Fehrenbach et al. (2013))

Maßnahmenpaket der energetischen Sanierung	Einzelmaßnahme	Senkung des Heizwärmebedarfs	Energiebedingte Mehrinvestition
		kWh/(m ² _{BTF} a)	€/m ² _{BTF}
Stufe 1	Innendämmung (10 cm)	77	36
	Auf-/Zwischensparrendämmung (24 cm)	124	34
	Innendämmung Kelleraußenwand (10 cm)	41	20
	3-fach Wärmeschutzverglasung Holz	39	44
Stufe 2	Außendämmung (Vorhangfassade) (22 cm)	113	69
	Unter-/Zwischensparrendämmung (34 cm)	125	58
	Innendämmung Kelleraußenwand (12 cm)	41	38
	3-fach Wärmeschutzverglasung Holz	49	112
Stufe 3	Außendämmung (Neuanstrich)	113	95
	Wärmedämmung in Warmdachaufbau (32 cm)	86	69
	Dämmung Kellerdecke unten (8 cm)	36	51
	3-fach Wärmeschutzverglasung PVC Kunststoff	35	154

7.3 Lastprofile der Nachfrage nach Elektrizität sowie Raumwärme und Trinkwarmwasser

Für das in Kapitel 4 vorgestellte integrierte Modell zur Analyse des nationalen Elektrizitätssystems und des Wärmesystems der Wohngebäude sowie das in Kapitel 6 beschriebene Modell zur Optimierung dezentraler Wärmeversorgungssysteme in Wohngebäuden werden als Eingangsdaten auch die zeitlich disaggregierten Bedarfe an Elektrizität sowie Raumwärme und Trinkwarmwasser benötigt. Diese finden als Lastprofile in die Modelle Eingang. Zum Auffinden einer geeigneten numerischen Datenbasis für diese Profile wird dabei als übergeordnetes Ziel die Gültigkeit für typische Wohngebäude und damit Möglichkeit der generalisierten Aussage abgeleitet. Zusätzlich werden die folgenden Anforderungen an die Lastgänge identifiziert:

1. Repräsentativität in Bezug auf klimatische Bedingungen (z.B. über Durchschnittsbildung in Klimazonen),
2. Differenzierung nach Gebäudetypen (z.B. nach Größenklasse, Baualtersklasse),
3. saisonale Differenzierung und Unterscheidung von Wochentag und Wochenendtag,
4. hohe zeitliche Auflösung (stündliche Werte oder feingranularer),
5. zeitliche Repräsentativität der Daten (z.B. über Bildung des langjährigen Mittels oder Mittelwert über mehrere Perioden).

Diesen Anforderungen genügt die Richtlinie 4655 des Vereins Deutscher Ingenieure (VDI, 2008). Hier werden speziell für den Einsatz von Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen Referenzlastprofile für Elektrizität, Raumwärme und Trinkwarmwasser in Wohngebäuden ausgewiesen. Diesen liegt eine Messung an einer Reihe von EFH und MFH an verschiedenen geographischen Standorten zu Grunde. Die Referenzlastprofile folgen ferner einer Typisierung nach Typtagkategorien für die Jahreszeiten Sommer, Winter und Übergang (Frühling/Herbst) sowie Werktag und Sonntag. Des Weiteren werden für die Übergangs- und Winterjahreszeit auch bewölkte von heiteren Tagen unterschieden. Hierbei wird zwischen den Nachfrageprofilen für EFH und MFH differenziert. Die Daten liegen aus der Richtlinie in einer 1-minütigen Auflösung für EFH und 15-minütiger Auflösung für MFH vor. Sämtliche aus dieser Richtlinie verfügbaren Nachfragedaten werden in TIMES-HEAT-POWER sowie das Optimiermodell zur Vorauslegung der Heizungssysteme übernommen. Für das Optimiermodell dezentraler Wärmeversorgungssysteme werden die Nachfrageprofile anschließend in einem Aufbereitungsschritt auf eine Auflösung von 15 Minuten durch Bildung des arithmetischen Mittels aggregiert, um den Anforderungen an die Eingangsparameter des Modells gerecht zu werden. Zur vollständigen Profilerstellung müssen dabei auch die Tages- sowie die Jahresenergiebedarfe für Elektrizität, Raumwärme und Trinkwarmwasser festgelegt werden. Während der jährliche Heizenergiebedarf für die einzelnen Gebäudetypen aus den Berechnungen in Kapitel 4.6 ermittelt wird, erfordert die

Vorauslegung der Anlagentechnik ebenso den jährlichen Elektrizitätsbedarf je Gebäudetyp. Dieser wird daher in Anlehnung an die Richtlinie 4655 für die Gebäudetypen entsprechend der Tabelle 7-7 definiert.

Tabelle 7-7: Charakteristika für den Elektrizitätsverbrauch der untersuchten Gebäudetypen (basierend auf VDI (2008))

Gebäudegrößenklasse	Verbrauchs-kategorie	Anzahl Bewohner/Wohneinheiten	Jährlicher spezifischer Elektrizitätsbedarf	Jährlicher Elektrizitätsbedarf
		-	kWh/Pers. bzw. kWh/WE	MWh
EFH	Niedrig	1	2.000	2.000
EFH	Mittel	3	1.750	5.250
EFH	Hoch	6	1.750	10.500
MFH	Niedrig	7	3.000	21.000
MFH	Mittel	13	3.000	39.000
MFH	Hoch	21	3.000	63.000

Für den zeitlich aufgelösten Bedarf nach Raumwärme und Trinkwarmwasser wird auf dieselbe Datenquelle zurückgegriffen. VDI (2008) stellt auch für den energetischen Bedarf zur Bereitstellung von Raumwärme und Trinkwarmwasser Referenzlastprofile bereit. Diese werden genutzt, um die absolute jährliche Nachfrage nach Raumwärme und Trinkwarmwasser, welche aus den Berechnungen in Kapitel 4.6 gewonnen wird, zeitlich zu disaggregieren. Zur Bestimmung des absoluten Niveaus der Nachfrage nach Trinkwarmwasser je Referenzgebäude werden aus Konsistenzgründen mit Kapitel 4.6.3 die Annahmen aus DIN (2003b) übernommen. Diese sehen einen Jahresbedarf in Höhe von 12,5 kWh/(m² a) für EFH und MFH vor. Auch die so ermittelten Daten werden in einem Aufbereitungsschritt an die Vorgabe des Optimiermodells dezentraler Wärmeversorgungssystem von einer 15-minütigen Auflösung angepasst. Für TIMES-HEAT-POWER erfolgt hingegen die Aufteilung auf die Zeitscheiben gemäß der Typisierung in Kapitel 7.1.1.

7.4 Entwicklung der Preise für Energieträger

Über die Entwicklung der Preise für Energieträger werden in der Literatur verschiedene Aussagen getroffen. Hierbei existieren unterschiedliche Trends. Ein einheitlicher Trend zur Preisentwicklung kann nicht beobachtet werden. Aus diesem Grund werden zur Entwicklung der Brennstoffpreise eigene Annahmen getroffen, welche sich auf eine Reihe verbreiteter in den letzten Jahren erschienener Studien stützen und somit eine Synopse dieser darstellen. Die Tabelle 7-8 fasst die betrachteten Studien zusammen und stellt deren Kernaussagen hinsichtlich der Brennstoffpreisentwicklung heraus.

Tabelle 7-8: Energiesystemanalytische Studien mit Relevanz für die Brennstoffpreisentwicklung

Studie ³⁴	Autoren	Qualitative Beschreibung	Trend der Preisentwicklung
„Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung“	Schlesinger et al. (2010)	Kontrastierung in einem Referenz- und vier Zielerreichungsszenarien	Gleiche und steigende Entwicklung in allen Szenarien
„Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der Erneuerbaren Energien“	Nitsch et al. (2012)	Kontrastierung in fünf Zielerreichungsszenarien	Steigend in drei unterschiedlichen Ausprägungen
„EU Energy Roadmap“	Capros et al. (2012)	Kontrastierung in zwei Trend- und fünf Zielerreichungsszenarien	Steigend in Referenz-/ sinkend in Zielerreichungsszenarien
„World Energy Outlook“	IEA (2012) IEA (2013)	Kontrastierung in zwei Referenz- und einem Zielerreichungsszenario	Steigend in Referenz-/ sinkend in Zielerreichungsszenario
„Politiksznarien für den Klimaschutz“	Matthes et al. (2013)	Kontrastierung in einem Aktuelle-Politik- und Energiewende-Szenario	Gleiche und steigende Entwicklung in beiden Szenarien
„Entwicklung der Energiemärkte“	Schlesinger et al. (2014)	Kontrastierung in einem Referenz- und Zielerreichungsszenario	Gleiche und steigende Entwicklung in beiden Szenarien

³⁴ Die hier gewählte Studienbezeichnung stimmt nicht notwendigerweise mit dem Titel der Studie überein.

Für weitere Studien, welche Aufschluss über zukünftige Energiebedarfs- bzw. -preisentwicklungen geben und hier nur namentlich genannt seien, wird beispielsweise auf DENA (2012), ExxonMobil (2013), BP (2014) und EIA (2014) verwiesen³⁵.

Aus der Querschnittsanalyse der Studien folgt, dass die Brennstoffpreisentwicklungen in Nitsch et al. (2012) die Schwankungsbreite der Preise aus den Studien in adäquater Weise wiedergibt. Daher wird die Entwicklung der Preise für fossile Energieträger dieser Studie nachempfunden. Insgesamt ergibt sich also eine Entwicklung in drei Ausprägungen, zu der die Tabelle 7-9 einen Überblick gibt.

Tabelle 7-9: Varianten der Entwicklung der Preise fossiler Energieträger für den Großhandel in €/GJ (auf Basis von Nitsch et al. (2012))

Entwicklung	Energieträger	2010	2020	2030	2040	2050
Niedrig	Rohöl	10,5	11,6	12,7	13,9	14,9
	Erdgas	5,8	6,1	6,6	7,0	8,1
	Steinkohle	2,9	3,4	3,8	4,3	4,7
	Braunkohle	1,1	1,2	1,3	1,3	1,4
Mittel	Rohöl	10,5	12,7	14,5	16,4	18,0
	Erdgas	5,8	7,0	8,3	9,6	10,6
	Steinkohle	2,9	4,0	4,9	5,7	6,4
	Braunkohle	1,1	1,3	1,4	1,5	1,7
Hoch	Rohöl	10,5	14,1	17,2	20,7	24,0
	Erdgas	5,8	8,1	10,5	12,7	14,9
	Steinkohle	2,9	4,9	6,3	7,7	8,9
	Braunkohle	1,1	1,4	1,7	2,0	2,2

³⁵ Dabei findet sich eine Annahme zur Entwicklung des Braunkohlepreises nur in einer Auswahl der angeführten Studien. Schlesinger et al. (2010) geht wie Matthes et al. (2013) von einer Stagnation des realen Preises bis zum Jahr 2050, Nitsch et al. (2012) hingegen von einem leichten Anstieg aus.

Die Preise für die Endverbraucher der Haushalte werden aus der Entwicklung der Brennstoffpreise des Großhandels abgeleitet und hierbei ebenfalls drei zeitliche Veränderungen der Preise nach Nitsch et al. (2012) identifiziert. Die Tabelle 7-10 stellt diese Entwicklung dar.

Tabelle 7-10: Varianten der Brennstoffpreisentwicklung für HH-Endverbraucher in ct/kWh (auf Basis von Nitsch et al. (2012))

Entwicklung	Energieträger	2010	2020	2030	2040	2050
Niedrig	Heizöl	7,74	8,22	9,00	9,85	10,56
	Erdgas	6,51	6,84	7,40	8,19	9,09
	Scheitholz/Pellets	4,68	5,49	6,13	6,94	7,58
	Fernwärme	5,49	5,80	7,06	7,53	6,78
	Wasserstoff	9,76	10,26	11,11	12,28	13,63
Mittel	Heizöl	7,74	9,00	10,28	11,63	12,76
	Erdgas	6,51	7,85	9,31	10,77	11,89
	Scheitholz/Pellets	4,68	6,46	7,91	9,20	10,33
	Fernwärme	5,49	5,80	7,06	7,53	6,78
	Wasserstoff	9,76	11,78	13,97	16,15	17,84
Hoch	Heizöl	7,74	10,00	12,19	14,68	17,01
	Erdgas	6,51	9,09	11,78	14,25	16,71
	Scheitholz/Pellets	4,68	7,91	10,17	12,43	14,36
	Fernwärme	5,49	5,80	7,06	7,53	6,78
	Wasserstoff	9,76	13,63	17,67	21,37	25,07

7.5 Ausgaben und Vergütungen für Elektrizität

Im Modell dezentraler Wärmeversorgungssysteme wird zur Abbildung der Versorgung eines Wohngebäudes mit Elektrizität und Wärme die einzelwirtschaftliche Sichtweise eingenommen (vgl. Kapitel 6.1). Somit liegt auch sämtlichen Zahlungsgrößen diese Perspektive zu Grunde. Insbesondere stellen daher die spezifischen Ausgaben für Elektrizität, welche aus dem Versorgungsnetz zur Deckung der elektrischen Nachfrage bezogen werden kann, den Endverbraucherpreis für private Haushalte dar. In diesem sind daher neben dem eigentlichen Anteil für die Gesteuerung und den Vertrieb ebenso weitere Bestandteile wie Netzentgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen enthalten (BDEW, 2015). Somit wird der spezifische Bezugspreis für Elektrizität im Modell dezentraler Wärmeversorgungssysteme für das Jahr 2015 mit 29 ct/kWh_{el} angenommen, welcher somit das durchschnittliche Preisniveau für Haushalte in den Jahren 2013-2015 repräsentiert (BDEW, 2015). Zudem wird in Anlehnung an die Entwicklung in Schlesinger et al. (2014) von einer nominalen Steigerung dieses Preises in Höhe von 2,5 % p.a. über den Planungshorizont ausgegangen, welcher als Preisänderungsfaktor in die Berechnungsprozedur eingeht (vgl. Kapitel 6.2.3). Der Bezugspreis von Elektrizität wird also insbesondere auch für den Betrieb von Wärmepumpen in auf diesen basierenden Wärmeversorgungssystemen entrichtet. Zusammenfassend muss hervorgehoben werden, dass im Modell dezentraler Wärmeversorgungssysteme die (spezifischen) Ausgaben für den Elektrizitätsbezug eine exogene Modellgröße darstellen, welche als Parameter implementiert einen Bezugspreis aus Endverbrauchersicht repräsentieren³⁶.

Weiterhin ist in TIMES-HEAT-POWER ein Aufschlag zum Bezug von

³⁶ In TIMES-HEAT-POWER wird dagegen eine gesamtgesellschaftliche Sichtweise eingenommen, in welchem die Zahlungsgrößen im Elektrizitätssystem auf Gestehungsausgaben basieren. Diese stellen insbesondere eine endogene Modellgröße bzw. ein implizites Modellergebnis dar. Für die Diskussion der unterschiedlichen Behandlung dieser Zahlungsgröße in den beiden Modellen sowie der sich aus diesem Sachverhalt ergebenden Problematik wird auf Kapitel 9.2.3 verwiesen.

Elektrizität für auf Wärmepumpen basierenden Wärmeversorgungssystemen implementiert. Dieser approximiert die zusätzlich zur Gesteuerung anfallenden Ausgaben und wird auf eine Höhe von 20,0 ct/kWh_{el} festgesetzt. Diese ergibt sich aus Vorabschätzungen der Differenz zwischen dem Niveau der Bezugspreise von Elektrizität aus Endverbrauchersicht der Haushalte in den letzten Jahren und den als Schattenpreise aus der Nachfragedeckungsrestriktion berechneten Systemgrenzkosten der Elektrizitätsversorgung in TIMES-HEAT-POWER.

Hinsichtlich der Vergütungszahlungen für die in den mikro-Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen erzeugte Elektrizität wird der gesetzliche Zuschlag nach KWK-G in Höhe von 5,41 ct/kWh_{el} angenommen (vgl. Kapitel 3.3.2). Eine Differenzierung der Vergütungshöhe nach Leistungsbereich erfolgt hingegen nicht, da die zu ermittelnde elektrische Leistung aller Anlagen als kleiner 50 kW_{el} vorausgesetzt wird. Zusätzlich wird als weiterer Bestandteil der Vergütung von erzeugter und exportierter Elektrizität eine Zahlung von 5,00 ct/kWh_{el} angenommen, welche den üblichen Preis sowie das vermiedene Netznutzungsentgelt widerspiegelt³⁷. Diese Vergütungshöhen finden in das Modell dezentraler Wärmeversorgungssysteme sowie in TIMES-HEAT-POWER in die Zielfunktion Eingang (vgl. Kapitel 4.7.1 und Kapitel 6.2.3). Im erstgenannten Modell wird überdies die Elektrizitätsausbringung hinsichtlich der NetZRückspeisung und des Eigenverbrauchs differenziert. Der zufolge wird im erstgenannten Falle zusätzlich zu dem gesetzlichen Zuschlag in Höhe des üblichen Preises samt vermiedenem Netznutzungsentgelt vergütet, während es im zweitgenannten Fall lediglich zur Zahlung des gesetzlichen Zuschlags kommt.

7.6 Entwicklung der Preise für CO₂-Zertifikate

Die Entwicklung der Preise für CO₂-Zertifikate wird in den Studien ebenfalls kontrovers diskutiert, da der Preisbildungsprozess von zahlreichen

³⁷ Der übliche Preis repräsentiert den durchschnittlichen Preis für Grundlaststrom an der Strombörse EEX (vgl. Kapitel 3.3.2). Dieser ist in den Jahren 2014 und 2015 jedoch unter einen Preis von 3,50 ct/kWh_{el} gesunken (EEX, 2016). Dagegen wird in den Modellläufen an dem erhöhten Niveau aus den in Kapitel 9.2.3 dargelegten Argumenten festgehalten.

Einflussfaktoren abhängt, deren zeitliche Veränderung ungewiss ist (Koch et al., 2014; Wunsch et al.; 2014). Zwar sieht das zur CO₂-Emissionssenkung bestimmte umweltpolitische Instrument, das EU Emission Trading System (EU ETS), eine Verringerung der Emissionszertifikate um 1,74 % p.a. vor, was zu einer Verknappung der Zertifikatmenge und damit per se zu einer Erhöhung des Preises führen sollte (Europäische Kommission 2013). Jedoch ist die Entwicklung der Anwendung von CO₂-mindernden Maßnahmen als Alternative zum Kauf von CO₂-Zertifikaten nur schwer abzuschätzen. Hierunter fällt zum Beispiel die großtechnische Einführung der CCS-Technologie, die weitere Nutzung von Elektrizitätserzeugungstechnologien auf Basis nuklearer Energie in anderen EU-Mitgliedsstaaten, die Veränderung der Nachfrage nach Elektrizität durch neue Anwendungen wie Elektrofahrzeuge oder Wärmepumpen oder Veränderungen im Marktdesign wie der Kopplung des europäischen mit internationalen Zertifikatsmärkten (Schlesinger et al., 2014).

In aktuelleren Studien, welche das nationale Energiesystem analysieren, findet sich eine Schwankungsbreite der Preise für CO₂-Zertifikate im Bereich von ca. 45 €/t_{CO2} bis ca. 80 €/t_{CO2} als Zielwert für das Jahr 2050 (Schlesinger et al., 2010; Nitsch et al., 2012; Fichtner et al., 2013; Matthes et al., 2013; Schlesinger et al., 2014). Auch modellgestützte Analysen, welche als Fokus das europäische Energiesystem und damit die Systemgrenzen für den Zertifikatehandel besitzen, um somit das Systemgeschehen vollumfänglich abbilden zu können, kommen zu Ergebnissen in ähnlichen Bandbreiten in ihren Referenzszenarien. So findet sich in Capros et al. (2012) ein Preis von 50 €/t_{CO2}, in Fichtner et al. (2013) von 54 €/t_{CO2} für das Jahr 2050 sowie in IEA (2012) und IEA (2013) Preise zwischen 23 €/t_{CO2} und 32 €/t_{CO2} für das Jahr 2035. Jedoch existieren in den Studien im europäischen Kontext ebenso Szenarien der Dekarbonisierung, in welchen die Erreichung der klimapolitischen Ziele mit einem extremen Anstieg der Preise für CO₂-Zertifikate einhergeht. So ermitteln Capros et al. (2012) Zertifikatspreise zwischen 233 €/t_{CO2} und 310 €/t_{CO2} für das Jahr 2050 in den fünf Dekarbonisierungsszenarien der Zielerreichung. IEA (2013) identifiziert einen Preis in Höhe von 97 €/t_{CO2} für das Jahr 2035 im „450 ppm“-Szenario.

Um der Bandbreite der Entwicklungen des Preises von CO₂-Zertifikaten und damit den unterschiedlichen Aussagen aus der Literatur Rechnung zu tragen, wird dessen Entwicklung daher in Szenarien, in welchen die Entwicklung verschieden ausgeprägt ist, abgefangen. Die Tabelle 7-11 gibt hierzu einen Überblick. Der Tabelle nach existieren also drei Ausprägungen der Entwicklung in einem gemäßigten Bereich in Anlehnung an die Referenzszenarien aus Nitsch et al. (2012).

Tabelle 7-11: Varianten der Entwicklung des Preises von CO₂-Zertifikaten in €/tCO₂ (auf Basis von Nitsch et al. (2012))

Entwicklung	2010	2020	2030	2040	2050
Niedrig	14,3	20	26	36	45
Mittel	14,3	23	34	45	57
Hoch	14,3	27	45	60	75

7.7 Entwicklung des Zubaus von Kraftwerken auf Basis erneuerbarer Energieträger

In TIMES-HEAT-POWER werden die Kraftwerke, welche Elektrizität auf Basis von erneuerbaren Energieträgern umwandeln, in aggregierter Form als Prozesse implementiert. Hierunter fallen unter anderem die Technologien Photovoltaik sowie küstennahe und küstenferne Windkraft (Wind-Onshore und Wind-Offshore). Der Zubau erfolgt im Gegensatz zu anderen Arbeiten zur Modellierung des nationalen Elektrizitätssystems nicht modellendogen, sondern exogen³⁸. Daher werden für die Technologien Ausbaupfade der installierten Kapazität vorgegeben. Bis in das Jahr 2020 werden die Pfade für Photovoltaik und Wind-Offshore anhand des Zielkorridors der Bundesregierung bestimmt (Bundesregierung, 2009). Für Wind-Onshore wird dagegen für 2020 auf Grund der heute bereits überschrittenen Anlagenkapazität des Zielkorridors die

³⁸ Für Arbeiten, in welchen der Zubau endogen, zum Beispiel über (dynamische) Kosten-Potenzial-Kurven modelliert wird, wird u.a. auf Resch (2005), Remme (2006), Rosen (2008), Held (2010) und Heinrichs (2013) verwiesen.

Installationshöhe nach Nitsch et al. (2012) angenommen. Über den Zeitraum bis 2050 werden auf Grund der unbestimmten Entwicklung Szenarien definiert, welche den unterschiedlichen Aussagen verschiedener Studien Rechnung tragen. Als Referenzen, welche die Bandbreite von einer konservativen bis hin zu einer ambitionierten Entwicklung abdecken, werden dabei die Studien von Schlesinger et al. (2010), Faulstich et al. (2011) sowie Nitsch et al. (2012) identifiziert. Hieraus lassen sich zwei zeitliche Verläufe der installierten Kapazität der drei Technologien ableiten. Diese sind in Tabelle 7-12 zusammengefasst.

Tabelle 7-12: Szenariovarianten für die Entwicklung des Zubaus von Kraftwerken auf Basis erneuerbarer Energieträger in GW_{el} ³⁹ (auf Basis von Schlesinger et al. (2010), Faulstich et al. (2011), Nitsch et al. (2012), BMWi (2015c))

Entwicklung	Technologie	2010	2020	2030	2040	2050
Mittel	Photovoltaik	17,9	52,0	61,0	64,0	67,0
	Wind-Onshore	27,0	39,0	44,0	47,5	51,0
	Wind-Offshore	0,2	10,0	24,0	28,0	32,0
Hoch	Photovoltaik	17,9	52,0	71,3	90,7	110,0
	Wind-Onshore	27,0	39,0	38,7	39,3	39,5
	Wind-Offshore	0,2	10,0	31,0	52,0	73,0

Des Weiteren wird zur Abbildung der Einspeisung der Kraftwerkstechnologien auf Basis von solarer Strahlung und Wind ein zeitliches Dargebotsprofil benötigt, welches die temporale Verfügbarkeit des Primärenergieträgers repräsentiert. Aus jenem Verlauf wird zur Parametrierung der Verfügbarkeitsrestriktion der fluktuierend einspeisenden Technologien nach Kapitel 4.7.4 schließlich ein Verfügbarkeitsfaktor für

³⁹ Es sollte davon Kenntnis genommen werden, dass der Kapazitätsanstieg von Wind-Onshore bei der hohen Entwicklung geringer als bei der mittleren ist. Jedoch wird diese Tatsache auf Grund der über alle Technologien größeren Installation in der hohen Entwicklung sowie aus Konsistenzgründen der entsprechenden Studien hingenommen. Weiterhin wird das angenommene Kapazitätsniveau von Wind-Onshore im Jahr 2020 (39,0 GW_{el}) im Jahr 2014 fast erreicht (38,1 GW_{el} , vgl. BMWi (2015c)). Dieser Sachverhalt wird in Kapitel 9.2.1 weiter diskutiert.

jeden Zeitschritt errechnet. Die Dargebotsprofile werden innerhalb des gewählten Ansatzes aus historischen Zeitreihen bzw. Einspeisedaten abgeleitet. Das Einstrahlungsprofil für PV-Anlagen entstammt dabei Remund et al. (2014). Für Windkraftanlagen wird dagegen in Anlehnung an die Vorgehensweise in Babrowski (2015) das Profil aus historischen Einspeisedaten der Übertragungsnetzbetreiber ermittelt (50Hertz, 2015; Amprion, 2015; TenneTTSO, 2015; TransnetBW, 2015).

7.8 Entwicklung der Nachfrage nach Elektrizität sowie Raumwärme und Trinkwarmwasser

7.8.1 Nachfrage nach Elektrizität

In der TIMES-Entwicklungsumgebung stellt die Nachfragerestriktion den essentiellen Treiber dar (Loulou et al., 2005). Die Erfüllung der Nachfrage nach Wärme und Elektrizität bildet daher die zentrale Restriktion in TIMES-HEAT-POWER. Die Elektrizitätsnachfrage wird deshalb als wesentliche Modelleingangsgröße identifiziert. Diese wird entsprechend der Modellstruktur in Kapitel 4.4 in aggregierter Form in TIMES-HEAT-POWER hinterlegt und umfasst dabei die individuellen Nachfragen aller Sektoren des Energiesystems in Deutschland. Insbesondere ist darin auch die Elektrizitätsnachfrage der Wohngebäude inbegriffen. Von einer Berücksichtigung des Austausches von Elektrizitätsflüssen mit Energiesystemen im Ausland in Form von Im- oder Exporten wird in der Modellierung hingegen abgesehen.

Zur Parametrierung der als Gut implementierten Elektrizitätsnachfrage wird sich einschlägiger Kenngrößen der nationalen Statistik bedient. In dieser werden verschiedene Positionen beim Aufkommen und der Verwendung von Elektrizität unterschieden. So bestehen neben dem eigentlichen Nettostromverbrauch beim Endverbraucher weitere Positionen durch den Kraftwerkseigenverbrauch, Pumpstromverbrauch, Netzverluste und Nichterfasstes sowie Stromflüsse aus dem und in das Ausland (AGEB, 2013; BMWi, 2015b).

Die Tabelle 7-13 weist die Elektrizitätserzeugung sowie den Elektrizitätsverbrauch für Deutschland im Zeitraum von 2000 bis 2013 nach den einzelnen Positionen aus.

Tabelle 7-13: Elektrizitätszeugung und -verbrauch in Deutschland von 2000 bis 2013 (basierend auf AGEB (2013))

	2000	2005	2010	2011	2013
Bruttostromerzeugung (BS)	576,6	622,6	633,0	613,1	633,6
Kraftwerkseigenverbrauch (EV)	38,1	39,8	38,1	36,2	37,2
Nettostromerzeugung	538,5	582,7	594,8	576,9	596,4
Saldo Stromflüsse mit dem Ausland*	-3,0	8,5	17,7	6,3	33,8
Nettostromaufkommen für Inland	541,6	574,3	577,1	570,6	562,6
Pumpstromverbrauch	6,0	9,5	8,6	7,8	7,8
Netzverluste und Nichterfasstes (NV)	34,1	30,5	27,9	27,7	26,9
Nettostromverbrauch	501,4	534,2	540,6	535,2	527,9
Anteil EV an BS	6,6%	6,4%	6,0%	5,9%	5,9%
Anteil NV an BS	5,9%	4,9%	4,4%	4,5%	4,2%
Anteil EV und NV an BS	12,5%	11,3%	10,4%	10,4%	10,1%

* Positiv bei Exportüberschuss

Aus der Tabelle 7-13 wird ersichtlich, dass der Kraftwerkseigenverbrauch sowie die Netzverluste einen zwar nicht vernachlässigbaren, doch aber einen geringen Anteil an der Bruttostromerzeugung ausmachen. Darüber hinaus liegen der Anteil des Kraftwerkseigenverbrauchs an der Bruttostromerzeugung über die Jahre bei ca. 6 % und der Anteil der Netzverluste bei ca. 5 %. Insgesamt weisen die Anteile eine leicht fallende Tendenz über die Jahre auf.

Aus Gründen der Komplexitätsreduktion sowie der Notwendigkeit der Abstraktion bei der Modellierung wird daher für den in TIMES-HEAT-POWER als Nachfragegut hinterlegten Kraftwerkseigenverbrauch sowie der Netzverluste angenommen, dass diese proportional zur Bruttostromerzeugung mit einem Anteil von 6 bzw. 5 % sind. Diese Verein-

fachung kann auch damit begründet werden, dass eine im Detail durchgeführte Analyse des nationalen Elektrizitätsaufkommens und der -verwendung nicht im Vordergrund bei der Untersuchung des nationalen Elektrizitätssystems und des Wärmesystems der Wohngebäude steht. Als weiteres Nachfragegut ist in TIMES-HEAT-POWER der Nettostromverbrauch hinterlegt. Dieser wird mit den aus der nationalen Statistik gewonnenen Werten parametrisiert (vgl. Tabelle 7-13).

Eine weitere Elektrizitätssenke in TIMES-HEAT-POWER stellt der Quellprozess zum Antrieb der Wärmepumpen im System der Wohngebäude dar. Dabei ist einzig die Elektrizitätsnachfrage von Wärmepumpen unter den berücksichtigten (Teil-)Nachfragen keine modellexogene Größe, sondern wird als Ergebnisgröße bzw. Entscheidungsvariable erst zur Laufzeit im Modell determiniert. Diese Teilnachfrage ist also eine ex-post-Größe. Hierbei ist es wichtig zu verdeutlichen, dass dieser Posten in Prognosen zum Elektrizitätsverbrauch berücksichtigt und gegebenenfalls bei vorhandener expliziter Ausweisung des Elektrizitätsverbrauchs von Wärmepumpen auch verrechnet werden muss.

Über die Entwicklung der Nachfrage nach Elektrizität gibt es in der Literatur verschiedene Auffassungen. So sieht das Energiekonzept der Bundesregierung einerseits eine Minderung des Elektrizitätsverbrauchs um 25 % bis in das Jahr 2050 vor, wovon auch in den Szenarien in Nitsch et al. (2012) bzw. den Zielszenarien in Schlesinger et al. (2010) ausgegangen wird, während andererseits in Capros et al. (2012) und Fichtner et al. (2013) in den Dekarbonisierungsszenarien eine gegenläufige Entwicklung, eine Steigerung auf Grund der massiven Erhöhung neuer elektrizitätsbasierter Anwendungen, um ca. 16 % gegenüber dem Niveau von 2010 angenommen wird. Dazu situieren sich Studien, in welchen der Elektrizitätsverbrauch über den Zeitverlauf annähernd konstant oder nur leicht rückläufig beschrieben wird (Schlesinger et al., 2010; Schlesinger et al., 2014). Um der Schwankungsbreite der Annahmen Rechnung zu tragen, ist daher in der folgenden Betrachtung eine Entwicklung der Elektrizitätsnachfrage in zwei Szenarien zu Grunde ge-

legt. Die Nachfrage wird in einem ersten Szenario als über den Zeitverlauf konstant betrachtet und in einem zweiten Szenario gemäß dem quantifizierten Ziel der Bundesregierung um 25 % bis in das Jahr 2050 abgesenkt. Einschränkend muss jedoch vorgebracht werden, dass sich diese Senkung auf die parametrisierte Nachfrage bezieht und damit nicht den (unbekannten) Bedarf für die Wärmepumpen enthält.

7.8.2 Nachfrage nach Raumwärme und Trinkwarmwasser in Wohngebäuden

Auch die Nachfrage nach Raumwärme und Warmwasser in Wohngebäuden ist in der nationalen Statistik erfasst. In BMWi (2015b) wird der Endenergiebedarf explizit nach Anwendung ausgewiesen. Für das Jahr 2010 kann hierbei ein Wert von 2.302,4 PJ identifiziert werden (BMWi, 2015b). Die Abbildung 7-7 stellt den Endenergieverbrauch nach Anwendungsbereich im Sektor der privaten Haushalte im Jahr 1996 bzw. im Zeitverlauf zwischen 2008 und 2014 dar.

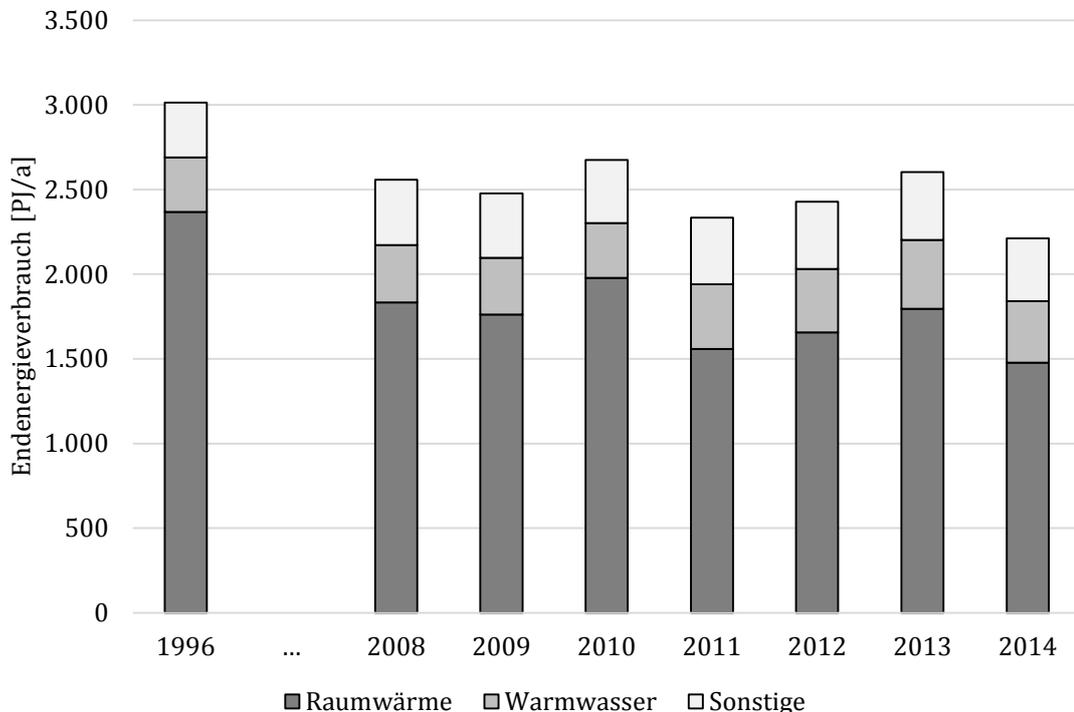


Abbildung 7-7: Endenergieverbrauch nach Anwendungsbereich im Sektor der privaten Haushalte (auf Basis von BMWi (2015b))

Das Schaubild differenziert dabei zwischen Raumwärme, Warmwasser und sonstigen Anwendungen. Die sonstigen Anwendungen umfassen die Endenergieverbräuche für Prozesswärme und -kälte, mechanische Energie sowie Elektrizität für Informations- und Kommunikationstechnologie und Beleuchtung. In der Abbildung 7-7 ist deutlich zu erkennen, dass der Endenergieverbrauch schwankend verläuft. Dies ist angesichts des relativ konstanten Endenergieverbrauchs der sonstigen Anwendungen von ca. 390 PJ/a in den Jahren ab 2008 auf den Endenergieverbrauch der Raumwärme und des Warmwassers zurückzuführen. Dieser wiederum hängt von den in diesen Jahren vorherrschenden klimatischen Bedingungen und hier insbesondere vom Verlauf der Außentemperatur ab. Im Hinblick auf die Daten im Jahr 1996 kann aber auch festgestellt werden, dass der Raumwärmebedarf signifikant gesunken ist.

Insgesamt muss also im Anbetracht verschärfter energetischer Neubaustandards von Wohngebäuden und des technologischen Fortschritts bei den Baumaterialien hinsichtlich deren Wärmedurchgang von einem weiteren stetigen Rückgang der Nachfrage nach Raumwärme ausgegangen werden. Dem entgegen wirken mögliche demografische Entwicklungen hin zu einer Zunahme der Bevölkerung und/oder der Pro-Kopf-Wohnfläche, was in einer Vergrößerung der Wohnfläche resultieren könnte. Dies wiederum könnte ein Ansteigen des Raumwärmebedarfs bedingen. Insgesamt muss also vor diesem Hintergrund abgeschätzt werden, wie demografische bzw. den Wohngebäudebestand quantitativ betreffende und gebäudephysikalische bzw. den energetischen Zustand der Wohngebäude betreffende Effekte wechselwirken bzw. überwiegen.

Diese beiden Faktoren werden in McKenna et al. (2013) in einem darin entwickelten Modell zur Simulation der energetischen Entwicklung des deutschen Wohngebäudebestands vereint. Das Modell zielt dabei explizit auf die Modellierung von Neubauten sowie Ersatzbauten bzw. bauliche Erweiterungen von Bestandsgebäuden in Deutschland ab, schließt also insbesondere (baulich unveränderte) Bestandsgebäude nicht mit ein. Dies ermöglicht durch die Betrachtung und Variation entscheidender Einflussgrößen wie der Ersatzquote von Bestandswohngebäuden

und energetischer Mindestanforderungen an Neubauten eine Abschätzung der Entwicklung des Raumwärmebedarfs der Wohngebäude in Deutschland bis in das Jahr 2050⁴⁰. Zur Veränderung der Wohnfläche existiert dabei eine Vielzahl von Studien, welche deren zeitliche Entwicklung abschätzen. Die Abbildung 7-8 zeigt hierzu die in den Studien skizzierte Entwicklung der Wohnfläche in Deutschland auf.

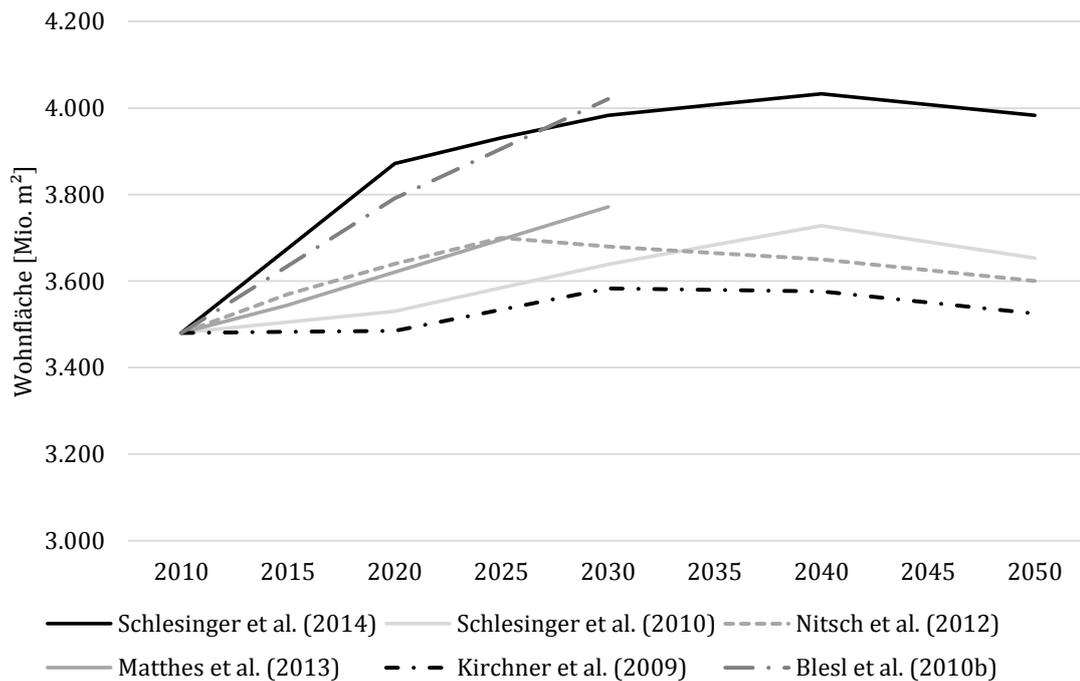


Abbildung 7-8: Entwicklung der Wohnfläche (inkl. Leerstand) in Deutschland in Szenarien (basierend auf Kirchner et al. (2009), Blesl et al. (2010b), Schlesinger et al. (2010), Nitsch et al. (2012), Matthes et al. (2013), Schlesinger et al. (2014))

Durch die Kombination der Veränderung der Wohnfläche mit den signifikanten, die energetischen Anforderungen der Neu- und Ersatzbauten

⁴⁰ In diesem Zusammenhang sollte davon Kenntnis genommen werden, dass in dem energetischen Gebäudebestandsmodell die energetische Sanierung der (Bestands-)Wohngebäude nicht berücksichtigt ist. Die in Kapitel 7.2.3 definierten Wärmeschutzmaßnahmen sind daher als frei wählbare Investitionsalternative von dem Ansatz von McKenna et al. (2013) abzugrenzen. Die durch jene Maßnahmen eingesparte Heizenergie muss somit in der Entwicklung des Raumwärmebedarfs zusätzlich berücksichtigt werden. Während die Durchführung der Maßnahmen zur energetischen Sanierung der Wohngebäude wirtschaftlichen Beweggründen unterliegt, können die Treiber bzw. Motive im Simulationsmodell von McKenna et al. (2013) als „energiepolitischer Art“ aufgefasst werden.

betreffenden Stellgrößen in dem Modell von McKenna et al. (2013) können Entwicklungspfade für die zeitliche Veränderung der Nachfrage nach Raumwärme und Trinkwarmwasser in diesen Gebäuden abgeleitet werden. Für diese Entwicklung werden für die Rechnungen von TIMES-HEAT-POWER insgesamt drei Varianten entsprechend der Tabelle 7-14 ermittelt. Diese gehen jeweils von einem schwachen, mäßigen sowie starken Rückgang der aggregierten Nachfrage aus. Dabei wird die Entwicklung des thermischen Bedarfs der Wohngebäude näherungsweise mit einem jährlichen Prozentsatz des Rückgangs beschrieben.

Tabelle 7-14: Varianten der Entwicklung der Nachfrage nach Raumwärme und Trinkwarmwasser in Wohngebäuden (basierend auf McKenna et al. (2013))

Entwicklung	Variantenbeschreibung	Bedarfssenkung
Schwach	<ul style="list-style-type: none"> • Schwach verschärfte energetische Anforderungen an die Neubauten sowie Änderungen der Bestandsbauten durch regulatorische Rahmenbedingungen (z.B. in zukünftigen Fassungen der EnEV) • Entspricht der Entwicklung der unteren Variante in McKenna et al. (2013) 	0,5 % p.a.
Mäßig	<ul style="list-style-type: none"> • Mäßig verschärfte energetische Anforderungen an die Neubauten sowie Änderungen der Bestandsbauten durch regulatorische Rahmenbedingungen (z.B. in zukünftigen Fassungen der EnEV) • Entspricht der Entwicklung mit Annahmen nach Schlesinger et al. (2010) in McKenna et al. (2013) 	1 % p.a.
Stark	<ul style="list-style-type: none"> • Stark verschärfte energetische Anforderungen an die Neubauten sowie Änderungen der Bestandsbauten durch regulatorische Rahmenbedingungen (z.B. in zukünftigen Fassungen der EnEV) • Entspricht der Entwicklung nach Kirchner et al. (2013) 	1,25 % p.a.

7.9 Emissions- und Primärenergiefaktoren

Die Verwendung von fossilen Energieträgern zur Umwandlung der chemisch gebundenen Energie in die anderen Energieformen Elektrizität

und Wärme verursacht bedingt durch die stattfindende chemische Reaktion den Ausstoß von Treibhausgasen und anderen Schadstoffen. Zu den klimaschädlichen Treibhausgasen zählt hierbei unter anderem CO_2 . Schadstoffe stellen unter anderem SO_2 und NO_x dar. Bei dem Ausstoß dieser Schadstoffe kann weiterhin zwischen den direkten und indirekten Emissionen unterschieden werden (Fritsche et al., 2014). Die direkten Emissionen beziehen sich dabei auf die Stoffe, die direkt bei der Verbrennung freigesetzt werden. Bei den indirekten Emissionen werden zudem auch die Vorketten zur Gewinnung, Aufbereitung, zum Transport sowie weitere Prozessschritte betrachtet. Zusätzlich können die Emissionen, die durch den Bau der notwendigen Infrastruktur, wie z.B. der Pipelines zum Transport von Erdgas verursacht werden, miteinbezogen werden.

Ebenso kann der Energieaufwand beim Konversionspfad von der Primärenergie bis zur Energiedienstleistung entlang der energetischen Reihe durch den Einbezug von Primärenergiefaktoren quantifiziert werden. In diesen werden daher alle Aufwände zur Gewinnung, Aufbereitung und zum Transport des Brennstoffs bis zum Gebäude subsumiert (Pehnt et al., 2010). Mit Hilfe des Primärenergiefaktors kann nun der Primärenergieeinsatz errechnet und entsprechend der Quantifizierung der Emissionen dabei gegebenenfalls auch der Energieaufwand für Bauvorleistungen der Energieinfrastruktur eingerechnet werden. Des Weiteren werden bei Primärenergiefaktoren der erneuerbare und der nicht-erneuerbare Anteil unterschieden. Der Gesamtprimärenergiefaktor schließt beide Bestandteile ein und repräsentiert sämtliche Energieübergänge in Bezug auf die Energiezufuhr zur Verbrauchsstelle und entspricht dabei stets mindestens dem Wert von 1 (DIN, 2013). Hingegen schließt der Faktor der nicht-erneuerbaren Primärenergie den Anteil der erneuerbaren Energien an der Primärenergie aus, weswegen der Primärenergiefaktor kleiner als 1 sein kann (DIN, 2013). Die Tabelle 7-15 weist die Annahmen zu den in TIMES-HEAT-POWER und dem Optimiermodell dezentraler Wärmeversorgungssysteme verwendeten Primärenergiefaktoren sowie zu den CO_2 -Emissionsfaktoren für die je-

weiligen Energieträger aus. Bei der Ermittlung der Primärenergiefaktoren bzw. der indirekten CO₂-Emissionsfaktoren nach Fritsche et al. (2014) werden geeignete Konversionspfade für die entsprechenden Vorketten festgelegt. Hierbei muss oftmals zwischen einer Vielzahl von Alternativen abgewogen werden, welche sich unter anderem durch die Anlagengröße (z.B. klein- oder großtechnischer Leistungsbereich), weitergehende technologische Eigenschaften (z.B. Niedertemperatur- oder Brennwerttechnik) und zeitlichen Bezug bzw. Verfügbarkeit der Technologie unterscheiden. Daher wird nach der nach Auffassung des Autors repräsentativsten sowie der derzeit schon und auch in Zukunft zu erwartenden in Nutzung befindlichen Alternative entschieden.

Tabelle 7-15: Primärenergiefaktoren und CO₂-Emissionsfaktoren (eigene Berechnung und Darstellung auf Basis von Fritsche et al. (2014), Stengel (2014))

	Energieträger	Primärenergiefaktor [T]/[T]		CO ₂ -Emissionsfaktor [t _{CO2} /T] _{HI}	
		Nicht-erneuerbar	Gesamt	Direkt	Gesamt
Elektrizitätssystem	Erdgas	1,121	1,123	55,796	64,372
	Leichtes Heizöl	1,142	1,144	73,344	85,078
	Feste Biomasse	0,002	1,032	102,108	4,686
	Steinkohle	1,041	1,042	95,930	109,306
	Braunkohle	1,029	1,029	97,010	100,415
	Uran	1,091	1,099	0,000	4,603
	Wasser	0,006	1,007	0,000	0,770
	Solare Strahlung	0,000	1,000	0,000	17,361
	Umweltwärme	0,359	1,420	0,000	26,549
	Windenergie	0,016	1,018	0,000	1,529
Wärmesystem	Erdgas	1,126	1,128	55,796	66,260
	Leichtes Heizöl	1,145	1,148	73,344	84,849
	Solare Strahlung	0,000	1,000	0,000	6,901
	Umweltwärme	0,060	1,060	0,000	48,535
	Holzartige Biomasse	0,005	1,066	102,108	7,675
	Fernwärme	0,600	0,600	0,000	85,289
	Wasserstoff ⁴¹	1,135	1,137	0,000	63,960

⁴¹ Hierbei wird angenommen, dass Wasserstoff durch dezentrale (Dampf-)Reformierung von Erdgas, welches über Rohrleitungen transportiert wird, gewonnen wird (Fritsche et al, 2014). Ein in Fritsche et al. (2014) skizziertes alternatives Szenario, in dem Wasserstoff in

Es kann dabei festgestellt werden, dass bei den Primärenergiefaktoren die Gesamtprimärenergiefaktoren die Faktoren für die nicht-erneuerbare Primärenergie – wenn teilweise auch in geringem Maße – stets übersteigen. Ebenso bei den CO₂-Emissionsfaktoren wird deutlich, dass sich diese durch die Betrachtung der Vorketten zum Teil deutlich gegenüber den direkten Emissionsfaktoren erhöhen. Es sollte dabei für den Energieträger Biomasse beachtet werden, dass die gesamte Emission von CO₂ geringer ausfällt als die direkte. Dies ist der Tatsache geschuldet, dass bei der Verbrennung der Biomasse gebundene Kohlenwasserstoffe freigesetzt werden, welche im Laufe der Entstehung der Biomasse aber jedoch auch absorbiert werden. Daher entstehen über den Lebenszyklus von Biomasse keine Emissionen, falls die energetische Aufwendung und die damit einhergehenden Emission von CO₂ zur Bereitstellung der Infrastruktur außer Acht bleibt. Wird der letztgenannte Aspekt in die Berechnung miteinbezogen, ergeben sich für die betrachteten Energieträger der festen sowie holzartigen Biomasse geringe positive Emissionen.

7.10 Bilanzierungsprinzipien

In dem hybriden Modellansatz wird hinsichtlich des Bilanzierungsumfangs der Primärenergie die gesamte Primärenergie wie auch der nicht-erneuerbare Teil errechnet und bilanziert. Dies komplementiert damit das Regelwerk, das für das Wärmesystem jedoch nur eine Bilanzierung des nicht-erneuerbaren Anteils vorsieht (EnEV, 2013). Ebenso wird bei der Bilanzierung der Emissionen von CO₂ verfahren, indem die direkten und die gesamten Emissionen in die Modellrechnungen einbezogen werden.

Weiterhin beruht Matthes et al. (2013) und Stengel (2014) folgend die Allokation der Emissionen auf dem international vereinbarten Quellen-

verflüssigter Form sowohl importiert als auch großtechnisch hergestellt und nach Verdampfung gasförmig in dafür erbauten Rohrleitungen transportiert wird, ist in der vorliegenden Analyse nicht Gegenstand der Betrachtung.

prinzip. Diesem nach werden einem Verbrauchssektor nur die Emissionen zugeordnet, die ein direkter Einsatz fossiler Energieträger verursacht (BMVBS, 2007). Dies bedeutet im vorliegenden Kontext, dass insbesondere die verbrauchte Elektrizität zum Antrieb der Wärmepumpen dem Energiesektor (Elektrizitätssystem) zugerechnet wird. Ebenso wird die durch die Erzeugung der Elektrizität in KWK-Prozessen im Wärmesystem der Wohngebäude verursachten Emissionen diesem System zugerechnet. Diese Annahme wird auch dadurch gestützt, dass das Wärmesystem der Wohngebäude seinerseits auch einen Bedarf an Elektrizität aufweist, zu dessen teilweiser Deckung die KWK-Elektrizität gänzlich verwendet werden könnte. Die Sektorallokation des Primärenergieeinsatzes erfolgt ebenso nach dem Quellenprinzip.

Zudem wird bei der Aufteilung der Koppelprodukte Elektrizität und Wärme bei den KWK-Prozessen nach dem kalorischen Verfahren vorgegangen (vgl. Kapitel 3.2.6).

Schließlich sieht das Regelwerk keine Berücksichtigung des regenerativen Energieertrags in der Bilanzierung der Endenergie Wärme vor (DIN, 2007). Entgegen dieser ergibt sich in der vorliegenden Studie der regenerative Energieertrag jedoch aus der Summe der Umweltwärme sowie aus dem solaren Energieertrag und wird der Endenergie für Wärme wandlungstechnologien zugerechnet. Dies liegt in der Harmonisierung der Bilanzierungsprinzipien und der Vergleichbarkeit mit verwandten Studien begründet (vgl. u.a. Schlesinger et al. (2010), Nitsch et al. (2012), Stengel (2014)).

Des Weiteren bleibt Elektrizität, welche nach EnEV (2013) unter der Voraussetzung der Erzeugung aus Erneuerbaren Energien und des vorrangigen Verbrauchs im unmittelbarem räumlichen Zusammenhang zu dem Gebäude in der Endenergiebilanz des Gebäudes angerechnet wird, im vorliegenden Modellierungsansatz in dieser Bilanz unberücksichtigt. Dies liegt darin begründet, dass die Zubauentscheidung für elektrizitäts-

erzeugende Anlagen, wie von Photovoltaik und Windkraft-Anlagen, modellexogen erfolgt und der Kapazitätszubau nicht adäquat den Wohngebäuden zugeordnet werden kann.

7.11 Diskontierungssatz und Basisjahr

Bei der ökonomischen Bewertung von Investitionsentscheidungen müssen zur Wertangleichung zeitgemäßer und künftiger Ein- und Auszahlungen Zahlungen, welche in der Zukunft auftreten, mit einem Diskontierungssatz abgezinst werden. Zur Findung eines adäquaten Diskontierungssatzes in der Energiesystemmodellierung sind verschiedene Sichtweisen zu unterscheiden. Nach Bruce et al. (1995) existiert die einzelwirtschaftliche Perspektive des individuellen Investors sowie die (gesamt-)gesellschaftliche Perspektive. Aus Sicht des Investors stellt der Diskontierungssatz die Kapitalkosten dar und kann damit als Renditeerwartung bei der Investitionsentscheidung aufgefasst werden. Nach Steinbach et al. (2015) ist der Diskontierungssatz aus einzelwirtschaftlicher Sicht durch die Eigenschaften der Voraussicht, der Opportunitätskosten, des Marktpreises für Kapital und des Risikos gekennzeichnet. Letztgenannte Eigenschaft umfasst politik- und technologiebezogenes sowie landesspezifisches Risiko (vgl. Steinbach et al., 2015). Dagegen wird der Diskontierungssatz aus gesamtgesellschaftlicher Perspektive durch die soziale Rate der Zeitpräferenz zur Gewichtung der generationenübergreifenden Wohlfahrt bestimmt (vgl. Steinbach et al., 2015). Damit ermöglicht es dieser Typ der Abzinsung, den Wert von Politikmaßnahmen und Investitionsprogrammen zu bestimmen (vgl. Politt et al., 2015). Es existieren darüber hinaus auch Modellierungsansätze, in welchen beide Sichtweisen zum Tragen kommen. So beschreibt Duerinck (2012) ein Modell in PRIMES, in dem sektorspezifische Diskontierungsraten zur Abbildung des Verhaltens und der Erwartungen der Akteure implementiert sind.

Für Systemmodelle aus gesamtgesellschaftlicher Sicht existiert keine homogene Ansicht zur Quantifizierung des Diskontierungssatzes, es besteht daher eine erhebliche Bandbreite der verwendeten Zinssätze (vgl.

hierzu Duerinck, 2012). So lässt sich eine Schwankungsbreite für den Zinssatz zwischen ca. 2 % p.a. und ca. 10 % p.a. beobachten⁴². In zum Zeitpunkt der Erstellung der vorliegenden Arbeit aktuellen Studien zur Entwicklung des Energiesystems in Deutschland kann eine Bandbreite von ca. 3,5-7,5 % p.a. abgeleitet werden⁴³. In TIMES-HEAT-POWER ist schließlich ein Diskontierungssatz von 8 % p.a. zu Grunde gelegt, welcher aus Sicht des Autors einen annehmbaren Kompromiss bezüglich der aufgezeigten Schwankungsbreite darstellt. Der vorausgesetzte Diskontierungssatz wird über den gesamten Betrachtungshorizont als konstant angenommen.

Im Modell zur optimalen Konfiguration der Wärmeversorgungssysteme aus einzelwirtschaftlicher Sicht wird dagegen ein Zinssatz von 5 % p.a. implementiert. Es wird beabsichtigt, dass dieser den Marktpreis für Kapital aus Sicht der Haushalte darstellt (vgl. hierzu Steinbach et al., 2015). Der angenommene Zinssatz liegt damit im Korridor individueller Diskontierungssätze aus Haushaltssicht⁴⁴. Wie im obigen Fall wird der Diskontierungssatz über den gesamten Betrachtungshorizont als gleichbleibend angenommen.

In TIMES-HEAT-POWER ist das Jahr 2010 als Basisjahr, auf welches sämtliche Ausgaben diskontiert werden, definiert. Alle ausgewiesenen Preise stellen reale Preise mit dem Preisstand von 2010 dar.

⁴² Vgl. hierzu Duerinck (2012) bzw. Remme (2006) für Energiesystemmodelle in TIMES mit einer Diskontierungsrate i.H.v. 2-4 % p.a. bzw. 4 % p.a. In den Energiesystemmodellen mit multinationalem Fokus von Möst (2006) bzw. Enzensberger (2003), Perlwitz (2007) und Rosen (2007) finden Zinssätze von 6 % p.a. bzw. 10 % p.a. Anwendung. Pollitt et al. (2015) identifizieren einen Zinssatz von 10 % p.a. für Modelle in MARKAL und MESSAGE.

