

Band 35 _ PRODUKTION UND ENERGIE

Daniel Fehrenbach

MODELLGESTÜTZTE UNTERSUCHUNG DES WIRTSCHAFTLICHEN POTENZIALS SEKTORGEKOPPELTER WÄRMEVERSORGUNG IN WOHNGBÄUDEN IM KONTEXT DER TRANSFORMATION DES ENERGIE-SYSTEMS IN DEUTSCHLAND



Scientific
Publishing

Daniel Fehrenbach

**Modellgestützte Untersuchung des wirtschaftlichen
Potenzials sektorgekoppelter Wärmeversorgung in
Wohngebäuden im Kontext der Transformation des
Energiesystems in Deutschland**

PRODUKTION UND ENERGIE

Karlsruher Institut für Technologie (KIT)
Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion
Deutsch-Französisches Institut für Umweltforschung

Band 35

Eine Übersicht aller bisher in dieser Schriftenreihe
erschienenen Bände finden Sie am Ende des Buches.

Modellgestützte Untersuchung des wirtschaftlichen Potenzials sektorgekoppelter Wärmeversorgung in Wohngebäuden im Kontext der Transformation des Energiesystems in Deutschland

von
Daniel Fehrenbach

Karlsruher Institut für Technologie
Institut für Industriebetriebslehre und industrielle Produktion
u. Deutsch-Französisches Institut für Umweltforschung

Modellgestützte Untersuchung des wirtschaftlichen Potenzials
sektorgekoppelter Wärmeversorgung in Wohngebäuden im
Kontext der Transformation des Energiesystems in Deutschland

Zur Erlangung des akademischen Grades eines Doktors der Wirtschafts-
wissenschaften von der KIT-Fakultät für Wirtschaftswissenschaften des
Karlsruher Instituts für Technologie (KIT) genehmigte Dissertation

von Dipl.-Wi.-Ing. Daniel Fehrenbach

Tag der mündlichen Prüfung: 27. Mai 2019

Referentin: Prof. Dr. Ute Karl

Korreferent: Prof. Dr. Wolf Fichtner

Impressum



Karlsruher Institut für Technologie (KIT)
KIT Scientific Publishing
Straße am Forum 2
D-76131 Karlsruhe

KIT Scientific Publishing is a registered trademark
of Karlsruhe Institute of Technology.
Reprint using the book cover is not allowed.

www.ksp.kit.edu



*This document – excluding the cover, pictures and graphs – is licensed
under a Creative Commons Attribution-Share Alike 4.0 International License
(CC BY-SA 4.0): <https://creativecommons.org/licenses/by-sa/4.0/deed.en>*



*The cover page is licensed under a Creative Commons
Attribution-No Derivatives 4.0 International License (CC BY-ND 4.0):
<https://creativecommons.org/licenses/by-nd/4.0/deed.en>*

Print on Demand 2019 – Gedruckt auf FSC-zertifiziertem Papier

ISSN 2194-2404

ISBN 978-3-7315-0952-3

DOI 10.5445/KSP/1000097170

Modellgestützte Untersuchung des wirtschaftlichen Potenzials sektorgekoppelter Wärmeversorgung in Wohngebäuden im Kontext der Transformation des Energiesystems in Deutschland

Zur Erlangung des akademischen Grades eine
Doktors der Wirtschaftswissenschaften
(Dr. rer. pol.)

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

genehmigte

DISSERTATION

von

Dipl.-Wi.-Ing. Daniel Fehrenbach

Tag der mündlichen Prüfung: 27. Mai 2019

Referentin: Prof. Dr. Ute Karl

Korreferent: Prof. Dr. Wolf Fichtner

Danksagung

Ich möchte mich herzlich bei zahlreichen Personen, die wesentlich zum Gelingen der Arbeit beigetragen haben, für ihre Unterstützung bedanken.

An erster Stelle bedanke ich mich herzlich bei Frau Prof. Dr. Ute Karl für das entgegengebrachte Vertrauen, ihre stetige und vielfältige Unterstützung und wichtige Impulse sowie ihre wertvollen Ratschläge über den gesamten Entstehungszeitraum der Arbeit. Ebenfalls danke ich herzlich Herrn Prof. Dr. Wolf Fichtner für die Betreuung und die Übernahme des Korreferats.

Außerdem bin ich Prof. Dr. Russell McKenna zutiefst dankbar für die langjährige und fruchtbare Zusammenarbeit, die stetige Ermutigung und die kritische Lektüre meines Manuskripts. Ebenso gilt mein herzlicher Dank den Dres. Erik Merkel, Jonathan van der Kamp, Till Bachmann und David Balussou für anregende Gespräche und wertvolle Ratschläge bei der Entstehung dieser Arbeit. Meinen Gruppenleitern am Europäischen Institut für Energieforschung Prof. Dr. Ute Karl, Dr. Andreas Koch und Bastian Hoffmann, sowie der Institutsleitung, besonders Prof. Dr. Nurten Avci, bin ich sehr verbunden für den fachlichen Austausch, die stetige Förderung sowie die ermöglichte Flexibilität, insbesondere in der Phase der Niederschrift der Arbeit.

Für viele auch für die vorliegende Arbeit wichtige Erfahrungen und Erkenntnisse in der Projektarbeit möchte ich besonders meinen Kollegen Tobias, Patrice, Vincent, Gilles, Susanne, Niklas, Michael, Jan, Manuel, Atom, Roman, Christian, Thomas, Elisabeth und Yannick danken; für die tatkräftige Unterstützung in der Projektarbeit in der Schlussphase insbesondere Diane und Stephan.

Vor allem aber gilt mein innigster Dank meiner ganzen Familie für ihren Rückhalt, den sie mir immer bot, besonders meiner Frau Hana, die mir

in entscheidenden Phasen den Rücken freihielt, sowie für ihr Verständnis, und meinen Eltern, für die Förderung und Unterstützung, die sie mir immer zu Teil werden ließen und das Vorbild, das sie mir bis heute sind. Meiner Tochter Elisa danke ich für ihr Verständnis und für den Sonnenschein, den sie in mein Leben bringt.

Karlsruhe, im Juli 2019

Daniel Fehrenbach

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	ix
Tabellenverzeichnis.....	xvii
Abkürzungsverzeichnis	xxiii
1 Einleitung	1
1.1 Ausgangslage und Problemstellung	1
1.2 Zielsetzung und Lösungsweg.....	4
2 Ausgangslage und Rahmenbedingungen.....	11
2.1 Ausgangssituation und Zielsystem deutscher Energie- und Klimapolitik.....	11
2.2 Energiebedarfs- und Versorgungs-Struktur des Wohngebäudesektors in Deutschland.....	19
2.2.1 Energiebedarf zur Wärmeversorgung von Wohngebäuden	19
2.2.2 Struktur des Wärmebedarfs von Wohngebäuden in Deutschland.....	21
2.2.3 Struktur der Wohngebäude-Wärmeversorgung in Deutschland	25
2.2.4 Struktur der Elektrizitätsversorgung.....	29
2.3 Flexibilitätspotenziale und Lastmanagement	39
2.3.1 Systematisierung und Begriffsbestimmungen	39
2.3.2 Potenziale.....	45
2.3.3 Fazit	48
2.4 Regulatorische Rahmenbedingungen	48
2.4.1 Überblick ausgewählter Regularien.....	49
2.4.2 Elektrischer Eigenverbrauch in Wohngebäuden	52
2.4.3 Aufbau einer IuK-Infrastruktur zur koordinierten Betriebsführung verteilter Wärmeerzeuger	59

2.5	Sektorgekoppelte Techniken zur Wärmeversorgung von Wohngebäuden.....	61
2.5.1	Überblick und Voraussetzungen	61
2.5.2	Wärmepumpen.....	63
2.5.3	Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen in Wohngebäuden.....	73
3	Stand der Forschung und Forschungsbedarf	85
3.1	Methodischer Rahmen	85
3.1.1	Modellbildung und Energiesysteme	85
3.1.2	Eigenschaften von Energiemodellen	87
3.1.3	Zusammenfassung und Schlussfolgerungen	96
3.2	Stand der Forschung	97
3.2.1	Langfristszenarien der Wärmeversorgung von Wohngebäuden.....	100
3.2.2	Potenziale für elektrische Flexibilität	103
3.2.3	Detaillierte Diskussion ausgewählter Arbeiten	105
3.2.4	Zusammenfassung zum Stand der Forschung.....	120
3.3	Ableitung des Forschungsbedarfs und Anforderungen an den zu entwickelnden Ansatz.....	122
3.4	Abgrenzung der Forschungsfrage	127
4	Entwicklung und Beschreibung des Energiesystemmodells THP	131
4.1	Auswahl und Beschreibung des Modellgenerators	133
4.2	Überblick zum Modellaufbau	139
4.3	Teilsystem der Elektrizitätsversorgung	143
4.3.1	Datenbasis.....	143
4.3.2	Abbildung konventioneller und nuklearer Kraftwerkstechniken	145
4.3.3	Techniken auf Grundlage erneuerbarer Energieträger.....	146
4.3.4	Abbildung von Elektrizitätsspeichertechniken	147
4.3.5	Projektion der Elektrizitätsnachfrage	149
4.4	Teilsystem der Wohngebäude-Wärmeversorgung.....	150

4.4.1	Überblick	151
4.4.2	Datenbasis.....	154
4.4.3	Erfassung infrastruktureller Kriterien	158
4.4.4	Erfassung der Wohnflächen	160
4.4.5	Verbrauchscharakterisierung	162
4.4.6	Wärmeerzeugertypologie	165
4.4.7	Allokation von Wärmeerzeugern zu Gebäudetypen.....	168
4.4.8	Projektion der Wärmenachfrage.....	173
4.4.9	Nachfrageseitige Sanierungsmaßnahmen	174
4.5	Systemische Aspekte	176
4.5.1	Diskontierung.....	176
4.5.2	Strukturierung der zeitlichen Differenzierung	177
4.5.3	Kopplung der Teilsysteme	180
4.5.4	Emissionsbilanzierung	181
4.6	Zusammenfassung und Vergleich mit THP-MIP	182
5	Anwendung und Ergebnisse des THP-Modells	185
5.1	Entwicklung eines Szenarienrahmens	185
5.1.1	Berücksichtigung von Unsicherheiten durch Szenarioanalyse.....	185
5.1.2	Ausgestaltung der Szenarien und quantitative Annahmen	188
5.1.3	Zusammenfassung.....	195
5.2	Ergebnisse.....	197
5.2.1	Entwicklung des Wärmesystems	198
5.2.2	Entwicklung des Elektrizitätssystems.....	206
5.2.3	Potenzial für Lastmanagement und flexible Erzeugung.....	211
5.2.4	Erreichung energie- und klimapolitischer Ziele	219
5.3	Zusammenfassung.....	231
6	Entwicklung und Beschreibung des POPART-Modells	235
6.1	Entwicklung des POPART-Modellansatzes	236
6.1.1	Zielsetzung.....	237

6.1.2	Entscheidungskalkül und Betrachtungszeitraum.....	237
6.1.3	Technikoptionen und Bilanzgrenzen.....	239
6.1.4	Technisch-wirtschaftliche Beschreibung.....	241
6.1.5	Regulatorische Rahmenbedingungen und Förderinstrumente	244
6.2	Formale Beschreibung des POPART-Modells.....	245
6.2.1	Symbolik.....	246
6.2.2	Zielfunktion.....	252
6.2.3	Reduktion der Modellkomplexität	260
6.2.4	Nebenbedingungen.....	265
6.3	Datenbasis und numerische Annahmen bei der technisch-wirtsch. Charakterisierung	273
6.3.1	Mikro-Kraft-Wärme-Kopplung.....	274
6.3.2	Wärmepumpen.....	276
6.3.3	Gaskessel	278
6.3.4	Photovoltaik.....	278
6.3.5	Solarthermie	279
6.3.6	Elektrische Batteriespeicher	280
6.3.7	Wärmespeicher	284
6.3.8	Zusammenfassung der Modellannahmen	287
6.4	Auswahl und Abbildung relevanter Regulierung und Fördersysteme	289
6.4.1	Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz.....	289
6.4.2	Energiesteuergesetz.....	291
6.4.3	Mini-KWK-Richtlinie	291
6.4.4	Marktanreizprogramm.....	293
6.4.5	Erneuerbare-Energien-Gesetz	295
6.5	Zeitliche Differenzierung.....	298
6.6	Diskontierungssatz.....	301
6.7	Gegenüberstellung mit THP	303
7	Anwendung und Ergebnisse des POPART-Modells.....	309
7.1	Entwicklung des Analyserahmens	309
7.1.1	Festlegung und Parametrierung von Typgebäuden	309

7.1.2	Gas- und Elektrizitäts-Preise und Preisszenarien ...	312
7.1.3	Definition von Referenzvarianten	314
7.2	Modellimplementierung	316
7.3	Ergebnisse.....	320
7.3.1	Investitionsentscheidung.....	320
7.3.2	Betriebsführung	324
7.3.3	Wirtschaftlichkeit	329
7.3.4	Emissionen.....	335
7.3.5	Zusammenfassung.....	338
8	Auswertung und Diskussion	341
9	Zusammenfassung, Fazit und Ausblick	381
9.1	Zusammenfassung.....	381
9.2	Zentrale Schlussfolgerungen	384
9.3	Ausblick.....	387
	Schrifttum.....	391
	Rechtsquellen.....	483
	Anhang	489
	Treibhausgasemissionen in Deutschland	489
	POPART-Ergebnisse.....	490
	Annahmen zur Elektrizitätserzeugung aus Braunkohle.....	499

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1: Veranschaulichung des Vorgehens zur Umsetzung des Lösungskonzepts und jeweils adressierte Forschungsfragen	7
Abbildung 2-1: CO ₂ -Emissionen in Deutschland im Zeitraum 1990 bis 2016 nach Sektoren.....	12
Abbildung 2-2: Zur Erreichung des Primärenergieverbrauchminderungsziels hinreichende Kombinationen aus Dekarbonisierung der Energieversorgung und der Reduktion des Endenergieverbrauchs	18
Abbildung 2-3: Endenergiebedarf in Deutschland im Jahr 2015 in Petajoule	20
Abbildung 2-4: Systematik der Wohnungen in Gebäuden mit Wohnraum.....	21
Abbildung 2-5: Anzahl Gebäude und Wohnungen in Deutschland.....	22
Abbildung 2-6: Endenergiebedarf neuer Wohngebäude (ab dem Jahr 2010) im Vergleich mit Bestandsbauten aus dem Zeitraum bis 2010	24
Abbildung 2-7: Typologie von Heizungssystemen.....	26
Abbildung 2-8: Verteilung der Heizsysteme nach Lage des Wärmeerzeugers und überwiegend verwendetem Energieträger in bewohnten Wohnungen.....	27
Abbildung 2-9: Absatz von Wärmeerzeugern (ohne Fernwärme) in Wohngebäuden in Deutschland im Zeitraum 2008 bis 2017	28
Abbildung 2-10: Struktur des Energieträgereinsatzes zur Elektrizitätserzeugung im Zeitraum der Jahre 1990 bis 2016.....	30
Abbildung 2-11: Bruttostromerzeugung nach Energieträgern im Zeitraum der Jahre 1990 bis 2017	31

Abbildung 2-12: Installierte Bruttostromerzeugungskapazität nach Energieträgern im Zeitraum der Jahre 1991 bis 2015	32
Abbildung 2-13: Installierte Leistung und Elektrizitätserzeugung photovoltaischer Anlagen in Deutschland im Jahr 2016 nach Anlagengröße und Anlagentyp.....	33
Abbildung 2-14: Installierte elektrische Leistung fossiler BHKW mit einer Leistung von bis zu 1 MW _{el} mit Stand April 2015 nach Leistungsbändern.....	34
Abbildung 2-15: Energieflussbild der Strommengen in der Energieversorgung von Wohngebäuden zur Veranschaulichung der Begriffsverwendung in dieser Arbeit	54
Abbildung 2-16: Energieflussbild einer elektrischen Wärmepumpe mit beispielhaften Zahlenannahmen	63
Abbildung 2-17: Schaltbild der Umsetzung des Kaltdampf-Prozesses in einer Kompressions-Wärmepumpe.....	64
Abbildung 2-18: COP-Werte einer beispielhaften Auswahl aktuell am Markt verfügbarer Wärmepumpen bei verschiedenen Betriebspunkten nach entsprechender Heizleistung.....	69
Abbildung 2-19: Mittlere Jahresarbeitszahl von Wärmepumpen in Abhängigkeit des Anteils aller Gebäude in Deutschland mit Wärmeversorgung durch Wärme Wärmepumpen	70
Abbildung 2-20: Rechnerische spezifische CO ₂ -Emissionen der Wärmeerzeugung mit einer Wärmepumpe in Gramm CO ₂ pro Kilowattstunde (thermisch) nach Emissionsfaktor der eingesetzten Strommengen und Arbeitszahl der Wärmepumpe; eigene Darstellung.....	72
Abbildung 2-21: Vergleich der Energieeffizienz der Kraft-Wärme-Kopplung mit der getrennten Erzeugung von Elektrizität und Wärme anhand je zweier beispielhafter Energieflussbilder; oben mit beispielhaften numerischen Annahmen, die zu einem signifikanten Vorteil der Kraft-	

Wärme-Kopplung führen, während dies unten nicht der Fall ist; eigene Darstellung.....	77
Abbildung 2-22: Rechnerische spezifische CO ₂ -Emissionen der Wärmeerzeugung mit einer Mikro-KWK-Anlage in Gramm pro Kilowattstunde (thermisch) nach Emissionsfaktor der verdrängten Stromerzeugung und Gesamtnutzungsgrad der KWK-Anlage bei einer unterstellten Stromkennzahl von 0,5; eigene Darstellung	82
Abbildung 2-23: Rechnerische spezifische CO ₂ -Emissionen der Wärmeerzeugung mit einer Mikro-KWK-Anlage in Gramm pro Kilowattstunde (thermisch) nach Emissionsfaktor der verdrängten Stromerzeugung und Stromkennzahl der KWK-Anlage bei einem unterstellten Gesamtnutzungsgrad von 0,9; eigene Darstellung	83
Abbildung 3-1: Übersicht zum Kapitelaufbau.....	98
Abbildung 4-1: Beispielhaftes Referenzenergiesystem.....	135
Abbildung 4-2: Übersicht über die Struktur des vorgestellten <i>THP</i> -Modells.....	142
Abbildung 4-3: Schematische Darstellung des Vorgehens bei Gebäude- und Wärmeerzeuger-Typisierung und Parametrierung mit Fokus auf Leistungsklassen.....	154
Abbildung 4-4: Deutsche Gebäudetypologie des IWU.....	157
Abbildung 4-5: Häufigkeitsverteilung der Wohnflächen in deutschen Wohngebäuden nach Gebäudegröße	162
Abbildung 4-6: Flächenspezifische Jahresverbräuche für Raumwärme über alle Altersklassen.....	164
Abbildung 4-7: Parametrierung spez. Investitionen am Beispiel des Gaskessels	168
Abbildung 4-8: Gebäudebez. Jahresheizenergiebedarf nach Nachfrageklassen	170
Abbildung 4-9: Aufgliederung der Gesamtnachfrage nach Heizenergie in Wohngebäuden in Deutschland; aus Gründen der Übersichtlichkeit wird je Ebene der Baumstruktur nur eine beispielhafte Verzweigung gezeigt	173

Abbildung 5-1: Annahmen zu Preispfaden für Energieträger und Kohlenstoffemissionszertifikate nach Sektoren und Szenarien	189
Abbildung 5-2: Annahmen zu Ausbaupfaden für Windkraft- und Photovoltaik-Kapazitäten (inklusive Bestandskapazitäten) nach Varianten	193
Abbildung 5-3: Unterstellte Entwicklung spezifischer Investitionen von Wärmepumpen nach Leistungsklassen und Jahren bis zum Jahr 2050 in Szenarien 1b u. 2b.....	194
Abbildung 5-4: Unterstellte Entwicklung spezifischer Investitionen von Mikro-KWK-Anlagen nach Leistungsklassen und Jahren bis zum Jahr 2050 in Szenarien 1b und 2b.....	195
Abbildung 5-5: Endenergiebedarf zur Wohngebäude- Wärmeversorgung nach Technik und Szenarien	199
Abbildung 5-6: Kapazitätsplanung der Wärmeerzeugung nach Wärmeerzeugertypen und Szenarien.....	200
Abbildung 5-7: Direkte und indirekte CO ₂ -Emissionen zur Wärmeversorgung von Wohngebäuden nach Szenarien	201
Abbildung 5-8: Bruttostromerzeugung nach Kraftwerkstechnologie und Szenarien	207
Abbildung 5-9: Kapazitätsplanung der Elektrizitätserzeugung nach Kraftwerkstechnologie und Szenarien	208
Abbildung 5-10: Direkte fossile CO ₂ -Emissionen des Elektrizitätssektors nach Energieträger und Szenarien	211
Abbildung 5-11: Kapazitäten fluktuierender erneuerbarer Elektrizitätserzeugungstechniken im Vergleich zur elektrischen Kapazität von Wärmepumpentechniken in der Wärmeversorgung von Wohngebäuden nach Szenarien	212
Abbildung 5-12: Vergleich der Kapazitäten von Mikro-KWK-Anlagen mit anderen Spitzenlast- Techniken nach Szenarien	213
Abbildung 5-13: Entwicklung thermischer Kapazitäten von Mikro-KWK und Wärmepumpen-Techniken	

sowie thermischer und elektrischer Speicherkapazitäten nach Szenarien.....	215
Abbildung 5-14: Technikeinsatz in der Wohngebäude- Wärmeversorgung und der Elektrizitätsversorgung auf nationaler Ebene am Beispiel einer Typwoche („Frühling“) im Szenario 1b im Jahr 2030.....	218
Abbildung 5-15: Reduktion des nicht erneuerbaren Primärenergieverbrauchs als Kombination aus Endenergieeinsparung und Einsatz erneuerbarer Energieträger gemessen an der Reduktion des mittleren nicht-erneuerbaren Primärenergiefaktors in den Szenarien 1a bis 2b dieser Arbeit im Vergleich zu den Szenarien der <i>Energieeffizienzstrategie Gebäude</i> der Bundesregierung.....	229
Abbildung 6-1: Überblick über den <i>POPART</i> -Modellansatz.....	235
Abbildung 6-2: Schematischer Vergleich des Falls der im <i>POPART</i> -Modell realisierten Abbildung investitionsabhängiger Ausgaben unter vereinfachter Berücksichtigung kapazitätsabhängiger Größendegressionseffekte (GDE) mit dem Fall ohne deren Berücksichtigung sowie Vergleich mit einer beispielhaften, degressiven Richtpreis-Kapazitäts-Funktion.....	243
Abbildung 6-3: Investitionsabhängige Ausgaben für Mikro- KWK-Anlagen in Abhängigkeit der Kapazität für verschiedene Größenordnungen.....	275
Abbildung 6-4: Investitionsabhängige Ausgaben für Wärmepumpenanlagen in Abhängigkeit der Kapazität für verschiedene Größenordnungen.....	277
Abbildung 6-5: Investitionsabhängige Ausgaben für Gaskessel in Abhängigkeit der Kapazität für verschiedene Größenordnungen; zur Definition der fünf Typgebäude <i>Tg1</i> bis <i>Tg5</i> siehe Abschnitt 7.1.1.....	278
Abbildung 6-6: Beispielhafter Zusammenhang zwischen Anzahl erreichbarer Zyklen nach Entladetiefe je Zyklus im Verhältnis zur nominellen Speicherkapazität	281

Abbildung 6-7: Typische Preise sowie abgeleitete Annahmen zu investitionsabhängigen Ausgaben, je spezifisch (in €/kWh _{th}) und absolut (in €) sowie jeweils bei Temperaturspreizungen von 20 K (markiert mit blauen Quadraten), 30 K (grüne Rauten) und 40 K (rote Dreiecke).....	287
Abbildung 6-8: Üblicher Preis bzw. KWK-Index im Zeitraum 2005 bis 2014	290
Abbildung 6-9: Investitionszuschuss nach Mini-KWK-Richtlinie, Investitionen nach ASUE (2014), Restinvestitionen mit in Abzug gebrachtem Zuschuss, Förderanteil an der Gesamtinvestition	293
Abbildung 6-10: EEG-Umlagezahlungen für Selbstverbrauch bei Kleinanlagen	297
Abbildung 6-11: Für <i>POPART</i> verwendete normierte elektrische und thermische Lastprofile	301
Abbildung 7-1: Entwicklung der Haushaltspreise für Endenergieträger Elektrizität und Erdgas über zehn Jahre nach Verbrauchsbändern in Megawattstunden	312
Abbildung 7-2: Beispielhafte Laufzeit des <i>POPART</i> -Modells nach Typgebäuden (<i>Tg1</i> bis <i>Tg5</i>), Preisszenarien (<i>PrC</i> , <i>PrG</i> , <i>PrS</i>) und Varianten (<i>Vr1</i> , <i>Vr2</i> , <i>Vr3</i>)	318
Abbildung 7-3: Einsatzplanung elektrischer (oben) und thermischer (unten) Kapazitäten beispielhaft in einer Periode von zwei Wochen.....	325
Abbildung 7-4: Gegenüberstellung von Elektrizitäts-Gestehung (<i>G</i>) und Verwendung (<i>V</i>) in den Varianten <i>Vr1</i> (mit Optionen lokaler Erzeugung) in drei Preisszenarien mit Variante <i>Vr3</i> (Ausschluss lokaler Erzeugung, Referenzversorgung) beispielhaft für Typgebäude <i>Tg4</i>	326
Abbildung 7-5: Eigenerzeugungsquote und Eigenverbrauchsquote in Variante <i>Vr1</i> nach Preisszenarien (<i>PrC</i> , <i>PrG</i> , <i>PrS</i>) und Typgebäuden (<i>Tg1</i> bis <i>Tg5</i>).....	328
Abbildung 7-6: Barwerte der Zahlungsreihen der Ausgaben (Abk. <i>A</i> , in der Legende die unteren Posten), Einnahmen (<i>E</i> ,	

in der Legende die oberen Posten) und der entsprechend saldierten Ausgaben in den Varianten <i>Vr1</i> , <i>Vr2</i> und <i>Vr3</i> , in den Preisszenarien <i>PrC</i> , <i>PrG</i> und <i>PrS</i> am Beispiel des Typgebäudes <i>Tg4</i>	330
Abbildung 7-7: Mittlere spezifische saldierte Elektrizitätsausgaben in den fünf Typgebäuden <i>Tg1</i> bis <i>Tg5</i> in den drei Preisszenarien <i>PrC</i> , <i>PrG</i> , <i>PrS</i> in Variante <i>Vr1</i> im Vergleich zu den Referenzvarianten <i>Vr2</i> und <i>Vr3</i>	334
Abbildung 7-8: Direkte, indirekte und verdrängte CO ₂ - Emissionen aus der dezentralen Wärme- und Elektrizitäts- Erzeugung bzw. Versorgung in Variante <i>Vr1</i> und Vergleich mit der Referenzversorgung in Variante <i>Vr3</i> am Beispiel von Typgebäude <i>Tg4</i>	337
Abbildung 8-1: Bewohnte Eigentümerwohnungen und Mietwohnungen in Deutschland nach Anzahl Wohneinheiten pro Gebäude, Baualter und Art der Nutzung	344
Abbildung A-1: Treibhausgas-Emissionen in Deutschland im Zeitraum 1990 bis 2016 nach Sektoren	489
Abbildung A-2: Barwerte der Zahlungsreihen der Ausgaben (Abk. <i>A</i>), Einnahmen (<i>E</i>) und der entsprechend saldierten Ausgaben in den Varianten <i>Vr1</i> , <i>Vr2</i> und <i>Vr3</i> , in den Preisszenarien <i>PrC</i> , <i>PrG</i> und <i>PrS</i>	490
Abbildung A-3: Erläuterung s. Abbildung A-2.....	491
Abbildung A-4: Erläuterung s. Abbildung A-2.....	491
Abbildung A-5: Erläuterung s. Abbildung A-2.....	492
Abbildung A-6: Erläuterung s. Abbildung A-2.....	492
Abbildung A-7: Elektrizitäts-Gestehung und Verwendung in Typgebäude <i>Tg1</i> in den Varianten <i>Vr1</i> und Vergleich mit Variante <i>Vr3</i>	493
Abbildung A-8: Erläuterung s. Abbildung A-7.....	494
Abbildung A-9: Erläuterung s. Abbildung A-7.....	494
Abbildung A-10: Erläuterung s. Abbildung A-7.....	495
Abbildung A-11: Erläuterung s. Abbildung A-7.....	495

Abbildung A-12: Direkte, indirekte und verdrängte CO ₂ - Emissionen aus der dezentralen Wärme- und Elektrizitäts- Erzeugung bzw. Versorgung in Variante <i>Vr1</i> und Vergleich mit der Referenzversorgung in Variante <i>Vr3</i>	496
Abbildung A-13: Erläuterung und Legende s. Abbildung A-12.....	497
Abbildung A-14: Erläuterung und Legende s. Abbildung A-12.....	497
Abbildung A-15: Erläuterung und Legende s. Abbildung A-12.....	498
Abbildung A-16: Erläuterung und Legende s. Abbildung A-12.....	498
Abbildung A-17: Vergleich der Annahmen zu Brennstoffkosten bei der Elektrizitätserzeugung aus Braunkohle in der Literatur und dieser Arbeit.....	499

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1: Ausgewählte quantitative Ziele der Bundesregierung mit Bezug auf die Sektoren Energiewirtschaft und Gebäude, zeitliche Staffelung und Status Quo.....	15
Tabelle 2-2: Wohngebäude und flächenspezifischer Endenergieverbrauch nach Baualter	23
Tabelle 2-3: Statistik und Szenarien des Ausbaus der Kapazitäten erneuerbarer Elektrizitätstechniken in Deutschland in GW_{el} (vgl. Fehrenbach et al. 2014 S. 264).....	40
Tabelle 2-4: Vergleich theoretischer und technisch nutzbarer Potenziale für Laststeuerung nach verschiebbarer Leistung (und in Klammern die jährlich verschiebbare Energie in).....	47
Tabelle 2-5: Zusammenfassung der EEG-Umlagebelastung für verschiedene Versorgungsfälle nach EEG 2012, 2014 und 2017 mit Fokus auf die Photovoltaik.....	58
Tabelle 2-6: Absatz von Wärmepumpen in Deutschland im Jahr 2017	67
Tabelle 3-1: Stand der Forschung und Anforderungen an den zu entwickelnden Ansatz	124
Tabelle 4-1: Vergleichende Charakterisierung ausgewählter Modellgeneratoren	140
Tabelle 4-2: Übersicht über die Abbildung von Bestandskraftwerken	145
Tabelle 4-3: Technisch-wirtschaftliche Annahmen zu Zubauoptionen basierend auf fossilen Energieträgern.....	146
Tabelle 4-4: Technisch-wirtschaftliche Annahmen zu Bestandskapazitäten und Zubauoptionen basierend auf erneuerbaren Energieträgern, Zahlen für Zubauoptionen beziehen sich auf das Jahr 2020.....	147

Tabelle 4-5: Übersicht über Literaturangaben zu Pumpspeicherkapazitäten in Deutschland nach Höhe der Angabe	149
Tabelle 4-6: Kennzahlen zu Gebäudegrößenklassen nach Destatis (2013).....	161
Tabelle 4-7: Spreizung der Verbrauchskennzahlen für vier Gebäudetypen in Kilowattstunden pro Quadratmeter und Jahr	165
Tabelle 4-8: Übersicht über technisch-wirtschaftliche Annahmen zur Wärmeerzeugertypologie	167
Tabelle 4-9: Annahmen zu elektrischen Wirkungsgraden η_{el} , thermischen Nutzungsgraden η_{th} sowie der Stromkennziffern σ von verbrennungsmotorischen Mikro-BHKW	167
Tabelle 4-10: Durchschnittliche gebäudebezogene Jahresheizenergiebedarfe nach Gebäudegrößen- und Verbrauchsklassen in Megawattstunden pro Gebäude	169
Tabelle 4-11: Zuordnung von Nachfrageklassen zu Leistungsklassen.....	171
Tabelle 4-12: Definition von Leistungsklassen für Mikro-KWK-Anlagen; die Angaben beziehen sich auf das Basisjahr 2010.....	172
Tabelle 4-13: Zuordnung von Typotechniken zu Nachfrageklassen; ein Haken zeigt die modellierte Zulässigkeit der Versorgung an	172
Tabelle 4-14: Zusammenfassung des vorgestellten Ansatzes <i>THP</i> und Vergleich mit <i>THP-MIP</i> nach Merkel (2016 S. 69ff) anhand ausgewählter Merkmale	183
Tabelle 5-1: Zusammenfassung der Ausrichtung des Szenarienrahmens	187
Tabelle 5-2: Vergleich der Zertifikatspreisannahmen mit den entsprechenden Energieträgerpreisannahmen für den Elektrizitätssektor nach Varianten.....	191
Tabelle 5-3: Zusammenfassung der Annahmen zur Entwicklung von Modellparametern nach Szenarien.....	197

Tabelle 5-4: Abweichende Zuordnungen im Projektionsbericht der Bundesregierung (2017) und im Klimaschutzplan 2050 (BMU 2016)	221
Tabelle 5-5: Vergleich der Angaben des Klimaschutzplans 2050 (BMU 2016 S. 8) und des Projektionsberichts der Bundesregierung (2017 S. 30, d.h. das ambitioniertere Szenario <i>MWMS</i>) durch Korrektur um die energiebedingten Emissionen der Landwirtschaft	222
Tabelle 5-6: Ableitung relevanter Anteile an den Emissionszielen nach Handlungsfeldern des Klimaschutzplans für 2030 (BMU 2016) für den Vergleich mit Ergebnissen des <i>THP</i> -Modells im Verhältnis der Emissionen im Jahr 2015 nach nationalem Inventarbericht (Strogies und Gniffke 2017) und eigenen Annahmen	224
Tabelle 5-7: Zusammenfassung der von den Zielvorgaben des Klimaschutzplans (BMU 2016) abgeleiteten Ziele für den Bilanzraum des <i>THP</i> -Modells für die Jahre 2030 und 2050.....	225
Tabelle 5-8: Vergleich von Ergebnissen des <i>THP</i> -Modells mit klimapolitischen Zielen der Bundesregierung nach BMU (2016).....	225
Tabelle 5-9: Reduktion des nicht erneuerbaren Primärenergieverbrauchs als Kombination aus Endenergieeinsparung und Einsatz erneuerbarer Energieträger gemessen an der Reduktion des mittleren nicht-erneuerbaren Primärenergiefaktors in den Szenarien 1a bis 2b dieser Arbeit im Vergleich zu den Szenarien der <i>Energieeffizienzstrategie Gebäude</i> der Bundesregierung.....	231
Tabelle 6-1: Technisch-wirtschaftliche Charakterisierung der Technikoptionen anhand durch Haken gekennzeichnete Parameter	242
Tabelle 6-2: Übersicht abgebildeter energiepolitischer Instrumente und regulatorischer Rahmenbedingungen nach abgebildeten Technikoptionen und Rechtsgrundlagen.....	245

Tabelle 6-3: Im <i>POPART</i> -Modell verwendete Indizes und Indexmengen	246
Tabelle 6-4: Im <i>POPART</i> -Modell verwendete Parameter.....	247
Tabelle 6-5: Im <i>POPART</i> -Modell verwendete Variablen.....	249
Tabelle 6-6: Übersicht über Berechnung und Anwendung in der Zielfunktion verwendete Korrekturkoeffizienten.....	264
Tabelle 6-7: Beispielwerte zur Veranschaulichung in der Zielfunktion verwendeter Korrekturkoeffizienten am Beispiel von 2 % Preissteigerung, 10 Jahren Nutzungsdauer, 10 Jahren Laufzeit und 20 Jahren Betrachtungshorizont	264
Tabelle 6-8: Zusammenhänge bei der Bestimmung der EEG-Umlage-pflichtigen Strommengen	273
Tabelle 6-9: Vergleich der in Feldtests in Miara et al. (2011) sowie Auer und Schote (2008) ermittelten minimalen, durchschnittlichen und maximalen Jahresarbeitszahlen im Testfeld sowie Stichprobenumfang.....	277
Tabelle 6-10: Beispielhafte Rechnungen zu Batteriedegradation und Investitionen nach Fahrweise.....	282
Tabelle 6-11: Übersicht über Annahmen zu investitionsabhängigen Ausgaben nach generischer Technik; die jeweils obere Zahl gibt den installationsfixen, die jeweils untere den kapazitätsabhängigen Anteil an	288
Tabelle 6-12: Vergleich der in dieser Arbeit vorgestellten Modellansätze <i>THP</i> und <i>POPART</i>	304
Tabelle 6-13: Vergleich in <i>THP</i> und <i>POPART</i> abgebildeter Technikoptionen hinsichtlich Verortung und Art der Investitionsentscheidung.....	307
Tabelle 7-1: Thermische und elektrische Jahresbedarfe sowie Spitzenlasten in den fünf Typgebäuden <i>Tg1</i> bis <i>Tg5</i>	311
Tabelle 7-2: Annahmen zu Elektrizitäts- und Erdgas-Haushaltspreisen im Basisjahr in allen Szenarien und Varianten.....	313
Tabelle 7-3: Definition von Referenzvarianten <i>Vr2</i> und <i>Vr3</i>	315

Tabelle 7-4: Investitionsentscheidung in objektbasierte erneuerbare oder gekoppelte Wärme- und Elektrizitäts- Erzeugungs- und Speicher-Kapazitäten	322
Tabelle 7-5: Elektrische Eigenerzeugung und Eigenverbrauch nach Typgebäude und Preisszenario in Variante <i>Vr1</i>	327
Tabelle 7-6: Vergleich der Barwerte der Zahlungsreihen der mit den Einnahmen saldierten Ausgaben nach Typgebäuden, Preisszenarien und Varianten.....	332
Tabelle 7-7: Referenz-Wärmegestehungsausgaben als Ergebnis der Referenzvariante <i>Vr3</i> in Euro pro Kilowattstunde	334
Tabelle 7-8: Überblick über ausgewählte Ergebnisse des POPART-Modells in den Preisszenarien PrC, PrG, PrS für die Typgebäude Tg1 bis Tg5 in Variante <i>Vr1</i> ; CO ₂ -Emissionen im Vergleich zu <i>Vr3</i>	340
Tabelle 8-1: Szenarienvergleich zentraler Kenngrößen der Ergebnisse zur Elektrizitätserzeugung dieser Arbeit für das Jahr 2050 mit ausgewählten Szenarioanalysen im Auftrag der Bundesregierung.....	354
Tabelle A-1: Vergleich technisch-wirtschaftlicher Annahmen zum Neubau braunkohlegefeuerter Dampfkraftwerke in der Literatur und dieser Arbeit.....	499

Abkürzungsverzeichnis

Es werden folgende Abkürzungen verwendet:

AGFW	Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK (Arbeitsgemeinschaft für Wärme und Heizkraftwirtschaft)
ASUE	Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch (Interessensverband)
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BDH	Bundesverband der deutschen Heizungsindustrie
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BEE	Bundesverband Erneuerbare Energie
BGW	Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft (aufgegangen im BDEW)
BHKW	Blockheizkraftwerk
BKWK	Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung
BMU	Bundesumweltministerium
BMWi	Bundeswirtschaftsministerium
BSW	Bundesverband Solarwirtschaft
BWP	Bundesverband Wärmepumpe
CCS	Kohlenstoffdioxid-Abscheidung- und Speicherung (engl. <i>Carbon Capture and Storage</i>)
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
COP	Coefficient of performance (Bewertungskennzahl für Wärmepumpen)
CPLEX	Proprietäres Programmsystem zum Lösung von Optimierungsproblemen
DENA	Deutsche Energie-Agentur
DLR	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz, vgl. S. 483ff

EER	Energy Efficiency Ratio (Bewertungskennzahl für Wärmepumpen)
EEX	European Energy Exchange (Energiebörse)
EF	Eingabefeld (beim Mikrozensus)
EFH	Einfamilienhaus
EFOM	Energy Flow Optimisation Model
EIFER	Europäisches Institut für Energieforschung mit Sitz in Karlsruhe
ETSAP	Energy Technology Systems Analysis Program der IEA
EVU	Energieversorgungsunternehmen
FfE	Forschungsstelle für Energiewirtschaft
FhG	Fraunhofer-Gesellschaft
GAMS	General Algebraic Modeling System (proprietäre algebraische Modellierungssprache für mathematische Optimierungsprobleme)
GDX	Von GAMS verwendetes Datenformat, kurz für <i>GAMS Data Exchange</i>
Geb.	Gebäude
GGLP	Gemischt-ganzzahlige lineare Programmierung bzw. gemischt-ganzzahliges lineares Programm
GHD	Gewerbe-, Handels- und Dienstleistungssektor (tertiärer Wirtschaftssektor)
GMH	Großes Mehrfamilienhaus
GuD	Gas- und Dampf-Kraftwerk
HSPF	Heating Seasonal Performance Factor (Bewertungskennzahl für Wärmepumpen)
IEA	Internationale Energie-Agentur mit Sitz in Paris
IEKP	Integriertes Energie- und Klimaprogramm
IuK	Informationsverarbeitung und Kommunikation
JAZ	Jahresarbeitszahl
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau (Förderbank)

KIT	Karlsruher Institut für Technologie
KIT-IIP	Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion am KIT
KMH	Kleines Mehrfamilienhaus
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz, vgl. S. 483ff
LP	Lineare Programmierung bzw. lineares Programm
MARKAL	<i>MARKet ALlocation</i> -Energiesystemmodellierungsumgebung herausgg. von ETSAP
PERSEUS	Energiesystemmodellierungsumgebung entwickelt am KIT-IIP (<i>Programme Package for Emission Reduction Strategies in Energy Use and Supply</i>)
POPART	In dieser Arbeit entwickeltes Gebäudeenergiemodell (Optimierprogramm zur Wohngebäude-Energieversorgung, frz. <i>Programme d'Optimisation de l'Approvisionnement en Energie des Bâtiments Résidentiels</i>)
Pr	Preisszenario (in der Anwendung des <i>POPART</i> -Modells)
PV	Photovoltaik
RES	Referenzenergiesystem
SCOP	Seasonal Coefficient of Performance (Bewertungskennzahl für Wärmepumpen)
SCP	In Abschnitt 6.2 verwendete Abkürzung für den Eigenverbrauchszuschlag nach KWKG (für <i>self-consumption premium</i>)
SEER	Seasonal Energy Efficiency Ratio (Bewertungskennzahl für Wärmepumpen)
SPF	Seasonal Performance Factor (Bewertungskennzahl für Wärmepumpen)
SRU	Sachverständigenrat für Umweltfragen (Umweltrat)
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung, vgl. S. 483ff
StromStG	Stromsteuergesetz, vgl. S. 483ff
Tg	Typgebäude (in der Anwendung des <i>POPART</i> -Modells)

THG	Treibhausgas
THP	In dieser Arbeit entwickeltes Energiesystemmodell (<i>TIMES-HEAT-POWER</i>)
TIMES	Energiesystemmodellierungsumgebung herausgg. von <i>ETSAP (The Integrated MARKAL-EFOM System)</i>
UBA	Umweltbundesamt
UNFCCC	Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Kli- maänderungen
VDEW	Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke (aufgegangen im BDEW)
VDI	Verband Deutscher Ingenieure
VDN	Verband der Netzbetreiber
VKU	Verband kommunaler Unternehmen
Vr	(Referenz-) Variante (in der Anwendung des <i>POPART-</i> Modells)
WE	Wohneinheit
ZFH	Zweifamilienhaus
ZIV	Zentralinnungsverband (Bundesverband des Schornstein- fegerhandwerks)

1 Einleitung

1.1 Ausgangslage und Problemstellung

Der von Menschen verursachte Ausstoß von Kohlenstoffdioxid in die Atmosphäre ist der wichtigste Treiber der globalen Erderwärmung.¹ Mit einem Anteil von ca. 2 % an den globalen CO₂-Emissionen ist Deutschland der sechstgrößte Kohlendioxid-Emittent weltweit.² In Deutschland ist wie in den meisten Ländern der größte Teil des Kohlendioxidausstoßes energiebedingt, d.h. v.a. auf die Verbrennung fossiler Brennstoffe zurückzuführen. An den energiebedingten CO₂-Emissionen in Deutschland haben die Sektoren Energiewirtschaft und Haushalte mit zusammen 53 % einen großen Anteil³.

Die deutsche Bundesregierung hat sich daher zum Ziel gesetzt, die Treibhausgasemissionen Deutschlands bis zum Jahr 2050 ggü. dem Jahr 1990 um mindestens 80 % zu verringern.⁴ Dazu soll der Anteil erneuerbarer Energieträger am Bruttoendenergieverbrauch bis zum Jahr 2050 auf über 60 % sowie am Bruttostromverbrauch auf über 80 % steigen. Zugleich soll der Primärenergieverbrauch bis zum Jahr 2050 gegenüber dem Jahr 2008 halbiert werden. Im Gebäudesektor soll er im gleichen Zeitraum sogar um 80 % sinken. Dabei soll auf den Ausbau der Kernenergie verzichtet und ihre Nutzung bis zum Jahr 2022 vollständig beendet werden.

Die Umsetzung dieser Ziele erfordert eine grundlegende Transformation des deutschen Energiesystems: Aktuelle Szenarioanalysen des

¹ gefolgt von anderen Treibhausgasen mit größerem (spezifischem) Treibhauspotenzial aber deutlich geringerem Ausstoß wie Methan, Lachgas, diversen Kältemitteln oder anderen Stoffen (IPCC 2014 S. 58)

² Allerdings kommen die beiden größten Emittenten China und die Vereinigten Staaten von Amerika zusammen in den Jahren 2016 und 2017 auf ca. 44 % (BP 2018 S. 49).

³ Energiewirtschaft 42 % und Haushalte 12 % (BMW i 2018a S. 9, Angabe für das Jahr 2016)

⁴ BMW i (2018b)

Elektrizitätssystemen ergeben bspw. eine installierte Leistung von Windkraft und Photovoltaik im Jahr 2050 von zusammen bis zu 380 GW_e.⁵ Die Zielerreichung erfordert allerdings mehr als nur einen grundlegenden Umbau des Energieträgermixes. Der veränderte Energieträgermix impliziert eine Dezentralisierung von Teilen der elektrischen Erzeugungskapazitäten. Die fluktuierende Verfügbarkeit als charakteristische Eigenschaft der wichtigsten erneuerbaren Energieträger Wind und Solarstrahlung erfordert neben dem Aufbau geeigneter elektrischer Speicherkapazitäten eine stärkere Integration bestehender und zusätzlicher elektrischer Anwendungen in die Betriebsplanung des Elektrizitätssystems. Ist solches sog. Lastmanagement insbesondere im Industriesektor bereits im Einsatz,⁶ wird die verstärkte Ausweitung dieses Ansatzes im Zuge der Digitalisierung der Elektrizitätsinfrastruktur auf alle Energiebedarfssektoren in der aktuellen Literatur unter den Schlagworten *Flexibilität* durch *Sektorenkopplung* diskutiert.⁷

Ein wichtiger Energiebedarfssektor in Deutschland ist die Versorgung von Wohngebäuden mit Raumwärme und Warmwasser. Hierauf entfallen 22 % des gesamten Endenergiebedarfs in Deutschland im Jahr 2015.⁸ Mit ca. 70 % wird die Mehrheit davon derzeit durch die Verbrennung der fossilen Energieträger Heizöl und Erdgas in objektbasierten Heizkesseln⁹ gedeckt. Die Erreichung der Klimaziele im Wohngebäude-sektor erfordert daher eine geeignete Kombination von Energieeffizienzmaßnahmen mit einer Umstellung des Energieträgermixes zur verstärkten Nutzung erneuerbarer Energieträger. Neben der direkten Nutzung erneuerbarer Energieträger bspw. in Biomassekesseln oder

⁵ Dies stellt eine Zunahme um ca. 350 % im Vergleich zum Niveau des Jahres 2015 dar (vgl. Kirchner et al. 2016 S. 6f bzw. Abschnitt 2.2.4).

⁶ vgl. Apel et al. (2012 S. 27ff)

⁷ vgl. bspw. Kirchner et al. (2016). Unter der *Sektorenkopplung* wird in der Literatur allgemein eine ganzheitliche Verknüpfung aller Bereiche eines integrierten Energiesystems verstanden (vgl. Jansen und Sager-Klauß 2018 S. 6, Henning et al. 2017 S. 15, Lorenczik et al. 2018 S. 6, Acatech et al. 2017 S. 15, Ausfelder et al. 2017 S. 3). Dieser Arbeit betrachtet insbesondere die sektorenübergreifende Realisierung elektrischer Flexibilitätspotenziale besonders durch die Elektrifizierung thermischer Anwendungen sowie die Nutzung der Kraft-Wärme-Kopplung.

⁸ vgl. Abschnitt 2.2.1

⁹ d.h. in Einzel- oder Zentral-, aber nicht in Fernheizungen, vgl. Abschnitt 2.2.3

Solarthermieanlagen kommen hier die sektorengekoppelten objektbasierten Wärmeerzeuger *Wärmepumpen* und *Mikro-Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen* in Betracht. Durch diese lässt sich prinzipiell die Minderung des Treibhausgasausstoßes in der Wohngebäude-Wärmeversorgung mit der Integration erneuerbarer Elektrizitätstechniken in das Elektrizitätssystem verbinden und somit ein Beitrag zur Zielerreichung in beiden Sektoren leisten. Dabei lässt sich die Einlastung dieser Wärmeerzeuger in das Elektrizitätssystem durch dezentrale Wärmespeicherung zeitlich von der Wärmenutzung entkoppeln.

Die Transformation der Systeme der Elektrizitäts- und Wärmeversorgung der Wohngebäude ist mit beträchtlichen Ausgaben verbunden.¹⁰ Daher ist die ökonomische Bewertung sektorgekoppelter Wärmeversorgung sowie entsprechender Flexibilitätpotenziale unabdinglich. Dabei machen die vielfältigen Interaktion zwischen beiden Sektoren und die Transformation des Energiesystems einen geeigneten Modellansatz aus dem Bereich der Energiesystemanalyse erforderlich.

Eine eingehende Untersuchung des Stands der Forschung in diesem Bereich ergibt, dass bislang kein geeigneter Ansatz existiert, der die gleichzeitige Abbildung der beiden betreffenden Sektoren mit einem geeigneten langfristigen Planungskalkül aus gesamtwirtschaftlicher Perspektive und feingliedriger Erfassung der Dynamik in beiden Sektoren zur Untersuchung des Flexibilitätpotenzials von Mikro-KWK und Wärmepumpen in Wohngebäuden verbindet.¹¹

¹⁰ Henning und Palzer (2015 S. 44f) bzw. Acatech et al. (2017 S. 49ff) beziffern die kumulierten Mehrausgaben zur Erreichung der Klimaziele in Deutschland auf rund ein bzw. zwei Billionen Euro über den Zeitraum vom Jahr 2015 bzw. 2016 bis zum Jahr 2050. Dies entspricht ca. 30 bis 60 Milliarden Euro pro Jahr oder ca. 1 bis 2 % des Bruttoinlandsprodukts. Die Angaben unterliegen jedoch einer starken Abhängigkeit von den unterstellten Energieträgerpreispfaden sowie dem genau angesetzten Treibhausgasemissionsreduktionsziel. Schmidt et al. (2017 S. 177ff, 2012 S. 58ff) schlüsseln in einer ähnlichen Analyse, allerdings mit Bezug auf Baden-Württemberg, die Mehrausgaben nach Sektoren auf und unterscheiden nach Wärme- und Elektrizitätsversorgung; vgl. zudem Angaben in Haucap et al. (2016), Gerhardt et al. (2014a), Lorenczik et al. (2018 S. 102ff) sowie BMWi (2018b S. 133).

¹¹ vgl. Kapitel 3

1.2 Zielsetzung und Lösungsweg

Die Entwicklung und Anwendung eines Modellansatzes mit folgenden Eigenschaften ist daher Ziel und Inhalt dieser Arbeit:¹²

- a) gleichzeitige Abbildung der Systeme der Elektrizitätsversorgung sowie der objektbasierten Wärmeversorgung im Wohngebäude-sektor und disaggregierter Abbildung des Wohngebäudebestands;
- b) integriertes Kapazitäts- und Einsatzplanungskalkül mit normativer, gesamtwirtschaftlicher Perspektive, das geeignet ist, kurz- und langfristige Substitutionseffekte zwischen diesen beiden Sektoren zu berücksichtigen;
- c) feingliedrige Erfassung der Dynamik in Erzeugung bzw. Umwandlung, Speicherung und Verbrauch elektrischer und thermischer Energie bei gleichzeitig langfristiger Planungsperspektive bis zum Jahr 2050 mit geographischem Bezugsraum bzw. Systemgrenzen Deutschland;
- d) detaillierte Berücksichtigung der Flexibilität durch objektbasierte, elektrische Wärmepumpen und Mikro-KWK-Anlagen in Wohngebäuden durch thermische Speicherung.

Für diese Anforderungen eignen sich grundsätzlich optimierende Energiesystemmodelle auf Grundlage der linearen Programmierung,¹³ welche daher als mathematischer Ansatz gewählt wird.

Ergänzend zu dieser Analyse aus gesamtwirtschaftlicher Perspektive soll untersucht werden, inwiefern der regulatorische und energiepolitische Rahmen geeignete einzelwirtschaftliche Investitionsanreize für Akteure im Wohngebäudesektor zur Realisierung dieser Potenziale für Flexibilität durch Wärmepumpen und Mikro-KWK-Anlagen setzt, bzw. an welche Voraussetzungen die Realisierung derselben geknüpft ist. Hier existiert ebenfalls bislang kein Analyseinstrument, das die Abbildung der für die Untersuchung wichtigen technischen, wirtschaftlichen

¹² vgl. Abschnitt 3.3

¹³ vgl. Abschnitt 3.1

und regulatorischen Aspekte auf sich vereint.¹⁴ Daher wird ein entsprechendes dynamisches Analyseinstrument zur Entscheidungsunterstützung aus einzelwirtschaftlicher Perspektive entwickelt. Auch hier kommt ein Ansatz auf Grundlage der linearen Programmierung zum Einsatz, da sie für diese Klasse von Fragestellung geeignete Eigenschaften bietet.

Forschungsfragen

Basierend auf dem kombinierten Einsatz der beiden entsprechend entwickelten Ansätze sollen in dieser Arbeit die folgenden energiewirtschaftlichen Forschungsfragen beantwortet werden:

- I. Welche Entwicklung ist in der sektorgekoppelten Wärmeversorgung von Wohngebäuden aus gesamtwirtschaftlicher Perspektive anzustreben?
 - a) Wie groß ist das gesamtwirtschaftliche Potenzial von Mikro-KWK-Anlagen, Wärmepumpen sowie thermischen und elektrischen Speichern?
 - b) Welche Rolle nehmen diese Techniken im Gesamtgefüge der nationalen Elektrizitäts- und der Wohngebäude-Wärmeversorgung ein?
 - c) In welchem Ausmaß hängt dieses Potenzial von der Entwicklung der energiewirtschaftlichen und energiepolitischen Rahmenbedingungen sowie technisch-wirtschaftlicher Annahmen ab?
 - d) Welche Transformation erfahren dabei die Systeme der Elektrizitätserzeugung sowie der objektbasierten Wärmeversorgung von Wohngebäuden insgesamt?
- II. Welche Investitions- und Betriebsführungs-Entscheidungen sind in diesem Zusammenhang aus einzelwirtschaftlicher Perspektive empfehlenswert?

¹⁴ vgl. Abschnitt 3.3

- a) Setzt der regulatorische und energiepolitische Rahmen adäquate einzelwirtschaftliche Investitionsanreize zur Realisierung der gesamtwirtschaftlichen Potenziale?
- b) Welche Rolle kommt dabei Mikro-KWK-Anlagen, Wärmepumpen sowie thermischen und elektrischen Speichern zu?
- c) Welche Rahmenbedingungen und Anwendungsfälle beeinflussen die Investitions- und Betriebsführungsentscheidungen in besonderer Weise?

III. Welche Schlussfolgerungen erlaubt die Zusammenschau und integrierte Analyse beider Perspektiven im Kontext des aktuellen energiewirtschaftlichen und energiepolitischen Diskurses?

- a) In welchem Umfang besteht im Kontext der Transformation des Energieversorgungssystems in Deutschland ein wirtschaftliches Potenzial für elektrisches Lastmanagement in der objektbasierten Wärmeversorgung von Wohngebäuden?
- b) Welche Perspektiven ergeben sich zur Erreichung der energie- und klimapolitischen Ziele der Bundesregierung hinsichtlich der Reduktion des Ausstoßes von Treibhausgasen in den Elektrizitäts- und Wohngebäudesektoren sowie des Primärenergiebedarfs in Gebäuden?
- c) Welche Konzepte und Maßnahmen sind zur Realisierung des wirtschaftlichen Potenzials für elektrisches Lastmanagement in der objektbasierten Wärmeversorgung von Wohngebäuden sowie zur Erreichung der im Vorsatz genannten Ziele zu empfehlen bzw. weiter zu untersuchen?

Übersicht der Arbeit

Als Lösungskonzept zur Erreichung der oben beschriebenen Zielsetzung und zur Beantwortung der Forschungsfragen wird wie folgt vorgegangen (vgl. Abbildung 1-1).

Kapitel 2 erarbeitet zunächst die für die weitere Arbeit relevanten energiepolitischen, energiewirtschaftlichen und energietechnischen Grundlagen und Rahmenbedingungen, insbesondere das Zielsystem der

Energie- und Klimapolitik der Bundesregierung, die Struktur der Wärmeversorgung des Wohngebäudesektors, die Potenziale für Flexibilität und Lastmanagement, relevante regulatorische Rahmenbedingungen sowie Aspekte der sektorgekoppelten Wärmeerzeuger-Techniken Wärmepumpen und Mikro-KWK.

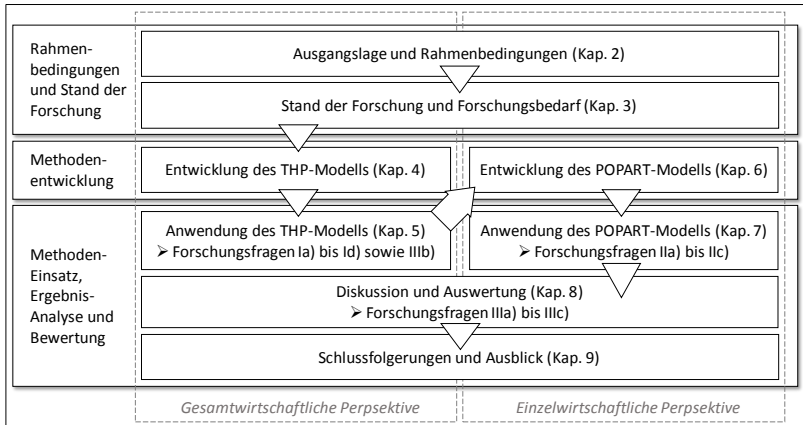


Abbildung 1-1: Veranschaulichung des Vorgehens zur Umsetzung des Lösungskonzepts und jeweils adressierte Forschungsfragen

Kapitel 3 beginnt mit einer Einführung in den methodischen Rahmen der Arbeit, untersucht anschließend den Stand der Forschung und legt dabei besonderes Augenmerk auf methodische Aspekte, identifiziert den verbleibenden Forschungsbedarf, leitet die Anforderungen an den zu entwickelnden Ansatz ab und grenzt den Untersuchungsrahmen näher ein.

Kapitel 4 beschreibt darauffolgend die Entwicklung und Umsetzung des *THP*-Modells¹⁵ der Elektrizitäts- und Wohngebäude-Sektoren mit langfristigem Planungskalkül aus gesamtwirtschaftlicher Perspektive als lineares Programm. Das Kapitel umfasst insbesondere die Modellbil-

¹⁵ für *TIMES-HEAT-POWER*

derung und die Datenbasis sowie numerischen Annahmen zu beiden Teilsystemen der Elektrizitätsversorgung und der Wohngebäude-Wärmeversorgung. Danach werden teilsystemübergreifende Aspekte und das Vorgehen zur integrierten Abbildung beider Teilsysteme dargestellt.

Anschließend wird in **Kapitel 5** das *THP*-Modell zur Anwendung gebracht. Dazu wird zunächst ein geeigneter Szenarienrahmen entwickelt. Auf Grundlage der Szenarienergebnisse wird die Entwicklung des Wärmesystems der Wohngebäude und des Elektrizitätssystems skizziert und das gesamtwirtschaftliche Potenzial für Lastmanagement und flexible Erzeugung in Wohngebäuden ermittelt. Abschließend werden die Modellergebnisse auf die energie- und klimapolitischen Ziele der Bundesregierung bezogen. In diesem Kapitel werden somit die Forschungsfragen Ia) bis Id) sowie IIIb) adressiert.

Zur Ergänzung der vorausgehenden Analysen wird in **Kapitel 6** das *POPART*-Modell¹⁶ zur Entscheidungsunterstützung und Analyse der Entscheidungssituation aus einzelwirtschaftlicher Perspektive auf Einzelgebäudeebene mit mittelfristigem Planungshorizont als gemischt-ganzzahliges lineares Programm entwickelt. Das Kapitel erläutert die Modellgleichungen, die Datenbasis, numerische Annahmen sowie die Auswahl und Abbildung relevanter regulatorischer Instrumente. Das Kapitel schließt mit einer tabellarischen Gegenüberstellung der beiden in dieser Arbeit entwickelten Modellansätze *THP* und *POPART*.

Das anschließende **Kapitel 7** beschreibt die Anwendung des *POPART*-Modells mit Fokus auf der Energieversorgung von Bestandsgebäuden. Der Analyserahmen wird durch mehrfache Anwendung des Modells auf mehrere Typgebäude in verschiedenen Szenarien der Energieträgerpreisentwicklung aufgespannt. Es folgt die Darstellung, Erläuterung und Einordnung der Ergebnisse aus der Anwendung des *POPART*-Modells. In diesem Kapitel werden die Forschungsfragen IIa) bis IIc) adressiert.

¹⁶ Optimierprogramm zur Wohngebäude-Energieversorgung, frz. *Programme d'Optimisation de l'Approvisionnement en Energie des Bâtiments Résidentiels*

In **Kapitel 8** werden die Ergebnisse und Erkenntnisse aus den vorangehenden Kapiteln, vor allem Kapitel 5 und 7, zu einer Zusammenschau verdichtet und ausgewertet sowie Antworten auf die im vorliegenden Abschnitt formulierten Forschungsfragen abgeleitet. Auf dieser Basis werden Handlungsempfehlungen für Akteure der Energiewirtschaft, Energiepolitik, Wohnungswirtschaft sowie für Heizgerätehersteller formuliert. Zudem werden diese Ergebnisse in den wissenschaftlichen, energiewirtschaftlichen und klimapolitischen Diskurs eingeordnet. Dabei konzentriert sich die Darstellung – komplementär zum methodischen Fokus in Kapitel 3 – auf quantitative Annahmen und Ergebnisse im Schrifttum sowie die Interpretationen und Positionierungen der jeweiligen Autoren. Nicht zuletzt werden die Ergebnisse dieser Arbeit einer kritischen Diskussion unterzogen und weiterer Forschungsbedarf identifiziert. Dieses Kapitel adressiert damit die Forschungsfragen IIIa) bis IIIc).

Kapitel 9 schließt mit einer Zusammenfassung der Arbeit, ihrer zentralen Schlussfolgerungen sowie einem Ausblick.

2 Ausgangslage und Rahmenbedingungen

Dieses Kapitel erarbeitet die für die weitere Arbeit relevanten energiepolitischen, energiewirtschaftlichen und energietechnischen Grundlagen. Abschnitt 2.1 beschreibt zunächst die Rahmendaten, den Status Quo, das Zielsystem der Energie- und Klimapolitik der Bundesregierung sowie ihre Strategie zur Transformation des Gebäudeenergiebedarfs in Deutschland. Abschnitt 2.2 geht dann näher ein auf die Struktur des Energiebedarfs des Wohngebäudesektors in Deutschland sowie des Systems zur Deckung seines Wärme- und Elektrizitätsbedarfs. Der darauffolgende Abschnitt 2.3 stellt die Grundlagen zu Potenzialen für Flexibilität und Lastmanagement vor. Abschnitt 2.4 geht dann auf relevante regulatorische Rahmenbedingungen ein. Eine kurze Einführung zu den für die Themensetzung zentralen, sektorgekoppelten Wärmeerzeugertechniken Wärmepumpen und Mikro-Kraft-Wärme-Kopplung gibt abschließend Abschnitt 2.5.

2.1 Ausgangssituation und Zielsystem deutscher Energie- und Klimapolitik

Dieser Abschnitt beschreibt den Kontext, den quantitativen Rahmen, den Status Quo und das entsprechende Zielsystem der Energie- und Klimapolitik der Bundesregierung sowie ihre Strategie zur Transformation der Wärmeversorgung von Wohngebäuden.

Ausgangslage: Treibhausgasemissionen in Deutschland

Der von Menschen verursachte Ausstoß von Kohlenstoffdioxid in die Atmosphäre ist hinsichtlich des absoluten Effekts der bedeutendste Treiber der globalen Erderwärmung, gefolgt von anderen Treibhausgasen

wie Methan, Lachgas, diversen Kältemitteln und anderen Stoffen.¹ Folglich wird das Treibhauspotenzial von Treibhausgasen häufig in CO₂-Äquivalenten in Megatonnen angegeben (bezogen auf einen Zeitraum von hundert Jahren). Im Rahmen des Berichterstattungsprozesses der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen (UNFCCC) stehen mit Strogies und Gniffke (2017) detaillierte Angaben zum deutschen Treibhausgasinventar im gemeinsamen Berichtsformat (CRF) der UNFCCC zur Verfügung.

Abbildung 2-1 stellt die CO₂-Emissionen in Deutschland aufgliedert nach Sektoren dar. Danach wurden bspw. im Jahr 2010 in Deutschland insgesamt 816 Mt_{CO2} ausgestoßen. Mit 785 Mt_{CO2} ist davon der überragende Teil energiebedingt, d.h. v.a. auf die Verbrennung fossiler Brennstoffe zurückzuführen.

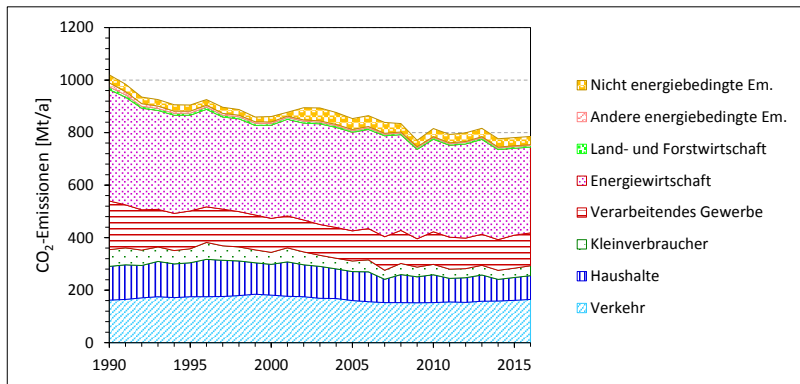


Abbildung 2-1: CO₂-Emissionen in Deutschland im Zeitraum 1990 bis 2016 nach Sektoren²

Der Gesamtausstoß an Treibhausgasen in CO₂-Äquivalenten liegt um ca. 14 % über diesem Niveau.³ Diese zum CO₂-Ausstoß zusätzlichen Treibhausgasemissionen sind zum allergrößten Teil nicht energiebedingt

¹ vgl. IPCC (2014 S. 58)

² eigene Darstellung nach Daten aus BMWi (2018a S. 9) und eigenen Berechnungen; analoges Schaubild für Treibhausgasemissionen s. Anhang

³ BMWi (2018a S. 10)

und entstehen in Industrieprozessen sowie der Landwirtschaft. In den für diese Arbeit relevanten Kategorien der Energiewirtschaft sowie der Haushalte sind die zusätzlichen Treibhausgasmengen mit in beiden Fällen ca. 1 % relativ gering. Anders ausgedrückt ist in diesen Bereichen das absolute Treibhauspotenzial anderer Treibhausgase dem des CO₂ deutlich untergeordnet. Aufgrund dieser Tatsache sind in diesen beiden Bereichen Angaben zu Emissionsmengen bzgl. CO₂ oder Treibhausgasen, ausgedrückt in CO₂-Äquivalenten, in erster Näherung vergleichbar.

Die Emissionsminderungsziele der deutschen Bundesregierung⁴ beziehen sich stets auf Gesamt-Treibhausgasmengen in CO₂-Äquivalenten.

Einordnung des Treibhausgasausstoßes in den globalen Kontext

Für das Jahr 2010 hat damit der Treibhausgas-Ausstoß in Deutschland von knapp einer Gigatonne CO₂-Äquivalenten pro Jahr einen Anteil von ca. 1,9 % am entsprechenden weltweiten Ausstoß von ca. 49 Gigatonnen CO₂-Äquivalenten pro Jahr.⁵ Das ist der siebthöchste Wert im weltweiten Vergleich (nach China, den Vereinigten Staaten von Amerika, Indien, Brasilien, Russland und Japan).⁶

Um die Ergebnisse der vorliegenden Arbeit auf die energie- und klimapolitischen Ziele der Bundesregierung beziehen zu können, befasst sich Abschnitt 5.2.4 eingehender mit der Struktur der Treibhausgasemissionsbilanz Deutschlands mit Fokus auf die Bereiche Gebäude und Energiewirtschaft.

Zielsystem deutscher Energie- und Klimapolitik

Die Energiepolitik der deutschen Bundesregierung richtet sich im Kontext der Energiepolitik der Europäischen Union sowie internationaler

⁴ s.u.

⁵ vgl. BMWi (2018a S. 9f), IPCC (2014 S. 5).

⁶ Hinsichtlich Kohlendioxid-Emissionen liegt Deutschland an sechster Stelle mit einem Anteil von 2,3 % an insgesamt 33,4 Gigatonnen (BP 2018 S. 49). Allerdings sehen – bei allen methodischen Herausforderungen einer solchen Bewertung – bspw. Matthews et al. (2014) den Beitrag des historischen Treibhausgas-Ausstoßes in Deutschland zum weltweiten Temperaturanstieg in absoluten Größen an sechster Stelle (hinter den Vereinigten Staaten, China, Russland, Brasilien und Indien), bezogen auf die Bevölkerung sogar an fünfter Stelle (hinter dem Vereinigten Königreich, den Vereinigten Staaten, Kanada und Russland).

Klimaschutzabkommen⁷ am übergeordneten Zieldreieck des *Umwelt- und Klimaschutzes* bzw. der Nachhaltigkeit, der *Versorgungssicherheit* sowie der *Wirtschaftlichkeit* bzw. moderater Energiepreise für Verbraucher und Industrie aus.

Insbesondere in dem im Jahr 2010 beschlossenen sog. *Energiekonzept* der Bundesregierung werden zur Verwirklichung bzw. Umsetzung dieser qualitativen Oberziele eine Reihe quantifizierter Zielvorgaben etabliert.⁸ Eine Übersicht über quantitative Ziele mit Bezug auf Gesamtdeutschland oder direktem Bezug zu den Sektoren Energiewirtschaft und Gebäude sowie Angaben zum Status Quo gibt Tabelle 2-1.

Eine übergeordnete Stellung nimmt dabei das Ziel ein, bis zum Jahr 2050 die gesamten Treibhausgasemissionen in Deutschland im Vergleich zum Jahr 1990 um 80 % bis 95 % zu senken. Für diese Zielvorgabe sind Zwischenziele für die Jahre 2020 (-40 %), 2030 (-55 %) und 2040 (-70 %) definiert. Im Rahmen des sog. Klimaschutzplans 2050 definiert die Bundesregierung unter Federführung des BMU (2016) zusätzlich sektorspezifische Zielvorgaben für das Jahr 2030 in den Sektoren Energiewirtschaft, Gebäude, Verkehr, Industrie und Landwirtschaft.

Das Treibhausgasausstoßminderungsziel soll durch den Einsatz erneuerbarer Energien sowie einer Steigerung der Energieeffizienz in allen Bedarfssektoren erreicht werden. So wird für das Jahr 2050 ein Mindestanteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch von 60 % und mit Bezug auf elektrische Energie ein Mindestanteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch von mindestens 80 % als Ziel festgelegt. Für diese Ziele mit Zeithorizont 2050 werden ebenfalls entsprechende Zwischenziele für die Jahre 2020, 2030 und 2040 festgelegt.

In Bezug auf die Steigerung der Energieeffizienz wird eine Minderung des Primärenergieverbrauchs um 50 % sowie des Stromverbrauchs um

⁷ Da sich die Analysen der vorliegenden Arbeit auf die nationale Ebene beschränken, wird für einen Überblick und eine Einordnung der deutschen Politikziele in den Kontext internationaler politischer Klimaschutzbestrebungen und Abkommen auf BMWi (2018b S. 17ff) verwiesen.

⁸ vgl. BMWi und BMU (2010 S. 5) bzw. in aktueller Fassung BMWi (2018b S. 10)

25 % bis zum Jahr 2050 angestrebt. Mit Bezug auf den Gebäudesektor wird für das Jahr 2020 eine Reduktion des Wärmebedarfs um 20 % angestrebt sowie für das Jahr 2050 eine Reduktion des Primärenergiebedarfs um 80 %.

Tabelle 2-1: Ausgewählte quantitative Ziele der Bundesregierung mit Bezug auf die Sektoren Energiewirtschaft und Gebäude, zeitliche Staffelung und Status Quo⁹

Zielgröße	Bezugs- sektor	Bezugs- jahr	Zieljahr				Status Quo
			2020	2030	2040	2050	
<i>Treibhausgasemissionen</i>							
	gesamt	1990	-40 %	-55 %	-70 %	-80 %	-27 %
	Energiewirtschaft	1990	-	-61 %	-	-	-23 %
	Gebäude	1990	-	-66 %	-	-	-43 %
<i>Anteil erneuerbarer Energieträger am</i>							
Bruttoendenergieverbr.	alle	entf.	18 %	30 %	45 %	60 %	15 %
Bruttostromverbrauch	alle	entf.	35 %	50 %	65 %	80 %	32 %
<i>Minderung</i>							
Primärenergieverbr.	alle	2008	-20 %	-	-	-50 %	-7 %
Bruttostromverbrauch	alle	2008	-10 %	-	-	-25 %	-4 %
Primärenergiebedarf	Gebäude	2008	-	-	-	-80 %	-18 %
Wärmebedarf	Gebäude	2008	-20 %	-	-	-	-6 %

Die Definition der Bilanzgrenzen der Sektoren *Energiewirtschaft* und *Gebäude* ist dem Projektionsbericht der Bundesregierung (2017 S. 291f) zu entnehmen. Die Sektordefinitionen sind nicht identisch mit den in

⁹ Angaben für Treibhausgaseminderung in Energiewirtschaft und Gebäudesektor für das Jahr 2014 aus BMU (2016 S. 8) und eigenen Rechnungen; alle anderen Angaben für das Jahr 2016 entnommen aus BMWi (2018b S. 10). Bei Zielen mit Intervallangaben wird nur der niedrigere Wert angeführt. Die Ziele für den Anteil erneuerbarer Energieträger am Bruttostromverbrauch in den Jahren 2030 und 2040 spiegeln bereits zum Zeitpunkt der Niederschrift noch nicht gesetzlich beschlossene Vereinbarungen im Koalitionsvertrag zur Bildung der Bundesregierung zwischen CDU, CSU und SPD (2018) zur Erhöhung der Zielvorgaben wieder.

dieser Arbeit modellierten Bilanzräumen des Elektrizitätssystems und des Wärmesystems der Wohngebäude. Das Vorgehen, um trotzdem auf Grundlage der Ergebnisse dieser Arbeit die Aussichten zur Zielerreichung bewerten zu können, ist näher in Abschnitt 5.2.4 beschrieben.

Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie

Als ein Instrument zur Zielerreichung, insbesondere der Zwischenziele, war in der ursprünglichen, im September 2010 veröffentlichten Fassung des Energiekonzepts der Bundesregierung¹⁰ eine Verlängerung der im sog. Atomkonsens aus dem Jahr 2000 definierten Restlaufzeiten für Kernkraftwerke um durchschnittlich 12 Jahre vorgesehen.¹¹ Im Nachgang der Unfälle in japanischen Kernkraftwerken wurde im Jahr 2011 eine sofortige Stilllegung von sechs Kernkraftwerksblöcken beschlossen. Für die verbleibenden Blöcke wurde zudem ein – nicht nur gegenüber den Beschlüssen des Vorjahres, sondern auch gegenüber dem ursprünglichen sog. Atomkonsens des Jahres 2000 – deutlich vorgezogener Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie festgelegt. Alle anderen Beschlüsse und Ziele des Energiekonzepts wurden dabei unverändert beibehalten.

Zielvorgaben zur Nutzung der Kraft-Wärme-Kopplung

Zusätzlich zu den in Tabelle 2-1 aufgeführten Zielen bestand seit dem sog. integrierten Energie- und Klimaprogramm der Bundesregierung (2007 S. 9) das Ziel der „Verdopplung des Anteils von Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung bis 2020 auf etwa 25 %“, welches in der Folge im Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz verankert wurde.¹² Nachdem die Perspektiven zur Erreichung dieser Zielsetzung unter gegebenen Bedingungen in der Folge weithin kritisch beurteilt wurden, wurde mit der Novellierung des KWKG 2016 das zuvor auf die Gesamtnettostromerzeugung bezogene relative Ziel durch ein absolutes Mengenziel von 110 TWh_{el}/a bis zum Jahr 2020 sowie auf 120 TWh_{el}/a bis zum

¹⁰ vgl. BMWi und BMU (2010)

¹¹ dies. S. 15

¹² § 1 KWKG 2009, vgl. Abschnitt 2.4.1

Jahr 2025 ersetzt.¹³ Durch diese Änderung war mit Inkrafttreten des KWKG 2016 das Ziel für das Jahr 2020 bereits übertroffen und das Ziel für das Jahr 2025 nahezu erreicht. Tatsächlich betrug die Gesamtnettostromerzeugung im Jahr 2016 612 TWh_{el}, mit steigender Tendenz.¹⁴ Ein Viertel dieser Menge hätte 154 TWh_{el} anstatt der nunmehr angestrebten 110 TWh_{el} entsprochen.

Die Neudefinition der Zielvorgabe kommt also ihrer weitgehenden Rücknahme gleich. Nichtsdestoweniger ist festzuhalten, dass die KWK-Stromerzeugung (netto) im betreffenden Zeitraum von 87 TWh_{el}/a im Jahr 2007 um ca. 34 % auf 117 TWh_{el}/a im Jahr 2016 angestiegen ist. Während sich zur ursprünglich angestrebten Verdopplung bis zum Jahr 2020 eine große Zielerreichungslücke ergeben hätte, kann dennoch von einem deutlichen Ausbau in diesem Zeitraum gesprochen werden.

Strategie zur Transformation der Wohngebäude-Wärmeversorgung

Da es sich beim Gebäudesektor um einen wichtigen Energiebedarfssektor handelt,¹⁵ stellt die Bundesregierung in ihrer *Energieeffizienzstrategie Gebäude* (BMWi 2015a) ihre Ansätze und Szenarien zur Erreichung ihrer energie- und klimapolitischen Ziele für diesen Sektor vor. Die in BMWi (2015a) enthaltenen quantitativen Analysen entstammen wissenschaftlicher Begleitforschung durch ein Forschungskonsortium, welche in Thamling et al. (2015) dokumentiert ist. Zentraler Gegenstand ist das Ziel, bis zum Jahr 2050 den nicht-erneuerbaren Primärenergiebedarf des Gebäudesektors gegenüber dem Jahr 2008 um 80 % zu reduzieren,¹⁶ d.h. von 4300 PJ im Jahr 2008 auf 860 PJ im Jahr 2050.¹⁷

Ein wesentliches Element der Analysen sowie ihrer graphischen Darstellung ist die Zerlegung der Zielerreichung in die beiden in Grenzen substituierbaren Ansätze *Reduktion des Endenergieverbrauchs* und

¹³ § 1 KWKG 2016

¹⁴ BMWi (2018a S. 22a)

¹⁵ vgl. Abschnitt 2.2.1

¹⁶ vgl. Tabelle 2-1

¹⁷ vgl. Thamling et al. (2015 S. 3)

Reduktion des mittleren nicht-erneuerbaren Primärenergiefaktors.¹⁸ Abbildung 2-2 stellt diesen Zusammenhang graphisch dar.

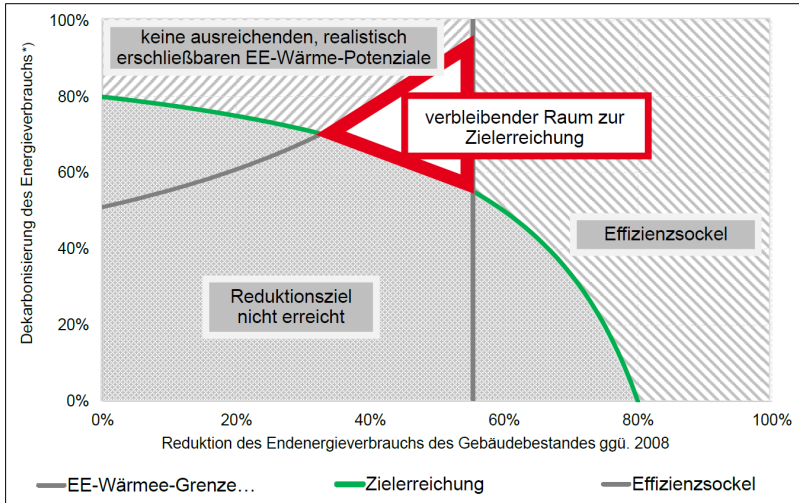


Abbildung 2-2: Zur Erreichung des Primärenergieverbrauchminderungsziels hinreichende Kombinationen aus Dekarbonisierung der Energieversorgung und der Reduktion des Endenergieverbrauchs¹⁹

Die Reduktion des *Endenergieverbrauchs* kann im Wesentlichen durch Effizienzsteigerung der Gebäudehülle durch energetische Sanierung, Ersatz- und Neubaumaßnahmen und zu einem geringen Grad durch eine Nutzungsgradsteigerung bei Wärmeerzeugern erreicht werden. Die Reduktion des mittleren nicht-erneuerbaren *Primärenergiefaktors* zielt vor allem auf Energieträgerwechsel.²⁰

Thamling et al. (2015 S. 17ff) verorten dabei die Energieszenarien einer Reihe relevanter Publikationen²¹ graphisch in Bezug auf die Ausprägung

¹⁸ vgl. Thamling et al. (2015 S. 5), BMWi (2015a S. 15)

¹⁹ Abbildung unverändert übernommen aus Thamling et al. (2015 S. 33)

²⁰ Vereinfachend könnte von nachfrage- und angebotsseitigen Maßnahmen gesprochen werden.

²¹ u.a. Bürger et al. (2016), Schlesinger et al. (2010, 2014), Repenning et al. (2015), Benndorf et al. (2013), Diefenbach et al. (2013) sowie Kirchner et al. (2009)

der beiden genannten Zielerreichungsansätze sowie in Bezug auf den Zielerreichungsgrad insgesamt. Sie leiten daraus zudem Schranken für die beiden genannten Ansätze ab, welche sich aus Dämmrestriktionen sowie begrenzten Potenzialen der Nutzung erneuerbarer Energieträger u.ä. ergeben.²² Diese Potenzialgrenzen sind ebenfalls in Abbildung 2-2 eingetragen.

Die Darstellungsweise in Abbildung 2-2 wird in Abschnitt 5.2.4 verwendet, um die Analysen dieser Arbeit zur Energieeffizienzstrategie Gebäude in Bezug zu setzen. In Kapitel 8 erfolgt ab S. 360 die entsprechende Auswertung und Diskussion.

2.2 Energiebedarfs- und Versorgungs-Struktur des Wohngebäudesektors in Deutschland

Wie im vorausgehenden Abschnitt 2.1 beschrieben, ist der Ausstoß von Treibhausgasen im Gebäudesektor im Wesentlichen energiebedingt. Daher und als Grundlage Modellierung des Wohngebäudesektors stellt der folgende Abschnitt die Strukturen des Energiebedarfs und der Versorgung dar. Zunächst setzt Abschnitt 2.2.1 den Energiebedarf zur Wärmeversorgung von Wohngebäuden ins Verhältnis zum Gesamtenergiebedarf in Deutschland. Anschließend stellt Abschnitt 2.2.2 den Aufbau, die quantitative Zusammensetzung und energetische Charakteristika des Wohngebäudebestands vor, sowie Abschnitt 2.2.3 entsprechend die Struktur des Systems seiner Wärmeversorgung. Abschließend präsentiert Abschnitt 2.2.4 den Status Quo der Elektrizitätsversorgung von Wohngebäuden und gibt einen Ausblick bis zum Jahr 2050.

2.2.1 Energiebedarf zur Wärmeversorgung von Wohngebäuden

Im Folgenden soll die Bedeutung des Energiebedarfs zur Wärmeversorgung von Wohngebäuden in die Struktur des Gesamtenergiebedarfs in Deutschland eingeordnet werden.

²² Thamling et al. (2015 S. 18-33)

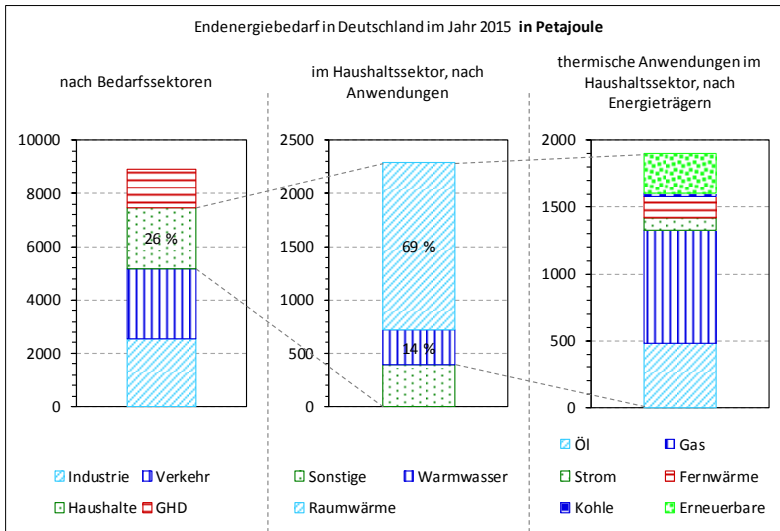


Abbildung 2-3: Endenergiebedarf in Deutschland im Jahr 2015 in Petajoule²³

Der in Wohngebäuden anfallende Energiebedarf wird unter der Bezeichnung *Haushalte* als einer von vier (End-)Energiebedarfssektoren geführt.²⁴ Auf den Haushaltssektor entfallen im Jahr 2015 mit 2302 PJ/a rund 26 % der insgesamt 8898 PJ/a Endenergiebedarf aller vier Sektoren zusammen.²⁵ Vom Endenergiebedarf des Haushaltssektors von 2302 PJ/a entfallen mit 1899 PJ/a rund 83 % auf die Bereitstellung von Raumwärme- und Warmwasser. Von diesen 1899 PJ/a entfallen 44 % auf den Endenergieträger Gas, 26 % auf Öl, 5 % auf Elektrizität, 9 % auf Fernwärme und 15 % auf (andere) erneuerbare Energieträger. Damit entfallen 71 % des Endenergiebedarfs für die Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser auf die direkte Verbrennung fossiler Brenn-

²³ eigene Darstellung nach Daten aus BMWi (2018a S. 5, S. 7a) sowie AGEb (2017)

²⁴ vgl. AGEb (2017), BMWi (2018a). Die anderen drei Bedarfssektoren sind der Industrie-, der Verkehrs- sowie der Gewerbe-, Handels- und Dienstleistungssektor (GHD-Sektor).

²⁵ vgl. Abbildung 2-3. Zusammen mit Verbrauch und Verlusten im Energiesektor, statistischen Differenzen sowie nichtenergetischem Verbrauch ergibt sich der gesamte Primärenergiebedarf in Deutschland im Jahr 2015 von insgesamt 13258 PJ.

stoffe. Auf die Raumwärme- und Warmwasser-Versorgung von Wohngebäuden entfallen also etwas mehr als ein Fünftel des gesamten Endenergiebedarfs in Deutschland.²⁶

2.2.2 Struktur des Wärmebedarfs von Wohngebäuden in Deutschland

Aufgrund des beträchtlichen Anteils der Wärmeversorgung von Wohngebäuden am Gesamtendenergiebedarf ist die Struktur des Wärmebedarfs des Wohngebäudebestands sowie des Systems zur entsprechenden Wärmeversorgung umfangreich erforscht und detailliert qualitativ und quantitativ dokumentiert.²⁷

Quantitative Charakterisierung des Gebäude- und Wohnungsbestands

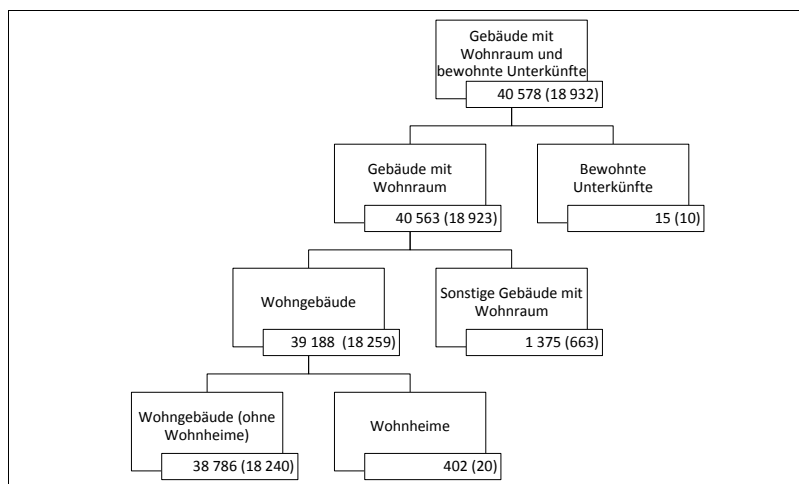


Abbildung 2-4: Systematik der Wohnungen in Gebäuden mit Wohnraum; Anzahlen in Tausend Wohnungen (in Tausend Gebäuden)²⁸

²⁶ nämlich 1899 PJ/a von 8898 PJ/a, d.h. 21,3 %

²⁷ vgl. Kähler et al. (2015); Koch (2016); Bigalke et al. (2018, 2016); Oschatz et al. (2016 S. 7ff); Kemmler et al. (2017); Loga et al. (2015); Thamling et al. (2015); Zentralinnungsverband (2018); Struschka et al. (2008); Destatis (2012, 2013, 2016, 2017a, 2017b); Diefenbach et al. (2010); Schätzl et al. (2007)

²⁸ eigene Darstellung nach Destatis (2013 S. 5)

Im Jahr 2011 gab es in der Bundesrepublik Deutschland 40,6 Millionen Wohnungen in 18,9 Millionen Gebäuden mit Wohnraum und bewohnten Unterkünften. Davon sind 18,2 Millionen Wohngebäude mit insgesamt 38,9 Millionen Wohnungen. Die Differenz entfällt jeweils auf Wohnheime, bewohnte Unterkünfte und sonstige Gebäude mit Wohnraum.²⁹ Die vorliegende Arbeit fokussiert sich auf Wohnungen in Wohngebäuden.