⁴³ In Matthes et al. (2013) wird ein Diskontierungssatz i.H.v. 3,5 % p.a., in Nitsch et al. (2012) von 6 % p.a., in Schlesinger et al. (2010) und Schlesinger et al. (2014) von 7 % p.a. sowie in Kranzl et al. (2012) von 7,5 % p.a. abgeleitet.

⁴⁴ In Steinbach et al. (2015) wird beispielsweise eine Spanne von 3-6 % p.a. gewählt. In Duerinck (2012) findet sich ein Diskontierungssatz i.H.v. 5 % p.a.

8 Einsatz der entwickelten Modelle auf das deutsche Elektrizitätssystem und das Wärmesystem der Wohngebäude

In dem vorliegenden Kapitel werden das Optimiermodell dezentraler Wärmeversorgungssysteme sowie TIMES-HEAT-POWER auf das deutsche Elektrizitätssystem und das Wärmesystem der Wohngebäude mit dem Ziel der Untersuchung des eingangs skizzierten Forschungsbedarfs angewendet. Hierzu wird zunächst im ersten Teilkapitel 8.1 ein Szenariorahmen erstellt und darin ein Basisszenario zur Abbildung einer Referenzentwicklung sowie weitere Szenarien zur Beschreibung alternativer Entwicklungen des betrachteten Energiesystems definiert. In den darauf folgenden Unterkapiteln werden schließlich Ergebnisse aufgezeigt, welche durch den Einsatz der entwickelten Modelle mit den in Kapitel 7 definierten Rahmenannahmen sowie den festgelegten Szenarien erzielt werden. Dabei wird in Unterkapitel 8.2.1 zunächst der Einfluss ausgewählter charakteristischer methodischer Merkmale bzw. Erweiterungen der entwickelten Teilmodelle auf die Modellergebnisse aufgezeigt. In der Folge werden schließlich Ergebnisse mit Relevanz zu dem vorliegenden Forschungskontext der Analyse und Bewertung der Entwicklung des deutschen Elektrizitätssystems und des Wärmesystems der Wohngebäude vorgestellt. Daher werden die Resultate und Folgerungen aus dem Modell zur optimalen Konfiguration von Wärmeversorgungssystemen von Wohngebäuden in Kapitel 8.2.2 sowie aus TIMES-HEAT-POWER in Unterkapitel 8.2.3 präsentiert.

Die Ausführungen in Kapitel 8.2.1.1 sind dabei in weiten Teilen den Inhalten aus Merkel et al. (2015) entnommen. Die Passagen in Kapitel 8.2.1.2 sowie Kapitel 8.2.1.3 sind hingegen an Merkel et al. (2014b) angelehnt.

8.1 Szenariendefinition

Zum systematischen Nachdenken über die Zukunft sowie zur strukturierten Entwicklung und Artikulation der Vorstellungen über diese existiert eine Reihe von Konzepten (Dieckhoff et al., 2014). Eines dieser Konzepte liegt in der Formulierung und Analyse von Szenarien begründet. Mit einem Szenario ist die Information verknüpft, dass ein bestimmter zukünftiger Zustand oder eine zukünftige Entwicklung für möglich oder wahrscheinlich und gegebenenfalls auch gewünscht gehalten wird (Börjeson et al., 2006). Es beschreibt also einen spezifischen Zukunftspfad und repräsentiert einen Möglichkeitsraum, zum Beispiel des zukünftigen Energiesystems, welcher selbst zu groß und hochdimensional ist, um vollständig dargestellt werden zu können (Dieckhoff et al., 2014). Des Weiteren wird nach Mai et al. (2013) unter einem Energieszenario im eigentlichen Sinn eine idealisierte bzw. normative Vision der Entwicklung des Energiesystems unter einer kohärenten und in sich konsistenten Menge von wirtschaftlichen, sozialen und politischen Annahmen verstanden. Szenarien bzw. die Szenariotechnik gestatten es somit, Auswirkungen der Energiesystemgestaltung, welche u.a. von ökonomischer und sozialer Art sind, zu verstehen (Mai et al., 2013).

TIMES-HEAT-POWER stellt ein Partialmodell dar, in welchem die Systemgrenzen das nationale Elektrizitätssystem und das Wärmesystem der Wohngebäude umfassen, nicht jedoch das gesamte Energiesystem oder gar die Volkswirtschaft. Aus diesem Grund wird eine Vielzahl von Parametern, wie Brennstoffpreise oder die elektrische Nachfrage, welche sonst durch Rückkopplungen aus dem Systemgeschehen determiniert werden, exogen vorgegeben (Möst et al., 2009). Um diese Rückkopplungen dennoch adäquat zu erfassen, bietet die Technik der Szenarienbildung die Möglichkeit, diese Parameter zu variieren und damit potentiell eintretende Zukunftsentwicklungen zu antizipieren. Somit kann der Einfluss dieser Parameter auf das untersuchte Partialsystem abgeschätzt werden.

Zum Erhalt von Ergebnissen aus der Modellanwendung der vorliegenden Untersuchung werden diese daher auf Basis einer Referenzentwicklung in Szenarien kontrastiert. Hierbei ist es das Ziel, die wesentlichen Einflussgrößen auf das nationale Elektrizitätssystem und das Wärmesystem der Wohngebäude herauszuarbeiten, welche dann in den Szenarien in ihrer Ausprägung variiert werden. Die Szenarien unterscheiden sich dabei von einem definierten Basisszenario, welches die zu erwartende Referenzentwicklung des Elektrizitätssystems und des Wärmesystems der Wohngebäude skizziert, dadurch dass die Ausprägung eines oder mehrerer die Teilenergiesysteme maßgeblich beeinflussender Merkmale verändert wird.

Grundsätzlich werden bei der Szenarienbildung in dem vorliegenden Kontext zwei unterschiedliche Szenariokategorien verfolgt: Einerseits werden explorative Szenarien oder sogenannte deskriptive bzw. indikative Szenarien definiert, andererseits wird ein Zielszenario, welches auch als preskriptives oder normatives Szenario bezeichnet wird, formuliert (Mai et al., 2013)⁴⁵. In den explorativen Szenarien wird die Entwicklung des deutschen Elektrizitätssystems und des Wärmesystems der Wohngebäude unter wahrscheinlich zu erwartenden Veränderungen der Rahmenbedingungen jedoch ergebnisoffen und unabhängig, ob diese Entwicklung gewünscht ist, identifiziert (Dieckhoff et al., 2014). Dieses Vorgehen bezeichnet Grunwald (2011) daher auch als „Forecasting“. In dem Zielszenario wird hingegen ein normativer Ansatz verfolgt. Hierbei werden gewünschte Zielzustände des Systems definiert und dabei mögliche Entwicklungen identifiziert, mit denen diese von der Gegenwart aus erreicht werden können (Dieckhoff et al., 2014)⁴⁶. Analog wird dieses Vorgehen daher auch „Backcasting“ genannt (Grunwald, 2011). In dem Zielszenario werden also energie- und klimapolitische

⁴⁵ In der Literatur finden sich auch weitergehende Differenzierungen der Szenariokategorien. So erweitern Börjeson et al. (2006) die beschriebene Kategorisierung um prediktive Szenarien, in welchen versucht wird, über Konzepte der Wahrscheinlichkeitstheorie zukünftige Zustände und Entwicklungen vorherzusagen.

⁴⁶ An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass kein vollständiger Systemzustand zu einem bestimmten Zeitpunkt, sondern lediglich der Zustand einer Teilmenge der betrachteten Größen als Ziel festgesetzt wird (vgl. hierzu Dieckhoff et al. (2014)).

Ziele als Randbedingungen der beiden Teilenergiesysteme definiert. Sie finden als Nebenbedingung in das Modell Eingang und müssen daher per definitionem unter der Prämisse der Lösbarkeit des Programms erfüllt werden. In den Modellläufen wird schließlich bestimmt, wie diese Ziele zu erreichen sind, also beispielsweise welche Technologien und Maßnahmen gewählt werden. In der Tabelle 8-1 wird unter Voraussetzung dieser Überlegungen das Basisszenario definiert, welches die Grundlage der Szenarienbetrachtung bildet. Hierbei sind die relevanten Stellgrößen sowie deren Ausprägung auf Basis der numerischen Annahmen in Kapitel 7 aufgezeigt. Das Basisszenario ist dabei insbesondere der Kategorie der explorativen Szenarien zuzuordnen.

Tabelle 8-1: Definition des Basisszenarios REF_A über die Ausprägungen relevanter Modellstellgrößen

Modellstellgröße	Variante	Verweis auf Datenbasis
Brennstoffpreis	Mittlere Entwicklung	Kapitel 7.4
Preis für CO ₂ -Zertifikate	Mittlere Entwicklung	Kapitel 7.6
EE-Ausbau	Mittlere Entwicklung	Kapitel 7.7
Nachfrage nach Elektrizität	Stagnation	Kapitel 7.8.1
Nachfrage nach RW und TWW in Wohngebäuden	Schwacher Rückgang	Kapitel 7.8.2
Technologiefortschritt	Innovation (CCS-Technologie verfügbar, Investitionsdegression von KWK-Technologien und Wärmepumpen i.H.v. 1,5 % p.a.)	Kapitel 7.2.2

Für das untersuchte Szenario der normativen Art werden zusätzliche Restriktionen als Nebenbedingungen des Programms mathematisch formuliert und in den Modellinstanzen von TIMES-HEAT-POWER implementiert. Entsprechend der Tabelle 8-2 betreffen diese den Primärenergiebedarf der Wohngebäude sowie den Anteil der erneuerbaren Energieträger am Endenergieverbrauch der Wärmeversorgung der Wohngebäude und die Entwicklung des Bruttostromverbrauchs. Auf die

Implementierung einer auf den CO₂-Ausstoß abzielenden Restriktion wird dagegen verzichtet, da sich dieses Ziel auf das gesamte Energiesystem in Deutschland bezieht und somit nicht in einer bestimmten Höhe einem oder beiden untersuchten Teilenergiesystemen zuordnen lässt.

Tabelle 8-2: Zusätzliche Restriktionen zu ausgewählten Modellgrößen im Zielszenario

Modellgröße	Variantenbeschreibung
Primärenergie	Minderung des Primärenergiebedarfs von Wohngebäuden um 80 % bis 2050 gegenüber dem Niveau von 2008 auf Basis des gesamten Primärenergiefaktors
EE-Anteil	Mindestanteil der erneuerbaren Energieträger am Bruttoendenergieverbrauch der Wärmeversorgung der Wohngebäude in Höhe von 60 % im Jahr 2050
Bruttostromverbrauch	Minderung des Bruttoverbrauchs an Elektrizität um 25 % bis zum Jahr 2050 gegenüber dem Niveau von 2008

Ausgehend von den identifizierten Haupteinflussgrößen auf das untersuchte Energiesystem werden Szenarien definiert. Diese zeichnen sich dadurch aus, dass sie eine ausgewählte Variante mindestens einer Stellgröße integrieren. Die Szenarienbildung stellt dabei jedoch keine vollständige Enumeration sämtlicher Stellgrößenvariationen dar. Dies ist aus Gründen der Übersichtlichkeit sowie der Handhabbarkeit der Modellrechnungen bei einer solchen auf Grund der Kombinatorik resultierenden großen Anzahl der Szenarien nicht möglich. Jedoch werden die Szenarien derart bestimmt, dass sie in plausibler und schlüssiger Weise die Stellgrößen kombinieren. Hierbei sind auch mögliche semantische Abhängigkeiten der Stellgrößen untereinander berücksichtigt. Die Tabelle 8-4 gibt einen Überblick über den auf diese Weise erhaltenen Szenariorahmen. Die Szenarien werden dabei anhand ihrer vom Basisszenario abweichenden Merkmalsvarianten sowie ihres Namens unterschieden. Weiterhin findet sich in der Tabelle eine Beschreibung des Untersuchungsziels der Szenarien. Somit ergeben sich insgesamt 11 von dem Basisszenario verschiedene explorative Szenarien bei einem normativen Szenario.

Tabelle 8-3: Definition eines Szenariorahmens

Szenario			
Merkmal	Variante	Name	Untersuchungsziel
Brennstoffpreis	Niedrig	REF_B1	Untersuchung des Einflusses einer niedrigen und hohen Brennstoffpreisentwicklung im Elektrizitätssystem und Wärmesystem der Wohngebäude auf das betrachtete Energiesystem.
	Hoch	REF_B2	
CO ₂ -Preis	Niedrig	REF_B1	Untersuchung des Einflusses einer niedrigen und hohen Entwicklung des Preises von CO ₂ -Zertifikaten auf das Energiesystem.
	Hoch	REF_B2	
EE-Ausbau	Hoch	REF_E	Untersuchung des Einflusses eines erhöhten EE-Ausbaus auf das Energiesystem.
Nachfrage nach RW und TWW	Mäßiger Rückgang	REF_N1	Untersuchung des Einflusses eines mäßigen und starken Rückgangs der Nachfrage nach RW und TWW auf das Energiesystem.
		REF_N3	
	Starker Rückgang	REF_N2	
		ZIEL	
Nachfrage nach Elektrizität	Rückgang	REF_N3	Untersuchung des Einflusses eines Rückgangs der Nachfrage nach Elektrizität auf das Energiesystem.
		REF_N4	
		ZIEL	
Technologischer Fortschritt	CCS nicht verfügbar	REF_T4	Untersuchung des Einflusses des Maßes des technologischen Fortschritts auf das Energiesystem.
	Konst. Inv. KWK	REF_T1	
		REF_T3	
		REF_T4	
	Konst. Inv. WP	REF_T2	
		REF_T3	
REF_T4			
PE-Minderung/EE-Anteil	Exogen vorgegeben	ZIEL	Untersuchung der Erreichung der PE- und EE-Ziele auf das Energiesystem.

8.2 Ergebnisse der Modellrechnungen

8.2.1 Einfluss methodischer Erweiterungen auf die Modellergebnisse

In diesem Abschnitt wird der Einfluss ausgewählter charakteristischer methodischer Merkmale des Optimiermodells dezentraler Wärmeversorgungssysteme und von TIMES-HEAT-POWER auf deren Ergebnisse aufgezeigt.

8.2.1.1 Einfluss der Größendegression im Optimiermodell dezentraler Wärmeversorgungssysteme auf die Jahresgesamtausgaben

Eine distinktive Eigenschaft des Modells zur optimalen Konfiguration von Wärmeversorgungssystemen von Wohngebäuden liegt in der Berücksichtigung von Größendegressionseffekten bei der Investition der Komponenten des Heizsystems begründet (vgl. Kapitel 6.2.1). Der Einfluss, welchen diese Eigenschaft auf die Ergebnisse hat, wird in diesem Abschnitt herausgestellt. Die Abbildung 8-1 vergleicht die gesamten jährlichen Ausgaben für ausgewählte Wohngebäude und Wärmeversorgungstechnologien unter der Annahme von konstanter und degressiver spezifischer Investition der verbrennungsmotorischen mikro-KWK-Anlage. Für die konstante spezifische Investition wird dabei ein Wert von 5.000 €/kW_{el} angenommen. Dabei zeigt sich, dass bei allen betrachteten Kombinationen aus Gebäude und Anlagentechnik die jährlichen Gesamtausgaben systematisch unterschätzt werden. Im Extremfall sind die gesamten jährlichen Ausgaben um ca. 17 % geringer als im gleichwertigen Fall mit degressiver spezifischer Investition. Es kann daher gefolgert werden, dass die Berücksichtigung der Konkavität in der Investitionsfunktion einen bedeutenden Einfluss auf die Errechnung der Ausgaben hat und dass diese unter Einbezug von konstanter spezifischer Investition signifikant verzerrt werden können. Es sei darüber hinaus darauf hingewiesen, dass im vorliegenden Anwendungsfall nur ein relativ geringer Leistungsbereich betrachtet wird. Im Falle größerer KWK-Einheiten, z.B. im Kontext von Nah- und Fernwärmenetzen, wären die

Abweichungen und damit der Einfluss der Berücksichtigung der Größendegression entsprechend größer anzunehmen.

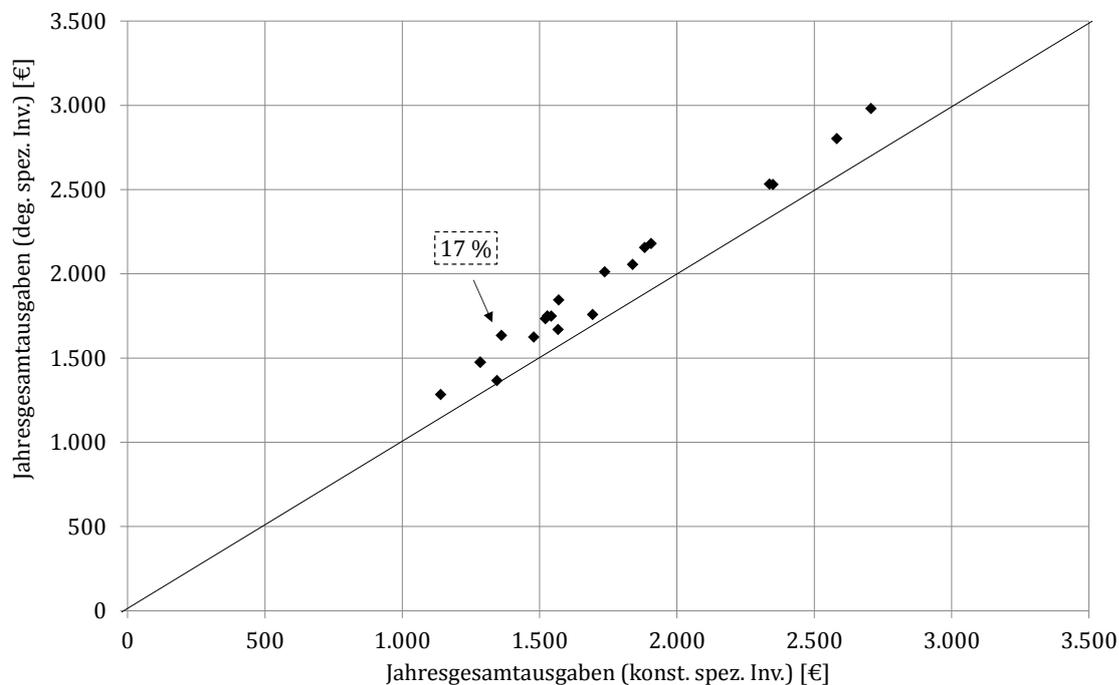


Abbildung 8-1: Vergleich der gesamten jährlichen Ausgaben unter Annahme von konstanter und degressiver spezifischer Investition der mikro-KWK-Anlage (in Anlehnung an Merkel et al. (2015))

8.2.1.2 Einfluss der methodischen Erweiterung auf die Kapazitätsplanung in TIMES-HEAT-POWER

Die Abbildung 8-2 stellt die Zusammensetzung der installierten thermischen Kapazität aus den einzelnen Technologien für zwei beispielhafte Nachfrageklassen, einem Einfamilienhaus und einem kleinen Mehrfamilienhaus, welche durch einen Wechsel der Heizanlagentechnik im Jahr 2025 gekennzeichnet sind, für die Standard- und die detaillierte Kapazitätsplanung dar. Zusätzlich werden auch deren Anteile an der gesamten thermischen Erzeugung ausgewiesen. Die diesen Ergebnissen zu Grunde liegenden Annahmen sind in Kapitel 7 ausgewiesen. Für die detaillierte Kapazitätsplanung bestehen zwei Wechselzeitpunkte der Heizanlagentechnik im Jahr 2025 und 2045.

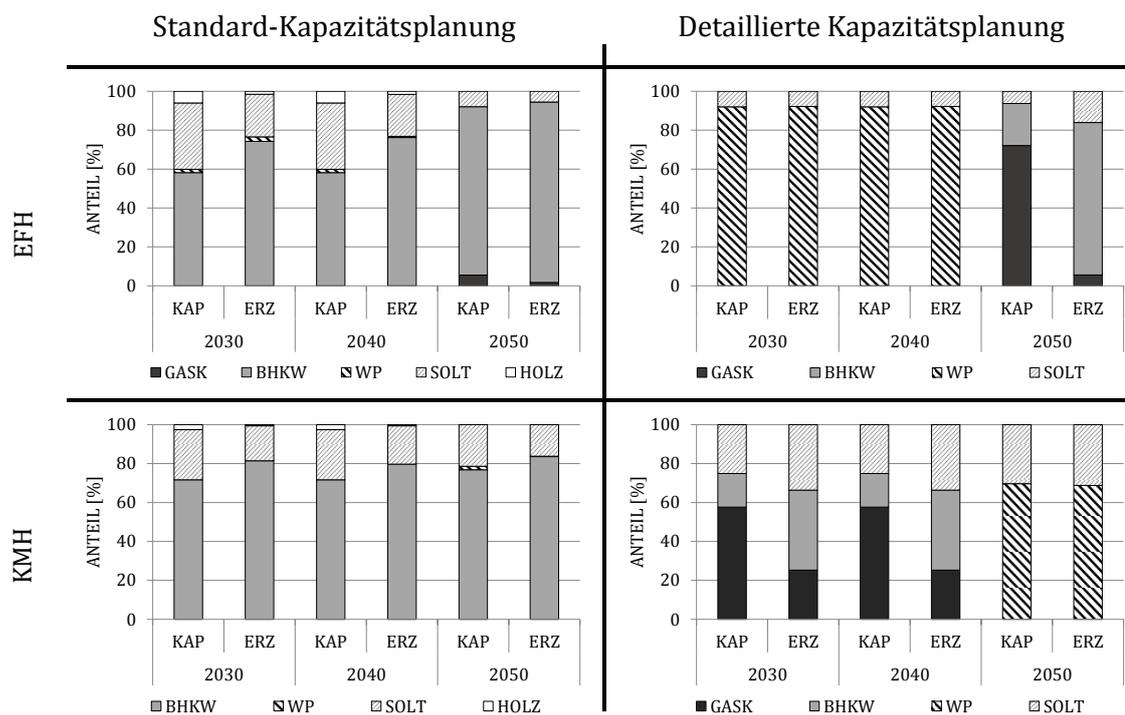


Abbildung 8-2: Vergleich der Ergebnisse der Standard- (links) und detaillierten Kapazitätsplanung (rechts) nach Kapazität und Erzeugung für ein beispielhaftes EFH und KMH (in Anlehnung an Merkel et al. (2014b))

Für das EFH wird bei der Standard-Kapazitätsplanung offenkundig, dass das BHKW den größten Anteil am Technologiemark in allen Modelljahren hat. Demgegenüber haben die Wärmepumpen und Holzofen nur einen geringen Anteil an der Kapazität und Erzeugung in den Jahren 2025 bis 2045 sowie die Gaskessel im Jahr 2050. Die Koexistenz einer Wärmepumpe, eines Holzofens sowie einer solarthermischen und mikro-KWK-Anlage wie auch deren Kapazitätsverhältnisse erweisen sich für eine in sich homogene Nachfrageklasse als unrealistisch. In der detaillierten Kapazitätsplanung (rechte Seite in Abbildung 8-2) hingegen bildet eine Zusammensetzung aus Wärmepumpen, solarthermischen Anlagen zwischen 2025 und 2045 sowie mikro-KWK-Anlagen, Gaskessel und solarthermischen Anlagen im Jahr 2050 den optimalen Technologiemark. Deren Kapazitäten stehen in einem realistischen Verhältnis. Ebenso zeichnet sich die mikro-KWK-Technologie für einen hohen Anteil an der Wärmeerzeugung verantwortlich, was eine große Volllaststundenzahl

mit sich bringt, wie es in realen Wärmeversorgungssystemen angestrebt wird. Bei dem kleinen Mehrfamilienhaus kann ebenfalls die unkonventionelle Koexistenz der Technologien bei der Standard-Kapazitätsplanung beobachtet werden, indem ein BHKW und eine solarthermische Anlage sowie ein Holzofen den Technologiemix in den Jahren 2025 bis 2045 begründen, wobei letzterer durch Wärmepumpen im Jahr 2050 ausgetauscht wird. Wie bei dem EFH weist die KWK-Anlage eine vergleichsweise geringe Volllaststundenanzahl auf. Diesem Ergebnis steht das Wärmeversorgungssystem der detaillierten Kapazitätsplanung gegenüber, welches aus einer mikro-KWK-Anlage, einem Gaskessel und einer solarthermischen Anlage in den Jahren von 2025 bis 2045 besteht und realistische Anteile der einzelnen Technologien an der installierten Kapazität und Wärmeerzeugung aufweist. Von 2050 an wird schließlich in der Optimierung eine Kombination aus Wärmepumpe und solarthermischer Anlage gewählt.

Die Abbildung 8-3 stellt die Standard- und detaillierte Kapazitätsplanung in den Kontext des Wärmesystems des deutschen Wohngebäudebestands, indem es die Entwicklung der thermischen Kapazität bis 2050 bezogen auf das Kapazitätsniveau der detaillierten Kapazitätsplanung für einen ausgewählten Modelllauf entsprechend den Rahmenannahmen nach Kapitel 7 skizziert.

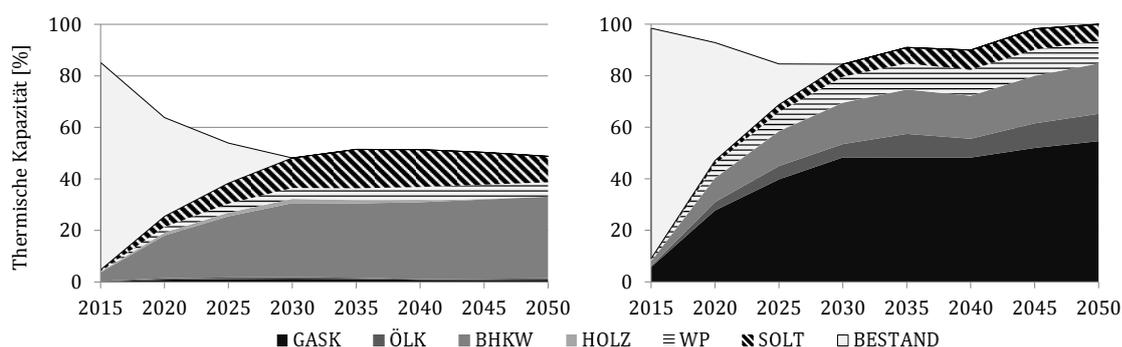


Abbildung 8-3: Entwicklung des Wärmesystems des deutschen Wohngebäudebestands für die Standard- (links) und detaillierte (rechts) Kapazitätsplanung für einen beispielhaften Modelllauf (in Anlehnung an Merkel et al. (2014b))

Ausgehend von einem derzeit vorherrschenden Technologiebestand, welcher bis 2030 aus dem System ausscheidet, werden verschiedene

Wärmeversorgungstechnologien über die Zeit installiert. In beiden Fällen machen Wärmepumpen und solarthermische Anlagen über die Zeit einen gewichtigen Anteil aus. Für die Kapazitätsplanung auf Basis der linearen Programmierung spielen BHKW eine bedeutende Rolle bei der Wärme- und Elektrizitätsversorgung. Diese Technologie hat auch bei der Auslegungsplanung auf Grundlage der gemischt-ganzzahligen Optimierung einen signifikanten Anteil. Jedoch kann in dem zweiten Fall festgestellt werden, dass für die BHKW eine beträchtliche Kapazität an (Spitzenlast-)Kesseln zur Absicherung bereit steht. Auf der anderen Seite werden im Fall der linearen Programmierung BHKW unabhängig von dem Wärmeversorgungssystem gewählt, in welchem es sich in der Realität vorfindet. Ebenso werden solarthermische Anlagen, welche als Sekundärheiztechnologien fungieren, im Fall der linearen Programmierung frei gewählt, während deren Kapazitätsentwicklung an die Entwicklung der primären Heiztechnologien im Fall der gemischt-ganzzahligen Programmierung geknüpft ist. Des Weiteren werden bei der Standard-Kapazitätsplanung Technologien mit äußerst geringer Kapazität gewählt (Gas- und Ölkessel sowie Wärmepumpen, vgl. Abbildung 8-3). Dies spiegelt deren Eigenschaft als Spitzenlastkapazitäten, sogenannte super peaker, im Gesamtwärmesystem wider. Im Ergebnis kann gefolgert werden, dass in der Standard-Kapazitätsplanung die gesamte installierte Kapazität geringer als bei der detaillierten Kapazitätsplanung ist. Dies liegt darin begründet, dass bei der Auslegung der KWK-Anlagen auf Basis der gemischt-ganzzahligen Programmierung mehr Kapazität benötigt werden kann, da entsprechend der Auslegung die sekundären Heizungstechnologien unter Umständen die Gebäudeauslegungsleistung bzw. die benötigte Leistung der Nachfrageklasse vollständig decken können und gleichzeitig KWK-Technologien zusätzliche Kapazität zur Verfügung stellen. Auf der Gegenseite summieren sich bei der Standard-Kapazitätsplanung die thermischen Kapazitäten der individuellen Technologien exakt zu der benötigten Gebäudeauslegungsleistung auf, was zu einer geringeren gesamt installierten thermischen Kapazität führt.

8.2.1.3 Einfluss der methodische Erweiterung auf die Rechenzeit in TIMES-HEAT-POWER

Die Tabelle 8-4 weist die Rechenzeit der Standard- und detaillierten Kapazitätsplanung auf der Grundlage von 10 ausgewählten Modellläufen aus. Diese unterscheiden sich in ihren Annahmen zu u.a. den Brennstoff- und CO₂-Zertifikatspreisen sowie Investitionen der Wärmeversor- gungstechnologien entsprechend den Voraussetzungen in Kapitel 7.

Tabelle 8-4: Vergleich der Rechenzeit der Standard- und detaillierten Kapazitäts- planung auf der Basis von 10 ausgewählten Modellläufen⁴⁷ (in Anlehnung an Merkel et al. (2014b))

Standard Kapazitätsplanung (LP)	Detaillierte Kapazitätsplanung (MIP)		
	Min.	∅	Max.
100	8,2	41,9	131,8

Es ist zu erkennen, dass der Ansatz basierend auf der gemischt-ganzzah- ligen Programmierung den alternativen Ansatz, welcher auf der linea- ren Programmierung beruht, in Bezug auf die Lösungszeit übertrifft. Da- bei ist die Rechenzeit im Mittel um ca. 58,1 % verkürzt. Dies stellt in An- betracht der Problemklasse, welche im Fall der gemischt-ganzzahligen Programmierung einen Mehraufwand der Ressourcen impliziert, ein unerwartetes Ergebnis dar und könnte dadurch erklärt werden, dass im Fall der Standard-Kapazitätsplanung die Anzahl der Technologiekombi- nationen beträchtlich höher liegt und dies im Lösungsalgorithmus eine größere Zahl an Iterationen bedingt.

⁴⁷ Hierbei werden die Rechenzeiten der Läufe für die detaillierte Kapazitätsplanung und für die Standard-Kapazitätsplanung in das Verhältnis gesetzt und auf den Wert 100 für die Stan- dard-Kapazitätsplanung normiert.

8.2.2 Ergebnisse des Optimiermodells dezentraler Wärmeversorgungssysteme

8.2.2.1 Auslegung der Wärmeversorgungssysteme

Das Optimiermodell dezentraler Wärmeversorgungssysteme ermöglicht gleichermaßen eine Kapazitäts- und Einsatzplanung der im dezentralen Wärmesystem betrachteten Technologien für die Wohngebäude verschiedener Leistungsklassen. Durch den Modellierungsansatz wird dabei insbesondere eine geeignete Auslegung der Anlagenkomponenten durchgeführt. Die für die Anbindung an TIMES-HEAT-POWER relevanten Ergebnisgrößen stellen somit die Kapazitäten der Technologien dar (vgl. Kapitel 6.4). Vor allen Dingen für Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen, welche aus bis zu drei Individualtechnologien und einem Wärmespeicher bestehen, erweist sich das gewählte Vorgehen dabei als komplexe Planungsaufgabe. Als wesentliches Ergebnis der Modellrechnungen weist daher die Tabelle 8-5 für KWK-Systeme mit verbrennungsmotorischen BHKW die ermittelten Kapazitäten der Heiztechnologien und Wärmespeicher aus, welche sich bei der Auslegung mit dem Optimiermodell dezentraler Wärmeversorgungssysteme unter den Annahmen aus Kapitel 7 für das Bezugsjahr 2030 ergeben.

Tabelle 8-5: Kapazitäten der Heiztechnologien und Wärmespeicher der Systeme mit verbrennungsmotorischem BHKW

LK	SYSTEM 05			SYSTEM 06			
	BHKW	GASK	WSP	BHKW	GASK	SOLT	WSP
	kW_{el}	kW_{th}	l	kW_{el}	kW_{th}	m^2	l
1	0,00	7,98	1.085,6	0,00	8,25	1,73	1.000,0
2	0,48	11,38	1.641,7	0,45	11,33	7,93	1.634,5
3	1,64	16,00	2.359,6	1,49	15,93	36,26	2.299,4
4	6,23	22,39	5.746,4	6,23	22,39	0,00	5.746,4
5	11,60	31,50	8.892,3	11,60	31,50	0,00	8.892,3

Die Tabelle 8-5 zeigt, dass für den kleinen Leistungsbereich der Leistungsklasse 1 die untersuchte KWK-Technologie keine Relevanz besitzt, so dass deren Kapazität den Wert 0 nicht überschreitet. Für alle anderen größeren Leistungsbereiche wird ein verbrennungsmotorisches BHKW jedoch stets gewählt. Weiterhin nimmt die installierte elektrische Kapazität mit steigender Leistungsklasse zu und beträgt für ein Gebäude der größten Leistungsklasse ca. 11,6 kW_{el}. Gleichwohl nimmt auch die installierte thermische Leistung des unterstützenden Gaskessels auf Grund der ansteigenden erforderlichen thermischen Gebäudeausleistungsleistung mit der Leistungsklasse kontinuierlich zu. Diese Beobachtung trifft ebenso auf den Wärmespeicher zu, dessen Volumen ausgehend von einem Speicherinhalt von ca. 1.000,0 l für ein Wohngebäude der kleinsten thermischen Leistungsklasse für ein Gebäude der größten Leistungsklasse auf bis zu ca. 8.892,3 l ansteigt. Für ein Wärmeversorgungssystem auf Basis eines verbrennungsmotorischen BHKW und einer solarthermischen Anlage kann hingegen abgeleitet werden, dass für den kleineren und mittleren Leistungsbereich die Solarthermie eine relevante Technologie repräsentiert mit einer Kollektorfläche zwischen ca. 1,73 m² und ca. 36,3 m² für Gebäude der ersten drei Leistungsklassen. In diesem Leistungsbereich kommt es auch zur Koexistenz aller drei Erzeugungstechnologien und des Wärmespeichers. Hingegen ist eine solarthermische Anlage kein Bestandteil des optimierten Systems im Leistungsbereich der vierten und fünften Klasse. Gleichwohl ist erkennbar, dass durch die Auswahl einer solarthermischen Anlage Kapazität der anderen Technologien substituiert wird. So ergibt sich für die ersten drei Leistungsbereiche eine verringerte Leistung bzw. ein verringertes Volumen der Systemkomponenten.

Weiterhin weist die Tabelle 8-6 für KWK-Systeme auf Basis von Stirlingmaschinen die Kapazitäten der Heiztechnologien und Wärmespeicher aus, wie sie bei der Auslegung mit dem Optimiermodell dezentraler Wärmeversorgungssysteme unter Berücksichtigung eines hohen Maßes an Detail in Bezug auf technische und wirtschaftliche Eigenschaften der Anlagen für das Bezugsjahr 2030 bestimmt werden.

Tabelle 8-6: Kapazitäten der Heiztechnologien und Wärmespeicher der Systeme mit Stirlingmaschine

LK	SYSTEM 11			SYSTEM 12			
	STIR	GASK	WSP	STIR	GASK	SOLT	WSP
	kW_{el}	kW_{th}	l	kW_{el}	kW_{th}	m^2	l
1	0,02	7,87	1.085,6	0,00	8,25	1,73	1.000,0
2	0,44	10,86	1.500,0	0,00	12,74	17,68	1.500,0
3	3,42	3,00	2.361,1	3,42	3,00	0,00	2.361,1
4	7,55	0,00	5.929,5	7,55	0,00	0,00	5.929,5
5	12,10	0,00	8.892,3	12,10	0,00	0,00	8.892,3

Analog zu den Versorgungssystemen mit motorischem BHKW kann abgeleitet werden, dass die installierte Kapazität der Stirlingmaschinen mit zunehmender Leistungsklasse auf bis zu ca. 12,1 kW_{el} anwächst. Im Gegensatz zu der erstgenannten alternativen KWK-Technologie ist es durch Stirlingmaschinen jedoch möglich, die thermische Kapazität von Gaskesseln für Gebäude der vierten und fünften Leistungsklasse vollständig zu ersetzen. Dies lässt sich auf die geringe Stromkennzahl von Stirlingmaschinen mit einhergehender verhältnismäßig großer thermischer Ausbringung zurückführen, welche zur Deckung der thermischen Last in Verbindung mit einem Wärmespeicher vollständig ausreicht. Im Ergebnis beträgt daher die thermische Kapazität des Spitzenlastkessels maximal ca. 12,7 kW_{th} für ein Gebäude der zweiten Leistungsklasse der Wärmenachfrage sowie mit solarthermischer Unterstützung. Dies stellt einen deutlichen Kontrast zu der entsprechenden Maximalkapazität des Spitzenlastkessels im System mit verbrennungsmotorischem BHKW in Höhe von ca. 31,5 kW_{th} dar. Weiterhin wird erkennbar, dass Stirlingmaschinen nicht mit solarthermischen Anlagen koexistieren. Stattdessen werden für Gebäude der ersten beiden Leistungsklassen solarthermische Anlagen unter Vermeidung von Stirlingmaschinen verbaut. Deren

Kollektorfläche beläuft sich auf ca. 1,73 m² bzw. ca. 17,68 m² für Wohngebäude der ersten bzw. zweiten thermischen Leistungsklasse. Ähnlich den verbrennungsmotorischen BHKW verliert die Solarthermie jedoch ihre Relevanz beginnend mit der dritten Leistungsklasse, weswegen die Anlagendimensionierung der KWK-Systeme auf Basis einer Stirlingmaschine mit und ohne solarthermischer Anlage für Gebäude der Leistungsklassen drei bis fünf zusammenfällt. Die Ergebnisse für das Volumen der Wärmespeicher stehen überdies in starker Überdeckung mit den Resultaten für motorische BHKW und reichen von einer Auslegung von ca. 1.000,0 l für Gebäude der geringsten Verbrauchsklasse bis zu ca. 8.892,3 l für jene der größten Verbrauchsklasse.

Abschließend gibt die Tabelle 8-7 für die verbleibende Klasse der KWK-Systeme, den Brennstoffzellen-Heizgeräten, die Kapazitäten der Heiztechnologien und Wärmespeicher aus, welche bei der Auslegung mit dem Optimiermodell dezentraler Wärmeversorgungssysteme für das Bezugsjahr 2030 determiniert werden.

Tabelle 8-7: Kapazitäten der Heiztechnologien und Wärmespeicher der Systeme mit Brennstoffzellen-Heizgerät

LK	SYSTEM 15			SYSTEM 16			
	BREN	GASK	WSP	BREN	GASK	SOLT	WSP
	kW _{el}	kW _{th}	l	kW _{el}	kW _{th}	m ²	l
1	0,28	7,52	1.085,6	0,28	7,52	0,00	1.085,6
2	0,79	11,40	1.599,0	0,77	11,24	4,71	1.601,6
3	2,00	17,17	2.248,2	2,19	16,21	23,93	2.153,7
4	6,76	27,14	5.618,9	6,76	27,14	0,00	5.618,9
5	11,53	42,66	8.500,0	11,41	40,97	37,86	8.599,5

Auch für diese KWK-Technologie können Rückschlüsse auf die Kapazitätsplanung gezogen werden. So sind Brennstoffzellen-Heizgeräte Teil

eines jeden Systems mit einer Kapazität größer 0. Die installierte elektrische Kapazität steigt dabei mit zunehmender Leistungsklasse an und beläuft sich auf bis zu ca. 11,5 kW_{el} für die größte Leistungsklasse. Ebenso ist eine Unterstützung durch einen Gaskessel vonnöten, weswegen ein Gaskessel stets Teil des optimierten Systems ist. Dessen thermische Kapazität liegt im Bereich zwischen ca. 7,52 kW_{th} und ca. 42,7 kW_{th} für Systeme ohne solarthermische Zusatzheizung und damit im Vergleich zu den anderen KWK-Technologien am höchsten. Dieser Umstand ist der hohen Stromkennzahl von Brennstoffzellen-Heizgeräten geschuldet, wodurch im Vergleich zur Elektrizitätsproduktion verhältnismäßig wenig Wärme entsteht (vgl. Kapitel 7.2.2). Für ein Versorgungssystem mit zusätzlicher Möglichkeit der Solarthermie wird festgestellt, dass beginnend mit der zweiten und mit Ausnahme der vierten Leistungsklasse eine solarthermische Anlage Teil des optimierten Systems ist. Dadurch kommt es zu einer geringeren Dimensionierung mindestens zweier anderer Systemkomponenten. Für die betrachtete KWK-Technologie stellt die Solarthermie also eine nach ökonomischen Gesichtspunkten besonders vorteilhafte Technologie mit Anwendung auch im größeren thermischen Leistungsbereich dar. Die Kollektorfläche wird dabei zu ca. 4,71 m² und ca. 23,9 m² bzw. ca. 37,9 m² für Wohngebäude der zweiten und dritten bzw. fünften Klasse der Wärmenachfrage errechnet. Der Verzicht auf die solarthermische Anlage in einem Wohngebäude der vierten thermischen Leistungsklasse lässt sich dadurch begründen, dass das Verhältnis aus elektrischer und thermischer Nachfrage für Gebäude dieser Leistungsklasse der Stromkennzahl der definierten KWK-Anlage mit Brennstoffzellentechnologie im Vergleich zu den Gebäudeobjekten der anderen Leistungsklassen am nächsten gelegen ist⁴⁸. Dies bietet demzufolge besonders opportune Bedingungen für die Brennstoffzellentechnologie, weswegen diese neben einem Gaskessel die einzige wärmeerzeugende Technologie im Versorgungssystem eines Gebäudes der vierten thermischen Leistungsklasse bildet. Die

⁴⁸ Das Verhältnis lässt sich aus der jährlichen Nachfrage nach Elektrizität und Wärme der Gebäude nach Kapitel 4.6.3 bzw. Kapitel 7.3 bestimmen und beläuft sich auf ca. 0,45 für die Leistungsklasse vier, wohingegen es bei den anderen Leistungsklassen bei ca. 0,12 (LK 1), ca. 0,18 (LK 2), ca. 0,20 (LK 3) sowie ca. 0,40 (LK 5) liegt.

Auslegung des Wärmespeichers ist mit einer Bandbreite von ca. 1.085,7 l bis ca. 8599,5 l den vorherig angeführten KWK-Technologien sehr ähnlich. Somit kann eine fast vorhandene Invarianz der Speichergröße bezüglich der zu Grunde liegenden KWK-Technologie festgestellt werden.

Für die optimale Auslegung der ungekoppelten Wärmeversorgungssysteme und damit eine vollständige Ergebnisübersicht über die Auslegung sämtlicher nach Kapitel 4.6.7 definierter Wärmeversorgungssysteme mit Hilfe des entwickelten Optimieransatzes sei auf Tabelle 10-4 im Anhang verwiesen.

8.2.2.2 Ergebnisse zur Wirtschaftlichkeit

Die übergeordnete Zielsetzung des Optimiermodells dezentraler Wärmeversorgungssysteme stellt die Minimierung der gesamten jährlichen Ausgaben dar, die für die Erfüllung der Nachfrage nach Elektrizität und Wärme eines Wohngebäudes entstehen (vgl. Kapitel 6.2). Demzufolge repräsentiert der Zielfunktionswert des Modelllaufs zu jeder Kombination aus Wärmeversorgungsoption und Typgebäude eine wesentliche charakterisierende Kenngröße des untersuchten Systems. Daher ist in der Abbildung 8-4 der Zielfunktionswert für sämtliche Anlagen der ungekoppelten Erzeugung sowie deren zugehöriges Versorgungsobjekt beschrieben durch die thermische Leistungsklasse wiedergegeben. Den Modellberechnungen liegen dabei die Annahmen aus Kapitel 7 sowie das Bezugsjahr 2030 zu Grunde. Insbesondere wird von einem moderaten Entwicklungspfad der Brennstoffpreise nach Kapitel 7.4 ausgegangen.

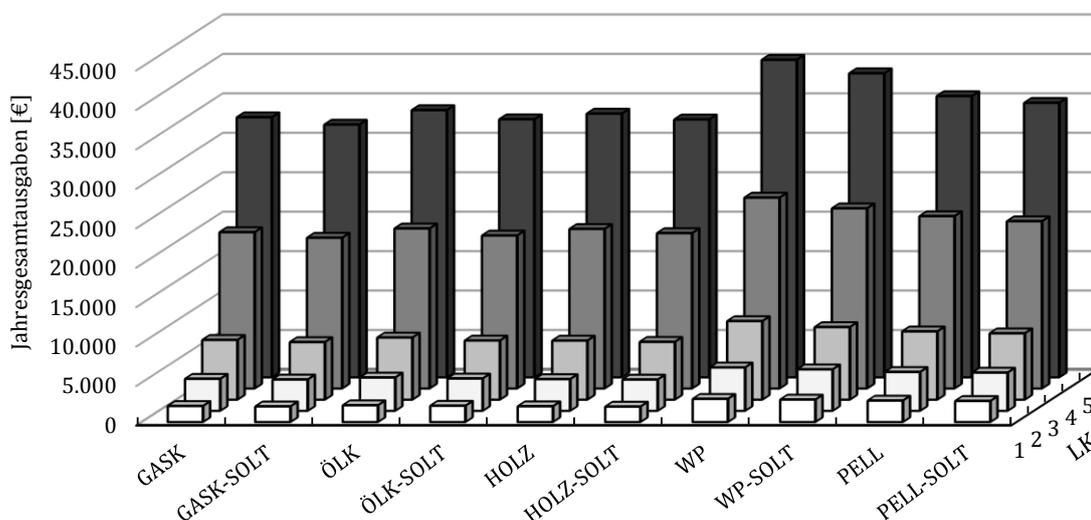


Abbildung 8-4: Jahresgesamtausgaben für die Wärmeversorgungstechnologien der ungekoppelten Erzeugung

Es zeigt sich, dass die Jahresgesamtausgaben von Wärmeversorgungstechnologien auf Basis der fossilen Energieträger Erdgas und Heizöl über die verschiedenen Leistungsklassen am geringsten sind. Für Erdgas-befeuerte Einheiten befinden sich diese zwischen ca. 2.027 €/a (LK 1) und ca. 32.970 €/a (LK 5) sowie für Heizöl-betriebene Systeme zwischen ca. 2.121 €/a (LK 1) und ca. 33.873 €/a (LK 5). Demgegenüber sind die Ausgaben von Wärmepumpen ohne solarthermische Unterstützung am höchsten (40.256 €/a für LK 5). Dies ist in erster Linie der vergleichsweise hohen spezifischen Investition der Wärmepumpentechnologie geschuldet. Holz- sowie Pelletheizungen rangieren dagegen im mittleren Bereich der Jahresgesamtausgaben mit assoziierten Ausgaben zwischen ca. 1.991 €/a (LK 1) und ca. 33.431 €/a (LK 5) für Holzöfen sowie zwischen ca. 2.713 €/a (LK 1) und ca. 35.654 €/a (LK 5) für Pelletheizungen. Zudem wird in konsistenter Weise eine Verringerung der Ausgaben durch die solarthermische Unterstützung in den Systemen über alle Technologien und Leistungsklassen ersichtlich, welche bei einem Wärmepumpen-System der LK 5 bis zu ca. 7,58 % erreicht.

Des Weiteren werden auch die Jahresgesamtausgaben für die analysierten KWK-Systeme in Abbildung 8-5 in Abhängigkeit deren zu versorgender nach Leistungsklasse unterschiedenen Wohngebäude für das Bezugsjahr 2030 dargestellt. Hierbei ist zu beachten, dass in den Ergebnissen eine Degression der Investition entsprechend den Ausführungen in Kapitel 7.2.2 berücksichtigt ist. In dieser Hinsicht stellen die Ergebnisse einen bezüglich der zeitlichen Referenz mittleren Fall dar.

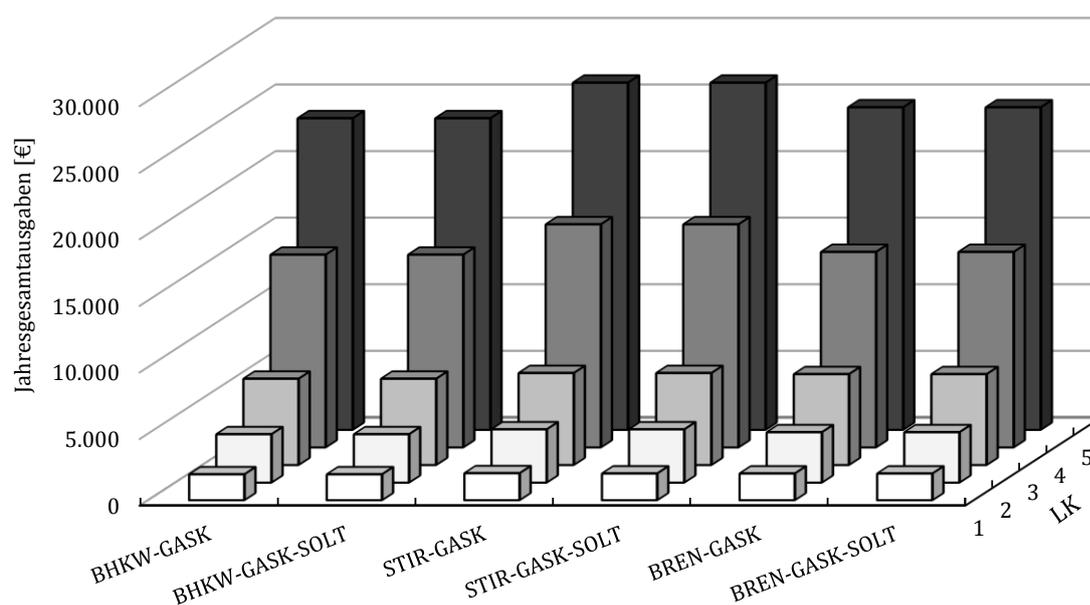


Abbildung 8-5: Jahresgesamtausgaben für die Wärmeversorgungstechnologien der gekoppelten Erzeugung

Den Modellergebnissen zufolge sind die Jahresgesamtausgaben von verbrennungsmotorischen BHKW über die Leistungsklassen hinweg am niedrigsten und betragen zwischen ca. 1.944 €/a (LK 1) und ca. 23.398 €/a (LK 5). Dagegen sind diejenigen der Brennstoffzellen-Heizgeräte sowie der Stirlingmaschinen erhöht mit entsprechenden Jahresgesamtausgaben zwischen ca. 2.005 €/a (LK 1) und ca. 24.219 €/a (LK 5) für Brennstoffzellen-Heizgeräte sowie zwischen ca. 2.026 €/a (LK 1) und ca. 26.067 €/a (LK 5) für Stirlingmaschinen.

8.2.2.3 Ergebnisse zu ökologischen Aspekten

Die Abbildung 8-6 bzw. Abbildung 8-7 weisen die jährlichen direkten Emissionen von CO₂ für die betrachteten Wärmeversorgungssysteme der ungekoppelten bzw. gekoppelten Erzeugung für die Gebäude der fünf Leistungsklassen sowie das Bezugsjahr 2030 aus. Es ist dabei zu beachten, dass hinsichtlich der Bilanzierung des Schadstoffausstoßes gemäß des Quellenprinzips nach Kapitel 7.10 vorgegangen wird. Dies bedeutet insbesondere, dass für aus dem Netz bezogene Elektrizität die Emissionen dem Kraftwerkspark zugeteilt werden, welcher sich außerhalb der Systemgrenzen des Optimiermodells dezentraler Wärmeversorgungssysteme befindet, und somit nicht Bestandteil der aufgestellten Umweltbilanz sind. Gleichwohl werden sämtliche mit der gekoppelten Erzeugung verbundene Emissionen den KWK-Systemen zugeordnet, obgleich die generierte Elektrizität in der Regel nicht gänzlich eigenverbraucht sondern zum Teil in das Netz rückgespeist wird und somit nicht innerhalb der definierten Systemgrenzen verbleibt.

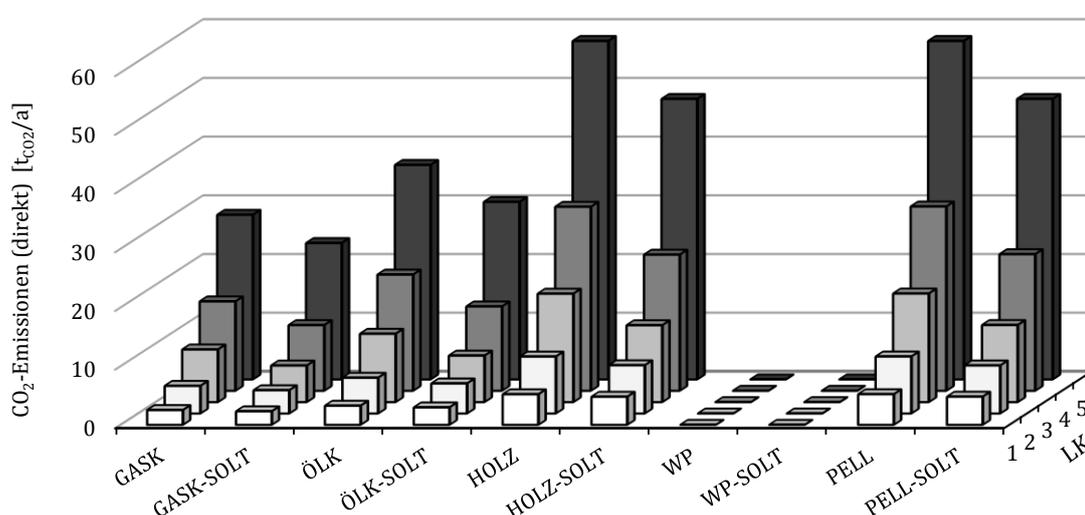


Abbildung 8-6: Jährliche direkte Emissionen von CO₂ für die Wärmeversorgungstechnologien der ungekoppelten Erzeugung

Es ist aus Abbildung 8-6 zu erkennen, dass Wärmeversorgungssysteme auf Basis fester biogener Brennstoffe über alle Leistungsklassen hinweg

den höchsten Ausstoß aufweisen. Dieser beläuft sich für Holz- und Pelletkessel-basierte Systeme auf ca. 5,20 t_{CO2}/a für Wohngebäude der kleinsten und ca. 57,7 t_{CO2}/a für Gebäude der größten Leistungsklasse. Dieser Umstand ist den im Vergleich zu fossilen Brennstoffen erhöhten direkten Emissionsfaktoren von biogenen Energieträgern geschuldet (vgl. Kapitel 7.9). Des Weiteren ist zu erkennen, dass die Versorgungssysteme mit Wärmepumpentechnologie unter der Maßgabe der angenommenen Bilanzierungsprinzipien gänzlich frei von CO₂-Ausstoß sind. Die jährlichen gebäudebezogenen direkten Emissionen von CO₂ rangieren für reine Gaskesselsysteme zwischen ca. 2,51 t_{CO2}/a und ca. 28,1 t_{CO2}/a sowie für Ölkesselsysteme zwischen ca. 3,25 t_{CO2}/a und ca. 36,5 t_{CO2}/a für die entsprechenden Leistungsklassen. Durch die Wahl einer solarthermischen Anlage im Wärmeversorgungssystem wird der Ausstoß von CO₂ system- und leistungsklassenübergreifend verringert. Die Einsparung beläuft sich dabei auf ca. 8,06 % im kleinst- bzw. ca. 32,0 % im größtmöglichen Fall (PELL-SOLT der LK 1 bzw. ÖLK-SOLT der LK 3).

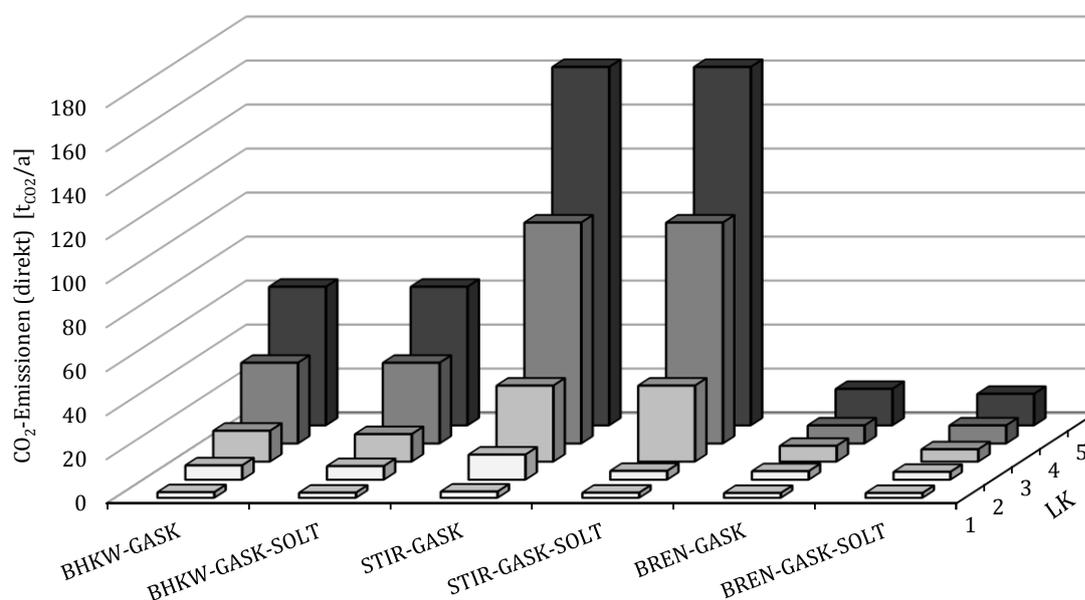


Abbildung 8-7: Jährliche direkte Emissionen von CO₂ für die Wärmeversorgungstechnologien der gekoppelten Erzeugung

Anhand der Abbildung 8-7 wird ersichtlich, dass KWK-Systeme mit Stirlingtechnologie durch den höchsten Ausstoß an CO₂ gekennzeichnet sind. Dieser beträgt zwischen ca. 2,79 t_{CO2}/a für Wohngebäude der geringsten Leistungsklasse und ca. 162,9 t_{CO2}/a für Gebäude der größten Leistungsklasse. Die Emission ist somit im Vergleich zur ungekoppelten Erzeugung deutlich erhöht. Dies liegt neben einer gesteigerten gesamten Energieausbringung durch den KWK-Prozess darin begründet, dass eine Übererfüllung der thermischen Nachfrage entsprechend Kapitel 6.2.5 gestattet ist. Somit ist aus ökonomischer Sicht eine Überproduktion von Wärme zu Gunsten zusätzlich generierter Einnahmen aus der damit verbundenen Elektrizitätserzeugung sinnvoll, wohingegen dieser Sachverhalt aus ökologischer Sicht gemäß den zugrundeliegenden Bilanzierungsgrundsätzen nachteilig ist⁴⁹. Weiterhin kann aus der Abbildung 8-7 abgeleitet werden, dass Brennstoffzellen-Heizgeräte die geringsten Emissionen von CO₂ aufweisen. Dies liegt an dem CO₂-freien Reaktionsprozess der Brennstoffzelle begründet, was sich in einem direkten CO₂-Emissionsfaktor von 0 äußert (vgl. Kapitel 7.9). Der resultierende CO₂-Ausstoß zwischen ca. 2,15 t_{CO2}/a und ca. 14,3 t_{CO2}/a bzw. ca. 16,6 t_{CO2}/a je nach Leistungsklasse für Brennstoffzellen-Heizgeräte mit bzw. ohne solarthermische Unterstützung ergibt sich aus der Zusatzfeuerung durch den dem System zugehörigen Gaskessel. KWK-Systeme mit interner Verbrennung situieren sich hinsichtlich der CO₂-Emissionen dagegen zwischen den beiden vorig angeführten Technologien. So beträgt der direkte Ausstoß der CO₂-Emission zwischen ca. 2,31 t_{CO2}/a bzw. ca. 2,51 t_{CO2}/a und ca. 63,0 t_{CO2}/a je nach Leistungsklasse für Systeme mit bzw. ohne solarthermischer Unterstützung.