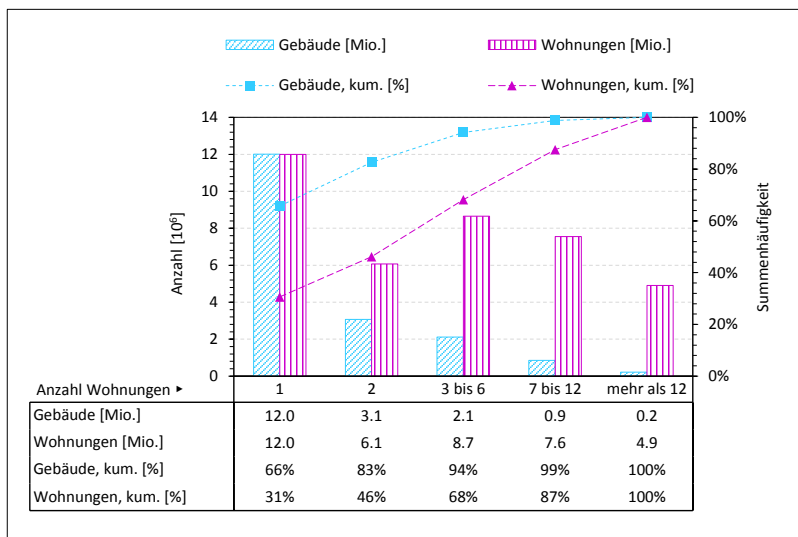


Abbildung 2-5: Anzahl Gebäude und Wohnungen in Deutschland³⁰

Mit ca. zwölf Millionen Wohnungen in Wohngebäuden entfällt ein Großteil von 31 % aller Wohnungen auf Wohngebäude mit einer Wohneinheit. Diese Gebäude, i.a. Einfamilienhäuser, machen (definitionsgemäß mit ebenfalls zwölf Millionen) ca. 66 % aller insgesamt 18,3 Millionen Wohngebäude aus. Mit Gebäuden mit bis zu sechs Wohnungen sind bereits 94 % aller Gebäude und 68 % aller Wohnungen erfasst. Auf ca.

²⁹ vgl. Abbildung 2-4; Destatis (2013)

³⁰ eigene Darstellung von Daten aus Destatis (2013 S. 6) für das Jahr 2011; für eine Darstellung nach Wohnflächen basierend auf einer eigenen Auswertung des Mikrozensus vgl. Abschnitt 4.4.4

0,2 Millionen Gebäude mit mehr als zwölf Wohnungen entfallen mit 1 % der Gebäude ca. 13 % der Wohnungen.³¹

Qualitative Charakterisierung des Gebäude- und Wohnungsbestands

Die thermischen Eigenschaften des Gebäudebestands weisen eine starke Abhängigkeit vom Baualter auf. Sie spiegeln deutlich die Kriegsfolgen in Form einer erhöhten Neu- und Ersatzbautätigkeit in der Zeit nach dem zweiten Weltkrieg wider. Diese Gebäude sind als Folge der Wohnraum- und Baumaterialknappheit in dieser Periode im Durchschnitt mit den schlechtesten Verbrauchskennwerten aller Baualterklassen ausgestattet.³² Im Kontext von Ölkrisen und Wärmeschutzverordnungen³³ verbessern sich die Energiekennwerte seit den späten Siebzigerjahrendes zwanzigsten Jahrhunderts erheblich.

Tabelle 2-2: Wohngebäude und flächenspezifischer Endenergieverbrauch nach Baualter³⁴

Baualterklassen		Anzahl Gebäude [10 ⁶]	Ø Endenergieverbrauch [kWh/(m ² a)]	Klassenbreite [a]	Summenhäufigkeit
von	bis				
entf.	1918	2,46	169	entf.	14 %
1919	1948	2,24	187	29	26 %
1949	1978	7,02	208	29	64 %
1979	1995	3,64	146	16	84 %
1996	2002	1,78	102	6	94 %
2003	2009	0,89	71	6	99 %
2010	2011	0,18	50	1	100 %
Summe		18,21			

Neuere Gebäude aus den vergangenen 15 Jahren zeichnen sich im Kontext der zunehmenden, in der Energieeinsparverordnung³⁵ geregelten Anforderungen im Durchschnitt durch signifikant bessere Energiekennwerte aus. Allerdings ist ihr Anteil am Gebäudebestand relativ gering.

³¹ vgl. Abbildung 2-5

³² vgl. Tabelle 2-2

³³ vgl. Abschnitt 2.4.1

³⁴ eigene Darstellung von Angaben aus BMWi (2015a S. 29f)

³⁵ EnEV, vgl. Abschnitt 2.4.1

Gewichtet mit ihren guten Energiekennwerten ist ihr Anteil am gesamten Endenergieverbrauch des Gebäudebestands in Deutschland sehr gering. So wurden seit der Einführung der ersten Energieeinsparverordnung im Jahr 2002 mit einer Million neuer Wohngebäude lediglich sechs Prozent des Gesamtbestandes errichtet,³⁶ während im Umkehrschluss 94 % der Wohngebäude vor Einführung der EnEV errichtet wurden.

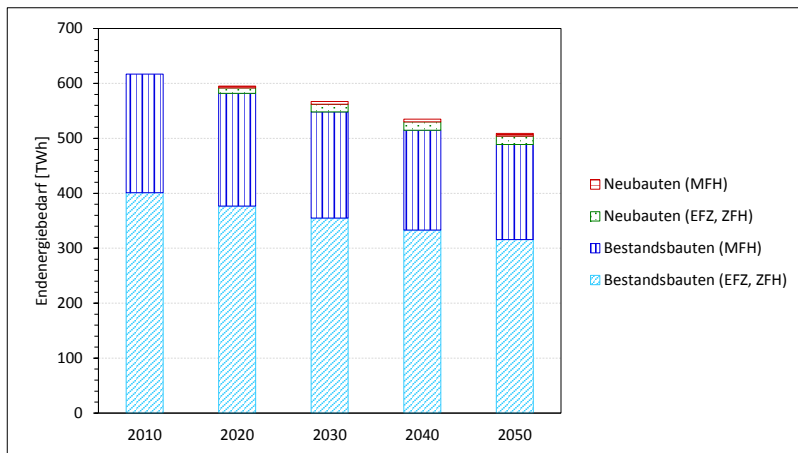


Abbildung 2-6: Endenergiebedarf neuer Wohngebäude (ab dem Jahr 2010) im Vergleich mit Bestandsbauten aus dem Zeitraum bis 2010³⁷

Daraus folgt, dass Neubauten sowohl mit Hinblick auf ihre Quantität sowie Qualität kein prioritäres Element einer zur ermittelnden Strategie zur Erreichung der energie- und klimapolitischen Ziele für den Wohngebäudesektor darstellen. Ebenfalls aufgrund vergleichsweise geringer Bestandszahlen, kombiniert mit niedrigen Bedarfen, besteht in Neubauten a priori ein vergleichsweise marginales Potenzial für elektrisches Lastmanagement. Diese Aussagen lassen sich Ergebnissen von McKenna et al. (2013) zufolge auch auf den Zeitraum bis 2050 übertragen.³⁸ Eine

³⁶ vgl. BMWi (2015a S. 29)

³⁷ eigene Darstellung von Ergebnissen aus McKenna et al. (2013 S. 84)

³⁸ vgl. Abbildung 2-6. Diesen Ergebnissen liegt ein Ansatz zur Projektion des Gebäudebestands zugrunde, basierend auf Annahmen zu Wohnflächen, Abriss-, Ersatz- und Neubaurate

detailliertere Betrachtung der Struktur und Eigenschaften des Wohngebäudebestands gibt Abschnitt 4.4 im Rahmen der Abbildung des Gebäudebestands in einem Energiesystemmodell.

2.2.3 Struktur der Wohngebäude-Wärmeversorgung in Deutschland

Die Wärmeversorgung von Wohngebäuden umfasst die Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser. Die Bereitstellung von Raumwärme ist Aufgabe von Heizungssystemen.³⁹ Sie lassen sich

- nach der Lage der Wärmeerzeuger in Einzel-, Zentral- oder Fern-Heizungen,
- nach dem Energieträger in Kohle-, Gas-, Öl-, Elektro- oder Umweltenergie⁴⁰-Heizungen,
- nach dem Wärmeträgermedium in Warmwasser-, Heißwasser-, Dampf- und Luft-Heizungen, sowie
- nach der Art der Wärmeabgabe in Konvektions-, Strahlungs-, Luft- und kombinierte Heizungen

unterscheiden.⁴¹

Bei den dezentralen Systemen, den sog. *Einzelheizungen*, befindet sich der Wärmeerzeuger in den zu beheizenden Räumen selbst. Beispiele traditioneller solcher Einzelfeuerstätten sind offene Kamine, Kachelöfen, eiserne Öfen oder Heizungsherde. Dominierende Energieträger sind hierbei Kohlebriketts und Scheitholz. Weiter hier zu nennen sind diverse Heizgeräte wie Öfen auf Basis von Öl oder Gas, elektrische Direktheizgeräte verschiedener Bauformen (ortsveränderlich, ortsfest,

ten (dies. S. 80), sowie ein Ansatz zur Projektion flächenbezogener Endenergiebedarfe basierend auf Annahmen zu vergangenen und zukünftigen Sanierungs-Tiefen und Wahrscheinlichkeiten (dies. S. 83). Um Unterschiede in Gebäudeeigenschaften und Flächenbedarfen zu erfassen wird dabei jeweils nach alten und neuen Bundesländern differenziert. Eine ausführlichere Beschreibung findet sich in Abschnitt 4.4.8.

³⁹ „Genauer gesagt besteht die Aufgabe darin, die Wärmeabgabe des menschlichen Körpers in der kalten Jahreszeit durch Erwärmung der Umgebung derart zu regulieren, dass sich ein Gleichgewicht zwischen Wärmeproduktion und Wärmeabgabe einstellt und der Mensch sich wärmephysiologisch behaglich fühlt“ (Recknagel et al. 2017 S. 679).

⁴⁰ Solar- oder Wärmepumpenheizungen

⁴¹ vgl. Recknagel et al. (2017 S. 680), Abbildung 2-7

Decken- oder Fußboden-Heizung) oder Speicherheizgeräte, sowie Holzpellet-Raumheizer.⁴²

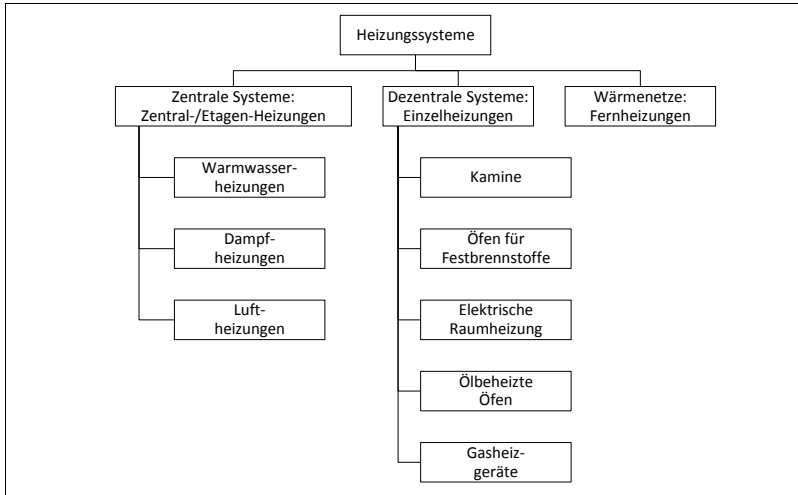


Abbildung 2-7: Typologie von Heizungssystemen⁴³

Hingegen ist bei *Zentralheizungen*, auch als *Sammelheizungen* bezeichnet, für sämtliche Räume eines Hauses nur ein Wärmeerzeuger bzw. ein zentrales System von Wärmeerzeugern vorhanden. Sie erfordern einen Wärmetransport in die zu beheizenden Räume, für welchen in Deutschland zumeist Warmwasser-basierte Systeme zum Einsatz kommen, obwohl auch solche auf Basis von Luft- oder Dampf existieren. Die Zentralheizung ist aufgrund zahlreicher Vorteile, vor allem im Hinblick auf Komfort und Umweltbelastung, die mit Abstand verbreitetste Bauform. *Etagenheizungen* sind wiederum mit einem Wärmeerzeuger pro Wohnung eine weniger zentralisierte Ausprägung der Sammelheizung.⁴⁴ Bei der *Fernheizung* ist der Wärmeerzeuger außerhalb der versorgten Gebäude situiert und versorgt gemeinsam mehrere Gebäude bis hin zu ganzen Stadtvierteln. Verbreitete Heißwasser-Fernwärme-Systeme mit

⁴² vgl. Recknagel et al. (2009 S. 602ff)

⁴³ eigene Darstellung angelehnt an Recknagel et al. (2017 S. 680)

⁴⁴ dies. S. 648ff

einer Vorlauftemperatur geringer als 110 °C entsprechen in der Bauart grundsätzlich einer großen Pumpenwarmwasserheizung.⁴⁵ Es existieren aber auch solche mit höheren Vorlauftemperaturen oder Dampf als Wärmeträgermedium.

Typabhängig umfassen Heizungssysteme neben dem eigentlichen Wärmeerzeuger auch weitere Komponenten zur Brennstofflagerung, Wärmetransport, Wärmeabgabe, Abgasabführung sowie Mess-, Steuer- und Regelgeräte.⁴⁶

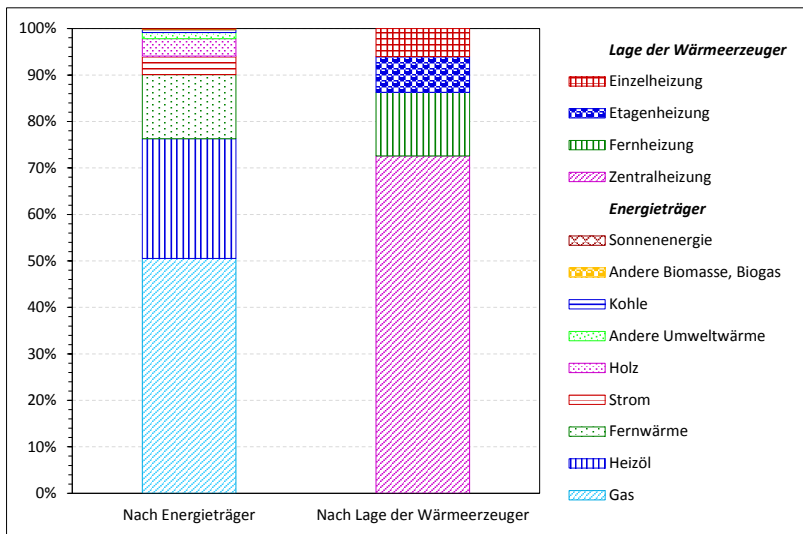


Abbildung 2-8: Verteilung der Heizsysteme nach Lage des Wärmeerzeugers und überwiegend verwendetem Energieträger in bewohnten Wohnungen⁴⁷

Abbildung 2-8 zeigt die Verteilung der Heizsysteme nach Lage des Wärmeerzeugers und überwiegend verwendetem Energieträger im bewohnten Wohnungsbestand.⁴⁸ Zentral- und Etagenheizungen sind mit

⁴⁵ dies. S. 721ff

⁴⁶ dies. S. 760ff

⁴⁷ eigene Darstellung von Daten aus Destatis (2016 S. 44f) für das Jahr 2014. Eine Allokation zwischen den beiden dargestellten Merkmalen erlauben die Quellenangaben nicht.

⁴⁸ Die Beheizungsstruktur leerstehender Wohnungen wird also hier vernachlässigt.

zusammen 80 % die häufigsten Heizsysteme, während Einzelheizungen nur in 6 % der Wohnungen überwiegen. Hinsichtlich der Energieträger dominieren mit zusammen 76 % die fossilen Energieträger Gas und Öl. Fernwärme und Elektrizität sind in 18 % der Wohnungen der überwiegende Energieträger, die restlichen Energieträger zusammen in ca. 6 %.

Abbildung 2-9 zeigt den Absatz von Wärmeerzeugern (ohne Fernwärme) in Wohngebäuden in Deutschland im Zeitraum der Jahre 2008 bis 2017. Zunächst stellt das dargestellte Marktwachstum über diesen Zeitraum tatsächlich eine Markterholung dar. So lag der entsprechende Absatz im Jahr 1998 noch bei ca. 970 000 Einheiten.⁴⁹

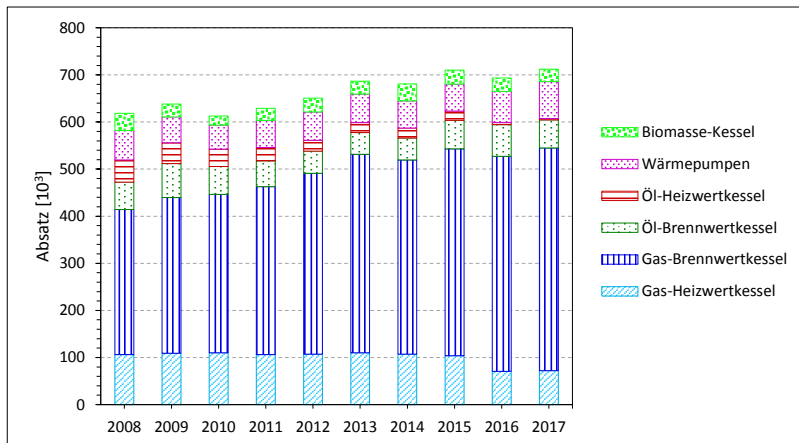


Abbildung 2-9: Absatz von Wärmeerzeugern (ohne Fernwärme) in Wohngebäuden in Deutschland im Zeitraum 2008 bis 2017⁵⁰

Die Absatzstruktur ist weitgehend stabil, mit einer graduellen Verschiebung von Öl- zu Gaskesseln und von Heizwert- zu Brennwert-Technik. Zwar waren Wärmepumpen im Jahr 2017 der Neubaustatistik zufolge

⁴⁹ Bigalke et al. (2016 S. 80)

⁵⁰ eigene Darstellung von Daten aus BDH (2018), Angaben aus Bigalke et al. (2016 S. 80) und eigenen Berechnungen. Eine Quelle mit nach Leistungsklassen differenzierten Absatzdaten ist dem Autor nicht bekannt.

der mit 42,8 % noch vor Gaskesseln am häufigsten in neuen Wohngebäuden eingesetzte Wärmeerzeugertyp.⁵¹ Aufgrund des insgesamt geringen Gewichts von Neubauten mit insgesamt ca. 119 000 genehmigten Wohngebäuden in diesem Jahr kommen Wärmepumpen trotzdem insgesamt nur auf einen Marktanteil von ca. 11 % an den abgesetzten Wärmeerzeugern.⁵² Das Verhältnis fossiler Techniken, mit ca. 85 %, zu Wärmepumpen und Biomassekesseln, mit zusammen ca. 15 %, ist folglich weitgehend konstant und reproduziert daher im Wesentlichen die in Abbildung 2-8 dargestellte Verteilung im Bestand.⁵³

2.2.4 Struktur der Elektrizitätsversorgung

Der folgende Abschnitt gibt einen Überblick über die Struktur der Elektrizitätsversorgung von Wohngebäuden. Da in Deutschland nahezu alle Wohngebäude über einen Elektrizitätsnetzanschluss verfügen,⁵⁴ kann die systemweite Elektrizitätsversorgung auch als das Elektrizitätsversorgungssystem der Wohngebäude aufgefasst werden. Dennoch können auch Aussagen zur Struktur der Elektrizitätserzeugung in bzw. auf Wohngebäuden selbst sowie des entsprechenden zukünftigen Potenzials getroffen werden. Die beiden wichtigsten Techniken der Elektrizitätserzeugung in Wohngebäuden in Deutschland stellen die Photovoltaik und die Mikro-KWK dar.

Im Folgenden wird zunächst der Status Quo der zentralen als auch der objektbasierten Elektrizitätsversorgung von Wohngebäuden dargestellt. Anschließend wird ein Ausblick bis zum Jahr 2050 gegeben und Anforderungen abgeleitet, die sich in diesem Zusammenhang ergeben.

Status Quo

Die Struktur des Einsatzes von Primär- und Sekundär-Energieträgern zur Elektrizitätserzeugung ist für den Zeitraum der Jahre 1990 bis 2016 in Abbildung 2-10 dargestellt. Im Jahr 2016 entfallen ca. 60 % auf die

⁵¹ BWP (2018b)

⁵² zur Absatzstruktur der Wärmepumpen vgl. Abschnitt 2.5.2

⁵³ vgl. Donnerbauer (2016)

⁵⁴ vgl. Weltbank (2018)

fossilen Energieträger Steinkohle, Braunkohle und Erdgas sowie jeweils 19 % auf Kernenergie und 19 % erneuerbare Energieträger. Hingegen entfielen im Jahr 1990 noch 67 % auf fossile, 31 % auf nukleare und 2 % auf erneuerbare Energieträger.

Bei der Interpretation ist zu beachten, dass die Energieträger Kernenergie, Wasserkraft, Windenergie und Solarenergie durch die Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen nach der sog. Wirkungsgradmethode bewertet werden. Dabei wird für die Kernenergie ein einheitlicher repräsentativer Wirkungsgrad von 33 % unterstellt, während für Wasserkraft, Wind- und Solarenergie 100 % unterstellt werden.

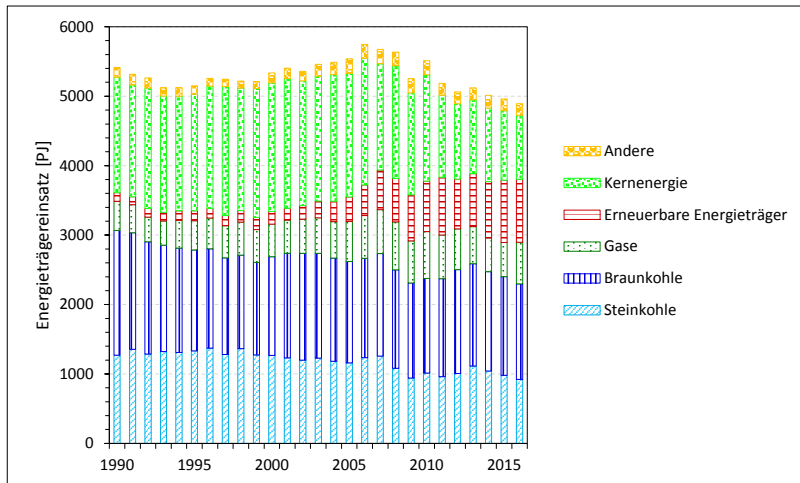


Abbildung 2-10: Struktur des Energieträgereinsatzes zur Elektrizitätserzeugung im Zeitraum der Jahre 1990 bis 2016⁵⁵

Stellt man die Bruttostromerzeugung nach Energieträgern dar (vgl. Abbildung 2-11), ergibt sich für den Zeitraum der Jahre 1990 bis 2017 folgendes Bild. Im Jahr 2017 entfallen ca. 50 % auf die fossilen Energieträger Steinkohle, Braunkohle und Erdgas sowie ca. 33 % auf die

⁵⁵ eigene Darstellung von Daten aus BMWi (2018a S. 23)

erneuerbaren Energieträger Wind- und Wasserkraft, Biomasse und Solarenergie. Die Kernenergie hat einen Anteil von 12 % an der Bruttostromerzeugung. Hingegen entfielen im Jahr 1990 noch 63 % auf fossile, 28 % auf nukleare und 4 % auf erneuerbare Energieträger.

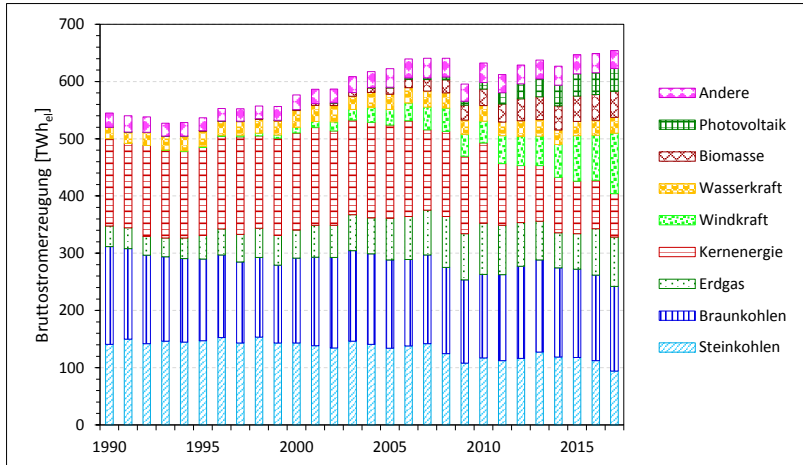


Abbildung 2-11: Bruttostromerzeugung nach Energieträgern im Zeitraum der Jahre 1990 bis 2017⁵⁶

Betrachtet man die installierte Bruttostromerzeugungskapazität nach Energieträgern (vgl. Abbildung 2-12) ergibt sich wiederum ein anderes Bild. Es zeigt sich, dass die installierte Bruttoleistung der fossilen Elektrizitätserzeugungskapazitäten, der Kernenergie und der Wasserkraft zusammen über den Zeitraum der Jahre 1991 mit 125 GW_{el} bis 2015 mit 108 GW_{el} leicht abgenommen hat. Hingegen hat die installierte Kapazität der erneuerbaren Elektrizitätstechniken Windkraft, Photovoltaik und Biomasse über den gleichen Zeitraum von 0,2 GW_{el} im Jahr 1991 auf 91,3 GW_{el} zugenommen. Insgesamt hat die installierte Kapazität damit über diesen Zeitraum von 126 GW_{el} im Jahr 1991 um 65 % auf 208 GW_{el} im Jahr 2015 zugenommen.

⁵⁶ eigene Darstellung von Daten aus BMWi (2018a S. 22)

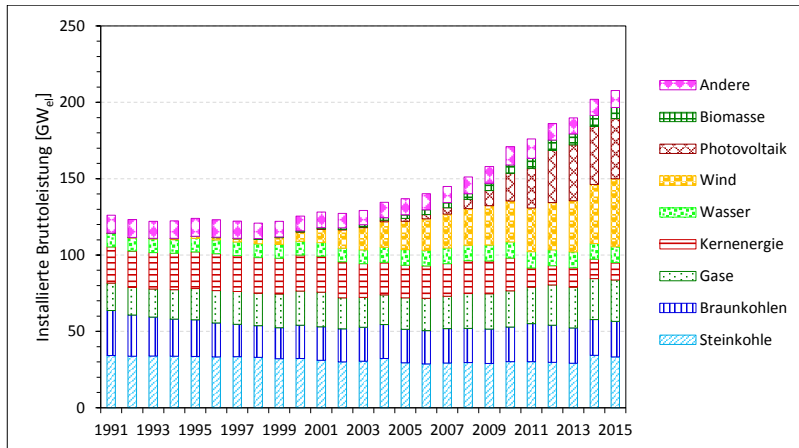


Abbildung 2-12: Installierte Bruttostromerzeugungskapazität nach Energieträgern im Zeitraum der Jahre 1991 bis 2015⁵⁷

Wohngebäudebasierte Elektrizitätserzeugung

Die beiden wesentlichen Techniken zur wohngebäudebasierten Elektrizitätserzeugung sind die Photovoltaik sowie die objektbasierte Kraft-Wärme-Kopplung. Hinsichtlich der Größenordnung der Nutzung ersterer Technik geben zunächst Daten der Bundesnetzagentur (2017b) Auskunft. Sie werden im Rahmen ihrer Aufgabe der Überwachung des bundesweiten EEG-Ausgleichsmechanismus zwischen Übertragung- und Verteilnetzbetreibern sowie Elektrizitätslieferanten von der Bundesnetzagentur erfasst und veröffentlicht. Die Daten enthalten Angaben über die auf Gebäuden installierten Anlagen nach Leistungsbändern. Unterstellt man eine mittlere Auslastung von ca. 900 Volllaststunden⁵⁸, lässt sich die Elektrizitätserzeugung abschätzen. Wie in Abbildung 2-13 dargestellt, entfallen von ca. 41 GW_p photovoltaischer Gesamtleistung ca. 30 GW_p auf Gebäude, während Freiflächenanlagen und andere Anlagentypen nur ca. 10 GW_p ausmachen. Bei den Gebäuden entfallen wiederum ca. 16 GW_p auf die beiden kleinsten Anlagenkategorien mit einer

⁵⁷ eigene Darstellung von Daten aus BMWi (2018a S. 22)

⁵⁸ vgl. R2B (2017 S. 96)

Leistung von bis zu 40 kW_p mit einer geschätzten Elektrizitätserzeugung von ca. 15 TWh_{el}/a. Es kann davon ausgegangen werden, dass ein Großteil dieser Leistung bzw. Stromerzeugung auf Wohngebäude entfällt.

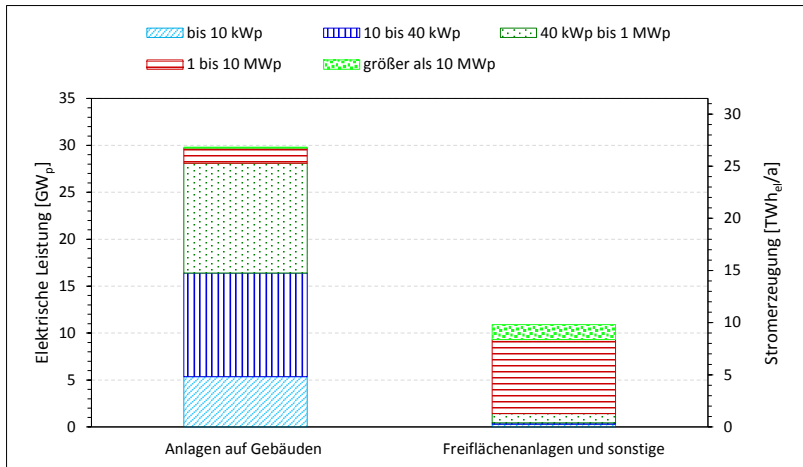


Abbildung 2-13: Installierte Leistung und Elektrizitätserzeugung photovoltaischer Anlagen in Deutschland im Jahr 2016 nach Anlagengröße und Anlagentyp⁵⁹

Bislang beträgt der Eigenverbrauch photovoltaisch erzeugter Strommengen rund 2 TWh_{el}/a.⁶⁰ Dies liegt u.a. daran, dass aufgrund der hohen EEG-Einspeisetarife für Anlagen mit Inbetriebnahme bis 2009 Vollein- speisung attraktiver ist. Für Anlagen ab in etwa dem Jahr 2012 kann da- von ausgegangen werden, dass ca. ein Drittel der Elektrizitätserzeugung eigenverbraucht und der Rest in das Netz eingespeist wird.⁶¹ Damit wird der Anteil volleinspeisender Installationen künftig sinken. Obwohl in

⁵⁹ eigene Darstellung von Daten der Bundesnetzagentur (2017b S. 5.3) und eigenen Berechnungen

⁶⁰ R2B (2017 S. 98)

⁶¹ R2B (2017 S. 96ff) gehen bspw. von 30 % Eigenverbrauchsanteil bei Kleinanlagen mit einer elektrischen Leistung von bis zu zehn Kilowatt aus. Bei Anlagen bis zu einem Megawatt elektrischer Leistung beträgt die Angabe im Mittel ca. 40 %.

den meisten Konfigurationen noch nicht wirtschaftlich, werden außerdem inzwischen ca. die Hälfte aller neuen PV-Anlagen mit einer Leistung bis zu 30 kW_p zusammen mit einem Speichersystem installiert. R2B (2017 S. 98) gehen insgesamt von einer Entwicklung des photovoltaischen Eigenverbrauchs bis zum Jahr 2022 auf zwischen $3,6 \text{ TWh/a}$ und $5,1 \text{ TWh/a}$ aus.

Die Elektrizitätserzeugung aus Mikro-KWK-Anlagen in Wohngebäuden kann grob abgeschätzt werden auf Grundlage von Zulassungs-Daten des Bundesamts für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle⁶². Die Multiplikation von Anlagenzahlen mit mittleren Leistungen und das Kumulieren über die Lebensdauer ergibt eine installierte elektrische KWK-Leistung nach Leistungsbändern wie dargestellt in Abbildung 2-14. Die Ergebnisse entsprechen in etwa den Angaben in Gores et al. (2015 S. 58), sind allerdings im Vergleich zu dort feiner aufgelöst nach Leistungsbändern.

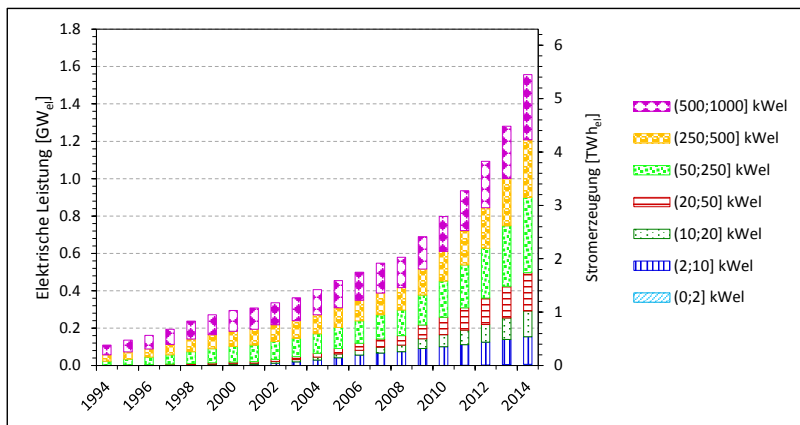


Abbildung 2-14: Installierte elektrische Leistung fossiler BHKW mit einer Leistung von bis zu 1 MW_{el} mit Stand April 2015 nach Leistungsbändern⁶³

⁶² BAFA (2015)

⁶³ eigene Darstellung eigener Berechnungen auf Grundlage von Daten des BAFA (2015); Gores et al. (2015 S. 58) kommen auf der gleichen Datengrundlage mit einer vergleichbaren Rechnung zu ähnlichen Ergebnissen, klassifizieren dabei allerdings stärker nach Leistungsklassen.

Für die Abschätzung des Anteils von Anlagen in Wohngebäuden ist dies von Bedeutung. Wie in Abbildung 2-14 ersichtlich, ist die elektrische Gesamtleistung von Anlagen mit einer Leistung von bis zu 2 kW_{el} nahezu zu vernachlässigen. Insgesamt entfallen auf Anlagen mit einer elektrischen Leistung von bis zu $50 \text{ kW}_{\text{el}}$ jedoch eine elektrische Gesamtleistung von knapp $500 \text{ MW}_{\text{el}}$, mit ca. $150 \text{ MW}_{\text{el}}$ zwischen 2 und $10 \text{ kW}_{\text{el}}$, ca. $140 \text{ MW}_{\text{el}}$ zwischen 10 und $20 \text{ kW}_{\text{el}}$ und ca. $200 \text{ MW}_{\text{el}}$ zwischen 20 und $50 \text{ kW}_{\text{el}}$. Unterstellt man eine mittlere Auslastung von ca. 3500 Volllaststunden⁶⁴ entspricht dies einer Elektrizitätserzeugung von ca. $1,7 \text{ TWh}_{\text{el}}/\text{a}$. Es ist davon auszugehen, dass es sich bei einem Großteil der Installationen mit einer Leistung bis zu $10 \text{ kW}_{\text{el}}$ und einem weiteren Teil der Anlagen mit bis zu $50 \text{ kW}_{\text{el}}$ um objektbasierte Anlagen in Wohngebäuden handelt.

Ausblick bis zum Jahr 2050

Die energie- und klimapolitische Zielsetzung der Bundesregierung zielt ausdrücklich auf einen grundsätzlichen Umbau der Elektrizitätserzeugung. Dies kommt in dem Ziel zum Ausdruck, den Anteil erneuerbarer Energieträger am Bruttoendenergieverbrauch schrittweise auf mindestens 35 % im Jahr 2020, 50 % im Jahr 2030, 65 % im Jahr 2040 und 80 % im Jahr 2050 zu steigern.⁶⁵ Das übergeordnete Treibhausgasminderungsziel von -80 % bis zum Jahr 2050 bringt implizit zusätzliche Anforderungen an die verbleibenden maximal 20 % aus nicht erneuerbaren Energieträgern mit sich. Zahlreiche Studien befassen sich mit der Frage, durch welche Konfiguration von Elektrizitätserzeugungskapazitäten diese Ziele umgesetzt werden können und sollten.

Als eine der größeren Herausforderungen bei diesem Umbau des Elektrizitätsversorgungssystems auf erneuerbare Energieträger wird häufig die Eigenschaft der wetterabhängigen zeitlichen Verfügbarkeit mancher erneuerbarer Elektrizitätserzeugungstechniken⁶⁶ herausgestellt, aus

⁶⁴ vgl. Gores et al. (2015 S. 48)

⁶⁵ vgl. Abschnitt 2.1

⁶⁶ bzw. genauer gesagt der erneuerbaren Energieträger selbst, vgl. auch die terminologischen Anmerkungen auf S. 146 in Fußnote 35

der sich Einschränkungen der Regelbarkeit der Elektrizitätsproduktion ergeben. In der Literatur, die sich mit dieser Problematik auseinandersetzt, werden erneuerbare Elektrizitätserzeugungstechniken mit dieser Eigenschaft häufig (leicht unscharf) als *variabel*, *fluktuierend* oder *intermittierend* bezeichnet.

Insbesondere im Hinblick auf Deutschland⁶⁷ liegt die Problematik im Kern darin, dass von dieser Eigenschaft vor allem jene Elektrizitätserzeugungstechniken betroffen sind, die bei vergleichsweise niedrigen Stromgestehungskosten⁶⁸ vergleichsweise hohe Potenziale aufweisen.⁶⁹ Die größte Rolle spielen also die Windkraft und die Photovoltaik. Sollen diese Techniken in großem Umfang genutzt werden, muss zur Wahrung der Systemadäquanz, d.h. der Anforderung der Entsprechung elektrischer Erzeugung und Last im Elektrizitätsversorgungssystem zu jedem Zeitpunkt, dieser eingeschränkten Regelbarkeit Rechnung getragen werden.

Tabelle 2-3 verdeutlicht die Problematik, indem sie für die wichtigsten Kraftwerkstechnikkategorien Angaben zu aktuellen Elektrizitätserzeugungskapazitäten in Deutschland⁷⁰ sowie ihrer zukünftigen Entwicklung bis zum Jahr 2020 gemäß dem nationalen Aktionsplan für erneuerbare Energie⁷¹ bzw. ausgewählten für die Bundesregierung erarbeiteten Veröffentlichungen mit Szenarien der Entwicklung des Elektrizitätsversorgungssystems⁷² in drei Kategorien der Regelbarkeit gegenüberstellt:

- i. im Wesentlichen nicht regelbare erneuerbare Elektrizitätserzeugungstechniken, d.h. Wind an Land und auf See sowie Photovoltaik,

⁶⁷ Die Aussage lässt sich a priori auf viele weitere Regionen übertragen, die über keine sehr großen Potenziale im Bereich Wasserkraft, Geothermie oder Biomasse verfügen.

⁶⁸ vgl. Ilas et al. (2018)

⁶⁹ vgl. Peters et al. (2015)

⁷⁰ nach BMWi (2018a)

⁷¹ vgl. Beurskens und Hekkenberg (2011)

⁷² Schlesinger et al. (2010), Nitsch et al. (2012a), Faulstich et al. (2011), Schlesinger et al. (2014)

- ii. erneuerbare Elektrizitätserzeugungstechniken mit im Wesentlichen regelbarer oder gleichmäßiger Erzeugungsleistung, d.h. Biomasse, Wasserkraft und Geothermie, sowie
- iii. weitgehend regelbare fossile und nukleare Erzeugungstechniken, d.h. fossil gefeuerte thermische Kraftwerke und Kernkraftwerke.

Der Vergleich der Szenarien zeigt einen deutlichen Anstieg der Erzeugungskapazitäten in Kategorie i, während der Ausbau in Kategorie ii weitaus geringer ausfällt.

Über die in Tabelle 2-3 betrachteten Quellen hinausgehend vergleichen Kirchner et al. (2016 S. 6f) in einer Metastudie die Angaben aus 15 verschiedenen Quellen aus dem Zeitraum der Jahre 2012 bis 2016. Alleine für die beiden fluktuierend einspeisenden Techniken Windkraft und Photovoltaik kommen sie für das Jahr 2030 auf eine Bandbreite installierter Elektrizitätserzeugungskapazität von ca. 130 GW_{el} bis 230 GW_{el}. Für das Jahr 2050 beträgt die Bandbreite ca. 160 GW_{el} bis 380 GW_{el}. Die entsprechende Bandbreite der Elektrizitätserzeugung beträgt zwischen ca. 210 TWh_{el} und 380 TWh_{el} im Jahr 2030 bzw. zwischen ca. 280 TWh_{el} und 770 TWh_{el} im Jahr 2050.

Von Kirchner et al. (2016) nicht aufgeführt kommt Palzer (2016 S. 158) für das Jahr 2050 sogar auf szenarienabhängig zwischen 291 GW_{el} und 515 GW_{el} elektrischer Erzeugungsleistung dieser beiden Techniken zusammen. Damit lässt sich insgesamt eine deutliche Zunahme entsprechender Studienergebnisse im Zeitverlauf feststellen. In der *Leitstudie 2006*⁷³ lauten die entsprechenden Angaben für das Jahr 2050 noch ca. 70 GW_{el} an Windkraft und ca. 25 GW_{el} an Photovoltaik-Leistung.⁷⁴

Ein problematischer Aspekt der deutlichen Zunahme des Anteils von erneuerbaren Kraftwerkstechniken mit fluktuierender Erzeugungsscharakteristik für das zukünftige Energiesystem ist die entsprechende Zunahme der Volatilität der verbleibenden Last.⁷⁵ Lösungsansätze für

⁷³ damit wohlgermerkt vor dem Energiekonzept der Bundesregierung von 2010, vgl. BMU und BMWi (2010)

⁷⁴ Nitsch (2007 S. 36)

⁷⁵ vgl. Ladwig (2018 S. 8f) bzw. Kirchner et al. (2016 S. 8)

diese Herausforderung, der sog. *Integration erneuerbarer Energien*, die neben fossil gefeuerten Kapazitäten in Kategorie iii viele weitere Konzepte umfassen, werden in der Literatur häufig als *Flexibilitätsoptionen* zusammengefasst. Auf sie geht Abschnitt 2.3 näher ein.

Ausblick zu wohngebäudebasierter Elektrizitätserzeugung

Hinsichtlich der Potenziale für wohngebäudebasierte photovoltaische Elektrizitätserzeugung in Deutschland zeigt die Literatur eine große Spannweite von Angaben. So kommen Peters et al. (2015 S. 95f) zu einem technischen Potenzial für photovoltaische Elektrizitätserzeugung auf Dachflächen von Wohn- und Nichtwohngebäuden von 141 TWh/a mit einer Kapazität von 149 GW_p.⁷⁶

Fath (2018 S. 249ff) schließt hingegen unter Einbezug von Fassadenflächen auf ein gebäudebasiertes technisches Potenzial von 2923 TWh/a, davon 418 TWh/a alleine auf Dachflächen von Wohngebäuden, sowie ein wirtschaftliches Potenzial von mindestens 1158 TWh/a mit einer Kapazität von 1406 GW_p. Dies entspräche einem wirtschaftlichen Potenzial auf Dachflächen von Wohngebäuden von 166 TWh/a mit einer Kapazität von 201 GW_p. Diese Ergebnisse wären allerdings noch um Beschränkungen bspw. durch Kamine, Gauben, Balkone, Erker usw. zu bereinigen. Insgesamt lässt sich schlussfolgern, dass wohngebäudebasierte Photovoltaik in einem erheblichen Maß zur erforderlichen Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energieträgern beitragen kann.

Das Potenzial für Mikro-KWK-Anlagen in Wohngebäuden, aber auch die adäquate Struktur des Systems der Elektrizitätserzeugung, sind schließlich zentraler Gegenstand der vorliegenden Arbeit. Ihre Ergebnisse sowie deren Einordnung in die Angaben im Schrifttum werden daher ausführlich in den Kapiteln 5, 7 und 8 diskutiert.

⁷⁶ vgl. zudem Wirth (2018 S. 39)

2.3 Flexibilitätspotenziale und Lastmanagement

In konventionellen Elektrizitätssystemen wird der stete Ausgleich von Last und Erzeugung vor allem durch erzeugungsseitige Anpassungsmaßnahmen sichergestellt, vor allem durch regelbare, auf speicherbaren fossilen Energieträgern basierende Elektrizitätserzeugungskapazitäten wie Kohle- oder Gaskraftwerke. Die Umsetzung der energie- und klimapolitischen Ziele der Bundesregierung gehen allerdings einher mit einer deutlichen Zunahme von Elektrizitätserzeugung durch nur eingeschränkt regelbare erneuerbarer Elektrizitätstechniken⁷⁷ mit sehr niedrigen variablen Kosten und, als Folge, einer volatilen sog. *Residuallast* einher.⁷⁸ Die Lösungsansätze zum Ausgleich von Last und Erzeugung in solchen zukünftigen Elektrizitätssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger werden in der aktuellen Literatur zumeist unter den Schlagworten *Flexibilitätsoptionen*, *dezentrales Lastmanagement*, *Power-to-X* oder *Sektorenkopplung* diskutiert.

Aufgrund der Fülle von Literatur zu diesem Themengebiet⁷⁹ beschränken sich die folgenden Ausführungen im Wesentlichen auf Begriffsbestimmungen in Abschnitt 2.3.1 und einen kurzen Überblick über Angaben zu Potenzialen in Abschnitt 2.3.2.

2.3.1 Systematisierung und Begriffsbestimmungen

Zahlreiche Veröffentlichungen befassen sich mit einer Systematisierung solcher *Flexibilitätsoptionen*. Dabei werden bspw. *erzeugungs-* von *last-*seitigen, *zentrale* von *dezentralen*⁸⁰ oder *positive* von *negativen*⁸¹ unterschieden. Bauknecht et al. (2014) beziehen Flexibilitätsoptionen auf ihren Ansatzbereich in der Residuallastdauerlinie.

⁷⁷ vgl. Tabelle 2-3 bzw. Fehrenbach et al. (2014 S. 264) oder Ladwig (2018 S. 8f)

⁷⁸ vgl. Kirchner et al. (2016 S. 8)

⁷⁹ bspw. Wietschel et al. (2015 S. 417ff), Droste-Franke et al. (2012), Stadler (2006), Ladwig (2018), Apel et al. (2012), Hillemacher (2014), Klobasa et al. (2013), Klobasa (2009), Kamper und Schmeck (2012), Arteconi et al. (2013), Boßmann (2015), Kirchner et al. (2016), Elsner et al. (2015), Steurer (2017)

⁸⁰ vgl. Schlesinger et al. (2014 S. 440)

⁸¹ vgl. Bertsch et al. (2012 S. 27)

Table 2-3: Statistik und Szenarien des Ausbaus der Kapazitäten erneuerbarer Elektrizitätstechniken in Deutschland in **GW_{el}** (vgl. Fehrenbach et al. 2014 S. 264)

Quelle	Beurskens et al. (2011)	Schlesinger et al. (2010)	Nitsch et al. (2012a)	Faulstich et al. (2011)	Schlesinger et al. (2014)						
						2030	2050	2030	2050		
Kurzbeschreibung	Statistik	Energie-szenarien	Leitstudie 2011	SRU-Gutachten	Energierferenz-prognose						
Szenario	entf.	Referenz	2011A	1b	Referenz						
Bezugsjahr	2000	2020	2030	2050	2030						
	2010	2015	2050	2050	2050						
<i>i. Im Wesentlichen nicht regelbare erneuerbare Elektrizitätserzeugungstechniken</i>											
Windkraft an Land	6	27	45	36	33	36	44	51	40	48	64
Windkraft auf See	0	18	39	52	38	39	61	67	110	68	75
Photovoltaik	6	45	84	98	79	92	128	150	222	127	160
Zwischensumme											
<i>ii. Erneuerbare Elektrizitätserzeugungstechniken mit im Wesentlichen regelbarer oder gleichmäßiger Erzeugung</i>											
Biomasse	1	6	7	9	6	6	10	10	31	7	8
Wasserkraft	9	10	10	4	6	6	5	5	5	4	4
Geothermie	0	0	0	0	0	1	1	3	18	k.A.	k.A.
Zwischensumme	10	16	17	13	12	13	16	18	54	11	12
<i>iii. Weitgehend regelbare fossile und nukleare Elektrizitätserzeugungstechniken</i>											
Kohle	54	53	57	n/a	30	18	21	5	0	44	26
Kernkraft	24	22	11	n/a	0	0	0	0	0	0	0
Erdgas, Öl	30	30	30	n/a	46	42	38	30	0	32	48
Zwischensumme	108	105	98	n/a	76	60	59	35	0	76	74

Eine ähnliche Unterscheidung nach Vorzeichen sowohl der Residuallast als auch ihres Gradienten treffen Brunner und Müller (2015 S. 6). Wenn auch Definition, Unterscheidung und Umfang der angeführten Flexibilitätsoptionen in der Literatur nicht einheitlich sind, können trotzdem zusammenfassend die Bereiche elektrische *Erzeugungskapazität*, Anpassung der elektrischen *Last* und *Stromspeicherung* identifiziert werden,⁸² wobei die Zuweisung einzelner Optionen zu diesen Bereichen nicht eindeutig sein muss und in der Literatur mitunter verschieden gehandhabt wird.

Funktionale Speicherung

Beispielsweise unternehmen Pfeifroth und Steinhorst (2012) den Versuch einer Definition von *Verbrauchsflexibilisierung*, *Einspeiseflexibilisierung*, *stromäquivalenter Speicher* und *reiner Stromspeicher* als *funktionale Speicher* bzw. *funktionale Stromspeicher*:

„Alle zeitlichen Verschiebungen innerhalb der Leistungsgänge von Stromverbrauch und unflexibler Stromeinspeisung mit dem Ziel des zeitlichen und räumlichen Ausgleichs der Energiebilanz können als Funktionale Stromspeicher bezeichnet werden. [...]“

Diese Begriffsbildung folgt einer Logik, nach der auch Mechanismen bzw. eine Kombination von Mechanismen, bei denen es sich nicht im technischen Sinn um eine Speicherung handelt, sich bilanziell, bei geeigneter Wahl der Systemgrenzen, in ihrer Wirkung genau wie eine eigentliche Speichertechnik verhalten können, wobei dem funktionalen Ladevorgang ein tatsächlicher Mehrverbrauch bzw. eine Mindererzeugung und dem funktionalen Entladevorgang spiegelbildlich eine tatsächliche Mehrerzeugung bzw. ein Minderverbrauch entspricht. Folglich können funktionale Elektrizitätsspeicher entlang der gleichen Dimensionen charakterisiert werden wie eigentliche Elektrizitätsspeicher. Das Motiv,

⁸² Mitunter wird auch die räumliche Verlagerung von Überschüssen aus dem betrachteten Bilanzraum heraus bzw. die Verlagerung von Fehlmengen in diesen hinein, d.h. Elektrizitätshandel, als Flexibilitätsoption angeführt (vgl. Ladwig 2018 S. 13). Mit den Ausgleichseffekten weiträumiger Verteilung erneuerbarer Erzeugungskapazitäten befassen sich u.a. Rodriguez et al. (2015), Stappel et al. (2015), Nitsch et al. (2012a S. 160ff), Pforte (2010) und Czisch (2005).

alternativ zum Aufbau eigentlicher Elektrizitätsspeicher, sektorgekoppelte Wärmeerzeuger⁸³ mit Wärmespeichern zu funktionalen Elektrizitätsspeichern zu verbinden, liegt in den niedrigeren damit verbundenen Investitionen.⁸⁴

Laststeuerung

Die Anpassung der Last, also ihre Absenkung bzw. Abschaltung, Erhöhung bzw. Zuschaltung, zeitliche oder räumliche Verlagerung wird in der Energiewirtschaft (und in anderen Gebieten) als *Laststeuerung*, *Lastmanagement*, *Demand Side Management*, *Demand Side Integration*, *Demand Side Response* oder *Demand Response* bezeichnet. Zahlreiche Quellen grenzen diese Begriffe inhaltlich voneinander ab. Eine einheitliche Terminologie existiert jedoch nicht.

Apel et al. (2012 S. 10) unterscheiden bspw. *Demand Side Management* von *Demand Side Response* und führen *Demand Side Integration* als Überbegriff über beide ein, setzen aber im Titel ihrer Veröffentlichung diese wiederum implizit mit *Lastverschiebungspotenzialen* gleich. Von Roon und Gobmaier (2010) befassen sich u.a. mit einem Vergleich von Definitionen von *Demand Response* der Europäischen Union bzw. des Energieministeriums der Vereinigten Staaten und treffen eine Unterscheidung zwischen *Demand Response* und *Demand Side Management*, die allerdings der in Apel et al. (2012) getroffenen Unterscheidung zwischen *Demand Side Response* und *Demand Side Management* entgegengesetzt ist.⁸⁵ Klobasa (2009 S. 98ff) wiederum, auf ein ähnliches Kriterium abzielend, unterscheidet *indirektes Lastmanagement* durch

⁸³ vgl. S. 44 in diesem Abschnitt bzw. Abschnitt 2.5

⁸⁴ vgl. Abschnitt 6.3, Schmidla (2016 S. 134)

⁸⁵ Apel et al. (2012 S. 10): „Demand Side Management umfasst die direkte Beeinflussung des Energieverbrauchs auf der Verbraucherseite [...] Demand Side Response umfasst die Reaktion des Verbrauchers auf ein Anreizsignal [...] Der Kunde kann seinen Energiebezug so optimieren [...] Da hier kein zwanghafter Eingriff in das Kundenverhalten erfolgt sondern nur indirekt über die Preissensibilität des Verbrauchers [...]“; Von Roon und Gobmaier (2010 S. 4): „Demand Response ist eine kurzfristige und planbare Veränderung der Verbraucherlast als Reaktion auf Preissignale im Markt oder auf eine Aktivierung im Rahmen einer vertraglichen Leistungsreserve. [...] Bei Demand Side Management fehlt hingegen das zentrale

dynamische Elektrizitätstarife von *direktem Lastmanagement*, d.h. der direkten Steuerung von Anlagen.

Stadler (2006 S. 4) wiederum operiert, eine Definition der IEA zitierend, mit den Begriffen *Demand Side Bidding* bzw. *Demand Response* für die Flexibilisierung der Lasten wohingegen *Demand Side Management* die Energieeffizienz i.a. betreffe. Hingegen definieren Kohler et al. (2010 S. 405) ähnlich wie von Roon und Gobmaier (2010) *Demand Side Management* als „durch Preissignale induzierte nachfrageseitige Reaktionen“. Nitsch et al. (2012a S. 192) wiederum geben *Lastmanagement* als deutsche Bezeichnung für engl. *Demand Side Management* an. Als Konsequenz dieser Situation verzichtet diese Arbeit auf eine solche begriffliche Unterscheidung.

Potenzialbegriff

Einige Studien befassen sich – wie die vorliegende Arbeit – mit der Ermittlung von *Potenzialen* für Flexibilität, Laststeuerung usw. Bei der Bestimmung des Potenzialbegriffs wird häufig zunächst von einem *theoretischen* oder *technischen Potenzial* ausgegangen. Durch die zusätzliche Restriktion der Wirtschaftlichkeit ergibt sich das *wirtschaftliche Potenzial*⁸⁶. Werden zusätzlich *Hemmnisse*⁸⁷ betrachtet, die auch die Umsetzung von Teilen des wirtschaftlichen Potenzials behindern, ergibt sich das *Marktpotenzial*⁸⁸. Eine ähnliche Unterscheidung in *technisches, ökonomisches* und *ausschöpfbares Potenzial* trifft Stengel (2014 S. 182). Dabei richtet sich bei ihm - wie in den Kapiteln 6 und 7 dieser Arbeit – das *ökonomische Potenzial* am Kapitalwert aus Nutzersicht bzw. aus einzel-

Wissen, welche Verbraucher mit welcher Leistung wie geschaltet werden können. Eine unbekannte Anzahl an Anlagen reagiert mit einem nur in Grenzen vorher bekannten Verhalten auf Signale wie z.B. kurzfristige Preisänderungen.“

⁸⁶ vgl. Ladwig (2018 S. 45)

⁸⁷ Beispiele für solche *Hemmnisse* im Bereich der Wohngebäudemodernisierung führen Kunze (2016 S. 16) oder Stengel (2014 S. 88f, S. 95f) auf. Weitere konkrete Beispiele für solche Hemmnisse im thematischen Kontext finden sich bspw. in Fuhs und Schmitz (2018) oder Gerhardt et al. (2014b).

⁸⁸ bspw. in der Terminologie von Schmid (2004 S. 34), am Beispiel von Energieeffizienzmaßnahmen. Die Argumentation ist allerdings vollständig auf Flexibilitätpotenziale übertragbar.

wirtschaftlicher Perspektive aus. Ebenso kann der Begriff des ökonomischen Potenzials⁸⁹ – wie in Kapiteln 4 und 5 dieser Arbeit – auf die gesamtwirtschaftliche Perspektive bezogen werden. Auf diese Abgrenzung wird weiter in Abschnitt 3.1.2 unter der Überschrift *Ansatz, Perspektive, Erkenntnisziel und Unsicherheit* eingegangen.

Power-to-Heat

Im aktuellen Schrifttum findet mit Bezug auf die Elektrifizierung thermischer Anwendungen häufig der Begriff des *Power-to-Heat* Verwendung. Auch hier liegt allerdings kein einheitliches Begriffsverständnis vor. Gerhardt et al. (2014b S. 17) definieren *Power-to-Heat* für ihre Studie bspw. als „die Umwandlung von Strom in Wärme“, insbesondere in einem „bivalente[n] oder hybride[n] System einer Heizanlage“, die sich dadurch auszeichnet, „dass neben der Power-to-Heat-Anlage weitere Aggregate vorhanden sind, welche auf einen unabhängigen Energieträger wie beispielsweise Erdgas zurückgreifen können“ und grenzen *Power-to-Heat* ausdrücklich von der Laststeuerung rein elektrisch bedienter thermischer Anwendungen ab⁹⁰. Anderenorts wird *Power-to-Heat* allgemein, wie bspw. in BDEW (2013 S. 9 in Anlage 1), als „Nutzung von Strom in Wärmeanwendungen (Elektroheizer, Nachtspeicheröfen)“ beschrieben. Insgesamt meidet die vorliegende Arbeit daher diesen Begriff.

Sektorenkopplung

Verstärkt wird im aktuellen Diskurs, insbesondere an den Schnittmengen aus Energiewirtschaft, Energiepolitik und Energieforschung, bspw. der Interessensvertretung von EVU oder energiewissenschaftlicher Politikberatung, mit dem Begriff der *Sektorenkopplung* operiert.⁹¹ Gemeint ist damit die sektorenübergreifende Realisierung elektrischer Flexibilitätspotenziale, insbesondere durch die Elektrifizierung thermischer Anwendungen sowie des Verkehrssektors, die Nutzung der KWK sowie

⁸⁹ sowie des Markt- oder ausschöpfbaren Potenzials

⁹⁰ d.h. bspw. monovalenter Wärmepumpen, vgl. Abschnitt 2.5.2

⁹¹ vgl. bspw. Henning et al. (2017), Quaschnig (2016), Kirchner et al. (2016)

den Aufbau einer Infrastruktur zur elektrischen Erzeugung und Nutzung gasförmiger und flüssiger chemischer Energieträger. Dies gilt insbesondere in Verbindung mit entsprechen Speichern im Rahmen einer ganzheitlichen Betrachtung des Energiesystems, häufig unter der Verwendung der Begriffe *Power-to-Heat*, *Power-to-Gas*, *Power-to-Liquid* bzw. *Power-to-X*.⁹²

Zwischenfazit

Als Konsequenz dieser uneinheitlichen terminologischen Handhabung im Schrifttum verzichtet die vorliegende Arbeit auf einen trennscharf abgrenzenden Gebrauch der Begriffe *Laststeuerung*, *Lastmanagement*, *Demand Side Management* usw.⁹³ Die Begriffe Laststeuerung und Lastmanagement, aber auch flexible Erzeugung in dezentralen und damit verbrauchsnahe Mikro-KWK-Anlagen werden synonym verwendet. Die Kapitel 5 und 8 beziehen sich zudem auf das vorangehend erläuterte Konzept der *funktionalen Speicher*.

2.3.2 Potenziale

Flexibilitätpotenziale werden in allen Energiebedarfssektoren untersucht. In der Industrie bestehen bspw. Potenziale zur Laststeuerung in industriellen Querschnittstechniken und Produktionsprozessen wie Druckluftversorgung, Aluminiumherstellung, in verschiedenen Produktionsprozessen der chemischen Industrie oder der Papierindustrie, dort insbesondere Holzschliffverfahren, in der Elektrostahlherstellung, in der Wasserwirtschaft sowie in der Zementindustrie.⁹⁴

⁹² vgl. Sterner und Stadler (2014 S. 30). Droste-Franke et al. (2012) diskutieren sogar durch Kombination der Begriffe der *funktionalen Speicher* und des *Power-to-X* das Thema Laststeuerung als „*Electricity to Anything*“ *Energy Storage Technologies* (dies. S. 99), im Gegensatz zu „*Electricity to Electricity*“ *Energy Storage Technologies*, also eigentlichen Stromspeichern. Der gleichen Logik zufolge wird dort zudem KWK mit thermischen Speichern als „*Anything to Electricity*“ *Energy Storage Technology* (dies. S. 109) aufgefasst. In ähnlicher Weise fasst Stadler (2006) Laststeuerung und Erzeugungsflexibilisierung von KWK mit thermischen Speichern sogar im Titel seiner Arbeit als „*nichtelektrische Speicher für Elektrizitätsversorgungssysteme*“ zusammen.

⁹³ Zu ähnlichen Schlussfolgerungen kommt auch Steurer (2017 S. 3f).

⁹⁴ bspw. Apel et al. (2012 S. 27-58), von Roon und Gobmaier (2010 S. 14), Kohler et al. (2010 S. 419ff), Ladwig (2018 S. 16ff)

Im Verkehrssektor werden Potenziale untersucht, die sich durch intelligentes Lademanagement von Elektrofahrzeugen und Rückspeisung ins Netz, aber auch durch Oberleitungs-LKW oder im Schienenverkehr ergeben.⁹⁵

In Haushalten und Gewerbe werden Waschmaschinen, dabei insbesondere elektrische Warmwasserbereiter, Wäschetrockner, Geschirrspülmaschinen, Kühl- und Gefriergeräte bzw. Kühlhäuser, Lüftungsanlagen, Raumklimatisierungsanlagen sowie elektrische Trinkwarmwasserbereitung und Raumwärmeerzeugung aufgeführt.⁹⁶

Vergleiche der von der Literatur ausgewiesenen Laststeuerungs- bzw. Flexibilitäts-Potenziale stellen bspw. Ladwig (2018 S. 41ff), Haasz (2017 S. 22ff) oder Kirchner et al. (2016) an. Es wird deutlich, dass die Angaben in der Literatur zum Teil stark voneinander abweichen. Ladwig (2018 S. 42, S. 62) weist die größten Potenziale für Laststeuerung im Bereich der Haushalte aus, gefolgt vom GHD-Bereich und der Industrie. Kirchner et al. (2018) orientieren sich nicht an Sektorgrenzen sondern an Anwendungen. Sie unterscheiden die elektrizitätsbasierte Erzeugung gasförmiger und flüssiger chemischer Energieträger (sog. *Power-to-Gas* bzw. *Power-to-Liquid*), den Elektrizitätsverbrauch für thermische Anwendungen (*Power-to-Heat*) sowie die Nutzung von Elektrizität im Verkehrssektor.

In ihrer Arbeit zu Lastverschiebepotenzialen in Deutschland kommen Apel et al. (2012 S. 118f) ebenfalls zu dem Schluss, dass das technische Potenzial für Laststeuerung am größten im Haushaltssektor ist, gefolgt vom Industrie und Gewerbe-, Handels- und Dienstleistungssektor. Tabelle 2-4 stellt die Ergebnisse zu theoretischen und technisch nutzbaren Potenzialen für Laststeuerung dar.

Während also die theoretischen oder technischen Potenziale im Haushaltsbereich diesen Angaben zufolge am größten sind, gilt allerdings die

⁹⁵ vgl. Kaschub (2017), Hedegaard (2013), Kirchner et al. (2016 S. 14), Teng et al. (2016)

⁹⁶ Apel et al. (2012 S. 59-75), Stadler (2006 S. 29-138), Kohler et al. (2010 S. 410ff), Liebe und Wissner (2015), Ladwig (2018 S. 19ff), Steurer (2017 S. 175ff)

Erschließung dieses Potenzials als am schwierigsten, da es sich, bezogen auf die einzelne Anwendung, nur um vergleichsweise geringe Leistungen handelt, während die großen Gesamtpotenziale sich durch hohe Fallzahlen ergeben.⁹⁷ Für diesen Sektor lässt sich aus den Ergebnissen von Apel et al. (2012 S. 97f) weiterhin schließen, dass primär thermische Anwendungen andere Elektrohaushaltsgeräte dominieren.⁹⁸ Eine Anschlussleistung elektrischer Nachtspeicherheizungen von bis zu 36 GW_{el} im Jahr 1996 (dies. S. 414) verdeutlicht die potenzielle Bedeutung der Wohngebäudewärmeversorgung als elektrische Flexibilitätsoption. Während Nachtspeicherheizungen in der Literatur zumeist als Bestandsphänomen diskutiert werden,⁹⁹ werden Literaturangaben zu Wärmepumpen detaillierter in Kapitel 8 betrachtet.

Tabelle 2-4: Vergleich theoretischer und technisch nutzbarer Potenziale für Laststeuerung nach verschiebbarer Leistung in GW_{el} (und in Klammern die jährlich verschiebbare Energie in TWh_{el}/a)¹⁰⁰

Jahr	Haushalt		GHD		Industrie	
	theor.	techn.	theor.	techn.	theor.	techn.
2010	13	3 (8)	7	1 (5)	5	5
2020	18	4 (12)	11	2 (6)	5	5
2030	35	6 (32)	11	2 (10)	5	5

Neben Deutschland-spezifischen Potenzialstudien geben auch internationale Vergleiche Hinweise auf Potenziale. So untersucht z.B. Stadler (2006 S. 23ff) internationale Erfahrung der Laststeuerung in Norwegen, Großbritannien, Finnland, Neuseeland und den Vereinigten Staaten. Ebenso zeigen Piontek et al. (2014) auf, welche Ansätze im Ausland bereits umgesetzt werden. Hier ist im Zusammenhang dieser Arbeit z.B. Dänemark anzuführen, wo bspw. der Bedarf an negativer Primärregelreserve vollständig durch Laststeuerung mit Elektroheizkesseln gedeckt wird.

⁹⁷ vgl. Klobasa (2009 S. 95), Steurer (2017 S. 175ff)

⁹⁸ vgl. Kohler et al. (2010 S. 411ff)

⁹⁹ vgl. Stadler (2006 S. 29ff)

¹⁰⁰ eigene Darstellung der Ergebnisse von Apel et al. (2012 S. 126f)

2.3.3 Fazit

Unter dem Sammelbegriff *Flexibilitätsoptionen* werden also sowohl altbekannte, bereits weitverbreitet im alltäglichen Einsatz befindliche als auch innovative oder auch noch in der technischen Entwicklung befindliche Technologien unter einem Schlagwort zusammengefasst. Diese werden im Kontext der sich gemäß den politischen Zielsetzungen verändernden Struktur der Elektrizitätserzeugung mit der Fragestellung bzw. Zielsetzung diskutiert, wie sich ihre Nutzung ausweiten lässt bzw. neue Potenziale erschließen lassen. Durch die Betrachtung flexibler Wärmepumpen und Mikro-KWK-Anlagen richtet diese Arbeit das Augenmerk auf die beiden wichtigsten Flexibilitätsoptionen in der objektbasierten Wärmeversorgung von Wohngebäuden.

2.4 Regulatorische Rahmenbedingungen

Bei der Analyse der Entwicklung des Energiesystems ist die Kenntnis des regulatorischen Rahmens als wesentlicher Bestimmungsfaktor von entscheidender Bedeutung. Im Folgenden soll daher zunächst in Abschnitt 2.4.1 ein kurzer Überblick über ausgewählte Regularien gegeben werden. Detaillierte, für die Modellierung relevante Ausführungen sind den jeweiligen Kapiteln zur Modellbeschreibung zu entnehmen.¹⁰¹

Allerdings wird aufgrund der Komplexität der betrachteten Aspekte und der Bedeutung für das Thema dieser Arbeit im vorliegenden Abschnitt, anschließend an den direkt nachfolgenden Überblick in Abschnitt 2.4.1, detaillierter auf zwei Themen eingegangen. Dies sind der *elektrische Eigenverbrauch in Wohngebäuden* in Abschnitt 2.4.2 sowie der Aufbau einer für die koordinierte Betriebsführung verteilter Wärmeerzeuger in Wohngebäuden unabdinglichen *Informations- und Kommunikations-Infrastruktur* in Abschnitt 2.4.3.

¹⁰¹ d.h. Kapitel 4 und v.a. Kapitel 6

2.4.1 Überblick ausgewählter Regularien

Es folgt ein kurzer Überblick der relevantesten energie- und umweltpolitischen Instrumente für die in dieser Arbeit verfolgten Analysen zur Energieversorgung von Wohngebäuden. Die Darstellung beschränkt sich ohne Anspruch auf Vollständigkeit auf bundesweit gültige ordnungsrechtliche oder ökonomische Instrumente.¹⁰²

Ein zentrales Instrument zur Implementierung der energie- und klimapolitischen Ziele der Bundesregierung¹⁰³, vor allem hinsichtlich der Elektrizitätsversorgung, stellt seit seiner Einführung im Jahr 2000 das *Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien* dar (Erneuerbare-Energie-Gesetz, EEG). Hatte die erste Fassung des EEG aus dem Jahr 2000 noch einen Umfang von zwölf Paragraphen auf ca. fünf Seiten (EEG 2000), ist seine aktuelle Fassung – parallel zur zunehmenden Bedeutung erneuerbarer Elektrizitätserzeugung¹⁰⁴ – auf nunmehr 104 Paragraphen auf ca. 134 Seiten angewachsen (EEG 2017). Es regelt die Förderung der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energieträgern und ihre Finanzierung, im Wesentlichen durch eine Umlage auf elektrischen Endverbrauch.

Die EEG-Umlage hat über einen Zeitraum von 16 Jahren von 0,2 ct/kWh im Jahr 2000 auf 6,35 ct/kWh im Jahr 2016 zugenommen.¹⁰⁵ Sie ist damit der zweitgrößte Einzelposten in der Zusammensetzung des durchschnittlichen Haushaltsstrompreises im Jahr 2016 mit einem Anteil von 22 %.¹⁰⁶ Insgesamt ist die Wälzung von 0,8 Milliarden Euro im Jahr 2000 auf ca. 24,3 Milliarden Euro im Jahr 2016 angestiegen.¹⁰⁷ Der Marktwert der entsprechenden Strommengen beträgt im selben Jahr ca.

¹⁰² Ergänzende Zusammenfassungen großteils auch für diese Arbeit relevanter regulatorischer Rahmenbedingungen geben Stengel (2014 S. 25ff), Merkel (2016 S. 60ff) oder Schönfelder (2013 S. 19ff).

¹⁰³ vgl. Abschnitt 2.1

¹⁰⁴ vgl. Abschnitt 2.2.4

¹⁰⁵ Prognose für 2018: 6,79 ct/kWh (BMWi 2017a S. 14)

¹⁰⁶ BDEW (2017 S. 7, S. 17)

¹⁰⁷ Prognose für 2018: 27,7 Milliarden Euro (BMWi 2017a S. 5)

3,4 Milliarden Euro.¹⁰⁸ Dies verdeutlicht die Bedeutung dieses Politikinstrumentes: Wäre das EEG über den Bundeshaushalt steuerfinanziert, wäre es mit einem Anteil von ca. 7 % der viertgrößte Ausgabenposten.¹⁰⁹ Vom Gesamtfördervolumen entfallen im Jahr 2016 ca. 38 % auf Photovoltaik, 31 % auf Windenergie und 28 % auf Biomasse.¹¹⁰

Der Schwerpunkt der verwendeten Fördermechanismen hat sich im Zeitverlauf von Einspeisetarifen, d.h. festgelegter Vergütungssätze für eingespeiste Strommengen, über Direktvermarktung hin zu Ausschreibungsverfahren verschoben.¹¹¹ Im Bereich der für diese Arbeit besonders relevanten Kleinanlagen bis 100 kW_{el} existiert allerdings weiterhin die fixe Einspeisevergütung.¹¹² Besonders relevant für die vorliegende Arbeit sind auch die Regelungen zur Pflicht zur Zahlung der Umlage auch auf bestimmte eigenverbrauchte Strommengen. Diese betrifft nicht nur erneuerbare Elektrizitätstechniken, sondern insbesondere auch die fossil gefeuerte Mikro-KWK. Aufgrund der Komplexität der Regelungen und der Bedeutung für das Thema wird auf diese Aspekte gesondert im Abschnitt 2.4.2 eingegangen.

Durch seinen direkten Bezug auf eine der beiden in dieser Arbeit im Fokus stehenden Wärmeerzeuger-Techniken ist für diese Arbeit zudem das *Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung* (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz, KWKG) von besonderer Bedeutung. Das KWKG wurde im Jahr 2002 beschlossen mit der Zielsetzung der Minderung des Treibhausgasausstoßes durch einen Ausbau der KWK in Deutschland¹¹³, wenn auch die quantitative Zieldefinition mehrfach verändert wurde.¹¹⁴ Zu beachten ist, dass die Förderung für mit erneuerbaren Energieträgern gefeuerte KWK-Anlagen

¹⁰⁸ BMWi (2017a S. 6)

¹⁰⁹ vgl. Nachtragshaushaltsgesetz (2016 Teil I S. 8). Zahlreiche Studien untersuchen zudem Kosten und gegenüberstehenden Nutzen des EEG, bspw. Breitschopf et al. (2010).

¹¹⁰ BMWi (2017a S. 5), eigene Berechnungen

¹¹¹ nach Mechanismus, Technik und Jahr differenzierte Fördervolumina s. BMWi (2017a S. 4)

¹¹² § 21 EEG 2017

¹¹³ Eine detaillierte Chronik der Genese des KWKG im Zeitraum 1997 bis 2002 bietet der BKWK (n.d.).

¹¹⁴ vgl. Abschnitt 2.1

hauptsächlich im EEG geregelt ist. Der Schwerpunkt des KWKG liegt damit auf der Förderung fossil gefeuerter KWK. Vergleichbar zum EEG stellt die Förderung durch das KWKG auf erzeugte Strommengen ab. Abweichend vom EEG ist beim KWKG der wesentliche Fördermechanismus als ein Erzeugungszuschlag ausgestaltet. Seit dem KWKG 2016 ist die Höhe dieses Zuschlags für eingespeiste und für selbstverbrauchte Strommengen verschieden. Eine genauere Darstellung der für diese Arbeit relevanten Regelungen findet sich in Kapitel 6 im Rahmen der Beschreibung der Modellabbildung der Regelungen des KWKG. Einen Überblick über die Fördersätze gibt ASUE (2017), eine detaillierte Darstellung und eine Diskussion der Veränderungen gegenüber der vorherigen Fassung des KWKG geben Merkel et al. (2016). Das KWKG ist in seinem Fördervolumen auf 1,5 Milliarden Euro pro Jahr gedeckelt.¹¹⁵ Dies entspricht ca. 8 % des Volumens des EEG.

Mit dem Zweck der Einsparung von Energie in Gebäuden stellt die *Verordnung über energiesparenden Wärmeschutz und energiesparende Anlagentechnik bei Gebäuden*¹¹⁶ (Energieeinsparverordnung, EnEV) Anforderungen an energetische Eigenschaften und Anlagentechnik neu zu errichtender sowie bestehender Wohn- und Nichtwohngebäude. Die Anforderungen an neu zu errichtende Gebäude umfassen bauteilspezifische Eigenschaften wie maximale Wärmedurchgangskoeffizienten sowie den Jahres-Primärenergiebedarf des Gebäudes nach DIN V 18599¹¹⁷ für Heizung, Warmwasserbereitung, Lüftung und Kühlung. Die Anforderungen sind u.U. auch bei Sanierungsmaßnahmen an Bestandsgebäuden maßgeblich. Außerdem bestehen in Bestandsgebäuden Nachrüstpflichten, bspw. zur Erneuerung alter Heizkessel oder Dämmung der obersten Geschoßdecken. Zudem definiert das *Gesetz zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich* (Erneuerbare-Energien-Wärme-gesetz, EEWärmeG) Anforderungen an die Nutzung erneuerbarer Energieträ-

¹¹⁵ § 29 KWKG 2016

¹¹⁶ auf Grundlage des Gesetzes zur Einsparung von Energie in Gebäuden (Energieeinsparungsgesetz – EnEG) und als Ersatz für die vorangehende Wärmeschutzverordnung und Heizanlagenverordnung

¹¹⁷ Anlage 1 Nr. 2.1 EnEV 2015

ger in neu zu errichtenden Gebäuden. Als Ersatzmaßnahme ist allerdings u.a. auch die Versorgung mittels (mit fossilen Energieträgern) betriebenen KWK-Anlagen möglich.¹¹⁸ Die Regierungskoalition beabsichtigt die (schon in der vorangehenden Legislaturperiode geplante) Zusammenführung von EnEV und EEWärmeG in ein Gebäudeenergiegesetz.¹¹⁹

2.4.2 Elektrischer Eigenverbrauch in Wohngebäuden

Bei der Entwicklung von Konzepten zur Energieversorgung von Wohngebäuden ist aus Betreiberperspektive neben der Nutzung expliziter Fördermechanismen und der Einhaltung ordnungsrechtlicher Vorgaben¹²⁰ zunehmend die Frage des elektrischen Eigenverbrauchs von Relevanz. Nach allgemeinem Verständnis wird darunter in der Regel die (zumeist nur teilweise) objektbasierte Versorgung von Wohngebäuden mit Elektrizität verstanden. Diese genießt nicht nur oftmals eine positive Wahrnehmung bei Verbrauchern¹²¹, sondern ist insbesondere durch den Preisrückgang bei Photovoltaik-Anlagen¹²², den Elektrizitätspreisanstieg für Haushaltskunden¹²³ und die Degression der Vergütung eingespeister Strommengen aus Photovoltaik¹²⁴ auch wirtschaftlich in vielen Fällen vorteilhaft geworden. Im Haushaltssektor hat entsprechend der elektrische Eigenverbrauch deutlich zugenommen auf ca. 2 TWh im Jahr 2015,¹²⁵ hauptsächlich aus Photovoltaik auf Dächern von eigengenutzten Einfamilienhäusern. Nichtsdestoweniger haben sich auch Konzepte direkter Nutzung lokaler Elektrizitätserzeugung in Mehrfamiliengebäuden entwickelt. Für solche Konzepte hat sich in der Branche die Bezeichnung *Mieterstrom* etabliert. Dabei ist es keine Vo-

¹¹⁸ § 7 Abs. 1 Nr. 1 EEWärmeG 2015

¹¹⁹ CDU, CSU und SPD (2018 S. 112)

¹²⁰ vgl. vorangehender Abschnitt 2.4.1

¹²¹ vgl. bspw. Sagebiel et al. (2014), McKenna et al. (2015, insb. S. 240), Jahn et al. (2017)

¹²² vgl. Grau (2014 S. 14ff)

¹²³ von ca. 18 €/ct/kWh im Jahr 2004 auf ca. 29 €/ct/kWh im Jahr 2014 (BDEW 2017 S. 7)

¹²⁴ von 57 €/ct/kWh auf ca. 13 €/ct/kWh im gleichen Zeitraum (§ 8 EEG 2004 vs. § 51 Abs. 2 EEG 2014)

¹²⁵ vgl. R2B (2017 S. 98)

raussetzung, dass es sich um Mietgebäude handelt; auch bei Eigentümergemeinschaften werden solche Konzepte so bezeichnet. Im Folgenden soll ein Überblick über Kernaspekte des Themenkomplexes *Eigenverbrauch* und *Mieterstrom* gegeben werden.

Terminologische Anmerkungen

Neben Abweichungen zwischen allgemein- und fachsprachlicher Auffassung relevanter Termini im Gebiet des Eigenverbrauchs werden auch in verschiedenen Rechtsquellen identische Sachverhalte begrifflich teilweise unterschiedlich gefasst¹²⁶ oder aber der gleiche Begriff in verschiedenen Rechtsquellen unterschiedlich bestimmt oder verwendet¹²⁷. Für die Zwecke der vorliegenden Arbeit ist es daher von besonderer Bedeutung, klar zwischen dem energiewirtschaftlichen Verständnis von *Eigenverbrauch*, *Eigenversorgung* usw. einerseits und entsprechender rechtlicher Definitionen andererseits zu differenzieren, insbesondere im EEG 2014 im Hinblick auf die Situation in Mehrfamilienhäusern.

Während für die Modellierung der Energieversorgung von Wohngebäuden aus einzelwirtschaftlicher Perspektive¹²⁸ zur Abbildung der wesentlichen regulatorischen Rahmenbedingungen ein präzises Verständnis der Terminologie der relevanten Rechtsquellen wichtig ist, werden zur Charakterisierung des Eigenverbrauchs in Darstellung und Diskussion der Ergebnisse dieser Arbeit in den Kapiteln 7 und 8 eine Reihe von Begriffen angelehnt an das energiewirtschaftliche Verständnis verwendet ohne direkten Bezug auf rechtliche Definitionen.

Dies sind insbesondere die Begriffe der *Eigenerzeugungsquote* und der *Eigenverbrauchsquote*. Sie werden in den genannten Abschnitten wie folgt verwendet:

¹²⁶ bspw. *Selbstverbrauch* in § 2 Nr. 2 StromStG vs. *Eigenverbrauch* nach § 1 Abs. 1 Nr. 2 UStG 1999 bzw. *Eigenerzeuger* nach § 37 Abs. 3 EEG 2012 vs. *Eigenversorgung* in § 5 Nr. 12 EEG 2014

¹²⁷ bspw. *Eigenversorgung* in § 5 Nr. 12 EEG 2014 vs. § 3 Abs. 10 KWKG 2014

¹²⁸ vgl. Abschnitt 3.1.2 und Kapitel 6

$$\text{Eigenerzeugungsquote} = \frac{\text{Eigenverbrauch}}{\text{Strombedarf}} = \frac{\text{Strombedarf} - \text{Stromfremdbezug}}{\text{Strombedarf}}$$

$$\text{Eigenverbrauchsquote} = \frac{\text{Eigenverbrauch}}{\text{Eigenerzeugung}} = \frac{\text{Eigenerzeugung} - \text{Einspeisung}}{\text{Eigenerzeugung}}$$

Das heißt, die *Eigenverbrauchsquote* setzt die eigenverbrauchte Strommenge mit der gesamten eigenerzeugten Strommenge eines Jahres ins Verhältnis, d.h. umgekehrt formuliert der Anteil an der Eigenerzeugung, der nicht ins Netz eingespeist wird.¹²⁹

Die *Eigenerzeugungsquote* hingegen ist das Verhältnis aus eigenverbraucher Strommenge und Strombedarf, d.h. umgekehrt formuliert der Anteil am Elektrizitätsbedarf, der nicht durch Bezug aus dem Elektrizitätsnetz gedeckt wird.¹³⁰ Abbildung 2-15 veranschaulicht dies graphisch.

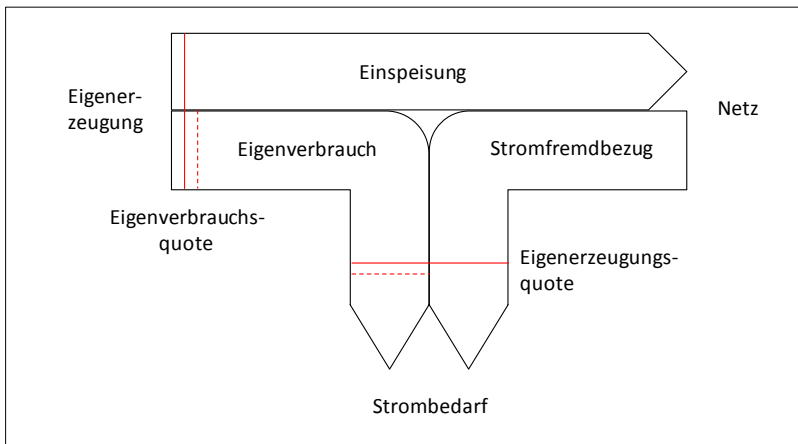


Abbildung 2-15: Energieflussbild der Strommengen in der Energieversorgung von Wohngebäuden zur Veranschaulichung der Begriffsverwendung in dieser Arbeit¹³¹

¹²⁹ entspricht dem *elektrischen Produktionsdeckungsgrad* bei Arndt (2008 S. 8)

¹³⁰ entspricht dem *elektrischen Bedarfsdeckungsgrad* bei Arndt (2008 S. 7)

¹³¹ Speicher bzw. Speicherverluste sind vereinfachend unter „Strombedarf“ erfasst bzw. von ihrer expliziten Darstellung wird entsprechend der Modellierung in Kapitel 6 vereinfachend abgesehen (vgl. S. 271).

Eigenverbrauchsregulierung im EEG

Im Gegensatz zu den vorangehenden Begriffsbestimmungen werden im Folgenden die gesetzlichen Regelungen und die entsprechende Terminologie erläutert.¹³² Die wirtschaftliche Bewertung von Eigenversorgungskonzepten ist stark abhängig von einer Vielzahl von Parametern und entsprechender rechtlicher Vorgaben. Eine entscheidende Fragestellung ist dabei, welche Steuern und Umlagen auf selbstverbrauchte Strommengen zu entrichten sind. Dabei stand neben Netzentgelten insbesondere die EEG-Umlage vielfach im Fokus der Betrachtung, und zwar sowohl aufgrund ihrer Höhe als auch aufgrund mangelnder Rechtssicherheit¹³³.

Da die relevanten Vorgaben in der vergangenen Dekade kontinuierlichen und teils signifikanten Veränderungen unterworfen waren, ist die Bewertung zusätzlich vom genauen Betrachtungs- oder Inbetriebnahmezeitpunkt abhängig, oder von beidem¹³⁴. Wurden bspw. selbst verbrauchte Strommengen aus Aufdach-Photovoltaik-Anlagen nach § 33 Abs. 2 EEG 2009 noch mit 25,01 €/ct/kWh vergütet, entfällt diese Regelung im EEG 2012. Das EEG 2014 führt dann sogar die grundsätzliche Pflicht zur Entrichtung der EEG-Umlage bei Eigenversorgung ein,¹³⁵ wobei bei erneuerbaren Elektrizitätstechniken und KWK-Anlagen nur ein prozentualer Anteil der Umlage entrichtet werden muss. Von der grundsätzlichen Umlagepflicht werden in § 61 Abs. 2 lediglich Eigenversorgungen in Inselanlagen ausgenommen, vollständige Eigenversorgungen aus erneuerbaren Energien ohne Inanspruchnahme von Förderung für

¹³² vgl. Mikešić et al. (2012), Moench et al. (2013), Bardt et al. (2014), Großklos et al. (2015), Bolay und Meyer (2015), Bundesnetzagentur (2015, 2016, 2017a), Will und Zuber (2016), Aretz und Knoefel (2017), Behr und Großklos (2017) sowie Koeppe et al. (2017). Aufgrund der Aktualität und Dynamik der Thematik ist das wissenschaftliche Schrifttum mitunter um Fachbeiträge informeller Formate wie bspw. Vortragsunterlagen von Fachtagungen oder professioneller Blogbeiträge zu ergänzen, hier insbesondere Vogtmann (2013), Schäfer (2014), Siebert (2014), Diermann (2014), Enkhart und Valentin (2015), Vogler (2015), Held (2015), Sötebier (2015), Stahl (2015), Hartmann (2015), Trockel und Schönbeck (2015), Pippke und Mutlak (2015), Wustlich (2015), von Hesler (2015) oder Gaßner (2016).

¹³³ vgl. bspw. Großklos et al. (2015 S. 15), Stahl (2015)

¹³⁴ vgl. Bardt et al. (2014 S. 22f)

¹³⁵ § 61 Abs. 1 EEG 2014

nicht selbst verbrauchte Strommengen, Kraftwerkseigenverbrauch oder Eigenversorgungen aus kleineren Anlagen.

Eine entscheidende Voraussetzung für die Verminderung oder Vermeidung der EEG-Umlagepflicht ist, dass Eigenversorgung im Sinne des EEG vorliegt.¹³⁶ Sind die Voraussetzungen nicht gegeben, handelt es sich um eine Stromdirektlieferung an Dritte, die in jedem Fall umlagepflichtig ist. Während bei Direktlieferung von Solarstrom sich die EEG-Umlage nach § 39 Abs. 3 EEG 2012 um 2 €/ct/kWh verringert,¹³⁷ entfällt diese Regelung im EEG 2014.

Hinsichtlich Eigenversorgung wird die kritischste Anforderung im Schrifttum häufig als (*strikte*) *Personenidentität* bezeichnet, womit gemeint ist, dass die gleiche juristische oder natürliche Person gleichzeitig Anlagenbetreiber und Letztverbraucher zu sein hat.¹³⁸ Im Falle von eigen genutzten Einfamilienhäusern ist dies in der Regel möglich. Komplexer ist die Situation bei Eigentümergemeinschaften in Mehrfamiliengebäuden und Mietgebäuden. Hier wurde durch Organisatoren lokaler Energiekonzepte mit Konstrukten wie sog. (Scheiben-)Pacht-, Nutzenergieliefer-, Genossenschafts- oder GbR-Modellen agiert, um diese Personenidentität darzustellen.

Während solche Modelle unter EEG 2009 und bzw. EEG 2012 an Verbreitung zunahmen, war nach erstmaliger Legaldefinition von Eigenversorgung in § 5 Nr. 12 EEG 2014¹³⁹ der rechtliche Status vieler solcher Modelle mit Stand Ende des Jahres 2015 umstritten¹⁴⁰. In einem sog. *Leitfaden zur Eigenversorgung* nahm die Bundesnetzagentur (2015, 2016 S. 30)¹⁴¹ eine kritische Haltung¹⁴² gegenüber diesen Modellen ein. Gleichzeitig hat die Anwendung solcher Modelle eine Fülle steuer- und

¹³⁶ § 37 Abs. 3 EEG 2012, § 5 Nr. 12 EEG 2014, § 3 Nr. 19 EEG 2017

¹³⁷ informell häufig als *solares Grünstromprivileg* bezeichnet

¹³⁸ vgl. bspw. Bundesnetzagentur (2016 S. 29)

¹³⁹ unverändert übernommen in § 3 Nr. 19 EEG 2017

¹⁴⁰ vgl. bspw. Großklos et al. (2015 S. 21-27), Stahl (2015 S. 11-15)

¹⁴¹ Konsultationsfassung vom Oktober 2015, Endfassung vom Juli 2016

¹⁴² allerdings ohne „normenkonkretisierende Wirkung“ oder überhaupt einer „das Ermessen der Bundesnetzagentur“ bindenden „Festlegung“ (dies. S. 3)

unternehmensrechtlicher und anderer Implikationen wie Meldepflichten oder Anforderungen an Mess- und Abrechnungskonzepte.¹⁴³

Ein weiteres Kriterium für Eigenversorgung ist der *räumliche Zusammenhang*, seit dem EEG 2014 sogar der *unmittelbare* räumliche Zusammenhang. Bei objektbasierten Konzepten ist diese Anforderung jedoch stets erfüllt.