In der Abbildung 8-8 ist für die Erzeugungstechnologien der ungekoppelten Erzeugung der jährliche Primärenergieverbrauch auf Basis des nicht-erneuerbaren Primärenergiefaktors dargestellt. Dieser wird weiterhin für die fünf Leistungsklassen der Wohngebäude unterschieden.

⁴⁹ In der vorliegenden Analyse ist nicht berücksichtigt, dass die Elektrizität aus der KWK-Produktion diejenige aus dem Kraftwerkspark verdrängt und somit im Gesamtsystem eine vorteilhafte ökologische Wirkung erzielen kann. Weiterhin könnten auch zusätzliche Senken für die Überproduktion der Wärme berücksichtigt werden, welches der ökologischen Vorteilhaftigkeit ebenso zuträglich wäre.

Als Referenzzeitpunkt fungiert in Übereinstimmung mit den vorigen Ergebnissen das Jahr 2030. Wie im Fall der CO₂-Emission muss bei der Ergebnisinterpretation des Primärenergieverbrauchs beachtet werden, dass nach dem Quellenprinzip gemäß Kapitel 7.10 zu verfahren ist.

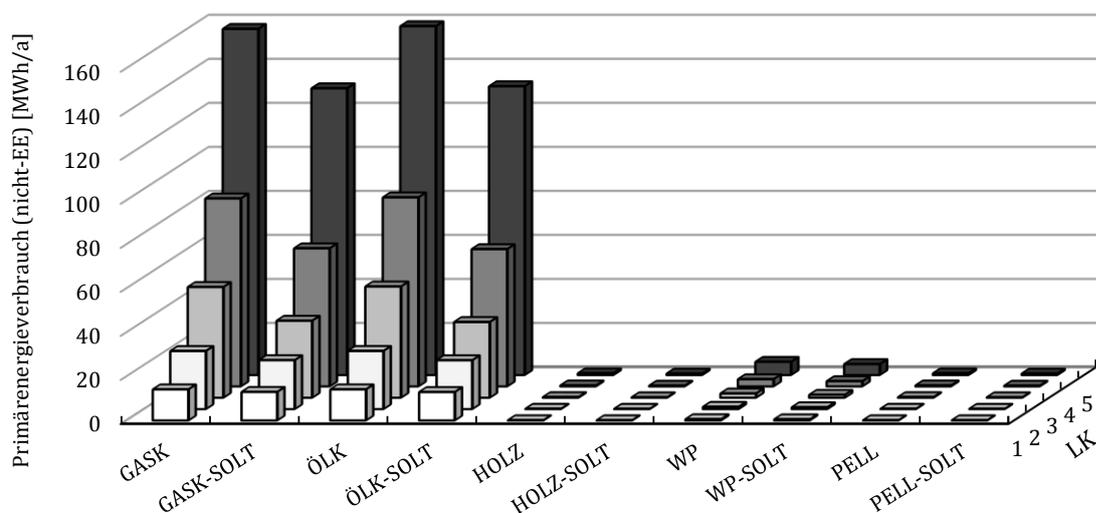


Abbildung 8-8: Jährlicher Primärenergieverbrauch (nicht-EE) für die Wärmeversorgungstechnologien der ungekoppelten Erzeugung

Es wird ersichtlich, dass ein grundlegender Unterschied in der Primärenergieverbrauchshöhe zwischen den Technologien auf Basis von Erdgas und Heizöl sowie den anderen Technologien besteht. Die verbrauchte Primärenergie beläuft sich für reine Gaskesselsysteme auf ca. 14,1 MWh/a für Gebäude der kleinsten Leistungsklasse sowie ca. 157,2 MWh/a für solche der größten Leistungsklasse. Für reine Ölkessel belaufen sich die Primärenergieverbräuche zwischen ca. 14,1 MWh/a und ca. 158,5 MWh/a. Für die Holz- und Pelletkessel liegt der Primärenergieverbrauch dagegen nahe bei 0 über alle Leistungsklassen hinweg. Dies liegt in dem sehr geringen nicht-erneuerbaren Primärenergiefaktor nach Kapitel 7.9 begründet. Für Umweltwärme ist dieser dagegen etwas erhöht, weswegen sich die verbrauchte Primärenergie für Wärmepumpen auf ca. 0,54 MWh/a für die erste Leistungsklasse und ca.

6,00 MWh/a für Gebäude der Leistungsklasse fünf beläuft. Weiterhin kann gefolgert werden, dass der Primärenergieverbrauch durch den Einsatz von solarthermischen Anlagen reduziert werden kann. So errechnet sich die erzielbare Primärenergieeinsparung zu geringstenfalls ca. 8,06 % (Pelletkessel der Leistungsklasse eins) sowie zu höchstensfalls ca. 32,2 % (Wärmepumpensysteme der Leistungsklasse drei).

In der Abbildung 8-9 ist schließlich der jährliche Primärenergieverbrauch auf Basis des nicht-erneuerbaren Primärenergiefaktors für die betrachteten KWK-Technologien mit Bezugsjahr 2030 ausgewiesen.

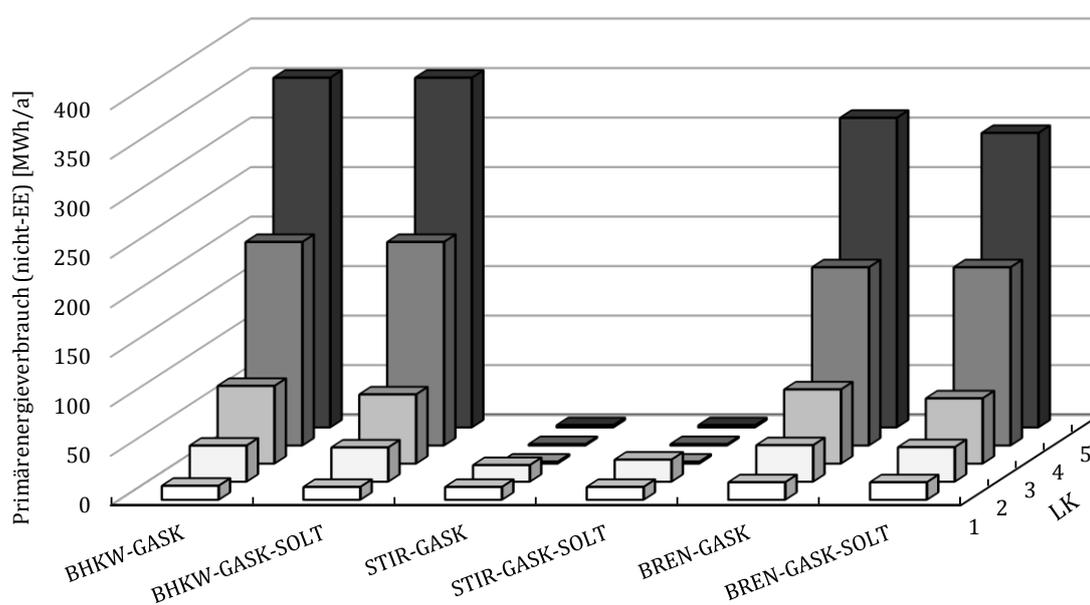


Abbildung 8-9: Jährlicher Primärenergieverbrauch (nicht-EE) für die Wärmeversorgungstechnologien der gekoppelten Erzeugung

Die Analyse zeigt, dass für die ersten beiden Leistungsklassen Brennstoffzellen-Heizgeräte ohne solarthermische Unterstützung den höchsten Primärenergieverbrauch aufweisen (ca. 17,7 MWh/a und ca. 36,8 MWh). Dagegen nehmen verbrennungsmotorische BHKW den höchsten Primärenergieverbrauch für die Leistungsklassen drei bis fünf mit ca. 78,4 MWh/a, ca. 205,5 MWh/a und ca. 353,1 MWh/a an. Mit dem

geringsten Verbrauch über alle Leistungsklassen hinweg sind Stirlingmaschinen gekennzeichnet. Analog den Folgerungen für Wärmeversorgungssysteme der ungekoppelten Erzeugung auf Basis biomasseartiger Brennstoffe weisen die mit Pellets befeuerten Stirlingmaschinen Primärenergieverbräuche zwischen ca. 1,37 MWh/a und ca. 22,2 MWh/a auf (System mit solarthermischer Zusatzheizung der LK 4 und 2).

8.2.2.4 Einsatzplanung der KWK-Systeme

Das Optimiermodell weist eine hohe zeitliche Auflösung von 15 Minuten auf. Daher kann die Fahrweise der Energieumwandlungs- und -speichereinheiten mit großer Granularität dargestellt werden. Die Abbildung 8-10 stellt die Anlagenfahrweise eines Wärmeversorgungssystems bestehend aus einem verbrennungsmotorischen BHKW, einem Gaskessel sowie einem Wärmespeicher für ein Gebäude der zweiten Leistungsklasse für einen Beispielwochenendtag in der Winterjahreszeit dar. Hierbei sind zwei Zeitintervalle des Wärmeverbrauchs erkennbar, da diese gemäß den Voraussetzungen in Kapitel 6.2.5 mit dem Ausspeicherprofil des Wärmespeichers zusammenfallen. Die mKWK-Anlage operiert diskontinuierlich über die Zeit auf Grund der Laständerungen und ist die einzige Wärmeversorgungsoption, die den Wärmespeicher auflädt, um die erste Nachfrageperiode gegen 7 Uhr morgens zu decken. Die nächste Nachfrageperiode wird in der Zeit zwischen 17 Uhr und 22 Uhr abends beobachtet. Hierbei läuft die mKWK-Anlage unter Vollast und wird von dem Gaskessel unterstützt. Die maximale Wärmeleistung des BHKW beläuft sich dabei auf ca. 1,20 kW_{th}, welche entsprechend der Auslegung nach Kapitel 8.2.2.1 determiniert wird. Zwischen 2.30 Uhr und 3.00 Uhr morgens wird die mKWK-Anlage auf Grund der sehr geringen Nachfrage nach Elektrizität abgeschaltet. In diesem Zeitintervall ist dagegen der Bezug aus dem Elektrizitätsversorgungsnetz ökonomisch vorteilhafter. Weiterhin wird deutlich, dass die Nebenbedingung der minimalen Stillstandzeit von 30 Minuten eingehalten wird. Die maximale Leistung des Gaskessels beträgt in der untersuchten Woche ca. 6,92 kW_{th} und erreicht in dem betrachteten Zeitintervall somit nicht den errechneten Auslegungswert in Kapitel 8.2.2.1.

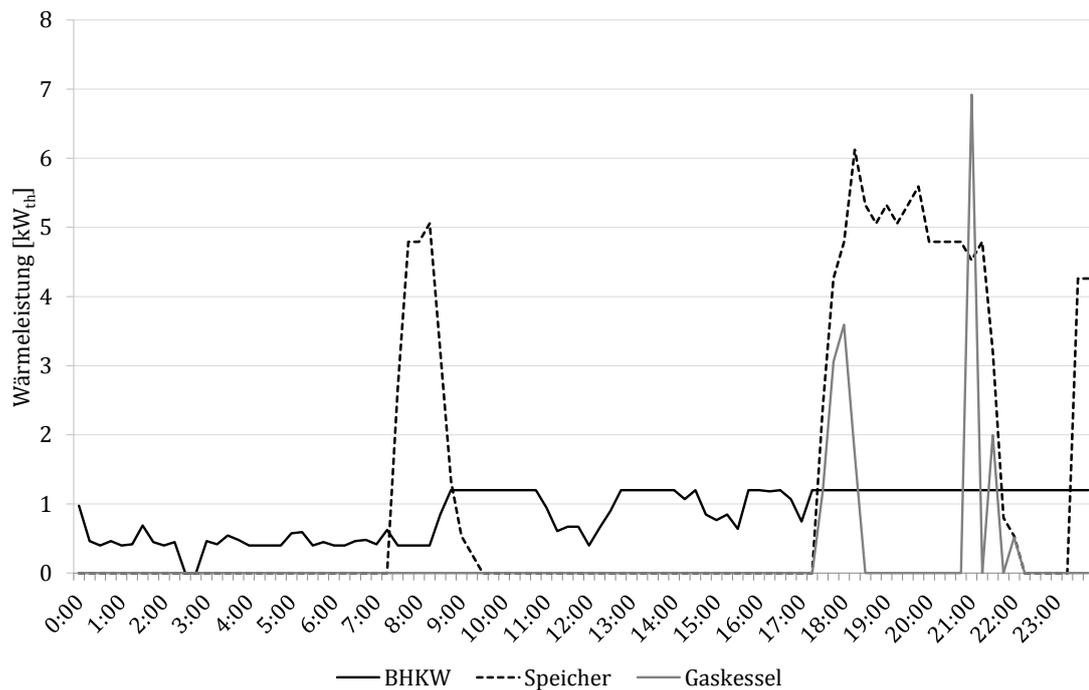


Abbildung 8-10: Einsatzplanung eines motorischen BHKW, Wärmespeichers und Gaskessels für einen Beispielwochenendtag in der Winterjahreszeit für ein Gebäude der LK 2

Ein weiterer Auszug aus einem Optimierlauf des Modells zur Konfiguration von Wärmeversorgungssystemen ist in Abbildung 8-11 für die Einsatzplanung eines motorischen BHKW, eines Wärmespeichers und eines Gaskessels an einem Beispielwochentag in der Übergangsjahreszeit für ein Gebäude der LK 2 ausgewiesen. Hierbei gibt es mehrere Intervalle des thermischen Bedarfs, die im Gegensatz zu denjenigen in Abbildung 8-10 kürzer und häufiger auftreten. In diesem zeitlichen Verlauf ist zu erkennen, dass die mikro-KWK-Anlage kontinuierlich bei einer thermischen Leistung von ca. 1,20 kW_{th} betrieben wird. Der Wärmespeicher wird somit stetig aufgeladen und speichert zu den Nachfragezeiten (zwischen 5.30 und 8.30 Uhr sowie zwischen 15 und 17.30 Uhr und zwischen 20 und 22.30 Uhr) thermische Energie aus. Der Gaskessel wird dabei seiner Eigenschaft als Spitzenlastkapazität gerecht, indem er kurz vor zwei Zeitbereichen der thermischen Nachfrage die mikro-KWK-Anlage unterstützt.

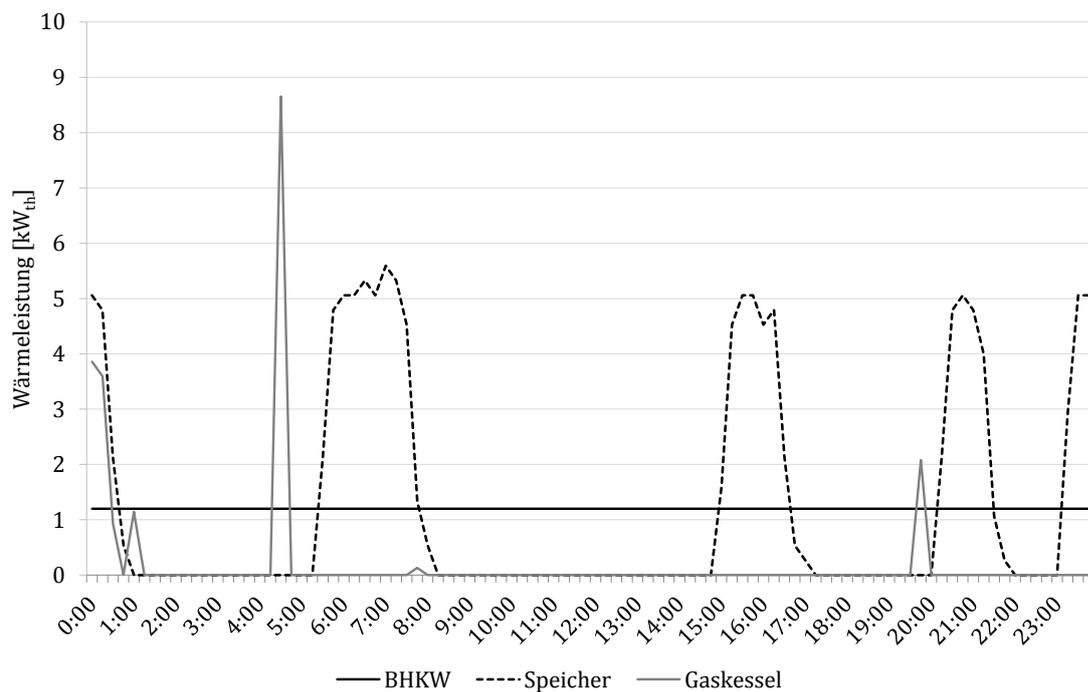


Abbildung 8-11: Einsatzplanung eines motorischen BHKW, Wärmespeichers und Gaskessels für einen Beispielwochentag in der Übergangsjahreszeit für ein Gebäude der LK 2

Die Abbildung 8-12 stellt zusätzlich den optimierten Einsatz eines motorischen BHKW und des Wärmespeichers sowie den Netzbezug für einen Beispielwochentag in der Winterjahreszeit für ein Gebäude der LK 3 dar. Dabei wird bei dem BHKW nach thermischer und elektrischer Ausbringung sowie für die letztgenannte die interne Verwendung von der Netzurückspeisung (extern) unterschieden. Bei diesem Optimierlauf wird überdies für die Modulation der KWK-Anlage ein Betrieb in diskreten Betriebsmodi nach Kapitel 6.2.6 angenommen. Hierbei werden fünf Modi unterschieden, so dass neben dem Stillstand der Anlage das BHKW die (Teil-)Last in Schritten von einem Anteil von 25 % an der Volllast variieren kann. In Abbildung 8-12 ist daher deutlich zu erkennen, dass die maximale thermische Leistung von ca. 4,10 kW_{th}, welche darüber hinaus aus der Auslegung der Anlage nach Kapitel 8.2.2.1 bestimmt wird, sowie deren Anteile in Höhe von ca. 1,03 kW_{th}, ca. 2,05 kW_{th} und ca. 3,08 kW_{th} erreicht werden. Ebenso greift zwischen 0.45 Uhr und 1.15 Uhr die Restriktion einer minimalen Stillstandszeit, es herrscht daher weder eine thermische noch elektrische Erzeugung der Anlage vor.

Des Weiteren kann aus Abbildung 8-12 abgeleitet werden, dass in Zeiten einer erhöhten elektrischen Nachfrage die KWK-Anlage im Vollastbetrieb läuft und die gesamte elektrische Energie für den internen Gebrauch bereitstellt (an dem Beispieltag zwischen 12.15 Uhr und 17 Uhr mit wenigen Zeitschritten im 75 %-Lastbetrieb). Darüber hinaus wird zusätzliche Elektrizität aus dem Netz bezogen. Für den ausgewiesenen Beispieltag findet eine Rückspeisung der generierten Elektrizität nur in der Nachtzeit und am frühen Morgen statt.

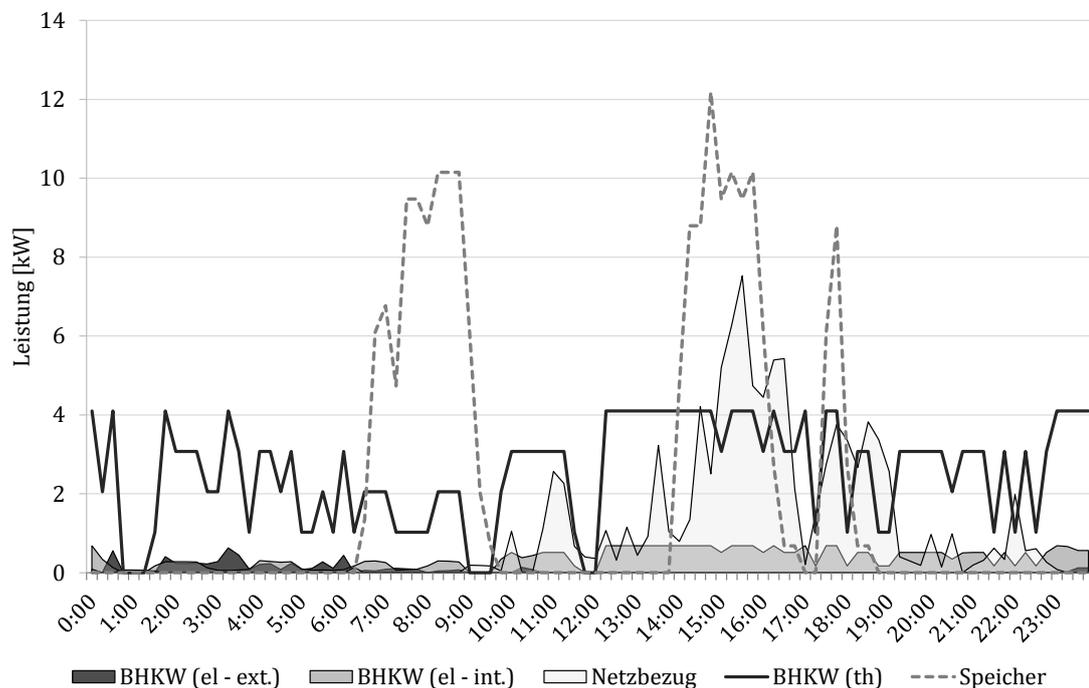


Abbildung 8-12: Einsatzplanung eines motorischen BHKW und Wärmespeichers sowie Netzbezug für einen Beispielwochentag in der Winterjahreszeit für ein Gebäude der LK 3

8.2.2.5 Ergebnisse zu dem Dekompositionsverfahren

Des Weiteren können auch Ergebnisse zur optimalen Konfiguration von Wärmeversorgungssystemen, welche mit Hilfe des Dekompositionsverfahrens nach Benders (vgl. Kapitel 6.3) erzielt werden, ausgewiesen werden. Hierzu stellt die Abbildung 8-13 den Verlauf der unteren und oberen Schranke der Dekomposition über die Iterationen des Verfahrens dar. Es wird ersichtlich, dass sich beide Schranken sukzessive an-

nähern und in einem Punkt, dem optimalen Zielfunktionswert, konvergieren⁵⁰. Die Abbildung zeigt ebenso, dass mit jeder Iteration die untere Schranke monoton zunimmt und die obere Schranke monoton abnimmt. Bereits nach ca. 50 Iterationen ist der Abstand zwischen den Schranken nicht mehr beträchtlich, jedoch wird erst nach 168 Iterationen das Abbruchkriterium erfüllt.

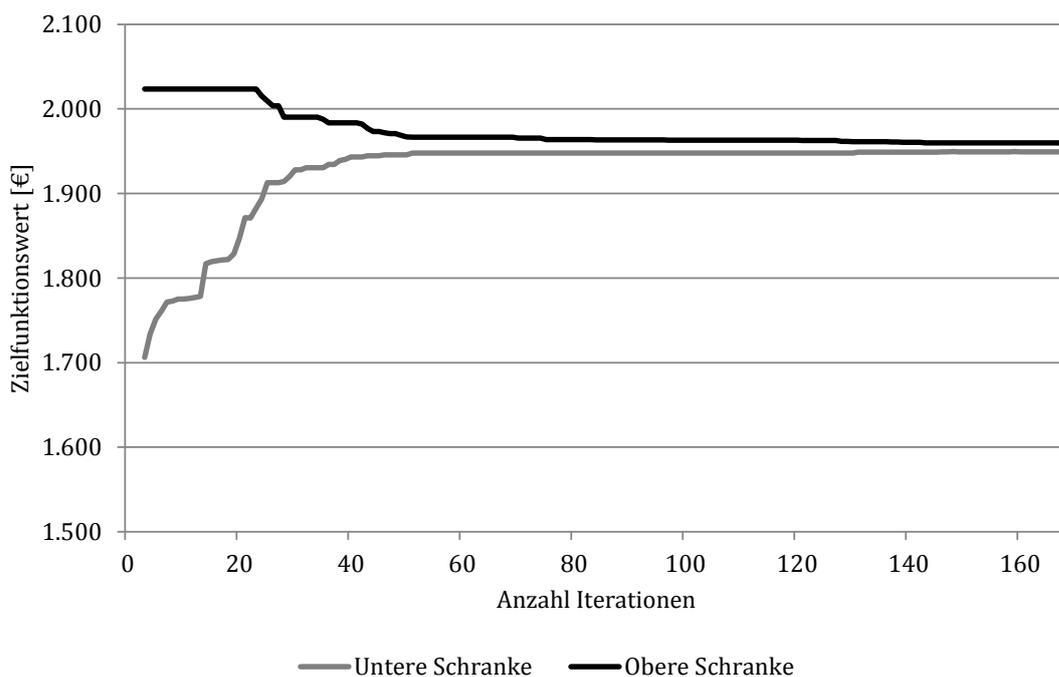


Abbildung 8-13: Darstellung der Konvergenz der unteren und oberen Schranke bei dem Dekompositionsverfahren nach Benders

8.2.2.6 Sensitivitätsanalysen

In diesem Abschnitt werden Sensitivitätsanalysen der Ergebnisse des Modells zur optimalen Konfiguration von Wärmeversorgungssystemen durchgeführt. Diese haben zum Ziel, den Einfluss einiger wesentlicher exogen vorgegebener Einflussgrößen auf die Modellergebnisse aufzuzeigen und zu quantifizieren. Die nachstehende Untersuchung ist der zweiparametrischen Sensitivitätsanalyse zuzuordnen, da die Ausprägungen von in der Regel gleichzeitig zwei Merkmalen als von dem Basisfall

⁵⁰ In der Abbildung wird auch das Vorliegen des Abbruchkriteriums ersichtlich, da beide Schranken im strengen Sinne nicht konvergieren. Der geringfügige Abstand der Schranken spiegelt die gestattete Abweichung nach Gleichung 6-52 wider.

verschieden angenommen werden. Da die Kapazitäts- und Einsatzplanung von Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen auf Grund einer größeren Anzahl an Modellparametern sowie -variablen und -gleichungen eine im Vergleich zu den Wärmewandlungseinheiten der ungekoppelten Erzeugung komplexere Planungsaufgabe darstellt, werden verbrennungsmotorische BHKW sowie Brennstoffzellen-Heizgeräte mit solarthermischer Unterstützung der nachfolgenden Analyse unterzogen und die Untersuchung somit auf die komplexesten Technologien beschränkt. Zusätzlich wird die Analyse auf ein Wohngebäude der Leistungsklasse drei bezogen, um somit den mittleren thermischen Leistungsbereich zu betrachten. Als zu variierende Merkmale werden einerseits die Höhe der spezifischen Investition und der Vergütung sowie andererseits die Höhe und die Entwicklung der Elektrizitäts- und Brennstoffpreise gewählt, da diese als wesentliche Größen der Ergebnisbeeinflussung erachtet werden. Die jeweilige Einflussgröße wird dabei in Schritten von 10 %-Punkten in Bezug auf den auf 100 % normierten Ausgangswert variiert. Gleichwohl wird die Sensitivität ebenso auf den auf 100 % normierten Ursprungswert ohne Parametervariation bezogen. Die Schrittweite stellt aus Sicht des Autors einen Kompromiss aus hinreichender Genauigkeit beim Vergleich der Ergebnisse sowie noch gegebener Durchführbarkeit des Prozesses der Modellrechnungen dar⁵¹.

8.2.2.6.1 Einfluss der spezifischen Investition und der Vergütungshöhe

Die Abbildung 8-14 stellt die Sensitivität der Jahresgesamtausgaben bezüglich der spezifischen Investition und der Vergütungshöhe für die beiden Technologien dar.

⁵¹ Die Instanzen des Optimiermodells dezentraler Wärmeversorgungssysteme weisen je nach verwendetem Szenario bis zu ca. 90.000 Zeilen, 67.000 Spalten und 280.000 Non-Zero-Elemente bei einer Binärvariablenanzahl von bis zu ca. 36.000 auf. Die Rechenzeiten betragen in der GAMS/CPLEX-Entwicklungsumgebung bis zu ca. 4 Stunden. In der Sensitivitätsanalyse werden dabei für jedes Tupel der Parametervariation und jede Technologie 121 Rechenläufe, also insgesamt 726 Modellrechnungen benötigt.

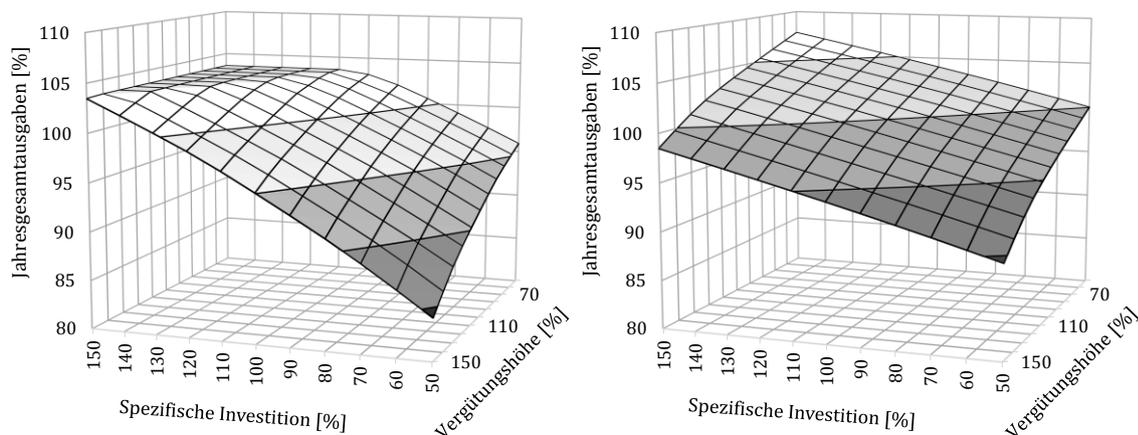


Abbildung 8-14: Sensitivität der Jahresgesamtausgaben bezüglich der spezifischen Investition und der Vergütungshöhe für ein motorisches BHKW (links) sowie ein Brennstoffzellen-Heizgerät (rechts)

Es kann aus der Untersuchung abgeleitet werden, dass die jährlichen Gesamtausgaben für ein verbrennungsmotorisches BHKW bezüglich der Höhe der spezifischen Investition und der Vergütung sensitiv ist. Dabei fällt die Sensitivität bei dem verbrennungsmotorischen BHKW für den Bereich der Zielfunktion, welcher größer als 100 % des Basiswertes liegt, für die Veränderung der Parameter relativ gering aus und ist für einen bestimmten Parameterbereich nach oben hin beschränkt, was sich in einem Abflachen des Plateaus in Abbildung 8-14 äußert. Insgesamt variieren die Jahresgesamtausgaben für den betrachteten Bereich zwischen ca. 84,3 % und ca. 103,5 %. Hierbei stellt sich im Fall der um 3,5 % überhöhten jährlichen Gesamtausgaben ein Versorgungssystem ohne KWK basierend auf einem Gaskessel und einer solarthermischen Anlage ein, welches mit dem Wärmeversorgungssystem zwei koinziiert (vgl. Kapitel 8.2.2.1). Für ein Sinken der spezifischen Investition sowie Erhöhen der Vergütung kommt es zu einer Steigerung bzw. Senkung der Kapazität der KWK-Anlagen bzw. des Spitzenlastkessels. Insgesamt lässt sich ein im Vergleich zur Höhe der Vergütung erhöhter Einfluss der Investitionshöhe auf die Sensitivität feststellen.

Hingegen geht entsprechend der Abbildung 8-14 mit einer Variation der Einflussgrößen bei dem Brennstoffzellen-Heizgerät stets eine Veränderung des Zielfunktionswertes einher. Hierbei variiert dieser zwischen ca. 89,5 % und ca. 107,5 %. Die Sensitivität liegt in der Erhöhung bzw. Verminderung der installierten Kapazität des Brennstoffzellen-Heizgeräts begründet. Im Ergebnis wirkt sich im Gegensatz zur vorig beschriebenen Technologie die Vergütungshöhe als im Vergleich zur Höhe der spezifischen Investition bedeutendere Einflussgröße auf die Jahresgesamtausgaben aus.

Die Abbildung 8-15 zeigt weiterhin den Einfluss der in diesem Abschnitt skizzierten Parameter auf die direkten Emissionen von CO₂ der betrachteten KWK-Technologien auf.

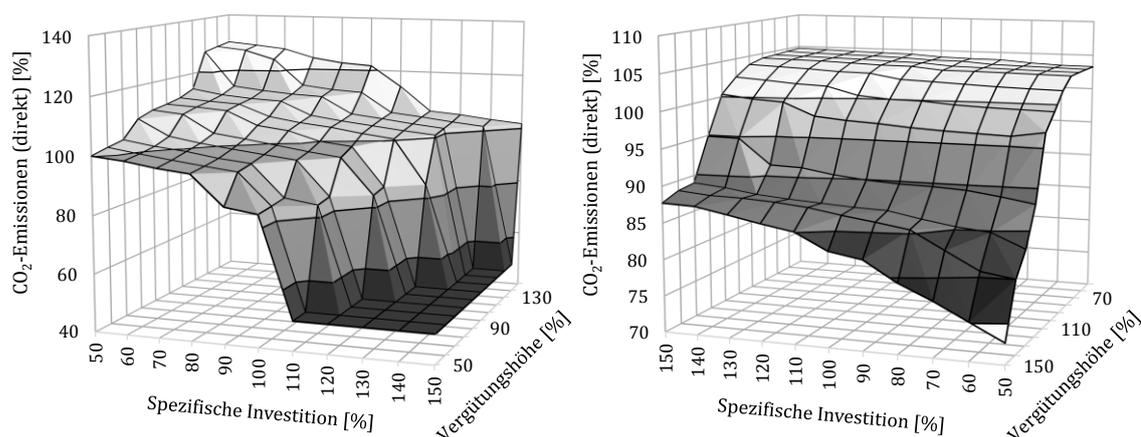


Abbildung 8-15: Sensitivität der direkten Emissionen von CO₂ bezüglich der spezifischen Investition und der Vergütungshöhe für ein motorisches BHKW (links) sowie Brennstoffzellen-Heizgerät (rechts)

Für verbrennungsmotorische BHKW lässt sich ein Ansteigen der direkten CO₂-Emissionen mit zurückgehender spezifischer Investition der KWK-Anlagen bzw. zunehmender Vergütungshöhe erkennen. Für den Parameterbereich einer sehr hohen Investition bzw. sehr geringen Vergütung bleibt das Emissionsniveau konstant. Dieser Bereich deckt sich mit demjenigen aus der Abbildung 8-14, in dem bei konstantem Zielfunktionswert ein System bestehend aus einem Gaskessel und einer solarthermischen Anlage gewählt wird. Insgesamt variiert der direkte

Ausstoß von CO₂ zwischen ca. 50,1 % und ca. 129,2 % bezogen auf den Basiswert. Es muss hierbei angemerkt werden, dass gemäß Kapitel 7.10 nach dem Quellenprinzip bilanziert wird. Dies erklärt die beinahe Halbierung der direkten Emissionen, da die Elektrizität zur Nachfragedeckung aus dem Versorgungsnetz bezogen wird und die entstehenden Emissionen dem Kraftwerkspark alloziert werden. Hingegen werden bei Wahl einer KWK-Anlage sämtliche entstehende Emissionen, auch diejenigen im Zusammenhang mit der Erzeugung von rückgespeister Elektrizität inbegriffenen, dem dezentralen Wärmeversorgungssystem zugeteilt. Analog zu den jährlichen Gesamtausgaben ist die Sensitivität bezüglich der Investitionshöhe größer als bezüglich der Vergütungshöhe zu bewerten.

Für Brennstoffzellen-Heizgeräte nehmen die direkten CO₂-Emissionen in konsistenter Weise mit sinkender spezifischer Investition bzw. steigender Vergütung ab, wie Abbildung 8-15 deutlich macht. Dies lässt sich auf die einhergehende Kapazitätserhöhung bzw. größere Ausbringung von Elektrizität und Wärme zurückführen, wobei entsprechend den Annahmen in Kapitel 7.9 ein direkter CO₂-Emissionsfaktor von 0 angenommen wird. Parameterübergreifend wird eine Schwankungsbreite der direkten CO₂-Emissionen zwischen ca. 72,9 % und ca. 104,7 % konstatiert. In Anlehnung an die Beobachtung für die jährlichen Gesamtausgaben lässt sich überdies ein stärkerer Einfluss der Vergütungshöhe im Vergleich zur Investitionshöhe ableiten.

8.2.2.6.2 Einfluss der Elektrizitäts- und Brennstoffpreishöhe

In der Abbildung 8-16 ist die Sensitivität der Jahresgesamtausgaben bezüglich der Elektrizitäts- und Brennstoffpreishöhe für ein verbrennungsmotorisches BHKW sowie ein Brennstoffzellen-Heizgerät veranschaulicht.

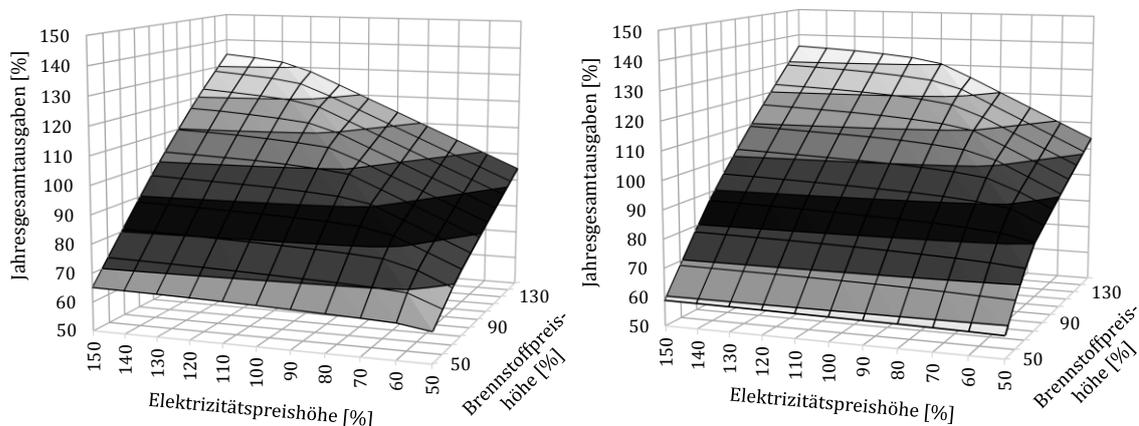


Abbildung 8-16: Sensitivität der Jahresgesamtausgaben bezüglich der Elektrizitäts- und Brennstoffpreishöhe für ein motorisches BHKW (links) sowie Brennstoffzellen-Heizgerät (rechts)

In der Analyse zeigt sich eine deutliche Abhängigkeit der jährlichen Gesamtausgaben im Zusammenhang mit der Produktion von Wärme und Elektrizität des verbrennungsmotorischen BHKW von dem Niveau des Elektrizitäts- und Brennstoffpreises. So variieren diese im untersuchten Parameterbereich von einer Abweichung vom Referenzwert von jeweils 50 %-Punkten zwischen ca. 60,5 % und ca. 134,2 %. Dabei ist ein gleichsinniger Zusammenhang zwischen der Verringerung der Höhe des Brennstoff- sowie des Elektrizitätspreises und der Verringerung der Ausgaben zu erkennen. Hierbei bedingt das Absenken der betrachteten Parameter auf jeweils 50 % einen Wegfall des BHKW im Wärmeversorgungssystem hin zur Wahl eines Systems mit Gaskessel und solarthermischer Anlage. Dabei hat die Veränderungen des Brennstoffpreisniveaus eine stärkere Auswirkung auf den Zielfunktionswert als die Variation des Elektrizitätspreisniveaus.

Für Brennstoffzellen-Heizgeräte verhält sich die untersuchte Sensitivität in ähnlicher Weise wie für die vorherig angeführte Technologie. Die Schwankungsbreite ist mit einem Intervall von ca. 57,6 % bis ca. 135,4 % insgesamt etwas größer. Analog zu motorischen BHKW stellt die Höhe der Brennstoffpreise einen im Vergleich zu der Elektrizitätspreishöhe gewichtigeren Ergebnistreiber dar, jedoch in geringerem

Maße im Vergleich zu motorischen BHKW. So bewirkt eine Verringerung der betrachteten Parameter auf jeweils 50 % sogar einen Anstieg der KWK-Kapazität und dafür ein Austreten der solarthermischen Anlage.

Die Abbildung 8-17 gibt nunmehr die Sensitivität der direkten Emissionen von CO₂ bezüglich der Elektrizitäts- und Brennstoffpreishöhe für beide KWK-Technologien wieder.

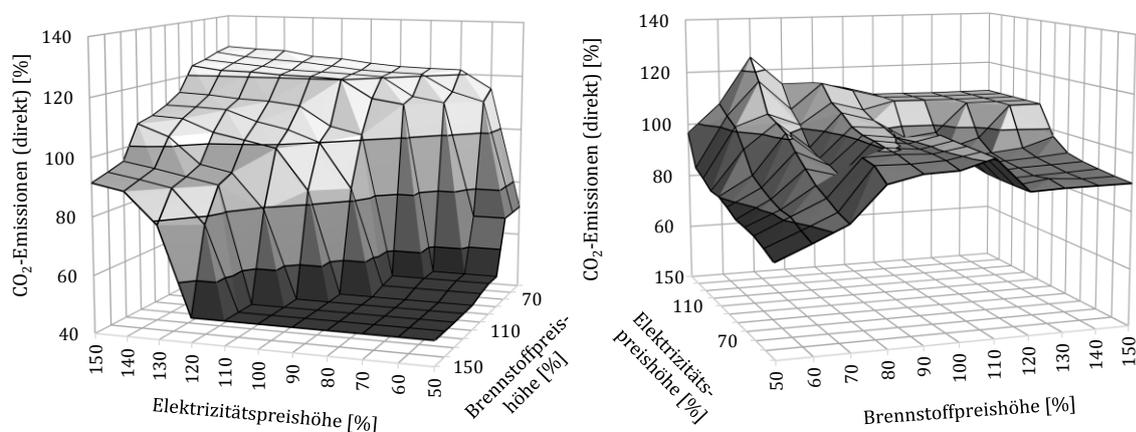


Abbildung 8-17: Sensitivität der direkten Emissionen von CO₂ bezüglich der Elektrizitäts- und Brennstoffpreishöhe für ein motorisches BHKW (links) sowie Brennstoffzellen-Heizgerät (rechts)

Für verbrennungsmotorische BHKW kann der Wirkungszusammenhang zwischen einer Absenkung des Elektrizitätspreises bzw. Anhebung der Brennstoffpreise und der direkten Emission von CO₂ eindeutig gefasst werden. So bewirkt die beschriebene Veränderung der Eingangsgrößen eine Absenkung des Ausstoßes, da in zunehmenden Maße Kapazität der KWK-Anlage durch solche des Gaskessels substituiert wird. Entsprechend den Ausführungen zu dem Quellenprinzip in Kapitel 7.10 wird bei gleichzeitigem Bezug von Elektrizität aus dem Versorgungsnetz CO₂ in zunehmendem Maße außerhalb der Systemgrenzen zugewiesen. Insgesamt zeigt sich für die untersuchte KWK-Technologie eine starke Sensitivität bezüglich der betrachteten Parameter. Die Variationsbreite der direkten CO₂-Emission beträgt den Berechnungen nach

zwischen ca. 48,5 % und ca. 127,8 %. Hierbei zeigt sich eine stärkere Ergebnisabhängigkeit von der Höhe des Brennstoffpreises.

Bei Brennstoffzellen-Heizgeräten ergibt sich Abbildung 8-17 zufolge eine Sensitivität der direkten CO₂-Emissionen ohne eindeutigen Wirkungszusammenhang. Die Variationsbreite des Ausstoßes von CO₂ reicht von ca. 71,5 % bis ca. 125,0 % bezogen auf den ursprünglichen Wert. Im Ergebnis lässt sich ein Trend dahingehend ableiten, dass ein geringerer Elektrizitäts- sowie Brennstoffpreis niedrigere direkte CO₂-Emissionen bedingt. Auf der anderen Seite kommt es insbesondere bei einem niedrigeren Elektrizitätspreis sowie geringer Abweichung der Brennstoffpreise vom Basiswert zu einer Unterbrechung des Trends und Anhebung des CO₂-Emissionsniveaus. In diesem Bereich erfolgt eine wechselnde Zusammensetzung der Anlagentechnik bestehend aus dem Brennstoffzellen-Heizgerät, dem Gaskessel und einer solarthermischen Anlage. Während Brennstoffzellen-Heizgeräte bei einer den Basiswert unterschreitenden Elektrizitätspreishöhe sowie einer den Basiswert überschreitenden Brennstoffpreishöhe keine Berücksichtigung im System finden, werden solarthermische Anlagen bei zunehmendem Brennstoffpreisniveau wirtschaftlich vorteilhafter. Dies bedeutet in Bezug auf die direkten CO₂-Emissionen ein Ansteigen sowie Abfallen der Emissionen bei zunehmendem Brennstoffpreis. Insgesamt lässt sich eine bedeutendere Abhängigkeit der direkten CO₂-Emissionen von der Brennstoff- als von der Elektrizitätspreishöhe identifizieren.

8.2.2.6.3 Einfluss der Elektrizitäts- und Brennstoffpreisentwicklung

Schließlich wird in der Abbildung 8-18 die Sensitivität der Jahresgesamtausgaben bezüglich der Entwicklung der Elektrizitäts- und Brennstoffpreise jeweils für ein motorisches BHKW und ein Brennstoffzellen-Heizgerät graphisch dargestellt.

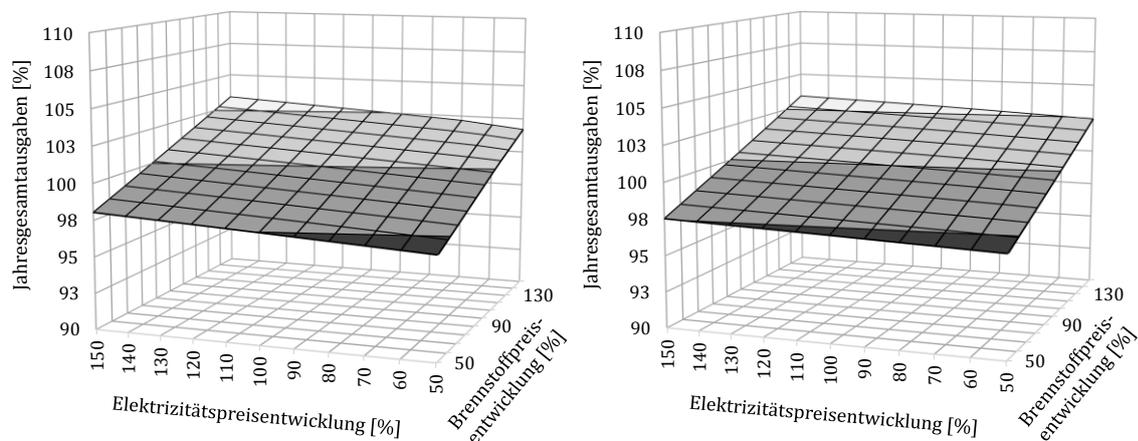


Abbildung 8-18: Sensitivität der Jahresgesamtausgaben bezüglich der Entwicklung der Elektrizitäts- und Brennstoffpreise für ein motorisches BHKW (links) sowie ein Brennstoffzellen-Heizgerät (rechts)

Für beide Technologien ergeben sich ähnliche Trends sowie Variationsbreiten. Die jährlichen Gesamtausgaben verringern sich für beide Technologien jeweils bis zu ca. 96,9 % und erhöhen sich auf jeweils bis zu ca. 103,2 %. Zum anderen ist ein direkter Zusammenhang zwischen der Variation der Parameter sowie der resultierenden Änderung des Zielfunktionswertes zu erkennen. Mit jeweils sinkender Entwicklung fallen ebenso die jährlichen gesamten Ausgaben ab. Insgesamt kann geschlossen werden, dass die Jahresgesamtausgaben sich in dem betrachteten Parameterbereich nur geringfügig ändern.

Dazu wird in Abbildung 8-19 die Sensitivität der direkten Emissionen von CO₂ bezüglich der Entwicklung der Elektrizitäts- und Brennstoffpreise für die untersuchten KWK-Technologien veranschaulicht.

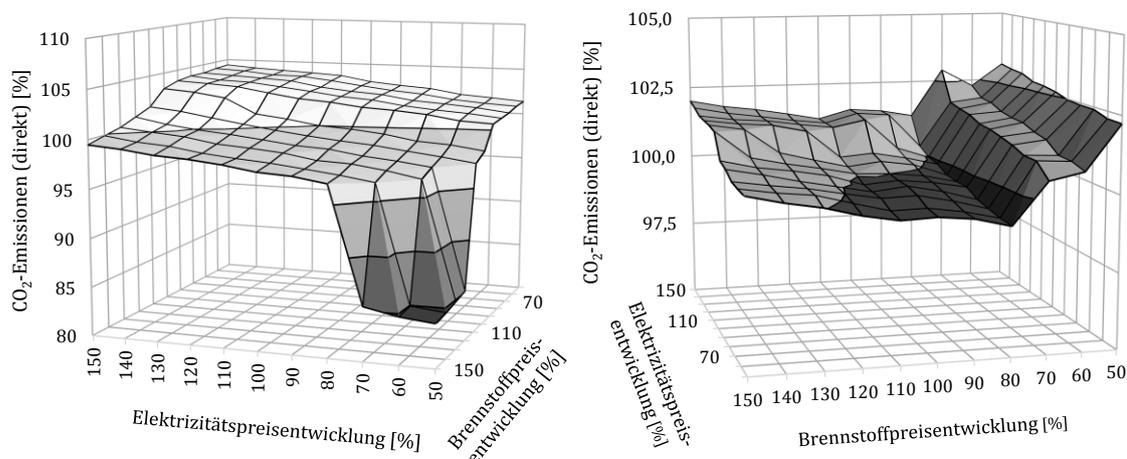


Abbildung 8-19: Sensitivität der direkten Emissionen von CO₂ bezüglich der Entwicklung der Elektrizitäts- und Brennstoffpreise für ein motorisches BHKW (links) sowie Brennstoffzellen-Heizgerät (rechts)

Es lässt sich für die verbrennungsmotorische KWK-Anlage ersehen, dass die direkten CO₂-Emissionen in Abhängigkeit der beiden Parameter stehen. Ein Absenken der Elektrizitätspreis- und Heraufsetzen der Brennstoffpreisentwicklung bewirkt somit eine Herabsetzung der Emissionen. Dabei kommt es insbesondere bei einer geringeren Elektrizitätspreis- und zugleich hohen Brennstoffpreisentwicklung zu einer verhältnismäßig starken Reduktion der Kapazität der KWK-Anlage mit einhergehendem Zubau des Gaskessels sowie der solarthermischen Anlage. Dies begründet die starke Emissionsreduktion auf bis zu ca. 84,4 % bezogen auf den Basiswert. Im entgegengesetzten Fall der Parametervariation erhöhen sich die CO₂-Emissionen um bis zu ca. 4,35 %. Insgesamt lässt sich der Einfluss der Elektrizitätspreis- und Brennstoffpreisentwicklung auf den direkten Ausstoß von CO₂ als sehr ähnlich bewerten.

Schlussendlich wird aus der Abbildung 8-19 für das Brennstoffzellen-Heizgerät abgeleitet, dass ähnlich zu den Erkenntnissen aus Kapitel 8.2.2.6.2 kein eindeutiger Trend für den CO₂-Ausstoß vorliegt. Demnach wird ersichtlich, dass die direkten CO₂-Emissionen sich mit einer geringeren Elektrizitätspreisentwicklung verringern. Gleichwohl steigen diese bei größerer positiver und negativer prozentualer Abweichung

der Brennstoffpreisentwicklung vom Basiswert an. Einschränkend muss jedoch konstatiert werden, dass die Schwankungsbreite mit einem Intervall von ca. 99,2 % bis ca. 103,1 % gering ist. Dieses Verhalten liegt abermals in der sich verändernden Zusammensetzung des Wärmeversorgungssystems aus Brennstoffzellen-Heizgerät, Gaskessel sowie solarthermischer Anlage mit stark kontrastierenden direkten CO₂-Emissionsfaktoren begründet.

8.2.3 Ergebnisse aus TIMES-HEAT-POWER

In den folgenden Abschnitten werden zunächst wesentliche Ergebnisse der Entwicklung des Energiesystems in dem in Kapitel 8.1 definierten Basisszenario aufgezeigt. Anschließend werden die Erkenntnisse zur Entwicklung im ebenso in Unterkapitel 8.1 spezifizierten Zielszenario dargelegt. Der Ergebnisteil zu TIMES-HEAT-POWER wird mit einer Szenarioanalyse zur Bewertung der Sensitivität ausgewählter Modellausgangsgrößen bezüglich der im Szenariorahmen in Kapitel 8.1 festgelegten veränderlichen Stellgrößen beschlossen.

8.2.3.1 Ergebnisse im Basisszenario

In diesem Abschnitt werden für das Basisszenario zunächst Ergebnisse für das Elektrizitätssystem in Deutschland aufgezeigt. Daran schließt sich eine Darlegung der Resultate für das Wärmesystem der Wohngebäude an.

8.2.3.1.1 Entwicklung des Elektrizitätssystems

Die Abbildung 8-20 gibt die Entwicklung der installierten elektrischen Kapazität der Erzeugungstechnologien im deutschen Elektrizitätssystem bis zum Jahr 2050 für das Basisszenario REF_A wieder.

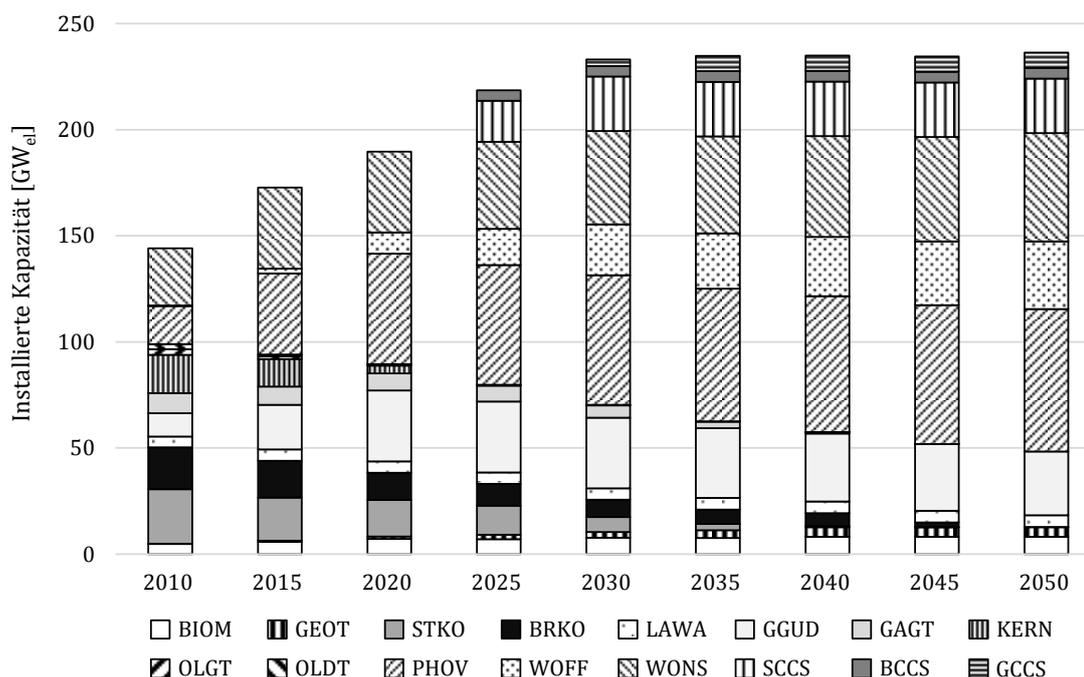


Abbildung 8-20: Entwicklung der installierten elektrischen Kapazität der Erzeugungstechnologien im deutschen Elektrizitätssystem im Basisszenario REF_A

Es ist eine kontinuierliche Zunahme der installierten Kraftwerkskapazität über den Zeitverlauf zu erkennen. Die über alle Technologien aggregierte installierte elektrische Kapazität beträgt im Jahr 2050 ca. 236,3 GW_{el}. Dem Schaubild kann weiterhin die Zunahme der Kapazitäten der Kraftwerke auf Basis erneuerbarer Energieträger entnommen werden. Entsprechend dem nach Kapitel 7.7 vorgegebenen Ausbaupfad beläuft sich die Kapazität von PV-Systemen auf 67,0 GW_{el}, von Wind-Onshore-Anlagen auf 51,0 GW_{el} sowie von Wind-Offshore-Anlagen auf 32,0 GW_{el}. Des Weiteren ist ersichtlich, dass auf Grund des beschlossenen Atomausstiegs keine Kapazität von Atomkraftwerken ab 2025 mehr existiert. Darüber hinaus lässt sich ein deutlicher Anstieg von Erdgas-betriebenen Kraftwerken mit GuD-Technologie (GGUD) ableiten. Deren installierte elektrische Kapazität erreicht im Jahr 2030 einen Wert von ca. 33,3 GW_{el} und im Jahr 2050 von ca. 30,1 GW_{el}. Dies verdeutlicht die Vorteilhaftigkeit bzw. Notwendigkeit der Installation von Kraftwerken mit größtmöglicher im Modell angenommener Flexibilität bei der Laständerung. Erdgas-betriebene Kraftwerke können annahmegemäß im Gegensatz zu den mit anderen fossilen Energieträgern betriebenen

Technologien ihre Ausbringung auf der zeitlich höchst aufgelösten Ebene variieren, auf welcher auch die fluktuierende Einspeisung der Windkraft- und PV-Anlagen erfolgt (vgl. Kapitel 7.1.1). Demzufolge nimmt die Leistung von Stein- und Braunkohle-befeuerten Kraftwerken kontinuierlich ab und ist für Erzeugungseinheiten auf Basis von Steinkohle ab 2040 und für solche auf Basis von Braunkohle ab 2050 nicht mehr vorhanden.