Können die Anforderungen an Eigenversorgung erfüllt werden, kann die Pflicht zur Entrichtung der EEG-Umlage auf selbst verbrauchte Strommengen bei erneuerbaren Elektrizitätstechniken und KWK-Anlagen nach § 61 Abs. 1 Nr. 3 EEG 2014¹⁴⁴ auf einen Anteil von 40 % vermindert werden¹⁴⁵ bzw. nach § 61 Abs. 2 Nr. 4 EEG 2014¹⁴⁶ bei Anlagen mit höchstens zehn Kilowatt elektrischer Leistung für höchstens 10 Megawattstunden selbst verbrauchter Elektrizität pro Jahr ganz vermieden werden. Dabei gelten nach dem Anlagenbegriff aus § 32 Abs. 1 S. 1 EEG 2014 eine Photovoltaik-Anlage und eine Mikro-KWK-Anlage im gleichen Objekt als zwei gesonderte Anlagen.

Nachdem die Anforderungen an das Vorliegen von Eigenversorgung im EEG 2014 ggü. dem EEG 2012 deutlich enger gefasst sind, enthält § 95 Nr. 6 lit. a des Mitte des Jahres 2016 beschlossenen und mit Beginn des Jahres 2017 in Kraft getretenen EEG 2017 wiederum eine Verordnungsermächtigung zur Gleichstellung Photovoltaik-basierter Mieterstrommodelle mit Eigenversorgungsmodellen¹⁴⁷, die allerdings letztendlich nicht umgesetzt wurde.¹⁴⁸ Anstatt dessen werden durch Änderung des EEG ab Sommer 2017 durch das Gesetz zur Förderung von Mieterstrom Direktlieferungen von Elektrizität aus Photovoltaikanlagen bis 100 kW_p

¹⁴³ vgl. Koepf et al. (2017 S. 21)

¹⁴⁴ analog § 61b EEG 2017

¹⁴⁵ bzw. im zweiten Halbjahr des Jahres 2014 und in 2015 sogar auf 30 % und im Jahr 2016 auf 35 %, vgl. Abschnitt 6.4.5

¹⁴⁶ analog § 61a EEG 2017

¹⁴⁷ vgl. Will und Zuber (2016 S. 26f)

¹⁴⁸ Eine analoge Verordnungsermächtigung wurde auch für KWK in § 33c KWKG 2016 beschlossen.

an Letztverbraucher im gleichen Wohngebäude gefördert.¹⁴⁹ Die Förderhöhe entspricht dem anzulegenden Wert nach § 48 Abs. 2 abzüglich 8,5 €/kWh nach § 23b Abs. 1 und fortlaufender Absenkung nach § 49 EEG 2017, d.h. bei im Februar 2017 in Betrieb genommenen Anlagen 4,2 €/kWh bei einer Leistung bis 10 kW_p, 3,86 €/kWh bei einer Leistung bis 40 kW_p und 2,59 €/kWh einer Leistung bis 100 kW_p. Der Förderzeitraum beträgt zwanzig Jahre. Tabelle 2-5 fasst die vorangehenden Darstellungen überblicksartig zusammen.

Tabelle 2-5: Zusammenfassung der EEG-Umlagebelastung für verschiedene Versorgungsfälle nach EEG 2012, 2014 und 2017 mit Fokus auf die Photovoltaik

EEG	Fall	EEG-Umlage-Pflicht
2012	lokale Stromdirektlieferung mit solarem Grünstromprivileg	Vermindert um 2 €/kWh durch sog. solares Grünstromprivileg (§ 39 Abs. 3 EEG 2012)
	Eigenerzeugung	entf. (§ 37 Abs. 3 EEG 2012)
2014	lokale Stromdirektlieferung	voll, Entfall des sog. solaren Grünstromprivilegs
	Eigenversorgung	voll
	Eigenversorgung (erneuerbar, KWK)	anteilig ¹⁵⁰ (ab 2017 40 %)
	Eigenversorgung bei Kleinanlagen	entf.
2017	Mieterstromförderung (Photovoltaik)	voll (aber im Saldo mit Förderung etwa in der Größenordnung der anteiligen EEG-Umlage nach EEG 2014)
	sonst	analog zu EEG 2014

¹⁴⁹ vgl. insb. §§ 19, 21 Abs. 3, 23b EEG 2017

¹⁵⁰ für im zweiten Halbjahr des Jahres 2014 und im Jahr 2015 verbrauchte Strommengen: 30 %; im Jahr 2016: 35 %; ab dem Jahr 2017: 40 % (§ 61 Abs. 1 EEG 2014)

2.4.3 Aufbau einer IuK-Infrastruktur zur koordinierten Betriebsführung verteilter Wärmerezeuger

Der Aufbau einer geeigneten IuK-Infrastruktur gilt als eine Voraussetzung für die Flexibilisierung von Elektrizitätsbezug und dezentraler Erzeugung in Haushalten.¹⁵¹ Ein wichtiges Element dieser Infrastruktur sind sog. *intelligente Messsysteme* in Wohngebäuden. Je nach Ansatz zur Flexibilisierung dienen sie bei direkter Laststeuerung zum bidirektionalen Austausch von Betriebsführungsinformationen, bei Vorgehen über dynamische Elektrizitätstarife zum Austausch von Preis- und Betriebsführungsinformationen. Sie spielen somit eine entscheidende Rolle bei einer gezielten zeitlichen Einlastung der Wärmeversorgung von Wohngebäuden in das Elektrizitätssystem (der zunehmend sog. *Sektorenkopplung* des Wohngebäude- und des Elektrizitätssektors). Daher wurde im Jahr 2011 der Aufbau einer solchen Infrastruktur bzw. der Einbau solcher intelligenter Messsysteme durch eine hinsichtlich technischer Machbarkeit und wirtschaftlicher Vertretbarkeit bedingte Ausstattungspflicht im Energiewirtschaftsgesetz verankert¹⁵² und im Jahr 2016 mit dem sog. *Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende* revidiert bzw. präziser ausgestaltet¹⁵³. Dieses enthält insbesondere in Artikel 3 Änderungen relevanter Teile des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG), in Artikel 5 eine Änderung der Stromnetzzugangsverordnung (Strom-NZV) und in Artikel 1 als neues Stammgesetz das *Messstellenbetriebsgesetz* (MsbG).

Dieses Messstellenbetriebsgesetz unterscheidet

- eine *moderne Messeinrichtung* als "eine Messeinrichtung, die den tatsächlichen Elektrizitätsverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit widerspiegelt und über ein Smart-Meter-Gateway sicher in ein Kommunikationsnetz eingebunden werden kann"¹⁵⁴,

¹⁵¹ Hillemacher (2014 S. 17f)

¹⁵² § 21c EnWG 2011

¹⁵³ bzw. bereits im Rahmen der Umsetzung europarechtlicher Vorgaben des sog. dritten Binnenmarktpakets, vgl. Richtlinien 2009/72/EG sowie 2010/31/EU

¹⁵⁴ § 2 Nr. 10 MsbG

- ein *intelligentes Messsystem* als "eine über ein Smart-Meter-Gateway in ein Kommunikationsnetz eingebundene moderne Messeinrichtung [...]"¹⁵⁵ und
- ein *Smart-Meter-Gateway* als "die Kommunikationseinheit eines intelligenten Messsystems, die ein oder mehrere moderne Messeinrichtungen und weitere technische Einrichtungen wie insbesondere Erzeugungsanlagen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz und dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz [...] sicher in ein Kommunikationsnetz einbinden kann und über Funktionalitäten zur Erfassung, Verarbeitung und Versendung von Daten verfügt"¹⁵⁶.

In der Terminologie des MsbG sind also nur *intelligente Messsysteme* in eine IuK-Infrastruktur eingebunden. *Moderne Messeinrichtungen* hingegen sind a priori offline.

In § 29 Abs. 1 MsbG ist bei Letztverbrauchern mit einem Jahresstromverbrauch von über 6 MWh_{el} und bei Betreibern dezentraler Anlagen von über 7 kW_{el} der verpflichtende Einbau intelligenter Messsysteme verankert. § 31 MsbG legt dafür Zeitrahmen und Preisobergrenzen fest. Demnach ist im Verbrauchsband zwischen 6 und 10 MWh_{el} bzw. für Anlagenbetreiber mit einer installierten Leistung zwischen 7 und 15 kW_{el} ein Zeitraum von 2020 bis 2028 und eine Preisobergrenze von 100 €/a (brutto) vorgesehen. Für die darüber liegenden Verbrauchsbänder bzw. Anlagengrößen gilt der Zeitraum 2017 bis 2025 und entsprechend (absolut) höhere Preisobergrenzen. Alle anderen Letztverbraucher können nach § 29 Abs. 2 MsbG optional mit intelligenten Messsystemen ausgestattet werden. Andernfalls sind die Messstellen nach § 29 Abs. 3 MsbG bis zum Jahr 2032 lediglich mit modernen Messeinrichtungen auszustatten. Der Einschätzung von Blümer (2018) zufolge bedeutet dies, dass bis 2032 an rund 90 % der Messpunkte ca. 36 Mio. *moderne Messeinrichtungen* verbaut werden, während nur rund 4 Mio. *intelligente Messsysteme* tatsächlich in eine IuK-Infrastruktur eingebunden werden.

¹⁵⁵ § 2 Nr. 7 MsbG

¹⁵⁶ § 2 Nr. 19 MsbG

Der Aufbau der hier beschriebenen IuK-Infrastruktur wird daher in den Kapiteln 4 und 6 dieser Arbeit als gegeben und nicht entscheidungsrelevant vorausgesetzt. Dieses Vorgehen wird in Kapitel 8 kritisch diskutiert.

Neben dem Aufbau einer technischen IuK-Infrastruktur sind für die reale Umsetzung einer gezielten zeitlichen Einbindung der Wärmeversorgung von Wohngebäuden in das Elektrizitätssystem auch der regulatorische Rahmen für das Anbieten dynamischer Tarife bzw. die Einbindung in virtuelle Kraftwerke relevant.¹⁵⁷

2.5 Sektorgekoppelte Techniken zur Wärmeversorgung von Wohngebäuden

Wie bereits in Abschnitt 2.3 ausgeführt, besteht in der Wärmeversorgung von Wohngebäuden ein Potenzial für elektrisches Lastmanagement bzw. elektrische Flexibilität mit sektorgekoppelten Wärmeerzeugern. Der folgende Abschnitt 2.5.1 geht kurz auf technische und organisatorische Voraussetzungen ein, gefolgt von einer Charakterisierung der eigentlichen Wärmeerzeugertechniken in den Abschnitten 2.5.2 und 2.5.3.

2.5.1 Überblick und Voraussetzungen

Zur sektorgekoppelten Wärmeversorgung ist eine geeignete *Informations- und Kommunikations-Infrastruktur* eine technische Voraussetzung zur Ermöglichung einer koordinierten Betriebsführung. Eine solche befindet sich im Aufbau.¹⁵⁸ Instrumente zur marktlichen Umsetzung des koordinierten Betriebs verteilter Anlagen stellen sog. *virtuelle Kraftwerke* dar. Dabei handelt es sich um die durch ein Betreiberunternehmen organisierte Zusammenfassung, IuK-technische Vernetzung, zentrale Steuerung und Marktanbindung verteilter, flexibler, heterogener

¹⁵⁷ vgl. Abschnitt 2.5

¹⁵⁸ vgl. Abschnitt 2.4.3

Erzeugungs- und Verbraucherkapazitäten zu einer größeren (virtuellen) Einheit, wobei es die Aggregation ermöglicht oder erleichtert, auf Elektrizitätsmärkten profitabel zu agieren.¹⁵⁹ Beispiele umfassen das sog. *Zuhausekraftwerk* von Volkswagen und *Lichtblick*, die sog. *Energiewende für Zuhause* von RWE und Vaillant bzw. *Senertec*, ein Kooperation von RWE mit Siemens sowie entsprechende Aktivitäten von *Vattenfall*¹⁶⁰. Einer Studie von Frost & Sullivan (2017)¹⁶¹ zufolge besteht im Rahmen der Energiewende ein deutliches Wachstumspotenzial in diesem Bereich für Unternehmen wie bspw. *Next Kraftwerke*. Vergleichbare Ziele werden mit sog. *virtuellen Energie-Communities* verfolgt,¹⁶² bei der verteilte sog. *Prosumenten*¹⁶³ durch einen zentralen Plattform-Betreiber IuK-technisch verbunden werden. Die auf diese Weise eingebundenen Techniken umfassen Photovoltaikanlagen, Mikro-KWK-Anlagen, Wärmepumpen und Batteriespeicher in Wohngebäuden. Alternativ oder komplementär kann eine systemdienliche Betriebsführung von Wärmeerzeugern in Wohngebäuden auch durch dezentrale Steuerung mittels *dynamischer Elektrizitätstarife* organisiert werden.¹⁶⁴ Dazu wurden die regulatorischen Rahmenbedingungen in den letzten Jahren zunehmend verbessert.¹⁶⁵ Mit solchen Konzepten kann also prinzipiell elektrische Flexibilität in der Wärmeversorgung von Wohngebäuden nutzbar gemacht werden.

Als entscheidende Wärmeerzeuger-Techniken zur Umsetzung solcher Konzepte gelten die *Mikro-Kraft-Wärme-Kopplung* sowie *elektrische Wärmepumpen*. Bei beiden Techniken kann durch die zeitliche Entkopplung von Betrieb und thermischer Nutzung durch Wärmespeicherung

¹⁵⁹ vgl. Schmidt et al. (2016), Knorr et al. (2014), Steck (2013), Miara et al. (2013 S. 132ff), Bardt (2013 S. 52ff), Albersmann et al. (2012), Sučić et al. (2011), Wille-Hausmann et al. (2010), von Roon (2009)

¹⁶⁰ Lorenz (2011), Suttor (2014 S. 110ff)

¹⁶¹ zit. n. Akoto (2017)

¹⁶² bspw. die sog. *Sonnen-Community* der Fa. *Sonnen*, *Nima Freistrom* der Fa. *Alelion* (vormals *Caterva*), *ViShare* der Fa. *Viessmann*, *SolarPlus* der Fa. *EbBW*, *Aura* der Fa. *EON*, *myEnergyCloud* der Fa. *EWE* etc., vgl bspw. Maier (2018)

¹⁶³ Wortkontamination aus *Konsumenten* und *Produzenten*, also Endverbraucher mit Eigenzeugungsanlagen

¹⁶⁴ vgl. bspw. Hillemacher (2014), Liebe et al. (2015)

¹⁶⁵ vgl. Eder et al. (2013), Layer (2017), Fuhs und Schmitz (2018)

ein Beitrag zur Integration erneuerbarer Elektrizitätstechniken in das Energiesystem geleistet werden. Gleichzeitig gelten beide Techniken als energieeffizient.¹⁶⁶ Auf die Betrachtung dieser beiden Techniken fokussiert sich daher diese Arbeit. Im Folgenden wird deshalb die grundlegende Funktionsweise beider Techniken kurz erläutert, ein Überblick über ihre gängigen Ausprägungen gegeben, relevante Definitionen vorgenommen sowie die CO₂-Emissionsintensität dieser Wärmeerzeuger diskutiert.¹⁶⁷

2.5.2 Wärmepumpen¹⁶⁸

Wärmepumpen dienen als Wärmeerzeuger in Wohngebäuden, indem sie unter Einsatz von Elektrizität, Gas oder Antriebswärme einer äußeren Wärmequelle auf niedrigem Temperaturniveau Wärme entziehen und diese auf höherem Temperaturniveau als Nutzwärme wieder abgeben (vgl. Abbildung 2-16).

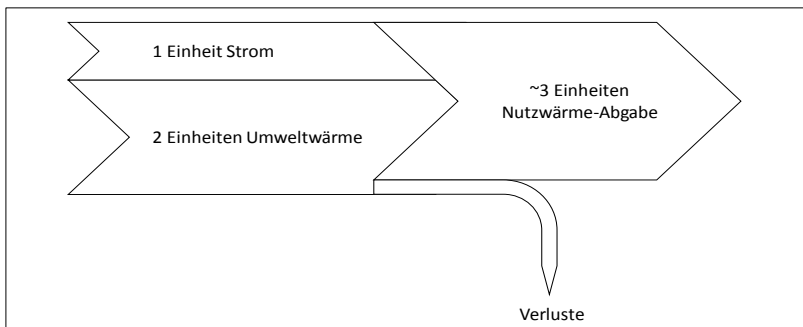


Abbildung 2-16: Energieflussbild einer elektrischen Wärmepumpe mit beispielhaften Zahlenannahmen

¹⁶⁶ vgl. Verordnung Nr. 813/2013 der EU-Kommission

¹⁶⁷ Technisch-wirtschaftliche Charakteristika sowie die Modellierung thermischer Speicher sind umsetzungsnah in den Kapiteln 4 bzw. 6 beschrieben. Die Ergebnisse dieser Arbeit zum wirtschaftlichen Potenzial in Wohngebäuden in Deutschland finden sich in den Kapiteln 5 und 7. Die Rolle und Perspektiven sektorgekoppelter Wärmeerzeugung im Rahmen der Transformation des Energiesystems werden in Kapitel 8 diskutiert.

¹⁶⁸ Teile der folgenden Ausführungen orientieren sich an Miara et al. (2011, 2013), Recknagel et al. (2017 S. 1025ff), Bonin (2012) und Wietschel et al. (2015 S. 383ff).

Funktionsprinzip

Aus thermodynamischer Sicht sind Wärmepumpen die technische Verwirklichung eines linkslaufenden Kreisprozesses. Am häufigsten wird der Kompressions-Kaltdampfprozess verwendet, wie er auch in Kompressions-Kälteanlagen, bspw. in Kühlschränken eingesetzt wird.¹⁶⁹

Dabei wird das Arbeitsmedium, das sog. *Kältemittel*, in einem Verdampfer aus dem flüssigen Zustand bei niedrigem Druck (Zustand 4, vgl. Abbildung 2-17) durch Wärmeaufnahme aus der Wärmequelle verdampft (Zustand 1) und dann durch einen Verdichter unter Aufnahme mechanischer Energie auf einen höheren Druck gebracht (Zustand 2). In einem Verflüssiger gibt das Kältemittel Wärme bei entsprechend der Verdichtung erhöhter Kondensationstemperatur ab, wobei es in den (ggf. abgekühlten) flüssigen Zustand übergeht (Zustand 3). In einer Drossel wird es entspannt (Zustand 4) und wieder dem Verdampfer zur erneuten Wärmeaufnahme zugeführt.

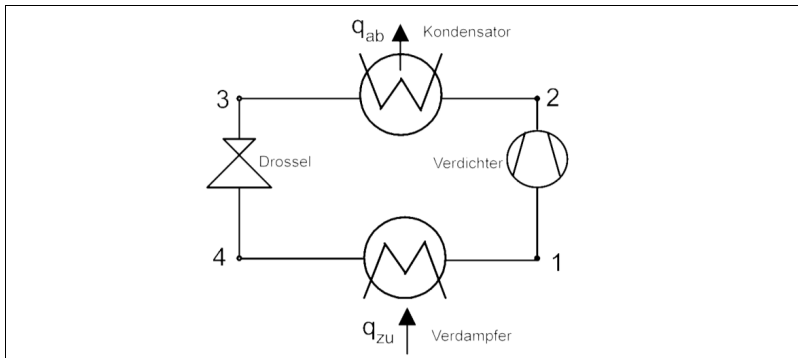


Abbildung 2-17: Schaltbild der Umsetzung des Kaltdampf-Prozesses in einer Kompressions-Wärmepumpe¹⁷⁰

Typologie und Verbreitung

Wärmepumpen können unterschieden werden:

¹⁶⁹ vgl. Doering et al. (2016 S. 283)

¹⁷⁰ Abbildung entnommen aus Sperlich (2012)

- nach der Wärmequelle bspw. in *Außenluft*-, *Erdreich*- oder *Grundwasser*-Wärmepumpen. Auch andere Wärmequellen können genutzt werden wie Abwasser, Prozessabwärme, Meeres- oder Seewasser usf. Zudem können erdgekoppelte Wärmepumpenanlagen weiter nach Bauform der Wärmequellenanlage unterschieden werden.¹⁷¹ Mit erdgekoppelten Wärmepumpen werden i.d.R. höhere Effizienzwerte erreicht. Sie sind aber mit höheren Investitionen für die Wärmequellenanlage verbunden und unterliegen u. U. behördlicher Genehmigung. Die derzeit am häufigsten installierte Bauform ist die Außenluft-Wärmepumpe (vgl. Tabelle 2-6).
- nach der Konfiguration aus Wärmequellenmedium und Zielmedium in *Wasser/Wasser*-, *Luft/Wasser*- oder *Luft/Luft*-Wärmepumpen.¹⁷² Reine Luft/Luft-Heizwärmepumpen sind in Deutschland selten, da Luftheizungen unüblich sind.¹⁷³
- nach der Antriebsenergie bspw. in *Elektro*-, *Gas*- oder thermisch angetriebene (*Sorptions*-) Wärmepumpen, wobei in Deutschland zur Heizwärmeerzeugung die Elektrowärmepumpe dominiert,¹⁷⁴
- nach der Anwendung in *Heiz*- oder *Warmwasser*-Wärmepumpen. Letztere bezeichnen solche Wärmepumpen, die ausschließlich zur Trinkwarmwassererwärmung dienen. Dies wird in der Regel von ersteren mit übernommen.
- nach Ausführung mit oder ohne unterstützenden zweiten Energieträger zur Deckung der Spitzenlast, zumeist Erdgas, in *mono*- oder *bivalente* Wärmepumpen. Bivalente Anlagen können weiter nach Auslegung und Betriebsführung in bivalent-alternativ, bivalent-parallel oder die Mischform bivalent-teilparallel unterschieden werden. Bivalente Anlagen sind vor allem in Bestandsgebäuden, bei der

¹⁷¹ vgl. Miara et al. (2013 S. 59ff), Häfner et al. (2015)

¹⁷² Die geläufige Bezeichnung *Sole/Wasser*-Wärmepumpe bezieht sich auf Ausführungen mit Erdkollektor-Wärmequellenanlagen, die als Wärmeträgermedium ein etwas unscharf als Sole bezeichnetes Frostschutz-Wasser-Gemisch nutzen (Miara et al. 2013 S. 60)

¹⁷³ vgl. Abschnitt 2.2.3

¹⁷⁴ vgl. bspw. Krause et al. (2011 S. 63)

Weiternutzung vorhandener Heizsysteme oder im Mehrfamilienhausbereich von Bedeutung, während sie in neuen Einfamilienhäusern mit Flächenheizung keine Rolle spielen.¹⁷⁵

- nach dem Aufstellort in (*Monoblock-*) *Innen-* oder *Außen-Wärmepumpen* bzw. als *Split-*Ausführung mit Verdampfer im Freien und Verflüssiger im Heizungsraum.¹⁷⁶ Hier sind räumliche und akustische Aspekte bestimmend.
- nach der thermischen Leistung in *Kleinwärmepumpen* (bis ca. 100 kW_{th}) oder *Großwärmepumpen* (ab ca. 150 kW_{th}) und solche mittlerer Leistung (dazwischen).¹⁷⁷ Die objektbasierte Wärmeerzeugung bewegt sich nach dieser Unterscheidung hauptsächlich im Bereich der Kleinwärmepumpen.¹⁷⁸
- nach Niveau der Vorlauftemperatur in *Nieder-* oder *Hochtemperatur-Wärmepumpen*. Waren in der Vergangenheit Wärmepumpen zumeist auf den Einsatz in Neubauten mit hohem Energiestandard und Niedertemperaturheizsystemen mit Flächenheizungen oder Niedertemperaturheizkörpern ausgerichtet, werden inzwischen auch höhere Systemtemperaturen ab ca. 65 °C erreicht um stärker den Bereich der Bestandsgebäude zu adressieren.¹⁷⁹

Weitere Unterscheidungen betreffen die technische Ausführung, bspw. nach Verdichterbauform als *Spiral-, Kolben-, Schrauben-* oder *Turbo-Verdichter*¹⁸⁰ oder nach verwendetem Arbeitsmedium, dem sog. *Kältemittel*¹⁸¹.

¹⁷⁵ Miara et al. (2013 S. 93ff). Zudem existiert die Bezeichnung *monoenergetische* Wärmepumpen, welche zur Spitzenlastdeckung zusätzlich mit einem Heizwiderstand ausgerüstet sind.

¹⁷⁶ vgl. Recknagel (2017 S. 1028)

¹⁷⁷ vgl. Miara et al. (2013 S. 42)

¹⁷⁸ Auf eine Nennwärmeleistung von bis zu 100 kW_{th} stellt auch das Marktanzreizprogramm zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt (2015 S. 12) ab.

¹⁷⁹ vgl. Miara et al. (2013 S. 16). Große Hochtemperatur-Wärmepumpen werden auch in industriellen und gewerblichen Anwendungen eingesetzt. Einen Überblick über den Stand der Technik und einen Marktüberblick geben Arpagaus (2017) und Arpagaus et al. (2018).

¹⁸⁰ vgl. Miara et al. (2013 S. 27ff)

¹⁸¹ z.B. mit den Handelsnamen R134a (Tetrafluorethan), R410A (Gemisch aus Difluormethan und Pentafluorethan), R407C (Gemisch dreier verschiedener Kältemittel), R717 (Ammoniak), R744 (Kohlendioxid) oder R290 (Propan), vgl. Miara et al. (2013 S. 48ff)

Die in der Wärmeversorgung von Wohngebäuden in Deutschland derzeit am häufigsten installierte Wärmepumpenausführung ist die Luft/Wasser-Elektro-Heizungswärmepumpe. Auf die Betrachtung dieser Ausführung konzentriert sich daher diese Arbeit sowie viele der untersuchten Quellen.

Die Absatzstruktur von Wärmepumpen in Deutschland gibt Tabelle 2-6 an. Die Bedeutung von Wärmepumpen im Verhältnis zu anderen Wärmeerzeugern in Wohngebäuden in Deutschland wird in Abschnitt 2.2.3 eingeordnet.

Tabelle 2-6: Absatz von Wärmepumpen in Deutschland im Jahr 2017¹⁸²

Ausführung	Absatz 2017 [Tausend]	Anteil an Heiz-WP
Erdreich	23	29 %
<i>Sole</i>	18	23 %
<i>Grundwasser und sonstige</i>	5	6 %
Luft	55	71 %
<i>Monoblock</i>	31	40 %
<i>Split</i>	24	31 %
Gesamtzahl Heizwärmepumpen	78	100 %
Warmwasserwärmepumpen	14	

Effizienzkennzahlen

Zur Charakterisierung der Effizienz von Elektro-Wärmepumpen sind in Deutschland vor allem die beiden verschieden definierten und zu unterschiedlichen Zwecken genutzten Kennzahlen *Leistungszahl* und *Arbeitszahl* gebräuchlich.¹⁸³ Gemeinsam haben beide, dass sie auf das Verhältnis von Wärmeabgabe zu Elektrizitätseinsatz abzielen.

¹⁸² nach Zahlen des BWP (2018a)

¹⁸³ Einen Überblick über diese und ihr Verhältnis zu im angelsächsischen Sprachraum bzw. international gebräuchlichen Kennzahlen wie *Energy Efficiency Ratio* (EER), *Coefficient of Performance* (COP), *Seasonal Coefficient of Performance* (SCOP), *Seasonal Performance Factor* (SPF), *Heating Seasonal Performance Factor* (HSPF) oder *Seasonal Energy Efficiency Ratio* (SEER) geben Miara et al. (2013 S. 24ff).

Die *Leistungszahl* (engl. *COP*) ist eine gerätespezifische aber von den Einsatzbedingungen unabhängige Herstellerangabe. Sie wird unter Laborbedingungen für den stationären Betrieb bei verschiedenen *Betriebspunkt* genannten, definierten Kombinationen aus Wärmequellen-temperatur sowie Vor- und Rücklauf-temperatur des Heizkreises ermittelt und dient zur Beurteilung der Geräteeigenschaften. Das genaue Vorgehen ist in DIN 14511 normiert.¹⁸⁴ Die Kennzahl wird üblicherweise mit einer Kurznotation des Betriebspunkts ausgewiesen, die das Wärmequellenmedium, die Wärmequellentemperatur, das Wärmesenkenmedium und die Wärmesenktemperatur angibt. Beispielsweise bedeutet A-7/W35: Wärmequellenmedium Luft (A für Luft¹⁸⁵), Lufttemperatur -7 °C, Wärmesenkenmedium Wasser (W) und Heizungsvorlauf-temperatur 35 °C.¹⁸⁶ Beispiele aktueller, nach DIN 14511 ermittelter Werte finden sich bei NTB-WPZ (2018a, 2018b). Eine statistische Auswertung solcher Labormessungen inklusive einer Darstellung der Entwicklung im Zeitverlauf stellt Eschmann (2016) vor. Die COP-Werte einer beispielhaften Auswahl aktuell am Markt verfügbarer Wärmepumpen bei verschiedenen Betriebspunkten nach entsprechender Heizleistung ist in Abbildung 2-18 dargestellt. Die Werte nehmen ab mit steigender Vorlauf-temperatur und sinkender Wärmequellentemperatur.

Die *Arbeitszahl* charakterisiert hingegen die Effizienz der Wärmepumpe in einem konkreten Einsatzkontext im instationären Betrieb über einen definierten Zeitraum. Häufig beträgt dieser Zeitraum ein Jahr. Dann wird von der *Jahresarbeitszahl* gesprochen. Klar zu unterscheiden ist die *berechnete* von der *gemessenen* Arbeitszahl. Die berechnete Arbeitszahl wird bspw. nach einem in der VDI-Richtlinie 4650 festgelegten Verfahren rechnerisch ermittelt.¹⁸⁷ Dabei finden u.a. Leistungszahlen als gerätespezifische Herstellerangaben Eingang, in der Regel von mehreren Betriebspunkten. Die Berechnung der Arbeitszahl dient bspw. der

¹⁸⁴ DIN (2018)

¹⁸⁵ (engl. *Air*), B für Sole (engl. *Brine*), W für (Grund-)Wasser

¹⁸⁶ vgl. VDI (2016 S. 8)

¹⁸⁷ VDI (2016)

Abschätzung der Effizienz oder der Betriebskosten einer Anlage vor ihrer Installation, aber auch als Kriterium bzw. Fördervoraussetzung für Investitionszuschüsse¹⁸⁸.

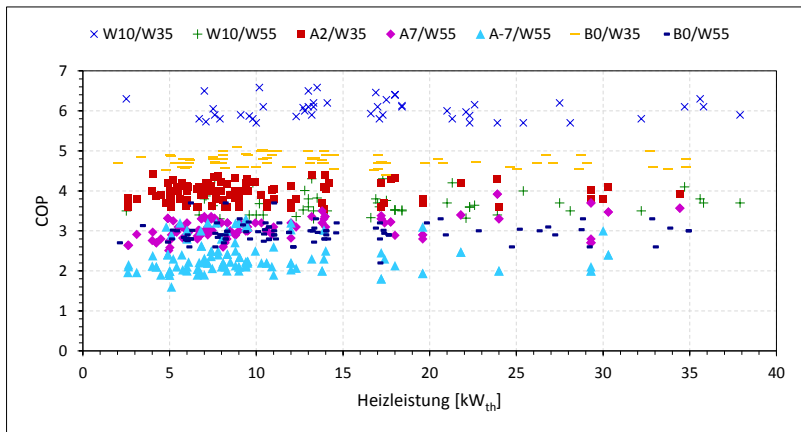


Abbildung 2-18: COP-Werte einer beispielhaften Auswahl aktuell am Markt verfügbarer Wärmepumpen bei verschiedenen Betriebspunkten nach entsprechender Heizleistung¹⁸⁹

Diese Kennzahl ist trotz Bezeichnungsgleichheit zu unterscheiden von der *gemessenen Arbeitszahl*, die auf einer Vermessung der Anlage unter realen Bedingungen beruht, d.h. nach ihrer Installation. Vorgehen und Bilanzgrenzen sind hier nicht normiert. Hinweise können aber abgeschlossenen Feldtests entnommen werden.¹⁹⁰ Beispielsweise bei Miara (2013 S. 127) reichen (bei einer begrenzten Stichprobengröße) die Messwerte von 2,6 bei Luft/Wasser-Wärmepumpenanlagen in Bestandsgebäuden (N=20) bis zu 3,9 (N=56) bei Sole-Wasser-Wärmepumpenanlagen in Neubauten. Detaillierte Angaben sind in Tabelle 6-9 zusammengestellt.

¹⁸⁸ nach dem Marktanreizprogramm zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt (Nr. IV.3.4.2)

¹⁸⁹ eigene Darstellung von Zahlen von Topten (2018)

¹⁹⁰ vgl. Miara et al. (2011 S. 42f, 2013 S. 122ff), Auer und Schote (2008)

Henning und Palzer (2013) weisen basierend auf Modellrechnungen die mittlere Jahresarbeitszahl von Wärmepumpen in Abhängigkeit des Anteils *aller Gebäude* in Deutschland, die durch Wärmepumpen mit Wärme versorgt werden aus (vgl. Abbildung 2-19). Dabei geht die Struktur der Heizungssysteme im Gebäudebestand und damit die jeweils notwendige Vorlauftemperatur ein. Sind bspw. 40 % aller Gebäude mit Wärmepumpen ausgestattet, beträgt die mittlere Jahresarbeitszahl aller elektrischen Wärmepumpen mit Luft als Wärmequelle 3,3. Dabei wird bereits eine zukünftige technische Weiterentwicklung der Wärmepumpen unterstellt. Die Angaben von Henning und Palzer (2013) implizieren, dass theoretisch alle Gebäude mit Wärmepumpen versorgbar sind, wenn auch mit teils sehr niedrigen Jahresarbeitszahlen. Die Implikationen für das Elektrizitätssystem und die Elektrizitätsnetze werden dabei nicht betrachtet.

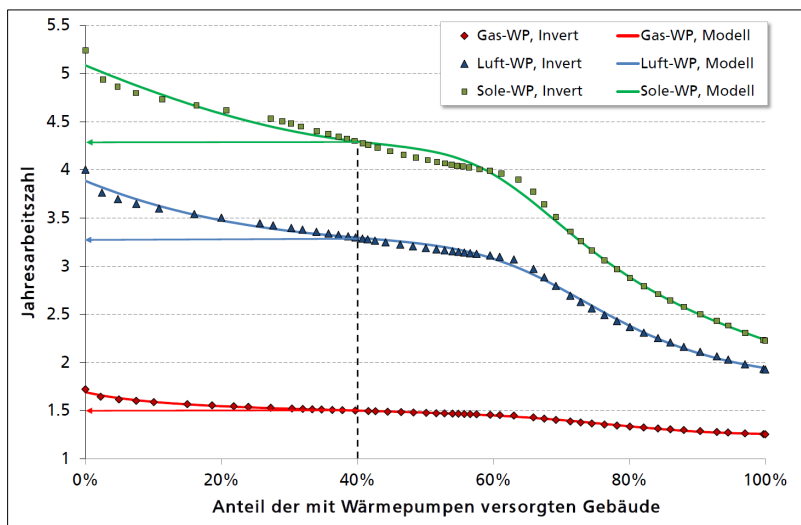


Abbildung 2-19: Mittlere Jahresarbeitszahl von Wärmepumpen in Abhängigkeit des Anteils aller Gebäude in Deutschland mit Wärmeversorgung durch Wärme Wärmepumpen¹⁹¹

¹⁹¹ Abbildung unverändert entnommen aus Henning und Palzer (2013 S. 18)

CO₂-Emissionsintensität elektrischer Wärmepumpen

Der Betrieb elektrischer Wärmepumpen verursacht keine lokalen CO₂-Emissionen.¹⁹² Werden aber die indirekt verursachten Emissionen der Erzeugung der eingesetzten Strommengen auf die Wärmeerzeugung der Wärmepumpe attribuiert, stehen die Emissionen dieser Wärmeerzeugung folglich in Abhängigkeit der Emissionsintensität des eingesetzten Strommixes. Zudem steht die Emissionsintensität der Wärmeerzeugung mit elektrischen Wärmepumpen auch in Abhängigkeit ihrer Effizienz. Diese Zusammenhänge sind überblicksartig in Abbildung 2-20 dargestellt. Dabei ist auf der Rechtsachse der Emissionsfaktor des Strommixes abnehmend – also der Logik der Transformation des Energiesystems¹⁹³ folgend „chronologisch“ – abgetragen.¹⁹⁴ Auf diese Weise kommen die sich im Zeitverlauf verändernden Rahmenbedingungen durch den Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energieträger im Elektrizitätssektor bei der Beurteilung der Emissionsintensität dieses sektorgekoppelten Wärmeerzeugers im Wohngebäudesektor zum Ausdruck.

Während nämlich aktuell der CO₂-Emissionsfaktor des Strommixes ca. 527 g_{CO2}/kWh_{el} beträgt,¹⁹⁵ erfordert die Umsetzung der energie- und klimapolitischen Ziele der Bundesregierung eine deutliche Reduktion dieses Werts.¹⁹⁶ Anschaulich ausgedrückt ist also für die Beurteilung der heutigen Situation in etwa das „linke Sechstel“ des Diagramms relevant, für eine mittelfristige Perspektive der mittlere Teil und für eine Zielerreichungsperspektive auf das Jahr 2050 in etwa das „rechte Sechstel“.¹⁹⁷ Auf der Hochachse ist als Maß für die Anlageneffizienz die Arbeitszahl aufgetragen. Wie umseitig aufgezeigt, sind bei erdgekoppelten Wärmepumpen in Neubauten mit Flächenheizungen oder anderen geeigneten Radiatorbauformen Arbeitszahlen von bis zu 5 erreichbar, während bei

¹⁹² sowie keine lokalen Emissionen klassischer Luftschadstoffe, u.U. aber durchaus lokale Schallemissionen (vgl. Miara et al. 2013 S. 78ff)

¹⁹³ vgl. Abschnitt 2.1

¹⁹⁴ Ähnliche Überlegungen stellt bereits Lowe (2007) oder Sadr (2014) an.

¹⁹⁵ Icha und Kuhs (2017 S. 9), Angabe für das Jahr 2016. Übertragungsverluste werden dabei vernachlässigt.

¹⁹⁶ vgl. Abschnitt 2.1

¹⁹⁷ vgl. Kapitel 8, S. 352ff

luftgekoppelten Wärmepumpen in Bestandsgebäuden Werte zwischen 2 und 3 realistisch sind.¹⁹⁸ Dem Anlagenbetrieb zeitlich vor- oder nachgelagerte Emissionen im Sinne einer Ökobilanz werden hierbei nicht betrachtet. Als Vergleichsmaßstab liegt bspw. bei einem erdgasgefeuerten Heizkessel mit einem heizwertbezogenen Nutzungsgrad von 90 % der spezifische Emissionsfaktor der Wärmeerzeugung bei ca. 223 $\text{g}_{\text{CO}_2}/\text{kWh}_{\text{th}}$, bei einem heizölgefeuerten bei ca. 292 $\text{g}_{\text{CO}_2}/\text{kWh}_{\text{th}}$.

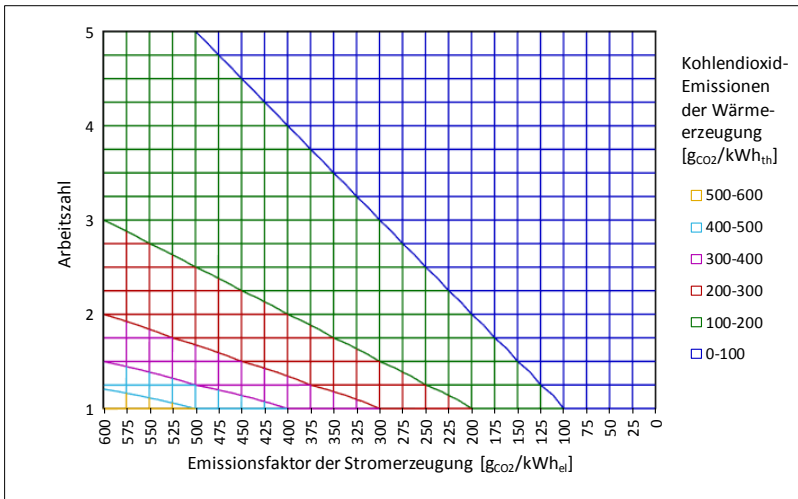


Abbildung 2-20: Rechnerische spezifische CO_2 -Emissionen der Wärmeerzeugung mit einer Wärmepumpe in Gramm CO_2 pro Kilowattstunde (thermisch) nach Emissionsfaktor der eingesetzten Strommengen und Arbeitszahl der Wärmepumpe; eigene Darstellung

Offensichtlich ist zunächst, dass mit abnehmendem Emissionsfaktor des Strommixes die Intensität indirekter Emissionen aus der Wärmeerzeugung elektrischer Wärmepumpen abnimmt. Beispielsweise bei Installationen in Bestandsgebäuden mit einer Arbeitszahl von um die 3 verursacht die Wärmeversorgung mit elektrischen Wärmepumpen unter den Voraussetzungen des aktuellen Strommixes indirekte Emissionen, die nicht viel niedriger als die eines erdgasgefeuerten Heizkessels ausfallen.

¹⁹⁸ vgl. Abbildung 2-19 sowie Tabelle 6-9

Eine Installation mit einer Arbeitszahl am unteren Ende des Spektrums der Feldtests von ca. 2¹⁹⁹ verursacht unter aktuellen Voraussetzungen indirekte Emissionen in ähnlicher Höhe wie ein ölgefeuerter Heizkessel. Nur Anlagen mit Arbeitszahlen jenseits der 3 – was in älteren Bestandsgebäuden i.d.R. nur unter günstigen Voraussetzungen erreicht wird – bieten auch unter aktuellen Voraussetzungen bereits Vorteile hinsichtlich der CO₂-Emissionsintensität. Bei Halbierung des Emissionsfaktors der Elektrizitätserzeugung böte allerdings selbst eine Anlage mit der Arbeitszahl von 2 signifikante Emissionsvorteile gegenüber einem erdgasgefeuerten Gaskessel. Eine noch weitergehende, (fast) vollständige Dekarbonisierung des eingesetzten Strommixes dekarbonisiert entsprechend auch die Wärmeerzeugung durch Wärmepumpen (fast) vollständig. Das trifft auf Bestandsanlagen wie für zukünftige Installationen gleichermaßen zu.

Im nachfolgenden Abschnitt 2.5.3 ist die analoge Betrachtung für Mikro-KWK dargestellt. In Kapitel 8 werden ab S. 341ff die Konsequenzen im Lichte der Ergebnisse der Modellrechnungen dieser Arbeit und im Kontext aktueller Szenarien zur Entwicklung des Energiesystems im Schrifttum diskutiert.

2.5.3 Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen in Wohngebäuden²⁰⁰

Begriffsbestimmung

Die Kraft-Wärme-Kopplung²⁰¹ (KWK) wird in der Literatur definiert als

- „die gleichzeitige Umwandlung von zugeführten Energien in einer Energieanlage in mehrere Zielenergien, das heißt mechanische,

¹⁹⁹ vgl. Abbildung 2-19 sowie Tabelle 6-9

²⁰⁰ Teile der folgenden Ausführungen orientieren sich an Schaumann und Schmitz (2010), Suttor (2014), Thomas (2011), Pehnt et al. (2006), ASUE (2014), Bachor et al. (2013), Recknagel (2017 S. 694ff), Arndt (2008), Woltd (2007 S. 14ff), Merkel (2016 S. 43ff) oder Schönfelder (2013 S. 29ff).

²⁰¹ Während in Deutschland in Recht und Praxis die Bezeichnung *Kraft-Wärme-Kopplung* gängig ist, findet sich in der Schweiz und in Österreich auch die inhaltlich identische Bezeichnung *Wärme-Kraft-Kopplung*.

elektrische Energie, Wärme und Kälte, wobei diese Zielenergien an Endverbraucher abgegeben werden“ (VDI 2005 S. 6),

- „die gleichzeitige Umwandlung von eingesetzter Energie in elektrische Energie und in Nutzwärme in einer ortsfesten technischen Anlage“ (§ 2 Nr. 13 KWKG 2016)²⁰²,
- „die gleichzeitige Gewinnung von mechanischer und thermischer Nutzenergie aus anderen Energieformen mittels eines thermodynamischen Prozesses in einer technischen Anlage“ (Schaumann und Schmitz 2010 S. 6), oder als
- der Vorgang der gleichzeitigen Erzeugung von Wärme und Strom mit hohem Gesamtnutzungsgrad in räumlicher Nähe zum Endverbrauch (Pehnt et al. 2006 S. 1²⁰³).

Es liegt mithin in der Literatur keine einheitliche Definition der Kraft-Wärme-Kopplung vor. Aus produktionswirtschaftlicher Perspektive genügt für die Zwecke der vorliegenden Arbeit eine Festlegung der *Kraft-Wärme-Kopplung* als *Kuppelproduktion von Strom und Wärme*. Aus thermodynamischer Perspektive handelt es sich bei Anlagen auf Basis offener Kreisprozesse²⁰⁴ (bspw. Otto-, Diesel-, Joule-Brayton- bzw. Gasturbinen-Prozess) um die Nutzung der bei der Elektrizitätserzeugung abgeführten Wärme.²⁰⁵ Bei geschlossenen Kreisprozessen²⁰⁶ führt hingegen die Wärmeauskopplung zu einem sog. *Stromverlust*²⁰⁷.

Mikro-KWK wiederum bezeichnet zunächst allgemein die KWK mit kleinen KWK-Anlagen. Sie werden auch als *Mikro-Blockheizkraftwerke (BHKW)* bezeichnet. Eine verbindliche Größenabgrenzung der *Mikro-KWK* existiert ebenfalls nicht. In der Literatur finden sich verschiedene, teils signifikant voneinander abweichende Definitionen von Mikro-KWK bzw. Mikro-BHKW. Sie stellen häufig auf die Nennleistung ab, zu meist die elektrische, oder auf den Einsatzbereich, oder beides. Die

²⁰² vgl. Abschnitt 2.4.1

²⁰³ unter Verweis auf Brown und Casten (2004); Übersetzung des Autors

²⁰⁴ zudem i.d.R. bei Brennstoffzellen

²⁰⁵ vgl. Doering et al. (2015 S. 171ff, S. 203ff)

²⁰⁶ v.a. Clausius-Rankine- bzw. Dampfturbinen-Prozess

²⁰⁷ AGFW (2011 S. 15)

Energieeffizienz-Richtlinie 2012/27/EU des Europäischen Parlaments und des Rates definiert in Art. 2 Nr. 39 bspw. eine „KWK-Kleinanlage‘ [als] eine KWK-Anlage mit einer Höchstkapazität von weniger als 50 kW_{el}“²⁰⁸. Pehnt et al. (2006 S. 1) hingegen verstehen unter Mikro-KWK die KWK in Einzelgebäuden und legen eine Obergrenze bei 15 kW_{el} an, während sie der Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung bei 10 kW_{el} ansetzt.²⁰⁹ Die VDI-Richtlinie 4656 zur Planung und Dimensionierung von Mikro-KWK-Anlagen definiert demgegenüber Mikro-KWK also solche Anlagen, die „für den Einsatz in Ein- und Mehrfamilienhäusern sowie Kleingewerbebetrieben konzipiert“ sind und „eine Brennstoffleistung von maximal 70 kW“²¹⁰ aufweisen. Zudem unterscheiden manche Quellen kleine KWK-Anlagen weiter in Mini-, Mikro- und Nano-KWK-Anlagen²¹¹ oder führen die alternativen Bezeichnung der „stromerzeugenden Heizung“²¹² ein. Als Konsequenz bezeichnet in dieser Arbeit *Mikro-KWK* bzw. *Mikro-BHKW* den Einsatz von KWK-Anlagen in Wohngebäuden. Eine Unterscheidung in Nano-, Mikro- oder Mini-KWK ist nicht erforderlich. Einen Überblick über die Verbreitung fossil gefeuerter BHKW nach Leistungsbändern gibt Abbildung 2-14.

Funktionsprinzip

Das Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung wird häufig erläutert durch einen Vergleich mit getrennter Erzeugung von Wärme und Elektrizität hinsichtlich der Energieeffizienz.²¹³ Die Ergebnisse werden dabei anhand eines Sankey-Diagramms oder eines ähnlichen Diagramms veranschaulicht.²¹⁴

²⁰⁸ engl. entsprechend „micro-cogeneration unit“. Weiter wird eine „KWK-Kleinanlage“ [definiert als] „eine KWK-Anlage mit einer installierten Kapazität von weniger als 1 MW_{el}“, engl. entsprechend „small-scale cogeneration unit“.

²⁰⁹ BKWK (2018)

²¹⁰ VDI (2013 S. 2)

²¹¹ vgl. Recknagel et al. (2017 S. 694), Schubert et al. (2014 S. 8). Diese Unterscheidung ist wiederum zwischen den Quellen uneinheitlich. Recknagel et al. (2017 S. 694) unterscheiden in *Mikro-* bzw. *Nano-KWK* mit bis zu 2 kW_{el}, *Mini-KWK* mit zwischen 2 und 50 kW_{el} und *Klein-KWK* darüber. Schubert et al. (2014 S. 8) hingegen unterscheiden in *Nano-BHKW* von 1 bis 2,5 kW_{el}, *Mikro-BHKW* von 2,5 bis 20 kW_{el} und *Mini-BHKW* von 20 bis 50 kW_{el}.

²¹² vgl. bspw. ASUE (2018)

²¹³ oder auch Primärenergieeinsatz oder CO₂-Ausstoß

²¹⁴ vgl. bspw. Schaumann und Schmitz (2010 S. 6), Merkel (2016 S. 44), Suttor (2014 S. 13)

Während manche Autoren anhand dieser Darstellungsweise in Kombination mit geeigneten Annahmen versuchen, die Vorteile der Kraft-Wärme-Kopplung herauszustellen,²¹⁵ betonen andere Autoren, dass der Vorteil der Kraft-Wärme-Kopplung gegenüber der getrennten Erzeugung von Elektrizität und Wärme von den getroffenen Zahlenannahmen abhängt.²¹⁶ Ein Gesichtspunkt ist dabei, ob eine neue KWK-Installation mit aktueller Technik mit dem durchschnittlichen Kapazitätsbestand getrennter Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung verglichen wird oder mit technisch-wirtschaftlichen Charakteristika ebenfalls neuer entsprechender getrennter Strom- und Wärmeerzeugungskapazitäten. In diesem Fall ist wiederum entscheidend, welche Techniken herangezogen werden und welche Parameterannahmen getroffen werden.

In ihrer oberen und unteren Hälfte stellt Abbildung 2-21 je einen solchen Vergleich zwischen getrennter (links) und gekoppelter (rechts) Erzeugung jeweils identischer Mengen von Wärme und Elektrizität dar. Die Abbildung zeigt auf diese Weise, wie durch geeignete numerische Annahmen der Vorteil der Kraft-Wärme-Kopplung scheinbar belegt oder scheinbar widerlegt werden kann. Sogar die Überlegenheit der getrennten Erzeugung lässt sich auf diese Weise scheinbar „belegen“.²¹⁷

Die Allgemeingültigkeit und Aussagekraft solcherlei punktueller, isolierter Belege oder Widerlegungen der Vorteilhaftigkeit von KWK ist daher begrenzt. Abschnitt 3.1 stellt daher Methoden der Energiesystemanalyse vor, die darüber hinausgehend einen konsistenten, kontextbezogenen und zukunftsgerichteten Vergleich ermöglichen. Ihre Anpassung und Anwendung zur Beantwortung der in Abschnitt 1.2 aufgeworfenen Fragestellungen ist Inhalt dieser Arbeit. Auf dieser Grundlage wird in Kapitel 8 ab S. 371ff eine Bewertung der Mikro-KWK und ihrer Perspektiven im Kontext der Transformation des Energiesystems abgegeben.

²¹⁵ vgl. bspw. Nowak et al. (2012 S. 14)

²¹⁶ vgl. bspw. Chelmowski (2009), Erdmann und Dittmar (2010 S. 31ff), Park und Kim (2008)

²¹⁷ vgl. Chelmowski (2009 S. 53)

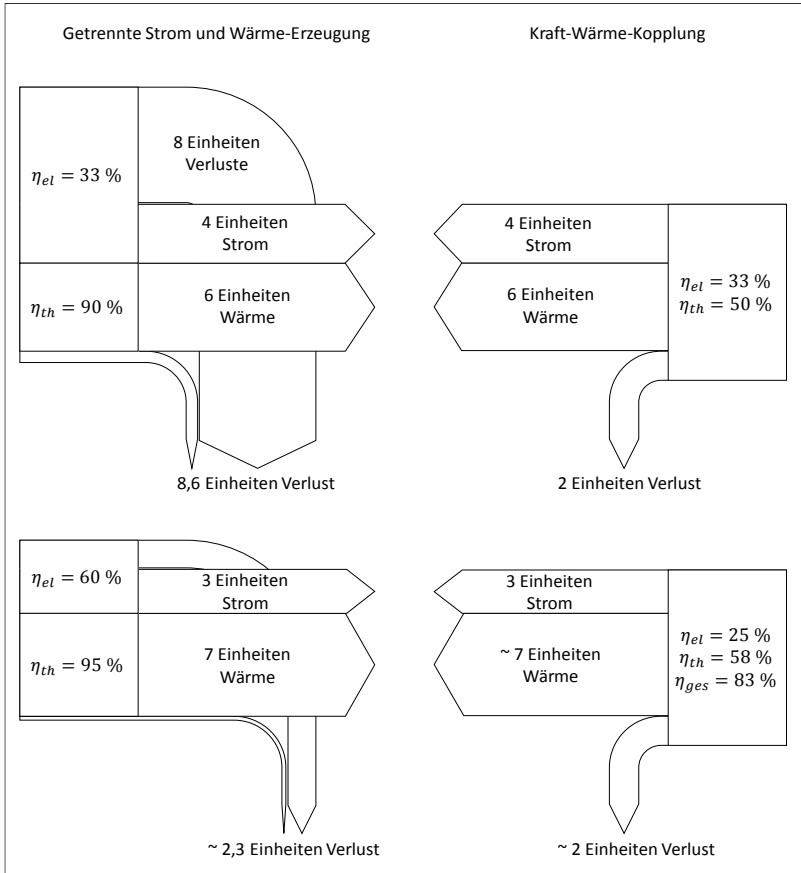


Abbildung 2-21: Vergleich der Energieeffizienz der Kraft-Wärme-Kopplung mit der getrennten Erzeugung von Elektrizität und Wärme anhand je zweier beispielhafter Energieflussbilder; oben mit beispielhaften numerischen Annahmen, die zu einem signifikanten Vorteil der Kraft-Wärme-Kopplung führen, während dies unten nicht der Fall ist; eigene Darstellung

Technische Ausführungen

In der technischen Umsetzung der Mikro-KWK kommen eine Reihe von Technologien zur Anwendung.²¹⁸ In den meisten in Deutschland am

²¹⁸ vgl. Pehnt et al. (2006 S. 3ff), Bachor et al. (2013 S. 9ff), Suttor (2014 S. 40ff)

Markt erhältlichen Mikro-KWK-Anlagen kommen jedoch erdgasbetriebene Verbrennungsmotoren nach dem Otto-Prinzip zum Einsatz.²¹⁹ Es sind allerdings auch zahlreiche Module nach dem Diesel-Prinzip erhältlich, zumeist zum Betrieb mit Heizöl.²²⁰ Durch ihre hohe Verbreitung im Automobilbereich und vielen anderen mobilen Anwendungen über ein großes Leistungsspektrum gelten Verbrennungsmotoren als ausgereift. Neben Verbrennungsmotoren werden zur Mikro-KWK auch andere Wärmekraftmaschinen²²¹ eingesetzt. Am Markt sind einige kleinere Anlagen mit einer Leistung häufig um 1 kW_{el} nach dem Stirling-Prinzip verfügbar. Durch die externe Verbrennung verspricht dieses Prinzip die Möglichkeit geringer Schadstoff- und Schallentwicklung sowie eines geringen Wartungsaufwands. Allerdings weisen die erhältlichen Anlagen nach dem Stirling-Prinzip vergleichsweise niedrige elektrische Wirkungsgrade auf.²²² Daneben existiert auch ein sehr kleines Angebot an Anlagen mit Mikrogastrurbinen oder gar Dampfmaschinen.²²³

Ein Mikro-KWK-Modul entsteht durch die Integration der Wärmekraftmaschine mit weiteren Komponenten wie Kühlwasser- und Abgaswärmetauschern zur Gewinnung der Wärme zu Heizzwecken, einem elektrischen Generator, Abgas- und Schallschutztechnik sowie einer elektrischen Schaltanlage. Gemessen am unteren Heizwert lassen sich so je nach Technik und Anlagengröße elektrische Wirkungsgrade von etwa 10-35 % und Gesamtnutzungsgrade von über 90 % erreichen.²²⁴

Die Brennstoffzellen-basierte Mikro-KWK verspricht mit einer direkten elektrochemischen Umwandlung ohne bewegte Teile prinzipiell eine höhere Elektrizitätsausbeute, geringere Schadstoff- und Schallemissionen sowie einen niedrigen Wartungsaufwand. Sie ist in Deutschland am Markt noch nicht sehr verbreitet. In Japan wurden aber bereits, u.a. im

²¹⁹ vgl. Bachor et al. (2013 S. 9), ASUE (2014 S. 26ff), Suttor (2014 S. 63)

²²⁰ vgl. ASUE (2014 S. 55ff)

²²¹ vgl. Doering et al. (2016 S. 171f)

²²² vgl. Suttor (2014 S. 48, S. 63), Bachor et al. (2013 S. 10)

²²³ dies. S. 11f

²²⁴ Recknagel et al. (2017 S. 697); siehe die nachfolgende Definition von Effizienzkennzahlen

Rahmen staatlicher Förderprogramme, ca. 220 000 Einheiten installiert.²²⁵

Vom Hersteller integriert ausgelieferte Systeme aus Mikro-KWK-Modul, Gaskessel und Pufferspeicher werden als *Mikro-KWK-Systeme* bezeichnet.

Effizienzkennzahlen

In dieser Arbeit werden zur Charakterisierung der Effizienz von Mikro-KWK-Anlagen nachfolgend definierte Kennzahlen verwendet.²²⁶

Der elektrische Wirkungsgrad η_{el} gibt das Verhältnis der elektrischen Nettoleistung P_{el} zum zugeführten Brennstoffenthalpiestrom an. Dieser entspricht dem Produkt aus Brennstoffmassenstrom \dot{m}_{Br} und dessen Heizwert H_i (Gleichung 2-1).

$$\eta_{el} = \frac{P_{el}}{\dot{m}_{Br} \cdot H_i} \quad (2-1)$$

Der thermische Nutzungsgrad²²⁷ η_{th} gibt entsprechend das Verhältnis aus abgegebenem Nettonutzwärmestrom \dot{Q}_{Nutz} zum zugeführten Brennstoffenthalpiestrom an (Gleichung 2-2).

$$\eta_{th} = \frac{\dot{Q}_{Nutz}}{\dot{m}_{Br} \cdot H_i} \quad (2-2)$$

²²⁵ Rose (2017)

²²⁶ Für diese Kennzahlen existieren alternative Bezeichnungen und abweichende Definitionen (vgl. Recknagel 2017 S. 695, Woldt 2007 S. 18ff, Schönfelder 2013 S. 48ff, Merkel 2016 S. 52ff sowie Arndt 2008 S. 6ff). Die nachfolgenden Definitionen orientieren sich inhaltlich an denen in Woldt (2007 S. 18f). Der *elektrische Wirkungsgrad* ist identisch bezeichnet in Merkel (2016) und Schönfelder (2013). Die Bezeichnung *Stromausbeute* in Woldt (2007) sowie Recknagel (2017) ist dazu inhaltsgleich.

²²⁷ In dieser Arbeit wird analog zu Suttor (2014 S. 62) – aber abweichend bspw. von Merkel (2016) und Schönfelder (2013) – anstelle der Bezeichnung *thermischer Wirkungsgrad* die Bezeichnung *thermischer Nutzungsgrad* verwendet um Verwechslungen zu vermeiden mit dem Gebrauch von *thermischer Wirkungsgrad* in der Thermodynamik als der Effizienz (rechtsläufiger) Kreisprozesse zur Umwandlung von Wärme in mechanische Arbeit (vgl. bspw. Doering et al. 2016 S. 212).

Der Gesamtnutzungsgrad²²⁸ η_{tot} entspricht dem Verhältnis der Summe der abgegebenen elektrischen und thermischen Nettonutzleistungen und dem zugeführten Brennstoffenthalpiestrom (Gleichung 2-3).

$$\eta_{tot} = \frac{P_{el} + \dot{Q}_{Nutz}}{\dot{m}_{Br} \cdot H_i} = \eta_{el} + \eta_{th} \quad (2-3)$$

Die Stromkennzahl σ gibt das Verhältnis²²⁹ aus elektrischer und thermischer Nettonutzleistung an (Gleichung 2-4).

$$\sigma = \frac{\eta_{el}}{\eta_{th}} \quad (2-4)$$

CO₂-Emissionsintensität fossil gefeuerter Mikro-KWK

Es folgt die zur vorausgehenden Betrachtung der CO₂-Emissionsintensität der Wärmeversorgung mit sektorgekoppelten elektrischen Wärmepumpen analoge Betrachtung zur CO₂-Emissionsintensität der Wärmeversorgung mit sektorgekoppelten fossil gefeuerten Mikro-KWK-Anlagen. Die Verhältnisse sind in mehrerer Hinsicht spiegelbildlich zur Situation bei elektrischen Wärmepumpen. Der Betrieb fossil gefeuerter Mikro-KWK-Anlagen zur Wärmeversorgung verursacht zwar lokale CO₂-Emissionen.²³⁰ Es kann allerdings unterstellt werden, dass durch die gekoppelt erzeugten Strommengen Emissionen der verdrängten alternativen Elektrizitätserzeugung vermieden werden. Diese durch die Elektrizitätserzeugung der KWK-Anlage vermiedenen Emissionen können auf die Wärmeerzeugung der KWK-Anlage attribuiert werden.

Dieses Vorgehen entspricht der Emissionsallokationsmethode *Stromgutschrift*. Einen Überblick über diese und alternative Allokationsmethoden geben bspw. Mauch et al. (2010).²³¹

²²⁸ vgl. Sutor (2014 S. 62); alternative Bezeichnung *Brennstoffausnutzungsgrad* in Merkel (2016) und Woldt (2007)

²²⁹ Bei allen in dieser Arbeit behandelten Techniken ist die Stromkennzahl technisch bedingt statisch (zu variablen Stromkennzahlen und ihrer Abbildung in einem Energiemodell vgl. bspw. Blesl et al. 2004 S. 16ff).

²³⁰ sowie lokale Emissionen klassischer Luftschadstoffe und Schall

²³¹ vgl. auch das Vorgehen bspw. bei Holmberg et al. (2012) oder Peacock und Newborough (2005)

Der Gutschrift-Ansatz wird hier herangezogen, weil er es erlaubt, einen Vergleich der spezifischen CO₂-Emissionen der Wärmeerzeugung zwischen Mikro-KWK und Wärmepumpen anzustellen. Bei Wärmepumpen werden analog die indirekt verursachten Emissionen auf die Wärmeerzeugung attribuiert. In beiden Fällen wird der jahresdurchschnittliche Emissionsfaktor des Strommixes unterstellt, d.h. aufgrund der Unsicherheiten zur Entwicklung der Kraftwerkseinsatzplanung, zur Begrenzung des methodischen Aufwands und zugunsten der Transparenz auf ein Vorgehen bspw. für KWK nach der Verdrängungsmixmethode²³² verzichtet. Bei dieser wird ein gemäß dem Anlageneinsatz spezifischer verdrängter Emissionsfaktor ermittelt.²³³ Dem Anlagenbetrieb zeitlich vor- oder nachgelagerte Emissionen im Sinne einer Ökobilanz werden hierbei nicht betrachtet.

Bei diesem Vorgehen steht also die CO₂-Emissionsintensität der Wärmeversorgung durch Mikro-KWK, analog zur Wärmepumpe, sowohl in Abhängigkeit von der Anlageneffizienz als auch der CO₂-Emissionsintensität des Strommixes. Es wird von einer Erdgasfeuerung ausgegangen, da dies die mit Abstand verbreitetste Bauform darstellt.²³⁴ Analog zur Darstellung bei Wärmepumpen²³⁵ sind diese Zusammenhänge für Mikro-KWK überblicksartig in Abbildung 2-22 bzw. Abbildung 2-23 dargestellt. Dabei ist wiederum der Logik der Klimaziele folgend auf der Rechtsachse der Emissionsfaktor des Strommixes abnehmend abgetragen. Entsprechend den Ausführungen bei Wärmepumpen ist anschaulich ausgedrückt für die Beurteilung der heutigen Situation in etwa das „linke Sechstel“ der Diagramme relevant, für eine mittelfristige Perspektive der mittlere Teil und für eine Zielerreichungsperspektive für das Jahr 2050 in etwa das „rechte Sechstel“.²³⁶

Auf den Hochachsen beider Abbildungen ist jeweils ein Maß für die technische Leistungsfähigkeit der Anlage aufgetragen. In Abbildung 2-22 ist

²³² Mauch et al. (2010 S. 13)

²³³ wie bspw. bei Wunsch et al. (2014 S. 153)

²³⁴ vgl. Bachor et al. (2013 S. 9), ASUE (2014 S. 26ff), Suttor (2014 S. 63)

²³⁵ vgl. Abbildung 2-20

²³⁶ vgl. Kapitel 8 S. 352ff

dies der Gesamtnutzungsgrad der Anlage bei einer unterstellten Stromkennzahl von 0,5. Dies stellt für erdgasbetriebene verbrennungsmotorische Mikro-BHKW einen üblichen Wert im oberen Bereich des Spektrums dar. Für den Gesamtnutzungsgrad sind Werte zwischen 80 % und 90 % üblich.²³⁷

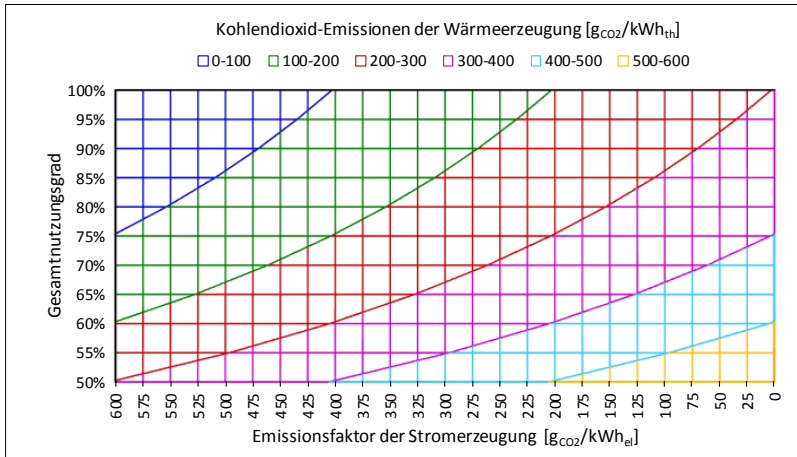


Abbildung 2-22: Rechnerische spezifische CO₂-Emissionen der Wärmeerzeugung mit einer Mikro-KWK-Anlage in Gramm pro Kilowattstunde (thermisch) nach Emissionsfaktor der verdrängten Stromerzeugung und Gesamtnutzungsgrad der KWK-Anlage bei einer unterstellten Stromkennzahl von 0,5; eigene Darstellung

Um zusätzlich die Perspektive auf andere Mikro-KWK-Technologien mit abweichenden Charakteristika hinsichtlich der Stromkennzahl zu öffnen, ist diese in Abbildung 2-23 auf der Hochachse aufgetragen, bei fixiertem Gesamtnutzungsgrad, für den ein Wert von 90 % unterstellt wird. Die Stromkennzahl verbrennungsmotorischer Mikro-BHKW liegt zumeist im Bereich zwischen 0,25 und 0,5, bei BHKW nach dem Stirling-Prinzip zumeist niedriger und bei BHKW auf Grundlage von Brennstoffzellen auch darüber.²³⁸

²³⁷ vgl. ASUE (2014 S. 26ff)

²³⁸ vgl. bspw. ASUE (2014 S. 18f, S. 26ff), Recknagel et al. (2017 S. 697), Schönfelder (2013 S. 52), Knowles (2011 S. 6)

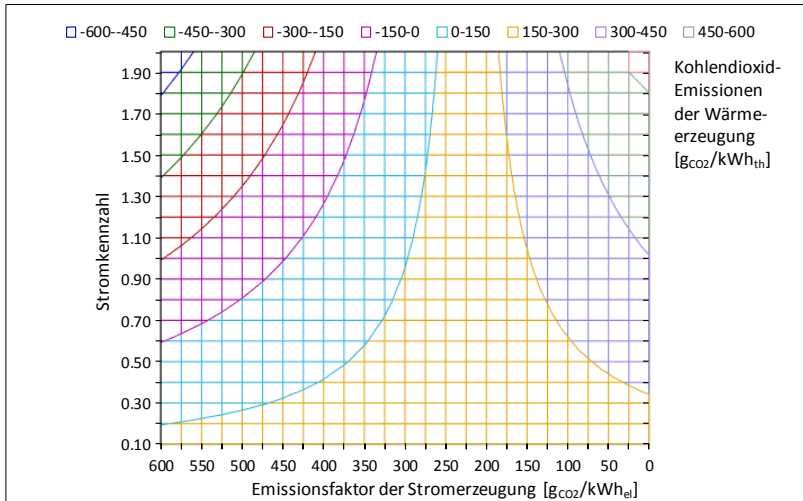


Abbildung 2-23: Rechnerische spezifische CO₂-Emissionen der Wärmeerzeugung mit einer Mikro-KWK-Anlage in Gramm pro Kilowattstunde (thermisch) nach Emissionsfaktor der verdrängten Stromerzeugung und Stromkennzahl der KWK-Anlage bei einem unterstellten Gesamtnutzungsgrad von 0,9; eigene Darstellung

Als Vergleichsmaßstab liegt wiederum bspw. bei einem erdgasgefeuerten Heizkessel mit einem heizwertbezogenen Nutzungsgrad von 90 % der spezifische Emissionsfaktor der Wärmeerzeugung bei ca. 223 g/kWh_{th}, bei einem heizölgefeuerten bei ca. 292 g/kWh_{th}.

Wie Abbildung 2-22 bzw. Abbildung 2-23 zu entnehmen ist, weist die Wärmeversorgung mit verbrennungsmotorischen erdgasbetriebenen Mikro-BHKW – im Gegensatz zu Wärmepumpen – nach dem Vorgehen der Gutschrift der vermiedenen Emissionen des aktuellen Strommixes bei üblichen Gesamtnutzungsgraden und Stromkennzahlen deutlich niedrigere spezifische Emissionen (< 100 gCO₂/kWh_{th}) als Gas- oder gar Ölkessel (> 200 gCO₂/kWh_{th}) auf. Mit abnehmender Emissionsintensität des verdrängten bzw. mittleren Strommixes verringert sich entsprechend die Gutschrift für die gekoppelt erzeugten Strommengen. Diametral zur Situation bei Wärmepumpen böte bei einer Halbierung des Emissionsfaktors der Elektrizitätserzeugung ein solches Mikro-BHKW

(Gesamtnutzungsgrad 90 %, Stromkennzahl 0,5) bereits keinen deutlichen Vorteil hinsichtlich der Emissionsintensität der Wärmeerzeugung gegenüber einem erdgasgefeuerten Heizkessel mehr (bei ca. 205 g_{CO₂}/kWh_{th}). Bei einer noch weitergehenden Dekarbonisierung des Strommixes fällt die Emissionsintensität der Wärmeversorgung aus verbrennungsmotorischen erdgasbetrieben Mikro-BHKW unter diesen Voraussetzungen höher als die von Erdgas- oder Heizölkesseln aus. Dieser Zusammenhang verstärkt sich mit zunehmender Stromkennzahl (vgl. Abbildung 2-23). Bei Brennstoffzellen mit hoher Stromkennzahl, die mit Erdgas betrieben werden, fallen zwar durch die Höhe der Gutschrift können unter aktuellen Voraussetzungen die spezifischen Emissionen der Wärmeversorgung sogar negativ ausfallen. Bei weitgehender Dekarbonisierung des mittleren bzw. verdrängten Strommixes lägen hingegen die spezifischen Emissionen der Wärmeerzeugung durch eine so betriebene Brennstoffzellen-KWK-Anlage durch die hohe Stromkennzahl und den entsprechend geringen thermischen Nutzungsgrad rechnerisch in einer Größenordnung, die in etwa der eines Kohleofens entspricht.²³⁹

In Kapitel 8 werden ab S. 363ff entsprechende Schlussfolgerungen im Lichte der Ergebnisse der Modellrechnungen dieser Arbeit sowie im Kontext aktueller Szenarien zur Entwicklung des Energiesystems im Schrifttum diskutiert.

²³⁹ Für eine Kritik solcher Aussagen der Gutschrift-Methode vgl. Mauch et al. (2010).

3 Stand der Forschung und Forschungsbedarf

Im folgenden Kapitel spannt zunächst Abschnitt 3.1 den für die vorliegende Arbeit relevanten methodischen Rahmen auf. Darauf aufbauend wird anschließend in Abschnitt 3.2 der Stand der Forschung mit Bezug auf den in Abschnitt 1.2 beschriebenen Untersuchungsrahmen erarbeitet. In Abschnitt 3.3 wird der Forschungsbedarf und die Anforderungen an den zu entwickelnden Ansatz abgeleitet. Abschließend grenzt Abschnitt 3.4 die Forschungsfrage näher ein.

3.1 Methodischer Rahmen

Als Instrumente aus dem Wissenschafts- und Forschungsgebiet der Energiesystemanalyse erlauben Energiesystemmodelle durch eine mathematische und logische Formalisierung die Analyse realer Systeme zur Beobachtung, Beschreibung oder Erklärung zum Zweck der Prognose oder Steuerung bzw. als grundlegendes Instrument für die strukturierte Planung.¹ Als methodischer Rahmen der vorliegenden Arbeit wird in diesem Abschnitt eine Übersicht über dieses Gebiet gegeben. Sie dient als Grundlage, um in Abschnitt 3.2 den Stand der Forschung zu erarbeiten und im Abschnitt 3.3 das Anforderungsprofil an den in dieser Arbeit zu entwickelnden Ansatz ableiten zu können.

3.1.1 Modellbildung und Energiesysteme

Energiesystemmodelle als Ansatz zur Analyse und Planung von Energiesystemen kommen insbesondere bei Fragestellungen zum Einsatz, die

¹ Weiterführende Übersichten und Erläuterungen zur Energiesystemanalyse aus verschiedenen Blickwinkeln, z.B. mit einer Konzentration auf den Elektrizitätssektor, finden sich bspw. in Schlenzig (1998 S. 17f, S. 38ff), Remme (2006 S. 77ff), Möst und Fichtner (2009), Franke-Droste et al. (2012 und 2015) oder Dieckhoff (2015) mit einer Analyse der Praxis der Anwendung der Energiesystemanalyse zur Politikberatung. Auf diese Beiträge wird in der Folge zurückgegriffen.

eine ganzheitliche Betrachtung des Energiesystems erfordern. Modelle allgemein können vereinfachend als eine zweckorientiert verkürzende Abbildung ausgewählter Eigenschaften realer Systeme verstanden werden.² Unter Systemen werden i.A. eine Gesamtheit untereinander in Beziehung stehender Elemente verstanden. Entsprechend lassen sich Systeme unterscheiden³ bspw.

- anhand der Natur ihrer Elemente bspw. in physikalische, technische, sozio-technische, soziale oder ideelle Systeme,
- nach Zahl der Beziehungen zwischen den Elementen in einfache bis komplexe Systeme,
- nach Bestimmtheit der Beziehungen in deterministische oder probabilistische Systeme, und
- nach dem Wesen der Beziehungen in materielle oder informationelle Systeme.

Unter einem Energiesystem versteht bspw. Schlenzig (1998 S. 17) „die zur Erzeugung von Energieträgern und zur Erbringung von Energiedienstleistungen dienenden technischen und ökonomischen Ausstattungen einer geographischen Region, eines Wirtschaftssektors oder eines einzelnen Unternehmens“.

Aufgabe eines Modellierers von Energiesystemen ist zuerst, das Erkenntnisziel der Modellbildung genau festzulegen bzw. die mithilfe des Modells zu bearbeitenden Fragestellungen präzise herauszuarbeiten⁴, um auf dieser Basis festlegen zu können, welche Systemelemente inner-

² Zunächst sind Modelle sogar als vereinfachtes Abbild der Wirklichkeit ein grundsätzlicher Bestandteil menschlichen Denkens. Wissenschaftliche Modelle grenzen sich von mentalen Modellen durch explizite verbale Beschreibung bzw. durch formale mathematisch-logische Beschreibung ab (vgl. Bunz 1988 S. 72 zit. n. Zahn 1991 S. 48f). Zu wissenschaftlicher Modellbildung im Allgemeinen wird verwiesen bspw. auf Weisberg (2013, zit. n. van Riel 2013), Stachowiak (1973, insb. S. 131ff), Bandow und Holzmüller (2009) mit einem Vergleich ingenieur- und wirtschaftswissenschaftlicher Verständnisse von Modellen, verschiedene Autoren in Stachowiak (1983), im Kontext der Systemtheorie/Kybernetik bspw. auf Bossel (2004) und im Kontext der Zukunftsforschung auf Tiberius (2011 S. 66ff).

³ vgl. REFA (1985 S. 86), zit. n. Ehrlenspiel und Meerkamm (2013 S. 24f)

⁴ In dieser Arbeit geschieht dies in Abschnitt 1.2.

halb welcher Systemgrenzen abgebildet (und folglich welche weggelassen) werden müssen und mit welchem Modellansatz ihre Interaktionen adäquat beschrieben werden können.⁵

3.1.2 Eigenschaften von Energiemodellen

Zum Zweck der Übersicht werden im Folgenden verschiedene Modelltypen entlang mehrerer Dimensionen unterschieden. Dabei sei angemerkt, dass es sich dabei häufig um idealtypische Unterscheidungen handelt, von denen sich in der Realität häufig hybride Ausbildungen finden,⁶ und die Begriffe in der Literatur nicht in allen Fällen einheitlich gebraucht werden⁷.

Generelles Ausgangsniveau der Aggregation

Verbreitet ist die Unterscheidung in *Top-Down*- und *Bottom-Up*-Modelle, wobei *Top-Down* zunächst engl. wörtlich „von oben herunter“ bedeutet, also von einer Gesamtheit ausgeht und diese ggf. aufgliedert. Hingegen heißt *Bottom-Up* engl. wörtlich „von unten herauf“ und geht damit von einzelnen Elementen aus und verknüpft diese. Angesprochen ist mit dieser Unterscheidung also das Aggregations- und Detail-Niveau.

Dieckhoff (2015 S. 76) setzt dabei (mit Bezug auf die Energiemodellierung) die Begriffe *Energiesystem*- mit *Bottom-Up*- sowie *Energiewirtschafts*- mit *Top-Down-Modell* gleich.⁸ Dabei erklärt er die beiden Ansätze vor Hintergrund der Entstehung aus unterschiedlichen

⁵ vgl. Möst und Fichtner (2009 S. 13). In dieser Arbeit geschieht dies in Abschnitt 3.3.

⁶ Weitere Versuche der Klassifikation von Energiemodellen finden sich bspw. in Heffels (2015 S. 42), Merkel (2016 S. 71), Fais (2015 S. 59) oder Sensfuß (2007 S. 24), ausführlichere Überblicke in Schlenzig (1998 S. 49), Möst und Fichtner (2009 S. 15ff) bzw. Schönfelder et al. (2011).

⁷ bspw. die nachfolgende Fußnote 8 od. die Ausführungen auf S. 88f

⁸ Davon abweichend versteht Schlenzig (1997 S. 50) unter einem *Energiewirtschaftsmodell* die Integration aus „technische[r] Modellierung des Energiesystems („bottom-up“) mit makro-ökonomische[r] Darstellung der Volkswirtschaft („top-down“)“. Wiederum von beiden vorgenannten Darstellungen abweichend stellen Möst und Fichtner (2009 S. 18) als eine wesentliche Eigenschaft eines Energiesystemmodells auch auf den mathematischen (nämlich optimierenden) Ansatz ab.

Forschungstraditionen „der Systemanalyse und [...] der Makroökonomik“⁹. Top-Down-Ansätze betonen eine umfassende volkswirtschaftliche, sektoral aggregierte, technisch oberflächlichere Analyse wohingegen Bottom-Up-Ansätze es unter Vernachlässigung volkswirtschaftlicher Rückkopplungseffekte erlauben, technische Aspekte und Prozessstrukturen explizit und detailliert in die Analyse einzubeziehen. Beispiele für Top-Down-Modelle sind Input-Output-, ökonometrische oder allgemeine Gleichgewichts-Modelle. Dabei handelt es sich, obschon sie zur Analyse des Energiesektors eingesetzt werden, ihrer Genese und grundsätzlicher Anlage nach um allgemein einsetzbare volkswirtschaftliche Modelle.¹⁰ Bei Energiesystemmodellen hingegen handelt es sich um „eine vollständige, technisch orientierte, formale mathematische Beschreibung des gesamten Energiesystems [...] in Form eines Netzwerks [und sie] ermöglichen eine realitätsnahe, an den technischen Möglichkeiten orientierte Beschreibung des Energiesystems“¹¹. Da dies a priori der Zielsetzung der vorliegenden Arbeit bzw. den Anforderungen an den zu entwickelnden Ansatz entspricht¹² wird auf diesen Typ im Folgenden fokussiert.

Sektorale Abdeckung

Energiemodelle unterscheiden sich in ihrer sektoralen Abdeckung, insbesondere in ihrer Abdeckungsbreite entlang der Energiewandlungskette¹³. Bilden sie bspw. den gesamten Energiesektor detailliert ab, erfassen aber die Nachfragesektoren nicht bzw. auf hoch aggregierte Weise, können sie als *Energieversorgungsmodelle* bezeichnet werden. Fokussieren sie sich umgekehrt stärker auf eine Abbildung der Nachfrageseite, bspw. zur Analyse des Endenergiebedarfs aus der Nachfrage nach Energiedienstleistungen, wird von *Energiebedarfsmodellen* gesprochen. Eine Konzentration auf die Betrachtung bestimmter Energieträger ist möglich. Gilt der Fokus der Erzeugung und Anwendung

⁹ Dieckhoff (2015 S. 60ff)

¹⁰ vgl. Dieckhoff (2015 S. 77)

¹¹ Schlenzig (1998 S. 57)

¹² vgl. Abschnitt 3.3

¹³ zum Konzept der Energiewandlungskette vgl. bspw. Kaltschmitt et al. (2016 S. 10)

elektrischer Energie, wird von einem *Elektrizitätssystemmodell* gesprochen.¹⁴ Nach der Auffassung mancher Autoren ist mit der Bezeichnung *Energiesystemmodell* zwangsläufig die Abdeckung sämtlicher (wesentlicher) Sektoren und Energieträger sowie eine umfassende Abdeckung der Energiewandlungskette verknüpft¹⁵ während andere Autoren dies weniger strikt¹⁶ oder genau entgegengesetzt auffassen¹⁷. Entscheidend ist letztlich die Festlegung für die Fragestellung bzw. Zielsetzung adäquater Systemgrenzen. Für die vorliegende Arbeit wird darauf in Abschnitt 3.3 eingegangen.

Umfang und Gliederung in Zeit und Raum

Ebenfalls an der Fragestellung auszurichten sind Umfang und Gliederung der Modellierung in Zeit und Raum.

Hinsichtlich der Zeit kann der Betrachtungshorizont je nach Modellzweck Tage, Jahre oder Jahrzehnte betragen und die Zeit in Sekunden, Stunden oder gar Jahre aufgegliedert sein. Dabei besteht ein Spannungsverhältnis zwischen langfristigem Zeithorizont und feiner zeitlicher Gliederung. Die Möglichkeit der Ausgestaltung dieser und weiterer Merkmale sind gesamtheitlich zu betrachten, insbesondere der Feinheit in der Abbildung technischer Zusammenhänge sowie dem zugrundeliegenden mathematischen Ansatz¹⁸. Energiesystemmodelle werden in der Regel für Betrachtungen mit einem zeitlichen Horizont von Jahrzehnten eingesetzt.¹⁹ Angesichts des Anspruchs das wirtschaftliche Potenzial für elektrische Flexibilität in der Wärmeversorgung von Wohngebäuden zu untersuchen, ist der Modellaspekt der geeigneten Berücksichtigung von Dynamik von besonderer Bedeutung. Die Anforderungen werden daher in Abschnitt 3.3 abgeleitet und die konkrete Ausgestaltung detaillierter in Abschnitt 4.5.2 ausgeführt.

¹⁴ Einen Überblick über solche gibt bspw. Pfluger (2014 S. 21-55)

¹⁵ vgl. bspw. Kuder (2014 S. 98)

¹⁶ vgl. bspw. Möst und Fichtner (2009 S. 18)

¹⁷ vgl. Heffels (2015 S. 42)

¹⁸ siehe dazu auch die Ausführungen von Hanselmann (1996 S. 57ff)

¹⁹ vgl. Möst (2010 S. 19)

Hinsichtlich der räumlichen Systemgrenzen können Energiemodelle auf Ebene einzelner Gebäude, von Stadtteilen, ganzer Städte oder Regionen²⁰, auf nationaler, supranationaler sowie globaler Ebene unterschieden werden.²¹ Die Modelle können dabei in räumlicher Dimension differenzieren, bspw. anhand der entsprechenden administrativen bzw. staatlichen Grenzen, durch ein homogenes Raster oder auf andere Art und Weise. Ist dies der Fall, spricht man von einem Mehrregionenmodell, ansonsten von einem Punktmodell²². Die räumliche Gliederung kann durch die Berücksichtigung regionaler Spezifika oder durch die räumlich disaggregierte Angabe von Ergebnissen motiviert sein, oder beides. Meist bezweckt sie jedoch die Möglichkeit der modellendogenen Berücksichtigung des Austauschs bzw. Handels von Energieströmen zwischen Modellregionen, der Berücksichtigung von Netzrestriktionen o.ä., wenn diese Größen hinlängliche Relevanz für die Fragestellung aufweisen.

Modelllogik und mathematischer Beschreibungsansatz

Der mathematische Beschreibungsansatz in der Modellbildung zur Analyse von Energiesystemen ist in genauer Ausrichtung auf die zu untersuchenden Fragestellungen auszuwählen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass verschiedene Ansätze die Wirkbeziehungen der abgebildeten Systemelemente auf unterschiedliche Art und Weise zu beschreiben geeignet sind. Ebenfalls ist es wichtig, den Ansätzen inhärente Prämissen zu beachten. Ist die Bearbeitung mehrerer, ihrem Wesen nach deutlich verschiedener Fragestellungen angestrebt, kann es unter Umständen nötig sein, das gleiche räumlich, zeitlich und sektoral gefasste System auf mehrere unterschiedliche Weisen zu beschreiben, d.h. eine jeweils andere Auswahl abzubildender Systemelemente und Wirkbeziehungen zu treffen und diese auf eine dazu passende Weise mathematisch zu beschreiben.

²⁰ Hierbei ist zu beachten, dass unter dem Stichwort „Region“ auch die supranationale Ebene angesprochen sein kann.

²¹ Beispiele auf fast allen dieser Ebenen enthält Vaillancourt und Tosato (2011).

²² so z.B. Roth (2008 S. 12)

Im Bereich der Energiesystemmodelle lassen sich zunächst simulierende und optimierende Ansätze unterscheiden.²³

Allgemein gesagt wird bei einem *Simulationsmodell* der Ausgangszustand eines Systems zu einem gegebenen Zeitpunkt sowie die Gesetzmäßigkeiten der Fortentwicklung des Systems in der Zeit festgelegt. Dies erlaubt es, den Systemzustand zu jedem anderen Zeitpunkt zu berechnen. Der mathematische Beschreibungsansatz besteht zumeist aus Differenzen- bzw. Differentialgleichungssystemen. In der Energiemodellierung kommen verschiedene Typen von Simulationsmodellen zum Einsatz, bspw. systemdynamische²⁴ oder aktorsbasierte²⁵ Simulationsmodelle. Simulierende Energiemodelle finden typischerweise Einsatz in der Analyse von wettbewerblichen Energiemärkten, insbesondere Elektrizitätsmärkten, bspw. zur Erstellung von Markt-Prognosen bzw. Szenarien, zur Untersuchung von Bietstrategien oder zur Analyse von strategischem Verhalten.

Im allgemeinen Fall beschreibt der Modellierer dabei das Biet- und Investitionsverhalten an Energiemärkten. Aktorsbasierte Simulationsmodelle modellieren dabei verschiedene Akteure bzw. Akteursgruppen z.B. anhand ihres Anlagenbestands, ihres Zielkriteriums und ihrer Investitions- und Bietstrategien. Systemdynamische Simulationsmodelle eignen sich insbesondere durch eine intuitive Darstellung von kausalen Wirkzusammenhängen, indirekter Wirkungen und Rückkopplungen in Energiesystemen zur Betrachtung von Marktimperfectionen, strategischem Verhalten, Investitionszyklen u.ä. In anderen Fällen kann durch einen simulierenden Ansatz bspw. auch (nicht-rationales) Nutzer- oder Entscheiderverhalten untersucht werden.

Bei einem *Optimiermodell* hingegen wird ein durch technisch-wirtschaftliche und andere Randbedingungen („Nebenbedingungen“) beschränkter Lösungsraum möglicher Systemzustände („Lösungen“) vorgegeben und in Form einer Zielfunktion ein Bewertungskriterium zum

²³ zu den folgenden Ausführungen vgl. Möst (2010 S. 20f) und Schlenzig (1998 S. 57ff)

²⁴ Beispiele finden sich in Maalla und Kunsch (2008), Jäger et al. (2009) oder Teufel (2015).

²⁵ dito Genoese (2010), Kremers (2013), Ringler (2017)

Vergleich von Lösungen definiert, um dann durch systematische Variation der Zielgrößen („Variablen“) die daran gemessen optimale Lösung zu bestimmen. Der mathematische Beschreibungsansatz ist häufig die lineare oder gemischt-ganzzahlige lineare Programmierung²⁶, aber auch Verfahren aus dem Bereich der Metaheuristiken²⁷ kommen zum Einsatz. Zielkriterium ist häufig die Ausgabenminimalität. In der Energiemodellierung eignen sich Optimiermodelle besonders für Planungsaufgaben, da sowohl die Sicherstellung der Erreichung von Zielvorgaben in Form von Nebenbedingungen als auch die die Optimalität der gefundenen Lösungen gemessen an einem definierten Bewertungskriterium in Form der Zielfunktion dem Ansatz inhärent sind.

Zusammengefasst liegt also der Unterschied im Kern darin, dass Optimiermodelle eher zur Identifikation effizienter Handlungsoptionen und Simulationsmodelle eher zur Untersuchung der Auswirkung von Annahmen dienen.²⁸ Simulationsmodelle folgen a priori einer Wenn-Dann-Logik,²⁹ Optimiermodellen weisen a priori einen bewertenden Charakter auf. Dieser Aspekt wird nachfolgend vertieft. Wie bereits erwähnt werden hier Idealtypen umrissen, während in der Praxis auch Hybridmodelle und Modellkopplungen entwickelt und eingesetzt werden und auf diese Weise die jeweiligen Eigenschaften in geeigneter Weise verbinden.³⁰

²⁶ vgl. Kallrath (2013)

²⁷ vgl. Siarry (2016) oder Borenstein und Moraglio (2014). In dieser Arbeit wird in Abschnitt 3.2.3 ab S. 115 eine Anwendung solcher Methoden bei Palzer (2016 S. 69ff) diskutiert.

²⁸ Einen systematischen Vergleich bieten Möst und Fichtner (2009 S. 20ff) und gehen dabei insbesondere auf Marktverständnis und Preisbildung ein.