Hingegen nimmt die installierte Kraftwerksleistung von Anlagen mit CCS-Technologie im Zeitverlauf merklich zu. Im Jahr 2050 beträgt die installierte elektrische Leistung von Braunkohle-befeuerten Kraftwerken ca. 5,00 GW_{el}. Der Anstieg von CCS-Kraftwerken mit Steinkohlefeuerung fällt dagegen stärker aus, wobei eine installierte Leistung von ca. 25,7 GW_{el} zum Planungshorizont erreicht wird. Ebenso erhöht sich die Bedeutung von Erdgas-betriebenen Kraftwerken mit Kohlenstoffabscheidung, für welche im Jahr 2050 eine Kapazität von ca. 7,20 GW_{el} identifiziert wird. Die Zunahme an Kraftwerken mit Kohlenstoffabscheidung lässt sich auf das Zusammenwirken der technisch-wirtschaftlichen Annahmen dieser Technologien sowie die Veränderung der Rahmenbedingungen des betrachteten Energiesystems, insbesondere der Preise für CO₂-Zertifikate, zurückführen. So sind CCS-Kraftwerke mit einem zeitlichen Rückgang der spezifischen Investition bei gleichzeitigem Anstieg des Nettowirkungsgrades gekennzeichnet (vgl. Kapitel 7.2.1). Zudem wird von einer Erhöhung der CO₂-Zertifikatspreise auf 57 €/t_{CO2} ausgegangen (vgl. Kapitel 7.6). Beide Entwicklungen begünstigen also im Ergebnis die Installation von den CO₂-Ausstoß größtenteils vermeidenden Kraftwerkstechnologien. Auf Grund der einhergehenden impliziten geringeren Elektrizitätsgestehungsausgaben werden diese Technologien in den Modellergebnissen also den Kraftwerken ohne Kohlenstoffabscheidung vorgezogen.

Des Weiteren ist in der Abbildung 8-21 der Verlauf des Endenergieeinsatzes der Erzeugungstechnologien im Elektrizitätssystem in Deutschland im Basisszenario REF_A vom Basisjahr 2010 bis zum Zielzeitpunkt im Jahr 2050 skizziert.

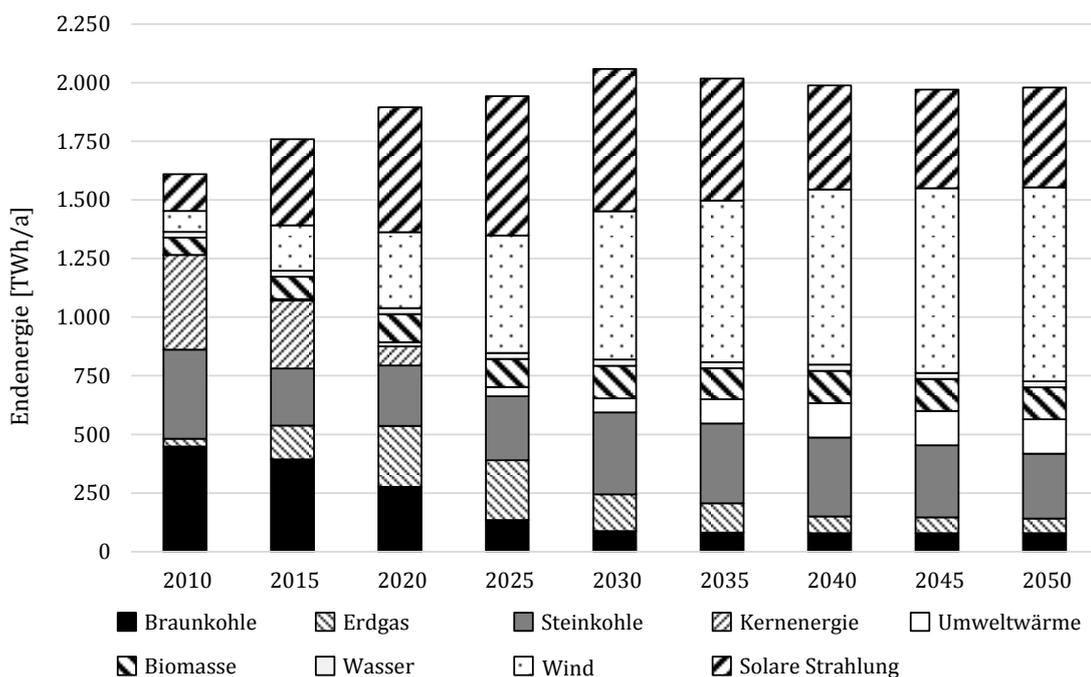


Abbildung 8-21: Verlauf des Endenergieeinsatzes der Erzeugungstechnologien im Elektrizitätssystem in Deutschland im Basisszenario REF_A

In Analogie zu dem Kapazitätsverlauf in Abbildung 8-20 ist eine stetige Steigerung des Endenergiebedarfs bis zum Jahr 2030 zu erkennen, in welchem dieser ca. 2.058,7 TWh/a beträgt. Auf ähnlich konstantem Niveau verharret der Bedarf bis zum Jahr 2050, in welchem die Ergebnisgröße bei ca. 1.980,5 TWh/a liegt. Deutlich zu erkennen ist der zunehmende Anteil der regenerativen Energieträger Wind und solare Strahlung, deren Anteil am Gesamtverbrauch insgesamt zu ca. 60,2 % im Jahr 2030 und zu ca. 63,3 % im Jahr 2050 errechnet wird. Der Anteil der fossilen Energieträger nimmt ebenfalls über den Zeitverlauf ab. So wird der Mix unter den nicht-erneuerbaren Energieträgern von Steinkohle dominiert, dessen absoluter Verbrauch ca. 349,9 TWh/a im Jahr 2030 sowie ca. 276,3 TWh/a im Jahr 2050 beträgt. Entsprechend den Erkenntnissen der Technologiewahl in Abbildung 8-20 wird die Steinkohle dabei jedoch in zunehmenden Maße für CCS-Technologien verbraucht. Der gleiche Sachverhalt liegt auch für Braunkohle bzw. Erdgas vor, deren Endenergieverbrauch sich auf ca. 86,9 TWh/a bzw. 157,0 TWh/a im Jahr 2030 sowie auf ca. 79,1 TWh/a bzw. 62,4 TWh/a im Jahr 2050 beläuft.

8.2.3.1.2 Entwicklung des Wärmesystems der Wohngebäude

Die Abbildung 8-22 veranschaulicht weiterhin die Entwicklung der installierten thermischen Kapazität im Wärmesystem des deutschen Wohngebäudebestands nach individuellen Technologien unterschieden im Zeitverlauf bis 2050 im Basisszenario REF_A.

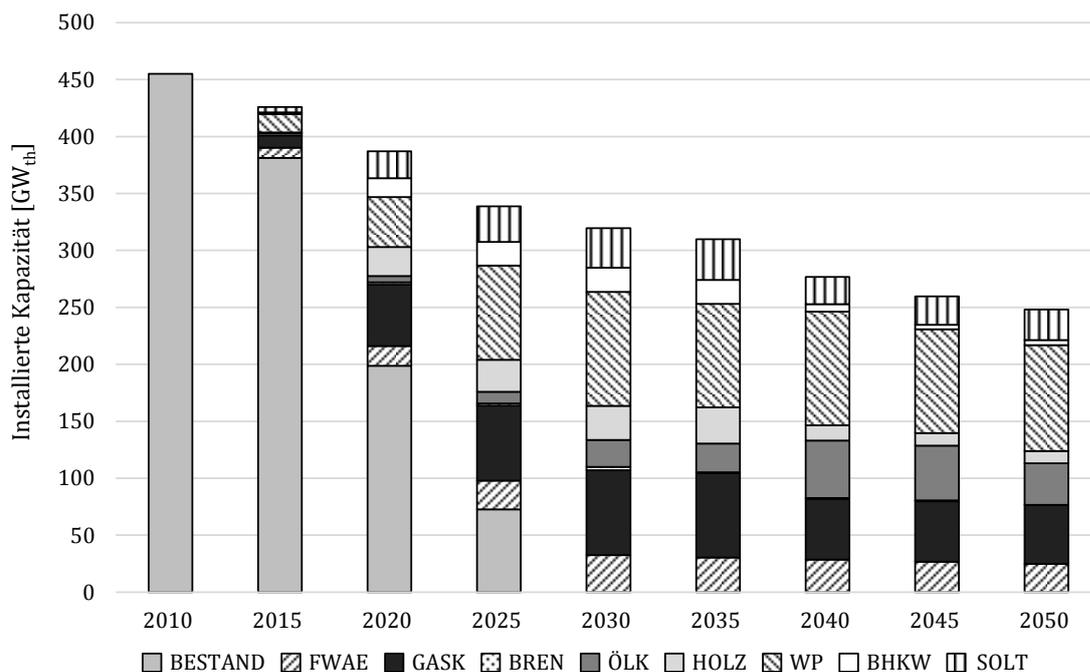


Abbildung 8-22: Entwicklung der installierten thermischen Kapazität der Technologien im Wärmesystem des deutschen Wohngebäudebestands im Basisszenario REF_A

Aus der Abbildung 8-22 wird ersichtlich, dass die kumuliert installierte thermische Kapazität insgesamt im Sinken begriffen ist. So beläuft sich diese im Jahr 2010 auf ca. 455,2 GW_{th} , im Jahr 2030 auf ca. 319,5 GW_{th} sowie im Jahr 2050 auf ca. 248,1 GW_{th} . Dies ist in erster Linie mit dem vorausgesetzten abnehmenden Bedarf nach Raumwärme in Höhe von 0,5 % p.a. zu erklären, welcher den modellexogen angenommenen Rückgang der thermischen Nachfrage auf Grund der verschärften energetischen Anforderungen an den Neubau von Wohngebäuden widerspiegelt (vgl. Kapitel 7.8.2). Weiterhin wird die zu- bzw. abnehmende Installa-

tion der Technologien über den Zeitverlauf deutlich. So nimmt die Kapazität der Gaskessel von ca. 74,2 GW_{th} im Jahr 2030 auf ca. 51,8 GW_{th} im Jahr 2050 ab. In diesem Kontext kommt es im Jahr 2040 zu einem Technologiewechsel zwischen Gas- und Ölkesseln, wodurch die Kapazität der letztgenannten von ca. 25,2 GW_{th} im Jahr 2035 auf ca. 50,2 GW_{th} im Jahr 2040 steigt. Der Wechsel ist auf zwei Gründe zurückzuführen. Zum einen sind Gas- und Ölkessel von ähnlichen ökonomischen Charakteristika gekennzeichnet. Entsprechend den Annahmen in Kapitel 7.2.2 unterscheiden sich dabei insbesondere die spezifischen Investitionen der Technologien nur geringfügig voneinander⁵². Dies in Verbindung mit dem verhältnismäßig stärkeren Anstieg der Preise für Erdgas gegenüber Heizöl zwischen 2030 und 2040 gemäß der Entwicklung nach Kapitel 7.4 bedingt die Verschiebung der ökonomischen Vorteilhaftigkeit zu Gunsten der Ölkessel. Zum anderen verringert sich im gleichen Zeitraum ebenso die Kapazität der KWK-Systeme, welche als sekundäre Heiztechnologie allesamt einen Gaskessel besitzen, deutlich, wie in den nachfolgenden Abschnitten dargelegt wird. Des Weiteren kann gefolgert werden, dass Holzofen die unter den Biomasse-befeuerten Technologien präferierte Optionen darstellen. Im Basisszenario REF_A findet somit keine Installation von Pelletkesseln statt. Diese Beobachtung steht in Übereinstimmung mit den Folgerungen aus Kapitel 8.2.2.2 zur wirtschaftlichen Bewertung der Heizungssysteme, in dem die jährlichen Gesamtausgaben von Systemen mit Pelletkessel als im Vergleich zu Holzofen erhöht errechnet werden. Für Wärmepumpen wird eine Diffusion im Zeitverlauf konstatiert. Erklärend wird angeführt, dass sich die spezifischen Ausgaben der Elektrizitätsgestehung, welche ein implizites Modellergebnis darstellen und aus den Systemgrenzkosten der Elektrizitätsversorgung errechnet werden können, im Zeitverlauf verringern. Die resultierenden Minderausgaben für Elektrizität zum Antrieb der Wärmepumpen haben somit eine positive Auswirkung auf deren wirtschaftliches (Durchdringungs-)Potenzial. So steigert sich die kumuliert installierte Kapazität der Wärmepumpen von ca.

⁵² Auf das Vorliegen einer großen Bandbreite der spezifischen Investition bei Wärmewandlungstechnologien wird in Kapitel 5.2 näher eingegangen.

44,0 GW_{th} im Jahr 2020 auf ca. 100,0 GW_{th} im Jahr 2030 und verbleibt auf einem hohen Niveau bis zum Jahr 2050, in dem die Kapazität ca. 92,9 GW_{th} beträgt. Eine ebensolche Entwicklung erfahren auch solarthermische Anlagen. Deren Kapazität erreicht ein Maximum von ca. 35,8 GW_{th} im Jahr 2035 und reduziert sich entsprechend der Verringerung des thermischen Bedarfes auf ca. 26,6 GW_{th} im Jahr 2050. Die installierte Kapazität der Fernwärme (bzw. der Hausübergabestationen) erfolgt dabei annahmegemäß modellexogen sowie proportional zu der thermischen Nachfrage und ist somit im Rückgang über den Zeitverlauf begriffen. Demzufolge beläuft sich die installierte Kapazität im Jahr 2030 auf ca. 32,4 GW_{th} sowie im Jahr 2050 auf ca. 24,8 GW_{th}.

In der Abbildung 8-23 wird darüber hinaus eine Analyse der KWK-Technologien in Bezug auf die Entwicklung deren thermischer Kapazität angestellt. Im Gegensatz zu der Abbildung 8-22 beziehen sich die Kapazitäten in dieser Abbildung jedoch auf Systeme anstatt Individualtechnologien.

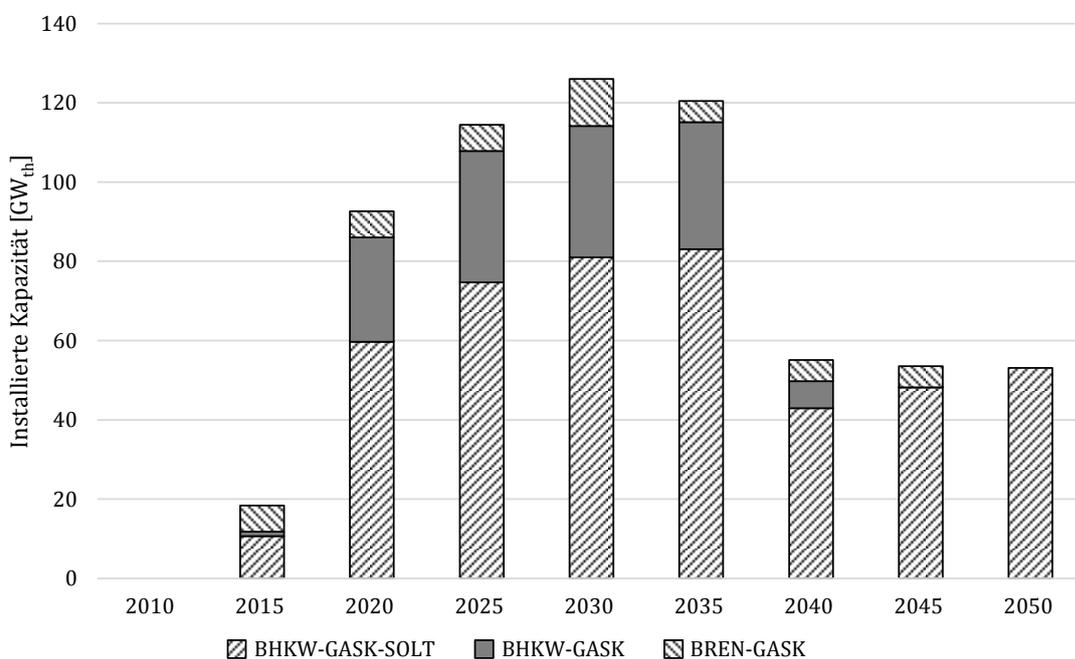


Abbildung 8-23: Entwicklung der installierten thermischen Kapazität der KWK-Systeme des deutschen Wohngebäudebestands im Basisszenario REF_A

Insgesamt kann eine streng monotone Zunahme über alle Technologien bis zum Jahr 2030 abgeleitet werden. Genauer betrachtet beträgt die kumuliert installierte Kapazität im Jahr 2020 ca. 92,6 GW_{th} sowie im Jahr 2030 ca. 126,0 GW_{th}. Ab dem Jahr 2040 ist hingegen eine deutliche Reduktion der Kapazität auf ca. 55,1 GW_{th} zu verzeichnen, welche ungefähr auf diesem Niveau bis zum Planungshorizont verharrt. Hinsichtlich der Technologiezusammensetzung ist zu konstatieren, dass zeitpunktübergreifend der überwiegende Anteil auf Systeme mit verbrennungsmotorischem BHKW und solarthermischer Unterstützung entfällt. Diese Erkenntnis wird mit den Ergebnissen des Optimiermodells dezentraler Wärmeversorgungssysteme gestützt, in dem aus Individualsicht die motorischen BHKW als KWK-System mit den geringsten Jahresgesamtausgaben identifiziert werden, deren Ausgaben überdies für die ersten drei Leistungsklassen durch Hinzunahme der Solarthermie weiter gesenkt werden können (vgl. Kapitel 8.2.2.1 bzw. 8.2.2.2). So wird im Jahr 2035 für dieses System ein Spitzenwert von ca. 83,1 GW_{th} im Wärmesystem erreicht. Auch für KWK-Systeme mit motorischen BHKW ohne solarthermische Unterstützung wird ein Potenzial zwischen 2015 und 2040 identifiziert. Dabei beläuft sich die maximal installierte Kapazität auf ca. 33,1 GW_{th} in den Jahren 2025 und 2030. Für Brennstoffzellen-Heizgeräte wird bereits ab dem Jahr 2015 ein Potenzial ermittelt, deren thermische Kapazität in diesem Zeitpunkt ca. 6,58 GW_{th} beträgt und mit einem Höchstwert von ca. 11,9 GW_{th} im Jahr 2030 im dezentralen Wärmesystem bis zum Jahr 2045 mit einer Installation von ca. 5,32 GW_{th} verbleibt.

Die vorherig angeführten Gründe zum Vorzug der Installation von Holzöfen gegenüber Pelletkessel können auch im Zusammenhang mit den KWK-Systemen herangezogen werden. Entsprechend Kapitel 8.2.2.2 bilden die Systeme mit Stirlingmaschinen im Vergleich zu den alternativen KWK-Technologien die ausgabenintensivste Technologie. Diese Beobachtung findet sich somit auch in TIMES-HEAT-POWER in der ausbleibenden Berücksichtigung der Stirlingmaschinen im Technologieportfolio wieder.

Die einhergehende Erzeugung von Elektrizität und Wärme durch dezentrale KWK-Anlagen in Höhe von ca. 127,0 TWh/a im Jahr 2030, wovon ca. 37,9 TWh/a auf die Elektrizitäts- und ca. 89,1 TWh/a auf die Wärmeproduktion entfallen, stellt sich im Vergleich zu anderen Studien überdurchschnittlich dar. So gelangen Nitsch et al (2012) zu einer Erzeugung der objektbezogenen KWK in Höhe von ca. 13 TWh/a im Jahr 2030. Zudem wird in Wünsch et al. (2014) ein Potenzial der gesamten KWK von ca. 173 TWh/a für das Jahr 2050 errechnet, wovon ca. 14 TWh/a von objektbezogenen KWK-Anlagen stammt. Einschränkend muss jedoch angeführt werden, dass in diesen Studien neben den dezentralen objektbezogenen Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung ebenso die zentrale leitungsgebundene Versorgung durch Nah- und Fernwärme miteinbezogen wird. Daher ist durch die Betrachtung der Konkurrenzsituation der KWK-Optionen untereinander von einer erheblichen Substitution des Potenzials der dezentralen durch die zentrale KWK-Erzeugung auszugehen. Dieser Effekt wird umso mehr durch die Betrachtung der Sektoren GHD sowie Industrie verstärkt. Gleichwohl orientiert sich allerdings, indem sie bis zum Jahr 2050 auf ca. 7,99 TWh/a elektrischer und ca. 20,0 TWh/a thermischer Produktion abfällt, die Erzeugung der objektbezogenen KWK als Ergebnis der Rechnungen in TIMES-HEAT-POWER an dem zeitlichen Verlauf in Nitsch et al. (2012). So wird in beiden Studien der Charakter der dezentralen KWK als Übergangstechnologie in der Energiewende im Wärmesystem deutlich.

Durch die Diversifizierung der thermischen Nachfrage der Wohngebäude in Nachfrageklassen wird ebenso eine tiefergehende Analyse des Wärmesystems des Wohngebäudebestandes ermöglicht. Exemplarisch wird in Abbildung 8-24 die zeitliche Veränderung der Zusammensetzung der Anlagentechnik sowie der Wärmeschutzmaßnahmen für zwei ausgewählte Nachfrageklassen im Basisszenario REF_A aufgezeigt. Die Nachfrageklassen repräsentieren jeweils eine Klasse von Gebäuden der energetischen Leistungsklasse 2 mit einem Gaskessel als bis zum Auswechselzeitpunkt 2025 verwendete Technologie sowie von Gebäuden der Leistungsklasse 4, welche bis 2015 mit einem Gaskessel wärmeversorgt werden.

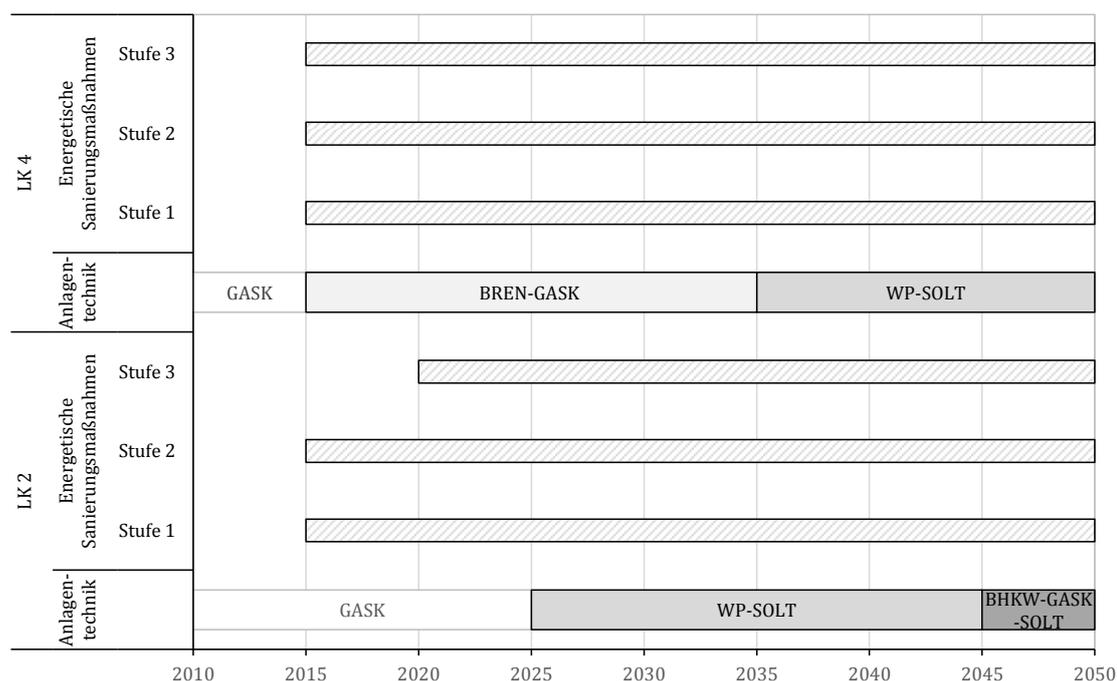


Abbildung 8-24: Zeitliche Veränderung der Anlagentechnik sowie Wärmeschutzmaßnahmen für zwei beispielhafte Nachfrageklassen

In Bezug auf die Installation der Anlagentechnik wird ersichtlich, dass zum ersten Auswechselzeitpunkt der Anlagentechnik der Gebäude der Leistungsklasse 2 ein Wechsel hin zu einem Wärmesystem bestehend aus Wärmepumpe und solarthermischer Anlage vollzogen wird. Dagegen wird im Jahr 2045 ein System, welches sich aus einem verbrennungsmotorischen BHKW und einem Gaskessel mit solarthermischer Unterstützung zusammensetzt, gewählt. Hingegen ist bei den Gebäuden der größeren Leistungsklasse ein Wärmesystem der gekoppelten Erzeugung bereits im Jahr 2015 die präferierte Option. Im Jahr 2035, dem Zeitpunkt des erneuten Anlagenwechsels, wird schließlich ein Anlagenkonzept aus Wärmepumpe und solarthermischer Anlage verwirklicht.

Aus der Technologiewahl kann gefolgert werden, dass ein Anlagenkonzept mit gekoppelter Erzeugung von Elektrizität und Wärme maßgeblich von dem Wärmebedarf der zu versorgenden Gebäude, der damit zusammenhängenden Größendegression der Investition, sowie dem Installationszeitpunkt bzw. der eine Funktion dessen darstellenden

Investitionsdegression abhängt. So wird für Gebäude der zweitgeringsten thermischen Leistungsklasse das aus drei Einzeltechnologien bestehende und damit besonders kapitalintensive KWK-System erst bei weit fortgeschrittenem Rückgang der spezifischen Investition des BHKW im Jahr 2045 gewählt. Hingegen wird für Gebäude der zweithöchsten thermischen Leistungsklasse ein KWK-System bereits 2015 auf Grund der vorherrschenden hohen thermischen Nachfrage sowie der Größendegression der KWK-Anlage installiert. Die Wahl des Brennstoffzellen-Heizgeräts lässt sich dabei auf die in dieser Leistungsklasse vorgefundene besonders gute Approximation der Stromkennzahl dieser Technologie durch das Verhältnis aus elektrischer und thermischer Nachfrage der entsprechenden Gebäude zurückführen. Dies wird gleichermaßen durch die Erkenntnisse bei der optimalen Auslegung mit dem Modell dezentraler Wärmeversorgungssysteme bestätigt (vgl. Kapitel 8.2.2.1). Des Weiteren stellen Wärmepumpen-basierte Systeme die bevorzugte Technologiewahl im mittelfristen Betrachtungshorizont für die beiden Nachfrageklassen dar. Dies ist ebenso auf die in diesem Zeitraum verwirklichte Investitionsdegression wie auch auf den einsetzenden Rückgang der Bezugsausgaben von Elektrizität bzw. der Systemgrenzkosten der Elektrizitätsversorgung zurückzuführen.

Neben der Anlagentechnik zeigt sich eine Durchführung der modellen-
dogenen energetischen Sanierungsmaßnahmen bei der Gebäudeklasse der geringeren Leistungsklasse bereits ab dem Jahr 2015 aus wirtschaftlichen Motiven. Hierbei werden solche Maßnahmen der Stufen 1 und 2 gewählt. Wärmeschutzmaßnahmen der effektivsten Stufe kommen schließlich im Jahr 2020 hinzu. Dagegen werden Maßnahmen aller Effektivitätsstufen bei der Nachfrageklasse der Gebäude der höheren energetischen Leistungsklasse bereits ab dem Jahr 2015 aus ökonomischen Beweggründen gewählt.

Schließlich wird aus Abbildung 8-24 auch die Wichtigkeit einer geeigneten Vorauslegung bzw. Parametrierung der Wärmeversorgungssysteme ersichtlich. Das Ergebnis zeigt die Wahl von Systemen bestehend aus bis

zu drei Individualtechnologien sowie einem Wärmespeicher in der optimalen Lösung auf. Eine Technologiediversifizierung innerhalb von Wärmeversorgungssystemen ist also Versorgungskonzepten basierend auf einer einzelnen Technologie im Sinne des Optimierkriteriums vorzuziehen. Gleichwohl werden für die notwendige Auslegung der Wärmeversorgungssysteme durch die Auslagerung dieser Planungsaufgabe keine Ressourcen in TIMES-HEAT-POWER beansprucht. Zusätzlich wird aus dem Fallbeispiel erkennbar, dass in dem Optimiermodell dezentraler Wärmeversorgungssysteme berücksichtigte Aspekte, wie die Größendegression der KWK-Anlagen, welche nicht adäquat in TIMES-HEAT-POWER abgebildet werden könnten, einen signifikanten Einfluss auf die Ergebnisfindung aufweisen.

Weiterhin wird in der Abbildung 8-25 der Verlauf des Endenergieeinsatzes der Erzeugungstechnologien im Wärmesystem der Wohngebäude in Deutschland im Basisszenario REF_A für die Modelljahre von TIMES-HEAT-POWER dargestellt.

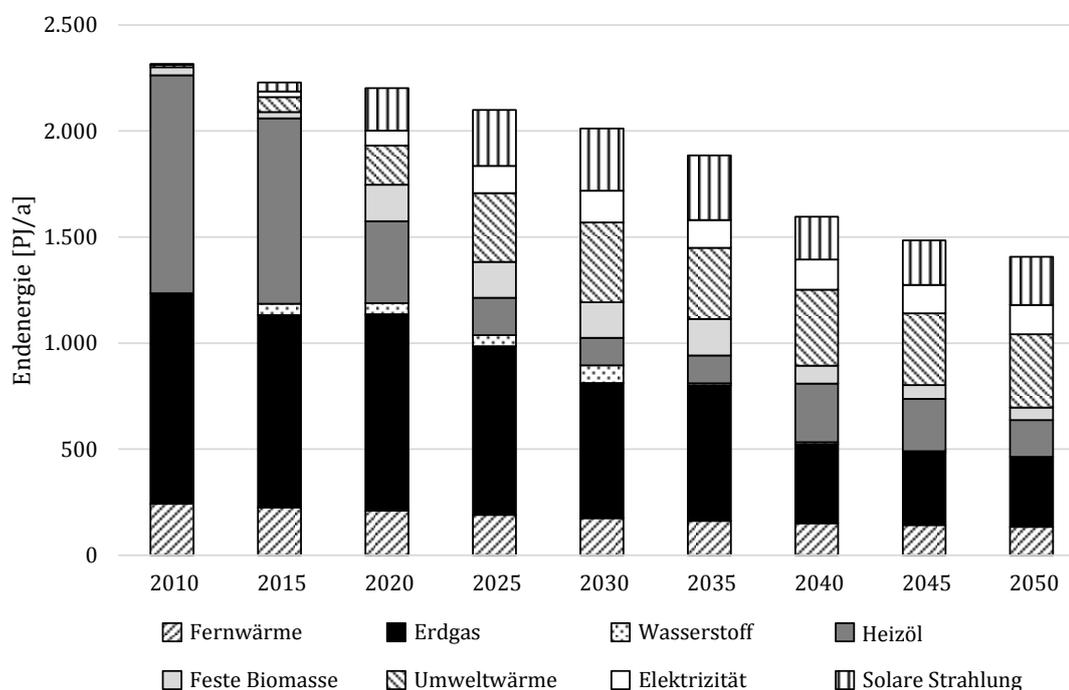


Abbildung 8-25: Verlauf des Endenergieeinsatzes der Erzeugungstechnologien im Wärmesystem der Wohngebäude in Deutschland im Basisszenario REF_A

Zunächst kann ein stetiges Absenken der verbrauchten Endenergie im dezentralen Wärmesystem abgeleitet werden. Deren absolute Höhe liegt im Jahr 2010 bei ca. 2.316,2 PJ/a und nimmt bis auf ca. 1.406,5 PJ/a im Jahr 2050 ab, was einer Reduktion um ca. 39,3 % entspricht. Diese Entwicklung ist zum einen dem exogenen Nachfragerückgang durch verschärfte energetische Standards beim Gebäudeneubau entsprechend den Prämissen in Kapitel 7.8.2 geschuldet. Zum anderen ist sie durch die modellendogene Wahl von Sanierungsaktivitäten bedingt, welche die Nachfrage nach Raumwärme zusätzlich verringert. Verwandte Studien mit vergleichbarem Forschungskontext gelangen zu ähnlichen Erkenntnissen. So wird in Schlesinger et al. (2010) eine Absenkung dieser Größe auf ca. 1.603 PJ/a, in Nitsch et al. (2012) ein Wert von ca. 1.160 PJ/a sowie in Schlesinger et al. (2014) ein Endenergiebedarf von ca. 1.201 PJ/a identifiziert. Der in der vorliegenden Studie ermittelte Wert stellt sich in der Querschnittsanalyse demzufolge als durchschnittlich dar.

In der Entwicklung des Endenergieeinsatzes spiegeln sich die Verhältnismäßigkeiten des Kapazitätsverlaufs nach der Abbildung 8-22 wider. So nimmt der Anteil von Erdgas und Heizöl insgesamt von ca. 87,3 % im Jahr 2010 auf ca. 35,8 % im Jahr 2050 ab. Ebenso wird bei der Untersuchung des Endenergieverbrauchs die ausgeprägte Substitution von Erdgas durch Heizöl im Jahr 2040 ersichtlich. Ebenso nimmt der Verbrauch von Umweltwärme sowie Elektrizität, welche zum Antrieb der Wärmepumpen benötigt werden, zu. Hierbei wird der Verbrauch von Elektrizität auf ca. 137,3 PJ/a und von Umweltwärme auf ca. 346,5 PJ/a im Jahr 2050 gesteigert. In der Abbildung 8-25 lässt sich auch der Konsum von Wasserstoff für die Brennstoffzellen-Heizgeräte ersehen. Im Maximum im Jahr 2030 beträgt dieser hierbei ca. 82,5 PJ/a. Der Endenergieeinsatz von fester Biomasse zur Befuerung der Holzöfen steht hinsichtlich seiner zeitlichen Entwicklung im Verhältnis zur installierten Kapazität der Öfen (vgl. Abbildung 8-22). So wird der entsprechende Verbrauch im Jahr 2030 zu ca. 167,0 PJ/a sowie im Jahr 2050 zu ca. 58,8 PJ/a errech-

net. Der zeitliche Verlauf des Endenergiebedarfs für die Fernwärme verhält sich wiederum proportional zur Entwicklung der Nachfrage und beläuft sich auf ca. 174,4 PJ/a im Jahr 2030 und ca. 133,2 PJ/a im Jahr 2050.

Des Weiteren ist in der Abbildung 8-26 der Zeitverlauf der eingesparten Heizwärme durch die Implementierung von energetischen Sanierungsmaßnahmen ausgewiesen. Das Schaubild differenziert weiterhin nach den drei Sanierungsstufen.

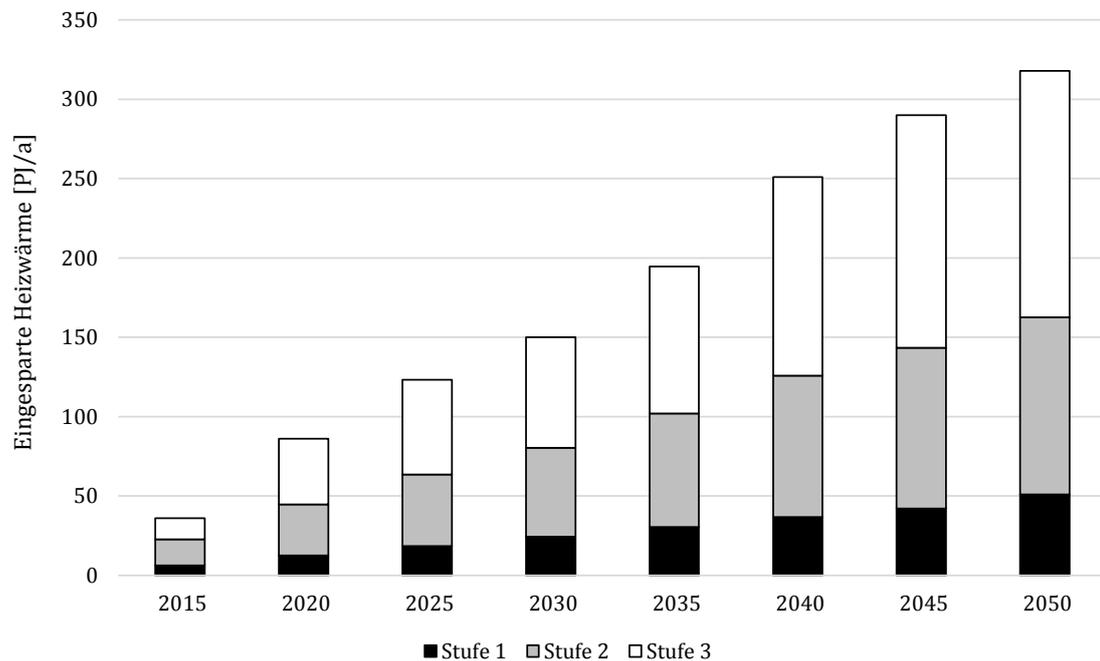


Abbildung 8-26: Entwicklung der eingesparten Heizwärme im Basisszenario REF_A

In der Abbildung 8-26 lässt sich eine gleichmäßig zunehmende Einsparung an Heizwärme ableiten. Dabei werden in jedem Modelljahr Maßnahmen aus den drei Stufen ergriffen. Dies impliziert im System die wirtschaftliche Vorteilhaftigkeit der Investition in energetische Sanierungsmaßnahmen neben der Installation der Anlagentechnik. Während sich die Einsparung im Jahr 2015 auf ca. 36,0 PJ/a beläuft, beträgt sie dagegen zum Zielzeitpunkt der Untersuchung ca. 317,8 PJ/a. In jedem Jahr wird dabei die meiste Einsparung durch Maßnahmen der dritten Stufe erzielt (ca. 69,7 PJ/a im Jahr 2030 und ca. 155,2 PJ/a im Jahr 2050).

Die Abbildung 8-27 gibt die Entwicklung des Primärenergieeinsatzes auf Basis der nicht-erneuerbaren und gesamten Primärenergiefaktoren im Wärmesystem der Wohngebäude sowie im Elektrizitätssystem und im Wärmesystem der Wohngebäude in Deutschland im Basisszenario REF_A bis zum Jahr 2050 wieder.

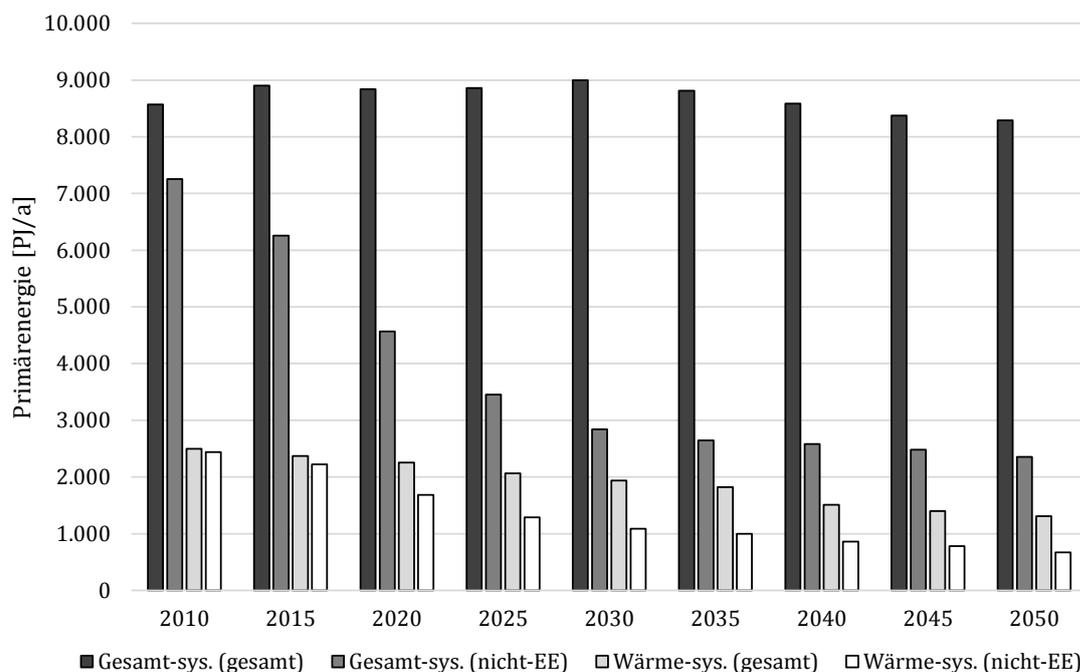


Abbildung 8-27: Entwicklung des Primärenergieeinsatzes im Basisszenario REF_A

Es lässt sich für das Wärmesystem ein sich über die Zeitachse verringernder Verlauf des Primärenergieeinsatzes auf Grundlage der beiden Faktoren erkennen. Ist die Primärenergie nach der Berechnung mit dem gesamten gegenüber der Berechnung mit dem nicht-erneuerbaren Primärenergiefaktor in den ersten Modelljahren nur leicht erhöht, so nimmt die Diskrepanz insgesamt zu. Im Jahr 2010 beträgt der Primärenergieeinsatz ca. 2.441,7 PJ/a auf Basis des nicht-erneuerbaren Faktors sowie ca. 2.497,7 PJ/a auf Basis des gesamten Faktors. Diese Werte betragen für das Jahr 2030 ca. 1.089,3 PJ/a sowie ca. 1.940,4 PJ/a. Im Jahr 2050 beläuft sich die verbrauchte Primärenergie im Wärmesystem der Wohngebäude nach Berechnung auf Basis des nicht-erneuerbaren Primärenergiefaktors auf ca. 671,6 PJ/a sowie auf Basis des gesamten Primärenergiefaktors auf ca. 1.308,6 PJ/a, was einer Reduktion von ca.

72,5 % bzw. ca. 47,6 % gegenüber dem Niveau von 2010 entspricht. Somit wird gefolgert, dass damit die angestrebte und in der deutschen Klima- und Energiepolitik festgelegte Reduktion des Primärenergiebedarfs in Gebäuden von 80 % bis zum Jahr 2050, welche gleichbedeutend mit einer Senkung auf ca. 497,4 PJ/a ist, in Bezug auf beide Berechnungsarten verfehlt wird. Die Zunahme der Diskrepanz insbesondere zwischen den Jahren 2015 und 2030 ist auf den steigenden Verbrauch erneuerbarer Energieträger im Wärmesystem der Wohngebäude bei gleichzeitigem Rückgang der fossilen Energieträger zurückzuführen. Entsprechend den Erkenntnissen aus den Rechnungen des Modell dezentraler Wärmeversorgungssysteme hinsichtlich des nicht-erneuerbaren Primärenergieverbrauchs der Wärmeversorgungssysteme weisen Wärmepumpen-basierte Versorgungssysteme einen äußerst geringen Primärenergieverbrauch auf (vgl. Kapitel 8.2.2.3). Dieses Ergebnis wird auch als Begründung der zunehmenden Disproportion des nicht-erneuerbaren und gesamten Primärenergieverbrauchs im Wärmesystem der Wohngebäude in den Modellrechnungen von TIMES-HEAT-POWER angeführt.

Für das betrachtete Gesamtsystem ergibt die Analyse des Primärenergieeinsatzes weitere Erkenntnisse. So wird der Primärenergieverbrauch nach der Berechnungsmethode des nicht-erneuerbaren Primärenergiefaktors im Zeitverlauf kontinuierlich reduziert. Im Jahr 2010 beläuft sich diese Ergebnisgröße auf ca. 7.253,1 PJ/a, wohingegen im Jahr 2050 ein Wert von ca. 2.355,3 PJ/a errechnet wird. Dies ist gleichbedeutend mit einer Reduktion um ca. 67,5 % im gleichen Zeitraum. Dagegen verbleibt der Primärenergieeinsatz auf Basis des gesamten Primärenergieverbrauchs auf einem ähnlichen Niveau. Beginnend bei ca. 8.568,1 PJ/a im Jahr 2010 wird im Jahr 2030 ein Wert von ca. 8.999,7 PJ/a determiniert. Der Verlauf wird schließlich in Folge der zunehmenden Penetration durch in Windkraft- und Solar-Anlagen produzierte Elektrizität in zunehmenden Maße degressiv, so dass die Untersuchungsgröße im Jahr 2050 zu ca. 8.289,1 PJ/a bestimmt wird.

In der Abbildung 8-28 ist die Entwicklung der direkten sowie der gesamten CO₂-Emissionen im Wärmesystem der Wohngebäude sowie im Elektrizitätssystem und Wärmesystem der Wohngebäude in Deutschland im Basisszenario REF_A im Zeitverlauf aufgezeigt.

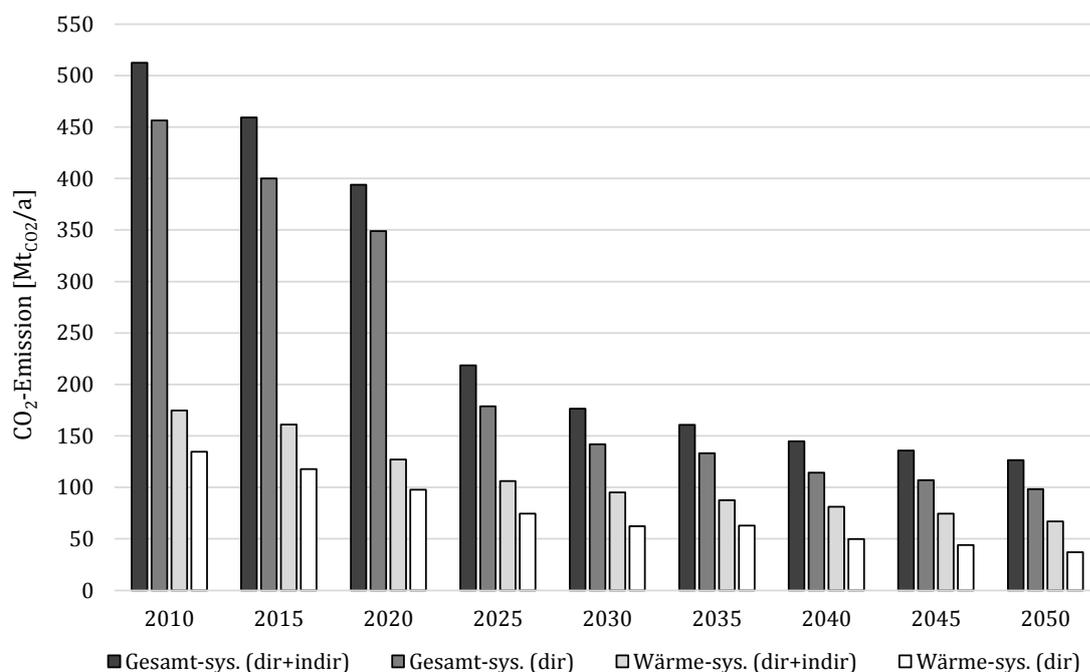


Abbildung 8-28: Entwicklung der direkten und gesamten CO₂-Emissionen im Basisszenario REF_A

Der CO₂-Ausstoß nach beiden Bilanzierungsprinzipien ist für die beiden Teilenergiesysteme im Zeitverlauf abfallend. So wird die gesamte Emission von CO₂ im Wärmesystem der Wohngebäude ausgehend von einem Wert von ca. 174,7 MtCO₂/a auf ca. 95,2 MtCO₂/a im Jahr 2030 sowie ca. 66,9 MtCO₂/a im Jahr 2050 verringert. Auf Berechnungsgrundlage der direkten Emission beläuft sich der Ausstoß auf ca. 134,7 MtCO₂/a, ca. 62,2 MtCO₂/a sowie ca. 37,2 MtCO₂/a in den gleichen Bezugszeitpunkten. Dies entspricht einer Reduktion in Höhe von ca. 61,7 % für den gesamten bzw. ca. 72,4 % den direkten Ausstoß von CO₂ bezogen auf den Wert von 2010. Für das betrachtete Gesamtsystem wird zwischen 2010 und 2050 die gesamte Emission von ca. 512,4 MtCO₂/a auf ca. 126,5 MtCO₂/a sowie die direkte Emission von ca. 456,4 MtCO₂/a auf ca. 98,5 MtCO₂/a reduziert, was einer Abnahme um ca. 75,3 % bzw. 78,4 % entspricht. Ebenso

in der Betrachtung der CO₂-Emissionen finden sich Erkenntnisse aus den Modellergebnissen des vorgelagerten Optimiermodells wieder. So wird in diesen die Wärmegestellung durch Wärmepumpen als CO₂-frei ermittelt (vgl. Kapitel 8.2.2.3). Demzufolge lassen sich für den Rückgang des Ausstoßes von CO₂ im Wärmesystem der Wohngebäude hauptsächlich zwei Beweggründe anführen. Einerseits bedingt die zunehmende Penetration von Wärmepumpen- und solarthermischen Systemen die Emissionsabnahme insbesondere im mittelfristigen Betrachtungshorizont. Für beide Technologien erweisen sich die direkten und gesamten CO₂-Emissionsfaktoren als zum Teil erheblich geringer als diejenigen für fossile Energieträger (vgl. Kapitel 7.9). Andererseits wirkt sich das Absinken der thermischen Nachfrage durch höhere Energiegebäudestandards beim Neubau sowie Wärmeschutzmaßnahmen an Bestandsgebäuden positiv auf die Emissionsreduktion aus.

Die Abbildung 8-29 stellt abschließend die Entwicklung des Anteils erneuerbarer und fossiler Energieträger am Endenergieverbrauch des Wärmesystems im Basisszenario REF_A im Zeitverlauf bis 2050 dar.

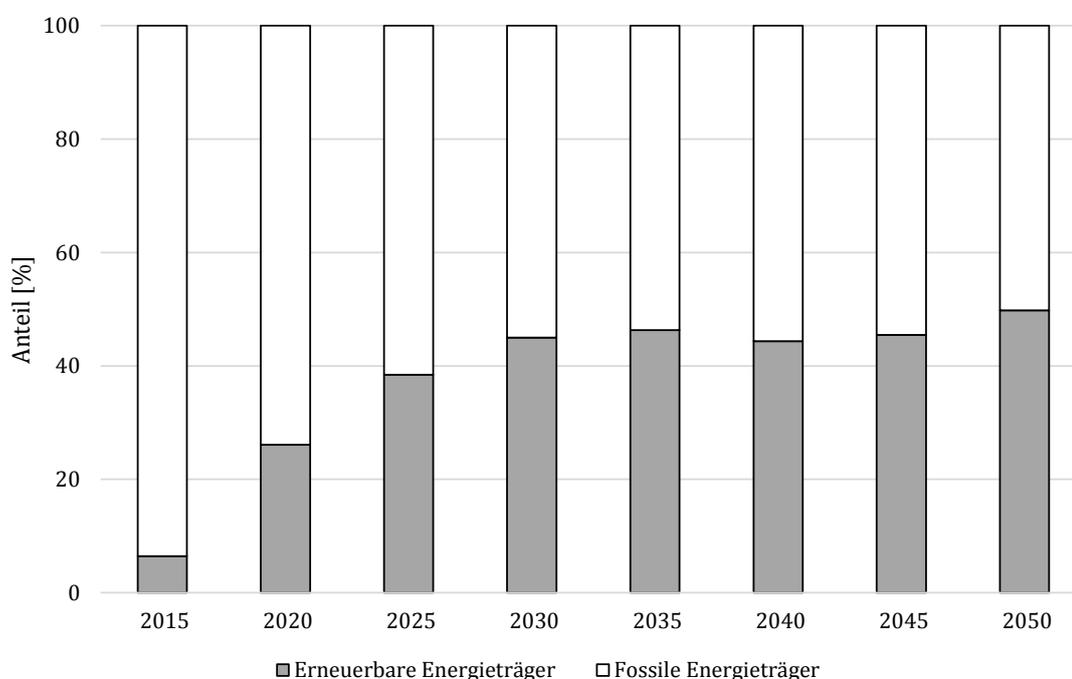


Abbildung 8-29: Entwicklung des Anteils erneuerbarer und fossiler Energieträger am Endenergieverbrauch des Wärmesystems im Basisszenario REF_A

Aus der Analyse geht hervor, dass der Anteil der erneuerbaren Energieträger bis in das Jahr 2035 monoton zunimmt. So wird für das Jahr 2020 ein Wert von ca. 26,1 % angenommen und steigt bis auf ca. 46,3 % im Jahr 2035 an. Für das Jahr 2020 wird der geforderte Anteil der Erneuerbaren Energien an dem Wärmeverbrauch bzw. am Bruttoendenergieverbrauch von 14 % bzw. 18 % damit übertroffen⁵³. Jedoch wird für das Jahr 2040 der festgelegte Anteil der Erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch in Höhe von 45 % knapp verfehlt, da im Basisszenario REF_A der Anteil im Jahr 2050 zu ca. 44,4 % berechnet wird. Dieser steigt schlussendlich auf ca. 49,8 % im Jahr 2050 an.

Nitsch et al. (2012) leiten für dieselbe Größe einen Wert von ca. 53 % ab, während Schlesinger et al. (2010) bzw. Schlesinger et al. (2014) einen Anteil von ca. 33,7 % bzw. ca. 29,5 % identifizieren. In dieser Hinsicht wird die in TIMES-HEAT-POWER bestimmte Ergebnisgröße in den Vergleichsstudien nach oben und unten abgeschätzt.

Insgesamt kann also festgestellt werden, dass der spezifizierte Mindestanteil erneuerbarer Energieträger am Endenergieverbrauch der Wärmeversorgung der Wohngebäude in Deutschland in Höhe von 60 % im Jahr 2050 im Basisszenario REF_A nicht erreicht wird.

8.2.3.2 Ergebnisse im Zielszenario

In diesem Abschnitt werden für das Zielszenario zunächst Ergebnisse für das Elektrizitätssystem in Deutschland aufgezeigt. Daran schließt sich eine Darlegung der Resultate für das Wärmesystem der Wohngebäude an.

8.2.3.2.1 Entwicklung des Elektrizitätssystems

In der Abbildung 8-30 wird die Entwicklung der installierten elektrischen Kapazität der Erzeugungstechnologien im deutschen Elektrizitätssystem im Szenario ZIEL entlang der Zeitachse bis 2050 skizziert.

⁵³ Vgl. Kapitel 3.3.1 für eine weitere Ausführung zu bzw. einer Spezifikation der energie- und klimapolitischen Ziele in der Bundesrepublik Deutschland.

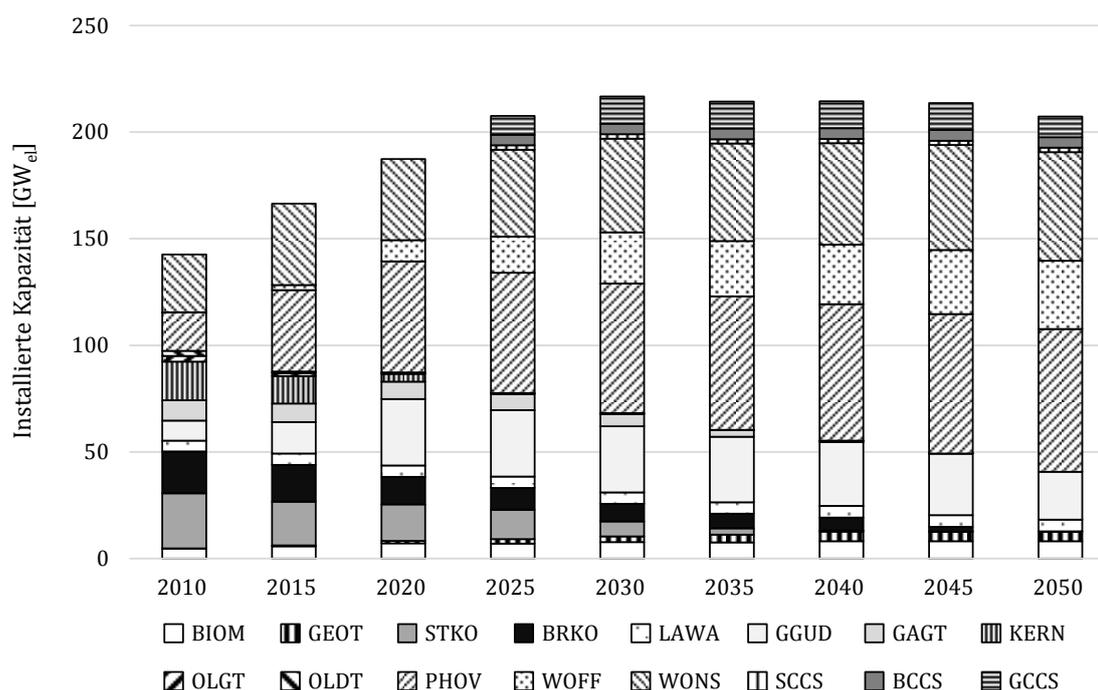


Abbildung 8-30: Entwicklung der installierten elektrischen Kapazität der Erzeugungstechnologien im deutschen Elektrizitätssystem im Szenario ZIEL

Hinsichtlich der Zusammensetzung der Technologien im Kraftwerkspark ist die Ähnlichkeit mit dem Kapazitätsverlauf im Basisszenario sehr groß, jedoch die insgesamt installierte Kapazität in ihrer absoluten Höhe geringer. Dies bedeutet, dass das Maximum bei ca. 216,7 GW_{el} im Jahr 2030 liegt, wohingegen im Szenario REF_A ein Höchstwert der Kraftwerkskapazität von ca. 236,3 GW_{el} im Jahr 2050 erreicht wird. Diese Tatsache ist auf die Anforderung eines bezüglich des Niveaus von 2008 um 25 % geminderten Bruttostromverbrauchs im Jahr 2050 im Zielszenario zurückzuführen (vgl. Kapitel 8.1). Ein weiterer Unterschied zwischen den beiden Szenarien besteht in der Installation von CCS-Kraftwerken. Für Erdgas-befeuerte CCS-Anlagen wird ab dem Jahr 2030 eine elektrische Kapazität von ca. 12,7 GW_{el} erreicht. Dagegen liegt diejenige von Kraftwerken auf Basis von Steinkohle und Kohlenstoffabscheidung ab 2025 konstant bei ca. 2,01 GW_{el}. Die im Vergleich zum Basisszenario umgekehrten Größenverhältnisse der Kapazität der genannten Kraftwerke der Spitzen- bzw. Mittellast lässt sich damit begründen, dass mit der Verringerung der gesamten elektrischen Last

bei unveränderter Einspeisung der Windkraft- und PV-Anlagen die Voll-
laststundenanzahl der Kraftwerke absinkt und daher Technologien mit
Fähigkeit der Laständerung auf der zeitlich höchst aufgelösten Ebene
begünstigt werden.

Die Abbildung 8-31 weist weiterhin den Verlauf des Endenergieeinsatzes
der Erzeugungstechnologien im deutschen Elektrizitätssystem im
Szenario ZIEL aus.

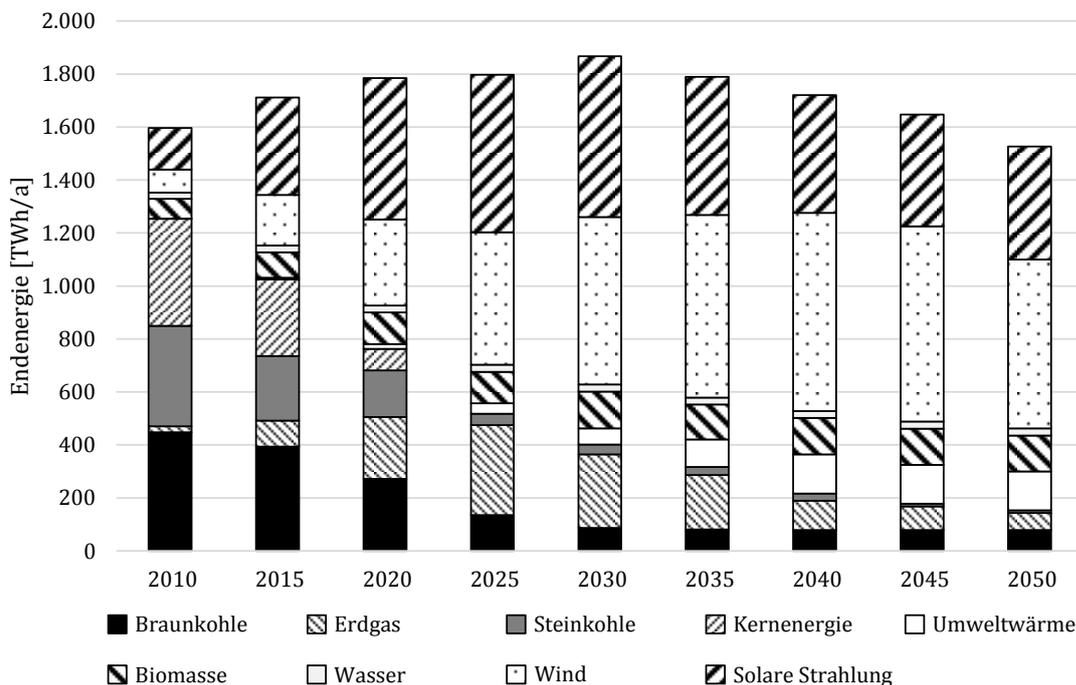


Abbildung 8-31: Verlauf des Endenergieeinsatzes der Erzeugungstechnologien im deutschen Elektrizitätssystem im Szenario ZIEL

Auch diese Größe steht in starker Abhängigkeit mit den vorherig be-
schriebenen installierten Kapazitäten in Abbildung 8-30 sowie des Ver-
laufs des Endenergieeinsatzes im Basisszenario. Die wesentlichen Un-
terschiede betreffen abermals die absolute Verbrauchshöhe sowie den
vermehrten Verbrauch von Erdgas bei gleichzeitig vermindertem Ein-
satz von Steinkohle. Daher beläuft sich der Extremwert des Endenergie-
verbrauchs auf ca. 1.866,8 TWh/a im Jahr 2030 welcher um ca. 9,33 %
niedriger als der korrespondierende Wert im Basisszenario liegt (ca.
2.058,7 TWh/a). Der Verbrauch an Steinkohle beläuft sich somit im

Zielszenario auf ca. 37,3 TWh/a im Jahr 2030 sowie ca. 10,5 TWh/a im Jahr 2050. Dagegen stellen sich diese Werte für Braunkohle bzw. Erdgas als ca. 86,9 TWh/a bzw. ca. 277,8 TWh/a im Jahr 2030 sowie ca. 79,1 TWh/a bzw. ca. 63,5 TWh/a im Jahr 2050 dar.

8.2.3.2.2 Entwicklung des Wärmesystems der Wohngebäude

Die Abbildung 8-32 stellt die Entwicklung der thermischen Kapazität der Wärmeversorgungssysteme im Wärmesystem des deutschen Wohngebäudebestands im Zeitverlauf im Szenario ZIEL dar. Hierbei wird dem Wärmesystem die Maßgabe auferlegt, das Primärenergiemin- derungsziel auf Basis der gesamten Primärenergiefaktoren sowie das Ziel des Mindestanteils an erneuerbaren Energieträgern einzuhalten.

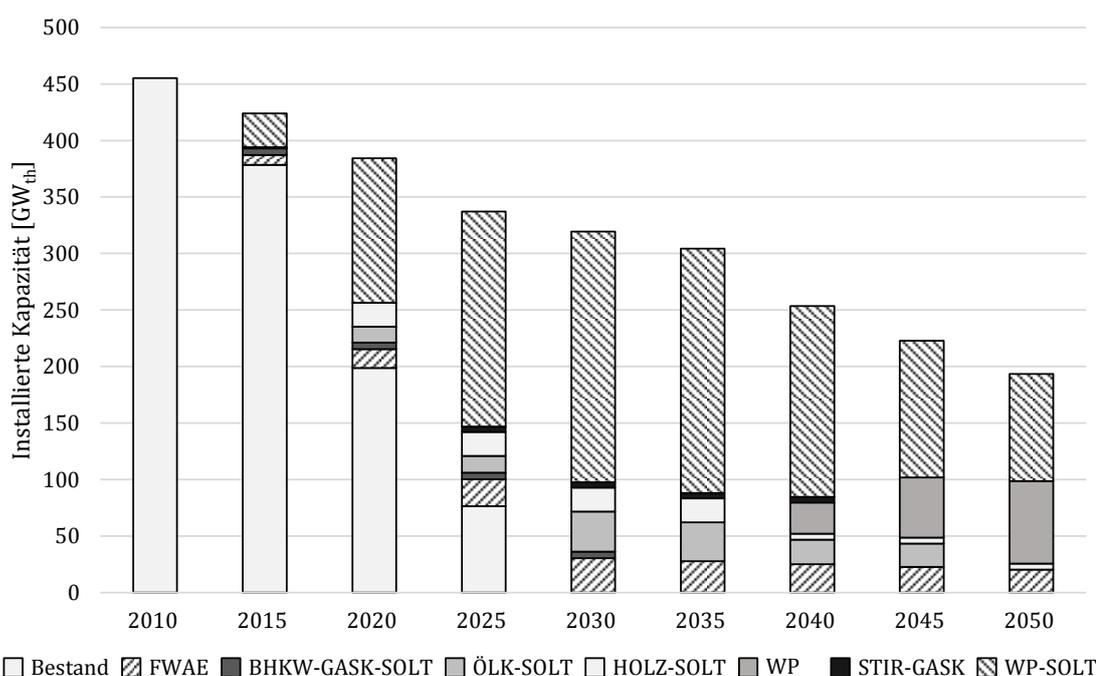


Abbildung 8-32: Entwicklung der thermischen Kapazität der Wärmeversorgungssysteme im Wärmesystem des deutschen Wohngebäudebestands im Szenario ZIEL

Aus der Lösbarkeit der Probleminstanz kann zunächst gefolgert werden, dass unter der Referenzentwicklung eine Primärenergiesenkung auf Berechnungsgrundlage des absoluten Primärenergiefaktors in Höhe von 80 % bis in das Jahr 2050 im Vergleich zu dem Referenzjahr 2010 sowie ein ansteigender Mindestanteil der erneuerbaren Energieträger

am Endenergieverbrauch von 18 % im Jahr 2020 auf 60 % im Jahr 2050 erreicht werden kann. Die Abbildung 8-32 gibt daher an, wie das Zielsystem gestaltet bzw. in seiner Technologiediversität beschaffen ist.

Insgesamt ist das Kapazitätsniveau der Heiztechnologien im Zeitverlauf im Sinken begriffen. Dies ist der Tatsache geschuldet, dass das Szenario ZIEL einerseits von einem Rückgang des Heizwärmebedarfs in Höhe von 1,25 % p.a. durch stark verschärfte energetische Anforderungen an den Neubau geprägt ist, und andererseits zusätzliche Wärmedämmmaßnahmen modellendogen getroffen werden, welche sich allerdings nicht im dem Schaubild widerspiegeln. Aus der Abbildung 8-32 ist weiterhin der Rückgang des Heizanlagenbestands bis zum vollständigen Systemaustritt im Jahr 2030 zu erkennen. Gleichwohl wird der ausgehende Bestand durch einen Kapazitätszubau an neuen Heizsystemen substituiert. Es ist zu erkennen, dass ein Heizsystem bestehend aus einer Wärmepumpe und solarthermischen Anlage vorherrschend ist. Dies wird bereits im Jahr 2015 gewählt und zeichnet sich für ca. 71,0 % der installierten thermischen Kapazität im Jahr 2035 sowie für ca. 49,0 % im Endzustand im Jahr 2050 verantwortlich. Der massive Zubau an Wärmepumpen in Kombination mit solarthermischen Anlagen kann darauf zurückgeführt werden, dass Wärmepumpen zum überwiegenden wenn auch nicht vollständigen Teil mit Umgebungswärme betrieben werden, welche zum einen in ihrem gesamten Primärenergiefaktor einen geringeren Wert als die fossilen Brennstoffe aufweist (vgl. Kapitel 7.9) und sie zum anderen den erneuerbaren Energieträgern zuzuweisen ist. Überdies stellen Wärmepumpen eine emissionsfreie Technologie in Bezug auf den direkten Ausstoß von CO₂ dar. Zusätzlich fällt in der Abbildung 8-32 auf, dass in den Jahren ab 2040 ein Heizanlagen system ausschließlich basierend auf der Wärmepumpe zunehmend in das Wärmesystem dringt und sich im Jahr 2050 für einen Anteil von ca. 37,8 % an der gesamten installierten thermischen Kapazität verantwortlich zeichnet. Dies findet die Erklärung zum einen darin, dass die energiemengenspezifischen verbrauchsgebundenen Ausgaben für die Wärmepumpe über die Zeitentwicklung wie im Basisszenario abnehmen, da die für den Antrieb der Wärmepumpen benötigte Elektrizität durch den

steigenden Anteil an Elektrizitätserzeugungstechnologien auf Basis erneuerbarer Energieträger zu geringeren Ausgaben bereitgestellt wird. Dies führt mit *ceteris paribus*-Annahmen zu den solarthermischen Anlagen zu einer Begünstigung von ausschließlich auf Wärmepumpen basierenden Systemen. Zum anderen ist der Beitrag der Solarthermie zum gesamten Primärenergieverbrauch als höher zu bewerten als derjenige von Wärmepumpen, was sich in Bezug auf die geforderte Zielerreichung nachteilig auswirkt.

Zusätzlich lässt sich aus der Abbildung 8-32 ableiten, dass ein Heizanlagen-System bestehend aus einem Ölkessel und einer solarthermischen Anlage bis in das Jahr 2045 Bestand hat. Dies versorgt im ausgabenminimalen System solche Wohngebäude, welche nicht über einen Zugang zum Gasnetz verfügen. Im Zeitverlauf wird aber dieses System von Wärmepumpe-basierten Systemen verdrängt, welche für die Versorgung jener Wohngebäude ebenfalls in Frage kommen. Die gekoppelte Erzeugung von Wärme und Elektrizität betreffend wird ersichtlich, dass sowohl Systeme mit BHKW als auch mit Stirlingmaschinen gewählt werden. Bereits im Jahr 2015 werden demnach Blockheizkraftwerke in Kombination mit einem Gaskessel und einer solarthermischen Anlage mit einer thermischen Kapazität von ca. $5,9 \text{ GW}_{\text{th}}$ installiert, welche 20 Jahre im System verbleiben. Im Jahr 2025 finden ferner Stirlingmaschinen in Kombination mit einem Gaskessel mit einer thermischen Kapazität von ca. $4,8 \text{ GW}_{\text{th}}$ für eine Dauer von ebenfalls 20 Jahren in das Wärmesystem Eingang. Der Übergang der KWK-Technologien kann dadurch begründet werden, dass Stirlingmaschinen mit Holzpellets und damit im Gegensatz zu BHKW, welche mit Erdgas betrieben werden, auf Basis erneuerbarer Energieträger befeuert sind, was auf Grund des vergleichsweise geringen gesamten Primärenergiefaktors sowie der Zugehörigkeit zu den erneuerbaren Energieträgern zur Zielerreichung beiträgt. Es wird somit erkennbar, dass die Kraft-Wärme-Kopplung bei der Energiewende und Erreichung der energie- und klimapolitischen Ziele im Wärmesektor wie auch im Basisszenario eine Übergangstechnologie mit dem größten wirtschaftlichen Potenzial im mittelfristigen Betrachtungshorizont darstellt.

Des Weiteren ist in der Abbildung 8-33 der Verlauf des Endenergieeinsatzes der Technologien im Wärmesystem der Wohngebäude in Deutschland im Szenario ZIEL für den Zeitraum bis 2050 dargestellt.

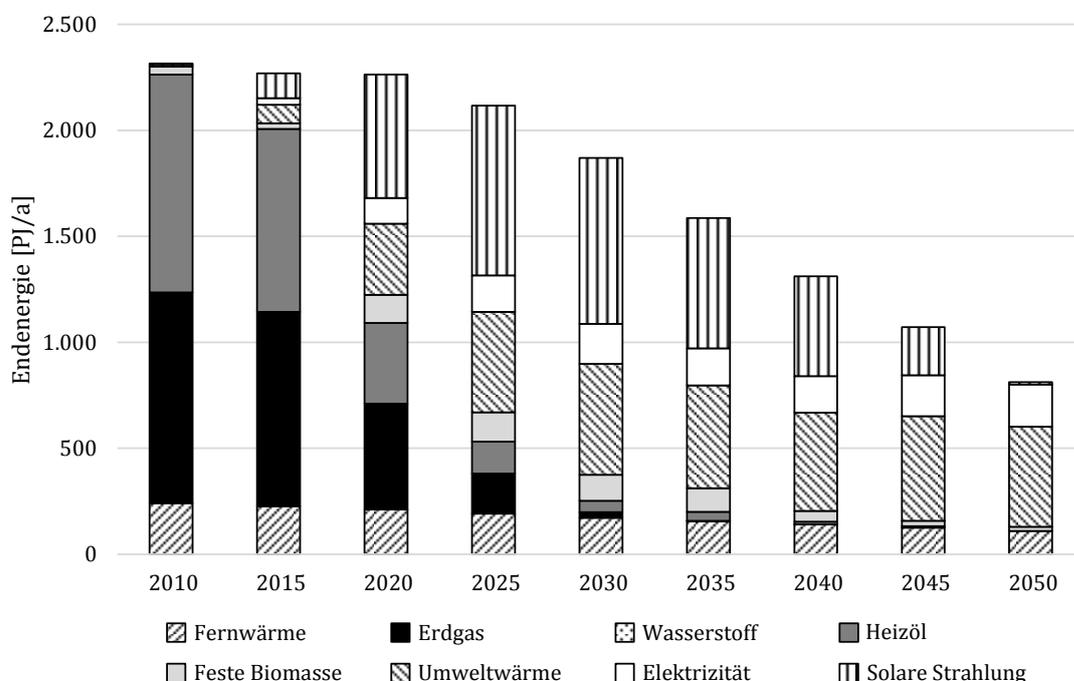


Abbildung 8-33: Verlauf des Endenergieeinsatzes der Technologien im Wärmesystem der Wohngebäude in Deutschland im Szenario ZIEL

Der Rückgang der Endenergie fällt insgesamt stärker aus, was primär der gesteigerten exogenen Reduktion der Nachfrage nach Raumwärme im Neubau geschuldet ist. So wird im Jahr 2050 ein Niveau des Endenergieverbrauchs von ca. 811,8 PJ/a erreicht, was gegenüber dem Referenzwert aus dem Basisszenario in Höhe von ca. 1.406,5 PJ/a eine Minderung um ca. 42,3 % darstellt. Der errechnete Wert liegt etwas unter entsprechenden Ergebnisgröße aus Vergleichsstudien. So leiten Schlesinger et al. (2010) in deren Zielszenario einen Wert von ca. 1.041 PJ/a sowie Schlesinger et al. (2014) von ca. 1.201 PJ/a ab. Einschränkend muss angeführt werden, dass die als verbindlich zu erreichenden Ziele im Wärmesystem in der vorliegenden Arbeit und in den zitierten Studien nicht kongruent sind. So findet sich das Primärenergiereduktionsziel in diesen Studien nicht wieder und wird nach dem Wissen des Au-

tors in diesem Zusammenhang erstmalig in der vorliegenden Arbeit untersucht. Des Weiteren ist aus der Abbildung 8-33 der ausgeprägte Austritt der fossilen Brennstoffe aus dem System zu erkennen. So wird Erdgas nur noch bis 2040 verbraucht (ca. 0,87 PJ/a). Gleichwohl nimmt der Anteil von Umweltwärme sowie Elektrizität im hauptsächlich von Wärmepumpen dominierten System stetig zu. Ebenso zeichnet sich die solare Strahlung für einen Großteil der Wärmebereitstellung verantwortlich. Auf Grund des geringeren Wirkungsgrads solarthermischer Anlagen sowie des einhergehenden gesteigerten spezifischen Primärenergieverbrauchs auf Basis des gesamten Primärenergiefaktors ist der Endenergieverbrauch durch die solare Strahlung im Jahr 2050 jedoch auf ca. 10,4 PJ/a reduziert. Dies liegt darin begründet, dass dieser Verbrauch auf Grund des angenommenen gesamten Primärenergiefaktors äquivalent zum Primärenergieverbrauch ist (vgl. Kapitel 7.9).

In der Abbildung 8-34 wird der Zeitverlauf der eingesparten Heizwärme durch die Implementierung von energetischen Sanierungsmaßnahmen angegeben und dabei nach den unterschiedlichen Sanierungsstufen unterschieden.

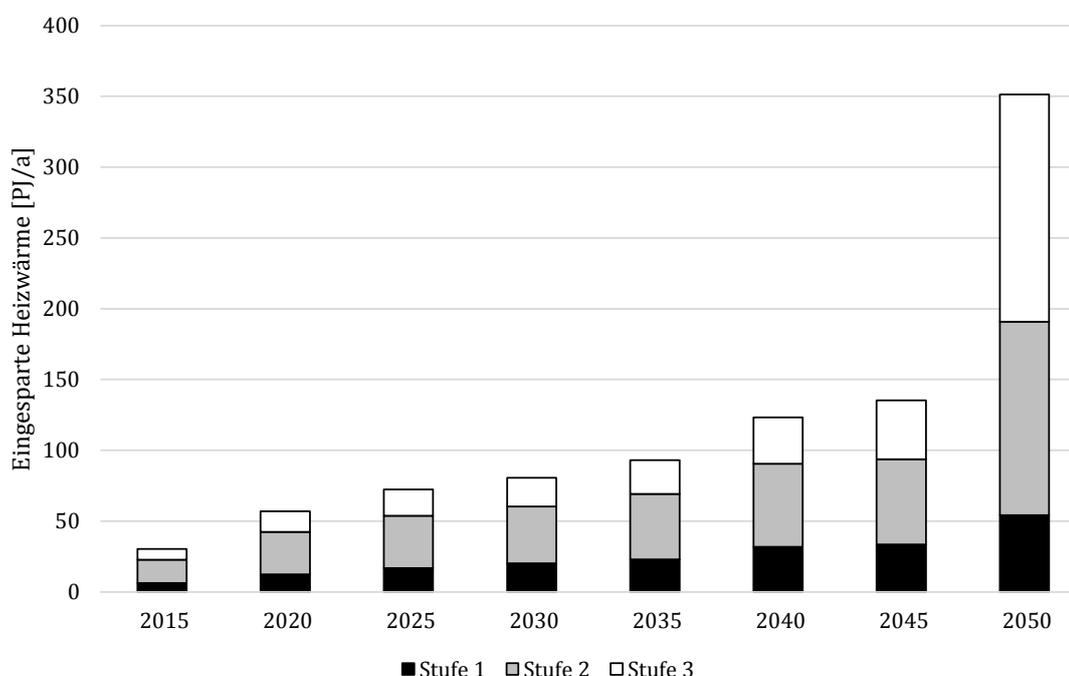


Abbildung 8-34: Entwicklung der eingesparten Heizwärme im Zielszenario ZIEL

Vergleichbar zum Szenario REF_A kommt es zu einem kontinuierlichen Ausbau der Sanierungsmaßnahmen mit einhergehender ansteigender eingesparter Heizwärme. Im Vergleich zu der Entwicklung im Basisszenario fällt der Zubau in den ersten Modelljahren jedoch geringer aus. Dies ist mit dem im Zielszenario verstärkten Rückgang der exogenen Nachfrage nach Raumwärme zu erklären. Jedoch ist die Implementierung der energetischen Sanierungsmaßnahmen umso stärker für das Jahr 2050 ausgeprägt mit einer eingesparten Heizwärme in Höhe von ca. 351,3 PJ/a, was gegenüber dem entsprechenden Wert im Basisszenario eine Erhöhung um ca. 10,5 % darstellt. Die erhebliche Maßnahmenumsetzung im letzten Modelljahr kompensiert hierdurch den beinahe vollständigen Systemaustritt solarthermischer Anlagen, welcher im vorhergehenden Absatz aufgezeigt wird. Das Ergebnis macht deutlich, dass die vorgeschriebene Zielerreichung neben einem beträchtlichen Umbau des Wärmesystems hinsichtlich der Anlagentechnik zusätzlich über eine enorme Steigerung der Sanierungsaktivität zum Ende des Planungshorizontes zu verwirklichen ist.

Die Abbildung 8-35 gibt den Primärenergieeinsatz im Szenario ZIEL an.

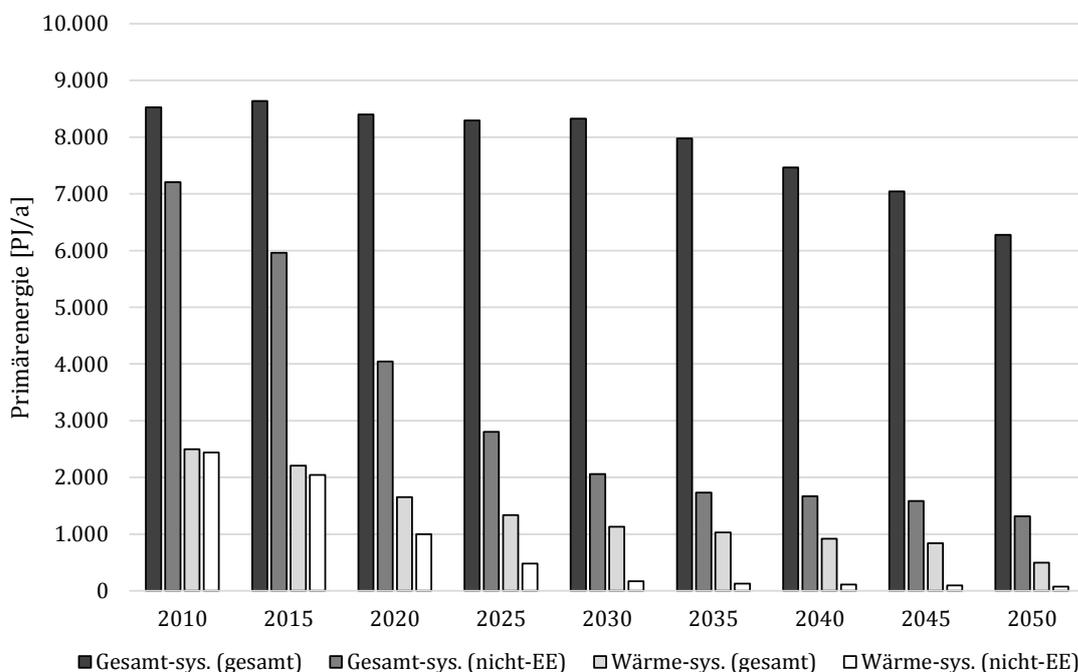


Abbildung 8-35: Entwicklung des Primärenergieeinsatzes im Szenario ZIEL

Der Primärenergieeinsatz ist im Zeitverlauf für das Wärmesystem der Wohngebäude sowie die beiden untersuchten Teilenergiesysteme jeweils differenziert nach nicht-erneuerbarem und gesamtem Primärenergiefaktor dargestellt. Es ist in der Graphik deutlich zu erkennen, dass der Primärenergieeinsatz nach beiden Bilanzierungsprinzipien sowohl im Wärmesystem der Wohngebäude als auch im Elektrizitätssystem im Sinken begriffen ist. Für beide Teilenergiesysteme verringert sich der Primärenergieeinsatz auf Berechnungsbasis des gesamten Primärenergiefaktors von ca. 8.526,7 PJ/a im Jahr 2010 auf ca. 6.279,3 PJ/a im Jahr 2050. Im Wärmesystem sinkt der Primärenergieeinsatz auf gleicher Berechnungsbasis von ca. 2.497,7 PJ/a im Jahr 2010 auf ca. 497,4 PJ/a im Jahr 2050, was der geforderten Reduktion um 80 % entspricht⁵⁴. Im Elektrizitätssystem herrscht im gegenwärtigen Szenario hingegen kein Reduktionsziel der Primärenergie vor, weswegen die Entwicklung nicht vorbestimmt wird. Das Sinken des Primärenergieeinsatzes im Elektrizitätssystem ist auf mehrere Gründe zurückzuführen. Einerseits ist gemäß der Szenariendefinition nach Kapitel 8.1 die Nachfrage nach Elektrizität über den Zeitverlauf auf 25 % bis in das Jahr 2050 verringert. Andererseits wird eine Senkung des Primärenergieverbrauchs und damit der Energieeffizienz neben der Einsparung auch durch Technologiesubstitution realisiert, da die Technologien im Elektrizitätssystem in zunehmendem Zeitverlauf von küstennaher und küstenferner Windkraft sowie von Photovoltaik dominiert werden. Der Senkungseffekt des Primärenergieeinsatzes im Elektrizitätssystem wird jedoch durch den Einsatz der Wärmepumpen im Wärmesystem, welche eine weitere Elektrizitätsverbrauchsene in dem betrachteten Energiesystem darstellen, abgemildert, deren Bedarf durch Erzeugung hauptsächlich im Elektrizitätssystem gedeckt werden muss. Auf Berechnungsbasis des nicht-erneuerbaren Primärenergiefaktors fällt die Absenkung der Primärenergie erheblich deutlicher aus, wie aus Abbildung 8-35 ersichtlich

⁵⁴ Das Einsparungsziel des Primärenergieverbrauchs in Wohngebäuden bezieht sich nach Kapitel 3.3.1 auf das Jahr 2008. Das Jahr 2010 stellt gemäß der zeitlichen Differenzierung in TIMES-HEAT-POWER nach Kapitel 7.1.1 jedoch das repräsentative Durchschnittsjahr der Periode von 2008 bis 2012 dar, weswegen das Primärenergieziel im Modell auf das Jahr 2010 bezogen wird.

wird. Für beide Teilenergiesysteme reduziert sich der Primärenergieeinsatz auf dieser Berechnungsgrundlage von ca. 7.205,4 PJ/a im Jahr 2010 auf ca. 1.315,1 PJ/a im Jahr 2050. Im Wärmesystem verringert sich der Primärenergieeinsatz auf gleicher Berechnungsbasis von ca. 2.441,7 PJ/a im Jahr 2010 auf ca. 71,4 PJ/a im Jahr 2050. Dies spiegelt die vorrangige Diffusion von Erzeugungstechnologien auf Basis erneuerbarer Energieträger in beiden Teilenergiesystemen wider, deren nicht-erneuerbarer Primärenergiefaktor (nahe) 0 ist (vgl. Kapitel 7.9). Die im Basisszenario festgestellte Ergebnisdiskrepanz der beiden Berechnungsmethoden zeigt sich demnach für das Zielszenario auf Grund der noch stärkeren Diffusion der Wärmepumpen in umso deutlicherer Ausprägung.

Die Abbildung 8-36 zeigt des Weiteren die Entwicklung der direkten sowie direkten und indirekten Emission von CO₂ im Wärmesystem sowie im Elektrizitätssystem und im Wärmesystem der Wohngebäude im Szenario ZIEL auf.

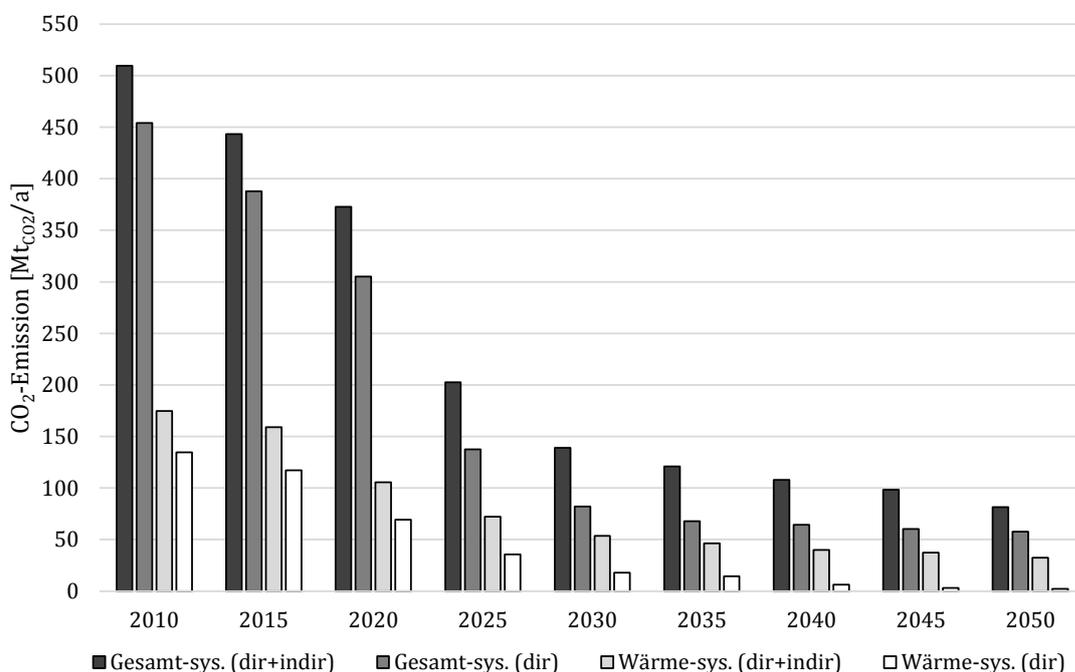


Abbildung 8-36: Entwicklung der direkten sowie direkten und indirekten Emission von CO₂ im Szenario ZIEL

Die Untersuchung zeigt, dass sämtliche Größen dabei über den Zeitverlauf stark abnehmen. Die direkten Emissionen von CO₂ im Wärmesystem sinken demnach von ca. 134,7 Mt_{CO2}/a im Jahr 2010 auf ca. 2,06 Mt_{CO2}/a im Jahr 2015, was einer Reduktion von ca. 98,5 % entspricht. Direkte Emissionen als Bezugsgröße und das Verursachungsprinzip als Allokationsverfahren annehmend kommt es somit im gegenwärtigen Szenario zu einer fast vollständigen Dekarbonisierung des Wärmesystems der Wohngebäude. Dies geschieht ohne das Einführen einer Nebenbedingung gemäß Kapitel 4.7.5.2. Es kann also geschlossen werden, dass die Implementierung der Erreichung des Primärenergieziels und des Mindestanteils erneuerbarer Energieträger am Endenergieverbrauch ebenso eine Erreichung des (hypothetischen) CO₂-Minderungsziels für das Wärmesystem der Wohngebäude bedingt. Im gesamten betrachteten Energiesystem bestehend aus dem Elektrizitätssystem und dem Wärmesystem der Wohngebäude sinkt der direkte Ausstoß von CO₂ von ca. 454,0 Mt_{CO2}/a im Jahr 2010 auf ca. 57,6 Mt_{CO2}/a im Jahr 2050. Dies bedeutet eine Abnahme von ca. 87,3 % auf den Zeitraum von 2010 bis 2050 bezogen. Das CO₂-Minderungsziel von mindestens 80 % bezogen auf das Referenzjahr 1990 wird somit erreicht. Einschränkend muss jedoch angeführt werden, dass im Modellkontext nur zwei Teilenergiesysteme betrachtet werden und somit keine finale Aussage über die Erreichung des CO₂-Minderungsziels der Bundesregierung, welches sich auf das gesamte nationale Energiesystem bezieht, getroffen werden kann.

Das insgesamt sehr deutliche Absinken der Emissionen von CO₂ im Wärmesystem der Wohngebäude hat hauptsächlich zwei Ursachen. Zum einen hat das Absinken der thermischen Nachfrage durch stark verschärfte Energiegebäudestandards beim Neubau sowie Wärmeschutzmaßnahmen an Bestandsgebäuden eine positive Auswirkung auf die Emissionsreduktion. Zum anderen zieht die sehr ausgeprägte Durchdringung der Wärmepumpen- und solarthermischen Systeme die Emissionsminderung nach sich.

Abschließend gibt die Abbildung 8-37 eine Übersicht über den Verlauf des Anteils erneuerbarer und konventioneller Energieträger am Endenergieverbrauch des Wärmesystems der Wohngebäude in Deutschland.

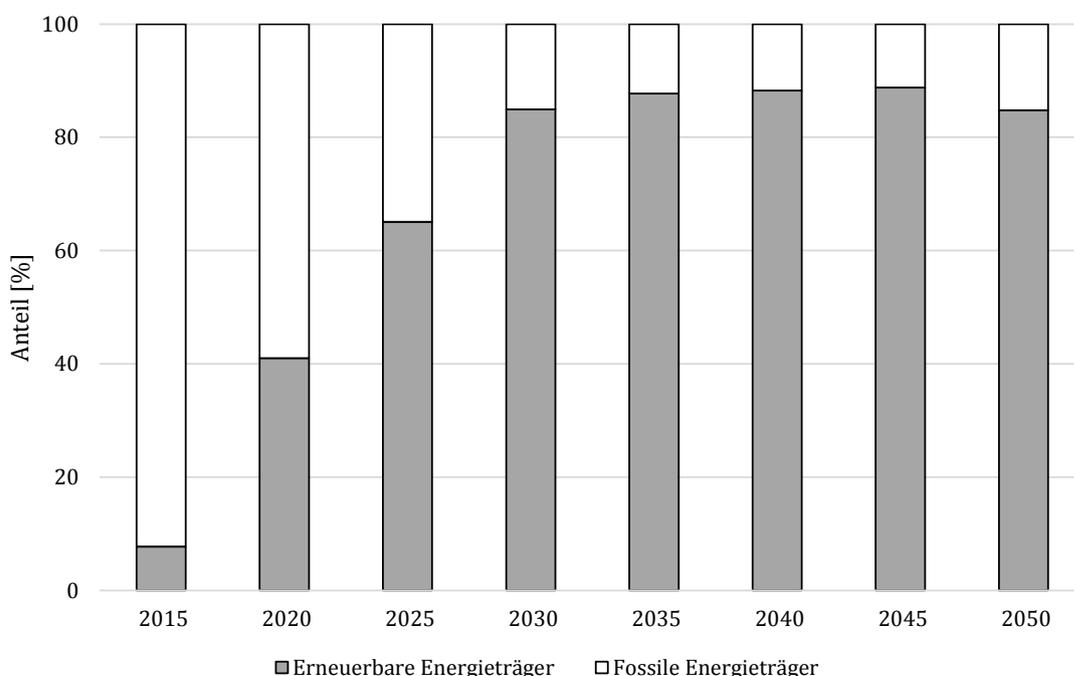


Abbildung 8-37: Entwicklung des Anteils erneuerbarer und konventioneller Energieträger am Endenergieverbrauch des Wärmesystems im Szenario ZIEL

Im Zielszenario wird der für das Jahr 2020 der geforderte Mindestanteil der Erneuerbaren Energien an dem Wärmeverbrauch bzw. am Bruttoendenergieverbrauch von 14 % bzw. 18 % deutlich übertroffen. Ebenso wird die definierte Zielgröße für das Jahr 2050 in Höhe von 60 % bereits im Jahr 2025 erreicht. Der Anteil steigt in der Entwicklung ausgehend von ca. 7,71 % im Jahr 2015 streng monoton auf das Maximum von ca. 88,8 % im Jahr 2045 an.

Dabei lässt sich der geringfügige Rückgang des Anteils der erneuerbaren Energieträger am Ende des Betrachtungshorizonts auf die geringere Ausbringung der solarthermischen Anlagen zum Zielzeitpunkt sowie den starken Anstieg der modellendogenen Wärmeschutzmaßnahmen zurückführen (vgl. hierzu auch Abbildung 8-33 und Abbildung 8-34).

8.2.3.3 Ergebnisse der Szenarioanalyse

In diesem Unterkapitel werden die Ergebnisse der Szenarioanalyse vorgestellt und diskutiert sowie ausgewählte Modellergebnisgrößen aus den Berechnungen der in Kapitel 8.1 definierten Szenarien quantifiziert. Mit dem gewählten Vorgehen wird damit implizit eine Bewertung des Einflusses derjenigen Modelleingangsgrößen durchgeführt, die als wesentliche Determinanten der Modellausgangsgrößen befunden werden. In dieser Hinsicht kann die nachfolgende Untersuchung auch als ein- bzw. mehrparametrische Sensitivitätsanalyse aufgefasst werden. Somit wird der Einfluss der Stellgrößen Brennstoff- und CO₂-Zertifikatspreisentwicklung, EE-Ausbau im Elektrizitätssystem, Nachfrageentwicklung nach Wärme und Elektrizität, Technologiefortschritt sowie Erreichung der energie- und klimapolitischen Ziele im Wärmesystem näher bewertet. Als relevante Modellergebnisgrößen werden im Folgenden die Erzeugung von Elektrizität und Wärme aus den Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung, die konsumierte Elektrizitätsmenge für den Antrieb der Wärmepumpen, die Implementierung energetischer Sanierungsmaßnahmen sowie der CO₂-Ausstoß untersucht.

8.2.3.3.1 Erzeugung der dezentralen KWK-Technologien

Dieses Unterkapitel der Szenarioanalyse widmet sich der Bewertung des Einflusses der untersuchten variierten Merkmalsausprägungen auf die Durchdringung der KWK-Technologien.

Dazu wird in der Abbildung 8-38 die jährliche Erzeugung von Elektrizität und Wärme der mikro-KWK-Technologien in den Wohngebäuden für die Jahre 2030 und 2050 dargestellt. Hierbei wird in dem Ergebnis über die motorischen BHKW, Stirlingmaschinen und Brennstoffzellen-Heizgeräte sowie über die Leistungsbereiche der versorgten Wohngebäude aggregiert.

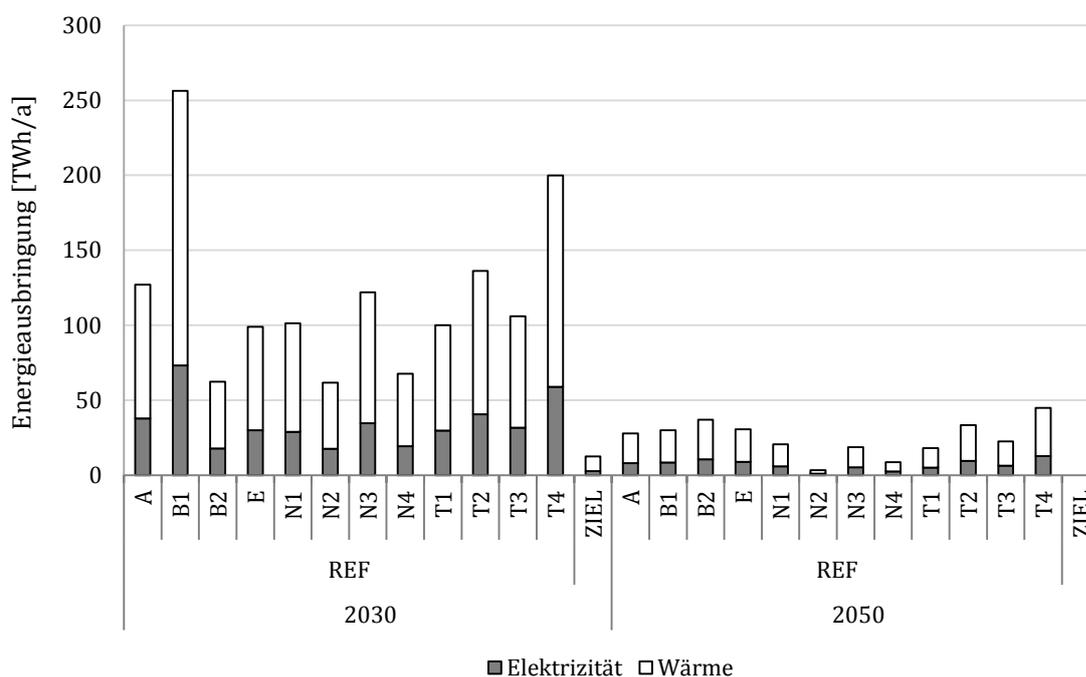


Abbildung 8-38: Jährliche Erzeugung von Elektrizität und Wärme der mikro-KWK-Technologien in den untersuchten Szenarien

Die Abbildung 8-38 macht deutlich, dass erhebliche Unterschiede der Energieausbringung sowohl zwischen den beiden Bezugsjahren als auch unter den Szenarien existieren. So wird für das Jahr 2030 im Basisszenario REF_A eine Gesamtausbringung von ca. 127,0 TWh/a ermittelt, wovon ca. 37,9 TWh/a auf die Elektrizitäts- und ca. 89,1 TWh/a auf die Wärmeproduktion entfallen. Für das Jahr 2050 stellen sich die Werte dagegen als ca. 7,99 TWh/a elektrischer und ca. 20,0 TWh/a thermischer Produktion bei einer gesamten Energiemenge von ca. 27,9 TWh/a dar. Dieser Rückgang steht im Verhältnis zu den im Kapitel 8.2.3.1 errechneten Ergebnissen der installierten thermischen Kapazität der KWK-Systeme im deutschen Wohngebäudebestand in der Referenzentwicklung (vgl. Abbildung 8-23). Des Weiteren sind auch signifikante Unterschiede in der Energieausbringung zwischen den einzelnen Szenarien zu erkennen, welche Rückschlüsse auf den Einfluss der Variation einzelner Parameter zulassen. In Bezug auf die Entwicklung der Brennstoff- und CO₂-Zertifikatspreise in den Szenarien REF_B1 und

REF_B2 begünstigt eine schwach steigende Entwicklung die Ausbringung der KWK-Anlagen für das Jahr erheblich. So wird im Szenario REF_B1 eine gesamte jährliche Energieproduktion in Höhe von ca. 256,3 TWh/a erzielt, was ungefähr einer Verdopplung gegenüber dem Referenzfall entspricht. Ein stärkeres Ansteigen der Preise gemäß der Szenariendefinition nach Kapitel 8.1 im Szenario REF_B2 wirkt sich hingegen diffusionshemmend auf die KWK-Anlagen aus. Hierbei beläuft sich die Energieausbringung auf ca. 62,3 TWh/a, was ungefähr einer Halbierung der Produktion im Referenzfall entspricht. Für das Jahr 2050 stellt sich dagegen ein anderer Trend ein. So liegt die Erzeugung von Elektrizität und Wärme in beiden Fällen über dem Wert der Referenzentwicklung. Bezüglich des Einflusses des Ausbaus der elektrizitätserzeugenden Kraftwerke auf Basis erneuerbarer Energieträger im Szenario REF_E ist festzustellen, dass im Jahr 2030 die Energieerzeugung durch KWK-Anlagen geringer, im Jahr 2050 allerdings höher als in dem Referenzszenario ausfällt (Rückgang um ca. 22,0 % bzw. Erhöhung um ca. 9,18 %). Hier wird also die Rolle der Kraft-Wärme-Kopplung zum Ausgleich der Schwankungen aus fluktuierend einspeisenden Erzeugungstechnologien im Elektrizitätssystem bzw. deren Charakter als Spitzenlasttechnologie ersichtlich. Hinsichtlich der Auswirkung einer veränderten thermischen und gegebenenfalls elektrischen Nachfrage ist in den Szenarien REF_N1, REF_N2, REF_N3 und REF_N4 zu erkennen, dass eine reduzierte Nachfrage der KWK-Erzeugung prinzipiell entgegenwirkt und dabei umso stärker je höher die Reduktion der thermischen Nachfrage ausfällt. Für die Szenarien REF_N1 bzw. REF_N2 ist die Gesamtausbringung für das Jahr 2030 um ca. 20,2 % bzw. ca. 51,4 % sowie für das Jahr 2050 um ca. 26,2 % bzw. ca. 88,3 % gegenüber dem Referenzfall verringert. Dies zeigt also den sehr starken Einfluss der thermischen Nachfrage, insbesondere zum Planungshorizont von TIMES-HEAT-POWER auf. Wird zusätzlich die elektrische Nachfrage erniedrigt, so weisen die Ergebnisse der Szenarien REF_N3 und REF_N4 auf eine leicht erhöhte Mehrproduktion der KWK-Anlagen gegenüber den zuletzt angeführten Szenarien der ausschließlichen Reduktion der Wärmenachfrage der Wohngebäude um 1 % p.a. bzw. 1,25 % p.a. auf.

Eine Ausnahme dieser Beobachtung bildet das Szenario REF_N3 im Jahr 2050. Dies ist mit der Substitution von (Spitzenlast-)Kapazität der Kraftwerke im Elektrizitätssystem durch solche der dezentralen KWK-Anlagen in den Wohngebäuden zu erklären, welche zu insgesamt geringeren Ausgaben in beiden Teilenergiesystemen führt. Abschließend kann auch der Einfluss des technologischen Fortschritts auf die Energieausbringungsmenge der KWK-Anlagen bewertet werden. So lassen sich aus den Szenarien REF_T1 bis REF_T4 verschiedene Aussagen ableiten. Eine ausbleibende Degression der spezifischen Investition wirkt sich für das Jahr 2030 mit ca. 21,3 % weniger Produktion aus KWK merklich unvorteilhafter auf die Erzeugung bzw. die Installation von dezentralen mKWK-Anlagen gegenüber der Referenzentwicklung aus und hat eine noch gewichtigere Bedeutung im Jahr 2050, in dem jene Erzeugung mit ca. 35,7 % Minderproduktion deutlich reduziert ist. Demgegenüber wirkt sich eine unterbundene Investitionsdegression von Wärmepumpen in beiden Jahren günstig auf die KWK-Diffusion aus. So ist die Produktion im Szenario REF_T2 mit ca. 136,2 TWh/a im Jahr 2030 um ca. 7,29 % und mit ca. 33,5 TWh/a im Jahr 2050 um ca. 19,7 % gesteigert. In dieser Hinsicht ersetzt die mKWK-Technologie Kapazität von Wärmepumpen in Wohngebäuden in nicht unerheblichem Maße. Für den Fall für beide angeführte Technologien über den Zeitverlauf konstant gehaltener spezifischer Investition rangieren die Energieausbringungsmengen im Szenario REF_T3 mit einer erzeugten Elektrizitäts- und Wärmemenge von ca. 106,1 TWh/a im Jahr 2030 und ca. 22,6 TWh/a im Jahr 2050 zwischen denjenigen im Szenario REF_T1 und REF_T2. Ein deutlicher Anstieg der KWK-Erzeugung wird jedoch bei zusätzlichem Ausbleiben der Verfügbarkeit von CCS-Technologien im Szenario REF_T4 verzeichnet. Hierbei ist die Gesamtausbringungsmenge für das Jahr 2030 um ca. 57,5 % und für das Jahr 2050 um ca. 60,4 % höher als im Basisszenario. In diesem Szenario wird also erkenntlich, wie dezentrale KWK-Technologien über den Zeitverlauf die CCS-Technologien, welche einen integralen Bestandteil des Kraftwerksparks im Referenzszenario darstellen (vgl. Kapitel 8.2.3.1), substituieren. Zuletzt ist in Abbildung 8-38 auch der Einfluss der Einhaltung der energie- und klimapolitischen

Ziele aufgezeigt. Entsprechend den Ausführungen in Kapitel 8.2.3.2 ist die Diffusion von KWK-Anlagen im Szenario ZIEL stark begrenzt, weswegen die Produktion im Jahr 2030 lediglich ca. 12,6 TWh/a beträgt und im Jahr 2050 gänzlich wegfällt.

8.2.3.3.2 Konsum von Elektrizität durch Wärmepumpen

Das Ziel in diesem Unterkapitel ist es, den Einfluss der in den Szenarien variierten Parameter auf den Verbrauch von Elektrizität für den Antrieb der Wärmepumpen zu quantifizieren und zu bewerten. Daher illustriert die Abbildung 8-39 für die Jahre 2030 und 2050 den Verbrauch sowohl für das Referenzszenario REF_A wie auch für alle weiteren in Kapitel 8.1 definierten Szenarien.

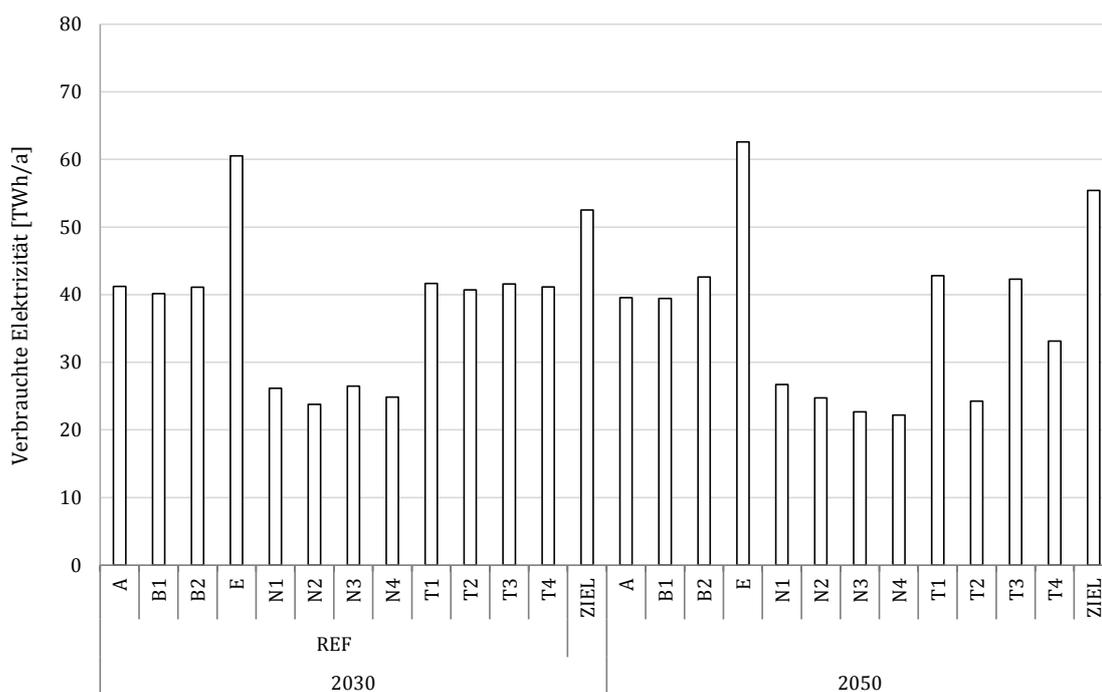


Abbildung 8-39: Verbrauch von Elektrizität durch Wärmepumpen in den untersuchten Szenarien

Zunächst kann auch für diese Ergebnisgröße gefolgert werden, dass eine bedeutende Schwankungsbreite in Abhängigkeit der untersuchten Jahre und Szenarien vorliegt. Für das Jahr 2030 wird abgeleitet, dass die

Veränderung der Entwicklung der Brennstoff- und CO₂-Zertifikatspreise der niedrigen und hohen Ausprägung in den Szenarien REF_B1 und REF_B2 fast keinen Einfluss auf die konsumierte Elektrizitätsmenge der Wärmepumpen hat. Dies kann darauf zurückgeführt werden, dass sich die Brennstoffpreise im Elektrizitäts- und Wärmesystem gleichermaßen verändern. Aus diesem Grund schlägt sich ein alternativer Verlauf der Großhandelspreise für den Kraftwerkspark ebenso in den Bezugsausgaben für die Wärmepumpen nieder, wodurch die Wirkung verringerter bzw. gesteigerter Endverbraucherpreise im Wärmesystem, beispielsweise für den Bezug von Erdgas oder Heizöl, kompensiert wird. Im Ergebnis impliziert dies einen fast konstanten Verbrauch, der lediglich um ca. 2,56 % bzw. 0,28 % vom Referenzwert 41,2 TWh/a in den Szenarien REF_B1 bzw. REF_B2 nach unten abweicht. Demgegenüber steht die Beeinflussung eines erhöhten Ausbaupfades von Kraftwerken auf Basis erneuerbarer Energieträger im Szenario REF_E. Hierdurch erhöht sich der Verbrauch um ca. 46,8 % auf ca. 60,5 TWh/a. Als Grund lassen sich die über die Zeit abnehmenden impliziten Elektrizitätsgestehungsausgaben im Elektrizitätssystem anführen, welche sich durch die zunehmende Penetration der Windkraft-Anlagen sowie PV-Systeme, welche entsprechend den Annahmen in Kapitel 7.2.1 mit äußerst geringen variablen Ausgaben gekennzeichnet sind, verringern. Weiterhin wird aus der Abbildung 8-39 ersichtlich, dass eine geminderte thermische Nachfrage mit einer niedrigen Penetration der Wärmepumpen im System gleichbedeutend ist. Entsprechend der gesteigerten Abnahme der thermischen Nachfrage um 1 % p.a. bzw. 1,25 % p.a. in den Szenarien REF_N1 bzw. REF_N2 fällt auch die verbrauchte jährliche Elektrizitätsmenge um ca. 36,5 % (REF_N1) bzw. 42,2 % (REF_N2) entsprechend geringer aus. Im Jahr 2030 hat dabei die zusätzliche Annahme einer bis in das Jahr 2050 um 25 % rückläufigen Elektrizitätsnachfrage nur einen unbedeutenden Einfluss auf die von den Wärmepumpen konsumierte Energiemenge (vgl. REF_N3 und REF_N4). Für die Szenarien den technischen Fortschritt betreffend werden im Jahr 2030 nur marginale Abweichungen der untersuchten Ergebnisgröße von der Referenzentwicklung

konstatiert. So verringert sich die verbrauchte Elektrizität bei ausbleibender im Zeitverlauf degressiver spezifischer Investition im Szenario REF_T2 lediglich um ca. 1,25 %. Schließlich wird der zweithöchste Wert der für den Antrieb benötigten Elektrizität im Zielszenario angenommen (ca. 52,2 TWh/a im Jahr 2030). Dies ist dem Umstand der Zielerreichung und damit einhergehend der großen Installation der Wärmepumpen geschuldet (vgl. Kapitel 8.2.3.2).

Für das Jahr 2050 werden Analogien der Schlüsse für das Jahr 2030 ersichtlich. So hat auch in diesem Modelljahr die erhöhte Entwicklung des Ausbaus von Windkraft- und PV-Anlagen einen signifikanten, für das Jahr 2050 sogar den deutlichsten Einfluss auf die verbrauchte Elektrizitätsmenge der Wärmepumpen. Gegenüber dem Referenzwert von ca. 39,6 TWh/a ist im Szenario REF_E dieser Wert auf ca. 158,3 % erhöht. Bezüglich der Entwicklung der Brennstoff- und CO₂-Zertifikatspreise verbleibt die Abweichung ähnlich gering, jedoch impliziert die als hoch angenommene Entwicklung im Szenario REF_B2 einen gegenüber dem Referenzfall um ca. 7,75 % erhöhten Konsum. Die Veränderung der thermischen und elektrischen Nachfrage wirkt sich in sehr ähnlicher Weise wie für das Jahr 2030 auf die untersuchte Ergebnisgröße im Jahr 2050 aus. Hingegen hat die als konstant angenommene spezifische Investition im Szenario REF_T2 im Vergleich zu dem Jahr 2030 eine erheblich stärkere Wirkung. Demzufolge sinkt die jährliche Elektrizitätsverbrauchs- menge für Wärmepumpen um ca. 38,7 % gegenüber der Referenzentwicklung. Dagegen wird diese Auswirkung durch das gleichzeitige Aussetzen der Degression der mKWK-Anlagen erheblich abgeschwächt, weswegen es sogar zu einer gegenüber dem Referenzwert um ca. 6,89 % erhöhten Nachfrage der Wärmepumpen kommt, wenngleich diese auch geringer als im Fall der ausgesetzten Investitionsdegression nur der KWK-Anlagen im Szenario REF_T1 ausfällt (ca. 8,22 %). Eine zusätzlich angenommene ausbleibende Verfügbarkeit der CCS-Technologie schwächt überdies die Entwicklung im Szenario REF_T3 deutlich ab, da ohne diese Technologie die impliziten Ausgaben der Gestehung für die Elektrizität ansteigen, was wiederum höhere Elektrizitätsbezugsausgaben für die Wärmepumpen impliziert. Abschließend wird festgestellt,

dass die untersuchte Ergebnisgröße bei der Einhaltung der energie- und klimarelevanten Ziele im Szenario ZIEL im Vergleich zum Jahr 2030 geringfügig erhöht ist. Der gemäßigte Anstieg trotz deutlich erhöhtem Anteil der Wärmepumpen an der Wärmeversorgung ist dem Umstand geschuldet, dass die thermische Nachfrage um den Maximalwert in Höhe von 1,25 % p.a. fällt. Auf Grund der fast ausschließlich auf Wärmepumpen basierenden Wärmeversorgung im Szenario ZIEL (vgl. Kapitel 8.2.3.2) liegt die konsumierte Elektrizitätsmenge jedoch deutlich höher als in den Szenarien mit gleicher Annahme des Verlaufs der thermischen Nachfrage (REF_N2 und REF_N4).

8.2.3.3.3 Implementierung von energetischen Sanierungsmaßnahmen

In diesem Abschnitt werden die Szenarien in Bezug auf deren Bedeutung für die energetischen Sanierungsmaßnahmen diskutiert. Die Abbildung 8-40 veranschaulicht hierzu den Einfluss der in den Szenarien variierten Parameter auf die Implementierung von energetischen Sanierungsmaßnahmen.