²⁹ Schlenzig (1997 S. 63) spricht vom „explorativen Charakter der Simulation“.

³⁰ Bspw. können in aktorsbasierten Simulationsmodellen die Akteure dergestalt modelliert werden, dass sie zur Bestimmung ihres Marktverhaltens anstatt vorgegebenen Entscheidungsregeln zu folgen ein Optimierproblem lösen, oder die beiden Ansätze auf andere Weisen verbunden werden (vgl. bspw. Haghnevis et al. 2016, Barbati et al. 2012, Johnson et al. 2014, Ge und Kremers 2015). Umgekehrt kann durch eine starke Beschränkung des Lösungsraums ein Optimiermodell sich dem Charakter eines Simulationsmodells annähern („Der Übergang vom Optimieren zum Simulieren ist fließend.“, Schlenzig 1998 S. 62). Auch Modelle mit einem Optimieransatz aus dem Bereich der Metaheuristiken können diesem Bereich zugeordnet werden (vgl. Palzer 2016 sowie S. 115 der vorliegenden Arbeit).

Ansatz, Perspektive, Erkenntnisziel und Unsicherheit

Nicht zuletzt bleibt der Zusammenhang zwischen dem Modellansatz und seinen inhärenten Prämissen, der vom Modell bzw. Modellierer eingenommenen Perspektive und dem angestrebten Erkenntnisziel zu erörtern.

In der Wissenschaftstheorie wird zwischen deskriptiver und normativer Forschung unterschieden, bzw. solchen Ansätzen und Theorien.³¹ Deskriptive Forschung hat eine wertneutrale Beschreibung und Erklärung von Erkenntnisobjekten zum Ziel. Als *explorativ* wird häufig Forschung mit deskriptivem Charakter aber ausdrücklichem Zukunftsbezug bezeichnet.³² Hingegen hat *normative* Forschung einen Entscheidungs- bzw. Gestaltungsanspruch, d.h. sie liefert wissenschaftliche Instrumente, die zur Gestaltung bzw. Planung der Realität genutzt werden können, und nimmt mithin Wertungen vor.³³ So widmet sich bspw. die deskriptive Entscheidungstheorie der Beschreibung und Erklärung von Entscheidungsverhalten realer Akteure, während normative Entscheidungstheorie Anleitungen zum zweckgerichteten, rationalen Handeln liefert.

In der Energiesystemanalyse liegt bspw. ein *deskriptives* Erkenntnisziel vor, wenn ein aktorsbasiertes Simulationsmodell eingesetzt wird, um ein an realen Energiemärkten beobachtetes Bietverhalten zu erklären. In ähnlicher Weise spricht man von einem *explorativen* Untersuchungsziel, wenn mit einem systemdynamischen Simulationsmodell mögliche Entwicklungen der Energiemärkte untersucht werden sollen. Eine *nor-*

³¹ vgl. Helfrich (2016)

³² Nach Tiberius (2011 S. 45) nehmen „Prognosen von Ereignissen vor deren Eintreten [...] innerhalb der Erkenntnisziele Deskription, Erklärung und Gestaltung eine Längsschnittfunktion wahr“.

³³ „Der Begriff der Normativität im philosophisch-sozialwissenschaftlichen Sinn bedeutet, dass normative Forschung einer auf Wertvorstellungen basierenden Zielsetzung folgt oder von ihr geprägt wird. Im Gegensatz zu deskriptiver Forschung, die sich die bloße Beschreibung des Bestehenden zum Ziel gesetzt hat, folgt normative Forschung Beurteilungen, insbesondere solchen, die den Anspruch haben, sich moralisch rechtfertigen zu lassen.“ (Schüll 2009 S. 227)

mative Zielstellung liegt beispielsweise vor, wenn mit einem optimierenden Energiesystemmodell effiziente Entwicklungspfade zur zukünftigen Erreichung energiepolitischer Ziele entwickelt werden.

Dieser Aspekt ist von besonderer Relevanz bei Anwendung der Szenariotechnik.³⁴ Diese wird in der Energiesystemanalyse häufig angewendet, wenn Folgen von Entscheidungen nicht im Vorhinein sicher absehbar sind bzw. bei unvollständiger Information über zukünftige Umweltzustände.

Entsprechend werden im Sinne der Entscheidungstheorie Entscheidungssituationen *unter Sicherheit* von solchen *unter Unsicherheit* abgegrenzt. Entscheidungssituationen unter Unsicherheit werden wiederum unterschieden in solche *unter Risiko*, wenn Eintrittswahrscheinlichkeiten für Ergebnisse bzw. Umweltzustände bekannt sind, und solche *unter Ungewissheit*, andernfalls.³⁵

Aufgrund der langen Zeiträume von mehreren Jahrzehnten, in denen sich die Transformation von Energiesystemen aufgrund hoher Investitionen und langer technischer Nutzungsdauern der Investitionsgüter bzw. der Infrastruktur vollzieht, handelt es sich bei der modellbasierten Langfristplanung von Energiesystemen um eine Entscheidungssituation unter Unsicherheit. Diese betrifft insbesondere die Entwicklung energiewirtschaftlicher, energiepolitischer und technisch-wirtschaftlicher Rahmenbedingungen bzw. entsprechender Parameterannahmen.³⁶ Ansätze zu ihrer Berücksichtigung umfassen u.a. Sensitivitätsanalysen zu besonders unsicheren Parametern, die Szenarioanalyse, die Monte-Carlo-Simulation sowie die stochastische Programmierung.

³⁴ Die folgenden Ausführungen orientieren sich in Teilen an Yoe (2004), Jonen (2007), Scholles (2008b), Grunwald (2009, 2011), Durance und Godet (2010), Dieckhoff et al. (2014), Dieckhoff (2015) sowie Mirakyan und De Guio (2015).

³⁵ vgl. bspw. Peukert und Gillenkirch (2019) oder Borchert et al. (2006 S. 29f). Es liegt allerdings kein einheitliches Verständnis der Begriffe im Schrifttum vor (bspw. Scholles 2008a, Yoe 2004, Göbelt 2001 S. 54, Mirakyan und De Guio 2015); diese Problematik erörtern bspw. Boeckelmann und Mildner (2011 S. 1) oder Jonen (2007 S. 1).

³⁶ Die in dieser Arbeit bei der Langfristplanung berücksichtigten Unsicherheiten sowie die Kriterien bei ihrer Auswahl werden in Abschnitt 5.1.1 diskutiert.

Der verbreitetste Ansatz zur Erfassung von Unsicherheiten bei langfristigen Entwicklungen ist die Szenarioanalyse.³⁷ Das Ziel einer Szenarioanalyse ist in jedem Fall eine Hilfestellung bei gegenwärtigen Entscheidungen. Szenarien stellen weder deterministische noch probabilistische Prognosen dar,³⁸ sondern können vielmehr definiert werden als konsistente, plausible Beschreibungen, wie das betrachtete System, seine Umgebung oder beides sich in der Zukunft entwickeln könnte(n) oder sollte(n).³⁹ Es können also *explorative* Szenarien, die vor allem mögliche Zukünfte erkunden, von *normativen* Szenarien unterschieden werden, die dazu dienen, wünschenswerte Entwicklungen oder Zielsituationen abzuleiten.⁴⁰

Es ist also in der Energiesystemanalyse deutlich zwischen diesen wissenschaftlichen Erkenntniszielen zu unterscheiden. Die eigenen Forschungsziele sind vor diesem Hintergrund zu erläutern und die ggf. daraus folgenden Anforderungen an die Modellbildung und Entwicklung eines Szenarienrahmens zu berücksichtigen. Die Bedeutung dieses Schritts liegt neben der problemadäquaten Methodenwahl und damit konsistentem Einsatz derselben darin, Fehlinterpretationen von Forschungsergebnissen vorzubeugen.⁴¹

Mit dieser Frage verschränkt ist außerdem der Aspekt der durch das Modell bzw. den Modellierer explizit oder implizit eingenommenen Perspektive. Dieser Aspekt stellt auf das Subjekt ab, für welches die ermittelten Indikatoren und Zielgrößen zutreffen bzw. auf welches sie sich

³⁷ Keles (2013 S. 3); vgl. Göbelt (2001 S. 53ff), Eßer-Frey (2002 S. 218ff)

³⁸ vgl. Dieckhoff et al. (2014 S. 4)

³⁹ vgl. Mirakyan und De Guio (2015 S. 7), Dieckhoff et al. (2014)

⁴⁰ vgl. Tiberius (2011 S. 65f), Grunwald (2011 S. 12), Scholles (2008b S. 384). Weitere Typologien bzw. Terminologien existieren: bspw. unterscheiden Schlesinger et al. (2014 S. 39f) „Ereignisszenarien („Was passiert, wenn der Ölpreis steigt?“), Instrumentenszenarien („Was passiert, wenn die Energieeinsparverordnung verschärft wird?“) und Zielszenarien („Was muss passieren, damit die Treibhausgasemissionen zwischen 1990 und 2050 um 80 % sinken?“)“.

⁴¹ vgl. Beckmann (1984), Dieckhoff (2015 S. 19f, 187ff), Schüll (2009 S. 231ff); auch Tiberius (2011 S. 61) gibt zu bedenken, dass „auch die mathematisch ausgefeiltesten Methoden [...] nicht immer rein objektiv [sind], sondern [...] einen normativen Kern aufweisen können, der vom Vorzug bestimmter Zukunftsbilder ausgeht.“

beziehen. Im Falle eines optimierenden Energiemodells ist dies zuvörderst die Zielfunktion. Bildet diese bspw. die zu minimierenden Gesamtsystemausgaben ab, wird von einer *gesamtwirtschaftlichen* oder auch *volkswirtschaftlichen* Perspektive gesprochen.⁴² Werden hingegen die Ausgaben (oder bspw. der Gewinn) einzelner Wirtschaftssubjekte abgebildet, wird dabei eine *einzelwirtschaftliche* Perspektive eingenommen.⁴³

Sowohl im wissenschaftstheoretischen als auch im philosophisch-sozialwissenschaftlichen Sinne normativ ist Forschung also dann, wenn sie aus gesellschaftlicher Perspektive zweckmäßige Gestaltungsoptionen anbietet.⁴⁴

3.1.3 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Die Kernaussagen dieses Abschnitts 3.1 zusammenfassend kann festgehalten werden, dass ein Energiemodell als zweckgebundene, verkürzende, logisch-mathematische Formalisierung ausgewählter Eigenschaften realer Energiesysteme ein Instrument zu deren Analyse, Prognose und Planung darstellt, d.h. eine Hilfestellung, um heutige Entscheidungen auf rationaler Basis zu treffen. Wichtig sind bei der Erstellung und Anwendung von Energiemodellen eine präzise Herausarbeitung der zu bearbeitenden Fragestellungen, eine entsprechende Auswahl der abzubildenden Systemelemente, Systemgrenzen und der abzubildenden Wirkzusammenhänge, d.h. u.a. die angemessene Gestaltung der zeitlichen und räumlichen Auflösung, eine zweckadäquate Auswahl des mathematischen Beschreibungsansatzes, zentraler Indikatoren bzw. Zielgrößen, und der dadurch ausdrücklich oder implizit

⁴² vgl. Fichtner (1998 S. 16)

⁴³ Entsprechende oder ähnlich gelagerte oder in ähnlichem Zusammenhang verwendete begriffliche Gegensatzpaare sind bspw. „Systemsicht“ vs „Akteurssicht“ (Pellinger et al. 2016), „Systemperspektive“ vs. „Akteursperspektive“ (Lorenczik et al. 2018), „nationaler Betrachtungsfokus“ vs „Gebäudeebene“ (Merkel 2016), „volkswirtschaftliche“ vs „betriebswirtschaftliche Sichtweise“ (Wünsch et al. 2014) oder „consumer“ vs „system perspective“ (Boßmann 2015). In dieser Arbeit wird im Folgenden die Bezeichnungen der *gesamtwirtschaftlichen* und *einzelwirtschaftlichen* Perspektive verwendet und die Analyse-Ansätze *THP* und *POPART* entsprechend charakterisiert.

⁴⁴ vgl. Ausführungen von Fichtner (1998 S. 207) im Kontext kommunalen Klimaschutzes

eingenommenen Perspektive. Diese Gestaltungsentscheidungen haben in sich konsistent und kohärent mit dem Modellzweck zu sein. In der vorliegenden Arbeit werden diese Entscheidungen in Kapitel 3 abgeleitet, besonders in den Abschnitt 3.3.

3.2 Stand der Forschung

Wie in Abschnitt 1.2 ausgeführt, richtet sich das Forschungsinteresse der vorliegenden Arbeit auf die Frage nach dem wirtschaftlichen Potenzial für elektrische Flexibilität in der objektbasierten Wärmeversorgung von Wohngebäuden im Kontext der Transformation des Energieversorgungssystems in Deutschland. Ziel und Inhalt dieses Abschnitts ist es, den Stand der Forschung im Hinblick auf diesen Themenkomplex strukturiert und mit Augenmerk auf methodische Aspekte aufzuarbeiten und verbleibenden Forschungsbedarf zu identifizieren. Wie im Verlauf des Abschnitts deutlich wird, befassen sich bereits zahlreiche Arbeiten mit Aspekten des elektrischen Lastmanagements, Zukunftsperspektiven der Wärmeversorgung von Wohngebäuden sowie der Schnittstelle dieser Fragen. Dabei bleiben allerdings wichtige Aspekte bislang unberücksichtigt. Wie im Folgenden im Detail gezeigt wird, widmet sich noch keine Arbeit der Frage nach elektrischer Flexibilität in der Wärmeversorgung von Wohngebäuden im Elektrizitätssystemkontext mit einem integrierten Ansatz, der es erlaubt, das langfristige wirtschaftliche Potenzial aus gesamtwirtschaftlicher Perspektive zu untersuchen. Methodischer Schwerpunkt der vorliegenden Arbeit ist es, diese Forschungslücke zu schließen.

Dem Themenkomplex rund um die in Abschnitt 1.2 dargestellten Forschungsfragen nähern sich also bereits zahlreiche Veröffentlichungen aus verschiedenen Blickwinkeln. Davon werden grundsätzlich drei Arten von Arbeiten als hier von Interesse erachtet, und zwar

- a) solche mit Langfristszenarien des deutschen Energiesystems unter Berücksichtigung oder mit Fokus auf der objektbasierten Wärmeversorgung von Wohngebäuden,

- b) solche mit Interesse am Potenzial für elektrische Flexibilität durch dezentrales Lastmanagement und flexible Erzeugung und natürlich besonders
- c) solche an der Schnittstelle der beiden Themenfelder.

Für die Bereiche a) und b) leisten die nachfolgenden Abschnitte 3.2.1 und 3.2.2 einen ordnenden Überblick über den Stand der Forschung. Im Anschluss erfolgt zum Bereich c) in Abschnitt 3.2.3 eine detaillierte Analyse des inhaltlichen Anspruchs und methodischen Ansatzes ausgewählter Beiträge (vgl. Abbildung 3-1).

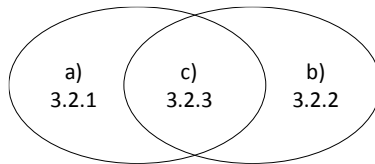


Abbildung 3-1: Übersicht zum Kapitelaufbau

Während sich das Interesse der vorliegenden Arbeit auf Potenziale in Deutschland richtet, werden mit Hinblick auf den Analyseansatz und seiner Eignung zur Beantwortung der Forschungsfragen grundsätzlich auch Arbeiten mit Fokus auf das Ausland betrachtet.

Auf dieser Basis wird in Abschnitt 3.2.4 der Stand der Forschung zusammengefasst und in Abschnitt 3.3 der Forschungsbedarfs und Anforderungen an den zu entwickelnden Ansatz abgeleitet. Abschnitt 3.4 grenzt abschließend den Untersuchungsrahmen näher ein.

Ergänzend zur nachfolgend vorgestellten Analyse zum Stand der Forschung wird auf zwei ähnlich gelagerte Überblicksarbeiten verwiesen.

Es handelt sich erstens um eine Metastudie zum Thema „Flexibilität durch Kopplung von Strom, Wärme und Verkehr“ von Kirchner et al. (2016 S. 3). Die Autoren untersuchen darin 25 relevante Studien und unterscheiden dabei

- Studien, deren Bilanzraum das gesamte Energiesystem erfasst,

- Studien, die gezielt den auf den Flexibilitätsbedarf aufgrund des steigenden Anteils fluktuierender Erneuerbarer Energien abstellen,
- Studien mit Fokus auf einen bestimmten Sektor und
- Studien mit Fokus auf Energiespeichertechnologien.

Die Studien werden nach ihren Szenarien-Ergebnissen zur Entwicklung verschiedener für das Themengebiet relevanter Kenngrößen untersucht wie bspw. zum Elektrizitätsverbrauch in Deutschland, zur installierten Leistung zur Elektrizitätserzeugung aus Erneuerbaren Energien, zur Residuallast, zu Last- und Einspeisemanagement, zu elektrizitätsbasierten chemischen flüssigen oder gasförmigen Energieträgern sowie zu Wärmepumpen und Power-to-Heat⁴⁵. Die hier relevanten Arbeiten werden im Folgenden aufgegriffen.

Zweitens präsentieren Bloess et al. (2018) eine für die vorliegende Arbeit relevante Literaturübersicht zum Thema elektrischer Flexibilitätspotenziale in der Wärmeversorgung zur Integration erneuerbarer Energietechniken. Sie analysieren das Schrifttum hinsichtlich inhaltlicher und methodischer Ausrichtung sowie den untersuchten Forschungsfragen. Wie die vorliegende Arbeit betrachten die Autoren zwar Quellen mit Bezug auf die Situation in Deutschland⁴⁶. Sie legen allerdings im Gegensatz zu dieser Arbeit den Schwerpunkt auf internationale Quellen wodurch sich beide Übersichten ergänzen. Hier sind insbesondere Arbeiten von Dodds (2014) zum *UK-MARKAL*-Modell zu nennen, Vorarbeiten zu Hedegaard (2013) zur Situation in Dänemark oder Arbeiten von Arteconi et al. (2016) ohne konkreten geographischen Bezug. Dem methodischen Schwerpunkt der folgenden Betrachtungen entsprechend ist insbesondere der Methodenüberblick in Bloess et al. (2018 S. 1614ff) von Relevanz.

⁴⁵ vgl. Abschnitt 2.3.1

⁴⁶ bspw. Bauermann et al. (2014); Henning und Palzer (2014); Merkel et al. (2014, 2017); Fehrenbach et al. (2014)

3.2.1 Langfristszenarien der Wärmeversorgung von Wohngebäuden

Im Folgenden werden Arbeiten mit Langfristszenarien des deutschen Energiesystems unter Berücksichtigung oder mit Fokus auf der objektbasierten Wärmeversorgung von Wohngebäuden untersucht, die in diesem Rahmen direkt oder indirekt Aussagen über Potenziale von Heiztechniken machen, sowie deren Relevanz für die Forschungsfragen dieser Arbeit.

Manche dieser Arbeiten erstellen Langfristszenarien auf Grundlage jahresbilanzieller Mengengerüste⁴⁷ in Kombination mit, abhängig vom Szenarientyp⁴⁸, Fortschreibungen bzw. Backcasting bestimmter Treiber⁴⁹ ohne endogene Berücksichtigung für die Fragestellung dieser Arbeit essenzieller Wirkzusammenhänge zwischen Wohngebäudewärmeversorgung und Elektrizitätssystem, z.B. auf kurzfristdynamischer Ebene.⁵⁰ Ähnlich ist der Ansatz von Nitsch et al. (2012a) einzuordnen, auch wenn dort zusätzlich mithilfe dynamischer Modelle die Wirkweise des projizierten Energiesystems auf kurzfristdynamischer Ebene aufgezeigt wird.

Andere Arbeiten setzen sich mit methodisch aufwendigeren, systemanalytischen, dynamischen Ansätzen zumindest als Teilaspekt mit der Zukunft der Wärmeversorgung in Wohngebäuden auseinander. Sie treffen zwar in diesem Rahmen direkt oder indirekt Aussagen über wirtschaftlichen Potenziale⁵¹, ohne allerdings direkt bzw. detailliert auf das Thema elektrischer Flexibilität einzugehen.⁵²

⁴⁷ vgl. bspw. Nitsch et al. (2012a z.B. S. 159) oder Matthes et al. (2013 S. 3)

⁴⁸ vgl. S. 87ff

⁴⁹ *Leitvariable* bei Schlesinger et al. (2014 S. 535)

⁵⁰ vgl. bspw. Schlesinger et al. (2014 S. 534ff), Krause et al. (2011), Kirchner et al. (2009), Matthes et al. (2013), Wunsch et al. (2013)

⁵¹ vgl. Abschnitt 2.3.1

⁵² bspw. Devogelaer et al. (2013, insb. S. 111) mit einer Studie über Belgien, Kannan und Strachan (2009) für das Vereinigte Königreich, Cayla (2011) für Frankreich und Merkel (2016) über die Situation in Deutschland. Dort wird auch ein umfassender Überblick über weitere Arbeiten in diesem Bereich gegeben (ders. S. 9-22). Zur weiteren Einordnung der Arbeit von Merkel (2016) siehe die Einleitung zu Kapitel 4 bzw. dieses Kapitel ab S. 113.

Eine weitere Kategorie von Arbeiten richtet ihr Interesse auf die Analyse oder Berücksichtigung ökonomischer und nicht-ökonomischer Präferenzen bei der Entscheidung für ein Heizsystem. Hierbei wird die Relevanz verschiedener Merkmale bzw. Entscheidungskriterien sowie der Einfluss von Politikinstrumenten untersucht und aufbauend darauf Szenarien einer wahrscheinlichen Entwicklung erstellt.⁵³

Arbeiten von Stengel (2014) und Steinbach (2015) modellieren Investitionsentscheidungen verschiedener Akteursgruppen und simulieren darauf aufbauend in Kombination mit einem Bottom-Up-Gebäudebestandsmodell unter Berücksichtigung von Sanierungshemmnissen Entwicklungspfade bis zum Jahr 2030 zur Bewertung bzw. Konzeption umweltpolitischer Instrumente im Bereich der Wärmeversorgung von Wohngebäuden⁵⁴. Stengel (2014) unterscheidet dabei technische, ökonomische und ausschöpfbare Potenziale⁵⁵. Eine Übersicht über Arbeiten dieses Typs findet sich bei Steinbach (2015 S. 62-75) oder Stengel (2014 S. 35-65).

Bei den aufgeführten Arbeiten dieses Typs werden zwar Wärmepumpen und bei Dieckhöner und Hecking (2014) auch Mikro-KWK-Anlagen berücksichtigt. Allen Arbeiten ist jedoch gemein, dass eine Betrachtung des Aspekts der Bereitstellung elektrischer Flexibilität durch Wärmeversorgungsstechniken in Wohngebäuden kein Gegenstand der Betrachtung ist.

Weitere Arbeiten fokussieren sich stärker auf die Prognose der Energienachfrage im deutschen Wohngebäudesektor. Beispielsweise stellt Elsland (2016) ein entsprechendes integriertes Modellkonzept vor, das auf diffusionstheoretischen Ansätzen basiert und der Berücksichtigung von Unsicherheiten über die zukünftige technische Entwicklung in Langfristszenarien Rechnung trägt.⁵⁶ Dort findet sich auch ein Überblick über

Allen hier aufgeführten Arbeiten ist übrigens gemein, dass die *TIMES*- oder *MARKAL*-Umgebung zum Einsatz kommt (vgl. Abschnitt 4.1).

⁵³ vgl. bspw. Henkel (2012), Dieckhöner und Hecking (2014)

⁵⁴ Bei Steinbach (2015) werden darüber hinaus auch Nichtwohngebäude betrachtet.

⁵⁵ vgl. Abschnitt 2.3.1

⁵⁶ Zur Prognose der Kapazitätsentwicklung von Heizstechniken siehe Elsland (2016 S. 137ff).

Literatur zu Projektionen des Energiebedarfs in Wohngebäuden in Deutschland.⁵⁷ Ebenfalls vor diffusionstheoretischem Hintergrund untersuchen Maalla und Kunsch (2008) Szenarien des Zubaus von Mikro-KWK-Anlagen zur Wärmeversorgung von Wohngebäuden mit einem System-Dynamics-Ansatz, wobei allerdings wiederum die Flexibilität dieser Technik nicht Gegenstand der Betrachtung ist.

Intensiv beforscht ist das Themengebiet der zentralen Kraft-Wärme-Kopplung bzw. netzbasierter Wärmeversorgung von Wohngebäuden.⁵⁸ Zum Teil kommen dabei auch optimierende Energiesystemmodelle zum Einsatz, welche die Abbildung von Gebäudewärmeversorgung und Elektrizitätssystem in einem Modell vereinen.⁵⁹ In allen hier aufgeführten Studien wird aber entweder die objektbasierte Wärmeversorgung und dabei insbesondere Kraft-Wärme-Kopplung nicht betrachtet, nur bedingt bzw. nicht detailliert betrachtet oder als nachrangig eingestuft oder beides, oder die Frage der Flexibilität ausgeklammert.

Während manche Potenzialstudien ein großes Potenzial für Fernwärme angeben,⁶⁰ gehen andere hingegen von einer Stagnation der Fernwärme aus⁶¹. Wiederum andere Studien legen einen Rückgang der Bedeutung der Fernwärme nahe.⁶²

Aus diesen beiden Gründen wird eine Beschäftigung mit der Abwägung zwischen netz- und objektbasierter Versorgung im Rahmen dieser Arbeit nicht angestrebt.⁶³

⁵⁷ ders. S. 54

⁵⁸ vgl. bspw. Blesl (2002); Blesl et al. (2004); Erdmann und Dittmar (2010); Bartels (2009); Horn et al. (2007 insb. S. 173); Stadler (2006 S. 171-190); Schmidla (2016); Beer (2013) bzw. Beer et al. (2012); Eikmeier et al. (2006); Wünsch et al. (2013, 2014)

⁵⁹ bspw. Blesl et al. (2004), Bartels (2009)

⁶⁰ bspw. Blesl et al. (2004), Bartels (2009), Eikmeier et al. (2006) bzw. Wünsch et al. (2014) oder Gerhardt et al. (2015 S. 17)

⁶¹ Horn et al. (2007 S. 175), Pfluger et al. (2017 Modul 3 S. 120ff). Auch andere Arbeiten mit explorativem oder prognostischem Anspruch kommen zu diesem Schluss, bspw. Bauer-mann (2014 S. 155) im Rahmen einer Arbeit ohne Fokus auf Fernwärme.

⁶² vgl. Schlesinger et al. (2014 S. 245)

⁶³ vgl. Abschnitt 3.4. Spezifisch mit diesem Thema befassen sich am Beispiel Dänemarks Karlsson et al. (2011).

3.2.2 Potenziale für elektrische Flexibilität

Es existieren zudem Arbeiten, die sich den hier zum Thema gestellten Fragen zwar mit Fokus auf Laststeuerung bzw. Flexibilität⁶⁴ nähern, dabei aber keine langfristige, systemische Perspektive einnehmen. So konzentrieren sich bspw. sowohl Pielke (2010) als auch Houwing (2010) auf die wirtschaftlichen Potenziale von Mikro-KWK unter gegenwärtigen Marktbedingungen bzw. auf die wirtschaftlichen Vorteile optimierter Betriebsführungsstrategien. Liebe und Wissner (2015) oder Klobasa et al. (2013) untersuchen Potenziale für Lastmanagement im Haushaltsbereich u.a. mit Wärmepumpen mit statischen Ansätzen und regionalem Fokus. Koch et al. (2016) richten ihre Aufmerksamkeit auf die Berücksichtigung von Verteilnetzen unter verschiedenen Koordinationsstrategien für Mikro-KWK und Wärmepumpen. Boßmann (2015 S. 26ff) gibt eine Übersicht über weitere Studien mit ähnlichen Eigenschaften im Rahmen einer Arbeit über Laststeuerung in Haushalten, ebenfalls mit einsatzplanerischem Fokus.

In manchen Studien beschränkt sich die Betrachtung auf Haushalts- oder Quartiersebene. Kaschub (2017) untersucht bspw. Nachfragesteuerung in Haushalten unter Berücksichtigung von Photovoltaik, Elektrofahrzeugen und Batteriespeichern, wobei auf letzteren das Hauptaugenmerk liegt. Zu diesem Zweck entwickelt er ein Modell, welches die optimalen Anlagengrößen und Betriebsweisen dieser Komponenten zur Kapitalwertmaximierung aus der Perspektive von Haushalten bestimmt. Dieses Modell wird nicht nur unter gegebenen Rahmenbedingungen angewendet, sondern auch in Szenarien, in denen der Einfluss verschiedener Gestaltungsoptionen möglicher künftiger Elektrizitätstarife untersucht wird. Zusätzlich wird ein zweiter Modellansatz entwickelt, der es erlaubt, diese Szenarien auch auf Ebene von Stadtgebieten zu untersuchen. Die Analyse verzichtet allerdings erstens auf die Berücksichtigung des Wärmesystems von Haushalten und mithin von Komponenten wie Wärmepumpen oder Mikro-KWK-Anlagen.⁶⁵

⁶⁴ vgl. Abschnitt 2.3.1

⁶⁵ ders. S. 88

Zweitens nimmt sie stets die Haushaltsperspektive ein; ein Zusammenhang mit dem Elektrizitätssystem endet an der Systemgrenze in Form der Elektrizitätstarife.

In systemanalytischen Arbeiten mit Langfristperspektive unterbleibt zumeist entweder die detaillierte Berücksichtigung von Flexibilitätspotenzialen oder der Wärmeversorgung von Wohngebäuden, oder beides. Droste-Franke et al. (2015 S. 69ff) präsentieren bspw. ein Schema zur Einordnung energiesystemanalytischer Arbeiten, u.a. durch Übersicht über die Berücksichtigung von Laststeuerung⁶⁶ und anderer Dimensionen des Energiesystems⁶⁷ in Studien mit systemanalytischem Anspruch und geographischem Bezug Deutschland. Das Ergebnis ist, dass der Aspekt der Laststeuerung in diesen Studien wenig Beachtung findet.⁶⁸

In systemanalytischen Arbeiten mit Langfristszenarien mit Fokus auf Flexibilitätspotenzialen unterbleibt hingegen oft der Miteinbezug objektbasierter Wärmeversorgung von Wohngebäuden.

Elsner et al. (2015) untersuchen bspw. Flexibilitätskonzepte für die Elektrizitätsversorgung im Jahr 2050 unter der Maßgabe der Minimierung der Stromgestehungskosten des Gesamtsystems durch eine entsprechende Auswahl von Flexibilitätstechnologien.⁶⁹ Zwar werden „Power-to-Heat [und] flexibel einsetzbare KWK-Anlagen mit ganzjährigem Wärmebedarf (industrielle KWK)“ grundsätzlich berücksichtigt, „zusätzliche Potenziale [in der] Heizwärmeversorgung [hingegen] nicht erfasst“⁷⁰, „da in dem Berechnungsmodell keine Wärmelastkurven hinterlegt sind“ und somit der „jahreszeitlich abhängige Bedarf an Wärme zur Raumheizung [...] nicht berücksichtigt werden“⁷¹ kann. Die Studie hat also trotz Relevanz für die vorliegende Arbeit einen für die Beantwortung ihrer Forschungsfragen ungeeigneten Betrachtungsfokus.

⁶⁶ dort steuerbarer Verbrauch

⁶⁷ Die anderen Dimensionen sind „Erzeugung, erneuerbar“, „Speicher“, „elektrisches Netz“, „Endenergieverbrauch“ und „Import/Export“.

⁶⁸ dies. S. 129

⁶⁹ dies. S. 9

⁷⁰ dies. S. 11

⁷¹ dies. S. 33

Eine Reihe weiterer Beiträge mit vergleichbaren Eigenschaften findet sich in Hidalgo González et al. (2015) mit einer Übersicht systemanalytischer Arbeiten, die sich dem Thema Flexibilität zumindest nähern oder sich mit diesem Thema gar zentral befassen. Als Zusammenfassung eines Workshops mit Beiträgen von Autoren verschiedener europäischer Forschungseinrichtungen bietet der Bericht einen Überblick über relevante Literatur sowie Ergebnisse und Schlussfolgerungen der Diskussion. Den vorgestellten Arbeiten ist allerdings gemein, dass die Wärmeversorgung von Wohngebäuden nur ein Randthema darstellt und sich keine der dort dargestellten Arbeiten mit wirtschaftlichen Potenzialen für elektrische Flexibilität in der objektbasierten Wärmeversorgung von Wohngebäuden befasst.

3.2.3 Detaillierte Diskussion ausgewählter Arbeiten

Im Folgenden werden aus der zum Teil bereits im vorausgehenden Abschnitt 3.2.2 aufgeführten Literatur ausgewählte Arbeiten detaillierter untersucht, die sich explizit mit der Thematik wirtschaftlicher Potenziale elektrischer Flexibilität in der Wohngebäudewärmeversorgung befassen oder in anderer Weise eine hohe Relevanz für die Thematik dieser Arbeit aufweisen. Eine Übersicht gibt Tabelle 3-1 am Ende des Kapitels.

Zunächst handelt es sich bei Repenning et al. (2015) um eine im Auftrag des BMU erstellte Studie, die sich primär mit Klimaschutzszenarien auseinandersetzt. Zur Analyse des Gebäudesektors kommt ein Bottom-up-Gebäudemodell⁷² zum Einsatz, das „die Entwicklung des Gebäudebestandes und der eingesetzten Technologien für Heizung, Kühlung und Warmwasserbereitstellung stark disaggregiert“ darstellt und „dynamisch die Entscheidungen der Investoren über die Zeit [simuliert]“⁷³. Diese Investitionsentscheidungen werden einerseits „zu jedem Zeitschritt“ mit einem „stochastischen, nicht rekursiven, myopischen (kurzsichtigen), betriebswirtschaftlichen Optimierungsalgorithmus mit der

⁷² namens *ERNSTL/EE-Lab/INVERT*

⁷³ dies. S. 37

Zielfunktion der Kostenminimierung“ modelliert, wobei allerdings gleichzeitig „der integrierte Einsatz eines multinomialen Logit-Ansatzes [...] zusätzlich dazu [führt], dass günstigere Technologien höhere Marktanteile erhalten während teurere Alternativen sich im Sinne von Nischenanwendungen positionieren können“. Der Ansatz lässt sich also als hybrider, optimierender Verhaltensansatz charakterisieren. Eine unterjährige Dynamik von Erzeugung und Verbrauch wird dabei nicht betrachtet. Der Elektrizitätssektor wird mit einem Verbund dreier gekoppelter Modelle abgebildet.⁷⁴ Dabei wird zunächst das *PowerACE*-Modell genutzt, das Deutschland im europäischen Kontext abbildet,⁷⁵ um Elektrizitäts-Im- und Exporte aus und nach Deutschland zu berechnen. Mit dieser Vorgabe wird dann durch iterative Kopplung des Investitionsmodells *ELIAS* und des Elektrizitätsmarktmodells bzw. Einsatzplanungsmodells *PowerFlex* die Entwicklung der Elektrizitätserzeugung bis zum Jahr 2050 prognostiziert. In diesem Zusammenhang wird KWK zur Bereitstellung von Fernwärme abgebildet, auch in Kombination mit Elektroheizern und Pufferspeichern. Eine dynamisch gekoppelte Betrachtung der beiden Sektoren unterbleibt allerdings.⁷⁶ Bei den Angaben zum Thema der Flexibilität handelt sich nicht um Ergebnisse der Studie, sondern um Dokumentation der getroffenen Szenariennahmen des Kapazitätsausbaus „eine[r] weitere[n] für den Stromsektor indirekt nutzbare[n] Flexibilitätsoption“, nämlich „Wärmespeicher, die einen flexibleren Betrieb der KWK-Anlagen ermöglichen und den Einsatz von Power-to-Heat“. Allerdings beziehen sich die aufgeführten Zahlen auf Power-to-Heat in Fernwärmenetzen.

Weiter handelt es sich bei Pape et al. (2014) um eine im Auftrag des BMWi erarbeitete Studie, die den Speicherbedarf in Deutschland im europäischen Kontext untersucht und sich in diesem Zusammenhang mit der Frage flexibler KWK-Anlagen und Power-to-Heat auseinandersetzt. Dabei kommt eine als „mehrstufige Simulation“ bezeichnete, komplexe Verknüpfung simulierender und optimierender Modelle verschieden

⁷⁴ dies. S. 61ff

⁷⁵ und sogar darüber hinaus außereuropäischen Kontext (Nordafrika, naher Osten)

⁷⁶ dies. S. 262-264

weit gefasster Teile des europäischen oder deutschen Energiesystems zum Einsatz.

Es werden dabei zwar in den Abschnitten, die das Vorgehen, Annahmen und die Szenariendefinition erläutern, die Themen Lastmanagement mit Wärmepumpen oder objektbasierte KWK in Wohngebäuden diskutiert und Zahlenannahmen angegeben. Zum wirtschaftlichen Potenzial für diese Techniken werden im Ergebnisteil allerdings keine detaillierten Aussagen getroffen. Letztlich gehen in dieser Studie elektrische Flexibilitätsoptionen in der Wohngebäudewärmeversorgung als Rahmenbedingungen für die Ermittlung des Bedarfs (eigentlicher) Speicher ein. Eine Ermittlung des wirtschaftlichen Potenzials für diese Ansätze wird damit nicht vorgenommen und keine Modellergebnisse mit Bezug auf diese Fragen angegeben.

In einer Arbeit zur Potenzial- und Kosten-Nutzen-Analyse zu den Einsatzmöglichkeiten von Kraft-Wärme-Kopplung sowie der Evaluierung des KWK-Gesetzes im Auftrag des BMWi ermitteln Wünsch et al. (2014 S. 91) wirtschaftliche Potenziale für fernwärme- und objekt-basierte KWK mit einem räumlich disaggregierten, daten- und annahmengesetzten Ansatz auf Grundlage gebäudescharfer Angaben aus 41 sog. Modellstädten. Dabei wird eine sog. *volkswirtschaftliche* von einer *betriebswirtschaftlichen* Sichtweise unterschieden.⁷⁷ Das Vorgehen entspricht in Teilen dem Ansatz einer früheren, in Eikmeier et al. (2006) dokumentierten Analyse.

Bestimmendes Kriterium ist für die Fernwärmepotenziale die Lage der Objekte bzw. die Wärmedichte der entsprechenden Siedlungsstrukturen sowie für objektbasierte KWK die Wärmenachfrage und Jahresdauerlinie. In einem der Erläuterung der Potenzialanalyse nachfolgenden Kapitel werden zwar auch Flexibilitätsanforderungen und technische Konzepte zur Flexibilisierung von KWK-Anlagen diskutiert.⁷⁸ Diese Aspekte gehen allerdings nicht in die Potenzialschätzung ein.

⁷⁷ vgl. S. 95

⁷⁸ Wünsch et al. (2014, S. 127ff), Potenzialanalyse dort ab S. 62ff

Erdmann und Dittmar (2010) bewerten die technologischen und energiepolitischen Perspektiven von Kraft-Wärme-Kopplung in Deutschland. Dazu nehmen sie zunächst eine Bewertung der Energie- und Klima-Effizienz der Kraft-Wärme-Kopplung vor.⁷⁹ Dabei wird für ausgewählte technische Parameter eine Verteilungsannahme abgeleitet und diese für eine Monte-Carlo-Simulation verwendet. Zwar wird auch die Mikro-KWK-Technik untersucht, aber für diese stets die Stirling-Technik zugrunde gelegt, die aufgrund ihres geringen elektrischen Wirkungsgrades bei der klimapolitischen Bewertung schlecht abschneidet⁸⁰. Wärmepumpen dienen in der Arbeit ausschließlich als Referenztechnik zur Bewertung von CO₂-Emissionen und Effizienz von Kraft-Wärme-Kopplung. Weiterhin wird eine Systemanalyse unter Einsatz des *Balmorel*-Modells⁸¹ durchgeführt zur Analyse des Zusammenspiels eines hohen Anteils von KWK mit einem hohen Anteil erneuerbarer Elektrizitätserzeugung im Energiesystem.⁸² Sie stellen fest, dass die Flexibilisierung der KWK mit zusätzlichen Kosten verbunden ist, deren Abschätzung allerdings nicht Ziel ihrer Analyse ist.⁸³ Vielmehr wird die Kraft-Wärme-Kopplung als „Must-Run-Anlage“⁸⁴ abgehandelt. Mithin ist der Ansatz nicht ausgerichtet auf und inadäquat zur Untersuchung des wirtschaftlichen Potenzials für Flexibilität auf Grundlage der beiden hier untersuchten Techniken.

In einer im Auftrag des *BEE* und der *AGFW* durchgeführten Studie untersuchen Schulz und Brandstätter (2013) „Flexibilitätsreserven aus dem Wärmemarkt“ auf Grundlage von „Wärmepumpen, KWK und Power-to-Heat“. Es werden dabei punktuell vier „Wärmeversorgungsfälle [...], die sich als Anwendungsfälle für ein 1 kW-, ein 20 kW- und ein 1 MW-BHKW sowie für ein 100 MW-GuD-HKW eignen“ untersucht, wobei sich die Angaben auf die elektrische Kapazität beziehen. Die Studie behandelt zwar auch Wärmepumpen. Durch die Definition der vier Fälle als

⁷⁹ dies. S. 31ff

⁸⁰ vgl. Abschnitt 2.5.3

⁸¹ ebenfalls verwendet von Hedegaard (2013); vgl. S. 118 in diesem Abschnitt

⁸² dies. S. 61ff. Eine ähnliche Ausrichtung hat die Arbeit von Schmidla (2016).

⁸³ dies. S. 74

⁸⁴ dies. S. 69

Anwendungsfälle für KWK-Anlagen wird jedoch bereits deutlich, dass die KWK im Mittelpunkt steht.

Bei den ersten beiden Fällen handelt es sich um objektbasierte, bei den letzten beiden um wärmenetzbasierte Versorgung. Der 1-kW-Anlage liegen Annahmen einer Stirling-Maschine mit Brennwärmtank, d.h. einer Anlage mit niedriger Stromkennzahl zugrunde. Die 20-kW-Anlage dient zur Versorgung einer großen Wohnanlage. Die technischen Annahmen entsprechen hier einem verbrennungsmotorischen BHKW.

Von diesen Fällen ausgehend werden eine Anzahl punktuell definierter Möglichkeiten zur Bereitstellung von Flexibilität betrachtet.⁸⁵ Dabei wird die Wirtschaftlichkeit aus einzelwirtschaftlicher Sichtweise, allerdings mit der Zielperspektive bzw. Ausrichtung auf gesamtwirtschaftliche Vorteilhaftigkeit untersucht. Es wird also bspw. eine Fahrweise, die sich ausschließlich an der Erbringung der Wärmelast ausrichtet („Wärmeführung“) mit einer Fahrweise verglichen, bei der die KWK-Anlage in Zeiten, für die eine negative Residuallast unterstellt wird, abgeschaltet bleibt („Stromführung“). In diesen Zeiträumen wird die Wärme ungekoppelt erzeugt oder einem Speicher entnommen.⁸⁶

Dann wird die Wirtschaftlichkeit der beiden Ansätze verglichen. Eine optimierte, hybride Fahrweise, die sich zwischen den beiden Idealtypen „Wärmeführung“ und „Stromführung“ einordnen ließe, oder gar eine integrierte Optimierung von Auslegung und Fahrweise wird nicht untersucht. Ähnlich wird der Einsatz von Wärmepumpen im Rahmen der „künftig erforderlichen Flexibilitätsstrategie“ nur für den Fall negativer Residuallast (d.h. Erzeugungüberschuss durch erneuerbare Energien) bzw. geringer positiver Residuallast unter einer „Einsatzgrenze“ von „10 % der maximalen positiven Residuallast“ unterstellt. Die Betriebsweise liegt also als Annahme zugrunde anstatt durch die Studie systematisch ermittelt zu werden.

⁸⁵ bspw. wärmegeführte Fahrweise, stromgeführte Fahrweise, Ergänzung eines Wärmespeichers, Berücksichtigung eines Elektroheizers, etc.

⁸⁶ dies. S. 21

Weiterhin interessieren sich Schulz und Brandstätt (2013) zwar auch für Kombinationen aus KWK- und Wärmepumpen-Anlagen, schließen aber eine solche Kombination für die zwei objektbasierten Versorgungsfälle („1 kW“, „20 kW“) von vornherein aus.⁸⁷ Es wird für diese Fälle folglich nur entweder der Einsatz einer Wärmepumpe oder der Einsatz einer KWK-Anlage untersucht.

Obwohl mit transparent dargestellten Annahmen und Vorgehensweisen Erkenntnisse zur Flexibilität von KWK-Anlagen erlangt werden, wird bspw. aufgrund der vorgegebenen Betriebsführung, der eingeschränkten Berücksichtigung von Wärmepumpen sowie der Untersuchung isolierter Fälle ohne systemischen Zusammenhang deutlich, dass der von Schulz und Brandstätt (2013) verfolgte Ansatz für die Beantwortung der in der vorliegenden Arbeit aufgeworfenen Forschungsfragen als inadäquat einzustufen ist.

In einer vom BMWi sowie 14 Industrieunternehmen beauftragten Studie untersuchen Pelling et al. (2016) die Wirtschaftlichkeit von Flexibilitätsoptionen unter der Überschrift „Merit Order der Energiespeicherung“. Dabei werden unter Energiespeicherung eigentliche Energiespeicher und sogenannte *funktionale Energiespeicher*⁸⁸ zusammengefasst. Zunächst werden dabei verschiedene Flexibilitätsoptionen ausgewählt (u.a. Wärmepumpen und Kraft-Wärme-Kopplung in Haushalten), parametrisiert, auf ihre Wirtschaftlichkeit untersucht und ein sog. Rentabilitätsindex berechnet.⁸⁹ Dabei wird zwischen Wirtschaftlichkeit aus Akteurs- und Systemsicht unterschieden, was prinzipiell der in dieser Arbeit verwendeten Unterscheidung in einzel- und gesamtwirtschaftliche Perspektive entspricht. Im Ergebnis wird für die Jahre 2012 und 2030 eine sog. Merit-Order-Matrix der (funktionalen) Speichertechnologien erstellt⁹⁰ und das technische Potenzial berechnet.

⁸⁷ dies. S. 35

⁸⁸ vgl. Abschnitte 2.3.1 und 5.2.3 (S. 216) sowie Kapitel 8 (S. 378ff)

⁸⁹ dies. S. 20

⁹⁰ dies. S. 157ff

Im zweiten Teil kommt das *Integrierte Simulationsmodell zur Anlagen-einsatz- und -ausbauplanung mit Regionalisierung (ISAAr)* zum Einsatz.⁹¹ Dabei handelt es sich um ein regionalisiertes Modell des deutschen Energiesystems im europäischen Kontext. Auf Basis der linearen Programmierung kann das modellierte System auf wirtschaftliche, technische und umweltbezogene Zielkriterien hin optimiert werden.

Als Grundlage zur Ermittlung der regionalisierten Eingangsdaten für *ISAAr* kommt das regionalisierte Energiemodell *FREM* zum Einsatz,⁹² welches eine Vielzahl von Quellen zu Umwandlungskapazitäten, Potenzialen für erneuerbare Energien und Energieverbräuchen verdichtet und ggf. mittels Kennzahlen regionalisiert. Der Einsatz von *ISAAr* in Pellingner et al. (2016) fokussiert dabei auf die Abbildung des Umwandlungssektors sowie nachfrageseitiger Flexibilitätsoptionen oder verbrauchsnaher flexibler Erzeugungstechniken. Eine detaillierte Modellierung objektbasierter Wärmeversorgung findet dabei jedoch nicht statt.

Bauermann et al. (2014) entwickeln einen hybriden, integrierten Modellansatz zur Analyse der Investitionsentscheidungen in Heizsysteme für Wohngebäude unter Berücksichtigung der Zusammenhänge zwischen Wärme- und Elektrizitätsmärkten und nicht-ökonomischen Entscheidungskriterien. Der vorgestellte Ansatz besteht aus einer iterativen Kopplung eines optimierenden Modells des deutschen Elektrizitätssystems *E2M2* mit einem in ein Gebäudebestandsmodell eingebetteten Discrete-Choice-Ansatz, zusammen genannt *HeatSyM*. Die Kopplung findet über die Elektrizitätspreise sowie die Akteursentscheidungen zur Investition in Heiztechniken statt.⁹³ Bei Konvergenz bildet die Investitionsentscheidung die Grundlage für die nächste Periode. Begründet wird dieses Vorgehen mit der Mischung aus ökonomischen und außerökono-

⁹¹ dies. S. 169

⁹² vgl. Beer (2013)

⁹³ Hierbei wird im Gegensatz zu anderen hier aufgeführten Arbeiten (bspw. Stengel 2014 S. 73ff) nicht zwischen Eigentümer oder Mieter-Sicht unterschieden. Begründet wird dies mit einer Art Interessensidentität im Zuge der Langfristperspektive bis 2050 (Bauermann et al. 2014 S. 153).

mischen Entscheidungskriterien von Wohngebäudeeigentümern, mit-hin häufig Privathaushalten.⁹⁴ Während die Kopplung von Modellen der Elektrizitäts- und Wärmemärkte zwar – in Übereinstimmung mit der in der vorliegenden Arbeit verfolgten Zielsetzung – u.a. mit Interesse an der Realisierung von Potenzialen für Flexibilität in der Wärmeversorgung von Wohngebäuden motiviert wird,⁹⁵ wird deren detaillierte Analyse jedoch nur im Ausblick diskutiert⁹⁶.

Boßmann (2015) untersucht elektrische verbrauchsseitige Flexibilität auf Systemebene aus einer einzelwirtschaftlichen Perspektive.⁹⁷ Zur Prognose der Entwicklung der systemweiten Elektrizitätslastkurve entwickelt er zunächst einen partiellen Dekompositionsansatz, der es erlaubt, die Last von Anwendungen mit Flexibilitätspotenzial gesondert zu untersuchen.⁹⁸ Mit dem Ziel einer Abdeckung sämtlicher elektrischer verbrauchsseitiger Flexibilitätspotenziale entwickelt er darauf aufbauend einen Ansatz zur Simulation der Laststeuerung⁹⁹ und ihres Effekts auf die Systemlastkurve. Der Ansatz lässt sich als explorativer Simulationsansatz mit optimierenden Elementen charakterisieren¹⁰⁰, was besonders die Einsatzentscheidung auf Konsumentenebene betrifft¹⁰¹. Eine integrierte wirtschaftlich optimierte Kapazitätzubauentscheidung wird hingegen nicht vorgenommen,¹⁰² folglich auch nicht die Abwägung alternativer Wärmeversorgungstechniken. Letztlich werden verbrauchsnahe-erzeugungsseitige Flexibilitätspotenziale durch Mikro-KWK nicht untersucht. Aus diesen Gründen liegt eine Untersuchung des wirtschaftlichen Potenzials für elektrische Flexibilität in der Wärmeversorgung von Wohngebäuden im Sinne der vorliegenden Arbeit und der in Abschnitt 1.2 ausgeführten Forschungsfragen nicht vor.

⁹⁴ ders. S. 150; vgl. Abschnitt 2.3.1

⁹⁵ ders. S. 150

⁹⁶ ders. S. 157

⁹⁷ ders. S. 98

⁹⁸ ders. S. 37ff

⁹⁹ *Demand Response* bei Boßmann (2015)

¹⁰⁰ ders. S. 100, S. 135

¹⁰¹ ders. S. 98

¹⁰² ders. S. 115, S. 136

Merkel (2016) untersucht Langfristszenarien des Elektrizitätssystems und des Wärmesystems der Wohngebäude in Deutschland mit dem Ziel, „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“. Die unterjährige Dynamik wird in 48 Zeitscheiben unterteilt, was Merkel (2016 S. 289) im Rahmen einer kritischen Diskussion seines Ansatzes als inadäquat zur Bearbeitung von Fragestellungen wie der nach dem „Potenzial der Schnittstellentechnologien (KWK-Anlagen und Wärmepumpen) als Flexibilitätsoption zum Ausgleich fluktuierend eingespeister elektrischer Energie“ einstuft.

Hingegen empfiehlt Merkel (2016 S. 303) im Ausblick seiner Arbeit die Bearbeitung mit einem geeignet adaptierten Ansatz. Dies entspricht dem Ziel der vorliegenden Arbeit. Eingehender befassen sich mit der Arbeit von Merkel (2016) und der Abgrenzung zur vorliegenden Arbeit die Einleitung zu Kapitel 4 im Rahmen der Einordnung gemeinsamer vorausgegangener Veröffentlichungen sowie Abschnitt 4.6 durch einen systematischen Vergleich der beiden verwendeten Modellansätze.

In einer Studie im Auftrag des BMWi untersuchen Nabe et al. (2011) „Potenziale der Wärmepumpe zum Lastmanagement im Strommarkt und zur Netzintegration erneuerbarer Energien“. Die Betrachtung des Einsatzes von Wärmepumpen wird einerseits gekoppelt mit einer Simulation der Elektrizitätserzeugung bzw. des Elektrizitätsmarktes auf nationaler Ebene sowie andererseits mit einer gebäudephysikalischen Simulation.

Der Ansatz soll es durch Gegenüberstellung von „Mehrkosten [und] Systemnutzen“ ermöglichen, „Aussagen über mögliche Optimierungsrichtungen des Gesamtsystems treffen zu können“¹⁰³. Es handelt sich also um eine gesamtwirtschaftliche Betrachtungsweise, bei der allerdings der Ausbau von Wärmepumpenkapazitäten sowie des Kraftwerksparks

¹⁰³ dies. S. 8

keine Modellergebnisse, sondern Szenarienannahmen darstellen. Der Ansatz ist für die Bearbeitung der Forschungsfragen (vgl. Abschnitt 1.2) daher letztlich als inadäquat einzustufen.

In einer für das BMU erstellten, sog. Leitstudie erarbeiten Nitsch et al. (2012a) Langfristszenarien des deutschen Energiesystems sowie Strategien zu seiner Transformation zur verstärkten Nutzung erneuerbarer Energien. Sie entwickeln dabei ein „konsistentes Mengengerüst des Ausbaus [...] erneuerbarer Energien und der restlichen Energieversorgung“ und leiten daraus „strukturelle und ökonomische Wirkungen“¹⁰⁴ ab. Das Zusammenwirken der Komponenten wird dabei mithilfe dynamischer Simulations- und optimierender Einsatzplanungsmodelle näher untersucht.¹⁰⁵ Zwar wird in der Arbeit der Rolle der Kraft-Wärme-Kopplung sowie Wärmepumpen Aufmerksamkeit geschenkt.¹⁰⁶ Letztendlich handelt es sich allerdings bei den Ausbauzahlen um Annahmen und Expertenschätzungen.

In einer Studie für das BMWi berücksichtigen Koch et al. (2016) bei der Untersuchung dezentraler Flexibilitätpotenziale insbesondere Aspekte der Steuerung sowie der Elektrizitätsübertragung in Verteilnetzen mit einem Zeithorizont bis in das Jahr 2030. Wärmepumpen und Blockheizkraftwerke finden Berücksichtigung insbesondere in für objektbasierte Versorgung relevanten Leistungsklassen.¹⁰⁷ Basierend auf „ein[em] kombinierte[n] Verfahren zur parallelen Verteilnetzsimulation und zur Kraftwerkseinsatzoptimierung unter Berücksichtigung des Übertragungsnetzes“ werden verschiedene zentral oder dezentral organisierte Koordinationsstrategien simuliert und im Rahmen einer Szenarioanalyse multikriteriell bewertet mithilfe eines Systems elektrizitätsmarkt-, netz- und „flexibilitätsbezogener“ Kennzahlen. Allerdings gilt auch hier, dass die Kapazitäten der in Frage stehenden Techniken Wärmepumpen-

¹⁰⁴ dies. S. 41f

¹⁰⁵ bspw. mit dem *REMIX*-Modell (vgl. Scholz 2012 S. 84ff)

¹⁰⁶ dies. S. 77ff, S. 195

¹⁰⁷ dies. S. 23

und Mikro-KWK-Anlagen „Zukunftsannahmen bzgl. installierter Leistungen“¹⁰⁸ darstellen und die Arbeit somit keinen adäquaten Ansatz zur Bearbeitung der Forschungsfragen bietet.

Palzer (2016) untersucht Langfristszenarien des deutschen Energiesystems bis zum Jahr 2050 mit einem sektorübergreifenden, optimierenden Modell, welches sowohl Elektrizitäts- und Wärme-Erzeugung als auch Verwendung in den Bereichen „Verkehr, Strom, Wärme und Industrie“¹⁰⁹ abbildet. Beispielsweise im Verkehrssektor werden Personen- und Lastkraftwagen mit jeweils sieben Fahrzeugkonzepten abgebildet. Es werden 18 Heizwärmeversorgungs-techniken abgebildet, darunter die wichtigsten objektbasierten Techniken, insbesondere unter Einbeziehung elektrischer Wärmepumpen und Mikro-KWK-Anlagen.¹¹⁰ Diese beziehen sich auf den Gebäudesektor, in dem 19 Gebäudetypen von Wohn- und Nichtwohngebäuden zur Berechnung der Heizlast erfasst werden.¹¹¹ Dies ist zunächst, wie dieser Abschnitt der vorliegenden Arbeit zeigt, für eine Studie mit solchem Bilanzraum in Kombination mit einem optimierenden Ansatz als hoher Detaillierungsgrad einzustufen.

Allerdings kommt hier, aufgrund des Anspruchs, das Energiesystem eines solch umfassenden Bilanzraums mit dieser Detaillierung und bei hoher zeitlicher Auflösung zu optimieren, ein metaheuristischer Ansatz aus dem Bereich der Partikel-Schwarm-Optimierung zum Einsatz.¹¹² Dieser lässt keine definitive Aussage über die Optimalität der Lösung zu.¹¹³ Dabei werden zwei Modellkomponenten kombiniert, von denen die eine („*REMod-D-JahrSim*“) zum Ziel hat, für ein prinzipiell beliebiges Zieljahr, im konkreten Fall das Jahr 2050, isoliert (d.h. ohne Rücksicht auf etwaige Bestandskapazitäten) ein ausgabenminimales Energiesystem („*Zielsystem*“) zu entwerfen, während die andere („*REMod-D-*

¹⁰⁸ dies. S. 11, S. 141

¹⁰⁹ ders. S. 15. Gemeint sind Wärme- und Elektrizitätsbedarf in den Sektoren Verkehr, Industrie, Haushalte und Gewerbe, Handel und Dienstleistungen.

¹¹⁰ ders. S. 28ff

¹¹¹ ders. S. 38

¹¹² ders. S. 69ff, vgl. auch Abschnitt 3.1 dieser Arbeit

¹¹³ vgl. Siarry (2016), Borenstein und Moraglio (2014)

TRANS“) zum Ziel hat, einen ausgabenminimalen „Transformationspfad“ in dieses Zielsystem zu bestimmen.¹¹⁴ Entscheidungsvariable sind dabei Kapazitäten von Umwandlungs- und Anwendungstechniken. Die Anzahl der Entscheidungsvariablen beträgt bei *REMod-D-JahrSim* 64 bzw. 145, bei *REMod-D-TRANS* 2432. Der in stündlicher Zeitauflösung betrachtete Kapazitätseinsatz ist exogen vorgegeben.¹¹⁵

Der Gebäudesektor geht aggregiert zu entweder vier Typgebäuden (bei *REMod-D-JahrSim*) oder gar zu einem Typgebäude ein.¹¹⁶ Zudem wird der Lösungsraum durch weitere Annahmen bzw. Vorgaben eingegrenzt und dabei wesentliche Entscheidungen vorweggenommen. Beispielsweise wird in einem Modelllauf ohne diese Vorgaben „Heizwärme fast ausnahmslos mithilfe von Wärmenetzen [...] bereitgestellt“¹¹⁷. In den eigentlichen Szenarienrechnungen wird dann allerdings der Anteil von Fernwärme auf 25 % bzw. der Anteil objektbasierter Wärmeversorgung auf 75 % fixiert sowie ein Mindestanteil für Wärmepumpen festgelegt.¹¹⁸ Es handelt sich mithin bei dem von Palzer (2016) vorgestellten Ansatz um eine Form von Hybrid aus optimierendem Backcasting¹¹⁹ mit zeitlich hoch aufgelöster, simulierender Validierung dynamischer Aspekte, in dieser Hinsicht der Arbeit von Nitsch et al. (2012a) nicht unähnlich. Insgesamt wird die Arbeit von Palzer (2016) als sehr relevant für die vorliegende Fragestellung eingestuft. Der Ansatz eignet sich jedoch zur Analyse des wirtschaftlichen Potenzials für elektrische Flexibilität in der Wärmeversorgung von Wohngebäuden im Sinne der hier untersuchten Fragestellung aus den dargestellten Gründen nicht.

Bechem et al. (2015 S. 87ff) stellen sich die Frage „welchen Beitrag der flexible Einsatz von Strom zur Wärmeerzeugung zur [...] Integration erneuerbarer Energien im Wärmemarkt leisten kann“ auf Ebene einzelner

¹¹⁴ Palzer (2016. S. 13)

¹¹⁵ ders. S. 21-34

¹¹⁶ bei beiden Modellkomponenten möglich, ders. S. 76

¹¹⁷ ders. S. 81

¹¹⁸ ders. S. 85f

¹¹⁹ vgl. Abschnitt 3.1

Gebäude und untersuchen sie anhand eines typischen Einfamilienhauses und eines typischen Mehrfamilienhauses in drei nicht überschneidungsfreien „Anwendungsfällen“. Wie mehrfach in den bereits diskutierten Arbeiten werden eine wärme- und eine stromgeführte Betriebsweise kontrastiert und der Einfluss der Speichergröße auf das Potenzial zur Aufnahme fluktuierend einspeisender erneuerbarer Energien untersucht.¹²⁰ Bei der Untersuchung stellen also sowohl Betrieb als auch Dimensionierung Vorgaben statt Ergebnissen dar. Zudem bewegt sich diese Betrachtung auf ausschließlich technischer Ebene. In einer weiteren Analyse wird unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten die „optimale Anlagenkonfiguration“ aus Wärmepumpen, Photovoltaik und Speicher-Anlage untersucht. Dabei wird jedoch die Wärmepumpe als gegeben vorausgesetzt.¹²¹

In einem anderen Kapitel werden Ergebnisse eines Modellansatzes dargestellt,¹²² der in Gerhardt et al. (2015) näher erläutert wird. In einem sektorübergreifenden, optimierenden Bottom-Up-Ansatz mit „detaillierte[r] Berücksichtigung der Flexibilitäten im Verkehrs- und Wärmesektor“ wird dort sowohl das Elektrizitätssystem als auch die Wärmenachfrage des Wohngebäudebestands nach Gebäudetypen differenziert abgebildet.¹²³ Dabei werden allerdings die Klassen so definiert, dass 73 % des anfänglichen Wärmebedarfs auf zwei von sechs Klassen und die anderen 27 % auf die anderen vier Klassen entfallen.

Weiterhin werden auch konkurrierende Wärmeversorgungsstechniken berücksichtigt. Die Zielsetzung besteht dabei in der „Ableitung von optimalen strukturellen Entwicklungspfaden [...] mit einem sektorübergreifenden Zubauoptimierungsmodell[s]“. Obwohl diese Formulierungen es nahelegen, wird allerdings keine optimale Kapazitätzubauplanung durchgeführt, sondern die „Ermittlung eines kostenminimalen Energieversorgungssystems für einen langfristigen stabilen Zustand“, welchen die Autoren für die Mitte bzw. zweite Hälfte

¹²⁰ dies. S. 90

¹²¹ dies. S. 106

¹²² dies. S. 180ff

¹²³ dies. S. 41f

des Jahrhunderts unterstellen. Entsprechend werden „Lernkurvenkosten bzw. Belastungen beim Einstieg in einen Pfad nicht berücksichtigt“. Zusätzlich wird dann für die „Stützjahre“ „2025 und 2035 eine Kraftwerkseinsatzplanung“ durchgeführt, welche sich unter anderem „an dem für das Zieljahr 2050 ermittelten Ausbauzustand“ sowie externen Szenarienannahmen orientiert. Der Ansatz lässt sich also in dieser Hinsicht ähnlich wie zuvor beschrieben bei Palzer (2016) oder Nitsch et al. (2012a) als Backcasting einordnen.¹²⁴ Für die Bearbeitung der Forschungsfragen dieser Arbeit wird der Ansatz daher schließlich verworfen.

Mit Bezug auf Dänemark untersucht Hedegaard (2013) die Integration von Windkraft mithilfe von Wärmepumpen, Wärmespeichern und Elektrofahrzeugen. Dafür wird sowohl das *EnergyPLAN*-Modell als auch das *Balmorel*-Modell¹²⁵ genutzt und erweitert. Bei ersterem handelt es sich um ein Werkzeug zur technischen Optimierung, bei letzterem um ein ausgabenminimierendes Energiesystemmodell¹²⁶ zur integrierten Kapazitäts-Ausbau- und Einsatzplanung in Elektrizitäts- und Wärmeversorgungssystemen. Hedegaard (2013 S. 26ff) erweitert *Balmorel* um die Möglichkeit zur detaillierten Abbildung von Wärmespeichern in der objektbasierten Wärmeversorgung. Allerdings beschränkt sich die Arbeit erstens auf die Betrachtung von Potenzialen in einem einzigen Gebäudetyp, nämlich Einfamilienhäusern¹²⁷, zweitens auf die Betrachtung der Situation in Dänemark, und drittens auf die Betrachtung der Potenziale von Wärmepumpen, während andere Potenziale für elektrische Flexibilität durch flexible Elektrizitätserzeugung in der objektbasierten Versorgung wie bspw. durch Mikro-KWK nicht untersucht werden.

Jägemann (2014) analysiert am Beispiel der Photovoltaik in Deutschland die ökonomischen Auswirkungen der zunehmenden Attraktivität

¹²⁴ vgl. Abschnitt 3.1. Der gleiche Ansatz liegt auch Gerhardt et al. (2017) zugrunde.

¹²⁵ vgl. Wiese et al. (2018), Ravn (2001), Hedegaard (2013 S. 25)

¹²⁶ vgl. Abschnitt 3.1

¹²⁷ wobei EFH aufgrund des hohen Fernwärmeanteils in MFH in Dänemark ca. 80 % des Wärmebedarfs in objektbasierten versorgten Wohngebäuden ausmachen (Hedegaard und Münster 2013 S. 675)

von Eigenversorgungsmodellen in Haushalten auf Systemebene. Dazu präsentiert sie einen Analyseansatz einer Kopplung zweier optimierender Modelle auf Haushalts- und Elektrizitätssystemebene.¹²⁸ Ersteres minimiert aus der Perspektive eines Haushalts die Ausgaben zur Elektrizitätsversorgung, letzteres die Systemausgaben aus gesellschaftlicher Perspektive. Die beiden Modelle werden bis zur Konvergenz über die aus der Eigenversorgung resultierende Residuallast bzw. über die Elektrizitätspreise gekoppelt, wobei Großhandelspreise in Haushaltselektrizitätstarife transformiert werden. Bardt et al. (2014) erweitern schließlich in einem Gutachten für das BMWi diesen Ansatz auf den Einsatz von KWK-Anlagen und untersuchen in verschiedenen Szenarien das wirtschaftliche Potenzial für Eigenversorgung mit dieser Technik. Der Ansatz bietet damit gewissermaßen ein Gegenstück zur in der vorliegenden Arbeit bearbeiteten Frage nach dem wirtschaftlichen Potenzial für Flexibilität aus System Sicht, während diese bei Bardt et al. (2014) entsprechend unbearbeitet bleibt. Weiterhin wird dort die Laststeuerung mit Wärmepumpen nicht betrachtet.

Ladwig (2018) untersucht Potenziale für Laststeuerung zur Systemintegration erneuerbarer Energien durch die Erweiterung eines optimierenden Elektrizitätsmarktmodells¹²⁹ um die Berücksichtigung von DSM-Optionen.¹³⁰ Sie unterscheidet dabei in Optionen zur Abschaltung, Verschiebung oder Erhöhung elektrischer Last. Berücksichtigt werden prinzipiell Optionen aus allen Bedarfssektoren¹³¹. Wärmepumpen werden als Option zur Lastverlagerung abgebildet. Allerdings wird dabei die Verschiebedauer um 12 Stunden fest vorgegeben. Der Zubau von Wärmepumpen geht als Szenarienannahme ein.¹³² Dies ist notwendig, da das anderweitige System der Wärmeversorgung sowie der Gebäudebestand nicht abgebildet sind. Ebenfalls beschränkt sich die Berücksichtigung von KWK auf zentrale Anlagen. Sie kommt zum Ergebnis, dass das

¹²⁸ dies. S. 50ff bzw. S. 57ff

¹²⁹ namens *ELTRAMOD*

¹³⁰ dies. S. 117

¹³¹ Industrie, Haushalte, GHD, Verkehr

¹³² dies. S. 125

elektrische DSM-Potenzial erheblich von der Entwicklung (u.a.) im Wärmesektor abhängt.¹³³ Auf die Untersuchung dieses Zusammenhangs zielt die vorliegende Arbeit.

3.2.4 Zusammenfassung zum Stand der Forschung

Wie am Kapitelanfang erläutert, gilt das Interesse der vorliegenden Arbeit dem wirtschaftlichen Potenzial für elektrische Flexibilität in der objektbasierten Wärmeversorgung von Wohngebäuden im Kontext der Transformation des Energieversorgungssystems in Deutschland. Die vorangehend dargestellte Strukturierung und Analyse des Stands der Forschung ergibt zusammengefasst, dass wichtige Aspekte bislang unberücksichtigt bleiben, obwohl bereits einige Fragestellungen des Themenkomplexes beforscht und dokumentiert sind, und zwar im Rahmen von

- Arbeiten, die sich auf einsatzplanerische Aspekte konzentrieren oder beschränken wie bspw. Boßmann (2015), Nabe et al. (2011), Koch et al. (2016), Brunner (2017), Schmidla (2016) oder Houwing (2010), bzw. mit einem starken Bezug zu gegenwärtigen Bedingungen bzw. einer relativen Kurzfristperspektive wie bspw. Pielke (2010);
- Arbeiten, die sich auf zentrale Kraft-Wärme-Kopplung bzw. netzbasierte Wärmeversorgung konzentrieren oder beschränken wie bspw. Blesl (2002) bzw. Blesl et al. (2004), Erdmann und Dittmar (2010), Bartels (2009), Horn et al. (2007), Stadler (2006 S. 171-190), Beer (2013) bzw. Beer et al. (2012), Eikmeier et al. (2006) bzw. Wünsch et al. (2013, 2014);
- Arbeiten mit bilanzierenden Ansätzen, annahmenbasierten Kapazitätsszenarien bzw. sog. Mengengerüsten, Fortschreibungen u.ä., zudem häufig mit prognostischem oder explorativem Charakter ohne direkten normativen Aussagegehalt, wie bspw. Krause et al. (2011) oder Kirchner et al. (2009), Liebe und Wissner (2015), Schlesinger

¹³³ dies. S. 155

et al. (2014), Klobasa et al. (2013), Matthes et al. (2013) oder Nitsch et al. (2012a);

- Arbeiten, die sich dem Thema Flexibilität mit systemanalytischem Ansatz nähern bzw. sich mit diesem Thema zentral befassen, dabei aber die Wärmeversorgung von Wohngebäuden nicht detailliert erfassen wie bspw. Elsner et al. (2015), Pelling et al. (2016), Steurer (2017), Ladwig (2018) und einige Beiträge in Hidalgo González et al. (2015), in Teilen auch Erdmann und Dittmar (2010);
- Arbeiten mit Langfristperspektive auf die Wärmeversorgung von Wohngebäuden, häufig mit einem systemanalytischen Ansatz, allerdings ohne Fokus auf den Aspekt wirtschaftlicher Potenziale für elektrische Flexibilität, zudem zum Teil mit prognostischem oder explorativem Charakter ohne direkten normativen Aussagegehalt bzw. Aussageabsicht, wie bspw. Eikmeier et al. (2006), Wunsch et al. (2013), Merkel (2016), Schlesinger et al. (2014), Jägemann et al. (2014) bzw. Bardt et al. (2014), Krause et al. (2011), Schlesinger et al. (2014), Devogelaer et al. (2013)¹³⁴, Kannan und Strachan (2009)¹³⁵, Cayla (2011)¹³⁶ Elsland (2016) und Krause et al. (2011); sowie
- Arbeiten, die neben ökonomischen explizit auf nicht-ökonomische Entscheiderpräferenzen und Hemmnisse abstellen, häufig zu Bewertung umweltpolitischer Instrumente, wie bspw. Henkel (2012), Stengel (2014), Steinbach (2015), Bauermann et al. (2014) oder Dieckhöner und Hecking (2014).

Obwohl alle genannten Quellen für die Thematik inhaltlich oder methodisch relevante Beiträge liefern, nähern sich dabei die Arbeiten von Palzer (2016), Gerhard et al. (2015) und Merkel (2016) der vorliegenden Fragestellung am stärksten, wobei die Grenzen der Eignung der jeweiligen Ansätze bereits in Abschnitt 3.2.3 festgestellt werden. Auf die Arbeit

¹³⁴ am Beispiel von Belgien

¹³⁵ für das vereinigte Königreich

¹³⁶ für Frankreich

von Merkel (2016) wird wie bereits erwähnt in der Einleitung zu Kapitel 4 sowie in Abschnitt 4.6 weiter eingegangen.

3.3 Ableitung des Forschungsbedarfs und Anforderungen an den zu entwickelnden Ansatz

Es wurde gezeigt, dass bislang kein Ansatz mit den folgenden, für die Beantwortung der in Abschnitt 1.2 formulierten Forschungsfragen wesentlichen Eigenschaften existiert (vgl. Tabelle 3-1):

- a) gleichzeitige Abbildung der Systeme der Elektrizitätsversorgung sowie der objektbasierten Wärmeversorgung im Wohngebäude-sektor und disaggregierter Abbildung des Wohngebäudebestands;
- b) integriertes Kapazitäts- und Einsatzplanungskalkül mit normativer, gesamtwirtschaftlicher Perspektive, das geeignet ist, kurz- und langfristige Substitutionseffekte zwischen diesen beiden Sektoren zu berücksichtigen;
- c) feingliedrige Erfassung der Dynamik in Erzeugung bzw. Umwandlung, Speicherung und Verbrauch elektrischer und thermischer Energie bei gleichzeitig langfristiger Planungsperspektive bis zum Jahr 2050 mit geographischem Bezugsraum bzw. Systemgrenzen Deutschland;
- d) detaillierte Berücksichtigung der Flexibilität durch objektbasierte, elektrische Wärmepumpen und Mikro-KWK-Anlagen in Wohngebäuden durch thermische Speicherung.

Dies ist für die in Abschnitt 3.2.3 detailliert diskutierten Quellen in Tabelle 3-1 überblicksartig dargestellt. Der Ansatz soll es zudem ermöglichen, die Auswirkungen unsicherer zukünftiger Entwicklungen technischer, technisch-wirtschaftlicher und wirtschaftlicher Parameter wie bspw. steigende Wirkungsgrade, sinkende spezifische Investitionen oder Veränderungen bei Energieträgerpreisen zu berücksichtigen. An-

gestrebt wird eine möglichst genaue Abbildung bei gleichzeitig begrenztem Berechnungsaufwand, durch eine geeignete, ausgewogene Auswahl abzubildender bzw. zu vernachlässigender Eigenschaften der modellierten Teilsysteme, insbesondere im Wärmesystem der Wohngebäude.¹³⁷ Für diese Anforderungen eignen sich grundsätzlich optimierende Energiesystemmodelle auf Grundlage der linearen Programmierung (vgl. Abschnitt 3.1). In Kapitel 4 wird daher ein Ansatz mit allen erforderlichen genannten Eigenschaften vorgestellt und in Kapitel 5 entsprechend zur Anwendung gebracht. Ergänzend soll zudem untersucht werden, inwiefern der regulatorische und energiepolitische Rahmen geeignete einzelwirtschaftliche Investitionsanreize für Akteure im Wohngebäudesektor zur Realisierung der zuvor ermittelten gesamtwirtschaftlichen Potenziale für Flexibilität durch Wärmepumpen und Mikro-KWK-Anlagen setzt, bzw. an welche Voraussetzungen die Realisierung derselben geknüpft ist. Diese Perspektivenkontrastierung entspricht prinzipiell der Logik der (ansonsten anderweitig gelagerten) Analyse bei Wunsch et al. (2014 S. 27ff).¹³⁸ Die Untersuchung dieser energiewirtschaftlichen Forschungsfragen erfordert ein Analyseinstrument mit folgenden Eigenschaften. Aus den energie- und klimapolitischen sowie energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen ergibt sich die Notwendigkeit zusätzlich zu den beiden bereits genannten auch weitere Techniken in die Analyse einzubeziehen, insbesondere photovoltaische und solarthermische Anlagen. Die Menge abzubildender objektbasierter technischer Komponenten, aus denen durch das Entscheidungskalkül eine optimale Konfiguration auszuwählen ist, soll daher zur Elektrizitätsversorgung die Optionen Photovoltaik und Mikro-KWK-Anlage umfassen, zur Wärmeversorgung die Optionen Gaskessel, Wärmepumpe, Solarthermie und wiederum Mikro-KWK-Anlage.

¹³⁷ vgl. Abschnitte 4.2 und 4.4

¹³⁸ vgl. S. 107. Dort wird eine „volkswirtschaftliche“ und eine „betriebswirtschaftliche Betrachtung“ kontrastiert, wobei „volkswirtschaftlich positive Ergebnisse [darauf hinweisen] dass sich eine Umsetzung der ermittelten Potenziale gesamtwirtschaftlich lohnen würde. Der Vergleich zwischen [den beiden Sichtweisen] liefert Informationen über Notwendigkeiten und Wirkungen möglicher politischer Eingriffe, [durch welche] die Diskrepanz vermindert oder sogar aufgehoben wird“. Vgl. Abschnitt 3.1.2, S. 96 sowie die Anmerkungen von Merkel (2016 S. 75) zu den Bilanzgrenzen des *THP*-Modells.

Tabelle 3-1: Stand der Forschung und Anforderungen an den zu entwickelnden Ansatz

Quelle ▼	a)		b)		c)		d)		Mathematische Methode des Modellsatzes ^b
	Abbildung Elektrizitätsvers. / objektbasierte Wohngebäude-Wärmeversorgung / disaggregierter Wohngebäudebestand	integriertes Kapazitäts- und Einsatzplanungskalkül / normative, gesamtwirtsch. Perspektive	feingliedrige Dynamik / langfristige Planungsperspektive / Bezugsraum Deutschland	Flexibilität Wärmepumpen / Mikro-KWK-Anlagen durch thermische Speicherung					
Pellinger et al. (2016)	✓ / x / x	✓ / ✓ ^d	✓ / ✓ / ✓	✓ / ✓	✓ / ✓	✓ / ✓	✓ / ✓	✓ / ✓	LP
Schulz u. Brandstät (2013)	x / ✓ / x	x / x ^e	✓ / x / ✓	✓ / ✓	✓ / ✓	✓ / ✓	✓ / ✓	✓ / ✓	S
Merkel (2016)	✓ / ✓ / ✓	✓ / ✓	x / ✓ / ✓	✓ / ✓	✓ / ✓	✓ / ✓	✓ / ✓	✓ / ✓	GGLP
Repenning et al. (2015)	✓ / ✓ / ✓	(✓) / x ^f	(✓) ^g / ✓ / ✓	✓ / ✓	✓ / ✓	✓ / ✓	(✓) / x	(✓) / x	K
Pape et al. (2014)	✓ / (✓) / x	✓ / (✓) ^h	✓ / ✓ / ✓	✓ / ✓	✓ / ✓	✓ / ✓	(✓) / x	(✓) / x	K
Nabe et al. (2011)	✓ / x / (✓)	x / (✓) ⁱ	✓ / x / ✓	x / ✓	✓ / ✓	✓ / ✓	✓ / x	✓ / x	K ^l
Boßmann (2015)	(✓) / x / x	x ^k / x ^l	✓ / ✓ / ✓	✓ / (✓) / ✓	✓ / ✓	✓ / ✓	✓ / x	✓ / x	S ^m
Koch et al. (2016)	✓ / (✓) / x	x ⁿ / (✓) ^o	✓ / ✓ / ✓	✓ / ✓ / ✓	✓ / ✓	✓ / ✓	✓ / ✓	✓ / ✓	S, GGLP, MCA ^p
Hedegaard (2013)	✓ / ✓ / x	✓ / ✓ ^q	✓ / ✓ / ✓	✓ / ✓ / ✓	✓ / ✓	✓ / ✓	✓ / x	✓ / x	S, LP
Nitsch et al. (2012a)	✓ / ✓ / x	x / (✓) ^r	✓ / ✓ / ✓	✓ / ✓ / ✓	✓ / ✓	✓ / ✓	✓ / (✓) ^s	✓ / (✓) ^s	B, S, LP
Baumann et al. (2014)	✓ / ✓ / ✓	(✓) / x	✓ / ✓ / ✓	✓ / ✓ / ✓	✓ / ✓	✓ / ✓	(✓) / x	(✓) / x	LP, DC
Wünsch et al. (2014) ^t	x / (✓) / (✓) ^u	x / (✓)	x / ✓ / ✓	x / (✓) / ✓	✓ / ✓	✓ / ✓	(✓) / ✓	(✓) / ✓	GBA
Ladwig (2018)	✓ / (✓) / x	(✓) / ✓	✓ / ✓ / ✓	✓ / ✓ / ✓	✓ / ✓	✓ / ✓	✓ / x	✓ / x	LP
Jägemann (2014) ^v	✓ / x / x	✓ / (✓)	✓ / ✓ / ✓	✓ / ✓ / ✓	✓ / ✓	✓ / ✓	(✓) / (✓)	(✓) / (✓)	LP
Bechem et al. (2015) ^w	✓ / ✓ / ✓	(✓) ^x / (✓)	✓ / ✓ / ✓	✓ / ✓ / ✓	✓ / ✓	✓ / ✓	✓ / ✓	✓ / ✓	LP
Palzer (2016)	✓ / ✓ / (✓)	x ^y / ✓	✓ / ✓ / ✓	✓ / ✓ / ✓	✓ / ✓	✓ / ✓	✓ / ✓	✓ / ✓	MH ^z
Zielsetzung dieser Arbeit ^{aa}	✓ / ✓ / ✓	✓ / ✓ / ✓	✓ / ✓ / ✓	✓ / ✓ / ✓	✓ / ✓	✓ / ✓	✓ / ✓	✓ / ✓	LP

-
- ^a vgl. die ausformulierte Beschreibung dieser Merkmale am Anfang dieses Abschnitts 3.3
- ^b S: Simulationsansatz, LP: Lineare Programmierung, GGLP: Gemischt-ganzzahlige lineare Programmierung, K: Kopplung mehrerer Modellansätze mit verschiedenen mathematischen Methoden, MH: Metaheuristik, MCA: Multikriterielle Bewertung, DC: Discrete-Choice
- ^c d.h. mindestens bis zum Jahr 2050
- ^d Pellinger et al. (2016 S. 17) kontrastieren eine „Systemsicht“ mit einer „Akteurssicht“
- ^e Es wird eine hybride einzel- und gesamtwirtschaftliche Gesichtspunkte verbindende Perspektive eingenommen (vgl. Abschnitt 3.2.3).
- ^f Der Ansatz zur Abbildung der Wohngebäude-Wärmeversorgung lässt sich kurz als hybrider optimierender Verhaltensansatz mit explorativem Charakter einordnen (vgl. Abschnitt 3.2.3).
- ^g Die Modellierung des Elektrizitätssektors erfolgt mit stündlicher Auflösung, die Modellierung im Gebäudesektor hingegen ohne unterjährige zeitliche Differenzierung.
- ^h Es erfolgt eine Einsatzoptimierung basierend auf der linearen Programmierung mit der Zielfunktion der Minimierung der Varianz der Residuallast. Eine wirtschaftliche Zielfunktion ist nicht gegeben (vgl. Pape et al. 2014 S. 30ff).
- ⁱ Der „Systemnutzen“ wird an den „Systembetriebskosten“ sowie an den CO₂-Emissionen festgemacht (Nabe et al. 2011 S. 37).
- ^j Optimierende Kraftwerkseinsatzplanung basierend auf GGLP und nachgelagerte Validierung des Wärmepumpeneinsatzes durch thermisch-energetische Gebäudesimulation in *TRNSYS*
- ^k vgl. Boßmann (2015 S. 115, 136)
- ^l Boßmann (2015 S. 96ff) vergleicht „Konsumentenperspektive“ und „Systemperspektive“.
- ^m Der Ansatz lässt sich als explorativer Simulationsansatz mit optimierenden Elementen charakterisieren (Boßmann 2015 S. 100, 135).
- ⁿ Der Kapazitätsausbau stellt eine Annahme dar (vgl. Koch et al. 2016 S. 11, S. 141).
- ^o Im Rahmen einer multikriteriellen Bewertung wird eine hybride Perspektive einzel- und gesamtwirtschaftlicher Gesichtspunkte eingenommen.
- ^p Netzsimulation, rollierend optimierende Kraftwerkseinsatzplanung auf Grundlage von GGLP
- ^q „socio-economic optimisation“ (Hedegaard 2013 S. 5)
- ^r Es werden bspw. im Rahmen einer Untersuchung der „ökonomischen Wirkungen des Umbaus der Energieversorgung“ (Nitsch et al. 2012a S. 207ff) „systemanalytische Differenzkosten der EE-Stromerzeugung“ berechnet.
- ^s Zwar kommt der Betrachtung der KWK Aufmerksamkeit zu. Dabei wird auch sog. Objekt-KWK betrachtet. Flexibilisierung durch Wärmespeicher wird jedoch nur für größere Anlagen diskutiert (Nitsch et al. 2012a S. 77ff)
- ^t bzw. Eikmeier et al. (2006)
- ^u Wünsch et al. (2014 S. 27) kontrastieren eine „volkswirtschaftliche“ mit einer „betriebswirtschaftlichen“ Sichtweise.
- ^v bzw. Bardt et al. (2014)
- ^w bzw. Gerhardt et al. (2015)
- ^x Obwohl die Formulierung eines „sektorübergreifenden Zubauoptimierungsmodell[s]“ es nahelegt, wird keine optimale Kapazitätszubauplanung durchgeführt (vgl. Abschnitt 3.2.3)
- ^y Der in stündlicher Zeitauflösung betrachtete Kapazitätseinsatz ist exogen definiert (Palzer 2016 S. 21-34).
- ^z Es kommt ein Partikel-Schwarm-Optimierungs- Ansatz aus dem Bereich der Metaheuristiken zum Einsatz (Palzer 2016 S. 69ff), welcher keine zuverlässige Aussage über die Optimalität der Lösung zulässt.
- ^{aa} vgl. Kapitel 4

Außerdem ist die Möglichkeit der Investition in batterieelektrische oder thermische Speicherkapazitäten abzubilden. Zudem ist die Abbildung zentraler regulatorischer Rahmenbedingungen unabdingbar, insbesondere die Regelungen des Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetzes und des Erneuerbare-Energien-Gesetzes zu Förderinstrumenten, aber auch zur Eigenverbrauchsregulierung. Hier soll insbesondere die Kleinanlagenregelung nach § 61 Abs. 2 Nr. 4 EEG 2014¹³⁹ abgebildet werden. Für die Modellierung realistischer Kapazitäts- und Betriebsführungsentscheidungen in der Energieversorgung von Wohngebäuden ist außerdem die Berücksichtigung kapazitätsabhängiger Größendegressionseffekte bei den investitionsabhängigen Ausgaben essenziell. Aus einer ausführlichen Analyse des Stands der Forschung bei Merkel (2016 S. 30) folgt, dass bislang kein Ansatz die genannten Eigenschaften auf sich vereint. Folglich liegt ein zweiter methodischer Beitrag dieser Arbeit in der Vorstellung des entsprechenden dynamischen Analyseinstruments *POPART*¹⁴⁰ zur Entscheidungsunterstützung und zur Analyse dieser Entscheidungssituation aus einzelwirtschaftlicher Perspektive. Der Ansatz fußt ebenfalls auf der Grundlage der linearen Programmierung, da sie für diese Klasse von Fragestellungen eine adäquate und bewährte Methode darstellt¹⁴¹.

Mit diesem Ziel wird in Kapitel 6 ein entsprechendes dynamisches Analyseinstrument entwickelt. Der in Kapitel 6 entwickelte Ansatz wird in Kapitel 7 auf die Beantwortung der Forschungsfragen aus einzelwirtschaftlicher Perspektive angewendet.¹⁴² In Kapitel 8 werden die Ergebnisse beider Modellanwendungen vergleichend und zusammenfassend ausgewertet und diskutiert, welche Perspektiven und Handlungsempfehlungen sich daraus für relevante Akteure ergeben.

¹³⁹ analog § 61a EEG 2017

¹⁴⁰ Optimierprogramm zur Wohngebäude-Energieversorgung, frz. *Programme d'Optimisation de l'Approvisionnement en Energie des Bâtiments Résidentiels*

¹⁴¹ vgl. bspw. Kaschub (2017), Brunner (2017), Merkel (2016), Kunze (2016), Bardt et al. (2014), Schönfelder (2013), Wille-Haussmann et al. (2010)

¹⁴² vgl. Abschnitt 1.2

3.4 Abgrenzung der Forschungsfrage

Als weiteres Ergebnis der in diesem Kapitel 3 erarbeiteten Literaturübersicht sowie der in Kapitel 2 dargestellten Grundlagen kann im Folgenden die Eingrenzung des Untersuchungsrahmens und Abgrenzung von verwandten Fragestellungen geschärft und begründet werden.

Das Interesse der vorliegenden Arbeit ist auf die wirtschaftlichen Potenziale für elektrische Flexibilität in der objektbasierten Wärmeversorgung von Wohngebäuden gerichtet.

Zwar existieren auch anderweitige Potenziale für elektrische Flexibilität in Wohngebäuden, vor allem mit elektrischen Haushaltsgeräten wie bspw. „weißer Ware“¹⁴³ oder Klimatisierung. Es wird hier jedoch davon ausgegangen, dass diese Potenziale in Bezug auf die elektrische Leistung, in Bezug auf den Energieumsatz und in Bezug auf das Verlagerungspotenzial geringer und schwerer umzusetzen sind als jene in der Wärmeversorgung durch Wärmepumpen und Mikro-KWK,¹⁴⁴ weshalb diese Arbeit sich auf diese konzentriert.

Weiterhin wird in diesem Kapitel deutlich, dass der Bereich der zentralen bzw. netzbasierten Kraft-Wärme-Kopplung einerseits bereits intensiv beforscht ist.¹⁴⁵ Andererseits legen einige Studien eine fortgesetzte relative Stagnation der Bedeutung der Fernwärme in der Wärmeversorgung von Wohngebäuden nahe.¹⁴⁶ Karlsson et al. (2011) zeigen bereits einen Ansatz zur Abwägung zwischen netzbasierter und objektbasierter Wärmeversorgung basierend auf dem *Balmorel*-Modell am Beispiel von Dänemark. Zusammengenommen folgt daraus für diese Arbeit die Festlegung auf eine Konzentration der Betrachtung auf die objektbasierte Wärmeversorgung.

In Abschnitt 2.2.3 wird erläutert, dass technische Konzepte zur Versorgung von Wohngebäuden mit Heizwärme und Warmwasser generell

¹⁴³ d.h. Waschmaschinen, Wäschetrockner, Geschirrspülmaschinen u.ä.