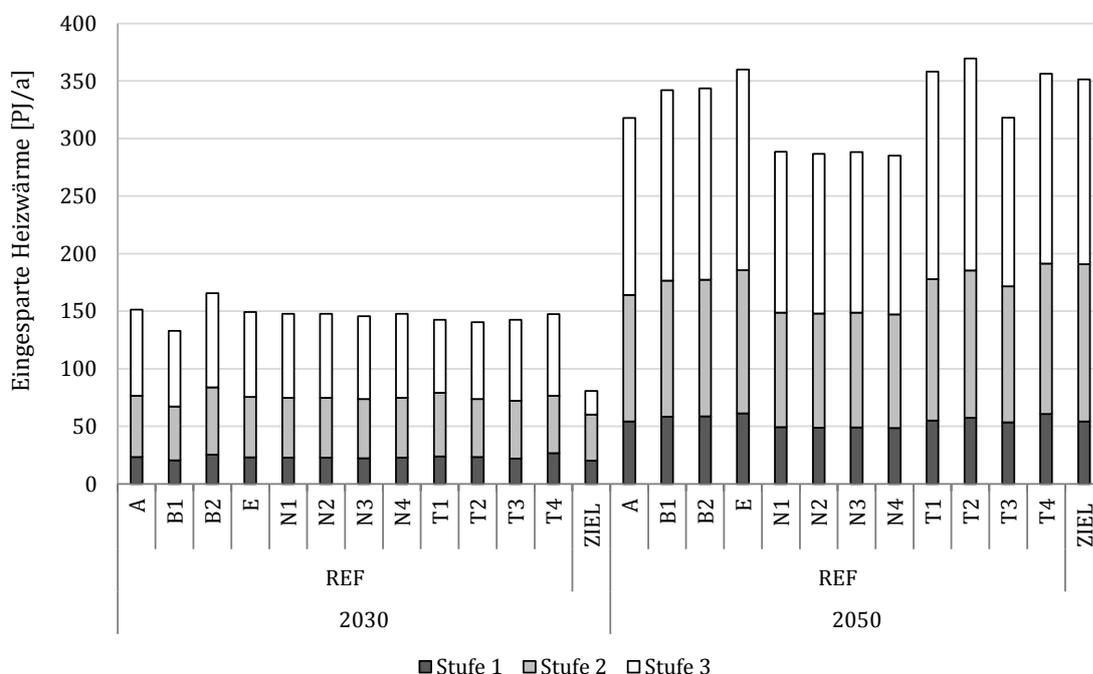


Abbildung 8-40: Jährlich eingesparte Heizwärme in den untersuchten Szenarien

Die Maßnahmen werden als jährlich eingesparte Heizwärme für die Jahre 2030 und 2050 angegeben sowie nach den Effektivitätsstufen differenziert. Aus der Abbildung 8-40 kann gefolgert werden, dass eine Schwankungsbreite der eingesparten Wärmeenergie in den Szenarien existiert. Hierbei fällt der Unterschied in den Ergebnissen für das Jahr 2050 deutlicher aus als für das Jahr 2030. Für das Jahr 2030 kann abgeleitet werden, dass die Variation der Brennstoff- und CO₂-Zertifikatspreisentwicklung den bedeutendsten Einfluss auf die Implementierung der Sanierungsmaßnahmen aufweist. Ausgehend von einer gesamten eingesparten Wärmeenergie von ca. 151,3 PJ im Referenzszenario weicht diese Ergebnisgröße um ca. 12,1 % bzw. ca. 9,1 % nach unten bzw. oben für das Szenario REF_B1 bzw. REF_B2 ab. Daher wird abgeleitet, dass eine hohe Brennstoffpreisentwicklung die Implementierung von energetischen Sanierungsmaßnahmen begünstigt, während diese Entwicklung für eine geringere Brennstoffpreisentwicklung abgeschwächt wird. Für die anderen Szenarien der explorativen Kategorie schwankt die gesamte jährlich eingesparte Energie für das Jahr 2030 von ca. 140,4 PJ/a (REF_T2) bis ca. 149,3 PJ/a (REF_E). Lediglich für das Zielszenario ist eine deutliche Abweichung der untersuchten Größe auf ca. 80,6 PJ/a zu konstatieren.

Für das Jahr 2050 wird für die Referenzentwicklung eine durch Sanierungsmaßnahmen bedingte Einsparung von ca. 317,8 PJ/a ermittelt. Der Variationsbereich erstreckt sich über alle untersuchten Szenarien von ca. 285,2 PJ/a (REF_N4) bis ca. 369,6 (REF_T2). Hierbei werden die niedrigsten Werte für die Szenarien der Variation der thermischen und elektrischen Nachfrage angenommen (vgl. REF_N1 bis REF_N4). Eine um 1 % p.a. bzw. 1,25 % p.a. durch exogene Einflüsse verringerte Nachfrage bedingt demnach eine geringe endogene Sanierungsaktivität. Hingegen wirkt sich die Variation der Brennstoff- und CO₂-Zertifikatspreisentwicklung auf längere Sicht in gleichsinniger Weise auf die energetische Sanierung aus. Das Ergebnis für die hohe Entwicklung im Szenario REF_B2 unterscheidet sich nur unwesentlich von dem der niedrigen Entwicklung im Szenario REF_B1 (343,6 PJ/a gegenüber 342,1 PJ/a).

Zugleich impliziert die Veränderung in den Annahmen zum technologischen Fortschritt in jedem untersuchten Szenario eine gesteigerte Sanierungsaktivität (vgl. REF_T1 bis REF_T4). Dies hängt mit der in diesen Szenarien auftretenden geringeren Diffusion von mKWK-Anlagen sowie Wärmepumpen zusammen, weswegen in TIMES-HEAT-POWER eine gesteigerte Investition in die energetische Sanierung der Gebäudehülle einer Investition in alternative Anlagentechnik vorgezogen wird. Schließlich wird eine erhöhte Sanierungsaktivität auch für das Szenario ZIEL festgestellt. Dies ist der stringenten Einhaltung der energie- und klimapolitischen Ziele im Wärmesystem der Wohngebäude geschuldet, weswegen das energetische Sanierungspotenzial über alle Stufen deutlich ausgeschöpft wird.

8.2.3.3.4 Emissionen von CO₂

Die Szenarioanalyse abschließend wird in diesem Teil die Auswirkung der Parametervariation in den Szenarien auf die Emissionen von CO₂ aufgezeigt. Zu diesem Ziel wird in der Abbildung 8-41 der Ausstoß von CO₂ für die Jahre 2030 und 2050 veranschaulicht.

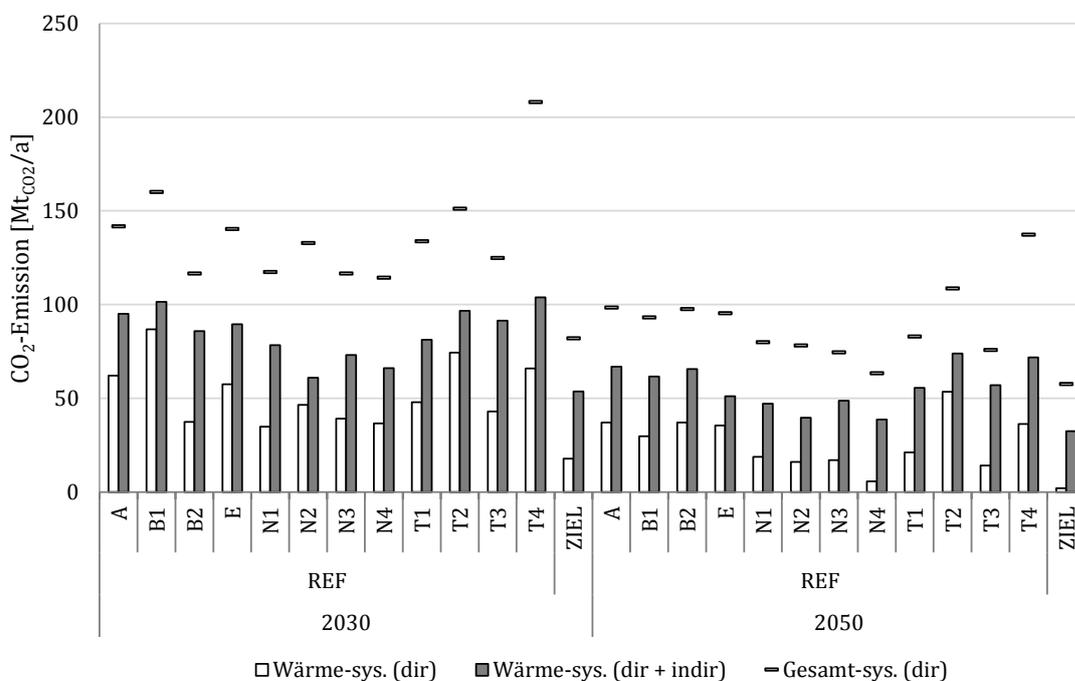


Abbildung 8-41: Jährliche Emission von CO₂ in den untersuchten Szenarien

Im Schaubild wird das Wärmesystem der Wohngebäude von dem betrachteten Gesamtsystem ebenso unterschieden wie für das Wärmesystem die Bilanzierung entsprechend des direkten bzw. gesamten Emissionsfaktors von CO₂. Für das Gesamtsystem wird aus Gründen der Übersicht und des geringeren Informationsmehrerts hingegen nur der direkte Ausstoß von CO₂ ausgewiesen.

Die Analyse identifiziert eine Sensitivität der CO₂-Emission bezüglich der in den Szenarien veränderten Ausprägungen der ausgewählten Merkmale. So lässt sich für das Jahr 2030 feststellen, dass im Hinblick auf eine geringere Entwicklung der Brennstoff- und CO₂-Zertifikatspreise im Szenario REF_B1 die direkte Emission im Wärmesystem um ca. 39,5 % gegenüber dem Referenzwert in Höhe von ca. 62,2 Mt_{CO2}/a erhöht ist. Dies lässt sich durch die gesteigerte Ausbringung von Elektrizität und Wärme bei der KWK-Erzeugung entsprechend den Ausführungen in Kapitel 8.2.3.3.1 erklären. Dieser Effekt verstärkt sich umso mehr durch das angewandte Quellenprinzip, wonach die Emission im Zusammenhang mit der Elektrizitätserzeugung im KWK-Prozess, welche nicht zwangsläufig auch im gleichen System konsumiert wird, gänzlich dem Wärmesystem angelastet wird. Auf der anderen Seite wird aus der Abbildung 8-41 bei einer entgegen gesetzten Entwicklung der Brennstoff- und CO₂-Zertifikatspreise im Szenario REF_B2 ein entgegen gerichteter Effekt für den CO₂-Ausstoß abgeleitet. Die Emissionen fallen demnach geringer aus, wodurch der direkte Ausstoß im Wärmesystem um ca. 39,8 % geringer als im Referenzfall ausfällt. Des Weiteren impliziert ein erhöhter Ausbau von Windkraft- und PV-Anlagen einen geminderten CO₂-Ausstoß im Szenario REF_E (Reduktion im Wärmesystem um ca. 7,66 % auf Basis des direkten Faktors). Dies ist auf eine erhöhte Diffusion der Wärmepumpen gemäß den Feststellungen in Kapitel 8.2.3.3.2 zurückzuführen. Die stärkere Senkung der thermischen Nachfrage in Szenario REF_N1 und REF_N2 sowie die zusätzlich abnehmende elektrische Nachfrage in Szenario REF_N3 und REF_N4 betreffend wird eine sehr deutliche Reduktion der CO₂-Emissionen konstatiert. So liegt das Minimum der Emission auf Basis des gesamten Emissionsfaktors von CO₂ über alle Referenzszenarien im Jahr 2030 bei ca. 66,1 Mt_{CO2}/a

im Szenario REF_N2. Die Untersuchung des Einflusses des technologischen Fortschritts ergibt zudem, dass die Emission von CO₂ von der Energieerzeugung der KWK-Technologien sowie der verbrauchten Elektrizität zum Antrieb der Wärmepumpen und damit insgesamt deren Grad der Diffusion bzw. Installation abhängt. In dieser Hinsicht impliziert eine Aussetzung der Investitionsdegression bei den KWK-Anlagen neben einer signifikanten Minderproduktion dieser Technologien und einer erhöhten Wärmegestehung durch Wärmepumpen ebenso einen gegenüber dem Szenario REF_A um ca. 14,7 % bzw. ca. 23,0 % verringerten Ausstoß der gesamten bzw. direkten CO₂-Emissionen im Wärmesystem. Im Gegenzug wirkt sich eine ausbleibende zeitliche Abnahme der spezifischen Investition für Wärmepumpen emissionsfördernd aus. Im Szenario REF_T2 ist demnach der gesamte bzw. direkte CO₂-Ausstoß im Wärmesystem um ca. 1,7 % bzw. ca. 19,6 % gesteigert. Dagegen liegt die gesamte Emission im Wärmesystem für den Fall der über den Zeitverlauf konstanten Investition im Szenario REF_T3 mit ca. 91,4 Mt_{CO2}/a zwischen den Werten der Szenarien REF_T1 und REF_T2 (81,2 Mt_{CO2}/a bzw. 96,7 Mt_{CO2}/a). Die gegenüber dem Szenario REF_T3 zusätzlich ausbleibende Verfügbarkeit der CCS-Technologie hat weiterhin Auswirkungen auf die CO₂-Emission im betrachteten Gesamtsystem. Demnach ist die direkte Emission in diesem gegenüber dem Referenzfall um ca. 46,8 % erhöht. Abschließend ist das Zielszenario durch die geringste direkte bzw. gesamte Emission von CO₂ im Wärmesystem gekennzeichnet, welche sich auf ca. 17,9 Mt_{CO2}/a bzw. ca. 53,6 Mt_{CO2}/a beläuft. Dies ist der fast ausschließlich auf Wärmepumpen begründeten Wärmeversorgung in diesem Szenario geschuldet.

Für das Jahr 2050 stehen die Implikationen in starker Überdeckung mit denjenigen für das Jahr 2030. Demnach hängt die Emissionshöhe für die Variation der Preise für Brennstoffe bzw. CO₂-Zertifikate von der Wärmegestehung durch die dezentralen KWK-Anlagen bzw. Wärmepumpen ab. Da sich die Abweichungen dieser vom Referenzszenario für das Jahr 2050 in deutlich geringerem Maße als für das Jahr 2030 verhalten, wird auch in Bezug auf den Ausstoß von CO₂ eine geringere Veränderung von den Referenzwerten in den Szenarien REF_B1 und REF_B2 identifiziert.

Das Ursache-Wirkungsprinzip bei einem erhöhten Ausbau der Technologien im Elektrizitätssystem auf Basis erneuerbarer Energieträger für das Jahr 2030 ist auch für das Jahr 2050 zu erkennen. Sie impliziert diese Parametervariation im Szenario REF_E eine ebenfalls geminderte CO₂-Emission für alle drei dargestellten Ergebnisgrößen. Ebenso werden die für das Jahr 2030 erkannten Verhältnismäßigkeiten für das Jahr 2050 abgeleitet. Demnach nimmt die Emission umso mehr ab, je höher der Rückgang der thermischen und elektrischen Nachfrage angenommen wird. Daher werden die Minima der untersuchten CO₂-Größen im Szenario REF_N4 angenommen (63,5 Mt_{CO2}/a der direkten Emission im Gesamtsystem sowie 5,7 Mt_{CO2}/a bzw. 38,8 Mt_{CO2}/a der direkten bzw. gesamten Emission im Wärmesystem). Überdies können die Schlussfolgerungen in Bezug auf den technischen Fortschritt für das Jahr 2030 auch auf das Jahr 2050 übertragen werden. Der Ausstoß von CO₂ orientiert sich dabei an der Energieausbringung der KWK-Anlagen bzw. Wärmepumpen im gleich bzw. entgegen gerichteten Sinne. Ebenso wird auf Grund der mangelnden Verfügbarkeit von CCS-Technologien der größte Wert der direkten CO₂-Emission im Gesamtsystem für das Jahr 2050 abermals im Szenario REF_T4 angenommen (ca. 137,3 Mt_{CO2}/a). Im Zielszenario kommt es dagegen auf Grund der erforderlichen Erreichung der energie- und klimapolitischen Ziele im Wärmesektor zu einer fast vollständigen Dekarbonisierung, wodurch der direkte Ausstoß von CO₂ bei ca. 2,06 Mt_{CO2}/a und der gesamte bei ca. 32,5 Mt_{CO2}/a liegt.

9 Schlussfolgerungen und Ausblick

In diesem Kapitel werden zunächst wesentliche Ergebnisse der Modellrechnungen zusammengefasst sowie Schlussfolgerungen daraus gezogen. Im darauffolgenden Teil wird der entwickelte Modellierungsansatz einer kritischen Würdigung unterzogen und somit die Grenzen der Aussagekraft aufgezeigt. Das Kapitel wird mit einem Ausblick auf die wissenschaftliche Anschluss- und Ausbaufähigkeit der vorliegenden Arbeit beschlossen.

9.1 Schlussfolgerungen aus den Modellrechnungen

In den nachfolgenden Unterkapiteln werden die wesentlichen Schlussfolgerungen aus den Ergebnisrechnungen des Optimiermodells dezentraler Wärmeversorgungssysteme und von TIMES-HEAT-POWER sowie sich daraus ergebende Handlungsempfehlungen für Entscheidungsträger dargelegt. Hierbei sollten die unterschiedlichen Perspektiven der beiden Modelle berücksichtigt und daher beachtet werden, dass sich Empfehlungen aus den Rechnungen des Optimiermodells dezentraler Wärmeversorgungssysteme an Entscheidungsträger mit einzelwirtschaftlicher Sicht, wie zum Beispiel Gebäudebesitzer oder Wohnungseigentümer, richten. Dagegen bieten die Erkenntnisse aus den Modellrechnungen von TIMES-HEAT-POWER Entscheidungsträgern mit gesamtgesellschaftlicher Sicht, zum Beispiel in der Energiepolitik Ansässigen, Entscheidungsunterstützung.

9.1.1 Schlussfolgerungen aus dem Optimiermodell dezentraler Wärmeversorgungssysteme

Aus dem Optimiermodell dezentraler Wärmeversorgungssysteme wird in Bezug auf die Wirtschaftlichkeit der analysierten Systeme eine ökonomische Vorteilhaftigkeit von KWK-Systemen gegenüber Systemen der ungekoppelten Erzeugung abgeleitet. Hierbei wird das Jahr 2030 als für die Anlagenauslegung im Betrachtungszeitraum repräsentativer Re-

ferenzzeitpunkt der Berechnung zu Grunde gelegt. Dabei nimmt die Vorteilhaftigkeit in Form der Verminderung der Jahresgesamtausgaben für die Versorgung mit Elektrizität und Wärme mit aufsteigender thermischer Nachfrage der Wohngebäude zu. Demzufolge sollte ein Entscheidungsträger, welcher nach ökonomischen Kriterien sowie aus einzelwirtschaftlicher Sicht handelt, bei einer Neu- oder Erstausrüstung eines Wohngebäudes mit einem Heizungssystem der Investition in ein KWK-System gegenüber einer solchen in eine rein wärmeerzeugende Anlage den Vorzug geben. Für die KWK-Systeme lässt sich eine Abstufung dahingehend ableiten, dass verbrennungsmotorische Blockheizkraftwerk durch die geringsten und Stirlingmaschinen durch die höchsten jährlichen Gesamtausgaben gekennzeichnet sind. Dabei wird in den Modellrechnungen die größtmögliche Einsparung gegenüber einem ungekoppelten System in Höhe von 27 % für ein Anlagenkonzept basierend auf einem verbrennungsmotorischen BHKW zur Versorgung eines Wohngebäudes mit größtmöglicher betrachteter elektrischer und thermischer Nachfrage identifiziert.

Weiterhin wird aus den Modellergebnissen gefolgert, dass Erkenntnisse in Bezug auf die Wirtschaftlichkeit im Widerspruch zu den Handlungsempfehlungen hinsichtlich ökologischer Aspekte in Form der direkten Emissionen von CO₂ sowie des nicht-erneuerbaren Primärenergieverbrauchs stehen. Somit besteht ein Zielkonflikt der möglichen Entscheidungskriterien. In Bezug auf die CO₂-Emissionen erweisen sich Wärmepumpen-basierte Systeme als gänzlich frei von CO₂-Ausstoß unter dem zu Grunde gelegten Quellenprinzip als Bilanzierungsmethode. Dagegen werden in den Modellläufen Systeme mit festen biogenen Brennstoffen als am emissionsintensivsten bestimmt. Ferner ist einem Entscheidungsträger mit Individualsicht, der nach den Umweltschutz betreffenden Motiven agiert, die Anschaffung eines Wärmeversorgungssystems mit Holz- oder Pelletkessel zu empfehlen, sofern der Primärenergieverbrauch das Entscheidungskriterium darstellt. Gegenüber den Erkenntnissen zum Ausstoß von CO₂ zeigt sich also eine Umkehr des skizzierten Sachverhalts dahingehend, dass Biomasse-basierte Systeme äußerst niedrige Primärenergieverbräuche aufweisen.

Die Analyse der Sensitivität der Jahresgesamtausgaben bzw. der direkten Emissionen von CO₂ für verbrennungsmotorische BHKW und Brennstoffzellen-Heizgeräte ergibt des Weiteren, dass in Bezug auf die spezifische Investition sowie Vergütungshöhe ein signifikanter Zusammenhang zwischen der Veränderung der Parameter und der Ergebnisgrößen besteht. So sinken für BHKW die Jahresgesamtausgaben bzw. die direkte Emission von CO₂ für eine Absenkung der spezifischen Investition auf 50 % sowie eine Heraufsetzung der Vergütungshöhe auf 150 % des Ursprungswertes auf ca. 84 % bzw. ca. 50 % ab. In Bezug auf die Variation der Höhe der Brennstoff- und Elektrizitätspreise zeigt sich ebenso eine deutliche Abhängigkeit der Ergebnisgrößen von diesen Parametern. Demzufolge impliziert eine Herabsetzung des Preisniveaus beider Parameter auf 50 % des Basiswerts für motorische BHKW eine Absenkung der jährlichen Gesamtausgaben auf ca. 61 % und der direkten jährlichen Emission von CO₂ auf ca. 49 %. Hingegen ist die Sensitivität bezüglich der Entwicklung der Brennstoff- und Elektrizitätspreise erheblich geringer.

9.1.2 Schlussfolgerungen aus TIMES-HEAT-POWER

Hinsichtlich des angestrebten Umbaus des Wärmesystems der Wohngebäude in Deutschland wird aus den Modellrechnungen bzw. der Lösbarkeit der Modellinstanz im entsprechenden Zielszenario zunächst gefolgert, dass die definierten Ziele der Primärenergieverbrauchsreduktion sowie der Erhöhung des Anteils Erneuerbarer Energien an der Wärmeversorgung bis zum Jahr 2050 erreicht werden können.

Dabei sollte zur Zielerreichung unter dem Kriterium der Ausgabenminimalität aus gesamtgesellschaftlicher Sicht der Fokus von (politischen) Entscheidungsträgern auf mehrere Handlungsfelder zur Umstrukturierung des Wärmesystems gerichtet sein, anstatt sich auf nur einen einzelnen Bereich zu erstrecken. Demnach bedarf es in Deutschland bis zum Jahr 2050 eines tiefgehenden Umbaus der Versorgungstechnik der Wohngebäude hin zu einem hauptsächlich auf Wärmepumpen und solarthermischen Anlagen basierenden Versorgungssystem. Daneben

sollte in der Energiepolitik auf eine ambitionierte Umsetzung von Wärmeschutzmaßnahmen an Bestandsgebäuden sowie deutlich verschärfte energetische Standards bei Neubauten abgezielt werden. In diesem Zusammenhang sollte es besonders von politischen Entscheidungsträgern beabsichtigt sein, weiter Forschungs- und Entwicklungs- sowie Förderanreize für die Wärmepumpentechnik zum Rückgang deren spezifischer Investition sowie zur Erhöhung deren Energieeffizienz zu schaffen, da sich den Modellrechnungen zufolge vor allem die Investitionsdegression signifikant auf die Installation auswirkt.

Des Weiteren zeigt sich in den Modellrechnungen ein beträchtliches Potenzial zur Aufnahme von Elektrizität im Wärmesystem der Wohngebäude durch Wärmepumpen. Dieses beträgt im Basisszenario ca. 40 TWh/a ab dem Jahr 2030 und wird bei der Annahme eines erhöhten Zubaus von Windkraft- und Photovoltaik-Anlagen auf bis zu ca. 60,5 TWh/a gesteigert. Demzufolge sollte die Rolle, die dem Wärmesystem der Wohngebäude zur Aufnahme von Elektrizität aus Kraftwerkstechnologien auf Basis von Erneuerbaren Energieträgern zukommt, insbesondere von politischen Entscheidungsträgern beachtet werden. Dies sollte jenen zum Anhaltspunkt bei der Erstellung von Flexibilisierungskonzepten zur fluktuierenden Einspeisung von Erzeugungstechnologien des Elektrizitätssystems reichen. Somit kann der entwickelte Modellansatz auch der Entscheidungsunterstützung bei mit dieser Thematik verknüpften Fragestellungen dienen.

Indessen kommt der dezentralen Kraft-Wärme-Kopplung den Modellrechnungen zufolge eine Funktion als Brückentechnologie im Wärmesystem der Wohngebäude zu. Deren größtes wirtschaftliches Potenzial wird für den mittelfristigen Planungshorizont abgeleitet und beläuft sich auf ein über alle Technologien aggregiertes Erzeugungspotenzial von ca. 37,9 TWh/a elektrischer und ca. 89,1 TWh/a thermischer Energie im Jahr 2030. Hinsichtlich der Technologien der gekoppelten Erzeugung wird das größtmögliche Potenzial für verbrennungsmotorische Anlagen sowie Brennstoffzellen-Heizgeräte ermittelt. Die Szenarioanalyse der Modellrechnungen stellt heraus, dass die Diffusion von mikro-

Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen im Besonderen von der Entwicklung der Preise der Primärenergieträger und der spezifischen Investition abhängt. Da auf erstere Determinante über nationale Energiepolitik nur schwerlich Einfluss genommen werden kann, so ist politischen Entscheidungsträgern im Sinne einer Durchdringung der dezentralen Kraft-Wärme-Kopplung zu raten, opportune Bedingungen zur Ausgabenminderung zu schaffen. Diese gilt es, auf die Anschaffung oder den Betrieb der Anlagen zu beziehen. Hierfür wären vor allen Dingen zwei Handlungsempfehlungen denkbar. Zum einen sollten Entscheidungsträger in Energie- und Umweltpolitik in Betracht ziehen, direkte Einflussnahme auf die Ausgabenreduktion, zum Beispiel in Form von Förderprogrammen mit Investitionszuschuss oder ausbringungsabhängigen Vergütungszahlungen nach Vorbild des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes, auszuüben. Zum anderen würde über Forschungs- und Entwicklungsprogramme indirekt Einfluss auf die Investitionsdegression der KWK-Technologien genommen werden.

9.2 Kritische Reflexion des entwickelten Ansatzes

9.2.1 TIMES-HEAT-POWER

Das entwickelte Modell TIMES-HEAT-POWER basiert auf der Optimierung zweier Teilenergiesysteme aus gesamtgesellschaftlicher Sicht. Es ist daher wichtig, in diesem Zusammenhang die inhaltlichen sowie methodischen Grenzen des Ansatzes aufzuzeigen und kritisch zu würdigen. Die folgenden Aspekte beziehen sich auf inhaltliche Gesichtspunkte im Zusammenhang mit dem vorliegenden Untersuchungskontext, welche mit dem gewählten Ansatz nicht berücksichtigt werden können.

Der Betrachtungsrahmen des integrierten Modells ist beschränkt. Die Systemgrenzen umfassen zwei Teilsysteme des Energiesystems, nämlich das nationale Elektrizitätssystem und das Wärmesystem der Wohngebäude. Es herrscht also ein geographischer sowie sektoraler Fokus vor. Interaktionen mit anderen Teilsystemen, wie der Energieaustausch

mit anderen Ländern, beispielsweise über Elektrizitätsim- oder -exporte mit den angrenzenden Nachbarländern oder anderen Sektoren, z.B. dem Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen können nicht erfasst werden⁵⁵. Insbesondere zur Bewertung der Entwicklung im nationalen Wärmesystem würde eine Berücksichtigung des Nichtwohngebäudebestands neue Untersuchungsmöglichkeiten eröffnen. Da dieser in seiner Struktur in Bezug auf u.a. Gebäudetypologie, Temperaturniveau und zeitliche Disaggregation der Nachfrage jedoch sehr viel heterogener ist als der Wohngebäudebereich, würde eine Integration dieses Bestands eine erhebliche Komplexitätserhöhung nach sich ziehen (vgl. Schlomann et al. (2004))⁵⁶. Zusätzlich könnte es zu einer Divergenz mit dem Untersuchungsfokus kommen, da bei der vorliegenden Forschungsfrage dezentrale Wärmewandlungstechnologien im Betrachtungsfokus stehen, die Wärmeversorgung von Nichtwohngebäuden jedoch auch in erheblichem Maße von der zentralen Versorgung abhängt (BMW, 2015b). Ein Beispiel der Integration des Nichtwohngebäudebestands findet sich in Blesl et al. (2004), allerdings liegt hier der Schwerpunkt der Untersuchung auf der zentralen Wärmeversorgung.

Ein weiterer kritisch zu würdigender inhaltlicher Aspekt besteht in der Tatsache, dass leitungsgebundene Wärmeversorgung durch Nah- und Fernwärme in TIMES-HEAT-POWER nicht endogen berücksichtigt ist. Es kann also keine Aussage über die Erweiterung und Verdichtung leitungsgebundener Wärmeversorgung wie in Bartels (2009) oder Blesl et al. (2004) getroffen werden. Der Anteil fernwärmeversorgter Wohngebäude beträgt in Deutschland jedoch nur ca. 10 %. Es wird daher die Annahme getroffen, dass sich dieser Anteil nicht signifikant ändert, sondern im Zeitverlauf konstant bleibt. Dies spiegelt ebenso das Ergebnis

⁵⁵ Die nicht vorhandene Implementierung des Elektrizitätsaustausches mit angrenzenden Ländern wird auch für andere Energiesystemmodelle mit nationalem Fokus festgestellt. Als Beweggründe werden u.a. die Unmöglichkeit der realistischen Abbildung deren Energiesysteme und damit zusammenhängend der Elektrizitätsim- und -exporte angeführt (vgl. hierzu auch Babrowski (2015) und Heffels (2015)).

⁵⁶ Das in den Modellinstanzen von TIMES-HEAT-POWER definierte Optimierproblem weist je nach verwendetem Szenario ca. 1,44 Mio. Zeilen, 1,27 Mio. Spalten und 9,32 Mio. Non-Zero-Elemente bei einer Binärvariablenanzahl von ca. 2.000 auf. Die Rechenzeiten betragen in der GAMS/CPLEX-Entwicklungsumgebung szenarioabhängig ca. 12 bis ca. 72 Stunden.

anderer Studien wider (vgl. Kirchner et al. (2009), Schlesinger et al. (2010)).

Des Weiteren ist im Modell keine Abbildung von Eigentümerverhältnissen der Wohngebäude und Anlagentechnik umgesetzt. Dies hat jedoch eine besondere Relevanz bei der Installation von KWK-Anlagen, da es hier bei verschiedenen Betreibermodellen zu Interessens- und Gesetzeskonflikten kommen kann. So müsste beispielsweise bei der Variante des KWK-Eigenbetriebs ohne Netzeinspeisung und Versorgung der Mieter durch den Anlagenbetreiber (Vermieter) mit Elektrizität, welche von der KWK-Anlage erzeugt wird, jeder Mieter einen Vertrag mit einem Energieversorger über den über die KWK-Elektrizität hinausgehenden Bedarf abschließen. Dies würde jedoch einen erheblichen organisatorischen Aufwand bedeuten, was Zweifel an der Durchführbarkeit des Konzepts hervorruft. Zudem müsste nach der StromGVV die KWK-Anlage vom Nutzer (Mieter) selbst betrieben werden, was zu einem Gesetzeskonflikt führt. Außerdem bleibt im Zusammenhang mit Wärmeschutzmaßnahmen das „Mieter-Vermieter-Dilemma“ im Modell unberücksichtigt, welches das mangelnde Interesse des Vermieters an der Umsetzung von Wärmedämmmaßnahmen angesichts der Möglichkeit der Umwälzung der energieverbrauchsbezogenen Ausgaben auf den Mieter bezeichnet (BMWi, 2006; Woldt, 2007; Kunze et al., 2011).

In diesem Zusammenhang muss auch die Eigenschaft der normativen Sicht als zu reflektierender Aspekt zum Ausdruck gebracht werden. Hierdurch kann individuelles Verhalten nicht inbegriffen werden. Somit können auch keine Akteure oder Milieus mit deren jeweiligen Nutzenpräferenzen und Risikowahrnehmungen unterschieden oder weiterführend ein Lernen von Agenten in dem entwickelten Ansatz inbegriffen werden. Dieser Mangel ist in erster Linie jedoch der zugrunde liegenden Methodik der Optimierung geschuldet. Eine alternative Methodik, wie ein Multiagentenansatz, würde die Inklusion der genannten Aspekte hingegen ermöglichen. In Bezug auf Untersuchungen, welche jene Aspekte mit einschließen, wird stellvertretend auf die Arbeiten von Stein-

bach (2013) und Stengel (2014) verwiesen. In Bezug auf die Berücksichtigung individueller Perspektiven sowie Risikowahrnehmung und -präferenz im Kontext der Energieverbrauchsmodellierung des Sektors der privaten Haushalte in der TIMES-Entwicklungsumgebung sei stellvertretend die Arbeit von Cayla et al. (2015) angeführt, wenn damit auch nicht Verhaltensaspekte eingeschlossen werden.

Ein weiterer Aspekt der kritischen Reflexion betrifft die Regionalisierung in TIMES-HEAT-POWER. Diese ist in der vorliegenden Version des Modells nicht gegeben. Es handelt sich um ein Punktmodell. Sowohl die Energiequellen wie der Kraftwerkspark als auch die Energiesenken wie die Wohngebäude sind nicht geo-referenziert. Lediglich die Verfügbarkeit der Infrastruktur in der Wärmeversorgung findet in geringem Maße eine Berücksichtigung im Modell. Darüber hinaus könnte beispielsweise die Ressourcenverfügbarkeit von insbesondere Biomasseartigen Brennstoffen sowohl im Elektrizitäts- als auch im Wärmesystem integriert werden, wie dies zum Beispiel in Fishedick et al. (2007) umgesetzt ist. Ebenso könnten Kraftwerke auf Basis erneuerbarer Energieträger wie Windkraft- und PV-Anlagen Regionen zugewiesen werden, die sich beispielsweise in ihrer Windhöffigkeit oder Einstrahlungsintensität unterscheiden. Außerdem könnten auf der Nachfrageseite die Wohngebäude Regionen klimatisch unterschiedlicher Bedingungen, wie zum Beispiel den Klimazonen, zugewiesen werden, um somit Unterschieden in der thermischen Nachfrage in Niveau und Verlauf Rechnung zu tragen. Der Aspekt der Regionalisierung wird im vorliegenden Untersuchungskontext jedoch als nachrangig betrachtet, da hiermit trotz gegebener Möglichkeit der Implementierung durch sogenannte Multi-Regionen in der TIMES-Entwicklungsumgebung ein als sehr hoch einzuschätzender Anstieg der Komplexität einhergehen würde (Loulou et al., 2005).

Ein weiterer Punkt der kritischen Diskussion bezieht sich auf die Ausdifferenzierung bzw. Generalisierung von Technologien. In der vorliegenden Version werden teilweise generische Technologien verwendet

und insgesamt zehn individuelle Wärmeversorgungstechnologien unterschieden. Einige Versorgungstechnologien, insbesondere die Wärmepumpen, werden dabei als generische Einheit betrachtet. Diese Technologie könnten jedoch auch weiter z.B. in Luft-Wasser- oder Sole-Wasser-Wärmepumpen unterschieden und ebenso Kessel beispielsweise nach Brennwerttechnik differenziert werden. Andere Arbeiten schließen eine weiterführende Differenzierung in die Untersuchung mit ein (vgl. beispielsweise Stengel (2014)). Durch eine feingliedrigere Unterscheidung könnte auch der existierenden Bandbreite bei der Parametrierung der Technologien Rechnung getragen werden. Somit könnten insbesondere auch verschiedene Investitionsbestandteile der Wärmewandlungstechnologien integriert und mit der vorhandenen Infrastruktur der Wohngebäude verknüpft werden, wodurch ermöglicht würde, Ausgaben für den Technologiewechsel wie zum Beispiel für den Rückbau eines Heizöltanks oder den Bau eines Schornsteins besser zu berücksichtigen. Die im derzeitigen Modellstand hinterlegte generische Investition je Wärmewandlungstechnologie bedingt daher teilweise eine einseitige Technologiewahl wie dies in den Modellläufen von TIMES-HEAT-POWER für ungekoppelte Biomasse-basierte Systeme anhand der Berücksichtigung von Holzöfen unter der Vernachlässigung von Pelletkesseln in der Lösung zu erkennen ist. Eine weitergehende Einteilung der Technologien würde jedoch auch zu einer hohen Komplexität im Modell führen, da die Einführung einer jeden neuen Technologie auch deren Integration in Wärmeversorgungssysteme und deren Zuordnung zu Nachfrageklassen sowie Festlegung zusätzlicher Modellparameter nach sich zieht. Dies bedingt auch den Einsatz weiterer Binärvariablen. Zum anderen muss auch ein erhöhter Abstraktionsgrad bei der Abbildung der Wärmeversorgungsstechnologien eingeräumt werden. So ist insbesondere die Detaillierungsstufe der technischen Eigenschaften der Anlagen als erweiterbar einzuschätzen. In diesem Zusammenhang seien teillastabhängige Wirkungsgrade, Anfahrverluste sowie Stillstands- und Betriebszeiten der KWK-Anlagen oder Wärmepumpen zu nennen. Ebenso wird der COP von Wärmepumpen nur saisonal unterschieden. Dieser Minderaufwand bei der Parametrierung ist in erster Linie jedoch

der ohnehin schon gesteigerten Modellkomplexität mit resultierenden langen Rechenzeiten geschuldet. Zum anderen werden zum Teil die unberücksichtigten Eigenschaften in komplementärer Weise in dem Optimiermodell dezentraler Wärmeversorgungssysteme adressiert und somit deren Einfluss in TIMES-HEAT-POWER indirekt über die Modellkopplung berücksichtigt.

Des Weiteren ist die in Kapitel 7.4 vorausgesetzte Entwicklung der Brennstoffpreise zu hinterfragen. Hier wird von einer Steigerung sämtlicher Energieträger, insbesondere der Großhandelspreise für fossile Energieträger zwischen den Jahren 2010 und 2020 nach Nitsch et al. (2012) ausgegangen. Jedoch zeigte sich in den Jahren seit 2012 ein deutlicher Rückgang des realen Einfuhrpreises bzw. Abgabepreises an Kraftwerke für Steinkohle bzw. Erdgas (BMW, 2015a; Destatis, 2015)⁵⁷. Entgegen dieses kurzfristigen Trends wird dennoch eine konträre Entwicklung aus Konsistenzgründen mit der Datenquelle angenommen (vgl. Nitsch et al. (2012)). Die langfristige steigende Preisentwicklung scheint hingegen auch auf Grund der zuallermeist übereinstimmenden Aussagen in den Studien plausibel (vgl. Tabelle 7-8).

Weiterhin unterscheidet sich das für das Jahr 2020 auf Grundlage von Nitsch et al. (2012) angenommene Kapazitätsniveau von Wind-Onshore (39,0 GW_{el}) nur geringfügig von der Installationshöhe im Jahr 2014 (38,1 GW_{el}). Dadurch wird implizit eine beinahe Stagnation in den Zwischenjahren unterstellt. Die in Kapitel 7.7 getroffene Annahme zur zwischen 2015 und 2020 nahezu gleichbleibenden Kapazitätshöhe von Wind-Onshore-Anlagen ist daher kritisch zu bewerten. Aus diesem Grund wird eine Abschätzung des Einflusses dieser Annahme auf das Modellergebnis durch weitere Modellrechnungen durchgeführt. Demnach wird das Kapazitätsniveau zwischen den Werten von 2014 (38,1 GW_{el}) und 2030 (44,0 GW_{el}) linear interpoliert und somit der für 2020

⁵⁷ Im Zeitraum von 2012 bis 2015 betrug der Preisrückgang bei Steinkohle ca. 20,9 % und bei Erdgas ca. 14,3 % (Destatis, 2015). Einschränkend wird jedoch angemerkt, dass Daten in Destatis (2015) nur bis November 2015 vorliegen und somit das dieser Berechnung zu Grunde liegende durchschnittliche Preisniveau von 2015 einen Schätzwert darstellt.

abgeleitete gegenüber dem ursprünglichen Wert erhöht. Das Ergebnis zeigt eine unwesentliche bzw. keine Veränderung der Technologiewahl im Elektrizitätssystem bzw. im Wärmesystem auf⁵⁸. Dies führt zu der Schlussfolgerung, dass der Einfluss der beinahe Fortschreibung der installierten Kapazität der Wind-Onshore-Anlagen und damit der potentiell begangene Fehler als sehr gering einzuschätzen ist.

Zudem muss die Annahme der Verfügbarkeit von CCS-Kraftwerkstechnologien in TIMES-HEAT-POWER kritisch hinterfragt werden. Für diese wird in den Modellläufen überdies ein erhebliches Potenzial ermittelt (ca. 37,9 GW_{el} im Basisszenario und ca. 16,7 GW_{el} im Zielszenario im Jahr 2050). Hinsichtlich der großtechnischen Einführung von CCS liegen in den energiewirtschaftlichen Systemstudien gegensätzliche Auffassungen vor. So werden CCS-Kraftwerke in Nitsch et al. (2012) sowie Schlesinger et al. (2014) von der Betrachtung ausgeschlossen. Hierfür wird u.a. das Vorliegen von erheblichen Akzeptanzproblemen sowie die Einstellung von Demonstrationsprojekten angeführt (Schlesinger et al., 2014). Demgegenüber unterstellt Kober (2014) in einem dem vorliegenden Basisszenario vergleichbaren Szenario eine Installation über alle Kraftwerkstechnologien in Höhe von ca. 33 GW_{el} im Jahr 2050. Hier kann also eine ähnliche Größenordnung zu derjenigen in TIMES-HEAT-POWER ermittelten konstatiert werden. Hierbei haben Braunkohle-befeuerte Kraftwerke den höchsten Anteil (21 GW_{el}). In Schlesinger et al. (2010) beträgt der Anteil an erzeugter Elektrizität aus CCS-Kraftwerken bis zu ca. 6,9 % im Jahr 2050 mit installierter Leistung von ca. 11,9 GW_{el}. Steinkohle-befeuerte Kraftwerke stellen dabei in Analogie zu den Ergebnissen in TIMES-HEAT-POWER den größten Anteil. Genoese (2010) ermittelt in seiner Analyse der Entwicklung des deutschen Elektrizitätssystems unter der Annahme der Verfügbarkeit von Steinkohle-befeuerten CCS-Kraftwerken ein Potenzial von ca. 10 GW_{el} im Jahr 2030. Blesl et

⁵⁸ Zudem wird ein Abweichen des Zielfunktionswertes zwischen -0,051 ‰ und 0,028 ‰ basierend auf den Rechnungen der Szenarien REF_A, REF_E sowie ZIEL ermittelt. Die Deviation ist damit gerade vor dem Hintergrund, dass die veränderten Annahmen sich auf den kurzfristigen Planungshorizont erstrecken und somit gegenüber einer Annahmenvariation im langfristigen Planungsbereich auf Grund der Diskontierung eine besonders starke Auswirkung aufweisen, als gering zu erachten.

al. (2010), Eßer-Frey (2012), Fichtner et al. (2013), Heinrichs (2013), Pfluger (2013) sowie Hartel et al. (2014) und Kuder (2014) gehen in ihren Untersuchungen des europäischen Energiesystem ebenso von einer Einführung der CCS-Technologie aus. Als zusätzlicher Aspekt muss angeführt werden, dass in den Modellergebnissen von TIMES-HEAT-POWER die Kohlenstoffabscheidung erst zum Ende des Planungshorizonts eine Option darstellt und somit der Einfluss insbesondere auf die Zielfunktion auf Grund der Diskontierung und damit auf die Modellergebnisse allgemein als geringer einzuschätzen ist.

Schließlich ist in der Modellierung von TIMES-HEAT-POWER keine Information über Zeitpunkte der Modernisierung bzw. Renovierungszyklen der Wohngebäude, welche ebenso eine energetische Sanierung begünstigen bzw. motivieren, enthalten. Das Kriterium der Renovierungszyklen repräsentiert keine Eigenschaft der Nachfrageklassen (vgl. Kapitel 4.6.6). Dieser Aspekt stellt also einer Vereinfachung der Wirklichkeit dar. Vor diesem Hintergrund ist insbesondere die massive Durchführung von Wärmeschutzmaßnahmen im Szenario ZIEL im Jahr 2050 kritisch zu hinterfragen. Es ist daher mit Skepsis zu bewerten, ob jene Maßnahmen ebenso außerhalb der Renovierungszyklen umgesetzt würden. Ebenso muss in diesem Zusammenhang die Investition in Wärmeschutzmaßnahmen, welche annahmegemäß lediglich den energiebedingten Teil einschließt und außerhalb der Renovierungszyklen daher höher angesetzt werden müsste, insbesondere in Bezug auf die tatsächliche Durchführung der Maßnahmen kritisch bewertet werden. Jedoch wird dieser Nachteil als vertretbar angesehen, da der Sanierungszustand der Gebäude sowie eine umfassende Definition und Charakterisierung von Wärmeschutzmaßnahmen nicht im Fokus von TIMES-HEAT-POWER stehen. Des Weiteren würden Modellerweiterungen zu deren Berücksichtigung eine signifikante Erhöhung der Modellkomplexität auf Grund der Vervielfachung der Nachfrageklassen nach sich ziehen. Für einen Modellierungsansatz, welcher im Detail den Sanierungszustand der Wohngebäude in Deutschland sowie insbesondere deren Renovierungszyklen betrachtet, wird beispielhaft auf Stengel (2014) verwiesen.

Schließlich findet auch die Integration von elektrischen Transport- und Verteilnetzen sowie damit zusammenhängenden Aspekten der technischen Integration, insbesondere von KWK-Anlagen, im Modell keine Berücksichtigung. Eventuell auftretende Probleme, wie zum Beispiel Spannungsanhebung, Unsymmetrie und Oberschwingungen können somit nicht erfasst werden (Einfalt et al., 2009).

Des Weiteren müssen auch Aspekte aus methodischer Sicht dargelegt werden, welche in dem gewählten methodischen Ansatz kritisch zu bewerten sind.

Das Optimierkalkül unterliegt der Prämisse der vollständigen Information. Sämtliche Informationen über zukünftige Randbedingungen wie Brennstoffpreisentwicklung oder die Fortschreibung technischer Parameter sind bereits zu Beginn der Optimierung bekannt und können in den zu treffenden Investitions- und Betriebsentscheidungen berücksichtigt werden. Gleichwohl werden jedoch unterschiedliche Ausprägungen der Parameter in der Sensitivitätsanalyse untersucht. Ein alternativer Ansatz besteht in der myopischen Voraussicht, bei der für jedes entscheidungsrelevante Modelljahr ein begrenztes Intervall für die in der Zukunft liegenden Parameter existiert. Ein beispielhafter Ansatz mit myopischer Voraussicht im Kontext eines nationalen Energiesystemmodells findet sich unter anderem in Babrowski (2015) oder Heffels (2015).

Die zeitliche Auflösung in dem entwickelten Modell stellt einen weiteren Aspekt der kritischen Reflexion dar. Diese unterliegt dem Zielkonflikt aus der Erfassung entscheidungsrelevanter Dynamiken und damit der Notwendigkeit einer möglichst hohen Auflösung und aus der Verringerung der Komplexität zur Lösbarkeit des Problems und damit der Notwendigkeit einer geringen Auflösung. Die gewählte Anzahl an 48 Zeitscheiben stellt somit einen Kompromiss dar. Mit einer höheren zeitlichen Auflösung, wie sie für eine alternative Version von TIMES-HEAT-POWER zum Beispiel in Fehrenbach et al. (2014) mit einer Anzahl von 224 implementiert ist, ließen sich weiterführende Fragestellungen wie

die nach dem Potenzial der Schnittstellentechnologien (KWK-Anlagen und Wärmepumpen) als Flexibilitätsoption zum Ausgleich fluktuierend eingespeister elektrischer Energie untersuchen.

Ferner bildet das entwickelte Modell des nationalen Elektrizitätssystems und des Wärmesystems der Wohngebäude Entscheidungssituationen unter Sicherheit ab und stellt somit einen deterministischen Bewertungsansatz dar. Jedoch unterliegen die angenommenen Parameter in ihrer Ausprägung in Wirklichkeit der Unsicherheit⁵⁹. Diese betreffen in erster Linie Unsicherheiten in Bezug auf die Nachfrage nach thermischer und elektrischer Energie wie auch das Dargebot von Erneuerbaren Energien sowohl in Form der Fluktuation auf der zeitlich hoch aufgelösten Ebene als auch in Gestalt der zeitlichen Veränderung der Erzeugungskapazität über den Planungshorizont. Bezüglich des letztgenannten Aspekts ergibt sich für den Ausbau der Erzeugungstechnologien auf Basis der Erneuerbarer Energien beispielsweise eine Vielfalt von Entwicklungspfaden. Weitere Unsicherheiten im vorliegenden Modellkontext mit auf Grund deren Ergebniseinfluss besonderer Relevanz für das dezentrale Wärmesystem betreffen die Entwicklung der Preise der Energieträger sowie die Veränderung der spezifischen Investition der KWK-Technologien sowie der Wärmepumpen. Auch könnten stochastische Einflüsse auf die Verfügbarkeit von Kraftwerken und Wärmewandlungstechnologien miteinbezogen werden, um somit deren Ausfälle in das Kalkül zu berücksichtigen.

Jedoch sind in Anbetracht der Systemgrenzen und einhergehenden Modellgröße sowie der damit zusammenhängenden geringen Auflösung bei der zeitlichen Disaggregation von TIMES-HEAT-POWER die Möglichkeiten des Einbezugs stochastischer Einflüsse bzw. der Unsicherheit stark begrenzt. Ferner stehen Fragestellungen im Zusammenhang mit stochastischen Einflüssen bzw. Entscheidungssituationen unter Unsicherheit nicht im Fokus des vorherrschenden Untersuchungszwecks.

⁵⁹ Zur Begriffsbestimmung der Unsicherheit sowie deren Unterscheidung in Untertypen im Kontext der Modellierung von Energiesystemen existiert in der Literatur eine Reihe von Taxonomien und Konzepten (vgl. hierzu auch Mirakyan et al. (2015))

Hingegen findet durch die Szenarioanalyse in der vorliegenden Arbeit eine Berücksichtigung von Unsicherheiten in einem angemessenen Maße statt. Dies entspricht ebenso der Vorgehensweise anderer systemanalytischer Arbeiten mit vergleichbarer Systemgrenze und Modellgröße⁶⁰. Eine Entwicklung von weiterführenden Konzepten mit elaborierteren Methoden würde daher den Rahmen dieser Arbeit übersteigen, jedoch Anknüpfungspunkte für zukünftige Forschungsvorhaben bieten.

Schließlich wird die Nachfrage nach elektrischer und thermischer Energie in TIMES-HEAT-POWER modellexogen vorgegeben und bleibt daher in der Optimierung unveränderlich. Es existiert somit keine Elastizität der Nachfrage, welche jedoch eine wesentliche Eigenschaft partialer Gleichgewichtsmodelle darstellt. Hierdurch wird die Flexibilität des Energiesystems vor allem in Bezug auf die Haupteinflussgrößen, wie die Entwicklung von Brennstoffpreisen, oder auf die Einhaltung klima- und umweltpolitischer Ziele beträchtlich eingeschränkt (vgl. hierzu Worrell et al. (2004)).

Zudem stellt die Reduktion der Emission von CO₂ ein alle Sektoren umfassendes Ziel im Energiekonzept der Bundesrepublik dar, bezieht sich in TIMES-HEAT-POWER jedoch nur auf zwei Teilsysteme des Energiesystems. Um zu adäquaten und vergleichbaren Aussagen zu gelangen, müssten also sämtliche CO₂-Minderungsstrategien sowie -Zielsektoren berücksichtigt werden, wie dies beispielsweise in Ardone (1999) oder Kuder (2014) umgesetzt wird. Dergleichen basiert der im Zielszenario angenommene Mindestanteil der erneuerbaren Energieträger am Endenergieverbrauch der Wärmeversorgung der Wohngebäude auf dem Ziel der Bundesregierung, bis zum Jahr 2050 einen Anteil der Erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch von 60 % herbeizuführen. Dieses energiesystemübergreifende und damit nicht sektorspezifische Ziel wird jedoch in gleicher Höhe auf die Wohngebäude umgelegt und bietet damit einen Grund zur kritischen Auseinandersetzung.

⁶⁰ Vgl. bspw. Eßer-Frey (2012), Babrowski (2015) und Heffels (2015).

9.2.2 Optimiermodell dezentraler Wärmeversorgungssysteme

In diesem Abschnitt wird die entwickelte Methodik im Optimiermodell dezentraler Wärmeversorgungssysteme kritisch diskutiert, mit einem besonderen Fokus auf die Schwächen und möglichen Verbesserungen.

Zunächst existiert ein gewisses Maß an Unvollständigkeit und Inkonsistenz in den vorliegenden Eingangsdaten. Durch das Entfernen von Anomalitäten und dem Glätten der Daten durch die Durchschnittsbildung bei der zeitlichen Aggregation der Last- und Bereitstellungsprofile kommt es zu einer systematischen Unsicherheit (vgl. auch Kapitel 7.1.2).

Des Weiteren ist eine Unsicherheit der angenommenen technisch-wirtschaftlichen Eingangsdaten zu konstatieren. Insbesondere betrifft dies die Investitionen der KWK-Technologien sowie die Entwicklung der Brennstoffpreise. Gleichwohl werden relevante Parameter einer Sensitivitätsanalyse unterzogen, um somit deren Einfluss auf die Ergebnisse bewerten zu können.

Der Modellierungsansatz basiert auf der gemischt-ganzzahligen Programmierung und dem Prinzip der vollständigen Information mit perfekter Voraussicht. Hierbei werden Unsicherheiten, insbesondere in der elektrischen und thermischen Nachfrage, nicht berücksichtigt. Dadurch resultiert eine mögliche Abweichung von der Anlagenauslegung in der Realität, in welcher Unsicherheiten der Nachfrage beispielsweise über Sicherheitsaufschläge in der Anlagendimensionierung oder über Energievorhaltung im Speicher entgegnet wird.

Zudem kommt es zu einer implizierten Extrapolation der Daten, welche die Basis für die Auslegung der Anlagen bilden, da diese zu einem überwiegenden Teil konstant in die Zukunft fortgeschrieben werden. Dies bezieht sich vor allem auf die Nachfrage nach Elektrizität und Niedertemperaturwärme in deren absolutem Niveau (z.B. Jahreselektrizitäts- und -heizwärmebedarf) sowie deren zeitlicher Struktur. Künftige Entwicklungen wie beispielsweise Extremwetterereignisse können nicht antizipiert werden. Eine Ausnahme der impliziten Datenextrapolation bildet hierbei die berücksichtigte Preisdynamik der Energieträger. Das

gewählte Vorgehen bietet somit Raum für Ungenauigkeiten bei der Auslegung und Bestimmung der Fahrweise.

Darüber hinaus sind weitere technische Restriktionen zur realistischeren Abbildung der Wärmeversorgungssysteme in dem verwendeten Ansatz nicht berücksichtigt. Hier wären beispielsweise teillastabhängige Wirkungsgrade zu nennen, deren Implementierung im Modell jedoch Nicht-Linearitäten und damit einhergehend auch eine nicht-lineare Problemklasse bedingen würde.

Letztlich muss für die Anwendung des Dekompositionsverfahrens nach Benders auf den vorliegenden Forschungskontext festgestellt werden, dass für die Modellläufe keine Vorteile einer Laufzeitreduktion gegenüber der Lösung des globalen Problems erzielt werden können. Dies stellt damit ein unerwartetes und zugleich unbeabsichtigtes Ergebnis dar. Jedoch repräsentiert das Zerlegungsverfahren eine effiziente Möglichkeit der Partitionierung des Problems in kleinere Teilprobleme, welche damit positive Auswirkungen auf die Ressourceninanspruchnahme aufweisen können.

9.2.3 Kritische Reflexion der Modellkopplung

Bei der hier realisierten Modellkopplung handelt es sich um einen „soft link“ zwischen beiden Modellen. Im Gegensatz zu einem „hard link“, bei dem die Modellausgangsgrößen des einen Modells zur Laufzeit des anderen Modells bestimmt und in dessen Optimierkalkül integriert werden können, kommt es bei der vorliegenden Modellkopplung zu einer sequentiellen Übergabe der Modellausgangsgrößen des vorgelagerten Optimiermodells an TIMES-HEAT-POWER. Dies impliziert, dass nur ein unidirektionaler Informationsfluss existiert und somit Rückkopplungen aus dem in weiter gefassten Systemgrenzen entwickelten Energiesystemmodell auf das vorgelagerte Modell nicht erfasst werden können. Eine Möglichkeit, solche wechselseitigen Abhängigkeiten zu integrieren, bestünde daher entweder in der programmiertechnischen Zusammenführung der beiden Teilmodelle und damit der direkten Integration der

Zielfunktion und Nebenbedingungen des vorgelagerten Optimiermodells in TIMES-HEAT-POWER oder in einer iterativen Kopplung beider Modelle, welche in konvergierender Weise ein Optimum herbeiführen könnte. Jedoch gestalten sich diese Vorgehensweisen aus den nachfolgenden Gründen als sehr komplex mit ungewisser Durchführbarkeit. Die Entwicklungsumgebung von TIMES ist hinsichtlich ihrer Modellstruktur vorentwickelt und somit vorgegeben sowie zudem äußerst modular aufgebaut. Die programmiertechnische Umsetzung ist trotz umfangreicher Dokumentation äußerst schwierig nachzuvollziehen, weswegen es lediglich möglich ist, Modifizierungen im geringeren Umfang am Programmiercode vorzunehmen, wie dies in Kapitel 5.3.3 verdeutlicht und umgesetzt ist. Dieser Sachverhalt wird auch in der begleitenden Dokumentation eingeräumt (Loulou et al, 2005). Zusätzlich bringt die Zusammenführung der Teilmodelle als „hard link“ die Problematik der Existenz zweier Zielfunktionen mit sich, wobei die Zielfunktion des einen Modells, des Optimiermodells dezentraler Wärmeversorgungssysteme, als Nebenbedingung des anderen Modells, TIMES-HEAT-POWER, fungieren würde. Dies bedingt eine Verschiebung der Problemklasse des hybriden Modellkonzepts weg von der reinen gemischt-ganzzahligen Programmierung hin zur sogenannten bi-level oder two-level-Programmierung. Die Lösung solcher Probleme erweist sich allgemein als sehr komplex und dadurch die Lösbarkeit für Optimiermodelle der vorherrschenden Größe der Instanz als äußerst fragwürdig (vgl. Bialas (1984)). Die Komplexität wird insbesondere durch das Vorliegen ganzzahliger Variablen erhöht und die Lösungsmethodik damit erschwert (vgl. Bard et al. (1992)). Darüber hinaus müssten bei einer iterativen Modellkopplung die Details der Ausgestaltung dieser und damit Aspekte der semantischen Angliederung bedacht werden. Es müsste also zum Beispiel entschieden werden, zu welchem Zeitpunkt bzw. welchen Stützjahren und für welche Systeme die Vorauslegung durchgeführt wird. Dies erhöht die Ausgestaltungsmöglichkeiten der iterativen Kopplung der beiden Teilmodelle unverhältnismäßig. Daher wird der Aufwand zur Realisierung einer Zusammenführung der beiden Teilmodelle

als „hard link“ oder eines iterativen Verfahrens als für den Untersuchungszweck und die Verbesserung der Ergebnisqualität nicht verhältnismäßig befunden. Eine Modellkopplung auf Grundlage eines unidirektionalen Informationsflusses findet dagegen auch in anderen Studien, in denen Energiesystemmodelle gekoppelt werden, Anwendung. Hier sei stellvertretend auf die Arbeiten in Fichtner et al. (2013) verwiesen.