¹⁴⁴ vgl. Abschnitt 2.3.2

¹⁴⁵ vgl. Abschnitt 3.2.1

¹⁴⁶ ebd.

und insbesondere elektrische Systeme zur Warmwasserbereitung an Einzelzapfstellen oder elektrische Einzelraumöfen eine hohe Vielfalt aufweisen. Dabei ist ihr Gewicht relativ gering, seit Jahrzehnten abnehmend¹⁴⁷ und von einer weiteren Abnahme ist auszugehen. Daher wird eine weitere Konzentration auf bestimmte Wärmeerzeuger-Techniken vorgenommen. Die vorliegende Arbeit konzentriert sich auf zentrale kombinierte Heizwärme- und Warmwasserversorgung und im Bereich elektrischer Flexibilitätstechniken auf Mikro-KWK und Wärmepumpen.

Außerdem wird in Abschnitt 2.5.1 konstatiert, dass die Bereitstellung elektrischer Flexibilität aus dezentralen Techniken für das Elektrizitätssystem zum Austausch von Steuerungs- oder Marktinformationen eine geeignete informationstechnische Kommunikationsinfrastruktur voraussetzt. Der Stand der Dinge in Bezug auf die Einführung sogenannter intelligenter Zähler ist in Abschnitt 2.4.3 beschrieben. Die Einführung einer geeigneten Infrastruktur wird in der vorliegenden Arbeit als gegeben vorausgesetzt und nicht näher betrachtet.¹⁴⁸

Ferner ist zur realen Umsetzung der hier untersuchten Konzepte zur Bereitstellung dezentraler elektrischer Flexibilität in Haushalten ein geeigneter regulatorischer Rahmen und eine entsprechende marktliche oder anderweitige Organisationsform notwendig, um die Eigentümer bzw. Betreiber der dezentralen Anlagen zum koordinierten Betrieb zu bewegen bzw. ihn zu ermöglichen.¹⁴⁹ Die konkrete Ausgestaltung eines solchen regulatorischen Rahmen bzw. einer marktlichen Organisation ist ebenfalls nicht Kerngegenstand der vorliegenden Arbeit, sondern die wirtschaftlichen Potenziale aus gesellschaftlicher Sicht.

Zuletzt sind zur Bereitstellung elektrischer Flexibilität für das Elektrizitätssystem geeignete elektrische Übertragungs- und Verteilnetzkapazitäten eine technische Voraussetzung.

¹⁴⁷ vgl. Blesl (2002 S. 58f)

¹⁴⁸ vgl. Kapitel 8, S. 348

¹⁴⁹ vgl. Abschnitte 2.4 und 2.5.1

Da sich allerdings bereits zahlreiche Arbeiten mit diesen Aspekten beschäftigen,¹⁵⁰ wird im Rahmen der vorliegenden Arbeit als Prämisse stets die Existenz ausreichender Netzkapazitäten vorausgesetzt. Die Implikationen dieser Grenzziehung, d.h. Eingrenzung des Untersuchungsrahmens und Abgrenzung von verwandten Fragestellungen, wird in Kapitel 8 einer kritischen Betrachtung unterzogen.

¹⁵⁰ wie bspw. Eßer-Frey (2012), Heinrichs (2013), Heffels (2015), Babrowski (2015), Koch et al. (2016), Uhrig et al. (2016), Schermeyer (2018)

4 Entwicklung und Beschreibung des Energiesystemmodells THP

Im Abschnitt 3.3 des vorangehenden Kapitels wurden die Anforderungen an den zu entwickelnden Ansatz aus dem Stand der Forschung abgeleitet. Das vorliegende Kapitel beschreibt die Entwicklung des entsprechenden Ansatzes durch die Anpassung und Weiterentwicklung eines Elektrizitätssystemmodells und seine Erweiterung um die Abbildung des Wärmesystems der Wohngebäude. Dabei liegt das Augenmerk auf der Herausarbeitung und entsprechenden Berücksichtigung von Besonderheiten bei der Modellierung objektbasierter Versorgungsstrukturen und der Abbildung dezentralen Lastmanagements. Das Ergebnis bildet das in diesem Kapitel vorgestellte *THP*-Modell¹.

Das Kapitel ist wie folgt gegliedert. Zunächst wird in Abschnitt 4.1 als Werkzeug zur Modellbildung die Auswahl eines geeigneten Modellierers beschrieben sowie dieser vorgestellt. Daraufaufgehend entwickelt Abschnitt 4.2 die dem Modellaufbau zugrundeliegenden Vorüberlegungen. Darauf aufbauend beschreibt Abschnitt 4.3 Abbildung, Datenbasis und numerische Annahmen für das Teilsystem der Elektrizitätsversorgung, analog Abschnitt 4.4 für das Teilsystem der Wohngebäude-Wärmeversorgung. Abschnitt 4.5 stellt teilsystemübergreifende Aspekte der Modellierung wie Diskontierung, zeitliche Differenzierung, Verknüpfung der Teilsysteme und Emissionsbilanzierung vor.

Einordnung vorausgegangener Veröffentlichungen

Teile des in diesem Kapitel vorgestellten *THP*-Modells stellen eine Weiterentwicklung von Vorarbeiten dar, die am *EIFER* im Jahr 2011 vorlagen, nämlich ein im Zusammenhang mit in Hoffmann et al. (2013) entwickeltes *TIMES*-Modell, das den deutschen Kraftwerkspark block-scharf abbildet. Die übernommene Abbildung des Kraftwerksparks

¹ für *TIMES-HEAT-POWER*

wurde im Rahmen der vorliegenden Arbeit modifiziert und weiterentwickelt sowie um die Abbildung der Wärmeversorgung der Wohngebäude in Deutschland erweitert. Diese Schritte wurden zu wesentlichen Teilen vom Autor selbst durchgeführt, im Zeitraum 2009 bis 2013 in Zusammenarbeit mit dem KIT-IIP.²

Vom Autor der vorliegenden Arbeit wurde das gemeinsam erarbeitete Modell deutlich modifiziert mit dem Ziel der Bewertung elektrischer Flexibilität in der Wärmeversorgung von Wohngebäuden, bspw. durch die Integration bzw. Überarbeitung thermischer und elektrischer Speicher (vgl. Abschnitte 4.3.4 und 4.4.6) sowie der unterjährigen Dynamik (vgl. Abschnitt 4.5.2). Die resultierende Version des Modells wird hier im weiteren als *THP* bezeichnet. Teile der Ergebnisse dieser Arbeiten wurden bereits vorgestellt in Fehrenbach et al. (2013b, 2013c) und sind in einer begutachteten, internationalen Zeitschrift veröffentlicht in Fehrenbach et al. (2014). Sie werden insbesondere in Kapitel 5 dieser Arbeit ohne weiteres Zitat übernommen.

Über die im vorletzten Absatz beschriebenen Arbeiten hinausgehend ergänzten Merkel et al. (2012, 2013, 2014) den Ansatz des *THP*-Modells um eine methodische Erweiterung unter Anwendung der gemischt-ganzzahligen linearen Programmierung zu einem Modell, auf das sich die vorliegende Arbeit zur Abgrenzung als *THP-MIP* bezieht. Als Teil eines Gesamtansatzes mit dem Ziel der Bewertung energie- und klimapolitischer Ziele im Wärmesystem der Wohngebäude ist *THP-MIP* detailliert beschrieben in Merkel (2016 S. 69ff). Die Arbeit von Merkel (2016) und *THP-MIP* weisen Parallelen hinsichtlich der betrachteten Systemgrenzen sowie Gemeinsamkeiten und Unterschiede hinsichtlich der Datenbasis im Vergleich zur vorliegenden Arbeit auf. Mit Blick auf Methodik und Zielsetzung unterscheiden sich die beiden Arbeiten hingegen deutlich. Die Gemeinsamkeiten und Unterschiede der beiden Modelle *THP* und *THP-MIP* werden Abschnitt 4.6 abgegrenzt.

² vgl. McKenna et al. (2011), Merkel et al. (2012), Fehrenbach et al. (2013a), McKenna et al. (2013)

4.1 Auswahl und Beschreibung des Modellgenerators

In Abschnitt 3.1 wurde der a priori relevante methodische Rahmen dieser Arbeit eingeführt und in Abschnitt 3.3 aus dem Stand der Forschung die genauen Anforderungen an den zu entwickelnden Ansatz abgeleitet. Zusammengefasst gilt es demnach, einen Planungsansatz zu entwickeln, der es erlaubt, das Energiesystem, bestehend aus den Teilsystemen *Elektrizitätssystem* sowie *Wärmesystem der Wohngebäude*, im geographischen Bezugsraum Deutschland ganzheitlich auf geeignetem räumlichen und zeitlichen Aggregationsniveau technisch-wirtschaftlich zu beschreiben sowie aus normativ-gesamtwirtschaftlicher Perspektive auf lange Frist optimal zu planen, um damit die Rolle von Flexibilität in der Wärmeversorgung von Wohngebäuden untersuchen zu können. Dies erfordert einen optimierenden Bottom-Up-Ansatz.

Zur Entwicklung eines solchen Ansatzes kann auf eine Reihe existierender Werkzeuge zurückgegriffen werden, die sich als Hilfestellung bei der Erstellung von Modellen eignen. Auf ihre Eignung für die in dieser Arbeit verfolgten Zwecke werden nachfolgend *TIMES*, *MARKAL*, *PERSEUS*, *ETEM* und *OSEMOSYS*³ untersucht. Einen Überblick gibt zunächst Tabelle 4-1. Diesen Modellerzeugern liegen vergleichbare theoretische Konzepte zugrunde, sodass sich die Auswahl an den Eigenschaften und Anforderungen sowie praktischen Kriterien orientiert.⁴ Als Gemeinsamkeiten lassen sich zunächst festhalten, dass es sich bei allen um Modellgeneratoren⁵ zur Erstellung optimierender, dynamischer, mehrperiodiger Energiesystemmodelle handelt (vgl. Abschnitt 3.1). Aus ökonomischer Perspektive handelt es sich um partielle Gleichgewichtsmodelle unter imperfekter Voraussicht. Die mathematische Formulierung

³ Der an der Königlichen Technischen Hochschule Stockholm entwickelte Modellgenerator *OSMOSYS* (vgl. Howells et al. 2011) ist nicht identisch mit der Energiemodellierungsplattform *OSMOSE* (vgl. Palazzi 2010), die an der Eidgenössischen Technische Hochschule Lausanne (*EPFL*) entwickelt wird.

⁴ Einen weiter gefassten Vergleich von Energiemodellierungswerkzeugen geben Connolly et al. (2010).

⁵ Das Verhältnis von Modellgenerator und eigentlichem Modell kommentieren bspw. Krey (2006 S. 7, S. 37), Blesl (2002 S. 81) oder Biberacher (2004 S. 15).

beruht auf dem Prinzip der Linearen Programmierung und daher im Kern aus einem System linearer algebraischer Gleichungen bzw. Ungleichungen⁶. Sie nutzen das Konzept einer abstrakten, allgemeingültigen Beschreibung der Topologie komplexer Energiesysteme als Graph bzw. Graphentyp im Sinne der Graphentheorie, d.h. die prinzipiell zulässige Anordnungen von Energieflüssen⁷, Umwandlungs-, Transport und Speicherkapazitäten, Im- und Exporten sowie Energienachfrage, dem insgesamt sog. *Referenzenergiesystem*⁸ (*RES*, vgl. Abbildung 4-1).

Diese Beschreibung wird in allen Fällen realisiert durch eine Reihe generischer Gleichungen bzw. Ungleichungen mit Bezug auf die Strukturelemente dieses Graphentyps, die die Einhaltung von Flussbilanzen, Kapazitätsrestriktionen, zulässiger Umwandlungsbeziehungen u.ä. sicherstellen. Die Variablen sind die Energieflüsse sowie Kapazitäten. Nicht zuletzt definieren sie sämtlich eine ökonomische Zielfunktion als die Minimierung der diskontierten systemweiten Ausgaben. Beispielhaft und vereinfacht lassen sich die Modelle bzw. Modellgeneratoren wie folgt mathematisch beschreiben⁹, mit den Indizes i und j für die Güter, k für Technologien bzw. Prozesse und t für Perioden:

$$\min f(X, C, I, E) \quad (4-1)$$

$$I_{it} + \sum_k X_{ikt}^{out} = E_{it} + \sum_k X_{ikt}^{in} + d_{it}, \forall i \forall t \quad (4-2)$$

$$\sum_j \beta_{jjkt} X_{jkt}^{in} = X_{ikt}^{out}, \forall i \forall k \forall t \quad (4-3)$$

$$\sum_i X_{ikt}^{out} \leq \alpha_{kt} \gamma_{kt} \left(C_{kt} + \sum_{l \leq t} C_{kl} \right), \forall k \forall t \quad (4-4)$$

⁶ Im Folgenden werden *Gleichungen* und *Ungleichungen* häufig unter der Bezeichnung *Gleichungen* zusammengefasst.

⁷ bzw. Materialflüssen

⁸ Das RES ist zwischen den verschiedenen Modellgeneratoren unterschiedlich definiert. Repräsentieren bspw. in *MARKAL* Knoten Quellen, Senken, Prozesse oder Nachfragen und Kanten Energieträger (Loulou et al. 2004 S. 12), stellen in *TIMES* die Knoten Güter und Prozesse dar und Kanten die diese verknüpfenden Flüsse (Loulou et al. 2016a S. 18). Entsprechend sind die das Modell konstituierenden Gleichungen unterschiedlich formuliert.

⁹ mit aus Andrey et al. (2015 S. 147) entnommener Symbolik und Notation

$$g_m(X, C, I, E) \leq 0, \forall m \quad (4-5)$$

Dabei stellen die Variablen $X = (X^{in}, X^{out})$ die Zu- und Abflüsse von Gütern in und von Technologien¹⁰ dar, die Variable C die Investitionen in Kapazitäten sowie die Variablen I und E die Importe und Exporte, d.h. Bezug von Energieträgern in den Bilanzraum bzw. Ausfuhr aus diesem hinaus.

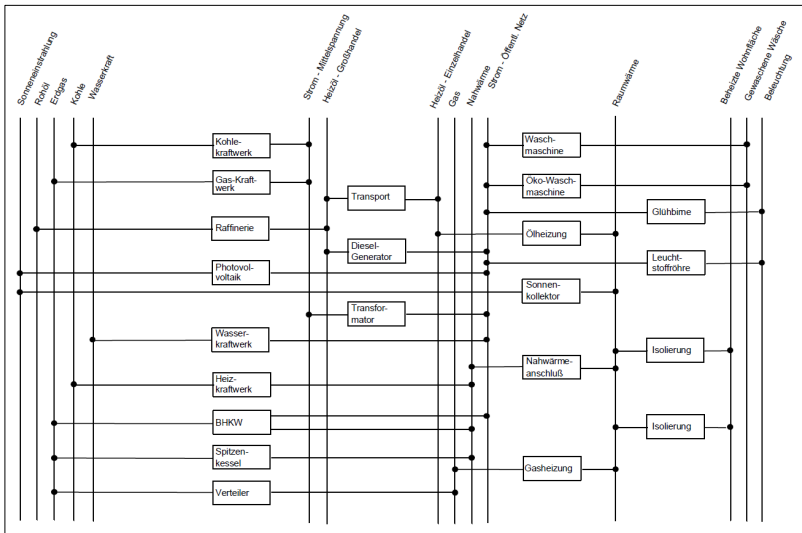


Abbildung 4-1: Beispielhaftes Referenzenergiesystem¹¹

Die in Gleichung 4-1 allgemein angegebene Zielfunktion $f(X, C, I, E)$ entspricht der Gesamtheit fixer und variabler Ausgaben und Einnahmen, die mit der Investition in Technologien und deren Betrieb verbunden sind sowie der Im- und Exporte, zumeist von Energieträgern. Die in den Nebenbedingungen 4-2 formulierte Bilanzgleichung stellt die Befriedigung des durch den Parameter d gegebenen Nachfragevektors so-

¹⁰ Die Begriffe *Technologie* und *Prozess* werden im Folgenden wie auch in der einschlägigen Literatur synonym verwendet für Modellelemente, die Güter in andere Güter umwandeln.

¹¹ Abbildung unverändert entnommen aus Blesl (2002 S. 78)

wie die Erfüllung von Knotenbilanzen für Güter und Technologien sicher. Die Nebenbedingungen 4-3 verknüpfen Zu- und Abflüsse von Technologien unter Eingang des Parameters β , der i.d.R. dem Wirkungs- bzw. Nutzungsgrad entspricht. Weiterhin beschreiben die Nebenbedingungen 4-4 die Grenzen der Kapazitätsauslastung anhand der Parameter α der Verfügbarkeit sowie dem Umrechnungsfaktor γ zur Inbezugsetzung von Kapazitätsbeständen zu Energiemengen. Schlussendlich lassen sich über die Nebenbedingungen 4-5 die Investition in Kapazitäten, deren Betrieb sowie die Im- und Exporte mit Ober- oder Unterschranken belegen.

Zwar ermöglichen es wie beschrieben im Prinzip alle vorgestellten Modellgeneratoren, einen optimierenden Planungsansatz mit langfristigen Planungshorizont und integrierter Planung von Anlagen-Investition und Betrieb mit einem Planungskalkül aus normativer, gesellschaftlicher Perspektive zu entwickeln, der den in Abschnitt 3.3 dargestellten Anforderungen genügt. Daher werden zur Entscheidung für eine Umgebung praktische Aspekte der Verfügbarkeit abgewogen. Aufgrund der verbreiteten Anwendung von *TIMES*¹² sowie der Verfügbarkeit erprobter graphischer Benutzeroberflächen, die bei der Datenverwaltung behilflich sind, wird in dieser Arbeit *TIMES* eingesetzt. *TIMES* bietet zudem die Möglichkeit die zeitliche Differenzierung flexibel zu strukturieren.¹³ Diese Eigenschaft wird in Abschnitt 4.5.2 vertieft.

Das Akronym *TIMES* steht für *The Integrated MARKAL EFOM System* und wird im Rahmen des *Energy Technology Systems Analysis Program (ETSAP)* der Internationalen Energie-Agentur in Paris durch ein Netzwerk internationaler Partnerinstitutionen entwickelt. Es handelt sich um den Nachfolger des *MARKAL*-Modells,¹⁴ von dem, ebenso wie von *EFOM*, zahlreiche Konzepte aufgegriffen und weiterentwickelt wurden.

¹² Zahlreiche Beispiele finden sich in Vaillancourt und Tosato (2011) oder Giannakidis et al. (2015).

¹³ vgl. Loulou et al. (2016a S. 16f)

¹⁴ Die Entstehung von *TIMES* aus *MARKAL* und die Unterschiede zwischen beiden diskutieren Loulou et al. (2016a S. 131ff).

TIMES ist detailliert dokumentiert. Loulou et al. (2016a) beschreiben die der Modellbildung von *TIMES* zugrundeliegenden theoretischen Konzepte. Mit Loulou et al. (2016b) steht eine Dokumentation im Sinne eines Nutzerhandbuchs zur Verfügung. Goldstein et al. (2016) gehen auf die Struktur der programmiertechnischen Umsetzung von *TIMES* ein. Eine Übersicht gibt Remme (2007).

Die in *TIMES* verwendete Zielfunktion ist in Loulou et al. (2016b S. 141-175) beschrieben und soll daher an dieser Stelle unter Bezugnahme auf die Verwendung in der vorliegenden Arbeit nur vereinfacht angegeben werden.¹⁵ Sie zielt auf die Minimierung der diskontierten Systemausgaben, die sich im Wesentlichen aus dem Neubau und der Wartung und Instandhaltung von Kapazitäten sowie mit deren Betrieb verbundenen Ausgaben berechnen. Entscheidungsvariable sind der Zubau und der Betrieb von Energieumwandlungs- und Speichertechniken. Entsprechend kann die Zielfunktion unter Verwendung der umseitig folgenden Symbolik vereinfacht angegeben werden als

$$\min \sum_{y \in Y} (1 + \delta)^{y_b - y} \cdot \left\{ \sum_{p \in P} \xi_{p,y}^i \cdot \mathbf{v}_{p,y} + \sum_{p \in P} \xi_{p,y}^f \cdot \kappa_{p,y} + \sum_{p \in P} \sum_{c \in C} \sum_{t \in T} \xi_{p,c,y}^v \cdot \varphi_{p,c,t,y} \right\}. \quad (4-6)$$

Die in *TIMES* definierten Nebenbedingungen sind ebenfalls in Loulou et al. (2016b S. 177-258) beschrieben. Sie beinhalten Gleichungen, die die Beschaffung und Verwendung von Gütern bilanzieren sowie die Befriedigung der Nachfrage sicherstellen,¹⁶ die stets ausreichende Verfügbarkeit von Kapazität fordern,¹⁷ Speicherbilanzgleichungen¹⁸ sowie viele Gleichungen mehr, deren Anzahl und Komplexität sich größtenteils aus der sehr allgemein gehaltenen Formulierung des *TIMES*-Modellgenerators erklären. Zur Veranschaulichung werden nachfolgend unter Bezugnahme auf die Verwendung in der vorliegenden Arbeit beispielhafte Ne-

¹⁵ Die nachfolgende Beschreibung ist unverändert aus Fehrenbach et al. (2014 S. 266f) entnommen.

¹⁶ dies. S. 209ff

¹⁷ dies. S. 199ff, S. 245ff

¹⁸ dies. S. 253ff

benbedingungen angegeben, die im *THP*-Modell implizit aus den allgemein formulierten Gleichungen (vergleichbar zu Gleichung 4-2 bis 4-5) resultieren.

Ebenfalls unter Verwendung der umseitig folgenden Symbolik setzt bspw. Gleichung 4-7 thermische und elektrische Erzeugung von Mikro-KWK-Anlagen ins Verhältnis:

$$\frac{\varphi_{p,c^{th},t,y}^o}{\varphi_{p,c^{el},t,y}^o} = \rho_{p,y}, \quad \forall p \in P^{mCHP}, c^{th} \in C^{th}, c^{el} \in C^{el}, t \in T, y \in Y \quad (4-7)$$

Gleichung 4-8 begrenzt den Gesamtnutzungsgrad von Mikro-KWK-Anlagen:

$$\varphi_{p,c^{th},t,y}^o + \varphi_{p,c^{el},t,y}^o \leq \eta_{p,y} \cdot \varphi_{p,c,t,y}^i \\ \forall p \in P^{mCHP}, c \in C, c^{th} \in C^{th}, c^{el} \in C^{el}, t \in T, y \in Y \quad (4-8)$$

Gleichung 4-9 begrenzt die Wärmeerzeugung durch Wärmepumpen gemäß der Arbeitszahl:

$$\frac{\varphi_{p,c^{th},t,y}^o}{\varphi_{p,c^{el},t,y}^i} \leq \pi_t, \quad \forall p \in P^{HP}, c^{th} \in C^{th}, c^{el} \in C^{el}, t \in T, y \in Y \quad (4-9)$$

Gleichung 4-10 beschreibt die Energiebilanz um eine Wärmepumpe:

$$\varphi_{p,c^{th},t,y}^i + \varphi_{p,c^{el},t,y}^i \geq \varphi_{p,c^{th},t,y}^o, \quad \forall p \in P^{HP}, c^{th} \in C^{th}, c^{el} \in C^{el}, t \in T, y \in Y \quad (4-10)$$

Die verwendeten Symbole haben nachfolgende Bedeutungen.¹⁹

Indizes und Indexmengen

$y \in Y$	Jahre
$y_b \in Y$	Basisjahr
$c \in C$	Güter
$C^{th} \subset C$	Untermenge der Wärmegüter
$C^{el} \subset C$	Untermenge der Elektrizitätsgüter
$p \in P$	Prozesse (bzw. Technologien)

¹⁹ Für Indizes werden hier Symbole aus dem lateinischen, für Entscheidungsvariable und Parameter aus dem griechischen Alphabet gewählt (etwa Kappa für Kapazitäten, Phi für Flüsse). Entscheidungsvariable sind in Fettdruck gesetzt.

$p^{mCHP} \subset P$	Untermenge der Mikro-KWK-Prozesse
$p^{HP} \subset P$	Untermenge der Wärmepumpenprozesse
$t \in T$	Zeitscheiben

Variable

$\kappa_{p,y}$	Kapazität des Prozesses p im Jahr y
$\nu_{p,y}$	Neubaukapazität des Prozesses p im Jahr y
$\varphi_{p,c,t,y}$	Energiefluss zwischen Prozess p und Gut c in der Zeitscheibe t im Jahr y
$\varphi_{p,c,t,y}^i$	Energiefluss in Prozess p von Gut c in Zeitscheibe t im Jahr y
$\varphi_{p,c,t,y}^o$	Energiefluss aus Prozess p von Gut c in Zeitscheibe t im Jahr y

Parameter

δ	Diskontierungssatz
$\xi_{p,y}^i$	Spezifische Investitionen von Prozess p im Jahr y
$\xi_{p,y}^f$	Spezifische fixe Ausgaben von Prozess p im Jahr y
$\xi_{p,c,y}^v$	Spezifische variable Ausgaben von Prozess p und Gut c im Jahr y
$\rho_{p,y}$	Kehrwert der Stromkennziffer des Prozesses p im Jahr y
$\eta_{p,y}$	Gesamtnutzungsgrad des Prozesses p im Jahr y
π_t	Arbeitszahl in Zeitscheibe t

4.2 Überblick zum Modellaufbau

Der hier vorgestellte Ansatz soll die Untersuchung des wirtschaftlichen Potenzials elektrischen Lastmanagements mit ausgewählten Techniken der objektbasierten Wärmeversorgung von Wohngebäuden im Kontext der Transformation des Energieversorgungssystems und dabei insbesondere des Elektrizitätsversorgungssystems in Deutschland ermöglichen. Entsprechend wird ein Ansatz benötigt, der sowohl das Elektrizitätsversorgungssystem als auch das Wärmesystem der Wohngebäude dieser Fragestellung angemessen abbildet.²⁰

²⁰ vgl. Abschnitt 3.3

Tabelle 4-1: Vergleichende Charakterisierung ausgewählter Modellgeneratoren

Akronym	Langname	Dokumentation	Entwickler bzw. Herausgeber	Beschreibungssprache	Graphische Benutzeroberfläche	Kommentar
TIMES	The Integrated MARKAL EFOM System	Loulou et al. (2016a, 2016b), Goldstein et al. (2016)	IEA-ETSAP	GAMS	ANSWER, VEDA	basierend auf MARKAL und EFOM
MARKAL	Market Allocation	Loulou et al. (2004)	IEA-ETSAP	GAMS	ANSWER, VEDA	Semi-obsollet durch Nachfolger TIMES (Goldstein et al. 2016 S. 7)
ETEM	Energy Technology Environment Modelling	Drouet und Thénié (2009), Thénié (2010)	ORDECSYS	AMPL, GNU MathProg	n.v.	ausgerichtet auf die Analyse lokaler Energiesysteme; kompakter Code
OSEMOSYS	Open Source Energy Modelling System	Howells et al. (2011)	KTH Stockholm	AMPL, GNU MathProg	MoManI (LEAP, OSINDA)	kompakter Code (ca. fünf Seiten)
PERSEUS	Programme Package for Emission Reduction Strategies in Energy Use and Supply	Variantevielfalt dokumentiert bspw. in Most (2006 S. 77ff)	KIT-IP	GAMS	PERSEUS-DMS	Code nur zur internen Verwendung am KIT-IP

Wie in Abbildung 4-2 dargestellt, konstituieren daher diese beiden Sektoren den Bilanzraum des Modellansatzes. Die Systemgrenzen verlaufen im Fall der Wärmeversorgung von Wohngebäuden bei der Endenergie. Das bedeutet, dass Endenergieträger wie Erdgas, Heizöl, Fernwärme etc. als Quellprozesse mit ihren Endkundenpreisen eingehen, die die Gewinnung, die Umwandlung, den Transport und die Verteilung der Energieträger bereits berücksichtigen. Im Fall der Elektrizitätsversorgung handelt es sich um Primärenergieträger wie Steinkohle, Braunkohle oder Kernbrennstoffe, die entsprechend mit ihren Preisen frei Kraftwerk eingehen. Über mehrere Umwandlungsstufen hinweg werden diese benötigt zur Befriedigung der definierten Energienachfrage. Diese ist im Falle der Wohngebäudewärmeversorgung als Nutzenergie, nämlich Raumwärme und Trinkwarmwasser, und im Falle der Elektrizitätsversorgung als Endenergienachfrage gegeben. Von der Berücksichtigung von Elektrizitäts-Außenhandel wird vereinfachend abgesehen.

Für eine problemadäquate Ausrichtung des Aggregationsniveaus gemäß den in Abschnitt 3.1 vorgestellten Konzepten ist zu berücksichtigen, dass sich in diesen beiden abzubildenden Teilsystemen der Energieversorgung divergierende Versorgungsstrukturen etabliert haben, die in den technisch-physikalischen Eigenschaften der Energieträger Elektrizität und Wärme begründet liegen sowie in den zur Verfügung stehenden Techniken zu ihrer Umwandlung, Übertragung bzw. Verteilung und Speicherung. Während sich bei der Elektrizitätsversorgung überwiegend zentrale Produktionsstrukturen mit umfassenden Übertragungs- und Verteilungsnetzen herausgebildet haben, an die nahezu sämtliche Nachfrager angebinden sind, dominieren in der Wärmeversorgung von Wohngebäuden dezentrale, objektbasierte Strukturen neben netzbasierten Versorgungsstrukturen von begrenzter Reichweite und Bedeutung.²¹ Dieser zentrale Unterschied hat folgende Implikationen für die Abbildung der beiden Teilsysteme. Bei der Modellierung des Teilsystems der Elektrizitätsversorgung, vorgestellt in Abschnitt 4.3,

²¹ vgl. Abschnitt 2.2.3

wird vereinfachend von durch den fortlaufenden Netzausbau stets ausreichenden Übertragungs- und Verteilnetzkapazitäten ausgegangen und daher von einer Abbildung der Elektrizitätsübertragung und Verteilung abstrahiert.²² Infolgedessen kann die Abbildung der Elektrizitätsnachfrage aggregiert erfolgen, da bei ausreichenden Netzkapazitäten eine Zuweisung von der Stelle der Erzeugung zur Stelle des Verbrauchs nicht erforderlich ist.

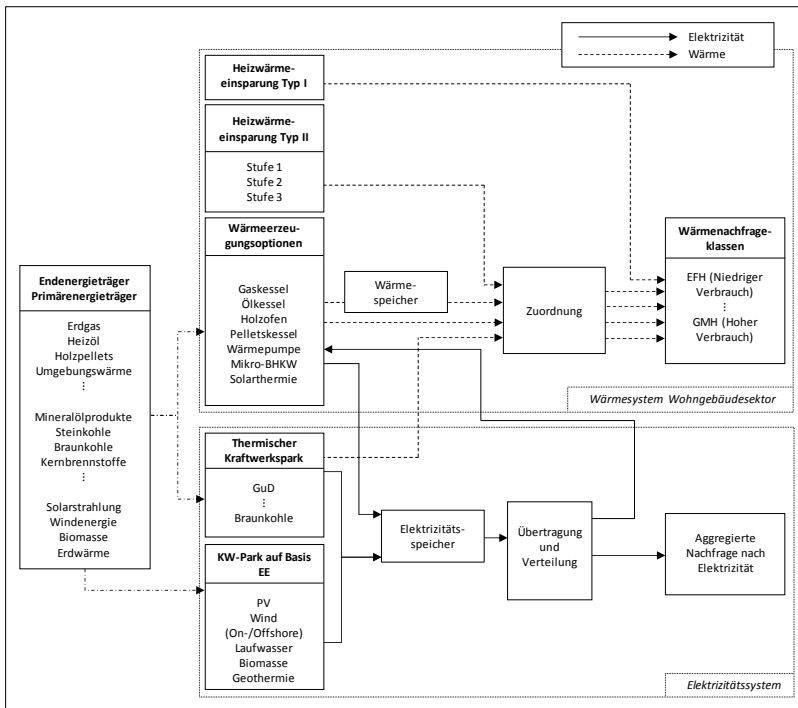


Abbildung 4-2: Übersicht über die Struktur des vorgestellten THP-Modells

²² vgl. Abschnitt 3.4. Diese Vereinfachung treffen darüber hinaus in vergleichbarer Weise bspw. Elberg et al. (2012 S. 87), Gerhardt et al. (2015 S. 29), Henning und Palzer (2015 S. 24) sowie Pforte (2010 S. 199) unter dem bildlichen Stichwort *Kupferplatte*. In einer Metastudie definieren Doetsch et al. (2014 S. 20f) anhand dieser Eigenschaft ein Cluster energiesystem-analytischer Studien. In Kapitel 8 wird ab S. 375 dieser Ansatz kritisch reflektiert.

Bei der Abbildung des Teilsystems der Wärmeversorgung der Wohngebäude, vorgestellt in Abschnitt 4.4, mit Fokus auf den Bereich der objektbasierten Wärmeversorgung²³ kann die gleiche Vereinfachung hingegen nicht getroffen werden. Vielmehr ist dort bei der Abbildung eine Allokation von Produktionskapazitäten zur entsprechenden Nachfrage notwendig, d.h. von Wärmeerzeugern zu den durch sie versorgten Wohnobjekten. Allerdings ist eine korrekte temporale Allokation von Erzeugung zu Verbrauch in beiden Teilsystemen, modulo Flexibilisierung durch Speicher, für die Fragestellung entscheidend.²⁴ Indessen ist das Wärmesystem der Wohngebäude von einer großen Vielfalt der Bauformen und Systemstrukturen geprägt.²⁵ Es ist daher Aufgabe der Modellbildung, die für die Fragestellung wesentlichen Aspekte herauszuarbeiten und adäquat abzubilden und dabei von weniger relevanten Eigenschaften zu abstrahieren.²⁶ Das entsprechende Vorgehen wird ausgeführt in den Abschnitten 4.3 und 4.4.

4.3 Teilsystem der Elektrizitätsversorgung

Im Folgenden wird in Abschnitt 4.3.1 die Datenbasis für die Abbildung des Elektrizitätssystems erläutert, in den Abschnitten 4.3.2 und 4.3.3 die Abbildung von Kraftwerkstechniken auf Grundlage fossiler, nuklearer und erneuerbarer Energieträger beschrieben und entsprechende numerischen Annahmen angegeben, sowie in Abschnitt 4.3.4 die Abbildung von Elektrizitätsspeichern dargestellt.

4.3.1 Datenbasis

Die Abbildung des Teilsystems der Elektrizitätsversorgung umfasst eine Beschreibung der im Basisjahr 2010 bestehenden Kraftwerkskapazitäten auf Grundlage fossiler, nuklearer und erneuerbarer Energieträger

²³ vgl. Abschnitt 3.4

²⁴ vgl. Abschnitt 4.5.2

²⁵ vgl. Abschnitt 2.2.3

²⁶ vgl. Abschnitt 3.1. Dodds et al. (2014) entwickeln im Rahmen einer von ihnen sog. Modell-Archäologie Metriken zur Messung von Detaillierungsgraden verschiedener Abbildungseigenschaften von Energiesystemmodellen. Sie zeigen Strategien, mit denen Modellierer versuchen, ausreichende Genauigkeit mit beherrschbarer Komplexität zu verbinden.

nach Kraftwerkstypen mit Altersstruktur, technisch-wirtschaftlichen Eigenschaften wie Wirkungsgraden, Betriebs- und Instandhaltungsausgaben sowie eine technisch-wirtschaftliche Beschreibung von Optionen für Zubau- bzw. Ersatzinvestitionen. Die Datengrundlage wurde größtenteils in bereits in der Kapiteleinleitung beschriebenen Vorarbeiten²⁷ unter Einbezug einer Vielzahl öffentlich verfügbarer, kommerzieller oder intern am *EIFER* aufgebauter Datenquellen erarbeitet sowie fortlaufend aktualisiert und verfeinert. Zu diesen Datenquellen gehören unter anderem die kommerzielle, vom Energiedatendienstleister *S&P Global Platts* herausgegebene *UDI World Electric Power Plants Database (WEPP)*, von öffentlichen Stellen herausgegebene Daten wie die regelmäßig vom BMWi veröffentlichten *Energiedaten*, Ergebnisse bzw. Datenanhänge öffentlich verfügbarer Studien wissenschaftlicher Institute wie bspw. Bauer et al. (2008) oder Nitsch et al. (2012a S. 307ff sowie 2012b), Daten von Verbänden wie *VGB Powertech*, *Eurelectric* oder *ENTSO-E* wie bspw. elektrische Lastgangdaten, sowie *EIFER*-interne Energiesystem- und Technologiedatenbanken. Verfügbarkeitsprofile für Kraftwerkstechnologien auf Grundlage erneuerbarer Energieträger mit fluktuierender Verfügbarkeit fußen auf ISET (2010) für windenergie- und auf SoDA (2012) für solarenergie-basierte Elektrizitätserzeugung. Kohlenstoffdioxid-Emissionsfaktoren verschiedener Energieträger sind Struschka et al. (2008) entnommen. Zentrale Zahlenannahmen wurden zudem im Rahmen von Forschungsprojekten mit den Annahmen von Konsortialpartnern abgeglichen.²⁸ Wesentliche Annahmen wie bspw. unterstellte Entwicklungen von Wirkungsgraden der Kraftwerkstechnologien sind in der Folge tabellarisch angegeben.²⁹ Die Datenlage in Bezug auf Speicher für elektrische Energie wird in Abschnitt 4.3.4 separat diskutiert.

²⁷ im Kontext von Hoffmann et al. (2013)

²⁸ vgl. bspw. Fichtner et al. (2013)

²⁹ vgl. Tabelle 4-3 bzw. Tabelle 4-4. Sie entsprechen den in der Einleitung dieses Kapitels ausgeführten Sachverhalten zufolge vielfach den Angaben in Merkel (2016 S. 160ff).

4.3.2 Abbildung konventioneller und nuklearer Kraftwerkstechniken

Im Basisjahr bestehende Kraftwerkskapazitäten sind, wie in Tabelle 4-2 angegeben, nach Techniken mit fallabhängig bis zu drei Größenklassen und bis zu sieben Altersklassen mit spezifischen technisch-wirtschaftlichen Annahmen zusammengefasst.

Tabelle 4-2: Übersicht über die Abbildung von Bestandskraftwerken

Kraftwerkstechnologie (Energieträger)	Altersklassen	Größenklassen	Wirkungsgrad [%] (von/bis) ³⁰
Steinkohle-Dampfkraftwerk	5	3	34/45
Braunkohle-Dampfkraftwerk	7	2	25/45
Gas- und Dampf-Kombikraftwerk (Erdgas)	6	2	38/58
Gasturbinenkraftwerk (Erdgas)	6	1	24/38
Gasturbinenkraftwerk (Erdöl)	5	1	20/32
Dampfkraftwerk (Erdöl)	6	1	32/40
Kernkraftwerk	3	1	33

Die hinterlegte Altersstruktur ist in Kombination mit den unterstellten Nutzungsdauern eine wesentliche Determinante für den Ersatzbedarf, d.h. die Höhe der vom Modell entsprechend ökonomischer und technischer Kriterien³¹ optimal zu bestimmenden Ersatzinvestitionen in Elektrizitätserzeugungskapazitäten. Die anderen wesentlichen Determinanten sind die vorgegebenen Ausbaupfade für Kraftwerkskapazitäten auf Grundlage erneuerbarer Energien³², die Entwicklung der Nachfrage sowie der Ausstieg aus der Kernenergie. Technologieoptionen für entsprechende Neuinvestitionen sind gemäß den Angaben in Tabelle 4-3 abgebildet.³³

³⁰ Die niedrigeren Werte sind den älteren und kleineren Anlagen, die höheren den neueren und größeren zugeordnet.

³¹ vgl. Abschnitt 4.1

³² vgl. Abschnitte 4.3.3 sowie 2.2.4

³³ Quellen siehe Abschnitt 4.3.1. Eine kritische Diskussion ausgewählter Annahmen erfolgt in Kapitel 8 ab S. 352ff.

Tabelle 4-3: Technisch-wirtschaftliche Annahmen zu Zubauoptionen basierend auf fossilen Energieträgern

Kraftwerks- technologie (Energieträger)	Nettowirkungs- grad [%]		Spezifische Investition [€/kW]	Betriebs- und Instand- haltungsausgaben ³⁴	
	2010	2050		[€/MWh]	[€/(kW·a)]
Steinkohle- Dampfkraftwerk	47	51	850	2,5	35
Braunkohle- Dampfkraftwerk	45	47	900	1,0	35
Gas- und Dampf-Kom- bikraftwerk (Erdgas)	60	62	950	1,5	18
Gasturbinen- kraftwerk (Erdgas)	37	37	370	4,6	8
Steinkohle-CCS- Kraftwerk	40	45	1370	3,6	65

Der Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie ist gemäß den Beschlüssen des Bundestages zur Änderung des Atomgesetzes vom Sommer 2011 hinterlegt, nach welchen die verbleibenden Kernkraftwerke stufenweise bis zum Jahr 2022 abgeschaltet werden.

4.3.3 Techniken auf Grundlage erneuerbarer Energieträger³⁵

Kraftwerkskapazitäten auf Grundlage erneuerbarer Energieträger sind gemäß den Angaben in Tabelle 4-4 abgebildet. Es wird darauf hingewiesen, dass in dieser Arbeit in der Modellanwendung feste Ausbaupfade für erneuerbare Energietechniken vorgegeben werden,³⁶ da sich der Ausbau dieser Kapazitäten im Wesentlichen gemäß politischen Entscheidungen über das Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (EEG) vollzieht.³⁷

³⁴ ausschließlich Brennstoffe

³⁵ Entgegen anderslautenden verbreiteten Bezeichnungen sind es genaugenommen nicht die Techniken, die erneuerbar sind, bzw. prinzipiell nicht mehr oder weniger als bspw. ein Kohlekraftwerk, sondern die Energieträger, die durch sie umgewandelt werden; in dieser Arbeit werden daher Bezeichnungen fallabhängig zugunsten Prägnanz oder Präzision verwendet.

³⁶ vgl. Abschnitt 5.1.2

³⁷ vgl. Abschnitt 2.4; vgl. eine analoge Argumentation bei Babrowski (2015 S. 117)

Tabelle 4-4: Technisch-wirtschaftliche Annahmen zu Bestandskapazitäten und Zubauoptionen basierend auf erneuerbaren Energieträgern, Zahlen für Zubauoptionen beziehen sich auf das Jahr 2020³⁸

Kraftwerkstechnologie	Spezifische Investitionen [€/kW]	Betriebs- und Instandhaltungsausgaben		Nutzungsdauer [a]
		[€/kW·a]	[€/MWh]	
Bestand/Zubau ▶	Zubau	Zb. (Bstd.)	beides	beides
Biomasse	1640	72 (160)	20	25
Geothermie	4760	160 (160)	0	20
Laufwasser	3070	75 (60)	0	65
Photovoltaik	1295	0 (0)	10	25
Wind (Festland)	830	26 (30)	0	20
Wind (Küstenvorfeld)	1275	25 (50)	0	20

Durch das Modell wird also an dieser Stelle keine Investitionsentscheidung modelliert. Diese ist vielmehr durch entsprechende Nebenbedingungen festgelegt. Da das EEG allerdings für die lange Frist keine Zubaupfade definiert, werden hierfür von der Bundesregierung beauftragte Studien wissenschaftlicher Institute herangezogen, die Szenarien solcher Ausbaupfade angeben. Um Unsicherheiten hinsichtlich zukünftiger politischer Vorgaben zu berücksichtigen, werden verschiedene Ausbaupfade im Rahmen einer Szenarioanalyse kontrastiert. Dieses Vorgehen ist jedoch keine grundlegende Eigenschaft des Modells. Daher wird das Vorgehen in Abschnitt 5.1 weiter beschrieben.

4.3.4 Abbildung von Elektrizitätsspeichertechniken

Als wichtigste Speichertechnik für elektrische Energie wird Augenmerk auf die numerischen Annahmen zur Speicherkapazität von Pumpspeicherwerken gelegt. Die Literatur zu Speicherkapazitäten von Pumpspei-

³⁸ Quellen siehe Abschnitt 4.3.1

cherkraftwerken in Deutschland lässt sich unterteilen in solche mit Angaben zwischen 38 und 41 GWh³⁹ und solche zwischen 154 und 204 GWh⁴⁰. Tabelle 4-5 stellt die Angaben zusammen. Der Hintergrund dieser unterschiedlichen Angaben besteht Ausführungen von Hartmann et al. (2012 S. 51) zufolge in unterschiedlich groß ausgebildeten Ober- und Unterbecken. Sie führen als Beispiel die Schluchseegruppe an,⁴¹ bei denen der Schluchsee als Oberbecken dient. Tatsächlich erklären die Angaben zu diesen drei Werken den Großteil der Gesamtdifferenz.⁴² Die Angabe ist Hartmann et al. (2012) zufolge als Untergrenze aufzufassen. Darüber hinaus gehende Kapazitäten stehen nicht zuverlässig zur Verfügung.⁴³

Weiterhin ist ein deutlicher Ausbau an Pumpspeicherkraftwerken in Deutschland unwahrscheinlich.⁴⁴ Andererseits bestehen Unsicherheiten hinsichtlich der zukünftigen Entwicklung. Einige Quellen gehen bspw. von der zum damaligen Zeitpunkt zukünftigen Realisierung der Anlage in Atdorf mit einer Speicherkapazität in einer Größenordnung von 13 GWh aus. Nachdem sich die potenziellen Investoren inzwischen aus dem Projekt zurückgezogen haben,⁴⁵ steht die Realisierung in Frage.

Im Ergebnis wird für die vorliegende Arbeit daher der von Hartmann et al. (2012 S. 51) angegebene Wert von 37,7 GWh historischer Speicherkapazität angenommen und die entsprechenden Pumpspeicherwerke anlagenscharf und gemäß ihrer Altersstruktur abgebildet. Zusätzlich wird pauschal ein Ausbaupotenzial von 20 % zusätzlicher Speicherkapazität

³⁹ vgl. Faulstich et al. (2010), Klaus et al. (2010), Sterner et al. (2010), Hartmann et al. (2012), Lehmann und Nowakowski (2014) sowie die Wissenschaftlichen Dienste des deutschen Bundestages (2017)

⁴⁰ vgl. Agricola et al. (2010), Genoese (2013), Babrowski (2015) bzw. Heffels (2015)

⁴¹ d.h. die Anlagen *Häusern*, *Witznau* und *Waldshut*

⁴² Beispielsweise werden bei Genoese (2013 S. 218) Häusern, Waldshut bzw. Witznau mit 46, 40 bzw. 63 GWh angegeben.

⁴³ Der Schluchsee unterliegt touristischer Nutzung; Gesichtspunkte sind bspw. bereits bei geringen Absenkungen des Wasserstands bspw. das Wassern bzw. Auswassern von Segelbooten oder die „Optik der Seeufer“ (vgl. Kaier 2007).

⁴⁴ vgl. Genoese (2013 S. 32), Faulstich et al. (2010 S. 59)

⁴⁵ nämlich die RWE AG im April 2014 und die EnBW AG im Oktober 2017 (Weigend 2017)

pazität bis 2030 unterstellt, d.h. ein Deckel für die Gesamtspeicherkapazität durch Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland von 45,3 GWh abgebildet.

Tabelle 4-5: Übersicht über Literaturangaben zu Pumpspeicherkapazitäten in Deutschland nach Höhe der Angabe

Quelle	Speicherkapazität [GWh]
Hartmann et al. (2012 S. 51f)	38
Faulstich et al. (2010 S. 59)	40
Klaus et al. (2010 S. 34)	40
Lehman und Nowakowski (2014 S. 19)	40
Wissenschaftliche Dienste des Deutschen Bundestages (2017 S. 7)	40
Sterner et al. (2010 S. 89)	41
Babrowski (2015 S. 128f) ⁴⁶	154
Agricola et al. (2010 S. 157f)	187
Genoese (2013 S. 30ff, S. 218)	204

Zusätzlich besteht die Möglichkeit elektrochemische Energiespeicher zuzubauen, bspw. Blei-Säure- oder Lithium-Ionen-Batterietechniken. Für diese Option werden spezifische Investitionen von 150 €/kWh bei einer Nutzungsdauer von sieben Jahren unterstellt.⁴⁷

4.3.5 Projektion der Elektrizitätsnachfrage

Die zukünftige Entwicklung der Elektrizitätsnachfrage ist im Schrifttum umstritten. Ein Vergleich von elf unterschiedlichen Szenarien bis zum Jahr 2050 in fünf verschiedenen Studien enthält in etwa gleich viele Szenarien, die von einer Steigerung der Elektrizitätsnachfrage ausgehen wie solche, die von einem Rückgang ausgehen.⁴⁸ Vor Hintergrund dieser

⁴⁶ bzw. ähnlich in Heffels (2015 S. 130), dort nur leicht abweichend 153 GWh

⁴⁷ vgl. Babrowski (2015 S. 36f, S. 131ff)

⁴⁸ vgl. Agentur für Erneuerbare Energien (2012 S. 5). Bei den verglichenen Studien handelt es sich im Einzelnen um Nitsch et al. (2010), Schlesinger et al. (2010), Schlesinger et al. (2011), Faulstich et al. (2011) und Klaus et al. (2011); vgl. zudem Kapitel 8, S. 366ff

ambivalenten Quellenlage wird in dieser Arbeit eine konstante Elektrizitätsnachfrage über den gesamten Modellhorizont unterstellt. Davon ausgenommen ist allerdings die Elektrizitätsnachfrage zur Nutzung in Wärmepumpen zur Wärmeversorgung von Wohngebäuden, bei welcher es sich für das Modell nicht um einen Parameter, sondern eine Ergebnisvariable handelt.

4.4 Teilsystem der Wohngebäude-Wärmeversorgung

Anschließend an die im Abschnitt 4.3 vorangehende Beschreibung der Abbildung des Teilsystems der Elektrizitätsversorgung und aufbauend auf die grundlegenden Erläuterungen zur Wärmeversorgung der Wohngebäude in Deutschland in Abschnitt 2.2 beschreibt der folgende Abschnitt die Abbildung des Teilsystems der Wärmeversorgung der Wohngebäude⁴⁹, und zwar mit folgendem Aufbau. Zuerst erläutert Abschnitt 4.4.1 gemäß den in Abschnitt 4.2 bereits eingeführten Gedanken die Motivation einer disaggregierten Abbildung der Wärmenachfrage und gibt einen Überblick über das entsprechende Vorgehen. Anschließend stellt Abschnitt 4.4.2 die Datenbasis für die Abbildung der Wohngebäude-Wärmeversorgung vor. Abschnitte 4.4.3, 4.4.4 und 4.4.5 beschreiben das Vorgehen zur problemadäquat differenzierenden Abbildung der Wärmenachfrage in Wohngebäuden. Eine auf diese Beschreibung ausgerichtete Typologie von Wärmeerzeugern zur Nachfragedeckung stellt Abschnitt 4.4.6 vor. Abschnitt 4.4.7 erläutert anschließend die Allokation zwischen diesen Bereichen, d.h. eine Allokation von Wärmeerzeugertypen zu Gebäudetypen. Abschnitt 4.4.8 gibt das Vorgehen zur Projektion der Wärmenachfrage über den Modellhorizont an. Abschließend wird in Abschnitt 4.4.9 die Abbildung nachfrageseitiger Sanierungsmaßnahmen erläutert.

⁴⁹ In dieser Arbeit werden hinsichtlich der Wärmeversorgung die Begriffe *Wohngebäude-sektor* und *Haushaltssektor* weitgehend synonym verwendet.

4.4.1 Überblick

Während, wie im vorausgehenden Abschnitt 4.3 beschrieben, die Nachfrage nach Elektrizität aggregiert abgebildet werden kann, ist eine analoge Abbildung der Nachfrage nach Wärme in Wohngebäuden nicht zweckmäßig. Dies liegt in den unterschiedlichen Versorgungsstrukturen begründet.

Bei der Versorgung mit Elektrizität herrschen in Deutschland zentrale Umwandlungseinheiten und die Belieferung über eine umfassende Netzinfrastruktur vor. Selbst die zunehmende dezentrale Erzeugung findet im Normalfall netzgekoppelt statt. So können temporäre Überschüsse in das Netz eingespeist und Fehlmengen aus dem Netz entnommen werden. Rein objektbasierte elektrische Versorgungssysteme ohne Netzanschluss, sogenannte Inselssysteme, stellen in der Elektrizitätsversorgung in Deutschland eine Ausnahme dar.

In der Versorgung von Wohngebäuden mit Wärme hingegen ist diese Struktur vorherrschend, d.h. die objektbasierte Versorgung (*Sammelheizung* oder gar *Einzelheizungen*) ohne Anschluss an ein Wärmenetz (*Fernheizung*).⁵⁰ Wie bereits in Abschnitt 2.2 dargelegt, fällt in diese Kategorie 92 % des Endenergieverbrauchs. Netzbasiert findet hingegen nur 8 % der Wärmeversorgung gemessen am Endenergieverbrauch statt.⁵¹

Diese grundlegend unterschiedliche Struktur zwischen Elektrizitäts- und Wärmeversorgung von Wohngebäuden macht eine grundlegend unterschiedliche Abbildung im Modell erforderlich. Während nämlich bei der Abbildung der Elektrizitätsversorgung die Nachfrage aufgrund der zwischen Umwandlung und Bedarf vermittelnden Funktion der umfassenden Netzinfrastruktur aggregiert stattfinden kann,⁵² können bei

⁵⁰ Da die Unterscheidung auf die Verortung der Umwandlungskapazität innerhalb oder außerhalb des zu versorgenden Objekts zielt (vgl. Abschnitt 2.2.3), handelt es sich im Fall leitungsgebundener Gasversorgung um objektbasierte Wärmeversorgung.

⁵¹ vgl. BMWi (2018a S. 7a). In Bezug auf die Anzahl der versorgten Wohneinheiten liegt das Verhältnis bei 13 % netzbasierter und 87 % objektbasierter Versorgung (Destatis 2008).

⁵² vgl. Abschnitt 4.2

der objektbasierten Versorgung keine Umwandelkapazitäten über Objektgrenzen hinaus gemeinsam genutzt werden. Das bedeutet, dass eine optimale Kapazitätsplanung in objektbasierten Versorgungsstrukturen (im Gegensatz zu netzbasierten) in Abhängigkeit der Eigenschaften der jeweils zu versorgenden Objekte steht.

In der vorliegenden Arbeit ist daher im Zielkonflikt zwischen einer angestrebten präzisen Abbildung des Wohngebäudebestands und der Versorgungsoptionen entlang der für die Kapazitätsplanung der Wärmeversorgung entscheidenden Merkmale einerseits, und einem handhabbaren Lösungsaufwand andererseits, ein Kompromiss in Form einer Konzentration auf die Berücksichtigung der für die Fragestellung wesentlichsten Merkmale nötig.⁵³ Um die beschriebene Komplexität des Bestandes an Wohngebäuden in Deutschland und der Strukturen zu ihrer Versorgung auf ein zur Verwendung in einem Energiesystemmodell geeignetes Maß zu reduzieren, wird eine Typisierung der Wärmeerzeuger als auch der Wohngebäude durchgeführt.

Bei einer Gebäudetypologie wird der in der Realität sehr heterogene Gebäudebestand wiedergegeben durch eine vereinfachende Untergliederung des Bestandes in Teilbereiche und für diese Teilbereiche repräsentative Gebäudetypen.⁵⁴ Im Zuge dessen muss von einer detaillierten Betrachtung vieler Merkmale abgesehen und eine Beschränkung auf die wesentlichsten vorgenommen werden.

In diesem Zielkonflikt zwischen Abbildungsschärfe einerseits und Lösungsaufwand andererseits werden als für die Optimierung der Wärmeversorgung von Wohngebäuden in Deutschland am entscheidendsten folgende Merkmale herangezogen:

- *infrastrukturelle Kriterien*, d.h. v.a. die Verfügbarkeit *gebäudeexterner Verteilnetzinfrastuktur* als entscheidend für die grundlegende Technologieauswahl, und

⁵³ vgl. Dodds et al. (2014)

⁵⁴ vgl. Eikmeier und Schulz (2004 S. 161ff)

- der *gebäudespezifische Jahresgesamtwärmebedarf* als entscheidend für die Dimensionierung bzw. die Größenklasse des Wärmeerzeugers.

Entlang dieser Merkmale wird die Typisierung der Wohngebäude durchgeführt. Das Vorgehen zur Erfassung infrastruktureller Kriterien wird in Abschnitt 4.4.3 beschrieben. Der zweiteilige Ansatz aus Erfassung der Wohnflächen und deren energetischer Charakterisierung zur Erfassung der gebäudespezifischen Jahresgesamtwärmenachfrage wird in den Abschnitten 4.4.4 und 4.4.5 erläutert. Weiterhin gilt es nicht nur, den Status Quo hinsichtlich Flächen und Energie für das Basisjahr zu erfassen. Daher wird in den Abschnitten 4.4.8 und 4.4.9 das Vorgehen zur Abbildung der zukünftigen Entwicklung der Wärmefachfrage in Wohngebäuden vorgestellt.

Aufbauend und ausgerichtet auf diese Gebäudetypologie wird weiterhin im Abschnitt 4.4.6 eine dazu kompatible Typologie von Wärmeerzeugern⁵⁵ entwickelt. In bereits umseitig erläuterten Zielkonflikt zwischen Abbildungsschärfe und Lösungsaufwand werden dabei Wärmeerzeuger anhand zweier Merkmale unterschieden:

- der zugrundeliegenden *Technikgattung* mit starker Orientierung am verwendeten Endenergieträger, und
- der Größenordnung der *thermischen Leistung*, im Weiteren als *Leistungsklasse* bezeichnet.

Auf diese Weise wird eine mit Bezug auf die Fragestellung adäquat differenzierende Abbildung der Wärmeversorgung der Wohngebäude in Deutschland anhand einer Allokation von 40 Wärmeerzeugertypen zu 48 Gebäudetypen entwickelt und parametrisiert.

Das Vorgehen ist schematisch in Abbildung 4-3 zusammengefasst⁵⁶ mit Fokus auf die Zusammenhänge zwischen gebäudespezifischem Wär-

⁵⁵ vgl. Stengel (2014 S. 20ff)

⁵⁶ vgl. zudem Abbildung 4-2

mebedarf, thermischen Leistungsklassen und technisch-wirtschaftlichen Annahmen: Der heterogene Gebäudebestand wird durch Klassierung und Verdichtung auf diskrete Gebäudetypen im Modell abgebildet. Dies erlaubt die Parametrierung und Allokation entsprechender Versorgungsoptionen.

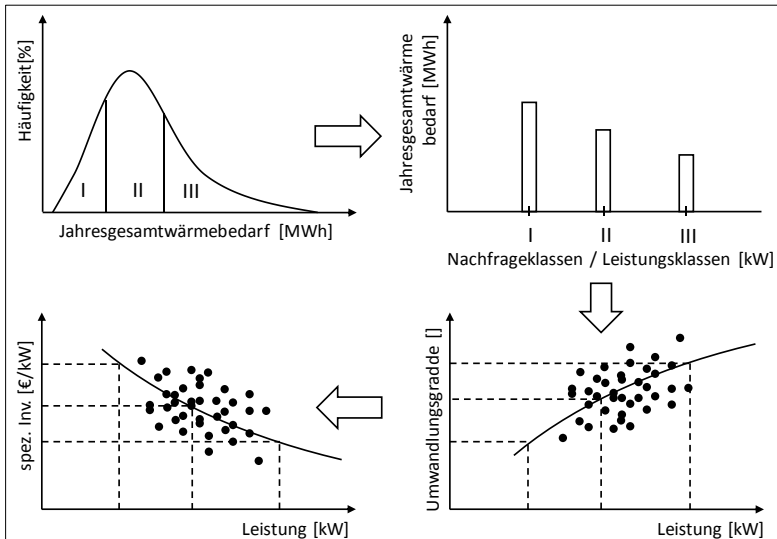


Abbildung 4-3: Schematische Darstellung des Vorgehens bei Gebäude- und Wärmeerzeuger-Typisierung und Parametrierung mit Fokus auf Leistungsklassen⁵⁷

4.4.2 Datenbasis

Als wichtigste Datenquelle zur Beschreibung der Wärmenachfrage in Wohngebäuden dient der Mikrozensus⁵⁸. Er basiert auf einer Befragung von 1 % der Bevölkerung, die seit dem Jahr 1957 jährlich durch die Statistischen Landesämter auf Grundlage des Mikrozensusgesetzes durchgeführt und durch das Statistische Bundesamt ausgewertet wird. Befragt werden hauptsächlich Haushalte. Zur Ergänzung von

⁵⁷ vgl. McKenna et al. (2011 S. 8) bzw. die Diskussion bei Elsland (2016 S. 138f)

⁵⁸ Destatis (2012)

Informationen zur Wohnsituation der Haushalte werden zusätzlich Gebäudeeigentümer befragt. Über die Forschungsdatenzentren wird für wissenschaftliche Zwecke Zugang zu den anonymisierten Befragungsergebnissen geboten. Dabei wird, um stets die Anonymität der Befragten zu gewährleisten, zwischen unterschiedlich weitgehenden Formen der Anonymisierung unterschieden und entsprechend auf die jeweils anonymisierten Daten Zugang gegeben.⁵⁹ Für die Zwecke der vorliegenden Arbeit sind faktisch anonymisierte Daten ausreichend. Entsprechend wird der Mikrozensus in der Zugangsform des *Scientific-Use-Files* genutzt und Auswertungen zusätzlich mit Destatis (2012) abgeglichen oder ergänzt. Im Mikrozensus wird neben vielerlei sozioökonomischen Merkmalen auch die Wohnsituation der Haushalte erfasst. Dabei sind im Rahmen dieser Arbeit insbesondere folgende Merkmale⁶⁰ von Belang:

- EF 490: Gebäudegröße, in Anzahl Wohneinheiten, klassiert in 1-2, 3-6, 7-12, 13-20 oder 21 und mehr Wohnungen („Wie viele Wohnungen [...] gibt es in dem Gebäude, in dem Sie wohnen?“),
- EF 492: Wohnfläche, in Quadratmetern („Wie groß ist die Fläche der gesamten Wohnung [...]?“),
- EF 496: Heizungsart, mit den Ausprägungen *Fernheizung*, *Blockheizung/Zentralheizung*, *Etagenheizung*, *Einzel- oder Mehrraumöfen* („Wie werden die Wohnräume überwiegend beheizt?“),

⁵⁹ Es wird zwischen den unterschiedlich weit reichenden Formen der *formalen*, der *faktischen* oder der *absoluten* Anonymisierung unterschieden. Bei der *formalen* Anonymisierung werden nur die direkten Identifikatoren entfernt. Zugang zu entsprechenden Daten ist nur möglich über Arbeitsplätze für Gastwissenschaftlicher bei den Forschungsdatenzentren oder über kontrollierte Datenfernverarbeitung. Bei der *faktischen* Anonymisierung werden bspw. durch Aggregation oder Klassenbildung von Merkmalsausprägungen die Zuordnungsmöglichkeit von Merkmalsausprägungen zu Merkmalsträgern so verringert, dass die Angaben nur mit einem „unverhältnismäßig hohen Aufwand an Zeit, Kosten und Arbeitskraft dem jeweiligen Merkmalsträger zugeordnet werden können“ (Forschungsdatenzentrum o.J./a). Zugang zu solchen Daten ist in Form sogenannter *Scientific-Use-Files* möglich, solange sie nur in den Räumen wissenschaftlicher Einrichtungen genutzt werden. Bei der *absoluten* Anonymisierung geht die Vergrößerung der Daten so weit, dass eine Identifizierung der Befragten gänzlich ausgeschlossen ist. Zugang ist möglich für alle interessierten Personen über sog. *Public-Use-Files*.

⁶⁰ bzw. im Mikrozensus, angelehnt an den Befragungsprozess mit Fragebogen oder Eingabemaske am Rechner, bezeichnet als *Eingabefelder*, abgekürzt *EF*, vgl. das Schlüsselverzeichnis in Forschungsdatenzentrum (o.J./b)

- EF 497: Energieträger, mit den Ausprägungen *Fernwärme, Elektrizität, Heizöl, Briketts/Braunkohle, Koks/Steinkohle, Holz oder sonstige erneuerbare Energien* („Welche Energieart wird überwiegend für die Beheizung Ihrer Wohnung verwendet?“) und
- EF 635: Zahl der Wohnungen im Gebäude, vgl. o.g. EF 490, hier allerdings nicht bzw. anders klassiert, nämlich bis zu 8 Wohnungen genau (*1, 2, ...8 Wohnungen*), oder *9 oder mehr Wohnungen*.

Zusammengefasst bietet der Mikrozensus detaillierte Angaben über den Bestand an Wohngebäuden, ihrer Größe hinsichtlich ihrer Anzahl an Wohneinheiten und deren Wohnflächen sowie ihrem Zugang zu Gas- oder Wärmenetzen. Zur Beschreibung der Wärmenachfrage müssen hingegen Informationen zur Verbrauchscharakterisierung aus anderen Quellen ergänzt und geeignet verknüpft werden.

Als zweite wesentliche Quelle wird die sog. *Deutsche Gebäudetypologie* herangezogen. Es handelt sich dabei um das Ergebnis einer Reihe von Arbeiten des *Instituts Wohnen und Umwelt* in Darmstadt. Auch wenn es dem Titel zunächst nicht zu entnehmen ist, steht bei der Gebäudetypologie die energetische Charakterisierung von Wohngebäuden im Mittelpunkt.⁶¹ Ursprünglich vorgestellt in Ebel et al. (1990) wird sie seitdem fortlaufend weiterentwickelt und aktualisiert⁶². Ihr Kerngedanke besteht in einer Einteilung des Gebäudebestands nach Baualter und Gebäudegröße in Klassen, dargestellt in Abbildung 4-4. Den so erhaltenen Gebäudetypen dann wird dann ein real existierendes Gebäude als Repräsentant zugeordnet⁶³.

Die Systematik des Vorgehens nach Baualter und Gebäudegröße und weitere Elemente der Gebäudetypologie findet Eingang in zahlreiche Studien⁶⁴. Für die vorliegende Arbeit wird, wie im Abschnitt 4.4.7 näher ausgeführt, davon abweichend nur die Klassifizierung anhand des

⁶¹ vgl. IWU (2005)

⁶² zuletzt in Loga et al. (2011, 2015)

⁶³ vgl. allgemein zu Gebäudetypologien die Ausführungen bei Eikmeier und Schulz (2004 S. 161ff) bzw. zur IKARUS-Gebäudetypologie bei Krey (2006 S. 56)

⁶⁴ bspw. Blesl (2002), Corradini et al. (2012), McKenna et al. (2013) oder Steinbach (2015)

Merkmale der Gebäudegröße übernommen und das Baualter nur indirekt als eine von mehreren Bestimmungsgrößen zur Verbrauchscharakterisierung von Wohngebäuden berücksichtigt, wobei wiederum die Arbeiten zur Gebäudetypologie Eingang finden. Das Vorgehen wird in Abschnitt 4.4.5 ausgeführt und begründet.

Baualtersklasse		EFH	RH	MFH	GMH	HH
Basis-Typen						
A	bis 1859	EFH_A		MFH_A		
B	1860 - 1918	EFH_B	RH_B	MFH_B	GMH_B	
C	1919 - 1948	EFH_C	RH_C	MFH_C	GMH_C	
D	1949 - 1957	EFH_D	RH_D	MFH_D	GMH_D	
E	1958 - 1968	EFH_E	RH_E	MFH_E	GMH_E	HH_E
F	1969 - 1978	EFH_F	RH_F	MFH_F	GMH_F	HH_F
G	1979 - 1983	EFH_G	RH_G	MFH_G		
H	1984 - 1994	EFH_H	RH_H	MFH_H		
I	1995 - 2001	EFH_I	RH_I	MFH_I		
J	2002 - 2009	EFH_J	RH_J	MFH_J		

Abbildung 4-4: Deutsche Gebäudetypologie des IWU⁶⁵

Zur Erstellung einer konsistenten technisch-wirtschaftlichen Beschreibung der Wärmeerzeugertypen wird eine Vielzahl von Quellen zum Abgleich gebracht und zu einem in den numerischen Annahmen konsistenten und in seiner Struktur mit den Anforderungen kohärenten Gesamtbild verschnitten. Dabei handelt es sich im einzelnen um Heizkostenvergleiche⁶⁶, eigene Marktstudien auf Grundlage von Hersteller-

⁶⁵ außer Sonderfällen; Abbildung entnommen aus Loga et al. (2011)

⁶⁶ insb. Frei et al. (2011), Oschatz und Mailach (2012, 2013) und Zech (2012)

angaben bzw. Preiskatalogen, in der Projektarbeit am *EIFER* durchgeführte unveröffentlichte Marktstudien⁶⁷, technische Dokumentation⁶⁸, wissenschaftliche Literatur⁶⁹, öffentlich beauftragte Studien im Kontext von Emissionen der Wohngebäudewärmeversorgung⁷⁰, sowie VDI-Richtlinien⁷¹. Zur Ermittlung der Bestandskapazitäten an Wärmeerzeugern im Basisjahr werden Angaben aus Struschka et al. (2008 S. 8ff) und Destatis (2012) verschnitten und mit Angaben des Zentralinnungsverbandes (2011) abgeglichen. Die technisch-wirtschaftliche Beschreibung von Mikro-KWK-Anlagen basiert in weiten Teilen auf ASUE (2005, 2014) unter Abgleich mit Fehrenbach (2012, 2013). Die spezifischen Investitionen für Öl- und Gas-Kessel, Wärmepumpen sowie Warmwasserspeichern basieren auf Herstellerangaben bzw. Preiskatalogen. Bei Öl- und Gas-Kesseln sowie Wärmepumpen werden Angaben aus Preiskatalogen ausgewertet.⁷² Die zur Beschreibung der unterjährigen Struktur der Nachfrage nach Raumwärme und Trinkwarmwasser verwendeten Lastprofile basieren auf der VDI-Richtlinie 4655⁷³. Die Annahmen zu technischen Nutzungsdauern sämtlicher Techniken sind mit den Angaben in der VDI-Richtlinie 2067, Blatt 1 kohärent⁷⁴.

4.4.3 Erfassung infrastruktureller Kriterien

Wie bereits in Abschnitt 4.4.1 beschrieben ist das Ziel der Typisierung die Ermöglichung einer Zuweisung von Technikooptionen zu bestimmten Teilbereichen des Gebäudebestandes. Dieser wird daher zunächst nach infrastrukturellen Kriterien in vier Klassen unterschieden: Die Klasse der Gebäude, für die die Verfügbarkeit eines Gasverteilnetzes gegeben ist (im Folgenden mit *GN* abgekürzt), die Klasse der fernwärmeversorgten Gebäude (*FW*), die Klasse der mit Festbrennstoffen versorgten Ge-

⁶⁷ bspw. Fehrenbach (2012)

⁶⁸ v.a. Recknagel (2009 insb. S. 595ff, S. 648ff, S. 760ff, S. 1088ff, S. 1163ff)

⁶⁹ bspw. Henkel (2012 S. 34ff), Krause et al. (2011 S. 34ff, insb. S. 51ff), Dodds (2013)

⁷⁰ insb. Bettgenhäuser und Boermans (2011), Struschka et al. (2008)

⁷¹ VDI (2008, 2012)

⁷² vgl. Abbildung 4-7

⁷³ VDI (2008)

⁷⁴ VDI (2012 S. 21ff)

bäude (*FB*) sowie die Klasse der anderen Gebäude, für die keine leitungsgebundene Versorgung mit (nichtelektrischen) Endenergieträgern zur Raumwärmeversorgung vorhanden ist (*AN*). Wohneinheiten in letzterer Klasse sind auf in Chargen gelieferte flüssige oder feste Energieträger oder Elektrizität angewiesen. Der Anschluss an ein Elektrizitätsverteilnetz wird als überall gegeben angenommen.⁷⁵

Diese Abbildung trifft implizit die vereinfachende Annahme, dass eine Wohneinheit entweder Zugang zu einem Gasnetz oder einem Fernwärmenetz hat. Während aufgrund hoher Investitionen in der Praxis der Aufbau zweier paralleler netzgebundener Versorgungsinfrastrukturen zumeist vermieden wird, ist dies nicht zwangsläufig überall der Fall.

Die Kalibrierung fußt auf EF 497 („überwiegende Energieart der Beheizung“) des Mikrozensus⁷⁶. Dabei werden Wohneinheiten, die mit den Merkmalsausprägungen „Elektrizität (Strom)“ oder „Heizöl“ versehen sind in der Klasse *AN* zusammengefasst. Die verbleibenden Energieträger „Briketts, Braunkohle“, „Koks, Steinkohle“ oder „Holz oder sonstige erneuerbare Energien“, also im wesentlichen Festbrennstoffe, werden in der Klasse *FB* zusammengefasst. Diese dient dazu, die Nachfrage nach diesen Brennstoffen gesondert festlegen zu können. Damit soll der besonderen Natur dieser Brennstoffe Rechnung getragen werden, die sich von den anderen Energieträgern darin unterscheiden, dass sie normalerweise manuelle Beschickung erforderlich machen. Es handelt sich zumeist entweder um Altbestand (Heizungsherde, Badeöfen) oder sie werden aus Optik- bzw. Behaglichkeits-Gründen eingesetzt (Kachelöfen, Kaminöfen und Kamine).⁷⁷ Diese Nachfrageklasse wird damit einer Optimierung aus rein technisch-wirtschaftlichen Erwägungen entzogen. Es ist zu beachten, dass die Ergebnisse des Mikrozensus lediglich Aufschluss über bestehende Anschlüsse geben, jedoch nicht über Verdich-

⁷⁵ vgl. Weltbank (2018)

⁷⁶ Destatis (2008)

⁷⁷ Nach Struschka et al. (2008 S. 10) ist der Anteil der mechanisch beschickten Feuerstätten an der Gesamtzahl der Festbrennstofffeuerstätten vernachlässigbar. Kachelöfen, Kaminöfen und Kaminen machen hingegen ca. Dreiviertel des Bestandes aus.

tungspotenzial aufgrund einer Erhöhung der Anschlussquote bei Gasverteilnetzen. Es wird ein Verdichtungspotenzial auf 74 % der Wohneinheiten unterstellt.

4.4.4 Erfassung der Wohnflächen

Neben dem Lastgang ist der gebäudespezifische Jahresheizwärmebedarf ein entscheidendes Kriterium für die Anlagenauslegung.⁷⁸ Die gebäudespezifischen Jahresheizwärmebedarfe werden für den deutschen Wohngebäudebestand als Produkt aus der gebäudespezifischen Wohneinheitenzahl, der wohneinheitenspezifischen Nutzfläche und dem flächenspezifischen Heizwärmebedarf abgeleitet. Als Grundlage für die Ermittlung der gebäudespezifischen Wohneinheitenzahl sowie der wohneinheitenspezifischen Nutzfläche werden die Eingabefelder EF 490⁷⁹, EF 635⁸⁰ und EF 492⁸¹ des Mikrozensus ausgewertet⁸².

Für die Auswertung der gebäudespezifischen Wohneinheitenzahl werden dabei die Eingabefelder EF 490 und EF 635 wie folgt verschnitten. Die Abfrage bzw. Auswertung allein nach EF 492 wäre für die Zwecke der vorliegenden Arbeit nicht ausreichend trennscharf, da in der ersten Klasse („1 oder 2 Wohnungen“) bereits mehr als Dreiviertel aller Gebäude mit knapp der Hälfte aller Wohneinheiten in einer einzigen Klasse zusammengefasst wären. Im folgenden Abschnitt 4.4.5 wird darüber hinaus dargelegt, dass diese Wohneinheiten durch sowohl überdurchschnittliche Nutzflächen als auch überdurchschnittliche flächenbezogene Wärmebedarf gekennzeichnet sind, sodass durch eine alleinig auf der Auswertung von EF 492 basierende Typenbildung den abgebildeten Wärmebedarf großteils auf eine Klasse projizieren und damit zu einer

⁷⁸ vgl. DIN (2017)

⁷⁹ „Wie viele Wohnungen (einschließlich der leerstehenden Wohnungen) gibt es in dem Gebäude, in dem Sie wohnen? 1 oder 2 Wohnungen, 3 bis 6 Wohnungen, 7 bis 12 Wohnungen, 13 bis 20 Wohnungen oder 21 und mehr Wohnungen?“

⁸⁰ „Zahl der Wohnungen im Gebäude: 1, 2, ..., 8 Wohnungen oder 9 und mehr Wohnungen?“

⁸¹ „Wie groß ist die Fläche der gesamten Wohnung einschl. Küche, Bad, Toilette, Flur, Mansarde, anrechenbarer Balkonfläche und untervermieteter sowie gewerblich genutzter Räume? Geben Sie bitte die volle Quadratmeterzahl an (gegebenenfalls gerundet)!“

⁸² vgl. Forschungsdatenzentrum (o.J./b)

vergleichsweise geringen Differenzierung führen würde. EF 635 hingegen löst zwar die Anzahl Wohneinheiten pro Gebäude bis acht Wohneinheiten wohneinheitenscharf auf, fasst aber alle Wohneinheitenanzahlen darüber zusammen. Somit werden Wohngebäude mit einer einzigen Wohneinheit zur Klasse *EFH* zusammengefasst, solche mit zwei Wohneinheiten zur Klasse *ZFH* und solche mit zwischen jeweils einschließlich 3 und 7 als *KMH*. Alle Gebäude mit mehr Wohneinheiten werden als *GMH* zusammengefasst. Auf diese Weise entsteht die Grundlage für eine Typisierung basierend auf vier Gebäudegrößenklassen, die im gewichtigen Bereich der *EFH* und *ZFH* gegenüber EF 490 feiner auflöst. Im Gegenzug fasst sie zur Beschränkung der Komplexität im weniger gewichtigen Bereich mit geringeren Wohneinheitenzahlen die Mehrfamilienhäuser in zwei Klassen zusammen. Tabelle 4-6 fasst die Zahlenverhältnisse gemäß Destatis (2013) quantitativ zusammen.

Tabelle 4-6: Kennzahlen zu Gebäudegrößenklassen nach Destatis (2013)

Bezeichnung Gebäudegrößenklasse	Wohneinheiten pro Gebäude	Mittlere Anzahl Wohneinheiten pro Gebäude	Anzahl Wohngebäude in Deutschland [10 ⁶]	Anzahl Wohneinheiten in Deutschland [10 ⁶]
EFH	1	1,0	12,0	12,0
ZFH	2	2,0	3,1	6,1
KMH	3-7	4,1	2,1	8,7
GMH	>7	11,6	1,1	12,5
		2,2	18,3	39,2

Weiter werden die wohneinheitenspezifischen Nutzflächen nach EF 492 ausgewertet. Die Häufigkeitsverteilung der Nutzflächenklassen ist in Abbildung 4-5 nach den oben definierten Gebäudegrößenklassen dargestellt.

Es zeigt sich, dass bei *EFH* die häufigsten Nutzflächen zwischen 120 und 140 m² auftreten. Hingegen weist die häufigste Nutzflächenklasse bei *ZFH* 80 bis 100 m² und bei *GMH* und bei *KMH* 60 bis 80 m² auf. Erhebliche Wohneinheitenzahlen mit Nutzflächen unterhalb von 60 m² finden sich vor allem in *KMH*, während sich erhebliche Wohneinheitenzahlen mit Nutzflächen über 120 m² nur in *EFH* finden.

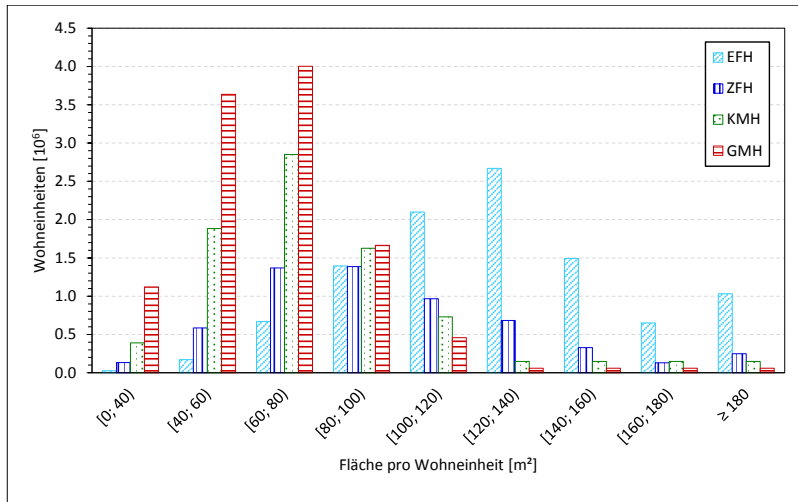


Abbildung 4-5: Häufigkeitsverteilung der Wohnflächen in deutschen Wohngebäuden nach Gebäudegröße

4.4.5 Verbrauchscharakterisierung⁸³

In den vorangehenden Abschnitten ist die Charakterisierung des Wohngebäudebestands hinsichtlich Gebäudegrößen nach Wohneinheiten sowie Wohneinheitengrößen nach Wohnfläche beschrieben. Um gemäß den in Abschnitt 4.4.1 umrissenen Zielen die Wärmenachfrage in Wohngebäuden strukturieren zu können, folgt die Erfassung flächenbezogener Verbrauchskennwerte.

Prinzipiell lässt sich der Wärmebedarf natürlich für einzelne Gebäude, Gebäudegruppen oder Quartiere nach verschiedenen Methoden abschätzen, datenbasiert detailliert berechnen oder dynamisch simulieren.⁸⁴ Für eine detaillierte Bottom-Up-Simulation der Wärmenachfrage

⁸³ Das Verfahren ist identisch mit dem bei Merkel (2016 S. 91-93). Die folgenden Ausführungen gehen über die dortige Beschreibung nur hinsichtlich der Motivation des Vorgehens hinaus.

⁸⁴ Einen Überblick über entsprechende Ansätze gibt Koch (2016 S. 34ff).

in Wohngebäuden mit nationaler Abdeckung liegen allerdings nicht flächendeckend Daten vor. Ein solches Vorgehen ist für die Zwecke der vorliegenden Arbeit auch nicht erforderlich.

In der Literatur sind zwar für die Gebäudetypologie durchschnittliche Verbrauchskennzahlen gegeben.⁸⁵ Einem Arbeiten mit Durchschnittswerten steht allerdings entgegen, dass der Jahresheizwärmebedarf in Wohngebäuden selbst des gleichen Typs breit streut. Diesen Umstand dokumentieren und diskutieren grundsätzlich verschiedene Autoren.⁸⁶ Demnach gehören zu den Determinanten des flächenspezifischen Heizwärmebedarfs eine Vielfalt morphologischer⁸⁷ und physikalisch-technischer Eigenschaften⁸⁸ des Gebäudes, geographisch-lokalklimatische Gegebenheiten des Gebäudestandorts⁸⁹ sowie Eigenschaften seiner Bewohner bzw. Nutzer⁹⁰.

Die beiden Dimensionen *Gebäudegröße* und *Baulter* der Gebäudetypologie gehören zwar zu den wesentlichen Determinanten des gebäude-spezifischen Jahresverbrauchs, erklären allerdings die Heterogenität nur teilweise. Tabelle 4-7 veranschaulicht dies beispielhaft für die Dimension der Gebäudegröße anhand der Verbrauchskennzahlen, d.h. des flächenbezogenen Verbrauchs. Ähnliches gilt für die Wohnungsgrößen sowie die Dimension Baulter.⁹¹

⁸⁵ vgl. BMWi (2015a S. 30) bzw. Tabelle 2-2

⁸⁶ vgl. Kleemann et al. (2004 S. 45ff), Felsmann und Schmidt (2013 S. 4, S. 14ff), Kähler et al. (2015 S. 68f). Dabei ist zu beachten, dass sich die Angaben bei Felsmann und Schmidt (2013) sowie bei Kähler et al. (2015) auf Heizwärme beziehen, also auf Ebene der Nutzenergie, bei Kleemann et al. (2004) hingegen auf Endenergie. Die Spreizung bei Kleemann et al. (2004) ist also zusätzlich auch auf heterogene Wirkungsgrade der Wärmeerzeuger zurückzuführen. Die weiteren Ausführungen gelten unbeschadet dieser abweichenden Bezugsgrößen.

⁸⁷ d.h. die Gebäudeform- und Größe betreffende Eigenschaften, bspw. das Oberflächen-Volumen-Verhältnis

⁸⁸ v.a. der Dämmstandard

⁸⁹ Klimazone, Heizgradtage, solare Warmegewinne, Windgeschwindigkeiten etc.

⁹⁰ Temperaturpräferenzen, interne Warmegewinne, Lüftungsverhalten, Leerstand etc.; Kleemann et al. (2004 S. 46f) diskutieren zusätzlich die Rolle von Inkonsistenzen bei der Datenerfassung.

⁹¹ vgl. Kleemann et al. (2004 S. 43 bzw. S. 54)

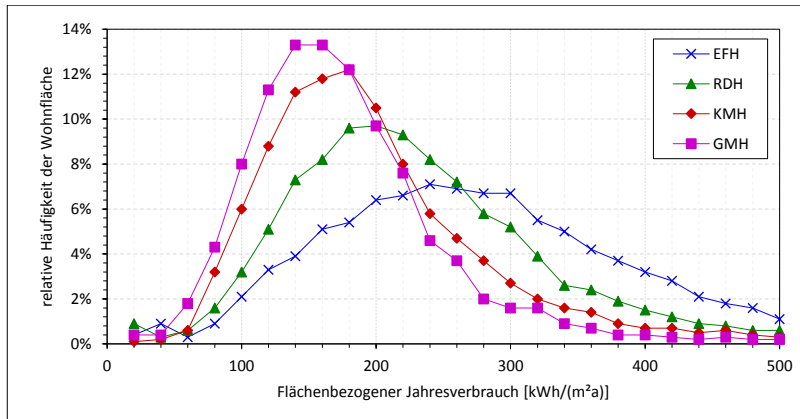


Abbildung 4-6: Flächenspezifische Jahresverbräuche für Raumwärme über alle Altersklassen⁹²

Hingegen unterscheiden sich sogar die durchschnittlichen flächenspezifischen Verbräuche bspw. der Baualtersklassen „vor 1919“, „1919 bis 1948“ und „1949 bis 1978“ untereinander um weniger als 20 %.⁹³ Mit diesen drei Baualtersklassen⁹⁴ sind zudem schon knapp zwei Drittel der Wohngebäude erfasst.⁹⁵ Weil die flächenspezifischen Verbräuche dieser Baualtersklassen gleichzeitig die höchsten sind, sind mit ihnen auch der größte Teil des Gesamtverbrauchs erfasst, ohne die Streubreite des flächenspezifischen Jahresverbrauchs gemäß o.g. Quellen wiederzugeben. Ein a priori naheliegendes entsprechendes Vorgehen anhand von wie in BWMi (2015 S. 29f) bzw. Tabelle 2-2 gegebenen Durchschnittswerten wird daher als für die Zwecke der vorliegenden Arbeit inadäquat verworfen.

⁹² eigene Darstellung nach Kleemann et al. (2004 S. 49)

⁹³ Den Angaben bei Kleemann et al. (2004 S. 52f) zufolge sind die entsprechenden Unterschiede mit weniger als 10 % noch geringer. Ob dies durch abweichende Definitionen, inkonsistente Erhebungsmethoden der zugrundeliegenden Daten oder zwischenzeitliche, unterschiedlich starke Renovierungsaktivität zu erklären ist, bleibt aufgrund mangelnder Angaben offen.

⁹⁴ identisch im Mikrozensus durch EF 494 gegeben

⁹⁵ vgl. Tabelle 2-2

Tabelle 4-7: Spreizung der Verbrauchskennzahlen für vier Gebäudetypen in Kilowattstunden pro Quadratmeter und Jahr⁹⁶

Gebäudegröße	4. Perzentil	96. Perzentil	Verhältnis
EFH	95	560	5,9
RDH	83	450	5,4
KMH	78	405	5,2
GMH	66	335	5,1

Zur Beschreibung der flächenbezogenen Wärmebedarfe mit Berücksichtigung der Streubreite wird in der vorliegenden Arbeit ein Ansatz verwendet, bei dem der flächenbezogene Heizwärmebedarf als kontinuierliche Zufallsvariable betrachtet wird, für welche die Wahrscheinlichkeitsverteilungsannahme einer logarithmischen Normalverteilung getroffen wird. Die Dichtefunktion wird anhand von Angaben zu typischen Heizwärmebedarfen aus Loga et al. (2011) kalibriert. Das Verfahren ist ausführlich angegeben in Merkel (2016 S. 91-93).⁹⁷ Seine weitere Verwendung in der vorliegenden Arbeit ist in Abschnitt 4.4.7 beschrieben.

4.4.6 Wärmeerzeugertypologie

Im folgenden Abschnitt wird die Abbildung der Technikoptionen zur Wärmeversorgung von Wohngebäuden im Modell beschrieben. Aufbauend und ausgerichtet auf die in den Abschnitten 4.4.3, 4.4.4 und 4.4.5 vorgestellte Gebäudetypologie wird im Folgenden eine dazu kompatible Typologie von Wärmeerzeugern⁹⁸ entwickelt. Dabei wird zuerst eine entsprechende Auswahl abzubildender Wärmeerzeuger getroffen und dann diese entsprechend parametrisiert.

Zunächst wird bei der Abbildung auf eine detaillierte Unterscheidung in Sammel- bzw. Etagenheizungen oder Einzelheizungen im Hinblick auf

⁹⁶ nach Kleemann et al. (2004 S. 51)

⁹⁷ Abweichend von dort wird hier allerdings gemäß Loga et al. (2011 S. 47) für den Trinkwarmwasserbedarf 10 kWh/(m²a) für EFH und ZFH sowie 15 kWh/(m²a) für KMH und GMH unterstellt, während bei Merkel (2013 S. 93) nach DIN 4701-10 (DIN 2003) „pauschal ein Bedarf von 12,5 kWh/(m²a) unabhängig von der Gebäudegrößenklasse angenommen“ wird.

⁹⁸ vgl. Stengel (2014 S. 20ff)

die Modellkomplexität sowie der relativ geringen Bedeutung dieser Systeme⁹⁹ verzichtet. Fernheizungen werden gemäß den in Abschnitt 3.4 getroffenen Abgrenzungen vereinfacht abgebildet bzw. weitgehend vorfestgelegt und der Abwägung mit anderen Techniken entzogen abgebildet, und zwar durch die Allokation gemäß Tabelle 4-13. Damit verbleibt in diesem Bereich als durch das Modell zu treffende Abwägung allein die über Sanierungsmaßnahmen¹⁰⁰.

Als für die Fragestellung entscheidende Wärmeerzeugertypen werden Mikro-KWK-Anlagen und Wärmepumpen berücksichtigt.¹⁰¹ Weiterhin werden als mit fossilen Energieträgern befeuerte Technikoptionen Gaskessel und Ölkessel abgebildet, sowie Technikoptionen auf Grundlage erneuerbarer Energieträger wie Solarthermie-Anlagen, automatisch beschickte Holzpelletskessel oder andere, unter dem Stichwort *Holzofen* vereinfachend zusammengefasste Holzfeuerungen. Außerdem werden thermische Speicher abgebildet zur zeitlichen Entkopplung des Betriebs von Wärmepumpen- und Mikro-KWK-Anlagen von der thermischen Last.

Die numerischen Annahmen zur technisch-wirtschaftliche Charakterisierung der Wärmeerzeugertypen sind in Tabelle 4-8 angegeben. Für Mikro-KWK-Anlagen wird zusätzlich eine Entwicklung der thermischen Nutzungsgrade und elektrischen Wirkungsgrade und somit der Stromkennziffer unterstellt. Die Zahlenwerte sind in Tabelle 4-9 dargestellt.