In diesem Kontext muss der Umgang mit der (impliziten) Preisentwicklung für Elektrizität in dem entwickelten hybriden Modellkonzept besonders hervorgehoben und kritisch gewürdigt werden. Auf Grund der unverwirklichten Rückkopplung zwischen dem Modell dezentraler Wärmeversorgungssysteme und TIMES-HEAT-POWER steht insbesondere die Entwicklung der Elektrizitätspreise bzw. der -gestehungsausgaben, welche im erstgenannten Modell exogen angenommen und im zweitgenannten ein implizites Modellergebnis darstellen, in keiner Wechselwirkung zueinander. Die im Modell dezentraler Wärmeversorgungssysteme angenommene Entwicklung des Bezugspreises für Elektrizität ist von der impliziten Entwicklung des Preises dieses Guts in TIMES-HEAT-POWER, welche gleichzeitig einen Indikator für den Großhandelspreis darstellt, entkoppelt. Dies eröffnet somit die Möglichkeit einer divergierenden Entwicklung und schließlich verzerrten Aussage auf Grund inkonsistenter Annahmen.

In diesem Zusammenhang muss angeführt werden, dass die als Schattenpreise aus der Nachfragedeckungsrestriktion berechneten Systemgrenzkosten der Elektrizitätsversorgung aus TIMES-HEAT-POWER im Basisszenario bis zum Jahr 2020 ansteigen, um bis zum Jahr 2050 wieder kontinuierlich abzufallen. Hierbei nehmen die durchschnittlichen Grenzkosten auf Basis der gewichteten Werte je Zeitscheibe von ca. 6,60 ct/kWh im Jahr 2010 auf ca. 8,46 ct/kWh im Jahr 2020 im Basisszenario zu⁶¹. Dies entspricht einer jährlichen Steigerung um ca. 2,52 % p.a., welche somit fast identisch mit der in Kapitel 7.5 getroffenen Annahme

⁶¹ Einschränkend muss angeführt werden, dass die Berechnung der Systemgrenzkosten auf einer als lineares Programm implementierten Version von TIMES-HEAT-POWER beruht und somit die ermittelten Grenzkosten einen Schätzer der Grenzkosten in der sonst verwendeten gemischt-ganzzahligen Version darstellen.

zur Steigerung des Elektrizitätsbezugspreises ist. Diese Zunahme ist in erster Linie auf im gleichen Zeitraum sich erhöhende Preise der Primärenergieträger und CO₂-Zertifikate sowie der gesteigerten Elektrizitätsnachfrage durch den Verbrauch von Wärmepumpen zurückzuführen⁶². Das Abfallen der Systemgrenzkosten nach 2020 auf ca. 8,13 ct/kWh_{el} im Jahr 2030 sowie ca. 3,71 ct/kWh_{el} im Jahr 2050 lässt sich durch die zunehmende Penetration von Elektrizität aus Technologien auf Basis Erneuerbarer Energieträger ohne verbrauchsgebundene Ausgaben erklären. Im Zuge der Diskussion der Systemgrenzkosten der Elektrizitätsversorgung wird auch eine Inkongruenz deren Entwicklung mit jener der beobachteten Großhandelspreise festgestellt (EEX, 2016). Während die Grenzkosten aus o.g. Gründen bis 2020 ansteigend sind, weisen die realen Großhandelspreise auf Grund der Entwicklungen der in den Jahren 2012 bis 2015 gesunkenen Preise für Primärenergieträger und CO₂-Zertifikate einen fallenden Verlauf auf.

Weiterhin ist in Bezug auf diese Thematik eine Diskrepanz des angenommenen und realen üblichen Preises festzustellen (vgl. Kapitel 7.5). Der mit 5,00 ct/kWh_{el} angenommene übliche Preis spiegelt demzufolge auch nicht das reale Niveau der Jahre 2014 und 2015 von ca. 3,50 ct/kWh_{el} wider. Der im Modell zu Grunde gelegte Preis orientiert sich dagegen aus Gründen der Konsistenz mit den Modellergebnissen an dem höheren Niveau des impliziten üblichen Preises in TIMES-HEAT-POWER. Dieser wiederum hängt in hohem Maße von den oben skizzierten von der Wirklichkeit verschiedenen Modellannahmen ab.

In diesem Kontext muss auch der als fix angenommene Aufschlag zum Bezug der Elektrizität für Wärmepumpen in TIMES-HEAT-POWER und die damit verbundene Möglichkeit der divergierenden Entwicklung des (impliziten) Endverbraucherpreises kritisch gewürdigt werden. Dieser Problematik könnte entgegnet werden, indem ein zeitdynamischer Aufschlag eingeführt und dieser gar in Abhängigkeit der impliziten Modell-

⁶² Diese Motive werden auch in Möst (2006) zur Erklärung der im Zeitverlauf steigenden Grenzkosten der Stromversorgung angeführt.

ergebnisgröße der Elektrizitätsgestehungsausgaben gestellt wird. Letzteres könnte beispielsweise mit einem iterativen Verfahren wie in Götz et al. (2012b) oder Fais et al. (2014) verwirklicht werden. Jedoch kann die gewählte Aufschlagsbildung dadurch vertreten werden, dass die implizite Ergebnisgröße vor den eigentlichen Modellläufen nicht bekannt ist und die Konstanz der Aufschlagshöhe damit per se eine valide Annahme darstellt.

Weiterhin muss bedacht werden, dass die Systemgrenzkosten lediglich einen Indikator für den tatsächlich zu entrichtenden Endverbrauchspreis für private Haushalte darstellen. Weitere Größen, deren Entwicklung unsicher ist, wie Umlagen, Abgaben oder Steuern bleiben dabei unberücksichtigt. Gleichwohl leiten Studien mit ähnlichen Erkenntnissen zu der Entwicklung des Großhandelspreises ebenso einen ansteigenden Bezugspreis für Endkunden ab (Schlesinger et al., 2010; Schlesinger et al., 2014).

Ein weiterer Aspekt der kritischen Reflexion liegt in der Nichtberücksichtigung der Zeitdynamik begründet. Konkret bedeutet dies, dass es zu einer einmaligen Vorauslegung sämtlicher Systeme für deren entsprechende Nachfrageobjekte zu Beginn der Optimierung kommt. Die Auslegung für die Heizungssysteme ist damit invariant gegenüber der zeitlichen Entwicklung und Änderung von Einflussgrößen, so dass Effekte, welche eine Veränderung der Auslegung über die Zeit bedingen, nicht berücksichtigt werden.

Des Weiteren muss bei der vorliegenden Kopplung bedacht werden, dass unterschiedliche Perspektiven in den Modellen eingenommen werden. Es gilt dabei, die einzelwirtschaftliche Sicht (subjektive Perspektive), welche in dem Optimiermodell dezentraler Wärmeversorgungssysteme eingenommen wird, von der gesamtwirtschaftlichen Sicht, wie sie in TIMES-HEAT-POWER vorherrscht, zu unterscheiden.

9.3 Ausblick

Die vorliegende Arbeit nimmt sich einer eingegrenzten wissenschaftlichen Fragestellung an. Aus diesem Grund fokussiert sie sich stark auf einen ausgewählten Themenbereich sowohl aus energiewirtschaftlicher und inhaltlicher als auch aus methodischer Sicht. Daher werden Fragestellungen, welche nicht im Betrachtungsfokus der Untersuchung stehen, nur am Rand behandelt oder bleiben gar unberücksichtigt. Die Grenzen der Aussagekraft werden in der Arbeit in ihren wesentlichen Zügen dargelegt, erheben jedoch keinen Anspruch erschöpfend zu sein. Zur Darstellung der wissenschaftlichen Anschluss- und Ausbaufähigkeit der vorliegenden Arbeit könnte daher eine Vielzahl von Punkten angeführt werden. Jedoch würde eine exhaustive Auflistung dieser den Rahmen der Arbeit deutlich sprengen.

Daher werden im Folgenden wesentliche Gesichtspunkte identifiziert, welche sich nach Auffassung des Autors als besonders vielversprechend zur Untersuchung und weiteren Ausführung im Hinblick auf die Aktualität und Relevanz im Forschungsgeschehen erweisen.

9.3.1 Erweiterungen um inhaltliche Aspekte

Verbesserung und Validierung der Datenbasis

Die vorliegende Arbeit stützt sich in ihrem Datengerüst in der Hauptsache auf von anderen Urhebern (sekundär) erhobene Daten. Insbesondere werden die Energiebedarfsdaten aus verwandter einschlägiger Literatur entnommen bzw. angepasst, jedoch nicht durch eigene Messungen gewonnen. Auch entstammt eine Vielzahl der Daten zur technisch-wirtschaftlichen Charakterisierung der Technologien anderen Studien. Die auf diese Weise erhaltene Datenbasis erfordert aus Gründen der Anforderungen der Modellierung oftmals einer Verbreiterung, weswegen hierzu eigene Ansätze entwickelt werden, die wiederum annahmegestützt sind. In einer Folgearbeit könnte ein Schwerpunkt also auf die Gewinnung von Primärdaten gerichtet sein. Insbesondere betrifft dies Da-

ten zu Energieverbräuchen der Referenzgebäude, zur technisch-wirtschaftlichen Beschreibung von Energieeffizienzmaßnahmen an der Gebäudehülle und zu ökonomischen Kennwerten innovativer Wärmetechnologien (z.B. Lernraten) sowie zu Daten des Bestands an Wärmeversorgungstechnologien, beispielsweise der Anzahl der installierten KWK-Anlagen. Es existieren bereits Studien, welche das Ziel der Erhebung von Primärdaten im Zusammenhang mit der Energieeffizienz in Gebäuden verfolgen und damit schon eine Auswahl der angeführten Datenerhebungen abdecken. Projekte zur Erhebung technischer und wirtschaftlicher Daten in einem breiten Feldversuch betreffend wird zum Beispiel auf Walberg et al. (2011) oder Immendoerfer et al. (2014) verwiesen⁶³. Eine Schwierigkeit stellt dabei die Repräsentativität der Daten dar, weil der Anspruch auf Gültigkeit für das gesamte Bundesgebiet besteht. In einer Erhebung, zum Beispiel auf Basis von Befragungen, müsste also ein ausreichend großer Stichprobenumfang gewährleistet sein.

Ausweitung des Bilanzraumes

Die Systemgrenzen des entwickelten Modells erstrecken sich auf das Elektrizitätssystem sowie auf das Wärmesystem der Wohngebäude in Deutschland. Hierbei bleiben jedoch Wechselwirkungen mit anderen (Teil-)Energiesystemen unberücksichtigt. Auf Seiten des Elektrizitätssystems wäre im Besonderen eine Betrachtung der umgebenden Nachbarländer relevant, da die Entwicklung des nationalen Elektrizitätssystems maßgeblich davon beeinflusst wird. Dies betrifft vor allem die Entwicklung des Angebots und der Nachfrage nach Elektrizität und damit einhergehend Elektrizitätsimporte und -exporte sowie deren Gesamtmengen und Lastflussspitzen. Ansätze zur länderübergreifenden integrierten Betrachtung im Kontext optimierender Energiesystemmodelle werden beispielsweise in Möst (2006), Blesl et al. (2007), Capros et al. (2012) und Heinrichs (2013) verfolgt.

⁶³ Empfehlungen bei der Vorgehensweise zur Erhebung technischer und ökonomischer Daten finden sich zum Beispiel in Stengel et al. (2012) oder Lützkendorf et al. (2012).

Auf Seiten des Wärmesystems wäre eine sektorale Ausweitung der Systemgrenzen von Relevanz. Vor allem Dingen der Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen ist durch einen hohen Bedarf an Niedertemperaturwärme und Verflechtungen mit dem Sektor der privaten Haushalte respektive dem Wohngebäudebestand gekennzeichnet. Eine Berücksichtigung des GHD-Sektors würde auch eine Integration der Betrachtung leitungsgebundener Wärmeversorgung, vor allem Nahwärmenetze und die Verdichtung von Fernwärmenetzen, welche häufig in Verbindung mit der Versorgung von Objekten aus dem GHD-Sektor stehen, sowie eine Georeferenzierung der Erzeugungsstruktur ermöglichen. Problematisch gestaltet sich hier jedoch die große Heterogenität der Verbrauchsstruktur, welche zur Modellintegration aber notwendigerweise geeignet abstrahiert und typisiert werden müsste. Im Kontext der integrierten Betrachtung des Wärmesystems des Wohngebäudebestands und des GHD-Sektors wird exemplarisch auf Blesl et al. (2004) und Bartels (2009) verwiesen. Dies würde auch zu einer Steigerung der Modellkomplexität bis hin zur Frage der Lösbarkeit nach sich ziehen.

Auch könnte das Modell inhaltlich um weitere Anwendungsbereiche bzw. Verbraucher ergänzt werden. In diesem Zusammenhang könnte auch der Energieverbrauch zur Bereitstellung von Klimakälte zur Gebäudekühlung betrachtet werden. Dies ist jedoch für Nichtwohngebäude von erheblich größerer Bedeutung als für Wohngebäude. Des Weiteren könnten ebenso weitere elektrische Energieverbraucher wie beispielsweise Elektrofahrzeuge in das Modell miteinbezogen werden. Für Betrachtungen der Elektromobilität in modellgestützten Analysen im Systemkontext wird beispielhaft auf die Arbeiten von Heinrichs (2013) und Babrowski (2015) verwiesen.

Des Weiteren könnten auch die Vorketten der Energieumwandlung in der Betrachtung weiter analysiert werden. Vor allem neuartige integrierte Konzepte zur Synthesegasherstellung, wie die elektrolytische Erzeugung von Wasserstoff oder die Methanherstellung über den Sabatier-Prozess auf Basis überschüssiger Elektrizität aus erneuerbaren

Energieträgern stellen ein wenig untersuchtes Forschungsfeld dar. Synthesegaskonzepte auf Grundlage verschiedener Konversionspfade und deren Nutzungskonkurrenzen sowie deren Integration in das Energiesystem werden zum Beispiel in Sterner (2009) oder Nitsch et al. (2012) untersucht. Eine integrierte Betrachtung in Form einer Modellkopplung oder gar modellendogenen Berücksichtigung dieser Vorketten in TIMES-HEAT-POWER bildet einen möglichen Ansatz zur Modellweiterentwicklung.

Eine zusätzliche Erweiterung des Ansatzes im Sinne der Ausweitung der Systemgrenzen besteht in der räumlichen Differenzierung und damit der Regionalisierung des Modells. Dies stellt einen Übergang von einem Punktmodell zu einem regionalisierten Modell dar. Auf diese Weise könnten Energiewandlungs- und Nachfrageeinheiten räumlichen Bezugseinheiten der amtlichen Statistik, wie zum Beispiel Landkreisen oder Bundesländern, wie auch eigendefinierten Raumkategorien wie zum Beispiel Klimazonen oder Stadtkategorien zugeordnet und damit georeferenziert werden. Vergleichbare Ansätze der Regionalisierung finden sich zum Beispiel in Blesl et al. (2004), Kleemann et al. (2004) oder Schwaderer (2012). Somit könnte exemplarisch die Verfügbarkeit erneuerbarer Energieträger zum Beispiel über die Sonneneinstrahlungsintensität, Windhöufigkeit oder Aufkommen von biogenen Energieträgern regional unterschieden werden. Dies würde eine differenziertere Betrachtung und Klassifizierung von Energiewandlungseinheiten, wie zum Beispiel solarthermischer und KWK-Anlagen auf Basis biogener Kraftstoffe oder Windkraft-Anlagen ermöglichen. Weiterhin könnten auch die Wohngebäude zum Beispiel hinsichtlich deren Exposition gegenüber klimatischen Bedingungen oder deren Erschließbarkeit mit leitungsgebundener Wärmeversorgung zum Beispiel mittels Klimazonen bzw. Siedlungstypen unterschieden werden (vgl. VDI (2008) bzw. Erhorn et al. (2010)).

Letztlich wäre auch in der Ausweitung der betrachteten Technologien eine Modellerweiterung gegeben. Die Bestrebungen gegenwärtiger For-

schungsaktivitäten sind vor allem auf die Betrachtung von Photovoltaiksystemen in Verbindung mit Batteriespeichern im Wohngebäudekontext gerichtet (vgl. beispielsweise Weniger et al. (2014)). Die Integration mit der thermischen Seite in Form von KWK-Anlagen sowie thermischer Speicher repräsentiert daher ein darüber hinaus gehendes vielversprechendes Untersuchungsfeld. Es wäre daher denkbar, das Optimiermodell dezentraler Wärmeversorgungssysteme um ein Photovoltaiksystem sowie einen Batteriespeicher zu erweitern und dabei Fragen der ausgabenminimalen Dimensionierung und des Einsatzes zu bearbeiten. Ebenso könnte ein System bestehend aus einer Wärmepumpe sowie einer PV-Anlage und einem Batteriespeicher näher untersucht werden. Gleichwohl müsste bei diesem Vorgehen bedacht werden, dass Photovoltaik-Anlagen in TIMES-HEAT-POWER exogen abgebildet sind und deren Expansion über Entwicklungspfade vorgegeben wird. Dies macht daher Überlegungen des Entwicklungsabgleichs des Ausbaus zur Konfliktvermeidung bis hin zu einer endogenen Betrachtung des Photovoltaikzubaues in TIMES-HEAT-POWER vonnöten.

Integration alternativer Entscheidungsmotive

Der vorliegende methodische Ansatz basiert gänzlich auf der Entscheidung auf Grund eines rein ökonomischen Motives sowie in TIMES-HEAT-POWER eines zentralen Planers. Es wäre darüber hinaus auch möglich, alternative Beweggründe für Investitionsentscheidungen in ein Modell zu integrieren und gegebenenfalls nach Entscheidertypen zu unterscheiden. So könnte unterschiedliches Verhalten der Akteure respektive deren Entscheidungsmotive wie zum Beispiel der Beitrag zum Umweltschutz oder die Steigerung der Attraktivität des Wohngebäudes in das Entscheidungskalkül einbezogen werden (vgl. Verhoog (2012), Stengel (2014)).

Ebenso könnten weitere weiche Faktoren in die Entscheidungslogik des Modellansatzes Eingang finden. Hier seien Gesichtspunkte wie die soziale Akzeptanz von Erzeugungstechnologien, Anreizwirkung zur Innovation, Belastungsgerechtigkeit der Verbraucher sowie Beschäftigungseffekte genannt (vgl. Oberschmidt (2010), Feess (2013)).

Untersuchung alternativer Forschungsfragen

Mit dem vorhandenen Modellansatz ist ebenfalls die Möglichkeit gegeben, alternative Forschungsfragen zu untersuchen. Hierzu könnte die Rolle des Wärmesystems der Wohngebäude als Flexibilitätsoption eingehender analysiert werden. Zum einen könnte der Fokus auf die Schnittstellentechnologien des Elektrizitäts- und Wärmesystems und damit KWK-Technologien und Wärmepumpen und deren Beitrag zum elektrischen Lastmanagement gerichtet werden. Das sogenannte power-to-heat-Konzept wird als Flexibilitätsoption in den Systemstudien von Schlesinger et al. (2010) und Nitsch et al. (2012) qualitativ diskutiert und in Fehrenbach et al. (2014) mit Hilfe von TIMES-HEAT-POWER bereits in den Grundzügen quantitativ untersucht. Weitere zahlenmäßige Analysen finden sich beispielhaft in von Roon et al. (2009) und Nabe et al. (2011) und Gerhardt et al. (2014). Zum anderen könnten auch die Wohngebäude an sich über deren thermische Trägheit als thermischer Speicher hinsichtlich deren Eignung zum Lastmanagement eruiert werden. Bisher ist der Untersuchungsfokus jedoch auf die Bewertung von Materialien zur sensiblen und latenten Wärmespeicherung gerichtet (Navarro et al., 2016). Hierzu müsste das Augenmerk jedoch auf eine entschieden höhere zeitliche Disaggregation gelegt werden, um die Effekte, insbesondere die Wechselwirkungen zwischen dem Elektrizitäts- und Wärmesystem, im feingranularen temporären Bereich erfassen zu können. Diese beziehen sich vor allen Dingen auf die Einspeisung von Windkraft- und PV-Anlagen, deren Erzeugungsprofil zu einer angemessenen Nachbildung der Einspeiseextrema zeitlich viel höher aufgelöst sein müsste als die implementierte zeitliche Differenzierung mit dem kleinsten Zeitintervall von 2 Stunden in der Zeitscheibe zwischen 11 und 13 Uhr (vgl. Kapitel 7.1.1). Mit der gegenwärtigen zeitlichen Typisierung in TIMES-HEAT-POWER ließe sich dies nicht umsetzen, was die Heraufsetzung der Zeitsegmente im Modell bedingen würde. Gleichwohl muss bei einem solchen Vorgehen die Notwendigkeit einer Reduktion des Detaillierungsgrades bei der Abbildung anderer Modellierungsaspekte, beispielweise bei der Anzahl der Nachfrageklassen oder Technologieoptionen, aus Komplexitätsgründen bedacht werden.

9.3.2 Erweiterung um methodische Aspekte

Modifizierung des bestehenden methodischen Ansatzes

Der gewählte methodische Ansatz basiert auf der linearen bzw. gemischt-ganzzahligen Programmierung. Mit Hilfe alternativer methodischer Ansätze der Optimierung, z.B. aus der nicht-linearen Programmierung würden sich weitere (technische) Zusammenhänge noch detaillierter abbilden lassen. Dies betrifft im Optimiermodell dezentraler Wärmeversorgungssysteme beispielsweise Teillastwirkungsgrade oder nicht-lineare Schadstoffprofile. Zur Implementierung in Optimiermodellen in artverwandtem Kontext sei hierbei exemplarisch auf Dinter et al. (2012) und Pruitt et al. (2013) verwiesen. Auch in TIMES-HEAT-POWER würde im Systemkontext ein alternativer methodischer Ansatz zu einer genaueren Untersuchung von Modellierungsaspekten führen. So könnten zum Beispiel die Zubauentscheidungen im Kraftwerkspark über diskrete Blockgrößen erfolgen oder aber auch nicht-lineare technische und wirtschaftliche Zusammenhänge, beispielsweise in konkaven Funktionen der Investition der Kraftwerkstechnologien abgebildet werden.

Zudem beruhen TIMES-HEAT-POWER und das Optimiermodell dezentraler Wärmeversorgungssysteme auf der vollständigen Voraussicht. Es könnte daher auch ein Erkenntnisgewinn dadurch generiert werden, deren Einschränkung zu implementieren. Mittels myopischer Ansätze könnten beispielsweise die Rechenzeit verringert werden. Als Konzepte kommen hierbei die rollierende Planung oder die Fix-and-relax-Strategie zum Tragen (vgl. Kallrath (2011)). Für die Implementierung eines myopischen Ansatzes sei beispielhaft derjenige in Babrowski et al. (2015) als Referenz angeführt.

Ferner könnte die Prämisse der Entscheidung unter Sicherheit dahingehend modifiziert werden, dass Unsicherheiten der eingehenden Parameter im Modellierungsansatz einbezogen werden. Zur Berücksichtigung von Unsicherheiten in Energiesystemmodellen existiert eine Vielzahl von Ansätzen. Dazu stellt u.a. Göbelt (2001) im Kontext der Analyse

von regionalen und nationalen Energiesystemen die Szenario- und Sensitivitätsanalyse, das Entscheidungsbaumverfahren, die unscharfe Programmierung sowie die stochastische Programmierung heraus. Aien et al. (2016) ergänzen im Zusammenhang mit der Modellierung von Elektrizitätssystemen diese Ansätze um weitere, erst in jüngerer Vergangenheit entwickelte Methoden wie die robuste Optimierung, die Info-Gap-Entscheidungstheorie und hybride possibilistisch-probabilistische Ansätze zur Berücksichtigung von Unsicherheiten.

Jedoch finden in Energiesystemmodellen mit nationalem Fokus tiefergehende Methoden zur Modellierung von Unsicherheiten nur eine geringe Verbreitung (Sadeghi et al., 2013). Beispiele der Umsetzung der unscharfen Programmierung finden sich hierzu in Oder (1994) mit einer Implementierung in EFOM-ENV sowie in Canz (1999) in MARKAL. Eine beispielhafte Anwendung der zweistufigen stochastischen Programmierung zur Berücksichtigung der Unsicherheit der Entwicklung der Nachfrage nach Elektrizität, des Gaspreises sowie der Grenzwerte für Treibhausgase findet sich für ein nationales Energiesystemmodell in der Entwicklungsumgebung MARKAL in Hu et al. (2010). Für einen Ansatz der stochastischen Programmierung zum Einbezug der Unsicherheit der Verfügbarkeit von Technologien zur Treibhausgassenkung sowie der Entwicklung der langfristigen Klimaziele in einem internationalen Modell, welches in TIMES umgesetzt ist, sei auf Labriet et al. (2012) verwiesen⁶⁴. Zusätzlich gestaltet sich auch die Parametrierung im methodischen Vorgehen des zuletzt zitierten Ansatzes als schwierig, da bei der Betrachtung Eintrittswahrscheinlichkeiten bestimmt werden müssen.

Der Modellerzeuger TIMES repräsentiert ein Partial-Equilibrium-Modell, in welchem sowohl die Produktion als auch der Verbrauch von Gütern sowie deren Preise simultan determiniert werden (Loulou et al., 2005). In der vorliegenden Version von TIMES-HEAT-POWER wird

⁶⁴ Für eine Berücksichtigung der stochastischen Modellierung des Dargebots von Erneuerbaren Energien im Kontext eines Optimiermodells eines lokalen Energiesystems sei beispielhaft Keles (2013) angeführt.

keine Elastizität der Nachfrage betrachtet, so dass der Verzicht auf die Inanspruchnahme von Energiedienstleistungen keine Option darstellt⁶⁵. Es wäre daher ein möglicher Gegenstand zukünftiger Modellentwicklung, Elastizitäten der Nachfrage zu integrieren und diese beispielsweise nach Energiedienstleistung und Sektor zu unterscheiden. Der Einbezug von Nachfrageelastizitäten in Energiesystemmodellen auf Basis von TIMES finden sich exemplarisch in Assoumou et al. (2011) und Chiodi et al. (2013). In diesem Zusammenhang könnte auch das Einspeisevergütungssystem detaillierter in TIMES-HEAT-POWER abgebildet werden, in welchem zum gegenwärtigen Entwicklungsstand die Einspeisevergütungen als negative Ausgaben in der Zielfunktion erfasst werden und die damit einhergehende Umlage auf die Verbraucher über eine exogene (gesteigerte) Energieträgerpreisentwicklung indirekt erfolgt. Götz et al. (2012b) bzw. Fais et al. (2014) schlagen eine alternative Vorgehensweise zur Integration preisbasierter Einspeisevergütung für Technologien auf Basis erneuerbarer Energieträger mittels eines iterativen Verfahrens vor. In diesem wird neben der Produzentenseite, welche unter Minderung der Zielfunktion eine Vergütungszahlung für eingespeiste Elektrizität aus Erneuerbaren Energien erhält, auch die Konsumentenseite betrachtet. Auf dieser vollziehen sich eine Anpassung des Energieverbrauchs sowie eine Substitution des nachgefragten Energieträgers je nach Niveau der Einspeisevergütung und damit der Umlage. Auf Basis dieser Änderungen wird wiederum die Struktur der Energieerzeugung auf der Produzentenseite modifiziert, bis ein Konvergenzkriterium erfüllt ist.

Alternativ zu dem im Optimiermodell dezentraler Wärmeversorgungssysteme zum Tragen kommenden Dekompositionsverfahren nach Benders könnten auch alternative Verfahren mit Zerlegung des ursprünglichen Problems in Teilprobleme untersucht werden. Hier seien stellvertretend das Lagrange-Verfahren und die Dekomposition nach Dantzig-Wolfe genannt. Auch bestünde ein mögliches Potenzial darin, ein exak-

⁶⁵ Nach Götz et al. (2012a) erfüllt diese Eigenschaft den Tatbestand, dass kein Partial-Equilibrium-Modell im eigentlichen Sinne vorliegt.

tes Verfahren, wie es das Dekompositionsverfahren nach Benders repräsentiert, mit einem heuristischen zu kombinieren. Beispiele hierzu finden sich in Poojari et al. (2009) und Lai et al. (2010), welche das Masterproblem mit einem genetischen Algorithmus lösen, und in Raidl et al. (2015), in welchem sowohl das Master- als auch das Subproblem mit Variable Neighborhood Search gelöst wird. Aus Komplexitäts- wie auch programmiertechnischen Gründen für TIMES-HEAT-POWER bliebe eine Untersuchung der Anwendung alternativer Dekompositionsverfahren jedoch dem Optimiermodell dezentraler Wärmeversorgungssysteme vorbehalten.

Erweiterung um alternative methodische Ansätze

Darüber hinaus ist es vorstellbar, unterschiedliche methodische Ansätze zu verbinden. Beispielsweise könnten die entwickelten optimierenden Ansätze mit der systemdynamischen oder der (multi-)agentenbasierten Simulation gekoppelt werden, wie dies beispielsweise in Kuznetsova et al. (2014) für die Energieversorgung auf Stadtteilebene oder in Genoese (2013) für das deutsche Elektrizitätssystem realisiert ist. Auf den vorliegenden Anwendungskontext transferiert könnte beispielsweise eine systemdynamische Simulation der Entwicklung des Wohngebäudebestands angestrebt werden, welche dann modellexogen in TIMES-HEAT-POWER Eingang findet. Über einen Multiagentenansatz könnte exemplarisch die oben skizzierte Implementierung unterschiedlicher Entscheidungsmotive über Agenten in TIMES-HEAT-POWER umgesetzt werden.

Des Weiteren stellen Geoinformationssysteme (GIS) Methoden zur geographischen Erfassung und Kategorisierung von Daten bereit. Unter Einbezug von GIS könnten Wechselwirkungen und Abhängigkeiten im Zusammenhang mit geographischen Daten weitergehend untersucht werden. Es wäre beispielsweise denkbar, die Verfügbarkeit von Energieträgern wie Biomasse in das Modellkalkül miteinzubeziehen. Somit könnten auch die Potenziale der leitungsgebundenen Wärmeversorgung fundierter bewertet werden, wie dies zum Beispiel in Fishedick

et al. (2007) umgesetzt ist. Des Weiteren könnten auch Flächenpotenziale, z.B. für solarthermische Anlagen auf Dächern berücksichtigt werden. Darüber hinaus könnten auch raumplanerische Gegebenheiten zur Analyse der Potenziale leitungsgebundener Wärmeversorgung unter Zuhilfenahme von GIS tiefergehend analysiert werden.

10 Zusammenfassung

Ausgehend von der Festlegung ambitionierter energie- und klimapolitischer Ziele im Energiekonzept der Bundesregierung zur Umsetzung der Energiewende und der bedeutenden Rolle des Wärmesystems bei deren Erreichung beschäftigt sich die vorliegende wissenschaftliche Arbeit mit der Untersuchung der Entwicklung des Elektrizitätssystems und des Wärmesystems der Wohngebäude in Deutschland.

Es ist dabei die Zielsetzung der Arbeit, einen problemadäquaten Lösungsansatz zur integrierten technisch-wirtschaftlichen Analyse und Bewertung der Entwicklung eines nationalen Energiesystems, welches das Elektrizitätssystem und das Wärmesystem der Wohngebäude in Deutschland umfasst, zu entwickeln. Hierbei ist es beabsichtigt, die technisch-wirtschaftliche Bewertung auf Basis der mathematischen Optimierung sowie aus der normativen Sicht und der aggregierten gesamtgesellschaftlichen Perspektive vorzunehmen. Darüber hinaus soll bei dem gewählten Vorgehen ein im Vergleich zu bestehenden Arbeiten signifikant erhöhter Detaillierungsgrad in der Abbildung des dezentralen Wärmesystems, insbesondere der Energiewandlungstechnologien erzielt werden und somit einen Schwerpunkt der Arbeit darstellen. Das Untersuchungsziel beziehungsweise die Neuartigkeit der Arbeit soll dabei neben einer Analyse der zeitlichen Veränderung der Teilenergiesysteme insbesondere darin bestehen, das Potenzial von innovativen Technologien an der Schnittstelle von Elektrizität und Wärme zu identifizieren sowie die Entwicklung vor dem Hintergrund der definierten energie- und klimapolitischen Ziele im Wärmesystem der Wohngebäude zu bewerten.

Zu der Beantwortung der Forschungsfragen und Umsetzung des Lösungskonzepts wird ein Ansatz basierend auf der Kopplung zweier optimierender Modelle erarbeitet. Im Kern der Untersuchung findet sich zum einen das Energiesystemmodell TIMES-HEAT-POWER, in welchem

das nationale Elektrizitätssystem und das Wärmesystem der Wohngebäude in Deutschland in der Entwicklungsumgebung TIMES abgebildet sind. Dessen Ziel ist es, unter der Maßgabe der Minimierung der gesamten diskontierten Systemausgaben aus gesamtgesellschaftlicher Sicht eine Kapazitäts- und Einsatzplanung der relevanten Systemkomponenten in den beiden Teilenergiesystemen vorzunehmen. Ein zentrales Element der Umsetzung des Lösungsweges stellt hierbei eine methodische Erweiterung des Modellerzeugers TIMES dar, welche in der gemischt-ganzzahligen Programmierung begründet liegt und der Vermeidung des sogenannten Technologiemitteffektes dient. Dieser bezieht sich auf Produktions- bzw. Versorgungstechnologien, welche durch gegenläufige Entwicklungen kapazitätsspezifischer ausbringungsmengenabhängiger und ausbringungsmengenunabhängiger Ausgabenbestandteile gekennzeichnet sind. Für jene Technologien beschreibt dieser Effekt, dass unter der Annahme eines ungleichförmigen Nachfrageprofils bei der unter der Prämisse der Ausgabenminimierung durchgeführten Kapazitäts- und Einsatzplanung dieser Technologien ein Mix von Technologien zum Grund-, Mittel- und Spitzenlasteinsatz gewählt wird. Zum zweiten repräsentiert das entwickelte Optimiermodell dezentraler Wärmeversorgungssysteme ein weiteres Kernelement des methodischen Vorgehens. In diesem wird eine optimale Vorauslegung der Anlagentechnik im betrachteten dezentralen Wärmesystem für jede Kombinationen der betrachteten Wärmeversorgungssysteme und Wohngebäude ebenfalls mit der Zielsetzung der Ausgabenminimierung jedoch aus einzelwirtschaftlicher Sicht getroffen. Zur Lösung bestimmter Instanzen des Auslegungsmodells, in welchen die Wärmeversorgung auf Technologien der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) basiert sowie weiterführende Restriktionen berücksichtigt sind, welche einen erheblichen Anstieg der Modellkomplexität bedingen, kommt zudem ein entwickeltes Dekompositionsverfahren nach dem Zerlegungssatz von Benders zum Einsatz.

Es kommt schließlich innerhalb des methodischen Vorgehens zu einer Zusammenführung bzw. Kopplung der beiden Teilmodelle, indem die im vorgelagerten Modell determinierte Anlagenauslegung der Wärmeversorgungssysteme dem nachgelagerten Systemmodell übergeben

wird. Weiterhin werden sozio-demografische, technische, ökonomische und ökologische Rahmenbedingungen definiert, welche Rückkopplungen aus dem Systemgeschehen darstellen, die innerhalb der definierten Systemgrenzen nicht erfasst werden können, und daher modellexogen als Randbedingungen in das Modell Eingang finden.

Die Neuartigkeit des entwickelten Ansatzes liegt hierbei zum einen in der erstmaligen Berücksichtigung signifikanter technischer und wirtschaftlicher Aspekte dezentraler Wärmeversorgungssysteme in einem die dezentralen Wärmeversorgungssysteme auf der Gebäudeebene optimierenden Modell begründet. Diese beziehen sich unter anderem auf die Größendegression bei der Investition in die Technologien sowie technische Betriebscharakteristika der Anlagen. Zudem wird ein effizientes Verfahren zur Lösung bestimmter Modellinstanzen in dem vorliegenden Anwendungskontext erstmals entwickelt. Zum anderen wird der Technologiemixeffekt, welcher der Produktionstheorie entstammt und im Elektrizitätssystem weitreichend untersucht ist, erstmalig im Kontext der dezentralen Wärmeversorgung analysiert und dabei auf Grund eines identifizierten Mangels an Lösungskonzepten ein Ansatz zu dessen Vermeidung in optimierenden Energiesystemmodellen entwickelt. Schließlich stellen die Zusammenführung eines Optimiermodells auf der Technologieebene mit hohem Detaillierungsgrad und engem Systemfokus mit einem Optimiermodell der nationalen Ebene mit reduziertem Detaillierungsgrad und weitem Systemfokus sowie die Schwerpunktsetzung innerhalb der Bewertung auf energie- und klimapolitische Ziele im Wärmesystem der Wohngebäude ein Novum dar. Gleichzeitig wird ein im Vergleich zu bestehenden Arbeiten signifikant erhöhter Detaillierungsgrad in der Abbildung des dezentralen Wärmesystems erzielt.

Die Ergebnisse der Modellläufe in dem Optimiermodell dezentraler Wärmeversorgungssysteme zeigen insbesondere für die betrachteten KWK-Technologien verbrennungsmotorisches Blockheizkraftwerk (BHKW), Stirlingmaschine und Brennstoffzellen-Heizgerät die ökonomischen Vorteile gegenüber zentralen Wärmeversorgungssystemen.

mische Vorteilhaftigkeit einer optimalen Kapazitäts- und Einsatzplanung, auch gegenüber alternativen Systemen der ungekoppelten Erzeugung auf. Dabei wird in den Modellrechnungen die größtmögliche Einsparung gegenüber einem ungekoppelten System in Höhe von 27 % für ein Anlagenkonzept basierend auf einem verbrennungsmotorischen BHKW zur Versorgung eines Wohngebäudes mit größtmöglicher betrachteter elektrischer und thermischer Nachfrage identifiziert. Aus den Modellergebnissen wird weiterhin ersichtlich, dass Erkenntnisse in Bezug auf die Wirtschaftlichkeit im Widerspruch zu den Handlungsempfehlungen hinsichtlich ökologischer Aspekte in Form der direkten Emissionen von CO₂ sowie des nicht-erneuerbaren Primärenergieverbrauchs stehen und somit ein Zielkonflikt zwischen möglichen Entscheidungskriterien besteht. In Bezug auf die CO₂-Emissionen erweisen sich Wärmepumpen-basierte Systeme als gänzlich frei von CO₂-Ausstoß unter dem zu Grunde gelegten Quellenprinzip als Bilanzierungsmethode. Dagegen werden in den Modellläufen Systeme mit festen biogenen Brennstoffen als am emissionsintensivsten bestimmt. Dies geht mit den höchsten jährlichen direkten Emissionen von CO₂ durch Holz- und Pellets-befeuerte Systeme einher, wobei der Höchstausstoß für Stirlingmaschinen eingenommen wird. Demgegenüber zeigt sich eine Umkehr des skizzierten Sachverhalts dahingehend, dass Biomasse-basierte Systeme äußerst niedrige sowie unter den betrachteten Wärmeversorgungssystemen die geringsten Primärenergieverbräuche aufweisen. Hingegen sind auf Bilanzierungsgrundlage des nicht-erneuerbaren Primärenergiefaktors Technologien auf Basis fossiler Brennstoffe mit dem höchsten Primärenergiebedarf gekennzeichnet, wobei das Maximum auf verbrennungsmotorische BHKW entfällt.

Die Analyse der Sensitivität der Jahresgesamtausgaben bzw. der direkten Emissionen von CO₂ für verbrennungsmotorische BHKW und Brennstoffzellen-Heizgeräte ergibt indessen, dass in Bezug auf die spezifische Investition und Vergütungshöhe sowie die Höhe und Entwicklung der Brennstoff- und Elektrizitätspreise ein signifikanter Zusammenhang zwischen der Veränderung der Parameter und der Ergebnisgrößen existiert. Hierbei besteht in Bezug auf die Variation der Höhe der Brennstoff-

und Elektrizitätspreise die stärkste Sensitivität. Demzufolge impliziert eine Herabsetzung des Preisniveaus beider Parameter auf 50 % des Basiswerts für motorische BHKW eine Absenkung der jährlichen Gesamtausgaben auf ca. 60 % und der direkten jährlichen Emission von CO₂ auf ca. 50 %.

Zur Analyse der Ergebnisse in TIMES-HEAT-POWER werden unterschiedliche Szenarien definiert, in denen diese bewertet und kontrastiert werden. Hierbei ist der Fokus primär auf zwei Szenarien gerichtet, ein Basis- und ein Zielszenario. Im Basisszenario wird von einer wahrscheinlich zu erwartenden Entwicklung der Rahmenannahmen ausgegangen. Dagegen wird im Zielszenario eine Erreichung der klima- und energiepolitischen Ziele in Form eines gegenüber dem Niveau von 2008 um mindestens 80 % verringerten Primärenergiebedarfs in Gebäuden sowie eines Mindestanteils erneuerbarer Energieträger am Endenergiebedarf der Wärmeversorgung in Höhe von 60 % im Jahr 2050 gefordert. Zudem wird in Konformität mit den Zielen im Energiekonzept der Bundesregierung eine Verringerung des Elektrizitätsbedarfs im nationalen Energiesystem um 25 % bis zum Jahr 2050 vorausgesetzt.

Im Basisszenario nimmt die installierte Kapazität im Kraftwerkspark über den Zeitverlauf bis 2050 kontinuierlich zu. Der Technologiemix wird im Verlauf zunehmend von Windkraft- und Photovoltaik-Anlagen sowie Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerken und Technologien auf Basis von Erdgas und Steinkohle mit Kohlenstoffabscheidung dominiert. Das Basisszenario zeigt weiterhin eine Verringerung des Endenergiebedarfs zur Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser im Jahr 2050 von ca. 40 % gegenüber dem Niveau von 2010 auf. Der dezentralen Kraft-Wärme-Kopplung kommt dabei eine Rolle als Brückentechnologie im Wärmesystem der Wohngebäude zu. Deren größtes wirtschaftliches Potenzial wird für den mittelfristigen Planungshorizont abgeleitet und beläuft sich auf ein über alle Technologien aggregiertes Erzeugungspotenzial von ca. 38 TWh/a elektrischer und ca. 90 TWh/a thermischer Energie im Jahr 2030. Dabei sind Systeme mit verbrennungsmotorischem BHKW und solarthermischer Unterstützung vorherrschend.

Während für Stirlingmaschinen im Basisszenario kein wirtschaftliches Potenzial errechnet wird, ist ein solches jedoch für Brennstoffzellen-Heizgeräte bereits ab dem Jahr 2015 gegeben. Hinsichtlich der Ergebnisse zu ökologischen Aspekten wird festgestellt, dass im Basisszenario der Primärenergieverbrauch im Wärmesystem auf Grundlage des gesamten Primärenergiefaktors um ca. 48 % sowie des nicht-erneuerbaren Primärenergiefaktors um ca. 73 % gegenüber dem Niveau von 2010 gesenkt und damit die Zielgröße von 80 % verfehlt wird. Gleichwohl impliziert das Basisszenario im gleichen Zeitraum und Bezugssystem eine Absenkung der Emissionen von CO₂ um ca. 62 % bzw. ca. 72 % für den gesamten bzw. den direkten Ausstoß von CO₂ sowie eine Steigerung des Anteils der Erneuerbaren Energien an dem Endenergieverbrauch des Wärmesystems auf ca. 50 %. Für letzteres Verhältnis wird der Zielwert von 60 % damit ebenso nicht erreicht.

Durch die Lösbarkeit der Modellinstanz für das Zielszenario wird die Schlussfolgerung abgeleitet, dass die Erreichung der im Energiekonzept verankerten Ziele in Bezug auf das Wärmesystem der Wohngebäude in Deutschland prinzipiell zu verwirklichen ist. Weiterhin ergibt sich im Zielszenario für den Kraftwerkspark eine ähnliche Technologiezusammensetzung wie im Basisszenario bei verminderter gesamt installierter Kapazität und einer Verschiebung des Technologieanteils der Steinkohle-befeuerten Anlagen hin zu den Erdgas-befeuerten unter den Kraftwerken mit Kohlenstoffabscheidung. Im Wärmesystem der Wohngebäude fällt der Endenergieverbrauch im Jahr 2050 um ca. 65 % und damit deutlich gegenüber dem Wert im Basisszenario ab. Dabei finden sich im Wohngebäudesektor im Zeitverlauf fast ausschließlich auf der Wärmepumpentechnologie und Solarthermie basierende Wärmeversorgungssysteme. Unter den KWK-Technologien werden geringere Potenziale für verbrennungsmotorische BHKW und Stirlingmaschinen abgeleitet. Zudem kann gefolgert werden, dass sich die Zielerreichung neben dem massiven Umbau auf Seiten der Anlagentechnik nur mit einer starken Erhöhung der Sanierungsaktivitäten der Bestandsgebäude insbesondere zum Zielzeitpunkt sowie einer stringenten Verschärfung der energetischen Standards bei Neubauten verwirklichen lässt. Darüber

hinaus entspricht zum Ende des Planungshorizonts der Primärenergiebedarf auf Basis des gesamten Primärenergiefaktors der geforderten Reduktion von 80 %. Diese kommt einer Verringerung um ca. 97 % auf Basis des nicht-erneuerbaren Primärenergiefaktors gleich. In Bezug auf die Emission von CO₂ impliziert das Zielszenario einen Rückgang um ca. 81 % der gesamten bzw. um ca. 99 % der direkten Emissionen zum Zielzeitpunkt gegenüber dem Niveau von 2010. Zugleich wird der Anteil der erneuerbaren Energieträger am Endenergieverbrauch im Wärmesystem auf ca. 89 % im Jahr 2050 zielkonform gesteigert.

In der Szenariorechnung wird der Einfluss der Brennstoff- und CO₂-Zertifikatspreisentwicklung, des Ausbaus der Windkraft- und Photovoltaik-Anlagen im Elektrizitätssystem, der Nachfrageentwicklung nach Wärme und Elektrizität, des Technologiefortschritts sowie der Erreichung der energie- und klimapolitischen Ziele im Wärmesystem auf wesentliche Ergebnisgrößen untersucht. So zeigt sich für die Energieausbringung der KWK-Anlagen eine starke Abhängigkeit von der Entwicklung der Brennstoff- und CO₂-Zertifikatspreise sowie vom technologischen Fortschritt. Zudem wird für die verbrauchte Elektrizität zum Antrieb der Wärmepumpen eine erhöhte Sensitivität bezüglich des Ausbaus der Windkraft- und Photovoltaik-Anlagen sowie der Nachfrageentwicklung nach Wärme und Elektrizität, abgeleitet. Zuletzt werden die eingesparte Wärmeenergie infolge der Implementierung energetischer Sanierungsmaßnahmen sowie die jährliche direkte Emission von CO₂ im Wärmesystem insbesondere durch die Brennstoff- und CO₂-Zertifikatspreisentwicklung sowie die Erreichung der energie- und klimapolitischen Ziele im Wärmesystem verändert.

Die Erkenntnisse aus den Modellrechnungen stellen heraus, dass das entwickelte hybride Modellkonzept somit einen relevanten Beitrag zur Ableitung von Handlungsempfehlungen an Entscheidungsträger der einzelwirtschaftlichen wie auch gesamtgesellschaftlichen Sicht leistet, welche mit Fragestellungen zur Gestaltung des dezentralen Wärmesystems von Wohngebäuden konfrontiert sind.

Anhang

Tabelle 10-1: Technisch-wirtschaftliche Daten zu den Wärmeversorgungstechnologien (1) (auf Basis von ASUE (2011), IER (2012), VDI (2012), Stengel (2014), Recknagel (2015))

Technologie	Leistungsklasse	Spezifische Investition	Betriebsgebundene Ausgaben		Jahresnutzungsgrad	Nutzungsdauer
			Var.	Fix		
		€/kW _{th}	ct/kW _{th}	€/ (kW _{th} a)	-	a
Gaskessel	1	186,8	1,80	25,9	0,9	
	2	147,0	1,02	14,7		
	3	115,2	0,96	13,8		
	4	92,5	0,57	8,2		
	5	72,4	0,32	4,6		
Ölkessel	1	217,5	1,20	17,3	0,85	20
	2	166,6	0,77	11,0		
	3	127,0	0,68	9,8		
	4	99,4	0,46	6,6		
	5	75,7	0,26	3,7		
Holzofen	1	349,8	1,80	25,9		
	2	280,3	1,02	14,7		
	3	223,7	0,58	8,3		
	4	182,6	0,34	4,9		
	5	145,6	0,19	2,8		
Fernwärmeübergabestation	1-5	500,0	0	0	0,9	

Tabelle 10-2: Technisch-wirtschaftliche Daten zu den Wärmeversorgungstechnologien (2) (auf Basis von DIN (2007a), ASUE (2011), IER (2012), Nielsen et al. (2012), VDI (2012), Stengel (2014), Recknagel (2015))

Technologie	Leistungs- klasse	Spezifische Investition	Betriebsgebundene Ausgaben		Jahres- nut- zungs- grad	Nut- zungs- dauer	COP		
			Var. ct/(kW _{th})	Fix €/(kW _{th} a)			WI	SO	FR/HE
Wärmepumpe	1	770,8	1,80	25,9	-	a	-	-	-
	2	571,9	1,02	14,7	0,9		4	2	3
	3	422,2	0,58	8,3					
	4	321,1	0,34	4,9					
	5	236,7	0,19	2,8					
Pelletkessel	1	724,4	2,40	34,5	0,85	20			
	2	629,9	1,36	19,6					
	3	547,8	0,77	11,0					
	4	476,3	0,46	6,6					
	5	414,2	0,26	3,7					
Solarthermische Anlage	1	557,2			0,67				
	2	446,6							
	3	435,7	0	0					
	4	427,3							
	5	427,3							

Tabelle 10-3: Technisch-wirtschaftliche Daten zu den Wärmeversorgungstechnologien (3) (auf Basis von BBR (2008), VDI (2012), ASUE (2014))

Technologie	Leistungs- klasse	Spezifische Investition	Betriebsgebundene Ausgaben		Jahresnut- zungsgrad	Nutzungs- dauer
			Var. ct/kW _{th,el}	Fix €/kW _{th, a}		
Verbrennungsmotorisches BHKW	1	3699,9	1,8			a
	2	2783,8	1,5			
	3	2046,3	1,2			
	4	1553,3	1,0			
	5	1126,8	0,8			
Stirlingmaschine	1	3964,1	2,5		0,9	
	2	2982,6	2,2			
	3	2192,4	2,0	0		20
	4	1664,2	1,8			
	5	1207,2	1,6			
Brennstoffzellen-Heizgerät	1	7399,7	1,8			
	2	5567,5	1,5			
	3	4092,5	1,2		0,875	
	4	3106,6	1,0			
	5	2253,5	0,8			

Tabelle 10-4: Auslegung der ungekoppelten Wärmerversorgungssysteme

Leistungs- klasse	Technologie	Einheit	System													
			1	2	3	4	7	8	9	10	13	14				
1			GASK	GASK- SOLT	ÖLK	ÖLK- SOLT	HOLZ	HOLZ- SOLT	WP	WP- SOLT	PELL	PELL- SOLT				
	Primär	kW _{th}	9,34	8,26	11,34	11,34	11,34	11,34	7,78	7,75	7,78	7,76				
	Sekundär	m ²	-	1,16	-	1,33	-	1,06	-	1,41	-	1,10				
2			700,0	1.000	191,9	186,0	191,9	187,2	1.144	1.144	1.144	1.144				
	Wärmespeicher	l														
	Primär	kW _{th}	12,73	13,05	17,65	17,64	17,64	17,64	13,07	13,04	13,07	13,05				
3			-	1,18	-	1,35	-	1,08	-	1,44	-	1,10				
	Sekundär	m ²														
	Wärmespeicher	l	1.598	1.500	284,1	277,3	285,2	279,6	1.500	1.500	1.500	1.500				
4			21,37	21,35	27,27	27,27	26,28	26,28	23,13	21,34	21,37	21,35				
	Primär	kW _{th}														
	Sekundär	m ²	-	1,18	-	1,35	-	1,08	-	1,44	-	1,10				
5			2.000	2.000	426,7	419,7	641,9	636,4	1.500	2.000	2.000	2.000				
	Wärmespeicher	l														
	Primär	kW _{th}	38,33	38,13	54,16	51,83	50,19	48,09	46,40	46,14	44,51	44,26				
6			-	12,68	-	12,73	-	10,40	-	13,44	-	12,61				
	Sekundär	m ²														
	Wärmespeicher	l	5.643	5.631	1.500	2.000	2.500	3.000	3.500	3.500	4.000	4.000				
7			61,88	61,64	82,37	70,94	82,37	70,77	71,01	70,80	74,79	61,78				
	Primär	kW _{th}														
	Sekundär	m ²	-	12,68	-	10,40	-	11,99	-	10,40	-	5,20				
8			8.500	8.500	3.000	5.964	3.000	6.000	6.000	6.000	6.000	8.500				
	Wärmespeicher	l														
	Wärmespeicher	l														

Literaturverzeichnis

50Hertz (2015): Windenergie. <http://www.50hertz.com/de/Kennzahlen/Windenergie> (abgerufen am 02.02.2016)

Abdolmohammadi, H.R.; Kazemi, A. (2013): A Benders decomposition approach for a combined heat and power economic dispatch. *Energy Conversion and Management*, 71, 21-31. Doi:10.1016/j.enconman.2013.03.013

AGEB (2013): Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2013. Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V., Berlin.

Aien, M.; Hajebrahimi, A.; Fotuhi-Firuzabad, M. (2016): A comprehensive review on uncertainty modeling techniques in power system studies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 57, 1077-1089. Doi:10.1016/j.rser.2015.12.070

Amprion (2015): Windenergieeinspeisung. <http://www.amprion.net/windenergieeinspeisung> (abgerufen am 02.02.2016)

Anandarajah, G.; Strachan, N. (2010): Interactions and implications of renewable and climate change policy on UK energy scenarios. *Energy Policy*, 38, 6724-6735. Doi:10.1016/j.enpol.2010.06.042

Ardone, A. (1999): Entwicklung einzelstaatlicher und multinationaler Treibhausgas-minderungsstrategien für die Bundesrepublik Deutschland mit Hilfe von optimierenden Energie- und Stoffflussmodellen, Dissertation: Universität Karlsruhe (TH). Frankfurt: Peter Lang.

Arndt, U.; von Roon, S.; Wagner, U. (2006): Virtuelle Kraftwerke: Theorie oder Realität? *BWK*, 58, 52-57.

Arndt, U.; Kraus, D.; von Roon, S.; Mauch, W.; Mühlbacher, H.; Geiger, B.; Tzscheutschler, P. (2007): Innovative KWK-Systeme zur Hausenergieversorgung. Messtechnischen Untersuchung, Wirtschaftlichkeitsbetrachtung, Systemvergleich und Optimierung. Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., München.

Assoumou, E.; Maïzi, N. (2011): Carbon value dynamics for France: A key driver to support mitigation pledges at country scale. *Energy Policy*, 39, 4325-4336. Doi:10.1016/j.enpol.2011.04.050

ASUE (2010): BHKW-Grundlagen. Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V., Berlin.

ASUE (2011): Ratgeber Wärmeversorgung mit Kostenvergleich Heizung 2011 - Neubau/Grundsanierung. Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V., Berlin.

ASUE (2014): BHKW-Kenndaten 2014/2015. Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V., Berlin.

Babrowski, S. (2015): Bedarf und Verteilung elektrischer Tagesspeicher im zukünftigen deutschen Energiesystem, Dissertation: Karlsruher Institut für Technologie. Karlsruhe: KIT Scientific Publishing. Doi:10.5445/KSP/1000044722

BAFA (2015): Förderübersicht Wärmepumpe (Basis-, Innovations- und Zusatzförderung), Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, Eschborn.

Barbieri, E.S.; Melino, F.; Morini, M. (2012a): Influence of the thermal energy storage on the profitability of micro-CHP systems for residential building applications. *Applied Energy*, 97, 714-722. Doi:10.1016/j.apenergy.2012.01.001

Barbieri, E.S.; Spina, P.R.; Venturini, M. (2012b): Analysis of innovative micro-CHP systems to meet household energy demands. *Applied Energy*, 97, 723-733. Doi:10.1016/j.apenergy.2011.11.081

Barbieri, E.S.; Dai, Y.J.; Morini, M.; Pinelli, M.; Spina, P.R.; Sun, P.; Wang, R.Z. (2014): Optimal Sizing of a Multi-Source Energy Plant for Power Heat and Cooling Generation. *Applied Thermal Engineering*, 71, 736-750. Doi:10.1016/j.applthermaleng.2013.11.022

Bard, J.F.; Moore, J.T. (1992): A branch and bound algorithm for the bilevel programming problem. *Journal on Scientific and Statistical Computing*, 11, 281-292. Doi:10.1137/0911017

Bardt, H.; Chrischilles, E.; Growitsch, C.; Hagspiel, S.; Schaupp, L. (2014): Eigenerzeugung und Selbstverbrauch von Strom – Stand, Potenziale und Trends. *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 38, 83-99. Doi:10.1007/s12398-014-0133-0

Bartels, M. (2009): Cost efficient expansion of district heating networks in Germany. Oldenbourg Industrieverlag, München.