Es wird dabei auf das Konzept der Leistungsklassen Bezug genommen, das in Abschnitt 4.4.1 eingeführt und im nachfolgenden Abschnitt 4.4.7 näher erläutert wird. Weiterhin wird für Warmwasserspeicher von spezifischen Investitionen von 1000 €/m³ ausgegangen. Als Speicherwirkungsgrad werden vereinfachend pauschal 95 % unterstellt. Zur Begrenzung des Technologiemixeffektes, ausführlich diskutiert bei Merkel

⁹⁹ vgl. Abschnitt 2.2.3

¹⁰⁰ vgl. Abschnitt 4.4.9

¹⁰¹ vgl. Abschnitte 3.3 und 2.5

(2016 S. 111ff), wird den Wärmeerzeugertypen eine Begrenzung der Auslastung, angegeben in Volllaststunden, auferlegt.

Tabelle 4-8: Übersicht über technisch-wirtschaftliche Annahmen zur Wärmeerzeugertypologie¹⁰²

Wärmeerzeugertyp	Spezifische Investitionen [€/kW _{th}] ⁽¹⁾	Nutzungsdauer [a]	Wirkungsgrad [%]	Volllaststunden [h/a]
Gaskessel	78 - 257	20	90 %	800-1200
Ölkessel	84 - 340	20	80 %	800-1200
Mikro-BHKW ⁽²⁾	800 - 2400	20	Tabelle 4-9	3000-4500
Holzofen	146 - 350	20	80 %	400-800
Wärmepumpe	307 - 940	20	200-400 % ⁽³⁾	800-1200
Pelletsessel	414 - 724	20	80 %	800-1200
Solarthermie	557 - 427	20	40 %	nach Verf. ⁽⁴⁾

(1) es sind jeweils die Werte für Leistungsklassen 5 und 1 angegeben; die Werte für die Leistungsklassen 2-4 liegen entsprechend dazwischen;

(2) Zur abweichenden Definition von Leistungsklassen für BHKW vgl. Tabelle 4-12

(3) Es wird eine saisonale Variation der Arbeitszahl zwischen 2 und 4 unterstellt (vgl. Abschnitt 2.5.2)

(4) nach Verfügbarkeit

Tabelle 4-9: Annahmen zu elektrischen Wirkungsgraden η_{el} , thermischen Nutzungsgraden η_{th} sowie der Stromkennziffern σ von verbrennungsmotorischen Mikro-BHKW¹⁰³

Leistungs- klasse	2010			2050		
	η_{el}	η_{th}	σ	η_{el}	η_{th}	σ
1	0,26	0,62	0,42	0,28	0,67	0,42
2	0,27	0,61	0,45	0,29	0,66	0,44
3	0,28	0,60	0,47	0,31	0,64	0,48
4	0,29	0,59	0,50	0,33	0,62	0,53
5	0,30	0,58	0,52	0,35	0,60	0,58

¹⁰² Quellen siehe Abschnitt 4.4.2

¹⁰³ basierend auf Angaben in Quellen laut Abschnitt 4.4.2 und eigenen Annahmen; für die Definition der Effizienzkennzahlen vgl. Abschnitt 2.5.3

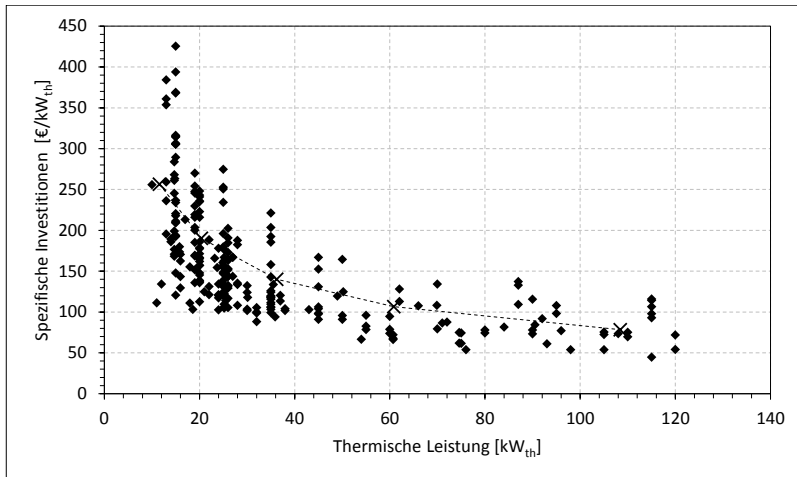


Abbildung 4-7: Parametrierung spez. Investitionen am Beispiel des Gaskessels¹⁰⁴

4.4.7 Allokation von Wärmeerzeugern zu Gebäudetypen

Aufbauend auf die Abschnitte 4.4.3 bis 4.4.6 lässt sich nun die in den Abschnitten 4.2 bzw. 4.4.1 beschriebene Zielsetzung umsetzen, durch die Entwicklung einer Gebäudetypologie die Gesamtwärmenachfrage in Wohngebäuden nach der Höhe der gebäudebezogenen Wärmenachfrage und infrastruktureller Kriterien zu strukturieren und so eine Allokation von Technikoptionen zu den entsprechenden Teilbereichen des Gebäudebestandes zu erhalten.¹⁰⁵

Dazu wird zunächst der Gebäudebestand aufbauend auf die Überlegungen in den genannten Abschnitten anhand von zwölf Gebäudetypen charakterisiert, die aus der Aufteilung jeder Gebäudegrößenklasse (*EFH*, *ZFH*, *KMH*, *GMH*) in drei *Verbrauchsklassen* gewonnen werden. Genauer handelt es sich um Klassen des gebäudespezifischen Jahresheizenergieverbrauchs (*VN*, *VM*, *VH* für Verbrauch *niedrig*, *mittel* und *hoch*). Diese

¹⁰⁴ Datenbasis siehe Abschnitt 4.4.2

¹⁰⁵ für einen schematischen Überblick vgl. Abbildung 4-2, Abbildung 4-3 und Abbildung 4-9

ergeben sich als Produkt aus den wohneinheitenspezifischen Nutzflächen¹⁰⁶, den gebäudespezifischen Wohneinheitenzahlen¹⁰⁷ und den (flächenspezifischen) Verbrauchskennwerten¹⁰⁸. Dabei weist jede Verbrauchsklasse einer Gebäudegrößenklasse den gleichen Gesamtverbrauch auf und wird durch ihren durchschnittlichen Verbrauch charakterisiert, dargestellt in Tabelle 4-10.

Tabelle 4-10: Durchschnittliche gebäudebezogene Jahresheizenergiebedarfe nach Gebäudegrößen- und Verbrauchsklassen in Megawattstunden pro Gebäude

GGK	VN	VM	VH
EFH	16,1	29,7	51,6
ZFH	17,2	32,3	61,6
KMH	26,0	46,6	88,5
GMH	48,4	86,4	155,8

Auf diese Weise lässt sich der Heizenergiebedarf des Wohngebäudebestands in Deutschland auf die genannten zwölf Gebäudetypen aufteilen. Durch dieses Vorgehen wird einerseits anhand der Gebäudegrößenklasse ein Mindestmaß morphologischer Information erhalten, andererseits die Spreizung der gebäudebezogenen Jahresverbräuche (als Ergebnis der Spreizung von Wohnflächen und Verbrauchskennwerten) wiedergegen, bei gleichzeitig moderaten Anforderungen hinsichtlich der Modellkomplexität.

Wie in Tabelle 4-10 ersichtlich, ergeben sich dadurch Gebäudetypen, die hinsichtlich ihrer Heizenergiebedarfe (gebäudegrößenklassenübergreifend) in ähnlichen Größenordnungen liegen.¹⁰⁹ Daher werden bei der Allokation zu Wärmeerzeugertypen zwecks weiterer Reduktion der Modellkomplexität gemäß Abbildung 4-8 Gebäudetypen mit ähnlichen Werten zusammengefasst.

¹⁰⁶ vgl. Abschnitt 4.4.4

¹⁰⁷ ebd.

¹⁰⁸ vgl. Abschnitt 4.4.5

¹⁰⁹ bspw. EFH-VM und KMH-VN. Dies wird durch die farbliche Darstellung in Tabelle 4-10 angedeutet.

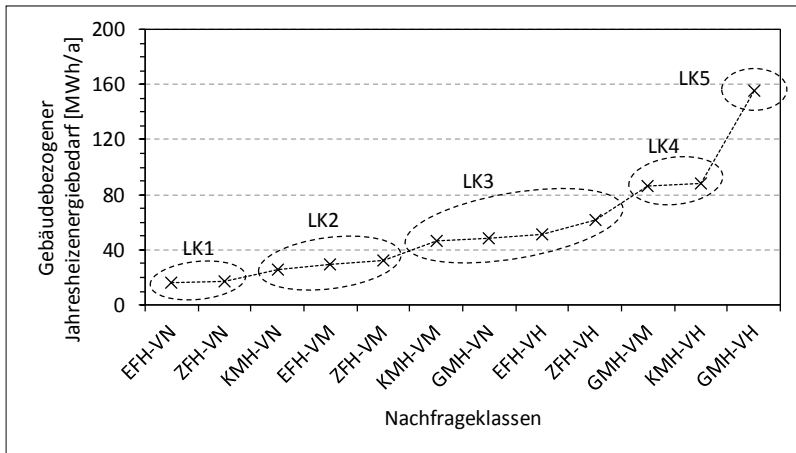


Abbildung 4-8: Gebäudebez. Jahresheizenergiebedarf nach Nachfrageklassen

Die Zuordnung von Nachfrageklassen zu Leistungsklassen orientiert sich an der Jahresdauerlinie.¹¹⁰ Es ist zu beachten, dass es sich hierbei keinesfalls um eine Dimensionierung der Wärmeerzeuger handelt¹¹¹ – diese ist in dieser Arbeit schließlich Ergebnis der Planungsaufgabe und nicht Annahme¹¹². Vielmehr handelt es sich um die Festlegung bzw. Zuordnung, welche spezifischen Investitionen für Wärmeerzeuger der jeweiligen Leistungsklasse unterstellt werden. Übertrifft also die modellendogene Kapazitätsplanungsentscheidung die in dieser Festlegung getroffene Leistungsannahme, begünstigt dies folglich eine Unterschätzung des Potenzials, da die mit der – verglichen mit der Festlegung – größeren Dimensionierung theoretisch verbundene Abnahme der spezifischen Investitionen aufgrund von Größendegressionseffekten im linearen Programm nicht ohne Weiteres abgebildet werden kann. Der umgekehrte Fall, in dem die modellendogene Kapazitätsplanung die der Annahme zu spezifischen Investitionen zugrundeliegende Leistung untertrifft, begünstigt analog eine Überschätzung des Potenzials.

¹¹⁰ vgl. Abschnitt 4.4.2 sowie Gröger (2016 S. 32f)

¹¹¹ bspw. im Sinne der DIN EN 12831 (vgl. DIN 2017 bzw. Recknagel 2009 S. 1106)

¹¹² d.h. im Sinne von Abschnitt 4.1 Variable und nicht Parameter

Dieser optimierenden Energiesystemmodellen auf Grundlage der linearen Programmierung inhärente Umstand kann prinzipiell umgangen werden, bspw. durch abschnittsweise lineare Approximation der Größendegression spezifischer Investitionen¹¹³. Solche Ansätze beruhen auf der Verwendung von Binärvariablen. Der Übergang in die Problemklasse der gemischt-ganzzahligen linearen Programmierung ist in der Regel mit einer deutlichen Erhöhung des Lösungsaufwands verbunden, weswegen hier davon abgesehen wird.¹¹⁴ Vielmehr wird hier das Problem durch die Unterscheidung in fünf Leistungsklassen vermindert. Dabei wird unterstellt, dass die für eine Leistungsklasse angenommenen spezifischen Investitionen für ein Intervall um die angegebene Leistung gültig sind.¹¹⁵ Die Zuordnung von Nachfrageklassen zu Leistungsklassen und die resultierenden Zahlenannahmen sind in Tabelle 4-11 angegeben.

Tabelle 4-11: Zuordnung von Nachfrageklassen¹¹⁶ zu Leistungsklassen

Bezeichnung	Leistungsklasse [kW _{th}]	Zugeordnete Nachfrageklassen
LK1	11,6	EFH-VN, ZFH-VN
LK2	20,4	EFH-VM, ZFH-VM, KMH-VN
LK3	36,2	EFH-VH, ZFH-VH, KMH-VM, GMH-VN
LK4	60,8	KMH-VH, GMH-VM
LK5	108,4	GMH-VH

Für Mikro-KWK-Anlagen wird eine von dieser Definition abweichende Leistungsklassifizierung vorgenommen, da Mikro-KWK-Anlagen normalerweise nicht für den monovalenten Betrieb dimensioniert werden.¹¹⁷ Daher werden für diese Anlagen die fünf Leistungsklassen mit

¹¹³ vgl. bspw. Bisschop (2012 S. 81ff), umgesetzt bei Merkel (2016 S. 133ff)

¹¹⁴ Hingegen wird in Kapitel 6 zur Analyse auf Einzelgebäudeebene ein Ansatz zur vereinfachten Berücksichtigung von Größendegressionseffekten mit je einer Binärvariable je Technikoption vorgestellt (vgl. Abschnitt 6.1.4).

¹¹⁵ vgl. die analoge Argumentation in Gröger (2016 S. 35ff)

¹¹⁶ bzw. Gebäudetypen

¹¹⁷ vgl. VDI (2013)

geringeren thermischen Leistungen festgelegt, mit anderen Worten entsprechend höhere spezifische Investitionen unterstellt. In Anlehnung an Gröger (2016 S. 34)¹¹⁸ wird hier von einer Auslegung auf ca. 30 % der äquivalenten thermischen Leistung für den monovalenten Betrieb dimensionierter Wärmeerzeuger ausgegangen. Die resultierenden thermischen und elektrischen Leistungen sind in Tabelle 4-12 angegeben.

Schließlich werden die in Abschnitt 4.4.6 näher beschriebenen Typotechniken im Sinne der Ausführungen in Abschnitt 4.4.3 gemäß Tabelle 4-13 den nachfrageseitigen Infrastrukturklassen zugeordnet.

Tabelle 4-12: Definition von Leistungsklassen für Mikro-KWK-Anlagen; die Angaben beziehen sich auf das Basisjahr 2010

Leistungsklasse	P_{el} [kW _{el}]	P_{th} [kW _{th}]
LK1	1,4	3,5
LK2	2,4	6,1
LK3	4,3	10,9
LK4	7,3	18,3
LK5	13,0	32,5

Tabelle 4-13: Zuordnung von Typotechniken zu Nachfrageklassen; ein Haken zeigt die modellierte Zulässigkeit der Versorgung an

Typotechnik	GN	FW	FB	AN
Gaskessel	✓	x	x	x
Ölkessel	✓	x	✓	✓
Mikro-BHKW	✓	x	x	x
Holzofen	✓	x	✓	✓
Fernwärme	x	✓	x	x
Wärmepumpe	✓	x	✓	✓
Pelletsessel	✓	x	✓	✓
Solarthermie	✓	x	✓	✓

¹¹⁸ vgl. auch Arndt (2008 S. 19) oder Bettgenhäuser und Boermans (2011 S. 64)

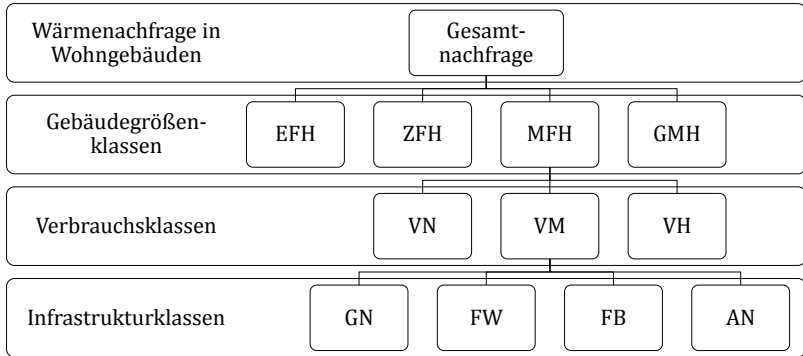


Abbildung 4-9: Aufgliederung der Gesamtnachfrage nach Heizenergie in Wohngebäuden in Deutschland; aus Gründen der Übersichtlichkeit wird je Ebene der Baumstruktur nur eine beispielhafte Verzweigung gezeigt

Insgesamt ist damit, entsprechend der in Abschnitten 4.4.1 und am Anfang dieses Abschnitts umrissenen Zielsetzung, eine Aufgliederung der Gesamtnachfrage nach Heizenergie in Wohngebäuden nach den Kriterien Gebäudegröße, gebäudespezifischem Verbrauch und Infrastruktur in 48 Nachfrageklassen¹¹⁹ gegeben, sowie eine Allokation zu Technikoptionen in fünf Leistungsklassen¹²⁰ und acht Typtechniken¹²¹.

4.4.8 Projektion der Wärmenachfrage

Zur längerfristigen Projektion der Wärmenachfrage wird ein Bottom-up-Gebäudebestandsmodell herangezogen, das in McKenna et al. (2013) entwickelt und im Folgenden zusammengefasst wird. In einem zweistufigen Ansatz wird zunächst die Entwicklung des Gebäudebestandes anhand der Wohnflächen fortgeschrieben. Dabei wird unterschieden nach Klassen der Gebäudealter- und Größen sowie nach alten und neuen Bundesländern. Als Ausgangsbasis wird der Gebäudebestand im Jahr 2010 Destatis (2010) entnommen. Die Fortschreibung ge-

¹¹⁹ vgl. Abbildung 4-9

¹²⁰ vgl. Tabelle 4-11

¹²¹ vgl. Tabelle 4-8

schieht durch Abbildung der Mechanismen (ersatzloser) Abriss, Ersatzbau sowie (vorgängerbauloser) Neubau, deren Berechnung Bevölkerungs- sowie regionenspezifische Wohnungsmarktprognosen zugrunde liegen. Auf diese Weise wird eine Wohnflächenentwicklung von 3,4 Milliarden Quadratmetern im Jahr 2010 auf ca. 3,7 Milliarden Quadratmeter im Jahr 2033 und eine anschließende Stabilisierung auf in etwa diesem Niveau bis 2050 projiziert, sowie ein damit einhergehender Anstieg der Anzahl Wohneinheiten auf 40,5 bis 42 Millionen Wohneinheiten in 19,2 bis 20,3 Millionen Wohngebäuden. Diese Projektion zeigt eine gute Übereinstimmung mit Angaben in Kirchner et al. (2009), Schlesinger et al. (2010) sowie Fahl et al. (2010).¹²² Auf dieser Grundlage wird in einem zweiten Schritt die Entwicklung der Heizwärmenachfrage auf Grundlage des flächenspezifischen Heizwärmebedarfs nach Gebäudeklassen im Basisjahr gemäß Walberg et al. (2011) sowie seiner Abnahme in Folge von Renovierungen, Neubauten und Abrissen gemäß Walberg et al. (2011) sowie Ebel et al. (2000) beschrieben. Eine in McKenna et al. (2013) anschließend durchgeführte Berechnung des Endenergiebedarfs ist für die vorliegende Arbeit nicht relevant, da der Abgleich auf Ebene des Heizwärmebedarfs geschieht.

4.4.9 Nachfrageseitige Sanierungsmaßnahmen¹²³

Zur Analyse der nachfrageseitigen Energieeffizienz werden im Modell zwei grundsätzliche Entwicklungen unterschieden. Zum einen wird die Änderung des Heizwärmebedarfs von Neu-, Ersatz- und Bestandsbauten als Folge des technischen Fortschritts, z.B. durch verbesserte Baumaterialien, sowie durch strengere Bauvorschriften abgebildet. Hier ist insbesondere die Energieeinsparverordnung (EnEV) zu nennen, welche seit dem Jahr 2002 zunehmend Vorgaben zu energetischen Gebäudeeigenschaften bei der Errichtung von Neu- und Ersatzbauten sowie ggf.

¹²² Ergänzend zur in McKenna et al. (2013) bereits vorgenommenen Plausibilisierung treffen ähnliche Annahmen bspw. auch Wünsch et al. (2014 S. 72).

¹²³ Die Beschreibung der Abbildung von Wärmeschutzmaßnahmen bzw. energetischer Gebäudesanierung als Technikoptionen ist großteils wortgleich Fehrenbach et al. (2013a S. 160f) entnommen.

bei der Sanierung von Bestandsbauten macht.¹²⁴ Diese Effekte, also der technische Fortschritt sowie die Erfüllung von Vorschriften, werden als gegeben betrachtet und daher in der Modellierung szenarienunabhängig als Mindestentwicklung berücksichtigt und hier als *Heizwärmeeinsparung Typ I* bezeichnet.¹²⁵

Zum anderen sind über diese angenommene Mindestentwicklung hinausgehende Sanierungsmaßnahmen als Technikoptionen im Modell berücksichtigt, die Ausgabenminimierung durch eine Verringerung des Heizwärmebedarfs ermöglichen. Damit werden Sanierungsmaßnahmen abgebildet, die durch die vermiedenen Ausgaben infolge der Heizwärmeeinsparung motiviert sind und die über den technischen und gesetzlichen Mindeststandard hinausgehen oder die durchgeführt werden, obwohl es die Verordnungslage nicht erfordert. Diese Maßnahmenbündel zur Energieeinsparung werden hier als *Heizwärmeeinsparung Typ II* bezeichnet.

Zur Abbildung dieser Sanierungsoptionen (also Typ II) im Modell werden Sanierungspakete definiert. Diese stellen die Gesamtheit von Einzelmaßnahmen an der Gebäudehülle, d.h. an der Gebäudewand, am Dach, der Kellerdecke und den Fenstern dar. Dabei werden drei Stufen der Sanierung nach Energieeinsparung und Investition unterschieden. Die erste Stufe ermöglicht eine Absenkung des Heizwärmebedarfs um 20 %, die zweite eine Verringerung um 50 %, die dritte eine Absenkung um 80 %. Hierbei sind die Maßnahmen mit steigenden spezifischen Investitionen verbunden, d.h. das zweite Sanierungspaket weist pro eingesparter Einheit Heizwärme höhere Investitionen auf als das erste, das dritte entsprechend höhere als das zweite.¹²⁶

¹²⁴ vgl. Abschnitt 2.4

¹²⁵ Dabei ist mit Einsparung eine Absenkung der gesamten Heizwärmefrage in Wohngebäuden in Deutschland gegenüber dem Niveau des Jahres 2010 gemeint. Unvollständiger Vollzug von Vorschriften wird hier vernachlässigt.

¹²⁶ für detaillierte Angaben vgl. Fehrenbach et al. (2013a S. 161)

4.5 Systemische Aspekte

In den folgenden Abschnitten werden systemische Aspekte des *THP*-Modells vorgestellt. Damit sind Aspekte gemeint, die die beiden abgebildeten Teilsysteme gleichermaßen betreffen. In Abschnitt 4.5.1 wird zunächst die Höhe des Zinssatzes zur Diskontierung zukünftiger Einnahmen und Ausgaben diskutiert und anschließend in Abschnitt 4.5.2 die Strukturierung der zeitlichen Differenzierung erläutert. Dann wird in Abschnitt 4.5.3 das Vorgehen zur Kopplung der Teilsysteme und der dabei anfallenden Abgaben und Vergütungen angegeben und schließlich in Abschnitt 4.5.4 das Verfahren bei der Bilanzierung von Kohlenstoffdioxidemissionen beschrieben.

4.5.1 Diskontierung

Zur Berücksichtigung der Zeitwertigkeit von Ausgaben und Einnahmen werden diese in Energiesystemmodellen in der Formulierung der Zielfunktion entsprechend diskontiert. Das konkrete Vorgehen in *TIMES* ist in Abschnitt 4.1 kurz bzw. in Loulou et al. (2016b S. 141ff) ausführlich beschrieben. Der verwendete Diskontierungssatz ist in Abhängigkeit von Perspektive, Erkenntnisziel und modelliertem System zu wählen.¹²⁷ Während für Zwecke der Politikberatung aus gesellschaftlicher Perspektive eine Orientierung am risikolosen Kapitalmarktzinssatz empfohlen wird,¹²⁸ gehen zur Beschreibung des Entscheidungsverhaltens von Marktakteuren deren Renditeerwartungen, Risikopräferenzen und Kapitalmarktzugang in die Wahl des Diskontierungssatzes ein.¹²⁹ Bei

¹²⁷ vgl. Abschnitt 3.1.2

¹²⁸ Neben der Wahl bzw. Höhe des Satzes zur Diskontierung wird in der Literatur auch die Anwendung der exponentiellen Diskontierung bei langfristigen Entscheidungen aus gesellschaftlicher Perspektive insgesamt diskutiert, d.h. ob soziale Zeitpräferenz dadurch adäquat wiedergegeben wird (vgl. bspw. Gowdy et al. 2013).

¹²⁹ vgl. Hermelink und de Jager (2015), Steinbach und Staniaszek (2015), Möst (2006 S. 138), Rosen (2008 S. 154f) bzw. Rosen et al. (2007), Heinrichs (2013 S. 206f), Heffels (2015 S. 143f), Merkel (2016 S. 191f). Hermelink und de Jager (2015 S. 8) sowie Steinbach und Staniaszek (2015 S. 9) kritisieren die in Studien für die Europäische Kommission getroffene Festlegung der Diskontierungssätze als zu hoch bzw. als der Zielsetzung unangemessen, da sie nicht zwischen der Modellierung privater und gesellschaftlicher Entscheidungen differenziere.

vergleichbarer Argumentationslinie wählen Rosen (2008), Heinrichs (2013), Heffels (2015) und Merkel (2016) für die Bewertung aus gesellschaftlicher Perspektive Werte zwischen 6 % und 10 %. Insgesamt ist daher die im weiteren verwendete Annahme von 8 % als Diskontierungssatz im Kontext der Fragestellung angemessen. Alle monetären Größen und Angaben beziehen sich auf konstante Preise für das Jahr 2010, d.h. ohne Berücksichtigung von Inflation.

4.5.2 Strukturierung der zeitlichen Differenzierung¹³⁰

Bei der Abbildung der unterjährigen Dynamik wird eine typisierte zeitliche Differenzierung angewendet. Diese orientiert sich am Grundsatz, dass sich der Detaillierungsgrad eines Modells an den damit zu lösenden Fragestellungen orientieren sollte.¹³¹

Zahlreiche Arbeiten betonen die Bedeutung der Abbildung unterjähriger Dynamik in Energiesystemmodellen.¹³² Die Bearbeitung der Forschungsfrage dieser Arbeit nach dem Potenzial für Techniken der Wohngebäude-Wärmeversorgung, flexibel Elektrizität zu erzeugen oder aufzunehmen, erfordert eine angemessene und zweckmäßige Betrachtung der unterjährigen Dynamik und der Interaktion von Wärmelast, elektrischer Last und Verfügbarkeit bzw. Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energiequellen. Daher stellt hier, insbesondere im Zusammenhang mit der Kapazitätsplanung mit langfristigem Zeithorizont, die Auswahl einer geeigneten zeitlichen Auflösung bzw. der geeigneten Strukturierung der zeitlichen Differenzierung einen entscheidenden Aspekt dar.

¹³⁰ Die Strukturierung der zeitlichen Differenzierung ist in Fehrenbach et al. (2014 S. 267f) beschrieben. Es folgt eine Übersetzung der dortigen Ausführungen mit Ergänzungen.

¹³¹ vgl. Abschnitt 3.1

¹³² Hawkes und Leach (2005) zeigen bspw. anhand eines zweistufigen, auf nichtlinearer Programmierung basierender Ansatzes, bei dem zuerst die Auslegung und auf dieser Grundlage nachfolgend der Betrieb optimiert wird, deutliche Unterschiede in den Ergebnissen bei einer Auflösung der Zeit in 5-Minuten-Zeitschritten im Vergleich zu einer solchen in 60-Minuten-Zeitschritten auf; vgl. zudem Haydt et al. (2011), Howells et al. (2005), Pina et al. (2011), Ludig et al. (2011), Nicolosi et al. (2011) bzw. Nicolosi (2011 S. 39ff) oder Sandberg et al. (2012).

Sandberg et al. (2011 S. 583) zufolge steht die Wahl der Zeitauflösung in Abhängigkeit von der Änderungsgeschwindigkeit des analysierten Systems, wobei sie es idealerweise erlaubt, auch die kürzesten Schwankungen zu erfassen. Allerdings wächst mit der Zeitauflösung auch die Komplexität in der Berechnung. Dies ist insbesondere relevant im Kontext von Arbeiten zur integrierten Investitions- und Einsatzplanung mit langfristigem Zeithorizont. Während also z.B. eine Zeitauflösung in Intervallen von 6 Minuten über einen Zeithorizont mehrerer Tage wie in Arteconi et al. (2012) darstellbar ist, wäre dies unter ansonsten gleichen Randbedingungen in Arbeiten mit einem Zeithorizont von vierzig Jahren wie bspw. in Nitsch et al. (2012a) oder in der vorliegenden Arbeit nicht ohne Weiteres möglich.

Daher werden häufig in Modellen zur Analyse von Energiesystemen mit langfristigem Zeithorizont, im Zielkonflikt zwischen Genauigkeit der Abbildung und Lösungsaufwand, bei der Abbildung der Zeit Vereinfachungen vorgenommen. Im Zusammenhang von Energiesystemen mit hoher Durchdringung erneuerbarer Energien vergleichen Haydt et al. (2011) die vollständige und chronologische Abbildung, dort als „dynamischer Ansatz“ bezeichnet, mit zwei alternativen Ansätzen, die eine Reduktion der Komplexität erlauben. Die erste setzt auf eine Typisierung von Zeit, also dem Arbeiten mit bspw. Typtagen, dort „semi-dynamischer Ansatz“ genannt. Der dritte Ansatz besteht in der Verwendung von Dauerkurven statt Lastkurven, also sortierter Lastkurven. Dieser Ansatz wird in Haydt et al. (2011) „integraler Ansatz“ genannt.¹³³ Zudem wird häufig nicht jedes Jahr einzeln betrachtet sondern jedes zweite, fünfte oder zehnte Jahr, verbunden mit der Annahme, dass die Ergebnisse repräsentativ für die umliegenden Jahre sind.¹³⁴

Howells et al. (2005) stellen ein Modell zur Untersuchung der Energieversorgung eines afrikanischen Dorfs unter Verwendung der *TIMES*-

¹³³ Vor- und Nachteile der in Haydt et al. (2011) diskutierten alternativen Ansätze werden mit abweichender Terminologie auch in Hanselmann (1996 S. 57ff) oder Fichtner (1998 S. 69ff) diskutiert.

¹³⁴ wie bspw. in Martinsen et al. (2006) oder Kannan und Strachan (2009)

Umgebung vor. *TIMES* bietet die Möglichkeit der Abbildung von Zeit gemäß allen drei o.g. Ansätzen, wobei bei Howells et al. (2005) Zeittypen Verwendung finden. Sie betonen, dass eine hohe Zeitauflösung es erlaubt, sowohl die Systemanforderungen in Abhängigkeit des Lasterverlaufs als auch die Möglichkeiten für Lastmanagement zu ermitteln. Allerdings fußt die Arbeit auf einer Auflösung in 4-Stunden-Schritte, d.h. 6 Zeitschritte pro Typtag bei insgesamt vier die Jahreszeiten repräsentierenden Typtagen, d.h. insgesamt 24 Zeitsegmente, den in *TIMES* sog. Zeitscheiben¹³⁵. Im Bestreben, die Abbildung von Zeit in *MARKAL* zu flexibilisieren, stellt Kannan (2011) eine ähnliche Struktur mit fünf Zeitschritten auf Tagesebene und vier Jahreszeiten-Typtagen vor, sodass sich insgesamt 20 Zeitscheiben ergeben.

Im Vergleich zu *MARKAL* erlaubt *TIMES* eine flexiblere Gestaltung der Zeittypisierung. Beispielsweise untersuchen Pina et al. (2011), im Zusammenhang mit fluktuierender Einspeisung aus erneuerbaren Energien, den Einfluss der Zeitauflösung basierend auf einer Typologie, die vier Jahreszeiten mit je drei Typtagen mit jeweils bis zu stündlicher Auflösung abbildet. Es ergeben sich insgesamt bis zu $4 \cdot 3 \cdot 24 = 288$ Zeitscheiben. Die Autoren zeigen, wie sich die Ergebnisse mit feiner werdender Zeitauflösung verbessern.¹³⁶ Die vorgeschlagene Zeitauflösung setzt allerdings einen starken Schwerpunkt auf eine hohe Auflösung des Tagesgangs, nämlich in 24 Zeitschritte. Hingegen wird die Dynamik auf jahreszeitlicher oder wöchentlicher Ebene nur mit vier bzw. drei Zeitschritten aufgelöst. Zwar erlaubt die Auflösung der wöchentlichen Dynamik in drei Zeitschritte die Unterscheidung von typischen Laststrukturen an Wochenarbeitstagen, Samstagen und Sonntagen. Sie ist allerdings weniger geeignet zur Erfassung der Dynamik von Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien wie Wind und Photovoltaik,

¹³⁵ bzw. engl. *time slices*. Diese Nomenklatur verweist auf die Möglichkeit zur Verwendung dieser *TIMES*-Eigenschaft zur Umsetzung des oben *integral* genannten Ansatzes, nämlich der Aggregation der Jahreslastdauerlinie z.B. in einen Spitzenlast-, Mittellast- und Grundlastteil.

¹³⁶ Dabei wird bei einer Veränderung der Ergebnisse durch Erhöhung der Zeitauflösung stets von einer Verbesserung ausgegangen (dies. S. 4699). Zu vergleichbaren Schlussfolgerungen kommen Ludig et al. (2011).

für die eine Betrachtung einer zusammenhängenden Abfolge von mehreren Tagen erforderlich ist.¹³⁷ Diese Zeitebene wird in Anlehnung an meteorologische Beobachtungsebenen und damit verbundene Zeiträume von Rasmussen et al. (2012) und im Folgenden auch in dieser Arbeit als *synoptische Zeitebene* bezeichnet. Weiterhin ist die Betrachtung auf dieser Zeitebene wichtig für die Analyse von Speichersystemen¹³⁸ wie z.B. Pumpspeichern im System der elektrischen Versorgung als auch thermischen Speichern in der Versorgung von Wohngebäuden mit Wärme und Elektrizität. Deswegen ist die Betrachtung dieser Zeitebene in einer adäquaten Auflösung wichtig für die Analyse einer integrierten Fahrweise für Anlagen wie Mikro-KWK-Anlagen oder Wärmepumpen.

Daher wird in der vorliegenden Arbeit eine Zeittypologie entwickelt, die es erlaubt, die Dynamik auf untertägiger, synoptischer und jahreszeitlicher Ebene zu betrachten. Mit Hinblick auf die Fragestellung wird eine Auflösung in vier Jahreszeiten mit je sieben Typtagen bei Auflösung in vier Zeitschritte auf unterjähriger bzw. saisonaler Ebene, sieben Zeitschritte auf synoptischer Ebene und acht Zeitschritte auf untertägiger Ebene gewählt. Damit werden insgesamt 224 Zeitscheiben betrachtet, d.h. 224 Tupel elektrischer Last, thermischer Last in Wohngebäuden, elektrischer Verfügbarkeit von Windenergieanlagen und Photovoltaik sowie solarthermischer Wärmeerzeugung. Während also bspw. im Vergleich zu Pina et al. (2011) eine höhere Auflösung der Zeit auf synoptischer Ebene realisiert wird, werden Kompromisse bei der Auflösung auf untertägiger Ebene eingegangen.¹³⁹

4.5.3 Kopplung der Teilsysteme

Zur Abbildung elektrischen Lastmanagements mit Wärmepumpen in der Wärmeversorgung von Wohngebäuden wird ein Ansatz gewählt, der die Investition in und Einlastung von Wärmepumpen in Abhängigkeit der Fluktuation der Grenzkosten der Elektrizitätsversorgung stellt.

¹³⁷ vgl. Rasmussen et al. (2012)

¹³⁸ vgl. Heide et al. (2011)

¹³⁹ für weitere Ausführungen zur zeitlichen Auflösung vgl. Abschnitt 9.3

Das Vorgehen entspricht dabei weitgehend dem bei Boßmann (2015 S. 108), mit einem dort aus Perspektive der Endverbrauchstarifgestaltung unter der Bezeichnung *Real-time pricing* beschriebenen Ansatz. Nach diesem werden den Grenzkosten der Elektrizitätserzeugung¹⁴⁰ die für den Betrieb der Wärmepumpe zusätzlich anfallenden Netzentgelte, Abgaben, Steuern und Umlagen zugeschlagen. Die Integration beider Teilsystemabbildungen zu einem geschlossenen Ansatz als Systemmodell erlaubt es dabei bspw. auf eine iterative Kopplung etwa zweier Ansätze mit zwischengelagerter Preistransformation¹⁴¹ zu verzichten.

Analog unter umgekehrten Vorzeichen werden beim Vorgehen zur Abbildung flexibler gekoppelter Elektrizitätserzeugung mit Mikro-Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen in der Wärmeversorgung von Wohngebäuden Investitionsplanung und Einlastung ebenfalls in Abhängigkeit der fluktuierenden Grenzkosten der Elektrizitätsversorgung gestellt.¹⁴² Zusätzlich werden für die erzeugten Strommengen Vergütungen gemäß dem KWK-Zuschlag nach KWKG angesetzt.¹⁴³ Abbildung 4-2 veranschaulicht dieses Vorgehen graphisch.

4.5.4 Emissionsbilanzierung

Die in Verbrennungsprozessen fossiler Energieträger in beiden Teilsystemen entstehenden Kohlenstoffdioxidemissionen werden durch das Modell bilanziert. Dies ermöglicht es, diese zu deckeln oder mit Strafkosten zu belegen. In der Szenarioanalyse in dieser Arbeit wird letzteres Vorgehen zur Abbildung des EU-Emissionshandels genutzt.¹⁴⁴ Bilanziert werden also die direkt bei Verbrennungsprozessen im Bilanzraum entstehenden Emissionen, die – vollständige Verbrennung vorausgesetzt – allein von der Art des Brennstoffs und der darin gebundenen Menge an Kohlenstoff abhängig sind. Bei Gewinnung, Aufbereitung, Transport

¹⁴⁰ bei Boßmann (2015) dem Elektrizitätsgroßhandelspreis

¹⁴¹ wie z.B. bei Bauermann et al. (2014 S. 151)

¹⁴² Dies entspricht gedanklich einer Vermarktung der erzeugten Strommengen nach Preisverlauf an der Elektrizitätsbörse.

¹⁴³ vgl. Abschnitt 2.4.1

¹⁴⁴ vgl. Abschnitt 5.1

usw. entstehende Emissionen, etwa im Sinne einer Ökobilanz, oder andere etwaig entstehende Treibhausgase werden nicht bilanziert.¹⁴⁵ Für Erdgas werden 200,9 kg/MWh_{Hi} unterem Heizwert angesetzt, für Heizöl 263,9 kg/MWh_{Hi}, für Steinkohle 345,2 kg/MWh_{Hi} und für Braunkohle 349 kg/MWh_{Hi}.¹⁴⁶ Die Emissionen werden für die beiden Teilsysteme getrennt bilanziert, da die objektbasierte Wärmeversorgung von Wohngebäuden nicht vom EU-Emissionshandel erfasst wird.

4.6 Zusammenfassung und Vergleich mit THP-MIP

In den vorausgehenden Abschnitten dieses Kapitels wurde gemäß den in Abschnitt 3.3 abgeleiteten Anforderungen die Entwicklung eines optimierenden Planungsansatz mit langfristigem Zeithorizont und integrierter Planung von Anlagen-Investition und Betrieb in den Elektrizitäts- und Wohngebäudewärme-Sektoren mit einem Planungskalkül aus normativer, gesellschaftlicher Perspektive vorgestellt. Kernbestandteile sind ein integriertes Modell der Elektrizitätsversorgung sowie der Wärmeversorgung der Wohngebäude mit Bezug auf die Fragestellung adäquat differenzierender Beschreibung der Nachfrage und der Technikoptionen zur Nachfragedeckung sowie einer entsprechenden Allokation zwischen diesen Bereichen. Besondere Aufmerksamkeit erfährt dabei die zeitliche Differenzierung. Ein Überblick anhand ausgewählter Merkmale des in diesem Kapitel vorgestellten Modells ist in Tabelle 4-14 angegeben. Sie verdichtet ferner Unterschiede und Gemeinsamkeiten mit der von Merkel (2016 S. 69ff) entwickelten Version von *THP*, die hier zur Abgrenzung als *THP-MIP* bezeichnet wird.¹⁴⁷ Im nachfolgenden Kapitel 5 wird die Anwendung des vorgestellten Ansatzes auf die energiewirtschaftlichen Forschungsfragen dieser Arbeit erläutert.

¹⁴⁵ Derlei Indikatoren können ex post aus den Modellergebnissen durch Multiplikation mit Koeffizienten, etwa aus Fritsche und Schmidt (2008), errechnet werden, im Gegensatz zur modellendogenen Bilanzierung allerdings ohne Relevanz für Zielfunktion oder Nebenbedingungen. Die Ergebnisse in Abbildung 5-7 resultieren aus diesem Vorgehen.

¹⁴⁶ Fritsche et al. (2014); vgl. Merkel (2016 S. 188), Strogies und Gniffke (2017 S. 808ff), Struschka et al. (2008 S. 59ff)

¹⁴⁷ vgl. die entsprechenden Erläuterungen in der Einleitung dieses Kapitels

Tabelle 4-14: Zusammenfassung des vorgestellten Ansatzes *THP* und Vergleich mit *THP-MIP* nach Merkel (2016 S. 69ff) anhand ausgewählter Merkmale

	THP	THP-MIP
Dokumentation	das vorliegende Kapitel	Merkel (2016 S. 69ff)
Werkzeugumgebung	ANSWER, TIMES, GAMS, CPLEX	ANSWER, TIMES, GAMS, CPLEX
Betrachtungsfokus	Lastmanagement mit Mikro-KWK-Anlagen und Wärmepumpen	Bewertung energiepolitischer Ziele, besonders exakte Kapazitätsplanung in Heizsystemen
Abbildungsstruktur der Wärmeversorgung	Matrixstruktur (vgl. Abschnitt 4.4.7)	Baumstruktur
Nachfrage-disaggregation	Unterscheidung nach infrastrukturellen Kriterien und gebäude-spezifischem Jahresheizenergiebedarf in 48 Nachfrageklassen	Zusätzliche Unterscheidung nach Arten und Altersklassen der Bestandstechniken in insgesamt 336 Nachfrageklassen
Abbildung von Technikoptionen der Wärmeversorgung von Wohngebäuden	Unterscheidung von 8 Techniken in jeweils 5 Leistungsklassen in insgesamt 40 Modellprozessen (+Speicher)	Zusammenfassung von Techniken zu Systemen, dabei Unterscheidung von 18 Heizsystemarten, jeweils bestehend aus bis zu 3 Techniken (+Speicher), in 9264 Modellprozessen, zusammengefasst in 5040 Systemen
Strukturierung der zeitlichen Differenzierung	4 Typwochen zu je 7 Tagen zu je 8 Zeitscheiben in insgesamt 224 Zeitscheiben ¹⁴⁸	2 Typtage je Jahreszeit zu je 6 Zeitscheiben in insgesamt 48 Zeitscheiben ¹⁴⁹
Beschränkung des Technikmixeffekts	Vereinfacht durch Nebenbedingungen zu Volllaststundengrenzen	Durch gegenseitige Ausschließlichkeit von Heizsystemen basierend auf GGLP
Vorteile des Ansatzes	Geringere Komplexität in Rechnung und Modellierung erlaubt höhere zeitliche Auflösung	Vollständige Beseitigung des Technikmixeffektes
Nachteile des Ansatzes	Unvollständige Beseitigung des Technikmixeffektes	Höhere Komplexität in Rechnung und Modellierung
Anzahl kontinuierlicher Variablen	ca. 3,9 Mio.	ca. 1,5 Mio.
Anzahl diskreter/binärer Variablen	keine	ca. 2000

¹⁴⁸ Erfassung von Dynamik auf untertägiger, synoptischer und saisonaler Ebene¹⁴⁹ Erfassung untertägiger und saisonaler Dynamik, Unterscheidung von Arbeitstagen und Wochenenden

5 Anwendung und Ergebnisse des THP-Modells

Im folgenden Kapitel wird die Anwendung des im vorigen Kapitel 4 beschriebenen Modells auf die Untersuchung des Potenzials für elektrisches Lastmanagement in der Wärmeversorgung von Wohngebäuden in Deutschland vorgestellt.¹ Dazu wird zunächst in Abschnitt 5.1 ein geeigneter Szenarienrahmen entwickelt. In Abschnitt 5.2 folgt die Beschreibung und Plausibilisierung der Ergebnisse. Die Interpretation und Bewertung der Ergebnisse, ihre Einordnung in die Literatur bzw. den energiewirtschaftlichen Diskurs sowie die Ableitung von Schlussfolgerungen und Abgabe von Handlungsempfehlungen erfolgen hingegen in Kapitel 8. Das Kapitel schließt mit einer Zusammenfassung in Abschnitt 5.3.

5.1 Entwicklung eines Szenarienrahmens

Im Folgenden wird zunächst in Abschnitt 5.1.1 die Durchführung einer Szenarioanalyse motiviert und die Grundgedanken bei der Entwicklung des Szenarienrahmens dargelegt. Es folgt in Abschnitt 5.1.2 die Beschreibung der Ausgestaltung der Szenarien mit Angabe und Einordnung der entsprechenden numerischen Annahmen. Schließlich wird die Entwicklung des Szenarienrahmens in Abschnitt 5.1.3 qualitativ und quantitativ zusammengefasst.

5.1.1 Berücksichtigung von Unsicherheiten durch Szenarioanalyse

Viele der in der Modellierung getroffenen Annahmen zur zukünftigen Entwicklung von Modellparametern sind mit Unsicherheiten behaftet,

¹ Die Inhalte und Ergebnisse dieses Kapitels wurden bereits in Fehrenbach et al. (2014) publiziert.

die mit Hinblick auf die betrachteten Zeiträume von mehreren Jahrzehnten beträchtlich sein können.² Um diesem Umstand Rechnung zu tragen, ist bei der Analyse von Energiesystemen, als Hilfestellung bei (gegenwärtigen) Entscheidungen unter Unsicherheit, insbesondere mit langfristigem Zeithorizont, der Einsatz der Szenariotechnik üblich.

Wie in Abschnitt 3.1 bereits ausgeführt, sind bei Verwendung dieses Ansatzes die verfolgten wissenschaftlichen Erkenntnisziele als Grundlage zur Entwicklung des Szenarienrahmens zu benennen. Im folgenden Abschnitt werden daher Zielsetzung und Vorgehen beim Aufbau des Szenarienrahmens erläutert.

Ziel des Szenarienrahmens ist es, durch die Kontrastierung kohärenter, plausibler Konfigurationen der Annahmen zur zukünftigen Entwicklung der wichtigsten Modellparameter einen konsistenten Rahmen zu schaffen, innerhalb dessen Antworten auf die Forschungsfragen gegeben werden. Es ist dabei ausdrücklich nicht das Ziel, auf alle Unwägbarkeiten einzugehen, sondern die Komplexität des Szenarienrahmens übersichtlich zu halten und doch die wichtigsten Unsicherheiten zu adressieren. Gemäß den Empfehlungen von Yoe (2004 S. 25) orientiert sich die Auswahl der in die Szenarioanalyse einbezogenen Modellparameter an den Kriterien der Relevanz für die Fragestellung und der Größe der Unsicherheiten.

Zwar hat der hier entwickelte Szenarienrahmen einen gewissen explorativen Charakter, da er "ergebnisoffen", d.h. ohne zu erreichende quantitative Zielvorgaben im Sinne eines Zielszenarios arbeitet. Da jedoch die Zielsetzung darin besteht, aus gesellschaftlicher Perspektive zweckmäßige Gestaltungsrichtlinien zu erarbeiten, handelt es sich um normative Szenarien im Sinne der Erläuterungen in Abschnitt 3.1.

Im zu entwickelnden Szenarienrahmen sollen daher die wichtigsten Unsicherheiten in *energiewirtschaftlichen und energiepolitischen* sowie den *technisch-wirtschaftlichen* Rahmenbedingungen erfasst werden, die in

² Zur Definition von Unsicherheiten, ihrer Bedeutung bei der Langfristplanung von Energiesystemen sowie zu Ansätzen zu ihrer Berücksichtigung in Energiemodellen siehe S. 93ff

einem starken Bezug zum Forschungsthema stehen.³ Für jede dieser Kategorien werden relevante Parameter identifiziert und je zwei kontrastierende Ausprägungen ihrer zukünftigen Entwicklung festgelegt. Das heißt, es wird eine Variante *deutlicher* Veränderung der energiewirtschaftlichen und energiepolitischen Rahmenbedingungen (Variante 1) von einer Variante mit *moderater* Veränderung unterschieden (Variante 2).

Weiterhin wird mit Bezug auf den technisch-wirtschaftlichen Fortschritt bei den gemäß der Fragestellung zentralen Wärmeerzeugertechniken Mikro-KWK und Wärmepumpen eine Variante mit *konservativen* Annahmen zur zukünftigen Entwicklung (Variante a) von einer Variante mit *optimistischen* Annahmen unterschieden (Variante b). Durch Kombination der Annahmen der Varianten bezüglich beider Dimensionen entsteht ein Szenarienrahmen aus vier Szenarien (Szenarien 1a, 1b, 2a und 2b). Dies ist in Tabelle 5-1 zusammengefasst.

Tabelle 5-1: Zusammenfassung der Ausrichtung des Szenarienrahmens

Dynamik energiewirtschaftlicher und energiepolitischer Rahmenbedingungen	Technisch-wirtschaftlicher Fortschritt	
	<i>konservativ</i> (a)	<i>optimistisch</i> (b)
<i>deutlich</i> (1)	Szenario 1a	Szenario 1b
<i>moderat</i> (2)	Szenario 2a	Szenario 2b

Szenarien 1a und 1b haben also untereinander identische Annahmen zu energiewirtschaftlichen und energiepolitischen Rahmenbedingungen, ebenso untereinander Szenarien 2a und 2b. Analog haben Szenarien 1a und 2a untereinander identische technisch-wirtschaftliche Annahmen, ebenso untereinander Szenarien 1b und 2b.

³ vgl. insb. Abschnitte 2.1, 2.4 und 2.5. Zur Relevanz der betrachteten Rahmenbedingungen bspw. Lehtilä et al. (2005) oder Martinsen et al. (2007).

5.1.2 Ausgestaltung der Szenarien und quantitative Annahmen

Annahmen zu energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen

Mit Hinblick auf die Ziele der vorliegenden Arbeit sind die wesentlichen Unsicherheiten der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen mit der Entwicklung der Energieträgerpreise in den beiden abgebildeten Sektoren des Elektrizitätssystems und des Wärmesystems der Wohngebäude verbunden, sowie mit der Entwicklung der Preise für CO₂-Emissionszertifikate im Rahmen des EU-Emissionshandels.⁴ Für Partialmodelle wie *THP* müssen zwingend Preispfade von Energieträgern, die an Weltmärkten gehandelt und großteils importiert werden, exogen vorgegeben werden. Den Unsicherheiten in solchen Preispfaden, bspw. des Ölpreises, wird durch Variation der Preispfade im Rahmen einer Szenarioanalyse begegnet.

Die numerischen Annahmen orientieren sich an den Preisszenarien, die bei Nitsch et al. (2012a S. 49ff) angegeben sind. Die Autoren dieser im Auftrag des BMU erarbeiteten sog. Leitstudie begründen dort ausführlich, dass durch diese Preispfade die Bandbreite aktueller Literaturangaben wiedergegeben wird.⁵ Dabei ist Variante 1 dieser Arbeit (deutliche Veränderung) an Preispfad A in Nitsch et al. (2012a) angelehnt und Variante 2 (moderate Veränderung) an Preispfad C. Dort sind Grenzübergangspreise bzw. Brennstoffpreise frei Kraftwerk für den Elektrizitätssektor gegeben. Für den Haushaltssektor werden daraus entsprechende Preispfade abgeleitet. Alle unterstellten Zahlenannahmen sind Abbildung 5-1 zu entnehmen.

Eine Sonderstellung nehmen die Preisannahmen für Braunkohle zur Elektrizitätserzeugung ein, da im Gegensatz zu allen anderen abgebildeten Energieträgern Braunkohle nicht an Märkten zwischen mehreren Anbietern und Abnehmern gehandelt wird. Dies hängt insbesondere mit der geringeren Energiedichte von Braunkohle zusammen, die einen

⁴ vgl. Abschnitt 4.5.4

⁵ Merkel (2016 S. 173) bestätigt die Aussage mit Bezug auf fossile Energieträger als Ergebnis einer Querschnittsanalyse einer Reihe energiesystemanalytischer Studien im nationalen, europäischen und globalen Kontext.

Transport zu verschiedenen konkurrierenden Abnehmern bzw. den Bezug von mehreren konkurrierenden Anbietern wirtschaftlich nicht lohnenswert macht.

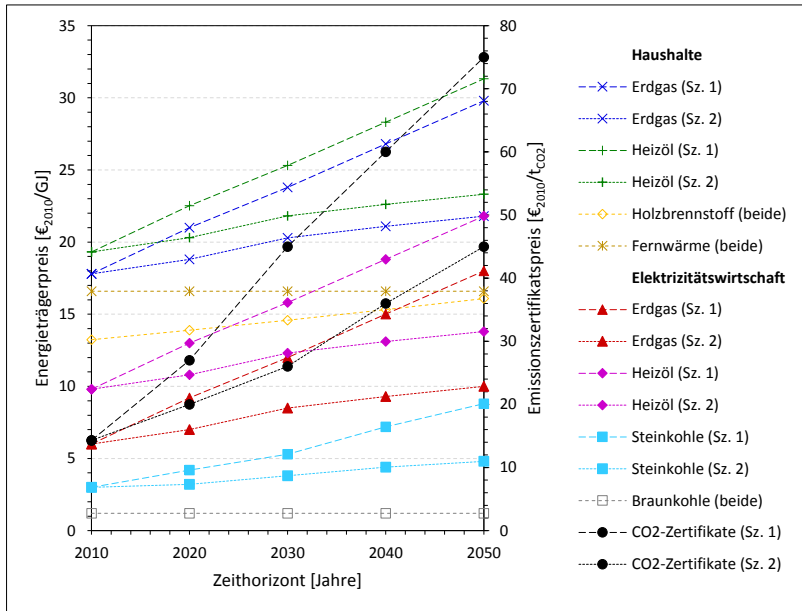


Abbildung 5-1: Annahmen zu Preispfaden für Energieträger und Kohlenstoffemissionszertifikate nach Sektoren und Szenarien⁶

Vielmehr wird Braunkohle in Deutschland in Kraftwerken in direkter räumlicher Nähe zu den Tagebauen umgewandelt, häufig in vertikal integrierten Unternehmensstrukturen.⁷ Für die vorliegende Arbeit wird daher aufgrund der weitgehenden Abwesenheit von Marktrisiken für Braunkohle von konstanten Preisen ausgegangen. Aus dem gleichen Grund werden für alle Szenarien identische Werte unterstellt. Die Zahlenannahmen sind vergleichbar mit den Annahmen im relevanten

⁶ „Sz. 1“ kennzeichnet Szenarien 1a und 1b, analog „Sz. 2“

⁷ Für diesen Fall wäre genau genommen von Gesteigungsausgaben anstatt von Preisen zu sprechen.

Schrifttum⁸ (vgl. Abbildung A-17 im Anhang). Eine weitergehende Erläuterung der Quellenlage findet sich bei Heinrichs (2013 S. 188ff), eine umfassende Darstellung der Struktur der Braunkohlenwirtschaft in Deutschland in Hermann et al. (2017a). Eine kritische Diskussion der getroffenen Annahmen erfolgt in Kapitel 8 ab S. 352ff.

Annahmen zu Elektrizitätspreisen bzw. Tarifen sind keine zu treffen, da sich diese gemäß den Ausführungen in Abschnitt 4.3 modellendogen ergeben. Von der Abbildung einer unterjährigen Dynamik bspw. Saisonalitäten der Preisverläufe anderer Energieträger wird vereinfachend abgesehen.

Annahmen zu energiepolitischen Rahmenbedingungen

Bezüglich der Ziele der vorliegenden Arbeit werden die wichtigsten Unsicherheiten bei den energiepolitischen Rahmenbedingungen in zwei Bereichen verortet. Dies ist einerseits die Entwicklung der Preise für CO₂-Emissionszertifikate im Rahmen des EU-Emissionshandels⁹ und andererseits der zukünftige Zubau von Kraftwerkskapazitäten auf Grundlage erneuerbarer Energieträger von fluktuierender Verfügbarkeit.

Als wichtiges und in Energie-Politik, Wirtschaft und Wissenschaft fortlaufend debattiertes Instrument der Energie- und Klimapolitik der Europäischen Union kann der EU-Emissionshandel als Quelle energiepolitischer Unsicherheit eingeordnet werden.¹⁰ Im Hinblick auf den Bilanzraum des Modells ist zu beachten, dass der Elektrizitätssektor

⁸ vgl. bspw. Heinrichs (2013 S. 190), Merkel (2016 S. 173), Kunz et al. (2017 S. 22), Heffels (2015 S. 118), Babrowski (2015 S. 111) bzw. Eßer-Frey (2012). Wie diese Arbeit gehen von über den Betrachtungshorizont konstanten Annahmen Heffels (2015 S. 118), Babrowski (2015 S. 111) bzw. Eßer-Frey (2012), Bundesregierung (2017 S. 49) sowie Kost et al. (2018 S. 14) aus, während bspw. Merkel (2016 S. 173) oder Heinrichs (2013 S. 190) von einem Preisanstieg ausgehen (vgl. Abbildung A-17).

⁹ vgl. Abschnitt 4.5.4

¹⁰ Es bestehen in diesem Bereich sowohl regulatorische als auch marktliche Risiken, weswegen alternativ eine Einordnung in den Bereich energiewirtschaftlicher Unsicherheiten möglich wäre. Für Szenarienrahmen, Zahlennahmen und mithin die Ergebnisse ist die Einordnung letztlich nicht von Bedeutung.

dem Emissionshandel unterworfen ist, während der Wohngebäudesektor hingegen davon ausgenommen ist.¹¹

Hinsichtlich der Preispfade für CO₂-Emissionszertifikate werden die Zahlenwerte ebenfalls analog den Preispfaden für Energieträger an die Preispfade A und C in Nitsch et al. (2012a S. 51, Tab. 2-3) angelehnt. Auch hier geben die dortigen Annahmen die Bandbreite der Annahmen im Schrifttum wieder.¹² Die numerischen Annahmen sind Abbildung 5-1 zu entnehmen. Ein Vergleich der Zertifikatspreisannahmen mit den entsprechenden Energieträgerpreisannahmen gemäß Tabelle 5-2 erlaubt die Einordnung der Bedeutung dieser Annahmen für den Elektrizitätssektor.

Tabelle 5-2: Vergleich der Zertifikatspreisannahmen mit den entsprechenden Energieträgerpreisannahmen für den Elektrizitätssektor nach Varianten¹³

Jahr ▶	Emissionsfaktor ▼ [kgCO ₂ /MWh]	Ausgaben für Zertifikate			Brennstoffpreisannahme			Relativer Zertifikatspreis		
		[€ ₂₀₁₀ /MWh] [€ ₂₀₁₀ /GJ]			[€ ₂₀₁₀ /MWh] [€ ₂₀₁₀ /GJ]			[%]		
		2010	2050		2010	2050		2010	2050	
Variante ▶		-	1	2	-	1	2	-	1	2
CO ₂ -Preis ▶	[€ ₂₀₁₀ /tCO ₂]	14,3	75,0	45,0	14,3	75,0	45,0	14,3	75,0	45,0
Erdgas	200,9	2,9	15,1	9,0	21,6	64,8	36,0	13	23	25
Heizöl	263,9	3,8	19,8	11,9	35,3	49,7	78,5	11	25	24
Steinkohle	345,2	4,9	25,9	15,5	10,8	31,7	17,3	46	82	90
Braunkohle	349,0	5,0	26,2	15,7	4,3	4,3	4,3	116	606	364
		1,4	7,3	4,4	1,2	1,2	1,2			

¹¹ vgl. Abschnitt 4.5.4

¹² vgl. zusätzlich Capros et al. (2011 S. 98) mit einer Querschnittsanalyse der Szenariannahmen von Studien mit Fokus auf europäischer Ebene bzgl. der Entwicklung der Zertifikatspreise bis zum Jahr 2050

¹³ Variante 1 gilt für Szenarien 1a und 1b, analog Variante 2; vgl. auch die Ausführungen bei Nitsch et al. (2012 S. 51)

Während gemäß diesen Annahmen zum Emissionshandel bspw. bei der Nutzung von Erdgas im Jahr 2010 relativ zum Brennstoffpreis zusätzliche Ausgaben in der Höhe von 13 % anfallen (zusätzlich 2,9 Euro Ausgaben für Zertifikate pro Megawattstunde Erdgas zusätzlich zum Erdgaspreis von 21,6 €/MWh), steigen diese zusätzlichen Ausgaben in Variante 2 (also Szenarien 2a und 2b) im Jahr 2050 auf 25 %. Am höchsten sind die bezogenen zusätzlichen Ausgaben aufgrund der hohen Emissionsfaktoren und der niedrigen Brennstoffpreise bei Steinkohle und insbesondere bei Braunkohle.

Ebenso bestehen Unsicherheiten mit Hinblick auf die Zubaupfade für Kraftwerkskapazitäten auf Grundlage erneuerbarer Energieträger. Wie bereits in Abschnitt 4.3.3 dargestellt, unterliegt der Ausbau dieser Kapazitäten fortlaufenden politischen Entscheidungen, die über Novellen des Gesetzes für den Ausbau erneuerbarer Energien umgesetzt werden.¹⁴ Der Kapazitätsplanung im Modell werden sie daher entzogen und anstatt dessen feste Zubaupfade vorgegeben. Zukünftige politische Entscheidungen zu Ausbaukorridoren sind als Ergebnis eines gesellschaftlichen Willensbildungsprozesses mit Unsicherheiten behaftet. Gleichzeitig sind Kraftwerkskapazitäten auf Grundlage erneuerbarer Energieträger, insbesondere solche auf von fluktuierender Verfügbarkeit, entscheidend für den Bedarf an Lastmanagement und flexibler Erzeugung. Als sowohl unsichere als auch relevante energiepolitische Einflussgröße werden daher auch Zubaupfade von Kraftwerkskapazitäten auf Grundlage erneuerbarer, fluktuierend verfügbarer Energieträger in die Szenarioanalyse mit einbezogen, wobei der Fokus auf Windkraft und Photovoltaik gesetzt wird.

Abschnitt 2.2.4 zeigt bereits die Bandbreite von Szenarien des Zubaus erneuerbarer Energien in Deutschland auf.¹⁵ Zur Wahrung der Konsistenz mit den bislang vorgestellten Annahmen, orientiert sich zunächst Variante 1 (also Szenarien 1a und 1b) ebenfalls an Angaben in Nitsch et

¹⁴ vgl. Abschnitt 2.4

¹⁵ vgl. insb. Tabelle 2-3 sowie die entsprechende Diskussion in Kapitel 8

al. (2012a S. 116 Tabelle 4-4). Jedoch bietet diese Quelle keine kontrastierenden, mit dem hier entwickelten Szenarienrahmen konsistenten Zubaupfade.¹⁶ Daher wird hierfür mit Schlesinger et al. (2010 S. A1-20) auf eine zweite, ihrer Funktion nach vergleichbare, ebenfalls durch die Bundesregierung beauftragte Studie, zurückgegriffen, bzw. auf die Zubaupfade des dortigen Referenzszenarios. Dieses weist mittel- und längerfristig konservativere, d.h. niedrigere Annahmen als bei Nitsch et al. (2012a) aus.

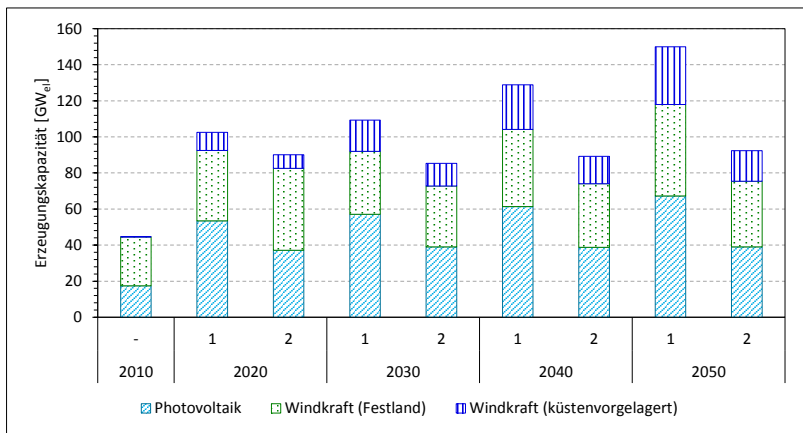


Abbildung 5-2: Annahmen zu Ausbaupfaden für Windkraft- und Photovoltaik-Kapazitäten (inklusive Bestandskapazitäten) nach Varianten¹⁷

Für das Jahr 2015 weisen zwar Schlesinger et al. (2010) noch insgesamt minimal höhere Kapazitäten aus als Nitsch et al. (2012a). Zudem sind die Angaben beider Studien für das Jahr 2015 durch Realität überholt und um Jahre früher Realität geworden.¹⁸ Mit Blick auf den langfristigen Charakter der Fragestellungen der vorliegenden Arbeit ist dies jedoch zu vernachlässigen. Zusammen werden die Angaben beider Studien als kohärent sowohl mit dem Szenarienrahmen als auch in Bezug auf die

¹⁶ vgl. dies. (S. 2) für eine Erläuterung des dortigen Szenarienrahmens

¹⁷ Variante 1 gilt für Szenarien 1a und 1b, analog Variante 2

¹⁸ vgl. BMWi (2018a S. 20)

Bandbreite der Szenariannahmen relevanter Studien gemäß Tabelle 2-3 eingestuft und entsprechend die Zahlenannahmen in den Variante 1 an Nitsch et al. (2012a) und in der Variante 2 an Schlesinger et al. (2010) angelehnt. Die genauen numerischen Annahmen sind Abbildung 5-2 zu entnehmen.

Technisch-wirtschaftliche Annahmen

Weiterhin bestehen Unsicherheiten bei der Entwicklung der technisch-wirtschaftlichen Charakteristika der abgebildeten Techniken. Mit Rücksicht auf das Relevanzkriterium fokussiert sich die Szenarioanalyse dabei auf die beiden für die Fragestellung zentralen Techniken Mikro-KWK und Wärmepumpen. Es sollen zwei kontrastierende Entwicklungen unterschieden werden, eine konservative und eine optimistische Variante.¹⁹

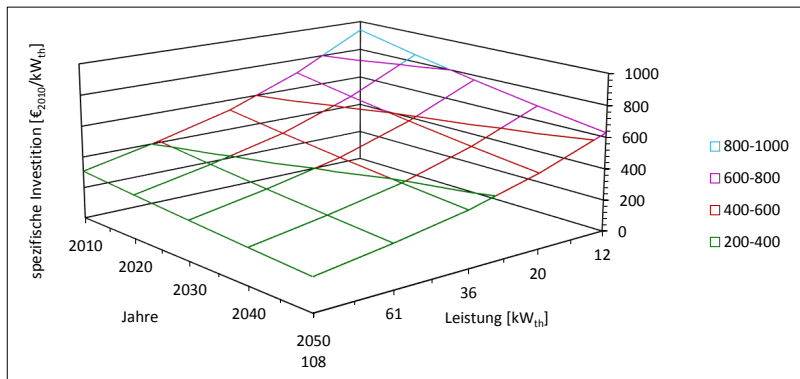


Abbildung 5-3: Unterstellte Entwicklung spezifischer Investitionen von Wärmepumpen nach Leistungsklassen und Jahren bis zum Jahr 2050 in Szenarien 1b u. 2b

Als stellvertretender Modellparameter werden die spezifischen Investitionen herangezogen. In der konservativen Variante (a) wird unterstellt,

¹⁹ Von der modellendogenen Berücksichtigung von Lernraten, welche in *TIMES* vorgesehen ist (vgl. Loulou et al. 2016a S. 110ff), wird aufgrund des begrenzten geographischen Bezugsrahmens dieser Arbeit abgesehen (vgl. bspw. Rout et al. 2009).

dass die Techniken bereits weitgehend ausgereift sind und keine Verbesserungen mehr zu erwarten sind. Die spezifischen Investitionen bleiben daher in dieser Variante über den Modellhorizont konstant. Im Gegensatz dazu wird in der optimistischen Variante (b) ein Rückgang der spezifischen Investitionen unterstellt. Die numerischen Annahmen dieser Variante sind Abbildung 5-3 für Wärmepumpen und Abbildung 5-4 für Mikro-KWK-Anlagen zu entnehmen.

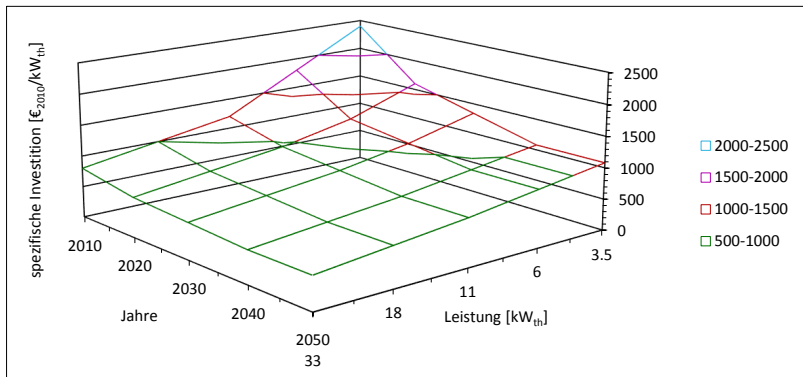


Abbildung 5-4: Unterstellte Entwicklung spezifischer Investitionen von Mikro-KWK-Anlagen nach Leistungsklassen und Jahren bis zum Jahr 2050 in Szenarien 1b und 2b

5.1.3 Zusammenfassung

In den vorigen Abschnitten 5.1.1 und 5.1.2 wird die Entwicklung und Ausgestaltung des Szenarienrahmens zur Berücksichtigung von Unsicherheiten bei der Anwendung des *THP*-Modells zur Bearbeitung der Forschungsfragen erläutert. Er wird nachfolgend zusammengefasst.

Der Szenarienrahmen hat das Ziel, Unsicherheiten in Annahmen zur zukünftigen Entwicklung von Modellparametern zu begegnen durch deren Variation in Szenarien. Dabei handelt es sich um plausible, in sich konsistente, untereinander kohärente und zugleich kontrastierende Konfigurationen von Modellparametern, die für die Fragestellung besonders relevant und in besonderem Maße mit Unsicherheiten behaftet sind.

Gleichzeitig soll die Komplexität des Szenarienrahmens beschränkt bleiben um die Übersichtlichkeit zu wahren.

Um diesen Zielen zu entsprechen, werden zwei Varianten (1 und 2) der energiewirtschaftlichen und energiepolitischen Entwicklung und zwei Varianten (a und b) des technisch-wirtschaftlichen Fortschritts zu vier Szenarien (1a, 1b, 2a und 2b) kombiniert. Für diese werden zentrale Modellparameter identifiziert und parametrisiert.

Die entsprechende Variation der Annahmen zur Entwicklung von Energieträgerpreisen bezieht sich auf beide betrachteten Teilsysteme des Energiesystems. Hingegen betreffen die Annahmen zur Entwicklung der CO₂-Emissionszertifikatspreise sowie zu den Ausbaupfaden für Kraftwerkskapazitäten fluktuierender erneuerbarer Energietechniken direkt nur das Teilsystem der Elektrizitätsversorgung, allerdings indirekt auch das Teilsystem der Wärmeversorgung der Wohngebäude. Umgekehrt betreffen die Annahmen zur Entwicklung der technisch-wirtschaftlicher Charakteristika von Mikro-KWK-Anlagen und Wärmepumpen direkt das Teilsystem der Wärmeversorgung der Wohngebäude, indirekt allerdings auch das Teilsystem der Elektrizitätsversorgung.

Die Szenarien lassen sich also wie folgt beschreiben:

- Szenario 1a: Deutliche Zunahme von Brennstoffpreisen und Emissionszertifikatspreisen, starker Zubau erneuerbarer Kraftwerkskapazitäten, konservative Annahmen zu technisch-wirtschaftlicher Entwicklung bei Mikro-KWK und Wärmepumpen.
- Szenario 1b: Deutliche Zunahme von Brennstoffpreisen und Emissionszertifikatspreisen, starker Zubau erneuerbarer Kraftwerkskapazitäten, optimistische Annahmen zu technisch-wirtschaftlicher Entwicklung bei Mikro-KWK und Wärmepumpen.
- Szenario 2a: Moderate Zunahme von Brennstoffpreisen und Emissionszertifikatspreisen, moderater Zubau erneuerbarer Kraftwerkskapazitäten, konservative Annahmen zu technisch-wirtschaftlicher Entwicklung bei Mikro-KWK und Wärmepumpen.

- Szenario 2b: Moderate Zunahme von Brennstoffpreisen und Emissionszertifikatspreisen, moderater Zubau erneuerbarer Kraftwerkskapazitäten, optimistische Annahmen zu technisch-wirtschaftlicher Entwicklung bei Mikro-KWK und Wärmepumpen.

Struktur und Zahlenannahmen sind zusätzlich in Tabelle 5-3 zusammengefasst.

Tabelle 5-3: Zusammenfassung der Annahmen zur Entwicklung von Modellparametern nach Szenarien

Sektor ▼	Dimension	Einheit ▼ Szenario ►	2010	2050			
			Alle Sz.	1a	1b	2a	2b
Elektrizitätswirtschaft	Erdgaspreis	€/GJ	6		18		10
	Ölpreis	€/GJ	11		22		14
	Steinkohlepreis	€/GJ	3		9		5
	Preis CO ₂ -Emissions-Zertifikate	€/t _{CO2}	14		75		45
	Ausbau Windkraft	GW _{el}	27		53		83
	Ausbau Photovoltaik	GW _{el}	18		39		67
Haushalte	Erdgaspreis	€/GJ	18		30		22
	Heizölpreis	€/GJ	19		31		23
	Spez. Investitionen Wärmepumpe (36 kW _{th})	€/kW _{th}	532	532	356	532	356
	Spez. Investitionen Mikro-KWK (11 kW _{th})	€/kW _{th}	1200	1200	760	1200	760

5.2 Ergebnisse

Im Folgenden werden die Ergebnisse aus den Rechnungen mit dem THP-Modell gemäß der Modellbeschreibung in Kapitel 4 und der Szenariendefinition in Abschnitt 5.1 angegeben. Zunächst geben Abschnitt

5.2.1 für das Wärmesystem und Abschnitt 5.2.2 für das Elektrizitätssystem eine ganzheitliche Darstellung der Entwicklung des jeweiligen Teilsystems nach Szenarien. Anschließend fokussiert Abschnitt 5.2.3 auf die Frage nach dem Potenzial für elektrisches Lastmanagement und flexible Elektrizitätserzeugung mit Mikro-KWK-Anlagen und Wärmepumpen in Kombination mit Wärmespeichern sowie Abschnitt 5.2.4 auf die Bedeutung der Ergebnisse hinsichtlich der energie- und klimapolitischen Ziele der Bundesregierung. Kapitel 8 diskutiert schließlich die Ergebnisse kritisch und ordnet sie im Hinblick auf das Schrifttum bzw. den energiewirtschaftlichen und energiepolitischen Diskurs ein.

5.2.1 Entwicklung des Wärmesystems

Im Folgenden werden die Modellergebnisse zur Entwicklung des Systems zur Wärmeversorgung von Wohngebäuden vom Basisjahr über den Modellhorizont in den vier definierten Szenarien dargestellt.

Erläuterung ausgewählter Indikatoren

Als erster Indikator wird der Endenergiebedarf zur Wärmeversorgung nach Wärmeerzeugern ausgewiesen. Die Ergebnisse sind in Abbildung 5-5 dargestellt. Der Endenergieeinsatz in Mikro-KWK-Anlagen wird hier energiemengenproportional bilanziert, d.h. gemäß dem Energiemengenverhältnis der Kuppelprodukte bzw. gemäß der Stromkennzahl²⁰ nur der Teil des Endenergieeinsatzes angegeben, der zur Wärmeerzeugung aufgewendet wird²¹.

Bei Wärmepumpen sind beide zur Heizwärmeerzeugung eingesetzte Energieträger elektrische Energie und Umweltwärme aufgetragen. Bei Solarthermie ist die auf dem Kollektor eintreffende Strahlungsenergie angegeben.²² Die gewonnene Wärmeenergie liegt also entsprechend

²⁰ vgl. Abschnitt 2.5.3

²¹ analog in Abschnitt 5.2.2 für die Elektrizitätserzeugung

²² Bei den in Fehrenbach et al. (2014 S. 269) angegebenen Ergebnissen ist hingegen die gewonnene Wärmeenergie eingetragen. Zur Erhöhung der Konsistenz wird hier davon abgewichen. Zudem werden dort die Energieeinsparungen durch Sanierungsmaßnahmen nicht behandelt.

dem Vorgehen bei den anderen Wärmeerzeugern um den Nutzungsgrad niedriger.²³

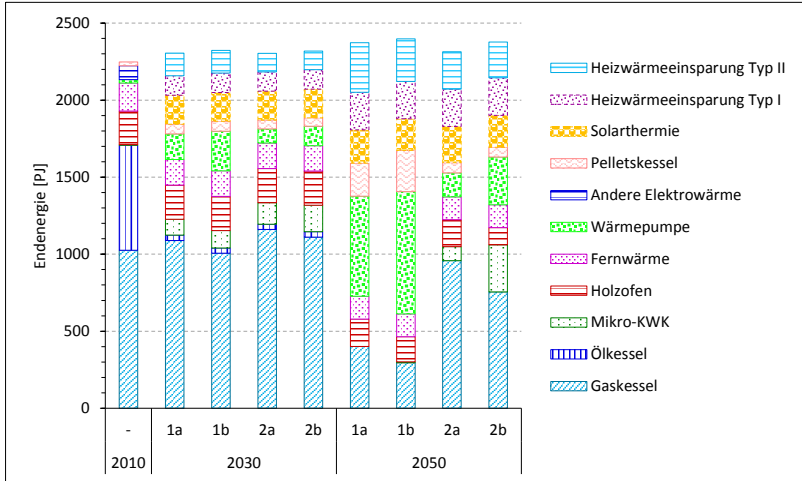


Abbildung 5-5: Endenergiebedarf zur Wohngebäude-Wärmeversorgung nach Technik und Szenarien

Weiter sind in Abbildung 5-5 Heizwärmeersparungen vom Typ I und II aufgetragen. Gemäß der in Abschnitt 4.4.9 beschriebenen Modellabbildung energetischer Sanierungsmaßnahmen handelt es sich dabei um die eingesparte Heizenergie. Um die Größen in konsistenter Weise in einem Schaubild in Beziehung setzen zu können, wird an dieser Stelle pauschal ein durchschnittlicher Nutzungsgrad der vermiedenen Endenergie von 90 % unterstellt.

Nur bei den verbleibenden im Schaubild eingetragenen Posten handelt es sich um tatsächlichen Endenergiebedarf. Durch Betrachtung der obersten Einträge im Säulendiagramm, unterhalb der die Sanierungsmaßnahmen repräsentierenden Einträge, wird der Rückgang des Endenergiebedarfs über den Modellhorizont deutlich. Analog ist als zweiter

²³ vgl. Abschnitt 4.4.6

Indikator in Abbildung 5-6 die Kapazitätsplanung der Wärmeerzeuger über den Modellhorizont nach Szenarien dargestellt.

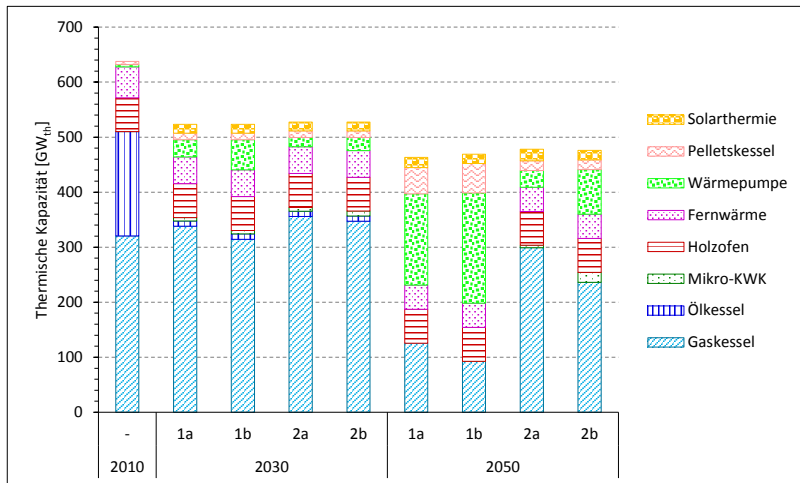


Abbildung 5-6: Kapazitätsplanung der Wärmeerzeugung nach Wärmeerzeugertypen und Szenarien

Zuletzt wird als dritter Indikator der CO₂-Ausstoß zur Wärmeversorgung von Wohngebäuden über den Modellhorizont nach Szenarien in Abbildung 5-7 ausgewiesen. Wie bereits in Abschnitt 4.5.4 erläutert, werden die CO₂-Emissionen der Wärmeversorgung des Wohngebäude-sektors zwar im Modell erfasst. Sie sind jedoch im Gegensatz zum Elektrizitätssektor nicht entscheidungsrelevant. Wie ebenfalls dort bereits erläutert, werden zwar modellendogen nur direkte Emissionen bilanziert; es können aber zusätzlich ex post aus den Modellergebnissen durch Multiplikation mit Koeffizienten auch indirekte, d.h. bei Gewinnung, Aufbereitung, Transport usw. entstehende Emissionen abgeleitet werden. Dieser Ansatz bildet die Grundlage für die Angaben in Abbildung 5-7. Für Wärmepumpen werden dabei pro rata die Emissionen des Elektrizitätssektors herangezogen. Für Mikro-KWK werden die Emissionen gemäß den Mengenverhältnissen der Kuppelprodukte Elektrizität

und Wärme aufgeteilt und hier nur der Teil ausgewiesen, der auf die Wärmeerzeugung entfällt.

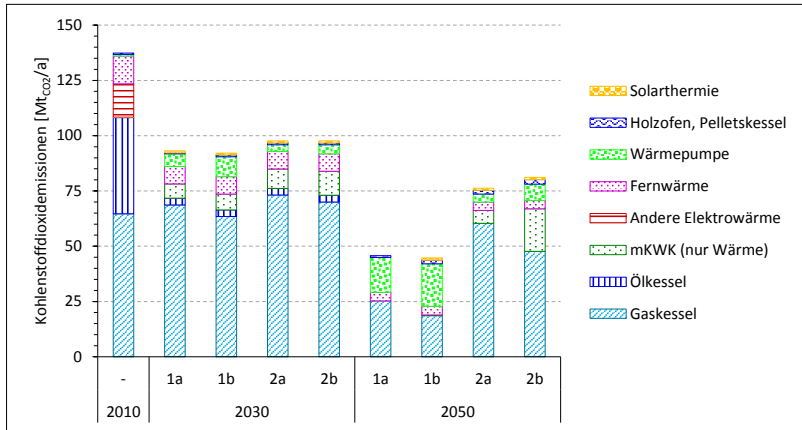


Abbildung 5-7: Direkte und indirekte CO₂-Emissionen zur Wärmeversorgung von Wohngebäuden nach Szenarien

Beschreibung und Plausibilisierung der Ergebnisse

Die Modellergebnisse beschreiben die folgende Entwicklung.

Zunächst findet kein nennenswerter Zubau von Ölkesseln mehr statt. So werden im Jahr 2030 in allen Szenarien noch geringe Mengen von Heizöl von ca. 34 PJ eingesetzt. Im Jahr 2050 kommen keine Ölkessel mehr zum Einsatz. Dies lässt sich einerseits mit Bezug auf solche Wohngebäude, für die ein Gasnetz verfügbar ist²⁴ anhand der Energieträgerpreisannahmen plausibilisieren²⁵. Für Wohngebäude, für die diese Voraussetzung nicht zutrifft, findet die Verdrängung vor allem durch Wärmepumpen statt.

Differenzierter sind die Ergebnisse hinsichtlich der Nutzung von Gaskesseln zu betrachten. Während sich in Variante 1 ein deutlicher Rückgang der Nutzung von Gaskesseln ergibt, nimmt sich dieser Rückgang in

²⁴ vgl. Abschnitt 4.4.3: Klasse GN

²⁵ vgl. Abbildung 5-1

Variante 2 moderater aus; besonders gering fällt er in Szenario 2a aus. Aufgrund des starken Zubaus von Kraftwerkstechniken auf Grundlage erneuerbarer Energieträger mit fluktuierender Verfügbarkeit ist der Rückgang der Nutzung von Gaskesseln in dieser Variante als eine Verdrängung hauptsächlich durch Wärmepumpen aufzufassen.

Insgesamt ist mit Bezug auf Wärmeerzeuger auf Grundlage fossiler Energieträger zu konstatieren, dass gemäß Abschnitt 4.5.4 zwar die Emissionen erfasst werden, diese jedoch im Gegensatz zum Elektrizitätssystem nicht entscheidungsrelevant sind. Der Rückgang der Nutzung von Öl und Gas ist also aus Sicht des Wärmesystems rein ökonomisch begründet.

Hinsichtlich Wärmepumpen zeigt sich eine starke Abhängigkeit von den Szenariovarianten 1 vs. 2, d.h. von den Energieträgerpreisannahmen und den Zubaupfaden für erneuerbare Energietechniken. Weniger stark variieren die Ergebnisse aber auch abhängig von den Varianten a vs. b, d.h. von den technisch-wirtschaftlichen Annahmen u.a. für diese Technik. Im Jahr 2030 reicht die Schwankungsbreite ihres Einsatzes von 92 PJ im Szenario 2a bis 258 PJ im Szenario 1b. Im Jahr 2050 fällt die szenarienabhängige Schwankungsbreite noch erheblich größer aus und reicht nunmehr von 157 PJ im Szenario 2a bis 794 PJ im Szenario 1b. Erwartungsgemäß begünstigen also optimistische Annahmen zur Entwicklung technisch-wirtschaftlicher Charakteristika, ein hoher Zubau erneuerbarer Energietechniken sowie eine deutliche Zunahme für Brennstoffpreise die Nutzung von Wärmepumpen, sodass auf diese unter diesen Annahmen im Jahr 2050 ca. 42 % des Endenergiebedarfs zur Wohngebäude-Wärmeversorgung entfallen. Hingegen verbleibt die Nutzung dieser Technik unter den Annahmen in Szenario 2a über den Modellhorizont auf moderatem Niveau bei ca. 9 % des Endenergiebedarfs. Die Ergebnisse hinsichtlich der Kapazitätsentwicklung von Wärmepumpen werden im Abschnitt 5.2.3 weiter ausgeführt.

Hinsichtlich der Entwicklung der Nutzung von Mikro-KWK-Anlagen ergibt sich ebenfalls ein differenziertes Bild. Zunächst wird diese Tech-

nik im Jahr 2030 in allen Szenarien genutzt und damit szenarienabhängig zwischen 103 PJ (in Szenario 1a) und 172 PJ (in Szenario 2b) Endenergie in Wärme umgesetzt²⁶. Moderatere Brennstoffpreise und ein moderaterer Zubau von erneuerbaren Energietechniken in Variante 1 sowie optimistische Annahmen zur Entwicklung technisch-wirtschaftlicher Charakteristika in Variante b begünstigen unter ansonsten gleichen Umständen die Entwicklung dieser Technik.

Während dies grundsätzlich auch für die Ergebnisse für das Jahr 2050 gilt, ist hier die Bandbreite der Ergebnisse größer und reicht von 0 PJ (im Szenario 1a) bis zu 306 PJ (im Szenario 2b). In Variante 1 läuft also die Nutzung dieser Technik trotz des Zubaus bis ins Jahr 2030 im weiteren Verlauf bis 2050 wieder nahezu vollständig (5 PJ in Szenario 1b) oder vollständig aus (Szenario 1a). Das bedeutet, dass unter den für die Nutzung dieser Technik ungünstigen energiewirtschaftlichen und energiepolitischen Voraussetzungen in Variante 1 auch optimistische technisch-wirtschaftliche Annahmen in Variante b nicht zu einer Stabilisierung der Nutzung nach dem Jahr 2030 führen. Umgekehrt ergibt sich unter den für die Nutzung dieser Technik vorteilhafteren energiewirtschaftlichen und energiepolitischen Voraussetzungen in Variante 2 selbst bei konservativen technisch-wirtschaftlichen Annahmen in Variante a eine Stabilisierung der Nutzung vom Jahr 2030 bis ins Jahr 2050. Bei Kombination aller begünstigenden Voraussetzungen in Szenario 2b ergibt sich sogar fast eine Verdopplung der Nutzung von 172 PJ im Jahr 2030 auf 306 PJ im Jahr 2050. Dafür stehen laut der Ergebnisse in diesem Jahr und diesem Szenario eine Kapazität von 18 GW_{th} zur Verfügung. Weitere Ergebnisse hinsichtlich der elektrischen und thermischen Kapazität von Mikro-KWK-Anlagen werden in Abschnitt 5.2.3 angeführt.

Die Nutzung von Fernwärme verbleibt annahmegemäß in etwa auf Ausgangsniveau im Basisjahr.²⁷

²⁶ gemäß der am Anfang dieses Abschnitts erläuterten energiemengenproportionalen Bilanzierung, vgl. S. 198

²⁷ vgl. Abschnitte 3.4 und 4.4.7

Der Einsatz von Pelletskesseln beträgt im Jahr 2030 szenarienabhängig zwischen 63 PJ (in Szenarien 1a und 1b) und 54 PJ (in Szenario 2b). Bis zum Jahr 2050 wächst die Nutzung dieser Technik auf zwischen 268 PJ (in Szenario 1b) und 63 PJ (in Szenario 2b). Diese Szenarienunterschiede können als erwartungsgemäße Modellreaktion auf die höheren Energieträgerpreisanstiege in Variante 1 gewertet werden. Pelletskessel leisten damit einen wesentlichen Beitrag zur Wärmeversorgung von Wohngebäuden, insbesondere solchen ohne verfügbarem Gasnetz.

Die Nutzung von Solarthermie wird bis zum Jahr 2030 zwar ausgedehnt, sodass im Jahr 2030 szenariunabhängig ca. 190 PJ Solarstrahlung genutzt werden (aus denen ca. 75 PJ Heizwärme gewonnen werden). Danach verlangsamt sich der Zubau jedoch, sodass im Jahr 2050 mit zwischen 205 PJ im Szenario 1b und 235 PJ im Szenario 2a diese Technik keine deutlich größere Rolle spielt als im Jahr 2030. Es fällt dabei auf, dass in Variante 2 die Nutzung von Solarthermie geringfügig höher ausfällt als in Variante 1,²⁸ denn die moderateren Energiepreispfade in Variante 2 ließen zunächst eine niedrigere Nutzung von Solarthermie in dieser Variante erwarten. Das Ergebnis kann plausibilisiert werden, indem man zusätzlich die in Variante 1 ebenfalls höhere Verfügbarkeit von Elektrizität aus fluktuierenden erneuerbaren Energietechniken beachtet. Daher kann davon ausgegangen werden, dass ein Teil der Solarthermie in Variante 1 gegenüber Variante 2 von Wärmepumpen verdrängt wird.

Mit Blick auf den Gesamtbedarf nach Endenergie zur Wärmeversorgung von Wohngebäuden ergibt sich Folgendes. Zunächst gilt in allen Szenarien die gleiche Nachfrage nach Heizwärme, welche bis 2033 leicht ansteigt und sich danach stabilisiert.²⁹ Hingegen variieren Gesamtbedarfe nach Endenergie auch im gleichen Ergebnisjahr zwischen Szenarien. Dies ist aufgrund der unterschiedlichen Zusammensetzung der Nutzung

²⁸ 235 PJ in Sz. 2a vs. 217 in Sz. 1a im Jahr 2050, dabei allerdings fast gleiche Werte in Sz. 1b und 2b

²⁹ gemessen am hypothetischen Endenergiebedarf ohne Sanierungsmaßnahmen; vgl. Abschnitt 4.4.8 bzw. die Ausführungen am Anfang dieses Abschnitts auf S. 199f

von Techniken mit verschiedenen Nutzungsgraden zu erwarten. Insgesamt geht der Endenergiebedarf bis zum Jahr 2030 gegenüber dem Jahr 2010 um szenarienabhängig 8 % bis 10 % zurück, bis zum Jahr 2050 um 15-20 %. Am stärksten ist der Rückgang jeweils im Szenario 1a und am schwächsten im Szenario 2b.

Zu diesem Rückgang tragen energetische Sanierungsmaßnahmen bei, und zwar mit 11-12 % im Jahr 2030 und mit 20-24 % im Jahr 2050³⁰. Die höheren Werte werden analog jeweils im Szenario 1a und die niedrigeren im Szenario 2b erreicht. Um ein entsprechendes Maß mindert die Durchführung energetischer Sanierungsmaßnahmen a priori auch das Potenzial für elektrisches Lastmanagement und flexible Erzeugung im Wohngebäudesektor.

Weiterhin lässt sich die Entwicklung des Anteils erneuerbarer Energieträger am gesamten Endenergiebedarf ableiten. Dabei werden holzbaasierte Energieträger, solare Wärme, die von Wärmepumpen genutzte Umweltwärme sowie der erneuerbare Anteil des Elektrizitätseinsatzes in Wärmepumpen und an Fernwärme mit dem gesamten Endenergiebedarf ins Verhältnis gesetzt. Im Ergebnis steigt der Anteil erneuerbarer Energieträger am Endenergiebedarf von 14 % im Jahr 2010 auf 30-34 % im Jahr 2030 und 33-64 % im Jahr 2050, wobei die höchsten Werte jeweils in Szenario 1b auftreten. Die niedrigsten Werte ergeben sich im Jahr 2030 in den Szenarien 2a und 2b auf vergleichbarem Niveau. Im Jahr 2050 wird der niedrigste Wert im Szenario 2b erreicht.

Entsprechend gestalten sich die Ergebnisse hinsichtlich des Ausstoßes von Kohlenstoffdioxid durch nicht biogene, erneuerbare Energieträger, berechnet nach den am Anfang dieses Abschnitts auf S. 200f erläuterten Prinzipien inklusive indirekter Emissionen,³¹ dargestellt in Abbildung 5-7. Der Ausstoß fällt gegenüber dem Niveau im Basisjahr von über

³⁰ ebenfalls gemessen am hypothetischen Gesamt-Endenergiebedarf ohne Sanierungsmaßnahmen

³¹ Würden alternativ nur die direkten Emissionen nicht biogener Energieträger erfasst, wären nur die Einträge für Gaskessel, Ölkessel und Mikro-KWK-Anlagen mit etwas niedrigeren Werten in Abbildung 5-7 eingetragen, da die verbleibenden Techniken nicht mit direkten Emissionen im Wohngebäudesektor verbunden sind.

137 Mt_{CO₂} auf 67-71 % im Jahr 2030 und auf 33-59 % im Jahr 2050. Ein Großteil des Rückgangs entfällt auf die Verdrängung von Heizöl. In allen Szenarien schlägt auch der Rückgang an Endenergiebedarf durch Sanierungsmaßnahmen zu Buche. Erdgas zur Nutzung in Gaskesseln und Mikro-KWK-Anlagen spielt eine wesentliche Rolle, als der wichtigste verbleibende fossile Energieträger. Die deutlichen Unterschiede zwischen Szenarien hinsichtlich der Nutzung dieser Techniken wurde bereits aufgezeigt. Entsprechend entfallen im Jahr 2050 auf diesen Energieträger in Szenario 1b knapp 19 Mt_{CO₂}, hingegen in Szenario 2a knapp 67 Mt_{CO₂}. Die durch den Einsatz von Wärmepumpen bedingten Emissionen sind stark abhängig von der Entwicklung des Elektrizitätssektors, welche im folgenden Abschnitt 5.2.2 dargestellt wird. Die Bedeutung dieser Ergebnisse für die Aussichten zur Erreichung der energie- und klimapolitischen Ziele der Bundesregierung wird in Abschnitt 5.2.4 sowie in Kapitel 8 diskutiert.

5.2.2 Entwicklung des Elektrizitätssystems

Im Folgenden werden die Modellergebnisse zur Entwicklung des Systems zur Elektrizitätsversorgung vom Basisjahr über den Modellhorizont in den vier in Abschnitt 5.1 definierten Szenarien dargestellt und erläutert.

In Abbildung 5-8 ist die Bruttostromerzeugung und in Abbildung 5-9 die entsprechende elektrische Kapazität nach Kraftwerkstechnologie und Szenarien dargestellt. In beiden Schaubildern sind die Techniken in folgender Reihenfolge aufgetragen: Zuerst, d.h. im Säulendiagramm unten, sind konventionelle Grundlasttechniken eingetragen. Es folgen darüber regelbare konventionelle Mittel- und Spitzenlasttechniken. Hier werden auch Mikro-KWK-Anlagen einsortiert. Darauf folgen dann erneuerbare Energietechniken, dabei zuerst solche mit regelbarer oder gleichmäßiger Erzeugung, dann solche, deren Betrieb der fluktuierenden Verfügbarkeit der Energieträger Wind und Solarstrahlung unterworfen sind.³² Zusätzlich sind in Abbildung 5-10 die einhergehenden CO₂-Emissionen

³² zur Einteilung vgl. Abschnitt 2.2.4 ab S. 35

dargestellt. Im Gegensatz zu Abbildung 5-7 sind hier die entscheidungsrelevanten direkten CO₂-Emissionen der Elektrizitätserzeugung im Elektrizitätssektor nach Energieträgern dargestellt.

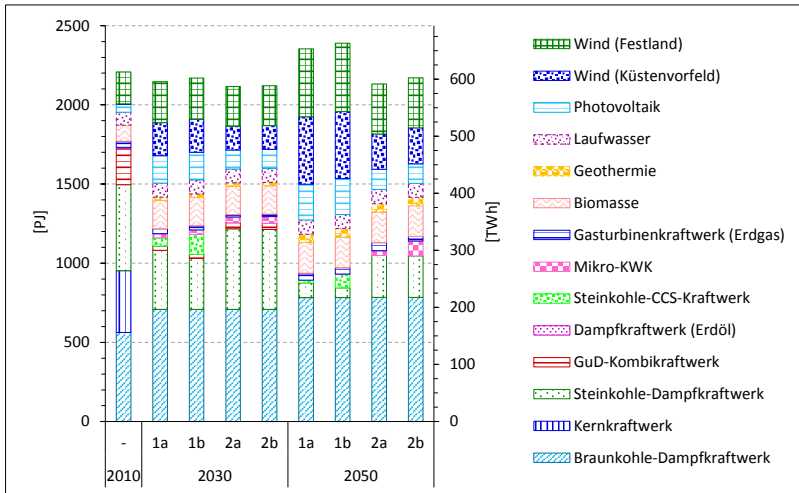


Abbildung 5-8: Bruttostromerzeugung nach Kraftwerkstechnologie und Szenarien

Zur Interpretation dieser Ergebnisse, insbesondere zur Bruttostromerzeugung wie dargestellt in Abbildung 5-8, ist zunächst die unterstellte Projektion der Elektrizitätsnachfrage zu berücksichtigen, die von einer Konstanz der Nachfrage über den Modellhorizont ausgeht, abgesehen vom Elektrizitätsbedarf zum Betrieb von Wärmepumpen zur Wärmeversorgung von Wohngebäuden.³³ Entsprechend korrespondiert die Variation der Summe der Bruttostromerzeugung nach Szenarien mit der Nutzung von Wärmepumpen.³⁴ Sie ist daher am höchsten in den Szenarien 1a und 1b im Jahr 2050.

Weiterhin sind hinsichtlich der Kapazitätsentwicklung wie dargestellt in Abbildung 5-9 die szenariospezifischen Zubaupfade für Kraftwerkstechniken auf Grundlage erneuerbarer Energieträger zu beachten.³⁵

³³ vgl. Abschnitt 4.3.5

³⁴ vgl. Abbildung 5-5

³⁵ vgl. Abbildung 5-2

Diese Annahmen sind in Abbildung 5-9 eingetragen und die resultierende Bruttostromproduktion ist in Abbildung 5-8 abzulesen. Es ist ersichtlich, dass die zusätzliche Kapazität dieser Techniken in Variante 1 nicht zu einer deutlich geringeren Kapazität konventioneller Techniken führt. Dies trifft insbesondere auf das Jahr 2030 zu. Dort ist die Kapazität konventioneller Techniken – wobei hier auch Mikro-KWK-Anlagen mitgerechnet werden – in Variante 1 nur ca. 2 % geringer als in Variante 2. Im Jahr 2050 beträgt der Unterschied zwischen den beiden Varianten ca. 16 %. Gleichzeitig beträgt der Unterschied zwischen der installierten Gesamtkapazität inklusive erneuerbarer Energietechniken zwischen beiden Varianten im Jahr 2030 ca. 14 % und im Jahr 2050 ca. 29 %.

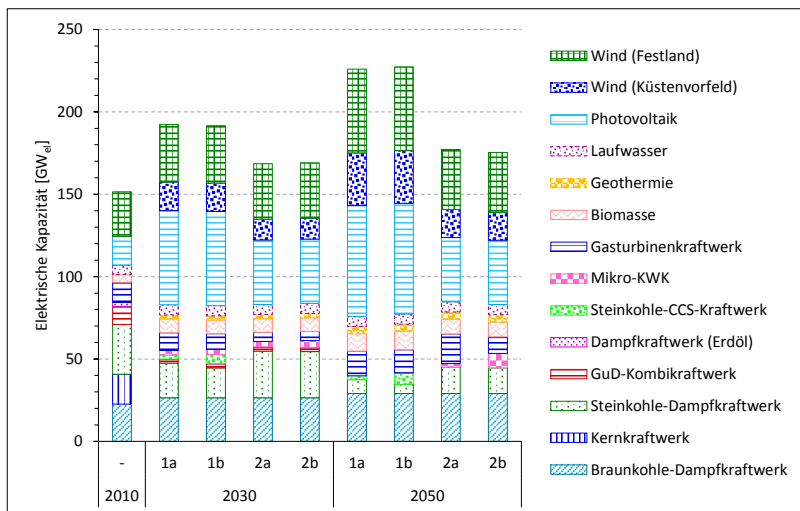


Abbildung 5-9: Kapazitätsplanung der Elektrizitätserzeugung nach Kraftwerkstechnologie und Szenarien³⁶

Der Vergleich von Abbildung 5-8 und Abbildung 5-9 widerspiegelt die unterschiedlichen Auslastungen, die nach Techniken und Szenarien variieren. Diese beträgt bei Braunkohlekraftwerken ca. 7500 Stunden

³⁶ Der Eintrag „Gasturbinenkraftwerk“ fasst Kraftwerke basierend auf Erdgas und Heizöl zusammen.

(volllastäquivalent), im Weiteren als Volllaststunden bezeichnet, während es bei Photovoltaikanlagen ca. 900 Volllaststunden sind. Durch den Vergleich beider Abbildungen lässt sich beobachten, dass die Auslastung konventioneller Kraftwerkstechniken in Variante 1 aufgrund des verstärkten Zubaus erneuerbarer Energietechniken geringer ist als in Variante 2.

Gemäß dem abgebildeten Ausstieg aus der Kernenergie ist diese Technik im Jahr 2030 bereits vollständig stillgelegt.³⁷ An ihre Stelle im Grundlastbereich treten Braun- und Steinkohlekraftwerke. In allen Szenarien kommt es zu einem Ausbau von Braunkohlekraftwerkskapazitäten von einem Bestand ca. 22,7 GW_{el} im Basisjahr auf in allen Szenarien ca. 26 GW_{el} im Jahr 2030 und ca. 29 GW_{el} im Jahr 2050. Dabei wird die Braunkohleförderung annahmegemäß nicht ausgeweitet. Die Zunahme der Stromerzeugungskapazität und der Bruttostromerzeugung aus Braunkohle beruht auf einer Steigerung des mittleren Bruttowirkungsgrades durch Ersatzinvestitionen.³⁸ Auch die in Variante 1 deutlich steigenden CO₂-Emissionszertifikatspreise bewirken keinen entscheidenden Unterschied für die Nutzung dieser Technik.³⁹

In Variante 1 kommt es zum Zubau von Steinkohlekraftwerken ohne und mit Kohlenstoffdioxidabscheidetechnik (CCS). Von letzterer Technik wird bis ins Jahr 2030 eine elektrische Bruttokapazität von bis zu 5,5 GW_{el} (in Szenario 1b) zugebaut und bis ins Jahr 2050 auf 6,7 GW_{el} erweitert. Dies ist kohärent mit den unterstellten, deutlich zunehmenden Emissionszertifikatspreisen in dieser Variante. Hingegen kommt es in Variante 2 mit einer moderateren Zertifikatspreiszunahme zu keinem Zubau dieser Technik. Für beide steinkohlebasierten Kraftwerkstechniken zusammengenommen ist in allen Szenarien sowohl die Erzeugungslleistung als auch die Elektrizitätserzeugung über den Modellhorizont rückläufig.

³⁷ vgl. Abschnitt 4.3.2

³⁸ vgl. Tabelle 4-2 sowie Tabelle 4-3

³⁹ zur Diskussion dieser Ergebnisse vgl. S. 352ff

Zu keinem nennenswerten weiteren Zubau kommt es im Bereich der Gas- und Dampfturbinen-Kombikraftwerke. Dort zeigt sich bis zum Jahr 2030 ein Rückgang der Auslastung. Im Jahr 2050 sind sämtliche Kapazitäten dieser Technik stillgelegt. Bei Gasturbinenkraftwerken kommt es zunächst bis zum Jahr 2030 zu einem Rückgang der installierten Kapazität vom Bestand von 12 GW_{el} im Basisjahr auf szenarienabhängig 5,5 GW_{el} (Szenarien 2a und 2b) und 10,7 GW_{el} im Szenario 1a.

Entsprechend diesen Zubau- und Einsatzentscheidungen sind die direkten CO₂-Emissionen des Elektrizitätssektors, dargestellt in Abbildung 5-10, durch Verbrennung fossiler Energieträger in allen Szenarien bis ins Jahr 2050 stark von der Nutzung der Kohle gekennzeichnet. Zwar sind Effekte des verstärkten Ausbaus erneuerbarer Energietechniken sowie des stärker ansteigenden CO₂-Emissionszertifikatspreises in den Szenarien 1a und 1b deutlich sichtbar. Diese betreffen aber vor allem Steinkohle, während die Nutzung von Braunkohle szenarienunabhängig weitgehend auf Niveau des Basisjahrs verbleibt – obwohl bei diesem Energieträger die relative Zunahme der variablen Ausgaben durch den Emissionshandel am höchsten ist.⁴⁰ Insgesamt beläuft sich der Rückgang der Emissionen im Zeitraum bis zum Jahr 2050 im Vergleich zum Jahr 2010 auf zwischen 34 % (in Szenario 2a) und 46 % (in Szenario 1b). Eine Einordnung dieser Ergebnisse sowie ihre Bedeutung für die Erreichbarkeit der Treibhausgasminderungsziele der Bundesregierung folgt in Abschnitt 5.2.4 bzw. Kapitel 8.

Die beschriebenen Investitions- und Einsatzentscheidungen des Modells sind bei integrierter Betrachtung über alle Techniken, vor Hintergrund der Szenarienannahmen und im Kontext der im vorausgehenden Abschnitt 5.2.1 dargestellten Ergebnisse für die Wärmeversorgung von Wohngebäuden insgesamt plausibel.

Die bereits im vorigen Abschnitt 5.2.1 diskutierten Kapazitäts- und Einsatzentscheidungen für Mikro-KWK-Anlagen sind analog für die elektri-

⁴⁰ vgl. Tabelle 5-2

sche Leistung und Elektrizitätserzeugung in Abbildung 5-8 und Abbildung 5-9 angegeben. Auf die Ergebnisse für diese Technik und allgemeiner auf die Zusammenhänge bei Zubau- und Einsatzentscheidungen hinsichtlich Kraftwerkstechniken, Mikro-KWK-Anlagen und Wärmepumpen wird im folgenden Abschnitt 5.2.3 näher eingegangen. Außerdem werden dort Ausbau und Einsatz thermischer und elektrischer Speicher betrachtet.

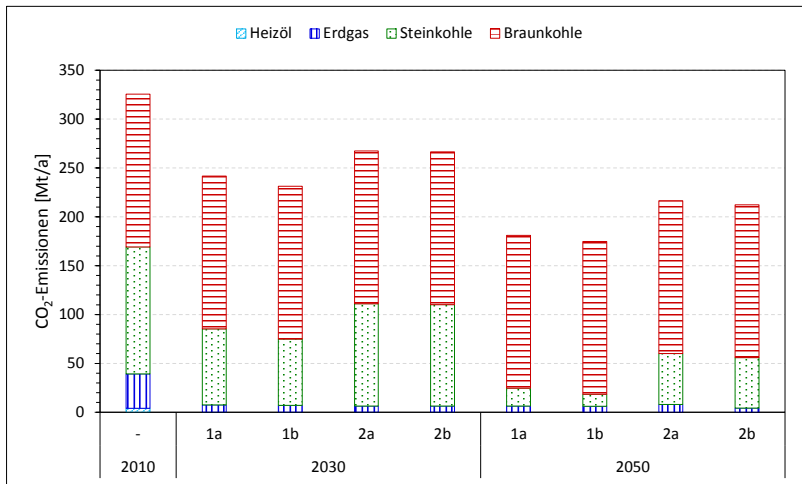


Abbildung 5-10: Direkte fossile CO₂-Emissionen des Elektrizitätssektors nach Energieträger und Szenarien

5.2.3 Potenzial für Lastmanagement und flexible Erzeugung

Im folgenden Abschnitt wird nun stärker auf die Ergebnisse zu Wärmepumpen und Mikro-KWK-Anlagen und auf ihr Potenzial für elektrisches Lastmanagement und flexible elektrische Erzeugung durch Nutzung thermischer Energiespeicher in Wohngebäuden eingegangen. Dazu werden die Ergebnisse in den Kontext der Entwicklung insbesondere des Systems der Elektrizitätsversorgung gestellt.

Zunächst werden Wärmepumpen bis zum Jahr 2030 mit einer elektrischen Gesamtleistung von szenarienabhängig zwischen 5,7 GW_{el} (Szenario 2a) und 18,3 GW_{el} (Szenario 1b) installiert. Auf den Zeithorizont von 2050 wird diese Gesamtleistung weiter deutlich ausgebaut auf zwischen 10,1 GW_{el} (Szenario 2a) und 66,8 GW_{el} (Szenario 1b).

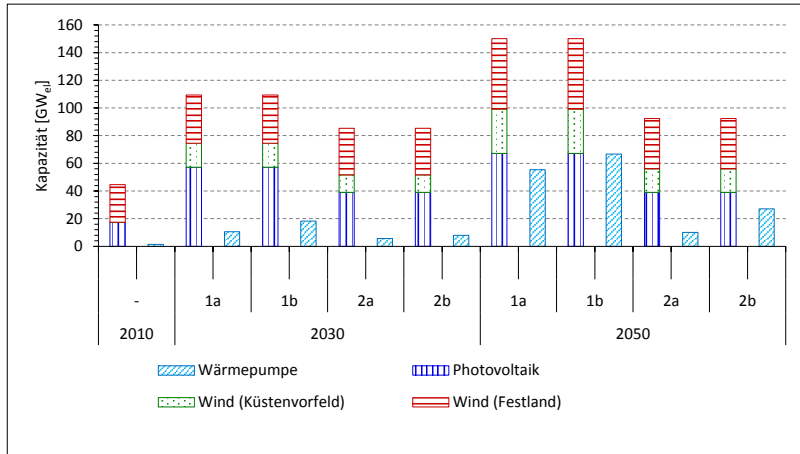


Abbildung 5-11: Kapazitäten fluktuierender erneuerbarer Elektrizitätserzeugungstechniken im Vergleich zur elektrischen Kapazität von Wärmepumpentechniken in der Wärmeversorgung von Wohngebäuden nach Szenarien

Setzt man diese Zahlen mit der jeweiligen elektrischen Leistung fluktuierend einspeisender erneuerbarer Elektrizitätserzeugungstechniken⁴¹ in Beziehung, entspricht die installierte elektrische Wärmepumpenleistung zwischen 7 % und 17 % der gemäß den Szenarienannahmen installierten elektrischen Leistung dieser Techniken im Jahr 2030 sowie zwischen 11 % und 45 % im Jahr 2050. Im Jahr 2030 werden den Modellergebnissen zufolge bilanziell zwischen 5,2 % und 8,8 % (in Szenarien 2a und 1b) der jährlichen Elektrizitätsproduktion aus fluktuierenden erneuerbaren Quellen durch Wärmepumpen zur Wärmeversorgung von Wohngebäuden aufgenommen, während es im Jahr 2050 (auf

⁴¹ vgl. Abbildung 5-2 bzw. Abbildung 5-9

absolut, entsprechend den Szenarienannahmen, höherem Niveau) zwischen 2,8 % und 14,4 % sind (wiederum in den Szenarien 2a und 1b). An diesen Zahlen lässt sich zunächst kapazitiv der mögliche Beitrag ersterer zur Integration letzterer Techniken bemessen.

Bei der Entwicklung hinsichtlich Mikro-KWK-Anlagen kommt es den Modellergebnissen zufolge zunächst bis zum Jahr 2030 in allen Szenarien durchweg zu einem deutlichen Ausbau, und zwar auf szenarienabhängig zwischen 2,9 GW_{el} (Szenario 1a) und 4,3 GW_{el} (Szenario 2b). Die Ergebnisse für das Jahr 2050 verweisen hingegen szenarienabhängig in entgegengesetzte Richtungen: Während sich in Szenario 2b ein weiterer Zubau auf 8,9 GW_{el} ergibt, zeigt sich in allen anderen Szenarien ein Rückgang der installierten Kapazität, in Szenario 1a sogar ein vollständiges Auslaufen von Mikro-KWK-Anlagen.

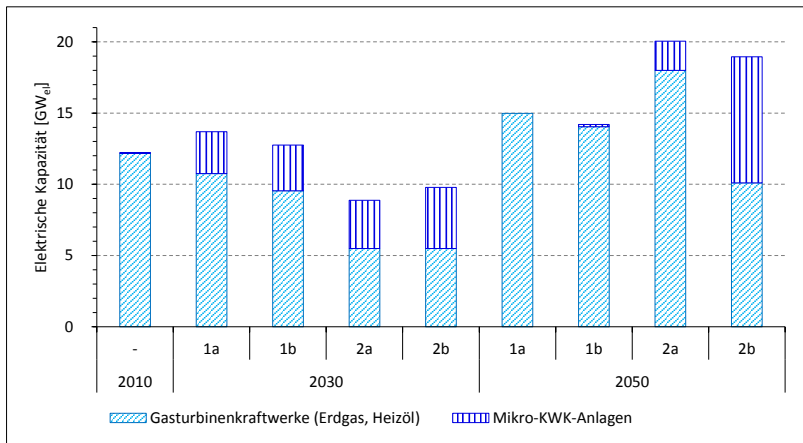


Abbildung 5-12: Vergleich der Kapazitäten von Mikro-KWK-Anlagen mit anderen Spitzenlast-Techniken nach Szenarien⁴²

Abbildung 5-12 stellt einen Vergleich mit den Gasturbinenkraftwerkskapazitäten aus dem Spitzenlastbereich des Elektrizitätssystems an.⁴³

⁴² Die Zahlen weichen leicht von den in Fehrenbach et al. (2014) angegebenen Zahlen ab, da dort Heizöl-basierte Kapazitäten nicht berücksichtigt werden.

⁴³ Es handelt sich bei dieser Abbildung um einen Ausschnitt aus Abbildung 5-9.

Vergleicht man den Zubau von Mikro-KWK-Anlagen mit Kapazitäten des Elektrizitätssystems aus dem Spitzenlastbereich, ergibt sich für diese Technik das Potenzial, einen erheblichen Anteil zur Kapazität zur Deckung der Spitzenlast beizutragen. Dieser Anteil beträgt im Jahr 2030 zwischen 22 % und 44 % (Szenarien 1a und 2b) an der Gesamtkapazität installierter Spitzenlasttechniken. Im Jahr 2050 variiert dieses Verhältnis hingegen zwischen 0 % und 47 % (ebenfalls Szenarien 1a und 2b). Das heißt, in diesem Jahr wird unter den Voraussetzungen moderater Energieträgerpreise, moderater fluktuierender erneuerbarer Kraftwerkskapazitäten und optimistischen technisch-wirtschaftlichen Annahmen eine gesamte elektrische Kapazität von 8,9 GW_{el} erreicht. Unter den umgekehrten ungünstigsten Voraussetzungen findet hingegen eine vollständige Verdrängung der im Jahr 2030 installierten Kapazitäten statt.

Zur Beurteilung der Rolle der Wohngebäudewärmeversorgung in der Integration fluktuierend einspeisender erneuerbarer Elektrizitätserzeugung in das Energiesystem sind neben den mit dem Elektrizitätssystem verbundenen Umwandlungskapazitäten von Heiztechniken weiterhin thermische Speicherkapazitäten entscheidend. Die Entwicklung der thermischen Speicherkapazität ist daher nach Szenarien in Abbildung 5-13 dargestellt. Sie werden im Kontext elektrischer Speicherkapazitäten sowie der thermischen Kapazitäten von Mikro-KWK-Anlagen und Wärmepumpen dargestellt, mit denen sie in Beziehung stehen.

Zunächst werden die elektrischen Speicherkapazitäten in den Modellergebnissen bis ins Jahr 2030 auf die unterstellte Ausbaupotenzialobergrenze für Pumpspeicherkraftwerke⁴⁴ ausgebaut. Bis ins Jahr 2050 bleibt diese Kapazität in allen Szenarien durch entsprechende Ersatzinvestitionen vollständig erhalten. In Variante 1 kommt es in diesem Jahr zusätzlich zu einem Zubau elektrochemischer Elektrizitätsspeicher im Umfang von 23,1 GWh_{el} in Szenario 1a sowie 12,8 GWh_{el} in Szenario 1b, sodass in diesen Szenarien eine gesamte elektrische Speicherkapazität von 68,3 bzw. 58,1 GWh_{el} zur Verfügung steht. Hier begünstigen die

⁴⁴ vgl. Abschnitt 4.3.4

technisch-wirtschaftlichen Annahmen in Szenario 1b den Ausbau von Wärmespeichern und Wärmepumpen relativ zu Batteriespeichern.

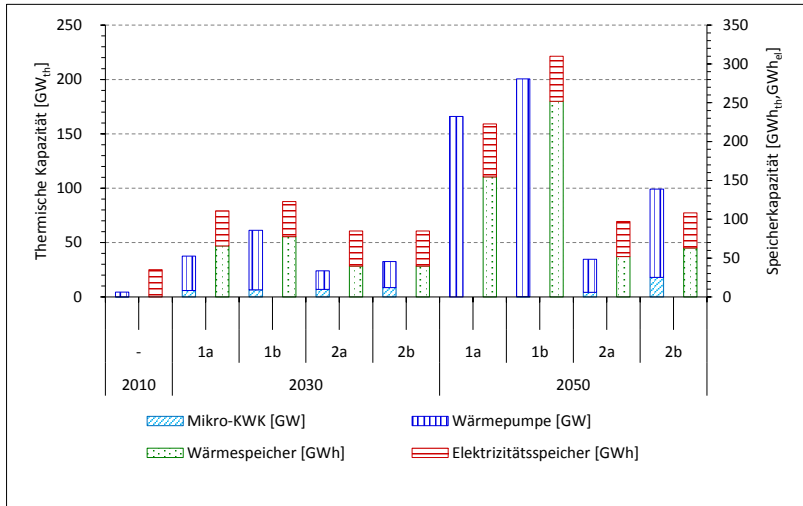


Abbildung 5-13: Entwicklung thermischer Kapazitäten von Mikro-KWK und Wärmepumpen-Techniken sowie thermischer und elektrischer Speicherkapazitäten nach Szenarien

Hinsichtlich thermischer Speicherkapazitäten kommt es in den Modellergebnissen bis zum Jahr 2030 zu einem Ausbau von szenarienabhängig zwischen 39,6 GWh_{th} (Szenario 2a) und 77,6 GWh_{th} (Szenario 1b). Bis zum Jahr 2050 zeigt sich in allen Szenarien ein weiterer Ausbau auf bis zu zwischen 52,0 GWh_{th} und 251,8 GWh_{th} (nämlich wiederum in den Szenarien 2a und 1b). Dies entspricht Warmwasserspeichern in einer Größe von in etwa 800 bis 1400 Litern pro Objekt mit installierter Wärmepumpen- oder Mikro-KWK-Anlage in Einfamilienhäusern in 2030 und entsprechend 900-2200 Litern in 2050, bei Mehrfamilienhäusern in etwa 1800-2900 Liter in 2030 und 1700-2000 Liter in 2050.

Im Folgenden soll eine Einordnung des Vermögens dieser thermischen Speicherkapazitäten vorgenommen werden, zur Flexibilisierung des Elektrizitätssystems beizutragen. Um dazu die thermischen mit den elektrischen Speicherkapazitäten in Bezug setzen zu können, müssen

für eine adäquate Gegenüberstellung die Stromkennziffer der eingesetzten KWK-Techniken bzw. die Arbeitszahl der Wärmepumpentechniken beim Vergleich berücksichtigt werden.

Manche Autoren bemühen für einen solchen Vergleich die Denkfigur des *funktionalen Stromspeichers*.⁴⁵ Fasst man ein System aus KWK- bzw. Wärmepumpen-Umwandlungskapazitäten und thermischen Speichern als *funktionale Stromspeicher* auf, womit, in wenigen Worten ausgedrückt, gemeint ist, dass dieses System – von außerhalb seiner Grenzen betrachtet – sich wie ein Elektrizitätsspeicher zu verhalten vermag, entspräche in dieser Metapher die *funktionale elektrische Einspeicherleistung* der installierten elektrischen Wärmepumpenleistung, die *funktionale elektrische Ausspeicherleistung* der installierten elektrischen Mikro-KWK-Leistung sowie die *funktionale elektrische Speicherkapazität* den entsprechenden, um Stromkennziffer bzw. Leistungszahl korrigierten thermischen Speicherkapazitäten.

Setzt man also die Ergebnisse für elektrische und thermische Speicher entsprechend ins Verhältnis, zeigt sich, dass thermische Speicher (in Kombination mit Wärmepumpen und Mikro-KWK-Anlagen), aufgefasst also als solche funktionalen Stromspeicher, im Jahr 2030 die Elektrizitätsspeicherkapazität um szenarienabhängig zwischen 29 % (Szenarien 2a und 2b) und 57 % (funktionale elektrische) Speicherkapazität erweitern bzw. ergänzen können, im Jahr 2050 gar um zwischen 38 % (Szenario 2a) und 145 % (Szenario 1b). Das bedeutet im letzteren Fall, dass das Vermögen, elektrische Energie aufnehmen und abgeben zu können, gegenüber eigentlichen elektrischen Speichern mehr als verdoppelt wird.

Mit beiden Speicherpotenzialen zusammengenommen können so szenarienabhängig Anteile am jahresdurchschnittlichen Tageselektrizitätsbedarf von zwischen 4,2 % und 5,1 % im Jahr 2030 und zwischen 4,4 % (Szenario 2a) und 10,1 % (Szenario 1b) im Jahr 2050 zwischengespei-

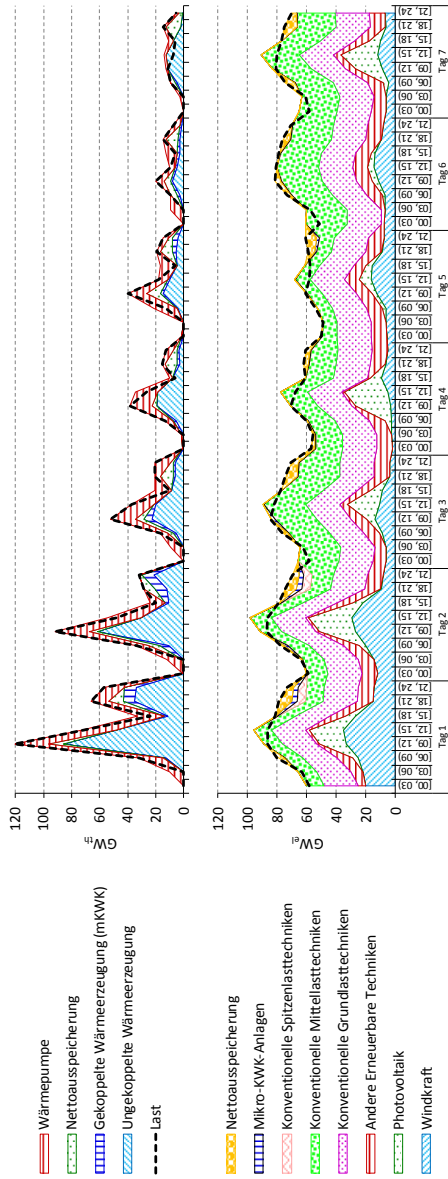
⁴⁵ vgl. Abschnitt 2.3.1, Steinhorst (2012), Pellinger et al. (2016 S. 5ff)

chert bzw. zeitlich verlagert werden. Dieser Vergleich erlaubt die Einordnung dieser Speicherkapazitäten als *Kurzzeitspeicher*. Graphisch und beispielhaft lässt sich dieser Zusammenhang Abbildung 5-14 entnehmen.

Dort ist der Verlauf von Last und Technikeinsatz zeitaufgelöst für eine der vier Typwochen entsprechend den Ergebnissen für das Jahr 2030 im Szenario 1b dargestellt. Der obere Teil zeigt den Einsatz von Wärmeerzeugern zur Wärmeversorgung von Wohngebäuden, der untere die Einlastung von Kraftwerkskapazitäten im Elektrizitätssektor, beides unter Einbezug des Speichereinsatzes. Die gestrichelte Linie gibt die Last an. Darin ist die exogen vorgegebene Last sowie endogen berechnete elektrische Last von Wärmepumpen enthalten. Eine über diese Last hinausgehende Überproduktion entspricht der Einspeicherung, wohingegen Ausspeicherung explizit eingetragen ist. Der Betrieb von Mikro-KWK-Anlagen ist in Form der entsprechenden Kuppelprodukte im jeweiligen Teil der Abbildung eingetragen. Zugunsten der Ablesbarkeit sind die anderen Techniken aggregiert eingetragen.

Der Betrieb von Mikro-KWK-Anlagen korrespondiert häufig mit dem Einsatz elektrischer Spitzenlastkapazitäten und dem Turbinieren von Pumpspeicherwerken. Auf diese Weise werden beispielsweise in den Abendstunden des ersten abgebildeten Tages nach Rückgang der photovoltaischen Elektrizitätserzeugung mit Mikro-KWK-Anlagen mit bis zu $3,4 \text{ GW}_{\text{el}}$ bis zu knapp 5 % der Nachfrage gedeckt. Pumpspeicherkraftwerke produzieren in diesem Zeitraum bei $8,3 \text{ GW}_{\text{el}}$, andere Spitzenlastkraftwerke bei $5,5 \text{ GW}_{\text{el}}$. Ähnlich zeigt sich im Wärmesystem bspw. an Tag 3, dass die Wärmespeicher in den Mittags- und Nachmittagsstunden bei hoher photovoltaischer Elektrizitätserzeugung durch Betrieb von Wärmepumpen bei ca. $3,7 \text{ GW}_{\text{el}}$ aufgeladen werden. Diese Wärme wird dann in den Abendstunden eingesetzt und ermöglicht es so, die Turbinierleistung in Pumpspeicherkraftwerken zum gleichen Zeitpunkt bzw. den Einsatz anderer Spitzenlasttechniken um eben diesen Betrag zu verringern.

Abbildung 5-14: Technikeinsatz in der Wohngebäude-Wärmeversorgung und der Elektrizitätsversorgung auf nationaler Ebene am Beispiel einer Typwoche („Frühling“) im Szenario 1b im Jahr 2030



Die Fahrweise von Wärmepumpen und Mikro-KWK-Anlagen folgt dabei entsprechend der zugrundeliegenden Methodik keinen regelbasierten Betriebsstrategien oder an der Regelungstechnik orientierten Fahrweisen wie „wärmegeführt“ oder „stromgeführt“. Vielmehr handelt es sich um eine hybride Fahrweise als Ergebnis der systemweiten Optimierung nach gesamtwirtschaftlichen Gesichtspunkten.

5.2.4 Erreichung energie- und klimapolitischer Ziele

Im Folgenden wird erläutert, welche Aussagen zur Erreichung zentraler energie- und klimapolitischer Ziele der Bundesregierung aus den Ergebnissen dieser Arbeit abgeleitet werden können. Die Energie- und Klimapolitik der deutschen Bundesregierung wird in Abschnitt 2.1 eingeführt. Auf zwei Zielstellungen wird im Folgenden näher eingegangen:⁴⁶

- sektorspezifische Treibhausgasminderungsziele für das Jahr 2030, die erstmals im Klimaschutzplan 2050 (BMU 2016) definiert werden, und
- das Ziel aus dem Energiekonzept von 2010 (BMWi und BMU 2010), den Primärenergiebedarf des Gebäudesektors bis zum Jahr 2050 um 80 % zu vermindern.

Ein direkter Vergleich der Modellergebnisse mit den Zielvorgaben ist aufgrund abweichender Bilanzräume nicht möglich. Im Folgenden wird dies näher erläutert und das Vorgehen vorgestellt, welches trotzdem eine Einordnung der Aussage der Modellergebnisse zur Zielerreichung ermöglicht. Dabei wird zunächst auf die Treibhausgasminderungsziele des Klimaschutzplans für die betreffenden Sektoren eingegangen und anschließend auf das Primärenergiebedarfsminderungsziel gemäß dem *Energiekonzept* im Lichte der *Energieeffizienzstrategie Gebäude*⁴⁷ der Bundesregierung.

⁴⁶ vgl. Tabelle 2-1

⁴⁷ Diese wird eingeführt in Abschnitt 2.1.

Sektorspezifische Treibhausgasreduzierungsziele des Klimaschutzplans

Ein direkter Vergleich der Modellergebnisse mit den Treibhausgasausstoß-Zielvorgaben des Klimaschutzplans ist aufgrund abweichender Bilanzräume nicht möglich. Außerdem liegen sektorspezifische Ziele nur für das Jahr 2030 vor, während sich in dieser Arbeit der Betrachtungszeitraum bis 2050 erstreckt. Um trotzdem eine Vergleichbarkeit herzustellen, werden im Folgenden entsprechende Referenzwerte abgeleitet.

Im Hinblick auf Wohngebäude beziehen sich die im Klimaschutzplan 2050 definierten Ziele auf den Sektor *Gebäude*⁴⁸, welchem die Bereiche *Gewerbe, Handel und Dienstleistungen, Haushalte* sowie *Militär* zugeordnet sind.⁴⁹ Davon betrachtet diese Arbeit nur den Bereich der *Haushalte*. Da nur direkte Emissionen betrachtet werden, ist dies nahezu identisch mit dem Bereich der Verbrennung fossiler Brennstoffe zur Wärmeversorgung der *Wohngebäude*,⁵⁰ da andere von Haushalten verursachte Emissionen anderweitig erfasst werden, bspw. im Bereich *Verkehr* oder *Energiewirtschaft*. Um einen Bezug der Ziele des Klimaschutzplans⁵¹ zum Bereich der Wohngebäude herzustellen, müssen alle anderen dort erfassten Bereiche auf Basis von Projektionen in Abzug gebracht werden.

Vorgehen zur Ableitung von Vergleichswerten

Aus Konsistenzgründen wird dazu der Projektionsbericht der Bundesregierung (2017 S. 28) herangezogen. Dieser bilanziert zwar anhand abweichend definierter Sektordefinitionen,⁵² gibt aber die entsprechende Allokation wie dargestellt in Tabelle 5-4 an, anhand welcher im Folgenden vorgegangen wird. Der Bereich *Gebäude* des Klimaschutzplans umfasst demnach neben Wohngebäude auch den *GHD*-Bereich. In diesem sind allerdings im Projektionsbericht⁵³ energiebedingte Emissionen der

⁴⁸ vgl. BMU (2016 S. 8)

⁴⁹ vgl. Bundesregierung (2017 S. 291f)

⁵⁰ vgl. Strogies und Gniffke (2017 S. 233)

⁵¹ BMU (2016)

⁵² dies. S. 26

⁵³ Bundesregierung (2017)

Landwirtschaft enthalten, die im Klimaschutzplan⁵⁴ dem Sektor Landwirtschaft zugeordnet werden. Eine Projektion der Höhe der energiebedingten Emissionen der Landwirtschaft kann also dem Klimaschutzplan nicht entnommen werden. Daher wird BMWi (2018a S. 9) für eine Abschätzung herangezogen.⁵⁵ Die energiebedingten CO₂-Emissionen der Landwirtschaft schwanken seit dem Jahr 2000 zwischen 5 und 7 Mt/a. Aufgrund mangelnder Angaben wird für das Jahr 2030 eine Abnahme auf 4 Mt/a unterstellt.

Damit können die Angaben des Projektionsberichts der Bundesregierung (2017) auf die Ziele im Klimaschutzplan 2050 (BMU 2016) adaptiert werden, indem von der dortigen Angabe *Gebäude* die um die energiebedingten Emissionen der Landwirtschaft verminderte Angabe für *GHD* aus dem Projektionsbericht in Abzug gebracht wird.⁵⁶

Tabelle 5-4: Abweichende Zuordnungen im Projektionsbericht der Bundesregierung (2017) und im Klimaschutzplan 2050 (BMU 2016)⁵⁷

Klimaschutzplan 2050 (BMU 2016)	Projektionsbericht der Bundesregierung (2017)	Entsprechung im gemeinsamen Berichtsformat (CRF) der UNFCCC
Gebäude	Haushalte	1.A.4.b Haushalte
Gebäude	GHD	1.A.5 Andere Bereiche ⁵⁸
Gebäude	GHD	1.A.4.a GHD
Landwirtschaft	GHD	1.A.4.c Landwirtschaft (energiebedingt) ⁵⁹

Der Projektionsbericht weist zwei Szenarien aus, die sich im Umfang der Minderungsmaßnahmen unterscheiden (*MMS* und *MWMS*). Tabelle 5-5 zeigt durch einen Vergleich gemäß dem Vorgehen im vorangehenden

⁵⁴ BMU (2016)

⁵⁵ BMWi (2018a S. 9), also CO₂-Emissionen, wird deshalb herangezogen, weil Blatt 10, also Treibhausgas-Emissionen, die energiebedingten Treibhausgasemissionen der Landwirtschaft nicht gesondert ausweist. Da es sich um energiebedingte Emissionen handelt, kann davon ausgegangen werden, dass es sich nahezu vollständig um CO₂ handelt.

⁵⁶ vgl. Bundesregierung (2017 S. 28ff). Für das in beiden Quellen angegebene Jahr 2014 führt eine Kontrollrechnung zu Übereinstimmung bei 125 Mt/a; vgl. Tabelle 5-5.

⁵⁷ eigene Darstellung nach Bundesregierung (2017 S. 291f)

⁵⁸ Militär (stationär und mobil)

⁵⁹ u.a. Kraftstoffeinsatz in Land- und Forstwirtschaft

Abschnitt, dass das Ziel des Klimaschutzplans für den Gebäude-Bereich im Jahr 2030 selbst im ambitionierteren der beiden Szenarien des Projektionsberichts verfehlt wird: Während der Klimaschutzplan 72 Mt/a für den Bereich Gebäude vorsieht, fallen im Projektionsbericht im Szenario MWMS entsprechend korrigiert 84 Mt/a an. Dies entspricht einer Überschreitung um 17 %. Vermindert man die 84 Mt/a aus den Bereichen *Haushalten* und *GHD* anteilig zur Erreichung des Ziels für den Gebäude-Sektor des Klimaschutzplans auf 72 Mt/a, entfallen auf die Haushalte davon 46 Mt/a. Dabei wird das Verhältnis zwischen den Emissionen der Sektoren Haushalte und GHD im Projektionsbericht als gegeben angenommen. Dieser Zielwert von 46 Mt_{CO₂-Äquiv}/a für das Jahr 2030 wird im Folgenden zum Vergleich mit den Ergebnissen dieser Arbeit angenommen. Zum Vergleich mit den Ergebnissen des *THP*-Modells sind in Tabelle 5-5 außerdem die Angaben des Projektionsberichts für das Jahr 2010 aufgeführt.

Tabelle 5-5: Vergleich der Angaben des Klimaschutzplans 2050 (BMU 2016 S. 8) und des Projektionsberichts der Bundesregierung (2017 S. 30, d.h. das ambitioniertere Szenario *MWMS*) durch Korrektur um die energiebedingten Emissionen der Landwirtschaft; Angaben in **Megatonnen CO₂-Äquivalenten**

Jahr	Klimaschutzplan 2050 (BMU 2016)			Projektionsbericht der Bundesregierung (2017)		
	2014	2030		2010	2014	2030
Gebäude	119	72	Haushalte	107	85	56
<i>Landwirtschaft (energiebedingt)</i>	6	4	GHD	48	40	32
Summe	125	76	Summe	155	125	88

Mit Blick auf den Elektrizitätssektor ergibt sich eine vergleichbare Abgrenzungsproblematik. Daher wird analog vorgegangen. Die im Klimaschutzplan 2050 definierten Ziele⁶⁰ beziehen sich auf das „Handlungs-feld“ bzw. den Sektor *Energiewirtschaft*. Diesem sind neben dem

⁶⁰ vgl. BMU (2016 S. 8)

Elektrizitätssektor (u.a. erfasst in CRF-Kategorie 1.A.1.a) auch Mineralö raffinerien (CRF-Kategorie 1.A.1.b), Steinkohlen- und Braunkohlen-Bergbau, Kokereien, Brikettfabriken sowie Rohöl- und Erdgas-Gewinnung (1.A.1.c) sowie diffuse Emissionen (1.B) zugeordnet.⁶¹ Andererseits sind Industriekraftwerke (1.A.2.g) im Klimaschutzplan im Bereich *Industrie* erfasst. Dort sind allerdings zudem Emissionen aus Industrieprozessen erfasst. In dieser Arbeit werden hingegen sämtliche Kraftwerke im *Elektrizitätssystem* zusammengefasst betrachtet. Um einen Bezug der Ziele des Klimaschutzplans⁶² zum *Elektrizitätssystem* herzustellen, müssen entsprechende Anteile aus den Zielen für die Sektoren *Energiewirtschaft* und *Industrie* herausgelöst und zusammengefasst werden. Hierbei wird aufgrund mangelnder Angaben als Näherung im Verhältnis der Emissionen im Jahr 2015 anhand Strogies und Gniffke (2017) vorgegangen. Das Vorgehen ist in Tabelle 5-6 ausgeführt. Von den 183 Mt_{CO₂-Äquiv./a} des Emissionsziels für das Jahr 2030 im Handlungsfeld *Energiewirtschaft* des Klimaschutzplans wird ein Teil von 146 Mt_{CO₂-Äquiv./a} als relevant für einen Vergleich mit den Ergebnissen von *THP* ermittelt. Aus dem Handlungsfeld *Industrie* sind von 143 Mt_{CO₂-Äquiv./a} ein Anteil im Umfang von 26 Mt_{CO₂-Äquiv./a} relevant.

Für das Jahr 2050 existieren keine sektorspezifischen Treibhausgasemissionsziele. Um trotzdem eine Einordnung der Ergebnisse dieser Arbeit mit Orientierung an den Größenordnungen vornehmen zu können, werden daher die Ziele für das Jahr 2030 pro rata auf das Jahr 2050 fortgeschrieben. Die resultierenden abgeleiteten Zahlenwerte für die Jahre 2030 und 2050 sind in Tabelle 5-7 dargestellt. Sie reflektieren eine Einschätzung der Bedeutung der Zielvorgaben für die modellierten Sektoren in Form von Referenzwerten zum Zweck der Einordnung der Szenarienergebnisse.

Zuletzt werden zum direkteren Vergleich dieser abgeleiteten Referenzzielwerte in CO₂-Äquivalenten mit den Modellergebnissen dieser Arbeit zu CO₂-Emissionen aus diesen entsprechende Treibhausgasemissionen

⁶¹ vgl. Bundesregierung (2017 S. 291f), Strogies und Gniffke (2017 S. 175ff)

⁶² BMU (2016)

in CO₂-Äquivalenten abgeleitet.⁶³ Der Vergleich ist in Tabelle 5-8 dargestellt.

Tabelle 5-6: Ableitung relevanter Anteile an den Emissionszielen nach Handlungsfeldern des Klimaschutzplans für 2030 (BMU 2016) für den Vergleich mit Ergebnissen des THP-Modells im Verhältnis der Emissionen im Jahr 2015 nach nationalem Inventarbericht (Strogies und Gniffke 2017) und eigenen Annahmen; alle Angaben in **Megatonnen CO₂-Äquivalenten**

Handlungsfeld	Emissionsziel für 2030	Erfasste CRF-Kategorien	Emissionen im Jahr 2015	Anteil an Emissionen im Jahr 2015	Bilanziert in THP	Abgeleiteter Anteil am Emissionsziel für 2030
Energiewirtschaftsch.	183	1.A.1.a	307	91 %	x	
		davon Stromerzeugung	270	80 %	✓	146
		1.A.1.b	18	5 %	x	
		1.A.1.c	10	3 %	x	
		1.A.3.e	1	0 %	x	
		1.B	3	1 %	x	
		Summe	339	100 %		146
Industrie	143	1.A.2.a bis 1.A.2.f	31	15 %	x	
		1.A.2.g	73	36 %	x	
		davon Stromerz.	37	18 %	✓	26
		2	62	30 %	x	
		Summe	202	100 %		26
Summe	326		541			172

⁶³ Wie bereits in Abschnitt 2.1 erläutert liegen in den Sektoren Energiewirtschaft sowie Haushalte die über CO₂ hinausgehenden Treibhausgasemissionen bei ca. 1 %. Diese werden also den CO₂-Emissionen pauschal zugeschlagen.

Tabelle 5-7: Zusammenfassung der von den Zielvorgaben des Klimaschutzplans (BMU 2016) abgeleiteten Ziele für den Bilanzraum des *THP*-Modells für die Jahre 2030 und 2050; Angaben in Prozent bzw. **Megatonnen CO₂-Äquivalenten**

Ziele und Referenzwerte	2030	2050
Minderungsziel ggü. 1990	-55 %	-80 %
Restemissionen ggü. 1990	45 %	20 %
Elektrizitätssystem	172	76
Wärmesystem der Wohngebäude	46	20

Tabelle 5-8: Vergleich von Ergebnissen des *THP*-Modells mit klimapolitischen Zielen der Bundesregierung nach BMU (2016)

Quelle	Sektorbilanzgrenzen	Emissionen [Mt _{CO₂-Äqu./a}]		
		2010	2030	2050
<i>Klimaschutzplan 2050 (BMU 2016)⁶⁴</i>				
	Energiewirtschaft	369	183	
	Gebäudesektor	139	72	k.A.
<i>Abgeleitete bilanzraumadaptierte Referenzwerte⁶⁵</i>				
	Elektrizitätssystem	321	172	76
	Wärmesystem der Wohngebäude	107	46	20
	Summe	428	218	96
<i>Ergebnisse dieser Arbeit⁶⁶</i>		<i>Szenario</i>		
		1a	244	183
		1b	233	177
	Elektrizitätssystem	2a	329	218
		2b	270	214
		1a	74	24
		1b	69	18
	Wärmesystem der Wohngebäude	2a	115	62
		2b	79	63
		1a	318	207
		1b	303	195
	Summe	2a	444	281
		2b	349	277

⁶⁴ Zahlen für 2010 aus Bundesregierung (2017 S. 293)

⁶⁵ vgl. Tabelle 5-5, Tabelle 5-6 und Tabelle 5-7; Zahlen für 2010 ebenfalls gemäß dem Vorgehen in Tabelle 5-5 und Tabelle 5-6

⁶⁶ vgl. Abschnitte 5.2.1 und 5.2.2

Aussichten zur Erreichung der Treibhausgasemissionsminderungsziele

Der Vergleich der Ergebnisse mit den abgeleiteten Referenzwerten erlaubt, unter Einbezug der Ausführungen in den Abschnitten 5.2.1 und 5.2.2,⁶⁷ folgende Schlussfolgerungen hinsichtlich der Bedeutung dieser Ergebnisse für die Aussichten zur Erreichung der Treibhausgasemissionsminderungsziele der Bundesregierung.

Der abgeleitete Referenzwert für das Wärmesystem der Wohngebäude wird im Jahr 2030 in allen Szenarien deutlich verfehlt. Die Modellergebnisse liegen mit einer geringen Bandbreite szenarienabhängig zwischen 69 Mt/a und 80 Mt/a in etwa auf dem Niveau, das im Klimaschutzplan⁶⁸ für den gesamten Gebäudesektor vorgesehen ist (72 Mt/a). Selbst im Szenario mit den geringsten Emissionen (Sz. 1b) wird der Referenzwert von 46 Mt/a mit 69 Mt/a um ca. 50 % übertroffen. Mit Blick auf Abbildung 5-7 wird deutlich, dass bis zum Jahr 2030 zwar die Nutzung von Heizöl in Ölkesseln nahezu ausläuft. Hingegen nimmt die Nutzung von Erdgas in Gaskesseln im Vergleich zu 2010 sogar zu und überschreitet für sich genommen schon den Referenzwert von 46 Mt/a. Auch der Einsatz von Mikro-KWK-Anlagen in allen Szenarien trägt zum Überschreiten des Referenzwerts bei. Wie die Analyse von Abbildung 5-5 zeigt, nimmt insgesamt die Nutzung erneuerbarer Wärmetechniken wie Solarthermieanlagen, Pelletskesseln und Wärmepumpen sowie die Umsetzung von Sanierungsmaßnahmen bis ins Jahr 2030 nicht ausreichend zu, um ein Erreichen des Referenzwerts zu ermöglichen. Dies ist eben so wenig der Fall bei deutlich zunehmenden Energiepreisen in den Szenarien 1a und 1b wie bei optimistischen Annahmen zum technisch-wirtschaftlichen Fortschritt bei Wärmepumpen und Mikro-KWK-Anlagen in den Szenarien 1b und 2b.

Im Jahr 2050 wird hingegen in einem Szenario (1b) mit 18 Mt/a der Referenzwert von 20 Mt/a unterschritten und in einem weiteren (1a) mit 24 Mt/a nur um 4 Mt/a übertroffen. In den anderen beiden Szenarien

⁶⁷ insb. Abbildung 5-5, Abbildung 5-7, Abbildung 5-8, Abbildung 5-10

⁶⁸ BMU (2016)

(2a und 2b) wird der Referenzwert jedoch deutlich übertroffen. In Abbildung 5-5 lässt sich erkennen, dass der deutliche Unterschied zwischen den Szenarien 1a und 1b einerseits und den Szenarien 2a und 2b andererseits vor allem auf vier Entwicklungen zurückzuführen ist: 1) der deutlich stärkeren Nutzung von Wärmepumpen in Szenarien 1a und 1b, 2) die deutlich stärkere Nutzung von Mikro-KWK-Anlagen in den Szenarien 2a und 2b, 3) die deutlich stärkere Nutzung von Pelletskesseln in den Szenarien 1a und 1b und 4) die deutlich stärkere Nutzung von Gaskesseln in den Szenarien 2a und 2b.

Bei diesem Vergleich ist allerdings zu berücksichtigen, dass durch die Bemessung der Ziele des Klimaschutzplans und folglich der abgeleiteten Referenzwerte an den direkten Emissionen die Entwicklungen 1) und 2) sich genau entgegengesetzt auf die Emissionen des Wärmesystems der Wohngebäude auswirken: Bei Entwicklung 1), d.h. dem Einsatz von Wärmepumpen, werden Emissionen vom Wohngebäudesektor in den Elektrizitätssektor verlagert, nämlich durch Emissionsfreiheit im Wohngebäudesektor und Anfall entsprechender Mehremissionen im Elektrizitätssektor. Hingegen fallen bei Entwicklung 2), dem Einsatz von Mikro-KWK-Anlagen, direkte Emissionen zur Elektrizitätserzeugung im Wohngebäudesektor an, die andernfalls im Elektrizitätssystem anfielen. In Abbildung 5-7 sind hingegen direkte und indirekte Emissionen aufgetragen. Dadurch werden die durch den Einsatz von Wärmepumpen im Elektrizitätssektor implizierten Emissionen erfasst.⁶⁹ Es zeigt sich, dass selbst bei Berücksichtigung dieser indirekten Emissionen aus dem Einsatz von Wärmepumpen die Emissionen zur Wärmeversorgung der Wohngebäude in den Szenarien 1a und 1b deutlich niedriger ausfallen als in den Szenarien 2a und 2b.⁷⁰

Im Elektrizitätssystem wird sowohl im Jahr 2030 als auch im Jahr 2050 in allen Szenarien der Referenzwert deutlich überschritten. Der Referenzwert für das Jahr 2030 wird selbst im Jahr 2050 nur in Szenario 1b

⁶⁹ Allerdings werden die durch die Elektrizitätsproduktion aus Mikro-KWK-Anlagen im Elektrizitätssektor vermiedenen Emissionen in Abbildung 5-7 nicht in Abzug gebracht. Hier ist nur der für die Wärmezeugung anfallende Teil der Emissionen aufgetragen.

⁷⁰ vgl. Tabelle 5-8

annähernd erreicht. Der Referenzwert für das Jahr 2050 wird allerdings selbst in diesem Szenario um 133 % überschritten. Durch Einbezug von Abbildung 5-10 in die Analyse ergibt sich, dass bereits alleine die weitgehend unverminderte Nutzung von Braunkohle⁷¹ zu einer deutlichen Überschreitung des Referenzwertes führt. Der Emissionsfaktor der Elektrizitätserzeugung in Deutschland, berechnet gemäß Icha und Kuhs (2017 S. 9), nimmt zwar in allen Szenarien über den Betrachtungshorizont ab, sinkt aber über den Modellhorizont nicht unter 339 g_{CO2}/kWh_{el} im Jahr 2050⁷².

Primärenergieminderungsziel

Auch hinsichtlich des Ziels, den Primärenergiebedarf des Gebäudesektors bis zum Jahr 2050 gegenüber dem Jahr 2008 um 80 % zu mindern, ist kein direkter Vergleich mit den Ergebnissen der vorliegenden Arbeit möglich. Die Abweichungen besteht einerseits in den Sektorbilanzgrenzen, andererseits in den erfassten Energieanwendungsbereichen.⁷³ Wie bereits dargelegt, besteht der Gebäudesektor, auf den sich die Energie- und Klimaziele der Bundesregierung beziehen, aus dem Wohngebäude-sektor und dem GHD-Sektor.⁷⁴

Auf Wohngebäude entfällt im Jahr 2008 ein nicht-erneuerbarer Primärenergieverbrauch von 2286 PJ von im Gebäudesektor insgesamt 4293 PJ.⁷⁵ Von den 2286 PJ des Wohngebäudesektors entfallen mit 2228 PJ ca. 97,5 % auf die in dieser Arbeit betrachteten Anwendungen Raumwärme und Warmwasser. Auf diese Größe wird im Folgenden pro rata das für den gesamten Gebäudesektor gültige Ziel der Reduktion des Primärenergiebedarfs um 80 % bezogen.

⁷¹ vgl. Abschnitt 5.2.2 sowie Kapitel 8

⁷² in Szenario 1b

⁷³ Neben den in dieser Arbeit erfassten Anwendungen Raumwärme und Warmwasser umfasst die Zielvorgabe zusätzlich Haustechnik, Kühlung und Beleuchtung.

⁷⁴ vgl. Tabelle 5-4 bzw. Bundesregierung (2017 S. 291f)

⁷⁵ vgl. Thamling et al. (2015 S. 3)

Vorgehen zur Ableitung von Vergleichswerten

Die Berechnung erfolgt analog zum Vorgehen bei der *Energieeffizienzstrategie Gebäude*⁷⁶ der Bundesregierung, welche in Abschnitt 2.1 eingeführt wird. Die Primärenergiefaktoren der Energieträger zur Wärmeerzeugung außer Elektrizität sind konsistent mit BMWi (2015a S. 35) bzw. Thamling et al. (2015 S. 12). Der Primärenergiefaktor der zur Wärmeerzeugung eingesetzten Elektrizität wird szenarienabhängig aus den Modellergebnissen berechnet.⁷⁷ Die hierbei wiederum eingesetzten Primärenergiefaktoren sind Fritsche et al. (2014)⁷⁸ entnommen.

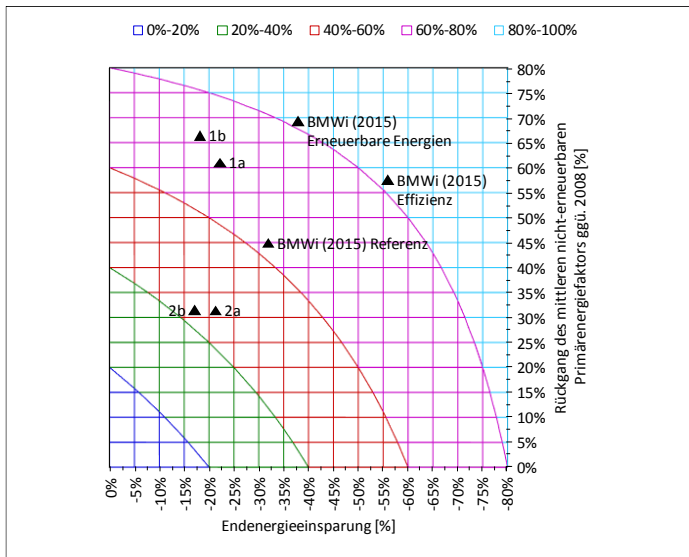


Abbildung 5-15: Reduktion des nicht erneuerbaren Primärenergieverbrauchs als Kombination aus Endenergieeinsparung und Einsatz erneuerbarer Energieträger gemessen an der Reduktion des mittleren nicht-erneuerbaren Primärenergiefaktors in den Szenarien 1a bis 2b dieser Arbeit im Vergleich zu den Szenarien der *Energieeffizienzstrategie Gebäude* der Bundesregierung⁷⁹

⁷⁶ vgl. Thamling et al. (2015) sowie BMWi (2015a)

⁷⁷ vgl. Abschnitt 5.2.2

⁷⁸ zit. n. Merkel (2016, S. 188)

⁷⁹ eigene Darstellung orientiert an (BMWi 2015a S. 15)

Die Ergebnisse zu Primärenergiefaktoren des Strommixes und des Primärenergieverbrauchs in Wohngebäuden sind konsistent mit AGEB (2012, 2015), Schüwer et al. (2015 S. 31) und Thamling et al. (2015 S. 3). Als spezifische Reduktion von Endenergiebedarf, mittlerem nicht-erneuerbaren Primärenergiefaktor und Primärenergieverbrauch sind die die Ergebnisse orientiert an der Darstellung von Thamling et al. (2015) bzw. in BMWi (2015a) in Abbildung 5-15 angegeben.⁸⁰ Zum Vergleich sind ebenso die Ergebnisse des *Referenzszenarios* sowie der beiden Zielszenarien *Effizienz* und *Erneuerbare Energien* dieser Autoren eingetragen. Die exakten Zahlenwerte sind Tabelle 5-9 zu entnehmen.

Aussichten zur Erreichung des Primärenergiebedarfsminderungsziels

Im Ergebnis wird, wie Abbildung 5-15 bzw. Tabelle 5-9 zu entnehmen ist, im Wohngebäudesektor das Primärenergiereduktionsziel für das Jahr 2050 (für den Gebäudesektor) in allen in dieser Arbeit berechneten Szenarien verfehlt, und zwar mit Reduktionen zwischen 42 % (d.h. deutlich) bzw. 72 % (d.h. knapp). Andererseits werden in den Szenarien 1a und 1b mit hohen Energieträgerpreisen und starkem Zubau erneuerbarer Elektrizitätstechniken mit Werten von 69 % bzw. 72 % der Zielerreichungsgrad des Ergebnisses im Referenzszenario von BMWi (2015a) von 62 % übertroffen, d.h. das Ziel weniger stark verfehlt als in diesem. Es dominiert dabei in allen Szenarien der Ansatz der Minderung des mittleren Primärenergiefaktors gegenüber der Endenergieeinsparung. Die Endenergieeinsparung liegt in allen Szenarien mit zwischen 15 % und 20 % auf vergleichbarem Niveau. Dabei liegt die Endenergieeinsparung in den Szenarien 1b und 2b mit optimistischen Annahmen zur Entwicklung technisch-wirtschaftlicher Eigenschaften sektorgekoppelter

⁸⁰ Hinzuweisen ist auf die divergierende, unscharfe Beschriftung der Hochachse in den Diagrammen bei BMWi (2015a S. 15, nämlich „EE-Beitrag zur Dekarbonisierung“) und Thamling et al. (2015 S. 5, nämlich „Dekarbonisierung des Energieverbrauchs“). Diese Umschreibung wird von Thamling et al. (2015 S. 5) mit der Vermeidung von „Verwechslungen mit dem in der EnEV gebräuchlichen Primärenergiefaktor“ motiviert und als „Reduktion des mittleren, nicht erneuerbaren Primärenergiefaktors der eingesetzten Energieträger ggü. 2008“ definiert. Entsprechend lautet die Achsenbeschriftung in der resultierenden Abbildung 5-15.

Wärmeerzeuger plausiblerweise jeweils etwas niedriger als in den Szenarien 1a und 2a.

Auf dieser Grundlage werden die *Energieeffizienzstrategie Gebäude* der Bundesregierung sowie die hier vorgestellten Ergebnisse dieser Arbeit in Kapitel 8, insb. ab S. 360, kritisch diskutiert.

Tabelle 5-9: Reduktion des nicht erneuerbaren Primärenergieverbrauchs als Kombination aus Endenergieeinsparung und Einsatz erneuerbarer Energieträger gemessen an der Reduktion des mittleren nicht-erneuerbaren Primärenergiefaktors in den Szenarien 1a bis 2b dieser Arbeit im Vergleich zu den Szenarien der *Energieeffizienzstrategie Gebäude* der Bundesregierung

Quelle	Szenario	Verringerung des Endenergiebedarfs	Reduktion des mittleren Primärenergiefaktors	Rückgang des Primärenergiebedarfs
BMW 2015	Referenz	-30 %	45 %	62 %
	Erneuerbare	-36 %	69 %	80 %
	Effizienz	-54 %	57 %	80 %
Diese Arbeit	1a	-20 %	61 %	69 %
	1b	-16 %	66 %	72 %
	2a	-19 %	31 %	44 %
	2b	-15 %	31 %	42 %

5.3 Zusammenfassung

In diesem Kapitel wird die Anwendung des *THP*-Modells zur Untersuchung des Potenzials für elektrisches Lastmanagement und flexible elektrische Erzeugung in der Wärmeversorgung von Wohngebäuden in Deutschland vorgestellt. Um Unsicherheiten in der zukünftigen Entwicklung wichtiger Rahmenbedingungen zu begegnen, wird ein geeigneter Szenarienrahmen entwickelt. Dieser unterscheidet zwei Varianten (1 vs. 2) der Entwicklung der energiewirtschaftlichen und energiepolitischen Voraussetzungen und zwei Varianten (a vs. b) der Entwicklung technisch-wirtschaftlicher Eigenschaften der für die Fragestellung wichtigen sektorgekoppelten Wärmeerzeuger-Techniken, Wärmepumpen und Mikro-KWK-Anlagen. Diese Varianten werden zu

vier Szenarien kombiniert (Szenarien 1a, 1b, 2a und 2b). In Szenarien 1a und 1b wird von deutlich steigenden Energieträgerpreisen und CO₂-Emissionszertifikatspreisen sowie einem starken Zubau fluktuierender erneuerbarer Energietechniken ausgegangen, während in den Szenarien 2a und 2b ein moderaterer Verlauf dieser Größen unterstellt wird. In Szenarien 1a und 2a wird zudem eine konservative und in Szenarien 1b und 2b eine optimistische Entwicklung technisch-wirtschaftlicher Eigenschaften für Mikro-KWK-Anlagen und Wärmepumpen angenommen.

Im Hinblick auf das System zur Wärmeversorgung der Wohngebäude ergibt sich in allen Szenarien ein Auslaufen der Nutzung von Ölkesseln, während szenarienabhängig Gaskessel eine wichtige Rolle behalten. Insgesamt nimmt die Bedeutung erneuerbarer Energieträger zur Wärmeversorgung, bspw. über solarthermische Anlagen oder Holzpelletskessel sowie Wärmepumpen zu und erreicht im Jahr 2050 szenarienabhängig einen Anteil zwischen 33 % und 64 % am Endenergiebedarf zur Wärmeversorgung von Wohngebäuden. Dieser ist bis zum Jahr 2050 um 15-20 % rückläufig, was unter anderem auf die Durchführung energetischer Sanierungsmaßnahmen zurückzuführen ist. Dies begünstigt einen Rückgang der durch die Wärmeversorgung von Wohngebäuden direkt und indirekt verursachten CO₂-Emissionen aus nicht-biogenen Energieträgern von szenarienabhängig zwischen 33 % und 59 %. Im System der Elektrizitätsversorgung nimmt nach dem vorgegebenen Ausstieg aus der Kernenergie der Energieträger Braunkohle eine wichtige Rolle zur Deckung der Grundlast ein. Die Nutzung von Steinkohle- sowie erdgasbasierten Gas- und Dampf-Kraftwerken ist insgesamt rückläufig. Im Bereich der Nutzung erneuerbarer Energieträger ist die Entwicklung größtenteils durch die Szenariendefinition determiniert.

Hinsichtlich des wirtschaftlichen Potenzials für elektrisches Lastmanagement und flexible elektrische Erzeugung in der Wärmeversorgung von Wohngebäuden zeigen die Ergebnisse in allen Szenarien einen deutlichen Ausbau elektrischer Wärmepumpen, während bei Mikro-KWK-Anlagen die Entwicklung nach 2030 szenarioabhängig verläuft. Unter

günstigen Voraussetzungen können beide Techniken durch Kombination mit einem entsprechenden Ausbau thermischer Speicher Strommengen in der gleichen Größenordnung wie die elektrischen Speicherkapazitäten zeitlich verlagern, die zusammengenommen zumeist einem mittleren einstelligen Prozentsatz des jahresdurchschnittlichen Tageselektrizitätsbedarfs entsprechen.

Zur Erreichung der energie- und klimapolitischen Ziele der Bundesregierung kann aufgrund inkompatibel definierter Bilanzräume keine direkte Aussage getroffen werden. Durch Ableitung entsprechender Referenzwerte wird jedoch deutlich, dass die angestrebte Reduktion des Ausstoßes von Treibhausgasen für beide Teilsysteme zusammengenommen in keinem der Szenarien erreicht wird, auch nicht für einzelne Stützjahre. Einzig im Wärmesystem wird im Jahr 2050 bei stark steigenden Energieträger- und CO₂-Emissionszertifikatspreisen und starkem Zubau erneuerbarer Elektrizitätstechniken das Reduktionsziel erreicht. Das Primärenergieminderungsziel für das Jahr 2050 wird ebenfalls in allen Szenarien verfehlt. Allerdings ist der Fehlbetrag in zwei von vier Szenarien gering.

6 Entwicklung und Beschreibung des POPART-Modells

In Abschnitt 3.3 wird der Bedarf abgeleitet, ein Analyseinstrument zur Entscheidungsunterstützung aus einzelwirtschaftlicher Perspektive zu entwickeln und das Anforderungsprofil an dieses Analyseinstrument abgesteckt. Das folgende Kapitel beschreibt entsprechend die Entwicklung des *POPART*-Modells¹.

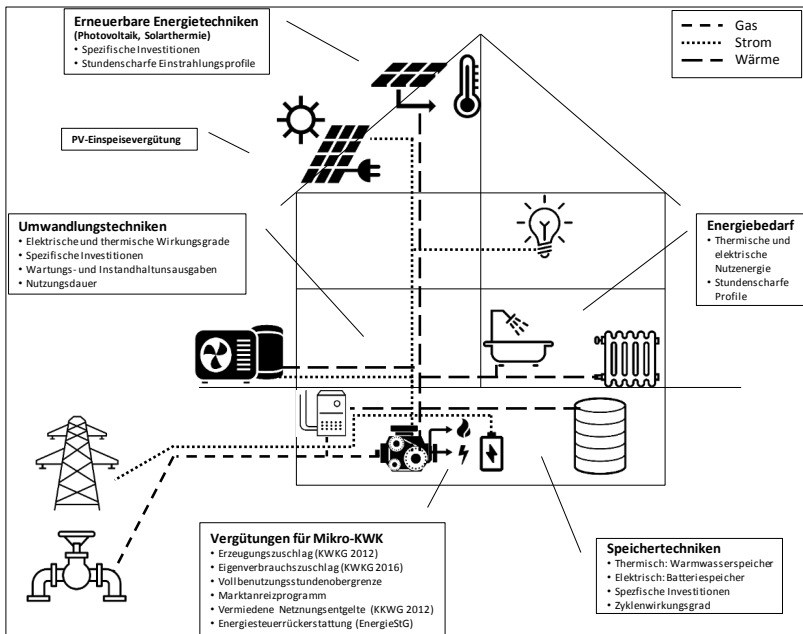


Abbildung 6-1: Überblick über den *POPART*-Modellansatz²

¹ Optimierprogramm zur Wohngebäude-Energieversorgung, frz. *Programme d'Optimisation de l'Approvisionnement en Energie des Bâtiments Résidentiels*

² eigene Darstellung unter Nutzung von Piktogrammen verschiedener Autoren des Noun Projects (2018)

In Abschnitt 6.1 wird zunächst ein Überblick über die Entwicklung des Modellansatzes gegeben. Seine formale Beschreibung folgt in Abschnitt 6.2. Abschnitt 6.3 beschreibt die der technisch-wirtschaftlichen Parametrierung zugrundeliegende Datenbasis und numerische Annahmen.³ Abschnitt 6.4 geht näher auf die Auswahl und Abbildung von Regulierung und von Fördersystemen ein.⁴ Anschließend erläutert Abschnitt 6.5 das Vorgehen bei der zeitlichen Differenzierung. Abschnitt 6.6 diskutiert die Wahl des Diskontierungssatzes. Das Kapitel schließt mit einem zusammenfassenden Vergleich zwischen den beiden in dieser Arbeit entwickelten Modellansätzen in Abschnitt 6.7.

Einen Überblick über die nachfolgend erläuterten Modellkomponenten, den Bilanzraum und die Bilanzgrenzen, Parameter, Technikoptionen und regulatorischen Rahmenbedingungen gibt Abbildung 6-1.

Einordnung vorausgegangener Veröffentlichungen

Das *POPART*-Modell wurde vom Autor von Grund auf neu entwickelt und in *GAMS* umgesetzt. Die nachfolgende Modelldokumentation ist größtenteils in Fehrenbach (2018) veröffentlicht. Sie wird ohne weiteres Zitat insbesondere in diesem Kapitel aber auch in anderen Teilen dieser Arbeit übernommen. Eine Erweiterung und Anwendung des *POPART*-Modells zur Analyse der Verwendung von Saisonalwärmespeichern in einem Wohnviertel stellen McKenna et al. (2019) vor.

6.1 Entwicklung des POPART-Modellansatzes

In folgendem Abschnitt wird zunächst der *POPART*-Modellansatz entwickelt. Abschnitt 6.1.1 rekapituliert zunächst die Zielsetzung. Anschließend motiviert Abschnitt 6.1.2 die Wahl von Entscheidungskalkül und Betrachtungszeitraum. Abschnitt 6.1.3 beschreibt die Auswahl von Technikoptionen und die Granularität ihrer Abbildung im Modell. Das

³ Dies geschieht teils unter Vorgriff auf die bei der Modellanwendung getroffene Definition von Typgebäuden, beschrieben in Abschnitt 7.1.1.

⁴ Die Darstellungen in diesem und im nachfolgenden Kapitel beziehen sich auf Rahmenbedingungen zu Beginn des Jahres 2016. Das Anfang 2016 in Kraft getretene KWKG 2016 wird mit Stand Ende 2015 berücksichtigt (vgl. Abschnitte 2.4 bzw. 7.1).

Vorgehen bei der technisch-wirtschaftlichen Beschreibung mit besonderem Augenmerk auf die vereinfachte Berücksichtigung von Größendegressionseffekten bei der Abbildung investitionsabhängiger Ausgaben beschreibt Abschnitt 6.1.4, gefolgt von der Auswahl abgebildeter regulatorischer Rahmenbedingungen in Abschnitt 6.1.5.

6.1.1 Zielsetzung

Zielsetzung bei der Entwicklung von *POPART* ist es

- ein ökonomisch orientiertes Instrument zur Entscheidungsunterstützung bei der Elektrizitäts- und Wärme-Versorgung einzelner Wohngebäude in Deutschland aus einzelwirtschaftlicher Perspektive mit mittelfristigem Zeithorizont und hoher zeitlicher Auflösung unter Einbezug erneuerbarer Energien zu entwickeln,
- es zu ermöglichen, energiepolitische Instrumente auf ihre Wirkung hinsichtlich des einzelwirtschaftlichen Potenzials des Einsatzes von Wärmepumpen, Mikro-KWK-Anlagen sowie thermischen und elektrischen Speichern in objektbasierten Wohngebäuden zu untersuchen sowie
- Handlungsempfehlungen für rationale private und institutionelle Akteure zur Energieversorgung von Wohngebäuden aus einzelwirtschaftlicher Perspektive abzuleiten.

Gemäß dieser Zielsetzung ist das Modell wie folgt aufgebaut.

6.1.2 Entscheidungskalkül und Betrachtungszeitraum

Entsprechend der einzelwirtschaftlichen Perspektive wird ein Entscheidungskalkül zugrunde gelegt, das die Gesamtausgaben zur Versorgung eines Wohngebäudes mit gegebenen elektrischen und thermischen Bedarfscharakteristika minimiert durch eine entsprechend zu ermittelnde Kombination der Investition in technische Anlagen sowie ihrer Bewirtschaftung. Dabei wird neben der optimalen Kapazitätsentscheidung und Betriebsplanung die Möglichkeit miteinbezogen, durch Einnahmen aus

Förderinstrumenten und der geeigneten Berücksichtigung regulatorischer Rahmenbedingungen die saldierten Gesamtausgaben maßgeblich zu verringern.

Als Betrachtungszeitraum wird ein Zeitraum von zwanzig Jahren angesetzt, was für die einzelwirtschaftliche Perspektive einem mittel- bis langfristigen Entscheidungshorizont entspricht und in der Immobilienwirtschaft einen üblichen Planungszeitraum darstellt.⁵ Diese Zeitdauer entspricht auch den technischen Nutzungsdauern der meisten der eingesetzten Techniken.⁶ Über diesen Zeitraum werden sämtliche Ausgaben für den Bezug der Endenergieträger Elektrizität und Gas, die Investition in technische Anlagen wie Wärme- oder Elektrizitätserzeuger, Kombipufferspeicher, Batteriespeicher sowie deren Installation, Wartung und Instandhaltung sowie ggf. Reinvestitionen betrachtet. Dabei wird nur eine Investitionsentscheidung zum Beginn des Betrachtungszeitraums getroffen und kohärent mit dessen Länge keine Zubauplanung vorgenommen.

Das Entscheidungssubjekt wird dabei gezielt abstrakt bzw. allgemein gehalten. Eine Mieter-, Vermieter- oder Eigennutzer-Perspektive wird nicht eingenommen bzw. unterschieden. Entsprechend wird ebenfalls die Verteilung von Ausgaben und Einnahmen zwischen verschiedenen solcher Parteien nicht betrachtet.⁷ Weiterhin wird die Finanzierung durch Anwendung des Kapitalwertansatzes aus der dynamischen Investitionsrechnung abgebildet. Eine Unterscheidung konkreter Finanzierungsoptionen wird so vermieden. Entsprechend werden ebenfalls keine umsatz-, gewerbe- oder einkommensteuerlichen Aspekte berücksichtigt.⁸ Dies geschieht in dieser Arbeit gezielt zur Reduktion der Variantenvielfalt bzw. Komplexität und damit zur Erhöhung der Übertragbarkeit der Ergebnisse. Das Entscheidungskalkül nimmt also die Situation eines abstrakten Entscheiders ein, der durch Ermittlung einer

⁵ vgl. Kunze (2016 S. 107)

⁶ vgl. VDI-Richtlinie 2067, Blatt 1 (VDI 2012 S. 21ff)

⁷ bspw. Mietpreisanpassung nach § 558 BGB, Modernisierungumlage nach § 559 BGB, Heizkostenverordnung usf.

⁸ Für eine Berücksichtigung sämtlicher dieser Aspekte vgl. Kunze (2016, insb. S. 50ff).

geeigneten Konfiguration aus Investition in objektbasierte Energieversorgungstechniken sowie deren Betrieb, durch Eigennutzung und Einspeisung elektrischer Strommengen sowie Bezug von Elektrizität und Gas, unter Ausnutzung der regulatorischen Rahmenbedingungen die um die Einnahmen verringerten und zeitwertbereinigten Ausgaben zur Versorgung eines Wohngebäudes mit Wärme und Elektrizität minimiert.

6.1.3 Technikoptionen und Bilanzgrenzen

Aus den Anforderungen an das zu entwickelnde Modell ergibt sich zunächst die Notwendigkeit der Abbildung von Wärmepumpen, Mikro-KWK-Anlagen sowie thermischen und elektrischen Speichern als mögliche technische Komponenten. Aus den energie- und klimapolitischen Rahmenbedingungen⁹ ergibt sich darüber hinaus die Notwendigkeit der Abbildung photovoltaischer und solarthermischer Anlagen. In der Praxis sind allerdings die technischen Konfigurationen zur Bereitstellung von Heizwärme und Trinkwarmwasser variantenreich. Das gleiche gilt für die gebäudeseitigen Anforderungen, die sich neben baulichen Verhältnissen und bestehender Infrastruktur zur Wärmeversorgung auch in Abhängigkeit der Gebäudenutzung und Eigentumsverhältnissen ergeben.¹⁰ Für die vorliegende Arbeit ist es daher notwendig von diesem Variantenreichtum zu abstrahieren und eine Auswahl abzubildender gebäudeseitiger Voraussetzungen und technischer Komponenten als Optionen der Entscheidungsunterstützung zuzuführen.

Die Menge abgebildeter objektbasierter technischer Komponenten, aus denen durch das Entscheidungskalkül eine optimale Konfiguration auszuwählen ist, umfasst daher zur Elektrizitätsversorgung die Optionen Photovoltaik und Mikro-KWK-Anlage, zur Wärmeversorgung die Optionen Gaskessel, Wärmepumpe, Solarthermie und wiederum Mikro-KWK-Anlage. Weiter steht die Möglichkeit, Endenergieträger aus dem öffentlichen Netz zu beziehen, in Form von Elektrizität zum Betrieb einer Wärmepumpe oder zur Deckung des allgemeinen elektrischen Bedarfs und

⁹ vgl. Abschnitt 2.1

¹⁰ vgl. Abschnitt 2.2 sowie Abbildung 8-1

in Form von Gas zur Verwendung in einem Gaskessel oder einer Mikro-KWK-Anlage. Zur zeitlichen Entkopplung von elektrischen oder thermischen Bedarfen und entsprechender Erzeugung durch Photovoltaik-, Solarthermie-, Mikro-KWK- oder Wärmepumpen-Anlagen oder Gaskessel besteht die Möglichkeit der Investition in batterieelektrische oder thermische Speicherkapazitäten.¹¹ Eine weitere Zergliederung der Technikoptionen in technische Subkomponenten wird nicht vorgenommen. So sind bspw. die Ausgaben für die zur Nutzung von Photovoltaikmodulen oder Batteriespeichern zur Eigenversorgung notwendige Leistungselektronik in den Annahmen zu investitionsabhängigen Ausgaben für diese Technikoptionen enthalten.

Somit wird stets vom Fall der *Sammelheizung* ausgegangen, d.h. einer zentralen Versorgung des ganzen Gebäudes, da dies die dominierende Konfiguration darstellt,¹² und auf die Betrachtung wohnheiten- oder raumbasierter Versorgungsstrukturen verzichtet (*Einzelheizung, Einzelheizung*)¹³. Weiterhin wird die Bereitung von Heizwärme und Trinkwarmwasser im gewählten Ansatz stets integriert betrachtet, entsprechend einer Beschränkung auf Kombi-Pufferspeicher und Anlagen zur kombinierten Heiz- und Warmwasserbereitung.

Zudem wird die Vielfalt in der technischen Umsetzung von Techniken wie Mikro-KWK und Wärmepumpen¹⁴ auf generische bzw. repräsentative Techniken verdichtet.¹⁵ Die generischen Techniken werden nach ihren spezifischen Investitionen und Umwandlungsgraden charakterisiert. Diese Charakterisierung orientiert sich an den verbreitetsten Bauformen, bei Mikro-KWK-Anlagen bspw. verbrennungsmotorische Mikro-BHKW¹⁶ bzw. bei Wärmepumpen Luft/Wasser-Elektro-Heizungswärmepumpen¹⁷.

¹¹ vgl. Abbildung 6-1 sowie Tabelle 6-1

¹² vgl. Abschnitt 2.2.3

¹³ ebd.

¹⁴ vgl. Abschnitt 2.5

¹⁵ vgl. Abschnitte 6.1.4 bzw. 6.3

¹⁶ vgl. Abschnitt 2.5.3

¹⁷ vgl. Abschnitt 2.5.2

Als in den untersuchten Wohnobjekten vorhanden oder ohnehin zu installieren vorausgesetzt und daher nicht bilanziert werden ferner Vorrichtungen zur gebäudeinternen Wärme-Verteilung und Übertragung, Anschlüsse an ein elektrisches und ein Gas-Verteilnetz¹⁸, sowie eine Vorrichtung zur Abführung von Verbrennungsgasen. Darüber hinaus werden keine Bestandskapazitäten berücksichtigt bzw. von deren vollständigem restwertlosen Ersatz ausgegangen. Des Weiteren wird von Gebäuden außerhalb eines Fernwärmegebiets ausgegangen, zum einen weil dies nur 9 % des Endenergiebedarfs in Wohngebäuden betrifft¹⁹ und andererseits in diesen Gebäuden weniger Gestaltungs-Spielraum bzw. Bedarf besteht. Zudem ergeben sich somit keine aus den Fernwärmeverdrängungsverboten in KWKG und Mini-KWK-Richtlinie resultierenden Einschränkungen. Von der Betrachtung energetischer Sanierungsmaßnahmen wird abgesehen.²⁰ Zuletzt werden ausreichende Flächen zur Installation freistehender oder wandhängender Anlagen, von Speichersystemen oder Dachanlagen unterstellt bzw. in der Praxis durchaus mögliche, sich aus begrenzten Installationsflächen ergebende Beschränkungen zunächst vernachlässigt.

6.1.4 Technisch-wirtschaftliche Beschreibung

Die genannten Technikoptionen werden charakterisiert anhand ihrer investitionsabhängigen Ausgaben, elektrischer und thermischer Umwandlungsgrade, spezifischer Wartungs- und Instandhaltungsausgaben sowie Speicherwirkungsgraden gemäß Tabelle 6-1. Zusätzlich können zur exakteren Modellierung investitionsabhängiger Ausgaben investitionsabhängige Mindestkapazitäten hinterlegt werden.

Bei der Abbildung investitionsabhängiger Ausgaben wird zwischen einem investitionsfixen Anteil und einem kapazitätsproportionalen Anteil unterschieden. Ersterer Anteil fällt bei positiver Investitionsentscheidung in eine Technik fix und vollumfänglich an und repräsentiert einen

¹⁸ vgl. Abschnitt 9.3

¹⁹ vgl. Abschnitt 2.2.1

²⁰ vgl. Abschnitt 9.3

von der Anlagengröße unabhängigen Anteil der Gesamtausgaben. Der kapazitätsproportionale Anteil fällt zusätzlich in linearer Abhängigkeit von der Anlagengröße an.²¹ Dieses Vorgehen erlaubt bei vergleichsweise geringer Erhöhung des Lösungsaufwands die Berücksichtigung kapazitätsabhängiger Größendegressionseffekte bei den investitionsabhängigen Ausgaben für Anlagentechnik zur Energieversorgung von Wohngebäuden.²²

Tabelle 6-1: Technisch-wirtschaftliche Charakterisierung der Technikoptionen anhand durch Haken gekennzeichnete Parameter

Technik	Investitionsabh. Ausgaben							
	Investitions- fixer Anteil ²³	Kapazitäts- proportionaler Anteil ²⁴	Elektrischer Wirkungsgrad	Thermischer Nutzungsgrad	Endenergie- preis	Wartungs- und Instand- haltungsausg.	Mindest- kapazität	Zykluswir- kungsgrad
Gaskessel	✓	✓	x	✓	✓	✓	x	x
Mikro-KWK ²⁵	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	x
Wärmepumpe	✓	✓	x	✓	✓	✓	✓	x
Photovoltaik	✓	✓	x	x	x	✓	x	x
Solarthermie	✓	✓	x	✓	x	✓	x	x
Elektrizitätsbezug	x	x	x	x	✓	x	x	x
Therm. Speicher	✓	✓	x	x	x	x	x	✓
Elektr. Speicher	✓	✓	x	x	x	x	x	✓

Die Bedeutung der Berücksichtigung kapazitätsabhängiger Größendegressionseffekte liegt in ihrer Rolle bei der optimalen Investitionsentscheidung für ein Portfolio von Anlagen zur Wohngebäude-Energieversorgung sowie deren Dimensionierung.

²¹ vgl. die analoge Argumentation bei Kunze (2016 S. 146)

²² Dies entspricht der Umsetzung des einfachsten Falls von *Funktion B* bei Schwaderer (2012 S. 49f).

²³ d.h. in der Einheit [€]

²⁴ d.h. in der Einheit [€/kW] bei den aufgeführten Umwandlungstechniken, die Einheit [€/kWh] bei den Speichertechniken

²⁵ Analog zum Vorgehen bei *THP* wird bei der Ermittlung technisch-wirtschaftlicher Charakteristika von Mikro-BHKW von einer Auslegung auf ca. 30 % der äquivalenten thermischen Leistung für den monovalenten Betrieb dimensionierter Wärmeerzeuger ausgegangen (vgl. Abschnitte 4.4.6 und 4.4.7).

Eine Vernachlässigung kapazitätsabhängiger Größendegressionseffekte begünstigt unter ansonsten gleichen Voraussetzungen in unzutreffender Weise eine Entscheidung für eine große Anzahl von Techniken relativ kleinerer Kapazität, also eine Zersplitterung des Technikportfolios,²⁶ während eine Berücksichtigung kapazitätsabhängiger Größendegressionseffekte eine mit realen Investitionsentscheidungen besser übereinstimmende geringere Anzahl von Techniken relativ größerer Kapazität ergibt. Die Berücksichtigung trägt damit zur Erreichung o.g. Zielsetzung bei.