Bauer, H.-J. (2011): Maschinenkunde - Kapitel 2: Kraft-Wärme-Kopplung. Institut für Thermische Strömungsmaschinen, Karlsruher Institut für Technologie.

BBR (2008): Bewertung energetischer Anforderungen im Lichte steigender Energiepreise für die EnEV und die KfW-Förderung. Ein Projekt des Forschungspro-

gramms „Zukunft Bau“ des Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS) und des Bundesamtes für Bauwesen und Raumordnung (BBR), Berlin.

BDEW (2015): Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten und Grafiken (2015) – Anlagen, installierte Leistung, Stromerzeugung, EEG-Auszahlungen, Marktintegration der Erneuerbaren Energien und regionale Verteilung der EEG-induzierten Zahlungsströme. BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Berlin.

Beale, E.M.L.; Tomlin, J.A. (1970): Special Facilities in a General Mathematical Programming System for Nonconvex Problems Using Ordered Sets of Variables. Proceedings of the Fifth International Conference on Operations Research, 447-454.

Benders, J.F. (1962): Partitioning Procedures for Solving Mixed-variables Programming Problems. Numerische Mathematik, 4, 238-252.

Bettgenhäuser, K. (2011): 40 % CO₂ saving target in the German building stock up to 2020 – integrated assessment scenarios with the Built-Environment-Analysis-Model BEAM². Conference Proceedings 2011 summer study. <http://proceedings.e-ceee.org/visabstrakt.php?event=1&doc=5-169-11> (abgerufen am 02.02.2016)

Bettgenhäuser, K.; Boermans, T. (2011): Umweltwirkung von Heizungssystemen in Deutschland. Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau.

Bialas, W.F.; Karwan, M.H. (1984): Two-Level Linear Programming. Management Science, 30, 1004-1020.

Bianchi, M.; De Pascale, A.; Melino, F. (2013): Performance analysis of an integrated CHP system with thermal and Electric Energy Storage for residential application. Applied Energy, 112, 928-938. Doi:10.1016/j.apenergy.2013.01.088

Blesl, M. (2002): Räumlich hoch aufgelöste Modellierung leitungsgebundener Energieversorgungssysteme zur Deckung des Niedertemperaturwärmebedarfs. Forschungsbericht. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart.

Blesl, M.; Kempe, S.; Fahl, U.; Voß, A. (2004): Die Rolle der KWK und der Fernwärme in der deutschen Energieversorgung bis 2020. In: Strategien und Technologien einer pluralistischen Fern- und Nahwärmeversorgung in einem liberalisierten Energiemarkt unter besonderer Berücksichtigung der Kraft-Wärme-Kopplung und erneuerbarer Energien, Zweiter Bearbeitungsabschnitt, Band 3. Arbeitsgemeinschaft Fernwärme (Hrsg.), Frankfurt am Main.

Blesl, M.; Das, A.; Fahl, U.; Remme, U. (2007): Role of energy efficiency standards in reducing CO₂ emissions in Germany: An assessment with TIMES. Energy Policy, 35, 772-785. Doi:10.1016/j.enpol.2006.05.013

Blesl, M.; Kober, T.; Bruchof, D.; Kuder, R. (2010a): Effects of climate and energy policy related measures and targets on the future structure of the European energy system in 2020 and beyond. Energy Policy, 38, 6278-6292. Doi:10.1016/j.enpol.2010.06.018

Blesl, M.; Kempe, S.; Huther, H. (2010b): Verfahren zur Entwicklung und Anwendung einer digitalen Wärmebedarfskarte für die Bundesrepublik Deutschland. Kurzbericht zum Forschungsvorhaben. Arbeitsgemeinschaft Fernwärme, Frankfurt am Main.

BMVBS (2007): CO₂ Gebäudereport 2007. Im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung, Berlin.

BMWi (2006): 2. Nationaler Energieeffizienz-Aktionsplan (NEEAP) der Bundesrepublik Deutschland.

BMWi (2014): Die Energie der Zukunft. Erster Fortschrittsbericht zur Energiewende – Langfassung. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/fortschrittsbericht,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> (abgerufen am 02.02.2016)

BMWi (2015a): Entwicklung von Energiepreisen und Preisindizes. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. <https://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiedaten-und-analysen/Energiedaten/energiepreise-energiekosten.html> (abgerufen am 02.02.2016)

BMWi (2015b): Zahlen und Fakten Energiedaten. Nationale und internationale Entwicklung. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. <http://bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiedaten-und-analysen/energiedaten.html> (abgerufen am 02.02.2016)

BMWi (2015c): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland-1990-2014.pdf;jsessionid=864EA7996BEA8FEEB3F769B484DDB2C5?_blob=publicationFile&v=3 (abgerufen am 02.02.2016)

- Bogon, T. (2013): Agentenbasierte Schwarmintelligenz, Dissertation: Universität Trier. Wiesbaden: Springer Vieweg.
- Bol, G. (2003): Induktive Statistik: Lehr- und Arbeitsbuch. Berlin: Oldenbourg.
- Börjeson, L.; Höjer, M.; Dreborg, K.-H.; Ekvall, T.; Finnveden, G. (2006): Scenario types and techniques: Towards a user's guide. *Futures*, 38, 723-739. Doi:10.1016/j.futures.2005.12.002
- BP (2014): BP Energy Outlook 2035. <http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/energy-outlook-2015/bp-energy-outlook-2035-booklet.pdf> (abgerufen am 02.02.2016)
- Breun, P.; Comes, T.; Doll, C.; Fröhling, M.; Hiete, M.; Ilsen, R.; Krail, M.; Lützkendorf, T.; Schultmann, F.; Stengel, J.; Unholzer, M. (2012): National Integrated Assessment Modelling zur Bewertung umweltpolitischer Instrumente – Entwicklung des otello-Modellsystems und dessen Anwendung auf die Bundesrepublik Deutschland. Karlsruhe: KIT Scientific Publishing.
- Bruce, J.P.; Lee, H.; Haites, E.F. (1995): Economic and Social Dimensions of Climate Change. Intergovernmental Panel on Climate Change.
- BSW-Solar (2015): Statistische Zahlen der deutschen Solarwärmebranche (Solarthermie). März 2015. Bundesverband Solarwirtschaft e.V., Berlin.
- Bundesregierung (2009): Nationaler Aktionsplan für erneuerbare Energie gemäß der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen. https://www.clearingstelle-eeg.de/files/Nationaler_Aktionsplan_100804.pdf (abgerufen am 02.02.2016)
- Bundesregierung (2010): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. <http://www.bundesregierung.de/ContentArchiv/DE/Archiv17/Anlagen/2012/02/energiekonzept-final.pdf?blob=publicationFile&v=5> (abgerufen am 02.02.2016)
- Bundesregierung (2013): Deutschlands Zukunft gestalten – Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD. 18. Legislaturperiode. <http://www.bundesregierung.de/Content/DE/Anlagen/2013/2013-12-17-koalitionsvertrag.pdf?blob=publicationFile&v=2> (abgerufen am 02.02.2016)
- Buoro, D.; Casisi, M.; Pinamonti, P.; Reini, M. (2012): Optimal synthesis and operation of advanced energy supply systems for standard and domotic home. *Energy Conversion and Management*, 60, 96-105. Doi:10.1016/j.enconman.2012.02.008

Buoro, D.; Pinamonti, P.; Reini, M. (2014): Optimization of a Distributed Cogeneration System with solar district heating. *Applied Energy*, 124, 298-308. Doi:10.1016/j.apenergy.2014.02.062

Canto, P.C. (2008): Application of Benders' decomposition to power plant preventive maintenance scheduling. *European Journal of Operational Research*, 184, 759-777. Doi:10.1016/j.ejor.2006.11.018

Canz, T. (1999): Fuzzy linear programming for DSS in energy planning. *International Journal of Global Energy Issues*, 12, 138-151. Doi:10.1504/IJGEI.1999.000827

Capros, P.; Tasios, N.; De Vita, A.; Mantzos, L.; Paroussos, L. (2012): Transformations of the energy system in the context of the decarbonisation of the EU economy in the time horizon to 2050. *Energy Strategy Reviews*, 1, 85-96. Doi:10.1016/j.esr.2012.06.001

Castro-Rodríguez, F. (1999): Wright tariffs in the Spanish electricity industry. The case of residential consumption. *Utilities Policy*, 8, 17-31. PII: S0957-1787(99)00009-0

Cayla, J.-M.; Maïzi, N. (2015): Integrating household behaviour and the heterogeneity into TIMES-Households model. *Applied Energy*, 139, 56-67. Doi:10.1016/j.apenergy.2014.11.015

Chen, H.; Ooka, R.; Iwamura, K.; Huang, H.; Yoshizawa, N.; Miisho, K.; Yoshida, S.; Namatame, S.; Sakakura, A.; Tanaka, S. (2008): Study on sustainable redevelopment of a densely built-up area in Tokyo by introducing a distributed local energy supply system. *Energy and Buildings*, 40, 5, 782-92. Doi:10.1016/j.enbuild.2007.05.012

Chen, W.; Wu, Z.; He, J.; Gao, P.; Xu, S. (2007): Carbon emission control strategies for China: A comparative study with partial and general equilibrium versions of the China MARKAL model. *Energy*, 32, 59-72. Doi:10.1016/j.energy.2006.01.018

Chiodi, A.; Gargiulo, M.; Rogan, F.; Deane J.P.; Lavigne, D.; Rout, U.A.; Ó Gallachóir, B.P (2013): Modelling the impacts of challenging 2050 European climate mitigation targets on Ireland's energy system. *Energy Policy*, 53, 169-189. Doi:10.1016/j.enpol.2012.10.045

Christidis, A.; Koch, C.; Pottel, L.; Tsatsaronis, G. (2012): The contribution of heat storage to the profitable operation of combined heat and power plants in liberalized electricity markets. *Energy*, 41, 75-82. Doi:10.1016/j.energy.2011.06.048

Connolly, D.; Lund, H.; Mathiesen, B.V.; Leahy, M. (2010): A review of computer tools for analysing the integration of renewable energy into various energy systems. *Applied Energy*, 87, 1059-1082. Doi:10.1016/j.apenergy.2009.09.026

Connolly, D.; Lund, H.; Mathiesen, B.V.; Werner, S.; Möller, B.; Persson, U.; Boermans, T.; Trier, D.; Østergaard, P.A.; Nielsen, S. (2013): Heat Roadmap Europe: Combining district heating with heat savings to decarbonise the EU energy system. *Energy Policy*, 65, 475-489. Doi:10.1016/j.enpol.2013.10.035

Dantzig, G.B. (1960): On the significance of solving linear programming problems with some integer variables. *Econometrica*, 28, 30-44.

DENA (2012a): dena-Sanierungsstudie. Teil 2: Wirtschaftlichkeit energetischer Modernisierung in selbstgenutzten Wohngebäuden. Deutsche Energie-Agentur, Berlin.

DENA (2012b): Integration der erneuerbaren Energien in den deutsch-europäischen Strommarkt. Deutsche Energie-Agentur, Berlin.

Destatis (2012): Bauen und Wohnen. Mikrozensus – Zusatzerhebung 2010. Bestand und Struktur der Wohneinheiten – Wohnsituation der Haushalte. Statistisches Bundesamt, Wiesbaden.

Destatis (2014): Bautätigkeit und Wohnungen. Bestand an Wohnungen. Statistisches Bundesamt, Wiesbaden.

Destatis (2015): Daten zur Energiepreisentwicklung – Lange Reihen von Januar 2000 bis November 2015. Statistisches Bundesamt, Wiesbaden.

Dieckhoff, C.; Appelrath, H.-J.; Fishedick, M.; Grunwald, A.; Höffler, F.; Mayer C.; Weimer-Jehle, W. (2014): Zur Interpretation von Energieszenarien. Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft. acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e.V., München.

DIN (2003a): Wärmeschutz und Energie-Einsparung in Gebäuden. Teil 6: Berechnung des Jahresheizwärme- und des Jahresheizenergiebedarfs. DIN V 4108-06. Deutsches Institut für Normung e.V., Berlin.

DIN (2003b): Energetische Bewertung heiz- und raumlufttechnischer Anlagen. Teil 10: Heizung, Trinkwarmwassererwärmung, Lüftung. DIN V 4701-10. Deutsches Institut für Normung e.V., Berlin.

DIN (2007a): Energetische Bewertung von Gebäuden – Berechnung des Nutz-, End- und Primärenergiebedarfs für Heizung Kühlung, Lüftung, Trinkwasser und Beleuchtung – Teil 5: Endenergiebedarf von Heizungssystemen. DIN V 18599-5. Deutsches Institut für Normung e.V., Berlin.

DIN (2007b): Energetische Bewertung von Gebäuden – Berechnung des Nutz-, End- und Primärenergiebedarfs für Heizung Kühlung, Lüftung, Trinkwasser und Beleuchtung – Teil 9: End- und Primärenergiebedarf von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen. DIN V 18599-9. Deutsches Institut für Normung e.V., Berlin.

DIN (2008): Energieeffizienz von Gebäuden – Berechnung des Energiebedarfs für Heizung und Kühlung. DIN EN ISO 13790. Deutsches Institut für Normung e.V., Berlin.

DIN (2013): Energieeffizienz von Gebäuden – Gesamtenergiebedarf und Festlegung der Energiekennwerte. DIN EN 15603. Deutsches Institut für Normung e.V., Berlin.

Dinter, J.; Rebennack, J.; Kallrath, J.; Denholm, P.; Newman, A. (2012): The unit commitment model with concave emissions costs: a hybrid Benders' Decomposition with nonconvex master problems. *Annals of Operations Research*. Doi:10.1007/s10479-012-1102-9

Duerinck, J. (2012): Transition towards a low carbon society in 2050: Status of long term modelling in Belgium. Final report, Vision On Technology (VITO), Mol.

EEX (2016): Üblicher Strompreis gemäß KWK-Gesetz. <https://www.eex.com/de/marktdaten/strom/spotmarkt/kwk-index/kwk-index-download> (abgerufen am 02.02.2016)

EIA (2014): International Energy Outlook 2014: World Petroleum and Other Liquid Fuels. U.S. Energy Information Administration.

Eikmeier, B.; Gabriel, J.; Krewitt, W.; Nast, M.; Schulz, W. (2006): Analyse des nationalen Potenzials für den Einsatz hocheffizienter Kraft-Wärme-Kopplung, Energie & Management Verlagsgesellschaft mbH, Herrsching.

Einfalt, A; Tiefgraber, D.; Haidvogel, H.; Czermak, K. (2009): Netzintegration von KWK-Anlagen. *Elektrotechnik & Informationstechnik*, 126, 105-110.

EnEV (2013): Verordnung über energiesparenden Wärmeschutz und energiesparende Anlagentechnik bei Gebäuden (Energieeinsparverordnung - EnEV).

Enzensberger, N. (2003): Entwicklung und Anwendung eines Strom- und Zertifikatmarktmodells für den europäischen Energiesektor, Dissertation: Universität Karlsruhe (TH). Düsseldorf: VDI-Verlag.

Erdmann, G.; Dittmar, L. (2010): Technologische und energiepolitische Bewertung der Perspektiven von Kraft-Wärme-Kopplung in Deutschland. Technische Universität Berlin.

Erhorn, H.; Erhorn-Kluttig, H.; Sager, C.; Schmidt, D.; Schrade, J.; Beier, C.; Schrempf, L.; Jank, R.; Dütz, A.; Rumpel, F. (2010): Energetische Quartiersplanung in Deutschland. Wissenschaftliche Begleitung der Förderaktivität „Energieeffiziente Stadt“ – Schlussbericht Phase 1. Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi), Berlin.

Eßer-Frey, A. (2012): Analyzing the regional long-term development of the German power system using a nodal pricing approach, Dissertation: Karlsruher Institut für Technologie. Karlsruhe: KIT Scientific Publishing.

Europäische Kommission (2013): The EU Emissions Trading System (EU ETS). Fact sheet. http://ec.europa.eu/clima/publications/docs/factsheet_ets_en.pdf (abgerufen am 02.02.2016)

Europäische Union (2004): Richtlinie 2004/8/EG des Europäischen Parlaments und des Rates über die Förderung einer am Nutzwärmebedarf orientierten Kraft-Wärme-Kopplung im Energiebinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 92/42/EWG.

ExxonMobil (2013): Energieprognose Deutschland 2013-2040. http://www.exxonmobil.com/Germany-German/PA/Files/energieprognose_2013.pdf (abgerufen am 02.02.2016)

Fais, B.; Blesl, M.; Fahl, U.; Voß, A. (2014): Comparing different support schemes for renewable electricity in the scope of an energy system analysis. Applied Energy, 131, 479-489. Doi:10.1016/j.apenergy.2014.06.046

Faulstich, M.; Foth, H.; Callies, C.; Hohmeyer, O.; Holm-Müller, K.; Niekisch, M. (2011): Wege zur 100 % erneuerbaren Stromversorgung. Sondergutachten des Sachverständigenrats für Umweltfragen. Erich Schmidt Verlag, Berlin.

Fehrenbach, D.; Merkel, E.; McKenna, R.; Karl, U.; Fichtner, W. (2013): Eine modellgestützte Analyse energieeffizienter Wärme- und Elektrizitätsversorgung in deutschen Wohngebäuden. In: Schriftenreihe des Wettbewerbs Energieeffiziente Stadt. Band 1: Gebäude und Haushalte. LIT Verlag, Berlin-Münster-Wien-Zürich-London.

Fehrenbach, D.; Merkel, E.; McKenna, R.; Karl, U.; Fichtner, W. (2014): On the economic potential for electric load management in the German residential heating sector – An optimising energy system model approach. *Energy*, 71, 263-276. Doi:10.1016/j.energy.2014.04.061

Ferrer-Martí, L.; Domenech, B.; García-Villoria, A.; Pastor, R. (2013): A MILP model to design hybrid wind–photovoltaic isolated rural electrification projects in developing countries. *European Journal of Operational Research*, 226, 293-300. Doi:10.1016/j.ejor.2012.11.018

Feess, E. (2013): *Umweltökonomie und Umweltpolitik*. Verlag Franz Vahlen, München.

Fichtner, W. (1999): *Entwicklung und Einsatz eines Energie- und Stoffflussmodells zur strategischen Entscheidungsunterstützung bei Energieversorgungsunternehmen*, Dissertation: Universität Karlsruhe (TH). Berlin: Erich Schmidt Verlag.

Fichtner, W.; Suwala W.; Wyrwa, A.; Pluta, M.; Jedrysik, E.; Karl, U.; Fehrenbach, D.; Wietschel, M.; Boßmann, T.; Elsland, R.; Genoese, M.; Hartel, R.; Bublitz, A.; Merkel, E.; Poganietz, W.-R.; Silveira, S.; Morfeldt, J.; Mörtberg, U.; Höjer, M.; Brown, N.; Pang, X.; Möst, D.; Müller, T.; Gunkel, D.; Blesl, M.; Kuder, R.; Beestermöller, R.; Nijs, W. (2013): *Shaping our energy system – combining European modelling expertise. Case studies of the European energy system in 2050*. Studie der Energy System Analysis Agency (ESA²). <http://www.esa2.eu> (abgerufen am 02.02.2016)

Fischedick, M.; Schüwer, D.; Venjakob, J.; Merten, F.; Mitze, D.; Nast, M.; Schillings, C.; Krewitt, W.; Bohnenschäfer, W.; Lidner, K. (2007): *Potenziale von Nah- und Fernwärmenetzen für den Klimaschutz bis zum Jahr 2020*. Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau.

Fischetti, M.; Slavagnin, D.; Zanette, A. (2010): A note on the selection of benders' cuts. *Mathematical Programming*, 124, 175-182.

Fragaki, A.; Andersen, A.N. (2011): Conditions for aggregation of CHP plants in the UK electricity market and exploration of plant size. *Applied Energy*, 88, 3930-3940. Doi:10.1016/j.apenergy.2011.04.004

Fritsche, U.R.; Rausch, L.; Schmidt, K. (2014): *Dokumentation zur Aktualisierung und Ergänzung der GEMIS-Daten in Version 4.5*. Öko-Institut e.V., Darmstadt.

Gamou, S.; Yokoyama, R.; Ito, K. (2002): Optimal unit sizing of cogeneration systems in consideration of uncertain energy demands as continuous random variables. *Energy Conversion and Management*, 43, 1349-1361. PII: S0196-8904(02)00020-1

Genoese, F. (2013): Modellgestützte Bedarfs- und Wirtschaftlichkeitsanalyse von Energiespeichern zur Integration erneuerbarer Energien in Deutschland, Dissertation: Karlsruher Institut für Technologie. Karlsruhe: KIT Scientific Publishing.

Genoese, M. (2010): Energiewirtschaftliche Analysen des deutschen Strommarkts mit agentenbasierter Simulation, Dissertation: Karlsruher Institut für Technologie. Baden-Baden: Nomos Verlagsgesellschaft.

Geoffrion, A.M. (1972): Generalized Benders Decomposition. *Journal of Optimization Theory and Applications*, 10, 237-260.

Gerhardt, N.; Richts, C.; Hochloff, P.; Müller, T.; Hilpert, J.; Antoni, O.; Schulz, W. (2014): Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien. Handlungsvorschläge basierend auf einer Analyse von Potenzialen und energiewirtschaftlichen Effekten. Agora Energiewende, Berlin.

Ghadimi, P.; Kara, S.; Kornfeld, B. (2014): The optimal selection of on-site CHP systems through integrated sizing and operational strategy. *Applied Energy*, 116, 38-46. Doi:10.1016/j.apenergy.2014.03.085

Glover, F. (1975): Improved linear integer programming formulations of nonlinear integer programs. *Management Science*, 22, 455-460.

GlobalCCS (2005): Strategic Analysis of the Global Status of Carbon Capture and Storage, Report 2: Economic Assessment of Carbon Capture and Storage Technologies.

Göbelt, M. (2001): Entwicklung eines Modells für die Investitions- und Produktionsprogrammplanung von Energieversorgungsunternehmen im liberalisierten Markt, Dissertation: Universität Karlsruhe (TH). Karlsruhe: Universitätsverlag Karlsruhe.

Götz, B.; Blesl, M.; Fahl, U.; Voß, A. (2012a): Theoretical background on the modelling of policy instruments in energy system models. Report on Work Package A of the ETSAP Project "Integrating policy instruments into the TIMES Model". Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart.

Götz, B.; Blesl, M.; Fahl, U.; Voß, A. (2012b): The explicit modelling of support systems for renewable electricity in TIMES. Report on Work Package B-1 of the ETSAP Project "Integrating policy instruments into the TIMES Model". Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart.

Grunwald, A. (2011): Energy futures: Diversity and the need for assessment. *Futures*, 43, 820-830. Doi:10.1016/j.futures.2011.05.024

Haeseldonckx, D.; Peeters, L.; Helsen, L.; D'haeseleer, W. (2007): The impact of thermal storage on the operational behaviour of residential CHP facilities and the overall CO₂ emissions. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 11, 1227-1243. Doi:10.1016/j.rser.2005.09.004

Harjunkoski, I.; Westerlund, T.; Pörn, R. (1999): Numerical and environmental considerations on a complex industrial mixed integer non-linear programming (MINLP) problem. *Computers and Chemical Engineering*, 23, 1545-1561. PII: S0098-1354(99)00310-5

Hartel, R.; Keles, D.; Fichtner, W. (2014): Evaluation of the Development of non-GHG Emissions from the European Electricity Sector, 14th IAEE European Energy Conference Proceedings, Rome, Italy,

Hawkes, A.D.; Leach, M.A. (2009): Modelling high level system design and unit commitment for a microgrid. *Applied Energy*, 86, 1253-1265. Doi:10.1016/j.apenergy.2008.09.006

Heffels, T. (2015): Zukünftiger Kraftwerks- und Speicherpark bei hohen erneuerbaren Energieanteilen unter Berücksichtigung des Übertragungsnetzes, Dissertation: Karlsruher Institut für Technologie. Karlsruhe: KIT-Bibliothek.

Heinrichs, H. (2013): Analyse der langfristigen Auswirkungen von Elektromobilität auf das deutsche Energiesystem im europäischen Energieverbund, Dissertation: Karlsruher Institut für Technologie. Karlsruhe: KIT Scientific Publishing.

Held, A. (2010): Modelling the future development of renewable energy technologies in the European electricity sector using agent-based simulation, Dissertation: Karlsruher Institut für Technologie. Stuttgart: Fraunhofer Verlag.

Henkel, J. (2012): Modelling the Diffusion of Innovative Heating Systems in Germany – Decision Criteria, Influence of Policy Instruments and Vintage Path Dependencies, Dissertation: Technische Universität Berlin. Berlin: Universitätsbibliothek der Technischen Universität Berlin.

Henning, D. (1997): MODEST- An energy-system optimisation model applicable to local utilities and countries. *Energy*, 22, 1135-1150. PII: S0360-5442(97)00052-2

Hoffmann, B.; Häfele, S.; Karl, U. (2013): Analysis of performance losses of thermal power plants in Germany - a system dynamics model approach using data from regional climate modelling. *Energy*, 49, 193-203. Doi:10.1016/j.energy.2012.10.034

- Hourcade, J.C.; Jaccard, M.; Bataille, C.; Gherzi, F. (2006): Hybrid Modelling: New Answers to Old Challenges. *The Energy Journal*, International Association of Energy Economics, 2, 1-12.
- Hu, M.-C.; Hobbs, B.F. (2010): Analysis of multi-pollutant policies for the U.S. power sector under technology and policy uncertainty using MARKAL. *Energy*, 35, 5430-5442. Doi:10.1016/j.energy.2010.07.001
- Hu, M.; Weir, J.D.; Wu, T. (2012): Decentralized operation strategies for an integrated building energy system using a memetic algorithm. *European Journal of Operational Research*, 217, 185–197. Doi:10.1016/j.ejor.2011.09.008
- Huisman, R.; Mahieu, R.; Schlichter, F. (2009): Electricity portfolio management: Optimal peak/off-peak allocations. *Energy Economics*, 31, 169-174. Doi:10.1016/j.eneco.2008.08.003
- IEA (2010): Projected Cost of Generating Electricity. International Energy Agency.
- IEA (2012): World Energy Outlook 2012. International Energy Agency.
- IEA (2013): World Energy Outlook 2013. International Energy Agency.
- IER (2012): Dokumentation Heizkostenvergleich. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart.
- Immendoerfer, A.; Winkelmann, M.; Stelzer, V. (2014): Energy Solutions for Smart Cities and Communities. Recommendations for Policy Makers from the 58 Pilots of the CONCERTO Initiative. http://concerto.eu/concerto/images/library/concerto_publications/2014-01_concerto_premium_recommendations_for_policy_makers_final.pdf (abgerufen am 02.02.2016)
- IPCC (2005): Carbon Dioxide Capture and Storage. International Panel on Climate Change.
- IWU (2005): Deutsche Gebäudetypologie – Systematik und Datensätze. Institut Wohnen und Umwelt GmbH, Darmstadt.
- IWU (2006): Energetische Gebäudesanierung und Wirtschaftlichkeit – Eine Untersuchung am Beispiel des „Brunckviertels in Ludwigshafen“. Institut Wohnen und Umwelt GmbH, Darmstadt.
- Kail, C.; Haberberger, G. (2001): Kenngrößen zur optimalen Auslegung großer KWK-Anlagen. VDI-Berichte Nr. 1594, 99-112, Verein Deutscher Ingenieure e.V., Düsseldorf.

Kallrath, J. (2011): Polyhedral modeling and solution approaches using algebraic modeling systems. *Optimization Letters*, 5, 453-466. Doi:10.1007/s11590-011-0320-4

Kallrath, J. (2013): *Gemischt-ganzzahlige Optimierung: Modellierung in der Praxis*. Springer Spektrum, Wiesbaden.

Kannan, R.; Strachan, N. (2009): Modelling the UK residential energy sector under long-term decarbonisation scenarios: Comparison between energy systems and sectoral modelling approaches. *Applied Energy*, 86, 416-428. Doi:10.1016/j.apenergy.2008.08.005

Keha, A.B.; de Farias J.R., I.R.; Nemhauser, G.L. (2004): Models for representing piecewise linear cost functions. *Operations Research Letters*, 32, 44-48. Doi:10.1016/S0167-6377(03)00059-2

Keles, D. (2013): *Uncertainties in energy markets and their consideration in energy storage evaluation*, Dissertation: Karlsruher Institut für Technologie. Karlsruhe: KIT Scientific Publishing.

Kirchner, A.; Schlesinger, M.; Weinmann, B.; Hofer, P.; Rits, V.; Wünsch, M.; Koepf, M.; Kemper, L.; Zweers, U.; Straßburg, S.; Matthes, F.C.; Zimmer, W.; Hermann, H.; Penninger, G.; Mohr, L.; Ziesing, H.-J. (2009): *Modell Deutschland. Klimaschutz bis 2050: Vom Ziel her denken*. WWF Deutschland, Berlin.

Kleemann, M.; Krüger, B.; Heckler, R. (2004): Verbrauchskennzahlen und Fernwärmepotenziale für Wohn- und Nichtwohngebäude in Städten. In: *Strategien und Technologien einer pluralistischen Fern- und Nahwärmeversorgung in einem liberalisierten Energiemarkt unter besonderer Berücksichtigung der Kraft-Wärme-Kopplung und erneuerbarer Energien*, Zweiter Bearbeitungsabschnitt, Band 1. Arbeitsgemeinschaft Fernwärme (Hrsg.), Frankfurt am Main.

Klotz, E.; Newman, A.M. (2013): Practical guidelines for solving difficult mixed integer linear programs. *Surveys in Operations Research and Management Science*, 18, 18-32. Doi:10.1016/j.sorms.2012.12.001

Kober, T.; Fahl, U.; Blesl, M.; Voß, A. (2012): *Energiewirtschaftliche Bedeutung der Braunkohlenutzung in Deutschland. Szenarioanalysen bis zum Jahr 2030 mit Ausblick auf die kommenden Jahrzehnte*. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart.

Kober, T. (2014): *Energiewirtschaftliche Anforderungen an neue fossil befeuerte Kraftwerke mit CO₂-Abscheidung im liberalisierten europäischen Elektrizitätsmarkt*. Forschungsbericht. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart.

- Koch, N.; Fuss, S.; Grosjean, G.; Edenhofer, O. (2014): Causes of the EU ETS price drop: Recession, CDM, renewable policies or a bit of everything?—New evidence. *Energy Policy*, 73, 676-685. Doi:10.1016/j.enpol.2014.06.024
- Kranzl, L.; Fette, M.; Herbst, A.; Hummel, M.; Jochem, E.; Kockat, J. (2012): Erarbeitung einer Integrierten Wärme- und Kältestrategie. Arbeitspaket 6 - Integrale Modellierung auf Basis vorhandener sektoraler Modelle und Erstellen eines integrierten Rechenmodells des Wärme- und Kältebereichs. Forschungsbericht im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Wien, Karlsruhe, Bremen.
- Kranzl, L.; Hummel, M.; Müller, A.; Steinbach, J. (2013): Renewable heating: Perspectives and the impact of policy instruments. *Energy Policy*, 59, 44-58. Doi:10.1016/j.enpol.2013.03.050
- Kuder, R. (2014): Energieeffizienz in der Industrie – Modellgestützte Analyse des effizienten Energieeinsatzes in der EU-27 mit Fokus auf den Industriesektor, Dissertation: Universität Stuttgart. Stuttgart: Universitätsbibliothek Stuttgart.
- Kunze, R.; McKenna, R.; Fehrenbach, D.; Merkel, E.; Fichtner, W. (2011): Wärmebedarf in Gebäuden – Methodische Ansätze zur Systemanalyse der Wärmeversorgung in Wohngebäuden. In: McKenna, R., Fichtner, W. (Hrsg.): Energieeffizienz, Tagungsband des VDI-Expertenforums „Energieeffizienz in den Städten und der Industrie von morgen“ vom 22. und 23. Februar 2011 am KIT, KIT Scientific Publishing, Karlsruhe.
- Kuznetsova, E.; Li, Y.-F.; Ruiz, C.; Zio, E. (2014): An integrated framework of agent-based modelling and robust optimization for microgrid energy management. *Applied Energy*, 129, 70-88. Doi:10.1016/j.apenergy.2014.04.024
- KWK-G (2014): Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz).
- Labriet, M.; Kanudia, A.; Loulou, R. (2012): Climate mitigation under an uncertain technology future: A TIAM-World analysis. *Energy Economics*, 34, 366-377. Doi:10.1016/j.eneco.2012.02.016
- Lai, M.-C.; Sohn, H.-S. (2010): Using a Genetic Algorithm to Solve the Benders' Master Problem for Capacitated Plant Location. *Bio-Inspired Computational Algorithms and Their Applications*, Dr. Shangce Gao (Hrsg.). ISBN: 978-953-51-0214-4
- Loga, T.; Diefenbach, N.; Born, R. (2011). *Deutsche Gebäudetypologie - Beispielhafte Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz von typischen Wohngebäuden*. Institut Wohnen und Umwelt GmbH, Darmstadt.

Loga, T.; Imkeller-Benjes, U. (1997): Energiepaß Heizung/Warmwasser – Energetische Qualität von Baukörper und Heizungssystem. Institut Wohnen und Umwelt GmbH, Darmstadt.

Loulou, R.; Remme, U.; Kanudia, K.; Lehtila, A.; Goldstein, G. (2005): Documentation for the TIMES Model. <http://www.iea-etsap.org/web/Documentation.asp> (abgerufen am 02.02.2016)

Lozano, M.A.; Ramos, J.C.; Serra, L.M. (2010): Cost optimisation of the design of CHCP (combined heat, cooling and power) systems under legal constraints. *Energy*, 35, 794-805. Doi:10.1016/j.energy.2009.08.022

Lützkendorf, T.; Unholzer, M.; Platt, E. (2012): CONCERTO Premium – Monitoring Guide – Part C.1 – Economic Data – Buildings (construction costs, costs in use). http://smartcities-infosystem.eu/sites/default/files/concerto_files/concerto_publications/2012-10-25_CONCERTO_Premium_Economic_Monitoring_Guide.pdf (abgerufen am 02.02.2016)

Magnanti, T.; Wong, R. (1981): Accelerating Benders decomposition algorithmic enhancement and model selection criteria. *Operational Research*, 29, 464–484.

Mahapatra, K.; Gustavsson, L. (2008): An adopter-centric approach to analyze the diffusion patterns of innovative residential heating systems in Sweden. *Energy Policy*, 36, 577-590. Doi:10.1016/j.enpol.2007.10.006

Mai, T.; Logan, J.; Blair, N.; Sullivan, P.; Bazilian, M. (2013): A Decision Maker’s Guide to Evaluating Energy Scenarios, Modeling, and Assumptions, RE-ASSUME, International Energy Agency (IEA).

Martínez-Lera, S.; Ballester, J.; Martínez-Lera, J. (2013): Analysis and sizing of thermal energy storage in combined heating, cooling and power plants for buildings. *Applied Energy*, 106, 127-142. Doi:10.1016/j.apenergy.2013.01.074

Matthes, F.C.; Busche, J.; Döring, U.; Emele, L.; Gores, S.; Harthan, R.O.; Hermann, H.; Jörß, W.; Loreck, C.; Scheffler, M.; Hansen, P.; Diekmann, J.; Horn, M.; Eichhammer, W.; Elsland, R.; Fleiter, T.; Schade, W.; Schlomann, B.; Sensfuß, F.; Ziesing, H.-J. (2013): Politiksznarien für den Klimaschutz VI – Treibhausgas-Emissionsszenarien bis zum Jahr 2030. Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau.

Matics, J. (2007): Betriebliche Modellierung, Auslegung und Management von dezentralen Energiesystemen, Dissertation: Universität Duisburg-Essen. Duisburg: Universitätsverlag Rhein-Ruhr OHG an der Universität Duisburg-Essen.

- McKenna, R.; Merkel, E.; Fehrenbach, D.; Mehne, S.; Fichtner, W. (2013): Energy efficiency in the German residential sector: A bottom-up building-stock-model-based analysis in the context of energy-political targets. *Building and Environment*, 62, 77-88. Doi:10.1016/j.buildenv.2013.01.002
- Merkel, E.; Fehrenbach, D.; McKenna, R.; Fichtner, W. (2012): Analyse der Wärme- und Elektrizitätsversorgung des deutschen Wohngebäudesektors in einem optimierenden Energiesystemmodell. Tagungsband des Symposiums Energie-Innovation, Graz.
- Merkel, E.; Fehrenbach, D.; McKenna, R.; Fichtner, W. (2014a): Modellgestützte Untersuchung der Wärme- und Elektrizitätsversorgung des deutschen Wohngebäudesektors. In: Kunze, R.; Fichtner, W. (Hrsg.): Einsatz von OR-Verfahren zur Analyse von Fragestellungen im Umweltbereich. Tagungsband zum Workshop „OR im Umweltschutz“ der Gesellschaft für Operations Research e.V., 07. und 08. März 2013 in Karlsruhe.
- Merkel, E.; Fehrenbach, D.; McKenna, R.; Fichtner, W. (2014b): Modelling decentralised heat supply: An application and methodological extension in TIMES. *Energy*, 73, 592-605. Doi:10.1016/j.energy.2014.06.060
- Merkel, E.; McKenna, R.; Fichtner, W. (2015): Optimisation of the capacity and the dispatch of decentralised micro-CHP systems: a case study for the UK. *Applied Energy*, 140, 120-134. Doi:10.1016/j.apenergy.2014.11.036
- Merkel, E.; McKenna, R.; Fichtner, W. (2016): Kapazitäts- und Einsatzoptimierung dezentraler Kraft-Wärme-Kopplungssysteme. In: Merkel, E.; Kunze, R.; Fichtner, W. (Hrsg.): Einsatz von OR-Verfahren zur Analyse von Fragestellungen im Energie- und Umweltbereich. Tagungsband zum Workshop „OR im Umweltschutz“ der Gesellschaft für Operations Research e.V., 20. und 21. Februar 2014 in Heidelberg.
- Michaelis, P. (1996): Ökonomische Instrumente in der Umweltpolitik. Eine anwendungsorientierte Einführung. Physica-Verlag, Heidelberg.
- Michelsen, C.; Madlener, R. (2011): Homeowners' Preferences for Adopting Residential Heating Systems: A Discrete Choice Analysis for Germany, FCN Working Paper 9/2011.
- Milan, C.; Bojesen, C.; Nielsen, M.P. (2012): A cost optimisation model for 100% renewable residential energy supply systems. *Energy*, 48, 118-127. Doi:10.1016/j.energy.2012.05.034

Mirakyan, A.; De Guio, R. (2015): Modelling and uncertainties in integrated energy planning. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 46, 62-69. Doi:10.1016/j.rser.2015.02.028

Möst, D. (2006): Zur Wettbewerbsfähigkeit der Wasserkraft in liberalisierten Elektrizitätsmärkten, Dissertation: Universität Karlsruhe (TH). Frankfurt: Peter Lang.

Möst, D.; Fichtner, W.; Grunwald, A. (2009): Energiesystemanalyse. Tagungsband des Workshops „Energiesystemanalyse“ vom 27. November 2008 am KIT Zentrum Energie, Universitätsverlag Karlsruhe.

Mundaca, L.; Neij, L.; Worrell, E.; McNeil, M. (2010): Evaluating Energy Efficiency Policies with Energy-Economy Models. *Annual Review of Environment and Resources*, 35, 305-344. Doi:10.1146/annurev-environ-052810-164840

Nabe, C.; Hasche, B.; Offermann, M.; Papaefthymiou, G.; Seefeldt, F.; Thamling, N.; Dziomba, H. (2011): Potenziale der Wärmepumpe zum Lastmanagement im Strommarkt und zur Netzintegration erneuerbarer Energien. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, Berlin.

Navarro, L.; de Gracia, A.; Niall, D.; Castell, A.; Browne, M.; McCormack, S.J.; Griffiths, P.; Cabeza, L.F. (2016): Thermal energy storage in building integrated thermal systems: A review. Part 2. Integration as passive system. *Renewable energy*, 85, 1334-1356. Doi:10.1016/j.renene.2015.06.064

Neumann, K.; Morlock, M. (2004): *Operations Research*. 2. Auflage, Carl Hanser Verlag, München Wien.

Nielsen, S.; Möller, B. (2012): Excess heat production of future net zero energy buildings within district heating areas in Denmark. *Energy*, 48, 23-31. Doi:10.1016/j.energy.2012.04.012

Nitsch, J.; Pregger, T.; Naegler, T.; Heide, D.; Luca de Tena, D.; Trieb, F.; Scholz, Y.; Nienhaus, C.; Gerhardt, N.; Sterner, M.; Trost, T.; von Oehsen, A.; Schwinn, R.; Pape, C.; Hahn, H.; Wicker, M.; Wenzel, B. (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMU), Berlin.

Oberschmidt, J. (2010): Multikriterielle Bewertung von Technologien zur Bereitstellung von Strom und Wärme, Dissertation: Universität Göttingen. Stuttgart: Fraunhofer Verlag.

- Oder (1994): Entwicklung eines auf der Theorie der unscharfen Mengen basierenden Energie-Emissions-Modells - Planung emissionsarmer Energiesysteme mittels Fuzzy Sets, dargestellt am Beispiel Litauens, Dissertation: Universität Karlsruhe. Karlsruhe: Universitätsverlag Karlsruhe.
- Oren, S.S. (2000): Capacity Payments and Supply Adequacy in a Competitive Electricity Market. VII SEPOPE, 2000, Curitiba-Parana.
- Oren, S.S. (2003): Ensuring Generation Adequacy in Competitive Electricity markets. Berkeley: Working Paper. <http://www.ieor.berkeley.edu/~oren/workingp/adequacy.pdf> (abgerufen am 02.02.2016)
- Ortega, M.P.R.; Pérez-Arriaga, J.I.; Abbad, J.R.; González, J.P. (2008): Distribution network tariffs: A closed question? Energy Policy, 36, 1712-1725. Doi:10.1016/j.enpol.2008.01.025
- Panos, K. (2009): Praxisbuch Energiewirtschaft – Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt. Springer, Berlin.
- Peacock, A.D.; Newborough, M. (2005): Impact of micro-CHP systems on domestic sector CO₂ emissions. Applied Thermal Engineering, 25, 2653-2676. Doi:10.1016/j.applthermaleng.2005.03.015
- Pehnt, M.; Cames, M.; Fischer, C.; Praetorius, B.; Schneider, L.; Schumacher, K.; Voß, J.-P. (2006): Micro Cogeneration – Towards Decentralized Energy Systems. Springer-Verlag, Heidelberg.
- Pehnt, M. (2010): Energieeffizienz. Ein Lehr- und Handbuch. Springer-Verlag, Heidelberg.
- Perlwitz, H. (2007): Der Erdgasmarkt für den Kraftwerkssektor unter CO₂-Minderungsverpflichtungen – Eine modellgestützte Analyse des europäischen Energiemarktes, Dissertation: Universität Karlsruhe (TH). Karlsruhe: Universitätsverlag Karlsruhe.
- Petersen, C. (1971): A note on transforming the product of variables to linear form in linear programs. West Lafayette, IN: Purdue University.
- Pfluger, B. (2013): Assessment of least-cost pathways for decarbonising Europe's power supply. A model-based long-term scenario analysis accounting for the characteristics of renewable energies, Dissertation: Karlsruher Institut für Technologie. Karlsruhe: KIT Scientific Publishing.

Pina, A.; Silva, C.; Ferrão, P. (2011): Modeling hourly electricity dynamics for policy making in long-term scenarios. *Energy Policy*, 39, 4692-4702. Doi:10.1016/j.enpol.2011.06.062

Pollit, H.; Billington, S. (2015): *The use of Discount Rates in Policy Modelling*. Cambridge econometrics.

Poojari, C.A.; Beasley, J.E. (2009): Improving benders decomposition using a genetic algorithm. *European Journal of Operational Research*, 199, 89-97. Doi:10.1016/j.ejor.2008.10.033

Pruitt, K.A.; Braun, R.J.; Newman, A.M. (2013): Evaluating shortfalls in mixed-integer programming approaches for the optimal design and dispatch of distributed generation systems, *Applied Energy*, 102, 386-398. Doi:10.1016/j.apenergy.2012.07.030

Raidl, G.R.; Baumhauer, T.; Hu, B. (2015): Boosting an Exact Logic-Based Benders Decomposition Approach by Variable Neighborhood Search. *Electronic Notes in Discrete Mathematics*, 47, 149-156. Doi:10.1016/j.endm.2014.11.020

Raine, R.D.; Sharifi, V.N.; Swithenbank, J. (2014): Optimisation of combined heat and power production for buildings using heat storage. *Energy Conversion and Management*, 87, 164-174. Doi:10.1016/j.enconman.2014.07.022

Recknagel, H.; Sprenger, E.; Albers, K.-J. (2015): *Taschenbuch für Heizung und Klimatechnik*. Deutscher Industrieverlag, Essen.

Remme, U. (2006): *Zukünftige Rolle erneuerbarer Energien in Deutschland – Sensitivitätsanalysen mit einem linearen Optimierungsmodell*, Dissertation: Universität Stuttgart. Stuttgart: Universitätsbibliothek Stuttgart.

Remund, J.; Müller, S.; Kunz, S.; Huguenin-Landl, B.; Studer, C.; Klauser, D.; Schilter, C.; Lehnherr, R. (2014): *meteonorm – Global Meteorological Database. Handbook Part I: Software*. Bern: METEOTEST.

Ren, H.; Gao, W.; Ruan, Y. (2008): Optimal sizing for residential CHP system. *Applied Thermal Engineering*, 28, 514-523. Doi:10.1016/j.applthermaleng.2007.05.001

Reneses, J.; Gómez, T.; Rivier, J.; Angarita, J.L. (2011): Electricity tariff design for transition economies Application to the Libyan power system. *Energy Economics*, 33, 33-43. Doi:10.1016/j.eneco.2010.04.005

Resch, G. (2005): *Dynamic cost-resource curves for electricity from renewable energy sources and their application in energy policy assessment*, Dissertation: Technische Universität Wien. Wien: Universitätsbibliothek Wien.

- Rodriguez, M.A.; Vecchiotti, A. (2013): A comparative assessment of linearization methods for bilinear models. *Computers and Chemical Engineering*, 48, 218-233. Doi:10.1016/j.compchemeng.2012.09.011
- Ropohl, G. (2009): *Allgemeine Technologie. Eine Systemtheorie der Technik*. 3., überarbeitete Auflage. Karlsruhe: Universitätsverlag Karlsruhe.
- Rosen, J. (2008): *The future role of renewable energy sources in European electricity supply – A model-based analysis for the EU-15*, Dissertation: Universität Karlsruhe (TH). Karlsruhe: Universitätsverlag Karlsruhe.
- Rosenberg, E.; Lind, A.; Espegren, K.A. (2013): The impact of future energy demand on renewable energy production - Case of Norway. *Energy*, 61, 419-431. Doi:10.1016/j.energy.2013.08.044
- Rout, U.K.; Fahl, U.; Remme, U.; Blesl, M.; Voß, A. (2009): Endogenous implementation of technology gap in energy optimization models - a systematic analysis within TIMES G5 model. *Energy Policy*, 37, 2814-2830. Doi:10.1016/j.enpol.2009.03.034
- Rubio-Maya, C.; Ucheb, J.; Martínez, A. (2011): Sequential optimization of a polygeneration plant. *Energy Conversion and Management*, 52, 2861-2869. Doi:10.1016/j.enconman.2011.01.023
- Sadehgi, M.; Hosseini, H.M. (2013): Evaluation of Fuzzy Linear Programming Application in Energy Models. *International Journal of Energy Optimization and Engineering*, 2, 50-59. Doi:10.4018/ijeoe.2013010104
- Saharidis, G.K.D.; Ierapetritou, M.G (2010): Improving benders decomposition using maximum feasible subsystem (MFS) cut generation strategy. *Computers & Chemical Engineering*, 34, 1237-1245. Doi:10.1016/j.compchemeng.2009.10.002
- Santos, P.E.S.; Leme, R.C.; Galvão, L. (2012): On the electrical two-part tariff - The Brazilian perspective. *Energy Policy*, 40, 123-130. Doi:10.1016/j.enpol.2011.10.029
- Sawillion, M. (2002): *Aufbereitung der Energiebedarfsdaten und Einsatzanalysen zur Auslegung von Blockheizkraftwerken*, Dissertation: Universität Stuttgart. Stuttgart: Universitätsbibliothek Stuttgart.
- Schlereth, C.; Stepanchuk, T.; Skiera, B. (2010): Optimisation and analysis of the profitability of tariff structures with two-part tariffs. *European Journal of Operational Research*, 206, 691-701. Doi:10.1016/j.ejor.2010.03.038

Schlesinger, M.; Lindenberger, D.; Lutz, C. (2010): Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung. Projekt Nr. 12 des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, Berlin.

Schlesinger, M.; Lindenberger, D.; Lutz, C. (2014): Entwicklung der Energiemärkte – Energierferenzprognose. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, Berlin.

Schlomann, B.; Gruber, E.; Eichhammer, W.; Kling, N.; Diekmann, J.; Ziesing, H.-J.; Rieke, H.; Wittke, F.; Herzog, T.; Barbosa, M.; Lutz, S.; Broeske, U.; Merten, D.; Falkenberg, D.; Nill, M.; Kaltschmitt, M.; Geiger, B.; Kleeberger, H.; Eckl, R. (2004): Energieverbrauch der privaten Haushalte und des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD). Abschlussbericht an das Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit, Karlsruhe, Berlin, Nürnberg, Leipzig, München.

Schmitz, K.W.; Koch, G. (1996): Kraft-Wärme-Kopplung. Anlagenauswahl – Dimensionierung – Wirtschaftlichkeit – Emissionsbilanz. VDI-Verlag, Düsseldorf.

Schwaderer, F. (2012): Integrierte Standort-, Kapazitäts- und Technologieplanung zur stofflichen und energetischen Biomassenutzung, Dissertation: Karlsruher Institut für Technologie. Karlsruhe: KIT Scientific Publishing.

Shaneb, O.A.; Coates, G.; Taylor, P.C. (2011): Sizing of residential μ CHP systems. *Energy and Buildings*, 43, 1991-2001. Doi:10.1016/j.enbuild.2011.04.005

Shaneb, O.A.; Taylor, P.C.; Coates, G. (2012): Optimal online operation of residential CHP systems using linear programming. *Energy and Buildings*, 44, 17-25. Doi:10.1016/j.enbuild.2011.10.003

Simões, S.; Cleto, J.; Fortes, P.; Seixas, J.; Huppel, G. (2008): Cost of energy and environmental policy in Portuguese CO₂ abatement – scenario analysis to 2020. *Energy Policy*, 36, 3598-3611. Doi:10.1016/j.enpol.2008.06.004

Simoes, S.; Nijs, W.; Ruiz, P.; Sgobbi, A.; Radu, D.; Bolat, P.; Thiel, C.; Peteves, S. (2013): The JRC-EU-TIMES model – Assessing the long-term role of the SET Plan Energy technologies. Institute for Energy and Transport. Joint Research Center. European Commission.

Spitalny, L.; Myrzik, J.M.A.; Mehlhorn, T. (2014): Estimation of the economic addressable market of micro-CHP and heat pumps based on the status of the residential building sector in Germany. *Applied Thermal Engineering*, 71, 838-846. Doi:10.1016/j.applthermaleng.2013.12.027

- Stadler, M.; Kranzl, L.; Huber, C.; Haas, R.; Tsioliaridou, E. (2007): Policy strategies and paths to promote sustainable energy systems - The dynamic Invert simulation tool. *Energy Policy*, 35, 597-608. Doi:10.1016/j.enpol.2007.10.006
- Steinbach, J. (2013): Akteursspezifische Untersuchung von Strategien zur Steigerung der Energieeffizienz und zum Ausbau erneuerbarer Energien im Wohngebäudebereich. 8. Internationale Energiewirtschaftstagung (IEWT), Wien.
- Steinbach, J.; Staniaszek, D. (2015): Discount rates in energy system analysis. Discussion Paper. Buildings Performance Institute Europe.
- Stengel, J.; McKenna, R.; Seitz, K.; Kleber, M.; Lützkendorf, T.; Fath, K. (2012): CONCERTO premium Indicator Guide. http://smartcities-infosystem.eu/sites/default/files/concerto_files/concerto_publications/2012-11-13_CONCERTO_Premium_Indicator-Guide_v4_working-version.pdf (abgerufen am 02.02.2016)
- Stengel, J. (2014): Akteursbasierte Simulation der energetischen Modernisierung des Wohngebäudebestands in Deutschland, Dissertation: Karlsruher Institut für Technologie. Karlsruhe: KIT Scientific Publishing.
- Sterner, M. (2009): Bioenergy and renewable power methane in integrated 100% renewable energy systems – Limiting global warming by transforming energy systems, Dissertation: Universität Kassel. Kassel: kassel university press.
- Stoft, S. (2002): Power System Economics. Designing Markets for Electricity. IEEE Press & Wiley-Interscience.
- Struschka, M.; Kilgus, D.; Springmann, M.; Baumbach, G. (2008): Effiziente Bereitstellung aktueller Emissionsdaten für die Luftreinhaltung. Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau.
- Sturm, B.; Vogt, K. (2011): Umweltökonomik. Eine anwendungsorientierte Einführung. Physica-Verlag, Heidelberg.
- Suhl, L.; Mellouli, T. (2006): Optimierungssysteme – Modelle, Verfahren, Software, Anwendungen. Springer-Verlag, Berlin.
- Suttor, W. (2014): Blockheizkraftwerke: ein Leitfaden für Anwender. Fraunhofer IRB, Stuttgart.
- Swan, L.G.; Ugursal, V.I. (2009): Modeling of end-use energy consumption in the residential sector: A review of modeling techniques. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 13, 1819-1835. Doi:10.1016/j.rser.2008.09.033.

- TenneTTSO (2015): Tatsächliche und prognostizierte Windenergieeinspeisung. <http://www.tennetso.de/site/de/Transparenz/veroeffentlichungen/netzkennzahlen/tatsaechliche-und-prognostizierte-windenergieeinspeisung> (abgerufen am 02.02.2016)
- The Carbon Trust (2007): Micro-CHP Accelerator. Interim Report.
- The Carbon Trust (2011): Micro-CHP Accelerator. Final Report.
- Thomas, B. (2011): Mini-Blockheizkraftwerke: Grundlagen, Gerätetechnik, Betriebsdaten. Vogel-Buchverlag, Würzburg.
- TransnetBW (2015): Windeinspeisung Prognose + Hochrechnung. <https://www.transnetbw.de/de/kennzahlen/erneuerbare-energien/windenergie> (abgerufen am 02.02.2016)
- Vaillancourt, K.; Labriet, M.; Loulou, R.; Waaub, J.-P. (2008): The role of nuclear energy in long-term climate scenarios: An analysis with the World-TIMES model. Energy Policy, 36, 2296-2307. Doi:10.1016/j.enpol.2008.01.015
- Van Beeck, N. (1999): Classification of Energy Models. Tilburg University & Eindhoven University of Technology.
- VDI (2008). Referenzlastprofile von Ein- und Mehrfamilienhäusern für den Einsatz von KWK-Anlagen. VDI-Richtlinie 4655. Verein Deutscher Ingenieure e.V., Düsseldorf.
- VDI (2012). Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen – Grundlagen und Kostenberechnung, VDI-Richtlinie 2067. Verein Deutscher Ingenieure e.V., Düsseldorf.
- Verhoog, M. (2012): Evaluation des Modernisierungsratgebers – Ergebnisbericht. co2online gemeinnützige GmbH, Berlin.
- Vogelsang, H. (1997): Energie-Management-System zur optimalen Auslegung von Blockheizkraftwerken, Dissertation, Universität Essen. Düsseldorf: VDI-Verlag.
- Von Roon, S.; Mezger, T.; Mauch, W.; Wagner, U. (2009): The potential for micro-CHP to provide load-frequency control. In: Proceedings of the 1st International Conference and Workshop on Micro-Cogeneration and Applications, 29.04.-01.05.2008, Ottawa.
- Von Roon, S. (2009): Mikro-KWK und virtuelle Kraftwerke, Tagungsband der FfE-Fachtagung 2009 - Stromversorgung des 21. Jahrhunderts. Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), München.

- Walberg, D.; Holz, A.; Gniechwitz, T.; Schulze, T. (2011): Wohnungsbau in Deutschland – 2011 – Modernisierung oder Bestandsersatz. Arbeitsgemeinschaft für zeitgemäßes Bauen e.V., Kiel.
- Weiß, J.; Dunkelberg, E. (2010): Erschließbare Energieeinsparpotenziale im Ein- und Zweifamilienhausbestand. Eine Untersuchung des energetischen Ist-Zustands der Gebäude, aktueller Sanierungsraten, theoretischer Einsparpotenziale sowie deren Erschließbarkeit. Institut für ökologische Wirtschaftsforschung, Berlin.
- Wendt, H.; Brammer, F.; Weise, W. (2002): Öffentliche Energieversorgung und Hausenergiesysteme mit Brennstoffzellen. Technologie – Anlagentechnik – Marktentwicklung. Expert-Verlag, Renningen.
- Weniger, J.; Tjaden, T.; Quaschnig, V. (2014): Sizing of residential PV battery systems, 8th International Renewable Energy Storage Conference and Exhibition, IRES 2013. Energy Procedia, 46, 78-87. Doi:10.1016/j.egypro.2014.01.160
- Wissel, S.; Rath-Nagel, S.; Blesl, M.; Fahl, U.; Voß, A. (2008): Stromerzeugungskosten im Vergleich. Arbeitsbericht/Working Paper. Bericht Nr. 4. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart.
- Woldt, T. (2007): Beitrag zur Systemintegration dezentraler Energiewandlungsanlagen mit besonderer Berücksichtigung kleiner Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen in kommunalen Versorgungsstrukturen, Dissertation: Brandenburgische Technische Universität Cottbus. Berlin: dissertation.de – Verlag im Internet.
- Worrell, E.; Ramesohl, S.; Boyd, G. (2004): Advances in energy forecasting models based on engineering economics. In: Annual Review of Environment and Resources, 29, 345-381.
- Wünsch, M.; Eikmeier, B.; Jochem, E.; Gailfuß, M.; Klotz, E.-M.; Koepf, M.; Peter, F.; Thamling, N.; Ziegenhagen, I.; Fette, M.; Janßen, K.; Reitze, F.; Schön, M.; Toro, F. (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. Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, Berlin.
- Yokoyama, R.; Ito, K. (2006): Optimal Design of Gas Turbine Cogeneration Plants in Consideration of Discreteness of Equipment Capabilities. Journal of Engineering for Gas Turbines and Power, 128, 336-343. Paper No. GT2004-53678
- ZIV (2011): Erhebungen des Schornsteinfegerhandwerks für 2010. Bundesverband des Schornsteinfegerhandwerks Zentralinnungsverband (Hrsg.).