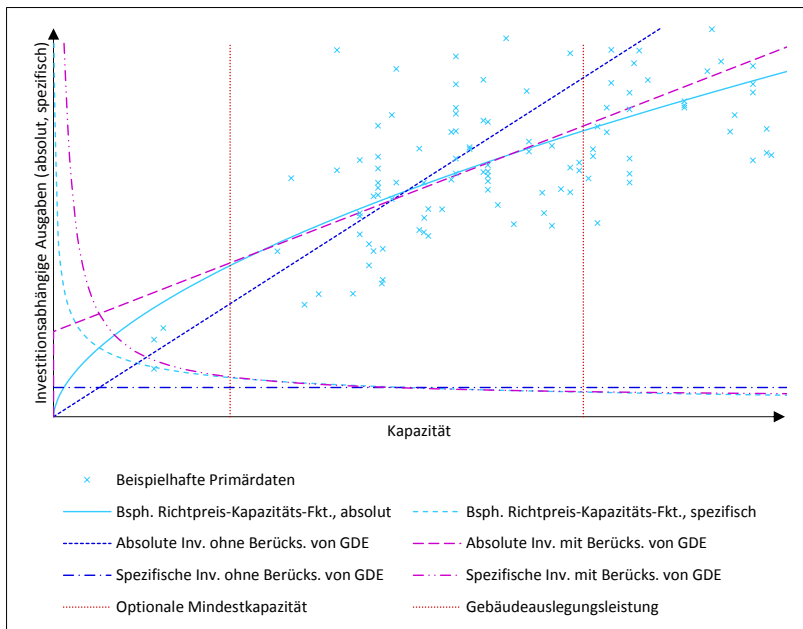


Abbildung 6-2: Schematischer Vergleich des Falls der im POPART-Modell realisierten Abbildung investitionsabhängiger Ausgaben unter vereinfachter Berücksichtigung kapazitätsabhängiger Größendegressionseffekte (GDE) mit dem Fall ohne deren Berücksichtigung sowie Vergleich mit einer beispielhaften, degressiven Richtpreis-Kapazitäts-Funktion

²⁶ vgl. hierzu auch Merkel (2016 S. 111ff)

Der entsprechend gewählte Ansatz wird schematisch in Abbildung 6-2 veranschaulicht. Es wird die Abbildung investitionsabhängiger Ausgaben mit und ohne vereinfachte Berücksichtigung kapazitätsabhängiger Größendegressionseffekte mit einer beispielhaften degressiven Richtpreis-Kapazitäts-Funktion²⁷ verglichen, hier in Form einer Potenzfunktion. Die Verläufe werden jeweils absolut und bezogen auf die Kapazität angegeben.

Es wird ersichtlich, dass durch diese vereinfachte Berücksichtigung kapazitätsabhängiger Größendegressionseffekte – insbesondere in Kombination mit einer ebenfalls im Modell umgesetzten, optional bzw. technikabhängig anwendbaren, investitionsabhängigen Mindestkapazität – der Verlauf der beispielhaften Richtpreis-Kapazitäts-Funktion deutlich besser nachgebildet werden kann als im Fall ohne Berücksichtigung von Größendegressionseffekten. Das Vorgehen zur Umsetzung der Abbildung dieser vereinfachten Berücksichtigung kapazitätsabhängiger Größendegressionseffekte und einer optional anwendbaren Mindestkapazität wird in Abschnitt 6.2 erläutert.²⁸

6.1.5 Regulatorische Rahmenbedingungen und Förderinstrumente

Eine Einführung energiepolitischer Instrumente und regulatorischer Rahmenbedingungen gibt Abschnitt 2.4, eine Erläuterung ihrer modellbezogenen Bedeutung und Abbildung Abschnitt 6.4 und eine formale Beschreibung ihrer Umsetzung im Modell Abschnitt 6.2.

Eine Übersicht nach Technikoptionen, auf die sich die Instrumente beziehen, sowie die entsprechenden Rechtsgrundlagen gibt Tabelle 6-2.

Prinzipiell stellen weiterhin das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG) sowie das Erneuerbare-Wärme-Gesetz (EWärmeG) Anforderungen an die Wärmeversorgung von Wohngebäuden. Das EEWärmeG als Bundesgesetz bezieht sich allerdings nur auf Neubauten. Das

²⁷ wie bspw. angegeben in ASUE (2014 S. 11); vgl. Remmers (1991 S. 39f) oder Suttor (2014 S. 89)

²⁸ insb. Gleichungen 6-25, 6-26 sowie 6-32

EWärmeG als Landesgesetz in Baden-Württemberg hingegen bezieht sich zwar auch auf Bestandsbauten, gilt aber nur in Baden-Württemberg. Daher werden beide hier nicht betrachtet.

Tabelle 6-2: Übersicht abgebildeter energiepolitischer Instrumente und regulatorischer Rahmenbedingungen nach abgebildeten Technikoptionen und Rechtsgrundlagen

Abgebildetes Instrument	Technik	Rechtsgrundlage
Erzeugungszuschlag	Mikro-KWK	KWKG 2014
Einspeisezuschlag	Mikro-KWK	KWKG 2016
Selbstverbrauchszuschlag	Mikro-KWK	KWKG 2016
Rückerstattung vermiedener Netznutzungsentgelte	Mikro-KWK	KWKG 2014
Vergütung nach KWK-Index	Mikro-KWK	KWKG 2014, 2016
Energiesteuerrückerstattung	Mikro-KWK	EnergieStG
Investitionszuschuss	Mikro-KWK	Mini-KWK-Richtlinie
Investitionszuschuss	Solarthermie	Marktanreizprogramm
Einspeisevergütung	Photovoltaik	EEG 2014
Pflicht zur Entrichtung der anteiligen EEG-Umlage auf eigenverbrauchte Strommengen	Mikro-KWK, Photovoltaik	EEG 2014
Kleinanlagenregelung / Bagatellgrenze bei der EEG-Umlage-Pflicht auf eigenverbrauchte Strommengen	Mikro-KWK, Photovoltaik	EEG 2014

6.2 Formale Beschreibung des POPART-Modells

Das folgende Kapitel enthält eine formale Beschreibung des Systems algebraischer Gleichungen und Ungleichungen, die die Zielfunktion und Nebenbedingungen des *POPART*-Modells konstituieren. Zunächst folgt in Abschnitt 6.2.1 Angabe und Erläuterung der verwendeten Nomenkla-

tur bzw. Symbolik. Abschnitt 6.2.2 beschreibt dann die Zusammensetzung der Zielfunktion. Abschnitt 6.2.3 stellt Maßnahmen zur Reduktion der Modellkomplexität und die entsprechend modifizierte Zielfunktion vor. Diese Modifikationen werden für den Rest des Kapitels sowie im Folgekapitel zugrunde gelegt. Abschnitt 6.2.4 beschreibt abschließend die Nebenbedingungen, die zur technisch-wirtschaftlichen Beschreibung des modellierten Systems sowie seiner Eigenschaften, Anforderungen und Grenzen dienen und so den Rahmen für die Ausgabenminimierung definieren.

6.2.1 Symbolik

Zur formalen Beschreibung des *POPART*-Modells werden folgende Symbole verwendet.²⁹ Unterschiede zur in Abschnitt 4.1 bei der Beschreibung des *THP*-Modells verwendeten Nomenklatur ergeben sich aus Unterschieden in der Modellstruktur.³⁰

Indizes und Indexmengen

Tabelle 6-3: Im *POPART*-Modell verwendete Indizes und Indexmengen

Index bzw. Indexmenge	Bedeutung
$t \in T = \{\text{gasb, elpur, mchp, hp, pv, solth}\}$	Versorgungsoptionen: Gaskessel, Netzbzug, Mikro-KWK-Anlage, Wärmepumpe, Photovoltaik und Solarthermie
$y \in Y = \{1, \dots, 20\}$	Jahre des Betrachtungszeitraums
$h \in H = \{1, \dots, 8760\}$	Stunden eines Jahres

²⁹ Für Parameter und Variablen werden zumeist griechische, für Indizes sowie Indexmengen lateinische Buchstaben mit Orientierung an der Bedeutung verwendet, bspw. δ für *Diskontierungssatz*, α für *Aktivität*, κ für *Kapazität*, Λ für *Last* usf. Variable sind **fett** gesetzt. Zusätzlich zum Symbolverzeichnis werden die Symbole auch im Fließtext kontextbezogen eingeführt.

³⁰ Während in *THP* bspw. Bestands- und Neubaukapazitäten unterschieden werden (κ vs. ν), gibt es diese Unterscheidung in *POPART* nicht (sondern nur κ). Ebenso ist bei *THP* durch Verwendung des Konzepts des Referenzenergiesystems von Flüssen (φ) zwischen Prozessen und Gütern die Rede, während *POPART* sich auf die Abbildung von Aktivitäten (α) beschränkt.

$u \in U = \{el, th\}$ Energie-Anwendungen bzw. Nutzenergieformen: Elektrizität und Wärme

Parameter

Tabelle 6-4: Im POPART-Modell verwendete Parameter

Symbol	Bedeutung	Einheit
$\xi_t^{inv,m}$	Kapazitätsspezifischer Anteil der investitionsabhängigen Ausgaben der Technik t	€/kW
$\xi_t^{inv,b}$	Fixer Anteil der investitionsabhängigen Ausgaben der Technik t	€
$\xi_u^{inv,st,m}$	Kapazitätsspezifischer Anteil der investitionsabhängigen Ausgaben für Speicher für die Energieform u	€/kWh
$\xi_u^{inv,st,b}$	Fixer Anteil der investitionsabhängigen Ausgaben für Speicher für die Energieform u	€
$\xi_{t,y}^{fin}$	Spezifische Ausgaben für Endenergie (Elektrizität oder Gas) für die Technik t im Jahr y ³¹	€/kWh
$\xi_t^{fin,\pi}$	Preissteigerungsbereinigte spezifische Ausgaben für Endenergie für Technik t	€/kWh
$\xi_{t,y}^{fit}$	Vergütungen für in das Netz der öffentlichen Versorgung eingespeiste Strommengen durch die Technik t im Jahr y	€/kWh
ξ_{pv}^{fit}	Photovoltaik-Einspeisetarif nach §51 EEG 2014	€/kWh

³¹ vgl. Abschnitt 7.1.2

$\xi_{h,y}^{pp}$	Einheitlicher KWK- Erzeugungszuschlag-Zuschlag ³² nach § 7 Abs. 1 KWKG 2014	€/kWh
$\xi_{h,y}^{fi}$	Einnahmen aus Elektrizitätsein- speisung aus von aus KWK erzeug- ten Strommengen nach §4 Abs. 3 KWKG 2016 bzw. § 4 Abs. 3 KWKG 2014	€/kWh
ξ_{mchp}^{fip}	Einspeisezuschlag ³³ nach § 7 Abs. 1 Nr. 1 KWKG 2016	€/kWh
ξ_{mchp}^{scp}	Selbstverbrauchszuschlag ³⁴ nach § 7 Abs. 3 Nr. 1a KWKG 2016	€/kWh
$\xi_t^{O\&M}$	Wartungs- und Instandhaltungs- Ausgaben der Technik t	€/kWh
ξ_{eegu}	Anteilige EEG-Umlage nach § 61 Abs. 1 EEG 2014	€/kWh
ξ^{vNNE}	Vermiedene Netznutzungsentgelte nach § 4 Abs. 3 KWKG 2014	€/kWh
ξ^{EnStRe}	Energiesteuerrückerstattung nach § 53a Abs. 6 EnergieStG	€/kWh
κ_t^{min}	Mindestkapazitäten für die Zubau- entscheidung für Technik t	kW
$\eta_{t,u}$	Verhältnis aus Nennleistung und Leistungsaufnahme der Technik t für die Abgabe der (Nutz-)Energie- form u	/
η_u^{st}	Speicherzyklenwirkungsgrad für die Energieform u	/
$\lambda_{h,u}$	Lastgang: Normierter Bedarf nach (Nutz-) Energieform u in Stunde h	/

³² *pp* für *production premium*³³ *fip* für *feed-in premium*³⁴ *scp* für *self-consumption premium*

Λ_u	Gebäudeauslegungslast	kW
A_h	Verfügbarkeit solarer Strahlung in der Stunde h	/
$\chi_{0,u}$	Anfangsladezustand der Speicher	kWh
δ	Diskontierungssatz	%
ω_t	Technische Nutzungsdauer der Technik t	a
$\hat{Y} = Y $	Umfang des Betrachtungszeitraums, Modellhorizont	a
M	Große Zahl	/

Darüber hinaus werden folgende einheitenlosen Korrekturkoeffizienten verwendet³⁵.

Π_t	Preissteigerungskorrekturkoeffizient
ψ_t	Laufzeitkorrekturkoeffizient
Φ_t, Φ_u^{st}	Reinvestitionskorrekturkoeffizienten für Umwandlungs- bzw. Speicherkapazitäten
Δ_δ	Rentenbarwertfaktor

Variable

Tabelle 6-5: Im POPART-Modell verwendete Variablen

Symbol	Bedeutung	Einheit
<i>Kontinuierliche Variable</i> ³⁶		
$\mathfrak{E}^{\text{tot}}$	Diskontierte Gesamtausgaben (zugl. Zielwert)	€
$\mathfrak{E}^{\text{inv}}$	Gesamtinvestitionen	€

³⁵ vgl. insb. Abschnitt 6.2.3

³⁶ Bei $\mathfrak{E}^{\text{tot}}$, $\mathfrak{E}^{\text{var}}$ und $\mathfrak{E}_{h,t,y}^{\text{var}}$ handelt es sich um eine freie, bei allen anderen um positive Variable.

$E_{inv,tot}$	Gesamtinvestition in Umwandlungskapazitäten	€
$E_{inv,st,tot}$	Gesamtinvestition in Speicherkapazitäten	€
E_y^{var}	Gesamte variable Netto-Ausgaben im Jahr y	€/a
$E_{h,t,y}^{var}$	Variable Ausgaben für Technik t in der Stunde h im Jahr y	€/a
$E_{t,y}^{eegu}$	EEG-Umlagezahlungen der Technik t im Jahr y	€/a
$E_y^{O\&M,tot}$	Gesamte Ausgaben für Wartung und Instandhaltung im Jahr y	€/a
$E_y^{fin,tot}$	Gesamte Ausgaben für Bezug von Endenergieträgern im Jahr y	€/a
$E_y^{eegu,tot}$	Gesamte Ausgaben für EEG-Umlage-Zahlungen auf selbstverbrauchte Strommengen	€
$E_y^{neg,tot}$	Gesamte Einnahmen für eingespeiste Strommengen und Vergütungen nach KWKG und EEG im Jahr y	€/a
$E_y^{exem,tot}$	Gesamte Nachlässe (Rückerstattung der Energiesteuer nach § 53a Abs. 6 EnergieStG bzw. vermiedener Netznutzungsentgelte nach § 4 Abs. 3 KWKG 2014)	€
κ_t	Kapazität der Technik t bezogen auf die Endenergieaufnahme ³⁷	kW
κ_u^{st}	Elektrische bzw. thermische Speicherkapazität	kWh
$\alpha_{h,t,y}$	Aktivität der Technik t in der Stunde h im Jahr y bezogen auf die Endenergieaufnahme	kW, kWh ³⁸

³⁷ bspw. die Brennstoffleistung³⁸ Durch den Bezug auf Stunden sind beide Einheiten zutreffend.

$\alpha_{h,u,t,y}^{dir}$	Direkte Verwendung der Abgabe der Technik t von Energieform u in der Stunde h im Jahr y	kW, kWh
$\alpha_{h,u,t,y}^{hp}$	Verwendung der Abgabe der Technik t von Energieform u in der Stunde h im Jahr y zum Betrieb einer Wärmepumpe	kW, kWh
$\alpha_{h,u,t,y}^{exc}$	Überschüsse bzw. Netzeinspeisung der Energieform u in Stunde h produziert durch Technik t im Jahr y ³⁹	kW, kWh
$\alpha_{h,t,y}^{self}$	Elektrischer Selbstverbrauch in Stunde h aus Technik t im Jahr y	kWh
$\alpha_{t,y}^{self,eeгу,tot}$	Gesamter EEG-Umlage-pflichtiger Selbstverbrauch aus Technik t im Jahr y	kWh
$\alpha_{h,u,t,y}^{st,i}$	Einspeicherung der Energieform u aus der Technik t in der Stunde h im Jahr y	kW, kWh
$\alpha_{h,u,y}^{st,o}$	Ausspeicherung der Energieform u in der Stunde h im Jahr y	kW, kWh
$\alpha_{h,u,y}^{st,loss}$	Speicherverluste der Energieform u in der Stunde h im Jahr y	kW, kWh
$\chi_{h,u}$	Speicherladezustand der Energieform u in der Stunde h	kWh
$\alpha_{h,el,mchp,y}^{exc,ftp,45000}$	Vollbenutzungsstunden mit Einspeisezuschlag ⁴⁰ ξ_{mchp}^{ftp} nach § 7 Abs. 1 KWKG 2016 im Jahr y	kWh
$\alpha_{h,mchp,y}^{self,scp,45000}$	Vollbenutzungsstunden mit Selbstverbrauchs-zuschlag ξ_{mchp}^{scp} nach § 7 Abs. 3 KWKG 2016 im Jahr y	kWh

³⁹ im Fall von $u=el$ Elektrizitätseinspeisung in ein Netz der öffentlichen Versorgung; im Fall von $u=th$ vgl. Gleichung 6-34

⁴⁰ ftp für *feed-in premium*

Binäre Variable

κ_t^{ind}	Indikatorvariable für Investition in Technik t
$\kappa_u^{st,ind}$	Indikatorvariable für Investition in Speichertechnik zur Speicherung der Energieform u
$\kappa_t^{baga,ind}$	Indikatorvariable für die Überschreitung der sog. Bagatellgrenze von 10 kW _{el} durch Technik t
$\alpha_{h,u}^{st,ind,i}$	Indikatorvariable für Einspeicherung der Energieform u in Stunde h
$\alpha_{h,u}^{st,ind,o}$	Indikatorvariable für Ausspeicherung der Energieform u in Stunde h

6.2.2 Zielfunktion*Überblick*

Es soll der Zielwert der diskontierten Gesamtausgaben Ξ^{tot} minimiert werden, die sich ergeben als die gesamten Anfangsinvestitionen Ξ^{inv} in Versorgungs- bzw. Umwandlungstechniken $\Xi^{inv,tot}$ sowie Speichertechniken $\Xi^{inv,st,tot}$ zuzüglich der auf das Anfangsjahr abgezinsten Zahlungsreihe der jährlichen Netto-Ausgaben Ξ_y^{var} über den Betrachtungszeitraum Y , d.h. Ausgaben abzüglich Einnahmen. Die jährlichen Ausgaben ergeben sich als Summe der Ausgaben für Endenergie, d.h. Gas- und Elektrizitätsbezug $\Xi_y^{fin,tot}$, Wartungs- und Instandhaltungs-Ausgaben $\Xi_y^{O\&M,tot}$ sowie EEG-Umlage-Zahlungen⁴¹ $\Xi_y^{eeгу,tot}$. Diese jährlichen Ausgaben werden bereinigt um die negativen Ausgaben, also die Einnahmen $\Xi_y^{neg,tot}$ aus Einspeisetarifen und Erzeugungszuschlägen⁴² bzw. Einspeisezuschüssen und Selbstverbrauchszuschüssen⁴³ sowie Rückerstattungen⁴⁴ $\Xi_y^{exem,tot}$.

⁴¹ nach § 61 EEG 2014

⁴² nach § 7 KWKG 2014

⁴³ nach § 7 Abs. 1 Nr. 1 bzw. § 3 Abs. 3 Nr. 1a KWKG 2016

⁴⁴ nach § 53a Abs. 6 EnergieStG bzw. nach § 4 Abs. 3 KWKG 2014

Die Zielfunktion lässt sich also zunächst wie in Gleichung 6-1 überblicksartig angeben als

$$\begin{aligned}
 \min \Xi^{tot} &= \Xi^{inv} + \sum_{y \in Y} (1 + \delta)^{-y} \Xi_y^{var} \\
 &= \underbrace{\Xi^{inv,tot} + \Xi^{inv,st,tot}}_{\Xi^{inv}} \\
 &+ \sum_{y \in Y} (1 + \delta)^{-y} \underbrace{\left(\Xi_y^{fin,tot} + \Xi_y^{O\&M,tot} + \Xi_y^{eequ,tot} - \Xi_y^{neg,tot} - \Xi_y^{exem,tot} \right)}_{\Xi_y^{var}}
 \end{aligned} \tag{6-1}$$

Investitionen in Umwandlungskapazitäten

Die Anfangsinvestitionen in Versorgungs- bzw. Umwandlungstechniken $\Xi^{inv,tot}$ ergeben sich als Summe der Investitionen in die technischen Systemkomponenten $t \in T$. Diese Investitionen werden, wie in Abschnitt 6.1.4 beschrieben, jeweils unterschieden in einen proportional kapazitätsabhängigen Teil $\kappa_t \cdot \xi_t^{inv,m}$, der sich als Produkt der Entscheidungsvariablen der Kapazität κ_t und der spezifischen Investition $\xi_t^{inv,m}$ ergibt, sowie einen installationsfixen Teil, der sich als Produkt der installationsfixen Investitionen $\xi_t^{inv,b}$ und der binären Indikatorvariablen $\kappa_t^{ind} \in \{0,1\}$ ergibt (Gleichung 6-2). Gleichung 6-26 (vgl. Abschnitt 6.2.4) bedingt diese zu 1 genau dann wenn $\kappa_t > 0$. Die Summe beider Produkte wird dann um den in Abschnitt 6.2.3 beschriebenen Reinvestitionskorrekturkoeffizienten Φ_t bereinigt.

$$\Xi^{inv,tot} = \sum_{t \in T} \Phi_t (\kappa_t \cdot \xi_t^{inv,m} + \kappa_t^{ind} \cdot \xi_t^{inv,b}) \tag{6-2}$$

Investitionen in Speicherkapazitäten

Die Berechnung der Investitionen in Speicher erfolgt auf analoge Weise nach Gleichung 6-3. Zunächst ergeben diese sich als die Summe der Investitionen in Speicher für beide Energieformen $u \in U = \{el, th\}$ Elektrizität und Wärme. Für jede dieser beiden wird nun wieder ein speicherkapazitätsproportionaler Teil als Produkt aus der

Entscheidungsvariablen der Speicherkapazität κ_u^{st} und der speicherkapazitätsspezifischen Investitionen $\xi_u^{inv,st,m}$ sowie ein installationsfixer Teil als Produkt aus der binären Indikatorvariablen $\kappa_u^{st,ind} \in \{0,1\}$ und der installationsfixen Investitionen $\xi_u^{inv,st,b}$ angesetzt. Ersterer Teil wird um den Reinvestitionskorrekturkoeffizienten Φ_u^{st} bereinigt, um die Ersatzinvestition in Batteriespeicher gemäß den in Abschnitt 6.3.6 beschriebenen Überlegungen zu berücksichtigen.

$$\Xi^{inv,st,tot} = \sum_{u \in U} (\kappa_u^{st} \cdot \xi_u^{inv,st,m} \cdot \Phi_u^{st} + \kappa_u^{st,ind} \cdot \xi_u^{inv,st,b}) \quad (6-3)$$

Berücksichtigung von Reinvestitionen in Umwandlungskapazitäten

Wie in Abschnitt 6.1 beschrieben werden keine Bestandskapazitäten berücksichtigt. Weiterhin konzentriert die dargestellte Definition der Zielfunktion die Investitionsentscheidung auf einen Zeitpunkt in $y = 1$ und betrachtet einen Betrieb der gewählten gleichbleibenden Konfiguration über den Betrachtungszeitraum bzw. Modellhorizont. Um vom Modellhorizont \hat{Y} abweichende technische Nutzungsdauern $\omega_t \neq \hat{Y}$, d.h. insbesondere die Notwendigkeit der Reinvestition bei technischen Nutzungsdauern, die den Modellhorizont unterschreiten, berücksichtigen zu können, wird ein Korrekturkoeffizient Φ_t eingeführt, der gemäß Gleichung 6-4 die entsprechend abgezinste(n) Reinvestition(en) der in der Zielfunktion angesetzten (Anfangs-)Investition Ξ_t^{inv} zuschlägt und die ebenfalls entsprechend abgezinste, den Modellhorizont überschreitende Zeitanteile herausrechnet:

$$\Xi_t^{inv,\Phi} = \Xi_t^{inv} \cdot \Phi_t \quad (6-4)$$

Für einen Modellhorizont von $\hat{Y} = 20$ Jahren, einer Nutzungsdauer ω_t einer Technik t von 10 Jahren und einem Diskontierungssatz von $\delta = 5\%$ ergibt sich so bspw. $\Phi = 1 + (1 + 0,05)^{-10} \approx 1,6$. Allgemein, d.h. insbesondere wenn die Länge des Betrachtungszeitraums in Jahren nicht ein Vielfaches der Nutzungsdauer ist, kann die Berechnung wie in

Gleichung 6-5 angegeben werden, wobei der Minuend die Anfangsinvestition sowie die abgezinsten Ersatzinvestitionen und der Subtrahend die Anrechnung des Restwerts nach dem Modellhorizont abbildet.

$$\Phi_t(\hat{Y}, \delta) = \sum_{n=0}^{\lfloor \frac{\hat{Y}}{\omega_t} \rfloor} (1 + \delta)^{-n \cdot \omega_t} - \sum_{n=\hat{Y}+1}^{\omega_t \cdot \lfloor \frac{\hat{Y}}{\omega_t} \rfloor} \left(\frac{1}{\omega_t} \right) (1 + \delta)^{-n} \quad (6-5)$$

Für ein Beispiel mit einer Nutzungsdauer ω_t von 8 Jahren bei einem Diskontierungssatz von 5 % und einer Länge des Betrachtungszeitraums \hat{Y} von 20 Jahren ergäbe sich also bspw.

$$\Phi_t(20, 5\%) = \sum_{n=0}^2 (1,05)^{-n \cdot 8} - \sum_{n=21}^{24} \left(\frac{1}{8} \right) (1,05)^{-n} = 2,13 - 0,17 = 1,97.$$

Weitere beispielhafte Zahlenwerte sind zur Veranschaulichung in Tabelle 6-6 angegeben.

Dieses Vorgehen würde sich durch Anwendung der Annuitätenmethode anstelle des Kapitalwertansatzes vereinfachen bzw. erübrigen.

Ausgaben für Endenergiebezug

In die Berechnung der jährlichen Ausgaben für Endenergie für das Jahr $y \in Y$, d.h. Gas- und Elektrizitäts-Bezug, gehen gemäß Gleichung 6-6 die Aktivität $\alpha_{h,t,y}$ der technischen Systemkomponenten $t \in T$ in der Stunde $h \in H$ sowie der Gas- bzw. Elektrizitäts-Preis $\xi_{t,y}^{fin}$ ein. Dabei ist zu beachten, dass die Aktivität $\alpha_{h,t,y}$ wie in Abschnitt 6.2.1 beschrieben sich auf die Eingangsleistung der Technik t bezieht, wodurch sie sich in Kombination mit der zeitlichen Differenzierung in ganzen Stunden⁴⁵ bspw. für die Technik Mikro-KWK zur Berechnung der Ausgaben für den Bezug von Gas direkt mit dem Gaspreis $\xi_{mchp,y}^{fin}$ multiplizieren lässt. Für die Technik Wärmepumpe ist $\xi_{hp,y}^{fin}$ daher 0. Der Elektrizitätsbedarf der

⁴⁵ ebd.

Wärmepumpe wird wie in Abschnitt 6.2.4 beschrieben gesondert erfasst⁴⁶ und die Ausgaben für Elektrizitätsbezug als solche erfasst.

$$\mathbb{E}_y^{fn,tot} = \sum_{t \in T} \sum_{h \in H} \alpha_{h,t,y} \cdot \xi_{t,y}^{fn}, \quad \forall y \in Y \quad (6-6)$$

Numerische Annahmen zu Elektrizitäts- und Gastarifen werden in Abschnitt 7.1.2 zur Modellwendung getroffen.

Wartungs- und Instandhaltungsausgaben

Die Berechnung der Wartungs- und Instandhaltungsausgaben $\mathbb{E}_y^{O\&M,tot}$ erfolgt analog nach Gleichung 6-7. Dabei ist bei der Definition des Modelleingangs-Parameters $\xi_t^{O\&M}$ analog zur Berechnung der Ausgaben für Endenergie der Bezug auf die Eingangsleistung zu beachten.

$$\mathbb{E}_y^{O\&M,tot} = \sum_{t \in T} \sum_{h \in H} \alpha_{h,t,y} \cdot \xi_t^{O\&M} \quad (6-7)$$

EEG-Umlage

Die Berechnung der EEG-Umlage-Zahlungen auf selbstverbrauchte Strommengen $\mathbb{E}_y^{eegu,tot}$ nach § 61 EEG 2014⁴⁷ erfolgt als Produkt der umlagepflichtigen Selbstverbrauchs-Strommengen $\alpha_{t,y}^{self,eegu,tot}$ und des Umlagesatzes ξ^{eegu} nach Gleichung 6-8. Die hierfür entscheidende gleichzeitige Berücksichtigung der kapazitäts- als auch der produktionsbezogenen sog. Bagatellgrenze für Kleinanlagen nach § 61 Abs. 2 Nr. 4 EEG 2014 ist in Abschnitt 6.2.4 beschrieben. Die umlagepflichtigen Selbstverbrauchs-Strommengen $\alpha_{t,y}^{self,eegu,tot}$ berechnen sich nach Gleichungen 6-45 bis 6-49.

$$\mathbb{E}_y^{eegu,tot} = \sum_{t \in \{pv,mchp\}} \alpha_{t,y}^{self,eegu,tot} \cdot \xi^{eegu} \quad (6-8)$$

⁴⁶ vgl. Gleichung 6-29

⁴⁷ vgl. Abschnitt 6.4.5

Die EEG-Umlagezahlungen für vom Netz bezogene Strommengen ist in der Elektrizitätspreisannahme $\xi_{t,y}^{fin}$ enthalten und wird im Modell nicht gesondert betrachtet.

Einnahmen

Die gesamten jährlichen Einnahmen (ausgedrückt als negative Ausgaben) $\mathcal{E}_y^{neg,tot}$ ergeben sich als Summe aus Einnahmen gemäß Einspeisetarifen⁴⁸, Erzeugungszuschlägen⁴⁹ bzw. Einspeisezuschlägen, Selbstverbrauchszuschlägen⁵⁰ und Elektrizitätsverkäufen aus Mikro-KWK, nach KWK-Index oder zu Elektrizitätsbörsenpreisen⁵¹. Zur Berechnung der Einnahmen aus Einspeisung photovoltaisch erzeugter Strommengen nach § 51 EEG 2014 wird für jede Stunde $h \in H$ die eingespeiste Strommenge $\alpha_{h,el,pv,y}^{exc}$ mit dem Einspeisetarif ξ_{pv}^{fit} multipliziert. Die Berechnung von $\alpha_{h,el,pv,y}^{exc}$ ist in Abschnitt 6.2.4 beschrieben. Zur Berechnung des Einspeisezuschlags gemäß § 7 KWKG 2016 wird analog vorgegangen.

Die gesamten jährlichen Einnahmen setzen sich aus den folgenden vier Posten zusammen:

- Eingespeiste, d.h. weder direkt selbstverbrauchte oder eingespeicherte Photovoltaik-Elektrizitätsproduktion $\alpha_{h,el,pv,y}^{exc}$ wird nach Einspeisetarif gemäß § 51 EEG 2014 in das öffentliche Netz eingespeist und mit dem Satz ξ_{pv}^{fit} vergütet. Die Berechnung von $\alpha_{h,el,pv,y}^{exc}$ wird in Abschnitt 6.2.4 bzw. Gleichung 6-45 beschrieben.
- Komplexer ist die Situation bei der Mikro-KWK. Nach KWKG gibt es wie in Abschnitt 6.4.1 ausführlicher dargestellt zunächst für eingespeiste Strommengen eine Durchleitungs- bzw. Abnahmeverpflichtung für den Verteilnetzbetreiber und die Vorschrift, mindestens

⁴⁸ nach § 51 EEG 2014

⁴⁹ nach § 7 KWKG 2014

⁵⁰ nach § 7 KWKG 2016

⁵¹ vgl. Abschnitt 6.4.1

nach dem gemittelten Börsenpreis für Grundlaststrom des Vorquartals zu vergüten.⁵²

- Im KWKG 2014 gibt es zusätzlich nach § 7 einen Zuschlag auf jede erzeugte Kilowattstunde unabhängig von ihrer Verwendung in Höhe von 5,41 ct/kWh für höchstens zehn Jahre oder höchstens 30 000 Vollbenutzungsstunden, im Modell erfasst als $\xi_{t,y}^{pp}$.
- Im KWKG 2016 wird diese einheitliche Vergütung zugunsten nach Verwendung unterscheidenden Vergütungssätzen aufgegeben. Danach werden eingespeiste Strommengen (für Anlagen bis 50 kW_{el}) mit 8 ct/kWh⁵³ und selbstverbrauchte Strommengen mit 4 ct/kWh⁵⁴ vergütet. Diese Sätze werden für zusammen höchstens 45 000 Vollbenutzungsstunden gezahlt.⁵⁵ Zur Abbildung dieser Vorschriften im Modell werden die Variablen $\alpha_{h,mchp,y}^{exc, fip, 45000}$ für die Vollbenutzungsstunden mit Einspeisezuschlag⁵⁶ ξ_{mchp}^{fip} und $\alpha_{h,mchp,y}^{self, scp, 45000}$ für die Vollbenutzungsstunden mit Selbstverbrauchszuschlag⁵⁷ ξ_{mchp}^{scp} verwendet. Für diese wird durch geeignete Nebenbedingungen⁵⁸ einerseits sichergestellt, dass insgesamt die Vollbenutzungsstundenobergrenze eingehalten wird und andererseits darüber hinaus eine Einspeisung bzw. ein Selbstverbrauch ohne Zuschlag möglich ist. Der Erzeugungszuschlag nach § 7 KWKG 2014 kann auf diese Weise ebenfalls abgebildet werden, indem ξ_{mchp}^{fip} und ξ_{mchp}^{scp} auf den gleichen einheitlichen Wert gesetzt werden und die Volllaststundengrenze entsprechend angepasst wird⁵⁹.

⁵² vgl. § 4 Abs. 3 KWKG 2016

⁵³ § 7 Abs. 1

⁵⁴ § 7 Abs. 3

⁵⁵ § 8 Abs. 1. Diese Zahl entspricht dem Gesetzentwurf zum KWKG 2016 vom Oktober 2015 (vgl. Abschnitt 7.1 und Rechtsquellenverzeichnis). Nach § 8 Abs. 1 der endgültigen Fassung des KWKG 2016 gilt hingegen 60 000 Vollbenutzungsstunden.

⁵⁶ *fip* für *feed-in premium*

⁵⁷ *scp* für *self-consumption premium*

⁵⁸ vgl. Abschnitt 6.2.4

⁵⁹ Auf diese Anwendung wird aber in dieser Arbeit verzichtet (vgl. Abschnitt 7.1).

- Zusätzlich erhält die in der Stunde $h \in H$ eingespeiste Strommenge $\alpha_{h,el,mchp,y}^{exc}$ ohne Obergrenze ihren Gegenwert $\xi_{h,y}^{fi}$ in Form des KWK-Index oder des Börsenstrompreises.⁶⁰

Insgesamt ergeben sich die Einnahmen also gemäß Gleichung 6-9 zu

$$\begin{aligned} \Xi_y^{neg,tot} = & \sum_{h \in H} \left(\alpha_{h,el,pv,y}^{exc} \cdot \xi_{pv}^{fit} + \alpha_{h,mchp,y}^{exc,ftp,45000} \cdot \xi_{mchp}^{fip} \right. \\ & \left. + \alpha_{h,mchp,y}^{self,scp,45000} \cdot \xi_{mchp}^{scp} + \alpha_{h,el,mchp,y}^{exc} \cdot \xi_{h,y}^{fi} \right), \quad \forall y \in Y. \end{aligned} \quad (6-9)$$

Gleichungen 6-42 bis 6-44 gewährleisten zudem die Einhaltung der Vollbenutzungsstundenobergrenze gemäß § 8 Abs. 1 KWKG 2016.

Nachlässe

Weiterhin gehen mit negativem Vorzeichen zwei Posten ein, die unter dem Begriff Nachlässe in Gleichung 6-10 zusammengefasst werden sollen. Dies sind einerseits für alle Stunden $h \in H$ die vermiedenen Netznutzungsentgelte ξ^{vNNE} auf eingespeiste Strommengen aus Mikro-KWK $\alpha_{h,el,mchp}^{exc}$ nach § 4 Abs. 3 KWKG 2014⁶¹. Andererseits handelt es sich um die Energiesteuerrückerstattung nach § 53a Abs. 6 EnergieStG. Im vorliegenden Fall geht es um das in der Mikro-KWK-Anlage eingesetzte Gas. Die eingesetzte Gasmenge entspricht im Fall von Mikro-KWK-Anlagen $\alpha_{h,mchp}$ durch den Bezug der die Aktivität abbildenden Entscheidungsvariablen $\alpha_{h,t}$ auf die aufgenommene Leistung, d.h. im Fall von Mikro-KWK der Brennstoffleistung.

$$\Xi_y^{exem,tot} = \sum_{h \in H} \left(\alpha_{h,el,mchp,y}^{exc} \cdot \xi^{vNNE} + \alpha_{h,mchp,y} \cdot \xi^{EnStRe} \right), \quad \forall y \in Y \quad (6-10)$$

Zielfunktion

Damit lässt sich die Zielfunktion in ausführlicher Darstellung wie in Gleichung 6-11 angeben.

⁶⁰ vgl. Abschnitt 6.4.1

⁶¹ bzw. nach § 18 StromNEV

$$\begin{aligned}
 & \min \Xi^{tot} \\
 & = \sum_{t \in T} \underbrace{\Phi_t (\kappa_t \cdot \xi_t^{inv,m} + \kappa_t^{ind} \cdot \xi_t^{inv,b})}_{\Xi^{inv,tot}} + \sum_{u \in U} \underbrace{(\kappa_u^{st} \cdot \xi_u^{inv,st,m} \cdot \Phi_u^{st} + \kappa_u^{st,ind} \cdot \xi_u^{inv,st,b})}_{\Xi^{inv,st,tot}} \\
 & + \sum_{y \in Y} (1 + \delta)^{-y} \left\{ \underbrace{\sum_{t \in T} \sum_{h \in H} (\alpha_{h,t,y} \cdot \xi_{t,y}^{fin})}_{\Xi^{fin,tot}} + \underbrace{\sum_{t \in T} \sum_{h \in H} (\alpha_{h,t,y} \cdot \xi_t^{O\&M})}_{\Xi^{O\&M,tot}} + \underbrace{\sum_{t \in \{pv,mchp\}} \alpha_{t,y}^{self,eeegu,tot} \cdot \xi_{eeegu}}_{\Xi^{eeegu,tot}} \right. \\
 & - \underbrace{\sum_{h \in H} (\alpha_{h,el,pv,y}^{exc} \cdot \xi_{pv}^{fit} + \alpha_{h,mchp,y} \cdot \xi_{h,y}^{pp} + \alpha_{h,mchp,y}^{exc} \cdot \xi_{h,y}^{fi} + \alpha_{h,el,mchp,y}^{exc,flip,45000} \cdot \xi_{mchp}^{flip} + \alpha_{h,mchp,y}^{self,scp,45000} \cdot \xi_{mchp}^{scp})}_{\Xi^{neg,tot}} \\
 & \left. - \underbrace{\sum_{h \in H} (\alpha_{h,el,mchp,y}^{exc} \cdot \xi_{vNNE} + \alpha_{h,mchp,y} \cdot \xi_{EnStRe})}_{\Xi^{exem,tot}} \right\}
 \end{aligned} \tag{6-11}$$

6.2.3 Reduktion der Modellkomplexität

Zielsetzung und Voraussetzungen

Die Modellkomplexität lässt sich unter bestimmten Voraussetzungen reduzieren durch Berechnung nur eines Jahres und Hochrechnung auf den Betrachtungszeitraum, d.h. Wegnahme des Index y von sämtlichen nach Jahren indizierten Entscheidungsvariablen (und Parametern). Dies verspricht zwar eine Reduktion der Modellkomplexität, allerdings entfällt in diesem Fall u.a. zunächst die Möglichkeit, Energiepreisveränderungen $\xi_{t,y}^{fin}$ abzubilden. Weiterhin ist eine triviale Abbildung von Förderinstrumenten mit begrenzter Laufzeit in Jahren wie bspw. nach dem § 7 KWKG 2014 bspw. durch $\xi_{h,y}^{pp}$ nicht mehr möglich. Im Folgenden wird der in dieser Arbeit verwendete Ansatz aufgezeigt, die Reduktion der Modellkomplexität zu erreichen und trotzdem Energiepreissteigerungen und begrenzte Förderinstrumentlaufzeiten abbilden zu können. Die Anzahl der Entscheidungsvariablen kann also unter bestimmten Voraussetzungen bzw. durch Treffen bestimmter Vereinfachungen durch Einsatz des Rentenbarwertfaktors Δ_δ gemäß Gleichung 6-12 reduziert werden⁶²:

⁶² für eine überblicksartige Darstellung der Zielfunktion vgl. Gleichung 6-1

$$\min \Xi^{tot} = \Xi^{inv} + \sum_{y \in Y} (1 + \delta)^{-y} \Xi_y^{var} = \Xi^{inv} + \Delta_\delta \Xi_y^{var} , \quad (6-12)$$

für eine gleichförmige Zahlungsreihe Ξ_y^{var} über den Betrachtungszeitraum \hat{Y} mit dem Rentenbarwertfaktor Δ_δ bei Diskontierungssatz δ nach Gleichung 6-13

$$\Delta_\delta = \frac{(1 + \delta)^{\hat{Y}} - 1}{(1 + \delta)^{\hat{Y}} \cdot \delta} . \quad (6-13)$$

Voraussetzung dafür ist die Gleichförmigkeit der Zahlungsreihe Ξ_y^{var} (Gleichungen 6-14 und 6-15), d.h. dass für

$$\Xi_y^{var} = \Xi_y^{fin,tot} + \Xi_y^{O\&M,tot} + \Xi_y^{eequ,tot} - \Xi_y^{neg,tot} - \Xi_y^{exem,tot} \quad (6-14)$$

gilt, dass

$$\Xi_y^{var} = \Xi_1^{var} = \Xi_2^{var} = \dots = \Xi_{\hat{Y}}^{var} = \Xi^{var} . \quad (6-15)$$

Dies impliziert allerdings insbesondere, dass

$$\sum_{h \in H} \alpha_{h,t,y} = \sum_{h \in H} \alpha_{h,t,1} = \sum_{h \in H} \alpha_{h,t,2} = \dots = \sum_{h \in H} \alpha_{h,t,\hat{Y}} , \quad \forall t \in T. \quad (6-16)$$

und damit auch

$$\xi_{t,y}^{fin} = \xi_{t,1}^{fin} = \xi_{t,2}^{fin} = \dots = \xi_{t,\hat{Y}}^{fin} = \xi_t^{fin} , \quad \forall t \in T. \quad (6-17)$$

Gleichung 6-17 bedeutet insbesondere, dass ohne weitere Maßnahmen keine Preisveränderungen von Endenergieträgern berücksichtigt werden könnten. Nachfolgend ist der verwendete Ansatz zur Lösung der Problematik dargestellt.

Berücksichtigung von Preissteigerungen

Um trotzdem Steigerungen des Preises $\xi_{t,y}^{fin}$ für die für die Technik t eingesetzte Endenergie über die Jahre y abbilden zu können, wird wie folgt

vorgegangen.⁶³ Voraussetzung für die Anwendung des nachfolgend beschriebenen Vorgehens ist dabei, wie in Gleichungen 6-18 und 6-19 dargestellt, ein gleichförmiges prozentuales, d.h. exponentielles Wachstum um die Rate $\pi_{t,y}$ der Endenergiepreise $\xi_{t,y}^{fin}$ im Vergleich zu $\xi_{t,1}^{fin}$ des für die Technik t eingesetzten Endenergieträgers, d.h. für ein Jahr $y^* \in Y$

$$\xi_{t,y^*}^{fin} = \xi_{t,1}^{fin} \cdot \prod_{y=1}^{y^*} (1 + \pi_{t,y^*}) = \xi_{t,1}^{fin} \cdot (1 + \pi_t)^{y^*}, \quad \forall t \in T \quad (6-18)$$

mit

$$\pi_{t,y} = \pi_{t,1} = \pi_{t,2} = \dots = \pi_{t,y^*} = \pi_t. \quad (6-19)$$

Damit lässt sich ein preissteigerungsbereinigter Parameter $\xi_t^{fin,\pi}$ ableiten, der sich gemäß Gleichung 6-20, verglichen mit einer Rechnung ohne Berücksichtigung von Preissteigerungen in $\xi_{t,1}^{fin}$ bzw. ξ_t^{fin} und einen Preissteigerungskorrekturkoeffizienten Π_t aufteilen lässt:

$$\xi_t^{fin,\pi} = \xi_{t,1}^{fin} \cdot \Pi_t \quad (6-20)$$

Der Koeffizient Π_t gibt dabei nach Gleichung 6-21 das Verhältnis aus den Barwerten je einer normierten Zahlungsreihe mit konstanter Zunahme bzw. ohne an, d.h.

$$\Pi_t = \frac{\sum_{y \in Y} \left(\frac{1 + \pi_{t,y}}{1 + \delta} \right)^y}{\sum_{y \in Y} (1 + \delta)^{-y}}. \quad (6-21)$$

Im Beispiel eines Modellhorizonts von zwanzig Jahren, eines Diskontierungssatzes von $\delta = 5\%$ und einer jährlichen Preissteigerung von $\pi_t = 2\%$ beträgt $\Pi_t \approx 1,2$.

Begrenzte Laufzeit von Förderinstrumenten

Mit einem analogen Ansatz kann auch die begrenzte Laufzeit bestimmter Förderinstrumente berücksichtigt werden, bspw. die Begrenzung

⁶³ Ähnliche Vorgehensweisen finden sich bei Theiß (2012 S. 70ff) oder Merkel (2016 S. 137).

der KWK-Zuschlags nach § 7 KWKG 2014 auf 10 Jahre⁶⁴. Ebenso wird die Energiesteuerrückerstattung nur für den Abschreibungszeitraum der Anlage gewährt. Diese liegt normalerweise ebenfalls bei zehn Jahren. Zur Berücksichtigung einer solchen vom Modellhorizont \hat{Y} abweichenden Laufzeit \hat{Y}'_t von Förderinstrumenten für die Technik t über die Menge von Jahren $Y' \subset Y$ wird gemäß Gleichung 6-22 der Parameter ξ_t^{pp} entsprechend korrigiert durch

$$\xi_t^{pp,\psi} = \xi_t^{pp} \cdot \Psi_t, \quad (6-22)$$

wobei sich gemäß Gleichung 6-23 der Korrektoreffizient ergibt zu

$$\Psi_t = \frac{\sum_{y' \in Y'_t} (1 + \delta)^{-y'}}{\sum_{y \in Y} (1 + \delta)^{-y}}. \quad (6-23)$$

Im Beispiel eines Modellhorizonts \hat{Y} von zwanzig Jahren, einer Laufzeit \hat{Y}'_t von zehn Jahren und eines Diskontierungssatzes von $\delta = 5\%$ beträgt $\Psi_t = 0,62$.

Zusammenfassung Korrekturkoeffizienten

Es werden insgesamt also folgende Korrekturkoeffizienten verwendet:

- Π_t zur Berücksichtigung von Gas- und Elektrizitäts-Preissteigerungen,
- Ψ_t zur Abbildung von vom Modellhorizont abweichenden Förderinstrumentenlaufzeiten, sowie zusätzlich der bereits in Abschnitt 6.2.3 eingeführte Koeffizient
- Φ_t zur Erfassung von Reinvestitionen.

Die beiden nachfolgenden Tabellen fassen die verwendeten Korrekturkoeffizienten zusammen, wobei Tabelle 6-6 Berechnung und Anwendung und Tabelle 6-7 beispielhafte Werte in Abhängigkeit vom Diskontierungssatz δ angibt. Alle Angaben gelten für einen Modellhorizont von

⁶⁴ Eigentlich sieht hier das KWKG 2014 zehn Jahre *oder dreißigtausend Betriebsstunden* vor. Letzteres ist nur vorzuziehen falls die Zahl der jährlichen durchschnittlichen Betriebsstunden unter dreitausend liegt. In der Praxis ist zumeist die Begrenzung auf zehn Jahre ausschlaggebend.

zwanzig Jahren. Dabei beziehen sich die Werte für Ψ_t und Φ_t auf eine Förderinstrumentlaufzeit von zehn Jahren bzw. eine Reinvestition nach zehn Jahren. Die Werte für Π_t sind berechnet für eine jährlich zweiprozentige Preissteigerung. Ebenfalls angegeben ist der entsprechende Rentenbarwertfaktor $\Delta_{\delta,20}$.

Tabelle 6-6: Übersicht über Berechnung und Anwendung in der Zielfunktion verwendete Korrekturkoeffizienten

Bezeichnung	Symbol	Anwendung	Berechnung
Preissteigerungskorrekturkoeffizient	Π_t	$\xi_t^{fin,\pi}$ $= \xi_t^{fin} \cdot \Pi_t$	$\Pi_t(\pi, \delta) = \frac{\sum_{y \in Y} \left(\frac{1 + \pi_{t,y}}{1 + \delta} \right)^y}{\sum_{y \in Y} (1 + \delta)^{-y}}$
Laufzeitkorrekturkoeffizient	Ψ_t	$\xi_t^{fip,\psi}$ $= \xi_t^{fip} \cdot \Psi_t$	$\Psi_t = \frac{\sum_{y' \in Y'} (1 + \delta)^{-y'}}{\sum_{y \in Y} (1 + \delta)^{-y}}$
Reinvestitionskorrekturkoeffizient	Φ_t	$\Xi_t^{inv,\phi}$ $= \Xi_t^{inv} \cdot \Phi_t$	$\Phi_t(\hat{Y}, \delta) = \sum_{n=0}^{\lfloor \frac{\hat{Y}}{\omega_t} \rfloor} (1 + \delta)^{-n \cdot \omega_t} - \sum_{n=\hat{Y}+1}^{\omega \cdot \lfloor \frac{\hat{Y}}{\omega_t} \rfloor} \left(\frac{1}{\omega_t} \right) (1 + \delta)^{-n}$
Rentenbarwertfaktor	Δ_δ	siehe Zielfunktion	$\Delta_\delta = \frac{(1 + \delta)^{\hat{Y}} - 1}{(1 + \delta)^{\hat{Y}} \cdot \delta}$

Tabelle 6-7: Beispielwerte zur Veranschaulichung in der Zielfunktion verwendeter Korrekturkoeffizienten am Beispiel von 2 % Preissteigerung, 10 Jahren Nutzungsdauer, 10 Jahren Laufzeit und 20 Jahren Betrachtungshorizont

δ	$\Pi_{t,2\%}$	$\Psi_{t,10,20}$	$\Phi_{t,10,20}$	$\Delta_{\delta,20}$
1,5 %	1,23	0,54	1,86	17,17
3,0 %	1,22	0,57	1,74	14,88
5,0 %	1,20	0,62	1,60	12,46
8,0 %	1,18	0,68	1,43	9,82

Vereinfachte Zielfunktion

Bei reduzierter Komplexität lässt sich die Zielfunktion unter Einsatz der vorgestellten Korrekturkoeffizienten und durch Entfernung der Jahresindizes $y \in Y$ durch Gleichung 6-24 angeben.

$$\begin{aligned}
 & \min \Xi^{tot} \\
 & = \underbrace{\sum_{t \in T} \Phi_t (\kappa_t \cdot \xi_t^{inv,m} + \kappa_t^{ind} \cdot \xi_t^{inv,b})}_{\Xi^{inv,tot}} + \underbrace{\sum_{u \in U} (\kappa_u^{st} \cdot \xi_u^{inv,st,m} \cdot \Phi_u^{st} + \kappa_u^{st,ind} \cdot \xi_u^{inv,st,b})}_{\Xi^{inv,st,tot}} \\
 & + \Delta_\delta \left\{ \underbrace{\sum_{t \in T} \sum_{h \in H} (\alpha_{h,t} \cdot \xi_t^{fin} \cdot \Pi_t)}_{\Xi^{fin,tot}} + \underbrace{\sum_{t \in T} \sum_{h \in H} (\alpha_{h,t,y} \cdot \xi_t^{O\&M})}_{\Xi^{O\&M,tot}} + \underbrace{\sum_{t \in \{pv,mchp\}} \alpha_t^{self,eegu,tot} \cdot \xi_{eegu}}_{\Xi^{eegu,tot}} \right. \\
 & - \underbrace{\sum_{h \in H} (\alpha_{h,el,pv}^{exc} \cdot \xi_{pv}^{fit} + \alpha_{h,mchp,y} \cdot \xi_{h,y}^{pp} \cdot \Psi_{mchp} + \alpha_{h,mchp}^{exc} \cdot \xi_h^{fi} + \alpha_{h,el,mchp}^{exc,fp,45000} \cdot \xi_{mchp}^{fip} + \alpha_{h,mchp}^{self,scp,45000} \cdot \xi_{mchp}^{scp})}_{\Xi^{neg,tot}} \\
 & \left. - \underbrace{\sum_{h \in H} (\alpha_{h,el,mchp}^{exc} \cdot \xi^{vNNE} + \alpha_{h,mchp} \cdot \xi^{EnStRe} \cdot \Psi_{mchp})}_{\Xi^{exem,tot}} \right\}
 \end{aligned} \tag{6-24}$$

6.2.4 Nebenbedingungen

Die im Folgenden erläuterten Nebenbedingungen dienen zur technisch-wirtschaftlichen Beschreibung des modellierten Systems sowie seiner Eigenschaften, Anforderungen und Grenzen und definieren so den Rahmen für die Ausgabenminimierung.

Für die nachfolgenden Betrachtungen wird zugunsten der Übersichtlichkeit die gemäß Abschnitt 6.2.3 bzw. Gleichung 6-24 vereinfachte Zielfunktion zugrunde gelegt und auf Angabe des Jahresindex $y \in Y$ verzichtet.

Berechnung investitionsabhängiger Ausgaben

Gemäß dem in Abschnitt 6.1.4 vorgestellten Vorgehen berechnen sich die investitionsabhängigen Ausgaben Ξ_t^{inv} wie bereits in Abschnitt 6.2.2 gezeigt als Summe des fixen, von der Anlagengröße unabhängigen Anteils $\kappa_t^{ind} \cdot \xi_t^{inv,b}$ und des variablen, zur Anlagengröße proportionalen Anteils $\kappa_t \cdot \xi_t^{inv,m}$ der Investition gemäß Gleichung 6-25 zu

$$\Xi_t^{inv} = \kappa_t \cdot \xi_t^{inv,m} + \kappa_t^{ind} \cdot \xi_t^{inv,b}, \quad \forall t \in T. \tag{6-25}$$

Gleichung 6-26 bedingt bei Investition in eine (echt positive) Umwandlungskapazität κ_t der Technik t die binäre Indikatorvariable κ_t^{ind} zu 1, was das Ansetzen der investitionsfixen Ausgaben $\xi_t^{inv,b}$ sicherstellt.⁶⁵

$$\kappa_t \leq \kappa_t^{ind} \cdot M, \quad \forall t \in T. \quad (6-26)$$

Bilanzierung von Erzeugung und Verwendung

Gleichung 6-27 bilanziert sowohl für Wärme als auch für Elektrizität in jeder Stunde h und für jede Technik t Erzeugung bzw. Fremdbezug $\alpha_{h,t}$ einerseits und Verwendung andererseits. Für den Fall der Wärme bedeutet diese Bilanz, dass die Erzeugung von Wärme je Technik t in jeder Stunde h der Summe aus Einspeicherung $\alpha_{h,u,t}^{st,i}$ und direkter Verwendung $\alpha_{h,u,t}^{dir}$ entsprechen muss.

Analog fordert die Gleichung, dass je Technik t die Erzeugung bzw. Beschaffung von Elektrizität $\alpha_{h,t}$ in jeder Stunde h der Summe der Einspeicherung $\alpha_{h,u,t}^{exc}$, Einspeicherung $\alpha_{h,u,t}^{st,i}$, direkter Verwendung $\alpha_{h,u,t}^{dir}$ und Verwendung zum Betrieb einer Wärmepumpe $\alpha_{h,u,t}^{hp}$ entsprechen muss.

$$\alpha_{h,t} \cdot \eta_{t,u} = \alpha_{h,u,t}^{exc} + \alpha_{h,u,t}^{st,i} + \alpha_{h,u,t}^{dir} + \alpha_{h,u,t}^{hp}, \quad \forall h \in H, \forall u \in U, \forall t \in T \quad (6-27)$$

Bedarfsbefriedigung

Gleichung 6-28 bedingt, dass in jeder Stunde h die spezifische Nachfrage nach Wärme bzw. Elektrizität $\lambda_{h,u} \cdot \Lambda_u$ durch Ausspeicherung $\alpha_{h,u}^{st,o}$ oder direkte Verwendung von Erzeugung oder aus Fremdbezug $\alpha_{h,u,t}^{dir}$ bedient wird. Der Elektrizitätsbedarf zum Betrieb einer Wärmepumpe wird hier nicht erfasst (sondern in Gleichungen 6-27 bzw. 6-29).

$$\sum_{t \in T} \alpha_{h,u,t}^{dir} + \alpha_{h,u}^{st,o} = \lambda_{h,u} \cdot \Lambda_u, \quad \forall h \in H, \forall u \in U \quad (6-28)$$

⁶⁵ vgl. bspw. Bisschop (2014 S. 78f)

Wärmepumpenstrom

Gleichung 6-29 verknüpft $\alpha_{h,u,t}^{hp}$ mit dem Betrieb einer Wärmepumpe bzw. legt fest, dass zu jeder Stunde h die zum Betrieb einer Wärmepumpe benötigte Elektrizität erzeugt oder bezogen werden muss.

$$\alpha_{h, hp} = \sum_{t \in T} \alpha_{h, el, t}^{hp}, \quad \forall h \in H \quad (6-29)$$

Kapazitätsbilanzgleichung

Gleichung 6-30 fordert, dass zum Betrieb $\alpha_{h,t}$ einer Technik t in jeder Stunde h stets ausreichend Kapazität κ_t bereitstehen muss.

$$\alpha_{h,t} \leq \kappa_t, \quad \forall h \in H, \forall t \in T \quad (6-30)$$

Deckung der Heizlast durch primären Wärmeerzeuger

Gleichung 6-31 fordert, dass zur Deckung der Heizlast Λ_u ausreichende thermische Kapazität κ_t primärer Wärmeerzeuger zur Verfügung stehen. Das heißt, dass die Heizlast durch einen Gaskessel oder eine Wärmepumpe oder beides zusammen bewältigt werden kann. Im Fall der Installation eines BHKW entspricht die Auslegung des Spitzenlastkessels auf die Heizlast gängiger Auslegungspraxis aus Redundanzermäßigungen. Im Fall von Wärmepumpen entspricht dies der gerade im Altbau anzutreffenden bivalent-parallelen bzw. der bivalent-teilparallelen Auslegung bzw. Betriebsweise⁶⁶.

$$\sum_{t \in \{gasb, hp\} \subset T} \kappa_t \cdot \eta_{t,u} \geq \Lambda_u, \quad \forall u = \{th\} \subset U \quad (6-31)$$

Von einer Berücksichtigung thermischer Speicher in diesem Zusammenhang wird hier abgesehen.⁶⁷

Mindestinvestition

Gleichung 6-32 legt zur Umsetzung des in Abschnitt 6.1.4 beschriebenen

⁶⁶ vgl. Abschnitt 2.5.2

⁶⁷ vgl. Abschnitt 6.3.7 bzw. Recknagel et al. (2009 S. 840)

Vorgehens⁶⁸ minimale Kapazitäten nach Parameter κ_t^{min} im Falle der Zubauentscheidung für ausgewählte Techniken fest, sodass die Kapazitätsvariable entweder $\kappa_t = 0$ oder $\kappa_t \geq \kappa_t^{min}$ annimmt.⁶⁹

$$\kappa_t \geq \kappa_t^{min} \cdot \kappa_t^{ind}, \quad \forall t \in \{mchp, hp\} \subset T \quad (6-32)$$

Verfügbarkeit von Solarstrahlung

Gleichung 6-33 unterwirft den Betrieb $\alpha_{h,t}$ von Solarenergie-Techniken ausreichender Sonneneinstrahlung A_h .

$$\alpha_{h,t} \leq \kappa_t \cdot A_h, \quad \forall h \in H, \forall t = \{pv, solth\} \subset T \quad (6-33)$$

Verbot thermischer Überschüsse

Gleichung 6-34 gibt ein Verbot thermischer Überschüsse in allen Stunden h für alle Techniken t vor, da technische Einrichtungen zur Rückkühlung überschüssiger Wärmemengen nicht abgebildet werden, während elektrische Überschüsse gemäß Gleichung 6-27 in Form von Einspeisung in ein Netz der öffentlichen Versorgung möglich sind.

$$\alpha_{h,th,t}^{exc} = 0, \quad \forall h \in H, th = \{th\} \subset U, \forall t \in T \quad (6-34)$$

Speicherausgangsladezustand

Gleichung 6-35 legt den anfänglichen Ladezustand fest.

$$\chi_{1,u} = 0, \quad \forall u \in U \quad (6-35)$$

Speicherbilanzgleichung

Gleichung 6-36 stellt für elektrische und thermische Speicher die Bilanz zwischen Ein- und Ausspeicherung $\alpha_{h,u,t}^{st,i}$ bzw. $\alpha_{h,u}^{st,o}$ sowie Speicherverlusten $\alpha_{h,u}^{st,loss}$ zwischen einer Stunde h und der darauffolgenden $h+1$ auf.

⁶⁸ vgl. insb. Abbildung 6-2

⁶⁹ Gleichung 6-26 bedingt bereits κ_t^{ind} zu 1 bei Investition, d.h. für den Fall echt positiver Kapazitätsvariablen κ_t . Diese Zusammenhänge ließen sich in GAMS alternativ kürzer mithilfe sog. *semikontinuierlicher Variablen* fassen (vgl. Rosenthal 2017 S. 179), worauf hier zugunsten einer allgemeingültigeren Formulierung verzichtet wird.

$$\chi_{h+1,u} = \chi_{h,u} - \alpha_{h,u}^{st,o} + \sum_{t \in T} \alpha_{h,u,t}^{st,i} - \alpha_{h,u}^{st,loss}, \quad \forall h \in H, u \in U \quad (6-36)$$

Speicherverluste

Gleichung 6-37 definiert die Speicherverluste $\alpha_{h,u}^{st,loss}$. Prinzipiell können bei Energiespeicherung Verluste bei Ein- und Ausspeichervorgängen sowie zeitabhängige Speicherverluste in Form von Selbstentladung bzw. Wärmeverlusten auftreten. Im Modell werden diese Verlustmechanismen vereinfachend pauschal in Form eines mit der Ladeenergie $\sum_{t \in T} \alpha_{h,u,t}^{st,i}$ multiplizierten Speicherzyklenwirkungsgrades η_u^{st} abgebildet.⁷⁰

$$\alpha_{h,u}^{st,loss} = (1 - \eta_u^{st}) \cdot \sum_{t \in T} \alpha_{h,u,t}^{st,i}, \quad \forall h \in H, \forall u \in U \quad (6-37)$$

Speicherkapazitätsanforderung

Gleichung 6-38 stellt ausreichend Speicherkapazität κ_u^{st} für den Speicherbetrieb sicher, indem sie den Speicherladezustand $\chi_{h,u}$ entsprechend deckelt.

$$\chi_{h,u} \leq \kappa_u^{st}, \quad \forall h \in H, \forall u \in U \quad (6-38)$$

Verbot simultan-bidirektionaler Speicherflüsse

Gleichungen 6-39 bis 6-41 verhindern in allen Stunden h , dass Speicherzuflüsse, d.h. Speicherladung $\sum_{t \in T} \alpha_{h,u,t}^{st,i}$, und Speicherabflüsse, d.h. Speicherentladung $\alpha_{h,u}^{st,o}$, gleichzeitig echt positive Werte annehmen. Damit wird verhindert, dass durch semantisch unsinnige simultane Speicherladung und Entladung die in Gleichungen 6-27, 6-34, 6-36 und 6-37 aufgestellten Bilanzen ausgehebelt werden.⁷¹ Dabei kommen die Indikatorvariablen $\alpha_{h,u}^{st,ind,i}$ und $\alpha_{h,u}^{st,ind,o}$ zum Einsatz, die in Gleichungen 6-39 bzw. 6-40 für den Fall von Einspeicherung bzw. Ausspeicherung zu 1 bedingt

⁷⁰ In McKenna et al. (2019) wird das POPART-Modell um die gleichzeitige Abbildung von Selbstentladungsverlusten erweitert.

⁷¹ vgl. bspw. Babrowski (2015 S. 100)

werden. Gleichung 6-41 kann dann mittels dieser Indikatorvariablen simultane bidirektionale Speicherflüsse, d.h. gleichzeitiges Laden und Entladen, ausschließen.

$$\sum_{t \in T} \alpha_{h,u,t}^{st,i} - \alpha_{h,u}^{st,ind,i} \cdot M \leq 0, \quad \forall h \in H, \forall u \in U \quad (6-39)$$

$$\alpha_{h,u}^{st,o} - \alpha_{h,u}^{st,ind,o} \cdot M \leq 0, \quad \forall h \in H, \forall u \in U \quad (6-40)$$

$$\alpha_{h,u}^{st,ind,i} + \alpha_{h,u}^{st,ind,o} \leq 1, \quad \forall h \in H, \forall u \in U \quad (6-41)$$

KWK-Zuschlag und Vollbenutzungsstundenobergrenze

Zur korrekten Berechnung der Einnahmen aus KWK-Zuschlagszahlungen gemäß § 7 Abs. 1 und 3 KWKG 2016⁷² gewährleisten Gleichungen 6-42 und 6-43 die gesetzeskonforme Unterscheidung und Vergütung der erzeugten Strommengen nach Verwendung (Einspeisung vs. Selbstverbrauch) sowie Gleichung 6-44 die Einhaltung der Vollbenutzungsstunden-Obergrenze gemäß § 8 Abs. 1 KWKG 2016. Zu diesem Zweck begrenzt zunächst Gleichung 6-42 für jede Stunde h die Vollbenutzungsstunden $\alpha_{h,mchp}^{exc,ftp,45000}$ mit Anspruch auf Zuschlag gemäß § 7 Abs. 1 KWKG 2016, also für eingespeiste Strommengen, auf die durch die Mikro-KWK-Anlage eingespeiste Strommenge $\alpha_{h,mchp}^{exc}$. Gleichung 6-43 begrenzt weiterhin für jede Stunde h die Vollbenutzungsstunden $\alpha_{h,mchp}^{self,scp,45000}$ mit Anspruch auf Zuschlag gemäß § 7 Abs. 3 KWKG 2016, also für selbstverbrauchte Strommengen, auf den Eigenverbrauch durch die Mikro-KWK-Anlage produzierter Strommengen $\alpha_{h,mchp}^{self}$ ⁷³. Zuletzt deckelt Gleichung 6-44 die Vollbenutzungsstunden auf die gesetzliche Anspruchsobergrenze⁷⁴. Diese wird durch den Bezug

⁷² vgl. Abschnitt 6.4.1

⁷³ vgl. Gleichung 6-45

⁷⁴ Diese Zahl entspricht dem Gesetzentwurf zum KWKG 2016 vom Oktober 2015 (vgl. Abschnitt 7.1 sowie das Rechtsquellenverzeichnis). Nach § 8 Abs. 1 der endgültigen Fassung des KWKG 2016 gilt hingegen 60 000 Vollbenutzungsstunden.

auf die Nutzungsdauer ω_{mchp} auf eine durchschnittliche jährliche Nutzung beschränkt.

$$\alpha_{h,mchp}^{exc,fp,45000} \leq \alpha_{h,mchp}^{exc}, \quad \forall h \in H, \forall mchp \in T \quad (6-42)$$

$$\alpha_{h,mchp}^{self,scp,45000} \leq \alpha_{h,mchp}^{self}, \quad \forall h \in H, \forall mchp \in T \quad (6-43)$$

$$\sum_{h \in H} \left(\alpha_{h,mchp}^{exc,fp,45000} + \alpha_{h,mchp}^{self,scp,45000} \right) \leq \frac{45000}{\omega_{mchp}} \cdot \kappa_{mchp} \cdot \eta_{mchp,el} \quad (6-44)$$

Erfassung der EEG-Umlagepflicht auf Eigenverbrauch

Mit den folgenden Gleichungen 6-45 bis 6-49 wird die mit der EEG-Reform 2014 eingeführte anteilige EEG-Umlagepflicht auf Eigenverbrauch wie in den Abschnitten 2.4.2 und 6.4.5 beschrieben abgebildet.

Gleichungen 6-45 und 6-46 dienen zunächst zur Berechnung des Eigenverbrauchs $\alpha_{h,t}^{self}$ als dem Saldo von Erzeugung $\alpha_{h,t} \cdot \eta_{t,u}$ und Einspeisung $\alpha_{h,u,t}^{exc}$. Dabei wird ausgenutzt, dass (in der Gleichung nicht berücksichtigte) eingespeicherte Strommengen (später) auch eigenverbraucht werden. Dies ist durch das ausgabenminimierende Kalkül zutreffend.

$$\alpha_{h,t}^{self} = \alpha_{h,t} \cdot \eta_{t,u} - \alpha_{h,u,t}^{exc}, \quad \forall h \in H, u = \{el\} \subset U, \forall t \in \{pv, mchp\} \subset T \quad (6-45)$$

$$\alpha_t^{self,tot} = \sum_{h \in H} \alpha_{h,t}^{self}, \quad \forall t \in \{pv, mchp\} \subset T \quad (6-46)$$

EEG-umlagepflichtige Strommengen (Bagatellgrenze)

Wie in den Abschnitten 2.4.2 und 6.4.5 näher erläutert, werden Anlagen bis zu einer elektrischen Leistung von 10 kW_{el} für die ersten 10 MWh_{el} selbstverbraucher Strommengen von der Pflicht zur Entrichtung der anteiligen EEG-Umlage gemäß § 5 Abs. 1 EEG 2014 ausgenommen,⁷⁵ während für Anlagen über 10 kW_{el} elektrischer Leistung die Umlagepflicht auf die gesamte selbstverbrauchte Strommenge gilt.⁷⁶ Sind mehrere Anlagen vorhanden, bspw. eine Photovoltaik- und eine Mikro-

⁷⁵ die sog. *Kleinanlagenregelung* oder *Bagatellgrenze*

⁷⁶ vgl. Abbildung 6-10

KWK-Anlage, gilt die Umlagebefreiung nach § 32 Abs. 1 EEG 2014 für jede Anlage einzeln. Gleichungen 6-47 bis 6-49 bilden diese Zusammenhänge wie folgt ab.

Das Ziel ist die Bestimmung der EEG-Umlage-pflichtigen Strommengen $\alpha_t^{self,eequ,tot}$. Dazu teilt zunächst Gleichung 6-47 die selbstverbrauchten Strommengen $\alpha_t^{self,tot}$ (vgl. Gleichung 6-46) in EEG-Umlage-pflichtige Strommengen $\alpha_t^{self,eequ,tot}$ und EEG-Umlage-befreite Strommengen $\alpha_t^{self,baga}$ auf.

$$\alpha_t^{self,baga} + \alpha_t^{self,eequ,tot} = \alpha_t^{self,tot}, \quad \forall t \in \{pv, mchp\} \subset T \quad (6-47)$$

Gleichung 6-48 grenzt dann die EEG-Umlage-befreiten Strommengen $\alpha_t^{self,baga}$ mithilfe der binären Indikatorvariablen $\kappa_t^{baga,ind} \in \{0,1\}$ näher ein.

$$\alpha_t^{self,baga} \leq 10\,000 \text{ kWh}_{el} \cdot (1 - \kappa_t^{baga,ind}), \quad \forall t \in \{pv, mchp\} \subset T \quad (6-48)$$

Gleichung 6-49 bedingt diese binären Indikatorvariablen $\kappa_t^{baga,ind} \in \{0,1\}$ zu 1 genau dann wenn die elektrische Kapazitäten $\kappa_t > 10 \text{ kW}_{el}$.

$$\kappa_t \cdot \eta_{t,u} - \kappa_t^{baga,ind} \cdot M \leq 10 \text{ kW}_{el}, \quad \forall t \in \{pv, mchp\} \subset T, u = \{el\} \subset U \quad (6-49)$$

Damit ist $\alpha_t^{self,baga} = 0$ für Anlagen mit einer elektrischen Leistung größer als 10 kW_{el} und damit nach Gleichung 6-47 der gesamte Selbstverbrauch umlagepflichtig. Die Zusammenhänge verdeutlicht Tabelle 6-8 anhand einer Fallunterscheidung für die beiden möglichen Zustände der Binärvariable $\kappa_t^{baga,ind}$ und die Implikationen für die Variablen $\kappa_t \cdot \eta_{t,u}$, $\alpha_t^{self,baga}$ und $\alpha_t^{self,eequ,tot}$. Basierend auf dieser Bestimmung der EEG-Umlage-pflichtigen selbstverbrauchten Strommengen $\alpha_t^{self,eequ,tot}$ berechnet Gleichung 6-8 daraus die Ausgaben $\mathcal{E}^{eequ,tot}$ für die EEG-Umlage auf selbstverbrauchte Strommengen.⁷⁷

⁷⁷ vgl. Abschnitt 6.2.2

Tabelle 6-8: Zusammenhänge bei der Bestimmung der EEG-Umlage-pflichtigen Strommengen⁷⁸

Gleichung	Variable	$\kappa_t^{baga,ind} = 0$	$\kappa_t^{baga,ind} = 1$
6-49	$\kappa_t \cdot \eta_{t,u}$	$\leq 10 kW_{el}$	praktisch unbeschränkt
6-48	$\alpha_t^{self,baga}$	$\leq 10000 kWh_{el}$	$= 0$
6-47	$\alpha_t^{self,eeгу,tot}$	$= \alpha_t^{self,tot} - \alpha_t^{self,baga}$	$= \alpha_t^{self,tot}$

Referenzvarianten

Zur Berechnung der in Abschnitt 7.1 beschriebenen Referenzvarianten werden zusätzlich die Gleichungen 6-50 und 6-51 eingeführt und optional, d.h. bei den entsprechenden Modellläufen aktiviert.

$$\kappa_u^{st} = 0, \quad \forall u \in U \tag{6-50}$$

$$\kappa_t = 0, \quad \forall t \in \{pv, mchp, hp, solth\} \subset T \tag{6-51}$$

6.3 Datenbasis und numerische Annahmen bei der technisch-wirtsch. Charakterisierung

In Abschnitt 2.5 werden bereits Grundlagen sektorgekoppelter Techniken in der Wärmeversorgung in Wohngebäuden umrissen. Im Folgenden wird die technisch-wirtschaftliche Charakterisierung der in *POPART* abgebildeten Techniken beschrieben, die Datenbasis erläutert und die numerischen Annahmen abgeleitet. Diese beziehen sich auf den Erhebungszeitraum im Jahr 2015. Die Angabe numerischer Annahmen geschieht teilweise unter Vorgriff auf die bei der Modellanwendung in Kapitel 7 getroffene Definition von Typgebäuden in Abschnitt 7.1.1. Mit ausgewählten Aspekten dieser Annahmen setzen sich die Kapitel 8 und 9 kritisch auseinander.

⁷⁸ vgl. Abbildung 6-10

6.3.1 Mikro-Kraft-Wärme-Kopplung

Die technisch-wirtschaftliche Beschreibung von Mikro-KWK-Anlagen⁷⁹ basiert auf ASUE (2014). Diese Quelle trägt für am Markt verfügbare Mikro-KWK-Module die technischen und wirtschaftlichen Eigenschaften gemäß Herstellerangaben zusammen. Elektrische Wirkungsgrade⁸⁰ sowie spezifische Investitionen⁸¹ werden über die Leistung aufgetragen bzw. in Form von Richtpreis-Kapazitäts-Diagrammen bzw. funktionalen Zusammenhängen⁸² für verschiedene Leistungsbänder angegeben. Zudem werden Angaben zu kapazitätsabhängigen Transport-, Installations- und Instandhaltungs-Ausgaben gemacht.⁸³ Diese Angaben werden als Grundlage für die Beschreibung von Mikro-KWK-Anlagen im Modell herangezogen. Bei der Beschreibung der spezifischen Investitionen wird weiterhin der Investitionszuschuss gemäß Mini-KWK-Richtlinie in Abzug gebracht.⁸⁴ Die Abbildung von Mikro-KWK-Anlagen im Modell orientiert sich an verbrennungsmotorischen Mikro-BHKW, die in Deutschland die wichtigste Technik darstellen.⁸⁵

Es ist anzumerken, dass die nach den in ASUE (2014) angegeben dort sog. Ausgleichsfunktionen zugrunde gelegten Werte prinzipbedingt nicht den besten am Markt verfügbaren Anlagen entsprechen. So wird am Beispiel des elektrischen Wirkungsgrades im unteren Leistungsbe-
reich bei ca. 1 kW_{el} ein Wert von 22 % unterstellt, während für eine zu diesem Zeitpunkt am Markt verfügbare Anlage ein elektrischer Normwirkungsgrad von 26,3 % angegeben wird.⁸⁶ Ähnliches ließe sich prinzipiell auch über andere technisch-wirtschaftliche Charakteristika feststellen. Zugunsten Konsistenz und Transparenz wird hier trotzdem auf die Angaben dieser Quelle zurückgegriffen.

⁷⁹ vgl. Abschnitt 2.5.3

⁸⁰ dies. S. 7f

⁸¹ dies. S. 10f

⁸² vgl. Abschnitt 6.1

⁸³ ASUE (2014 S. 14f)

⁸⁴ vgl. Abschnitt 6.4.3

⁸⁵ vgl. Abschnitt 2.5.3

⁸⁶ Vaillant (2011). Diese Anlage wurde zwischenzeitlich von Markt genommen.

Analog zum Vorgehen bei *THP* wird mit gleicher Begründung bei der Ermittlung technisch-wirtschaftlicher Charakteristika von Mikro-BHKW von einer Auslegung auf ca. 30 % der äquivalenten thermischen Leistung für den monovalenten Betrieb dimensionierter Wärmeerzeuger ausgegangen.⁸⁷ Die sich ergebenden numerischen Annahmen für spezifische Investitionen sind in Abbildung 6-3 dargestellt.

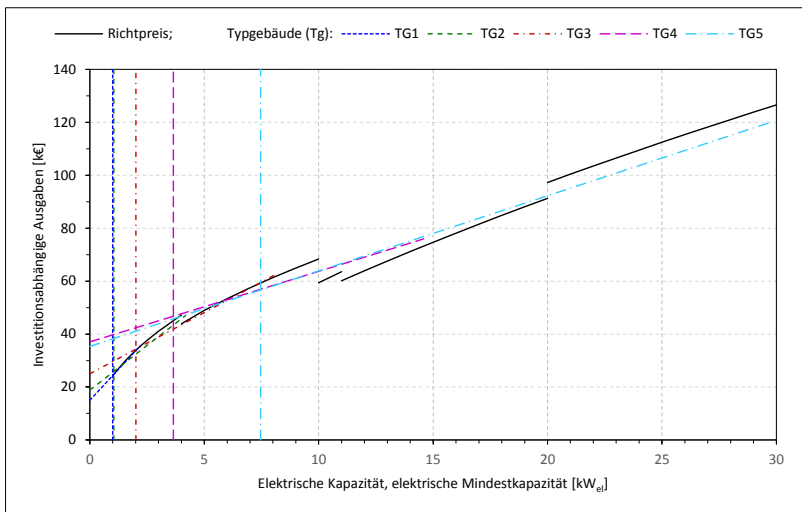


Abbildung 6-3: Investitionsabhängige Ausgaben für Mikro-KWK-Anlagen in Abhängigkeit der Kapazität für verschiedene Größenordnungen⁸⁸

Dies geschieht unter Vorgriff auf die in Kapitel 7 beschriebene Modellanwendung mit Bezug auf die dort definierten Typgebäude.⁸⁹

⁸⁷ vgl. Abschnitt 4.4.7

⁸⁸ zur Definition der fünf Typgebäude *Tg1* bis *Tg5* siehe Abschnitt 7.1.1

⁸⁹ Die Zerklüftung des verwendeten Richtpreises ergibt sich aus den nach Kapazitätsbereichen getrennten Angaben von ASUE (2014 S. 7, S. 14) und der Obergrenze des Investitionszuschusses nach Abschnitt 6.4.3. Für die Modellanwendung sind diese Sprünge nicht relevant, da im Modell gemäß Abschnitt 6.1.4 ein (für echt positive Kapazitäten) stetiger Zusammenhang zwischen Kapazität und Ausgaben gilt.

6.3.2 Wärmepumpen

Die Modellabbildung von Wärmepumpen orientiert sich an elektrischen Luft-Wasser-Wärmepumpen. Sie sind von Beschränkungen hinsichtlich Wärmequellen frei und mit den geringeren Investitionen als erdgekoppelte Wärmepumpen verbunden. Obwohl sie zumeist niedrigere Arbeitszahlen erzielen, dominieren sie seit Jahren den Markt im Vergleich zu Absatzzahlen erdgekoppelter Anlagen.⁹⁰

Für den Bereich der Wärmepumpen steht keine Quelle zur Verfügung, die analog zu ASUE (2014) für Mikro-KWK Richtpreis-Kapazitäts-Funktionen angibt. Daher werden eigene Annahmen durch eine eigene Marktstudie kombiniert mit Angaben in Oschatz und Mailach (2013), Bettgenhäuser und Boermans (2011), Frei et al. (2011), Zech und Eltrop (2013), Internetquellen und Expertengesprächen abgeleitet. Mit diesen Angaben wird ein ähnlicher Ansatz verfolgt wie im vorhergehenden Abschnitt 6.3.1 zu Mikro-KWK-Kopplung. Die sich ergebenden numerischen Annahmen für spezifische Investitionen sind in Abbildung 6-4 wiederum unter Vorgriff auf die in Abschnitt 7.1.1 beschriebene Modelanwendung mit Bezug auf die dort definierten Typgebäude dargestellt.

Als Grundlage für technische Annahmen werden zwei in Miara et al. (2011) sowie Auer und Schote (2008) beschriebene Feldtests herangezogen. Tabelle 6-9 stellt einen Vergleich der Ergebnisse der beiden Feldstudien an.⁹¹

In der Zusammenschau der vorliegenden Angaben wird für die Modellparametrierung in Orientierung an der Angabe in Miara et al. (2013 S. 127) für Luft-Wasser-Wärmepumpen in Bestandsgebäuden auf Basis von zwanzig vermessenen Systemen für die Arbeitszahl im Modell als Zahlenwert 2,6 unterstellt.

⁹⁰ vgl. Abschnitt 2.5.2, vgl. BWP (2018a)

⁹¹ Vergleichbare Modellannahmen bei Nabe et al. (2011 S. 16f), basierend auf Daten des Bundesverbands Wärmepumpe, fallen tendenziell höher aus. Ältere Ergebnisse finden sich auch bei Kruse et al. (1995 zit. n. Stadler 2006 S. 192), mit tendenziell geringeren Arbeitszahlen. Auch Feldtests im Vereinigten Königreich kommen zu vergleichbaren Ergebnissen (Dunbabin und Wickins 2012, Dunbabin et al. 2013).

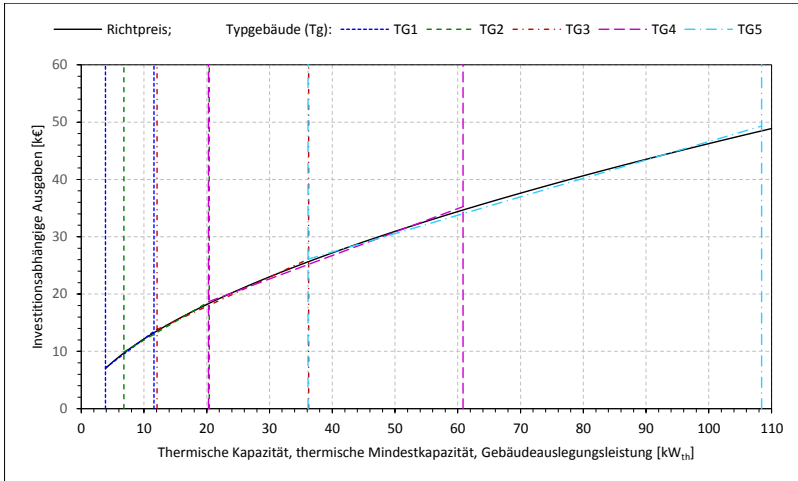


Abbildung 6-4: Investitionsabhängige Ausgaben für Wärmepumpenanlagen in Abhängigkeit der Kapazität für verschiedene Größenordnungen

Tabelle 6-9: Vergleich der in Feldtests in Miara et al. (2011) sowie Auer und Schote (2008) ermittelten minimalen, durchschnittlichen und maximalen Jahresarbeitszahlen im Testfeld sowie Stichprobenumfang⁹²

Wärmequelle	Miara et al. (2011 S. 46ff)				Auer und Schote (2008)			
	Min	Ø	Max	n	Min	Ø	Max	n
Grundwasser	3,3	3,7	4,4	3	2,0	3,1	4,3	13
Erdreich	3,1	3,9	5,1	56	2,0	3,1	4,5	7
Umgebungsluft	2,3	2,9	3,4	18	1,7	2,4	3,3	12

⁹² Der Vergleich lässt Unterschiede in Auswahl von Systemen und Objekten sowie den Methoden unberücksichtigt und trennt aufgrund inhomogener Angaben in den Quellen nicht eindeutig zwischen Erzeuger- und System-Jahresarbeitszahlen, u.a. aufgrund der unterschiedlichen Ausgestaltung der vermessenen Systeme (mit oder ohne Warmwassererzeugung bzw. mit oder ohne Heizungs- oder Kombipufferspeicher). Die Systemjahresarbeitszahlen sind daher nicht vollständig untereinander vergleichbar. Der Vergleich dient daher nur der Orientierung und Plausibilisierung und nicht zur direkten Verwendung der Werte zur Modellparametrierung. Beide Feldtests differenzieren ihre Angaben sowohl nach Bauform der Heizflächen (Heizkörper/Flächenheizung) und damit nach der Vorlauftemperatur sowie nach Gebäudeenergiestandard.

6.3.3 Gaskessel

Die Abbildung von Gaskesseln orientiert sich an den technisch-wirtschaftlichen Eigenschaften aktueller Geräte mit Brennwertnutzung. Zur Parametrierung wird analog zum Vorgehen bei Wärmepumpen eine eigene Marktstudie mit Angaben in Oschatz und Mailach (2013), Bettgenhäuser und Boermans (2011), Frei et al. (2011), Zech und Eltrop (2013), Internetquellen und Expertengesprächen kombiniert. Die sich ergebenden numerischen Annahmen für spezifische Investitionen sind in Abbildung 6-5 dargestellt, wiederum unter Vorgriff auf die in Abschnitt 7.1.1 beschriebene Modellanwendung mit Bezug auf die dort definierten Typgebäude. Für den durchschnittlichen thermischen Nutzungsgrad aktueller Geräte mit Brennwertnutzung im Realbetrieb wird einheitlich 95 % bezogen auf den Heizwert (H_i) unterstellt.

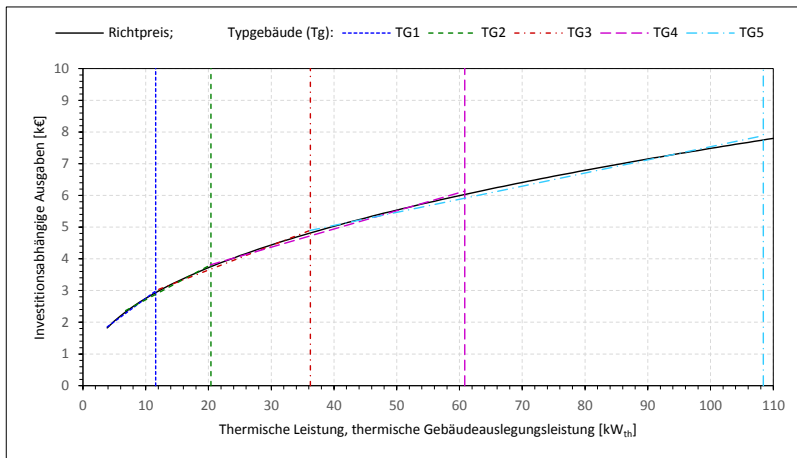


Abbildung 6-5: Investitionsabhängige Ausgaben für Gaskessel in Abhängigkeit der Kapazität für verschiedene Größenordnungen; zur Definition der fünf Typgebäude *Tg1* bis *Tg5* siehe Abschnitt 7.1.1

6.3.4 Photovoltaik

Für Photovoltaik-Anlagen veröffentlichte der Bundesverband der Solarwirtschaft (BSW) Systempreise für Aufdachanlagen nach Anlagengröße

bis ins Jahr 2014. Seither sind die Angaben kostenpflichtig. Laut BSW (2014) betrug der durchschnittliche Endkundenpreis für installierte Aufdachanlagen bis 10 kW_p im ersten Quartal 2014 1640 €/kW_p. Die Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft (2015) untersucht den Zusammenhang zwischen Systempreisen von PV-Dachanlagen, Auslastung und Renditeansprüchen vergleichend für Volleinspeisung und 30 % Eigenverbrauch für Anlagen ab 10 kW_p. Wenn hier auch keine letztendlichen Angaben zu Systempreisen gemacht werden, lässt sich dennoch ableiten, dass gegenüber o.g. Angabe aus BSW (2014) die Preise bis März 2015 um ca. 10 % gefallen sind.

Eine Marktanalyse im März 2015 ergibt materialseitig für Solarmodule, Wechselrichter, Kabelsatz und Gestellsystem pauschal 800 € zzgl. 1150 €/kW_p. Dazu werden zusätzlich für Transport, Planung und Montage 700 € zzgl. 180 €/kW_p angesetzt. Es werden zusammengenommen also unabhängig von der Gebäudegröße Ausgaben von 1500 € zzgl. 1450 €/kW_p für Photovoltaiksysteme unterstellt⁹³.

6.3.5 Solarthermie

Zur Modellparametrierung solarthermischer Anlagen werden leistungsspezifische Angaben benötigt. Für solarthermische Anlagen bzw. Kollektoren hängt die Kollektorleistung neben Anlagencharakteristika wie Kollektorfläche und Ausrichtung auch von Umgebungsbedingungen wie Intensität der solaren Einstrahlung und Temperaturdifferenz zwischen Kollektortemperatur und Umgebungstemperatur ab. Im Folgenden wird vereinfachend von 600 Watt je Quadratmeter Bruttokollektorfläche ausgegangen.⁹⁴ Die Parametrierung fußt weiter auf einer eigenen Marktstudie sowie Angaben in Kaltschmitt et al. (2013 S. 235ff). Außerdem wird die Förderung nach Marktanreizprogramm mit 140 €/m² Kollektorfläche berücksichtigt.⁹⁵ Es werden unabhängig von

⁹³ vgl. bspw. Fath (2018 S. 225)

⁹⁴ vgl. VDI (2014), Kaltschmitt et al. (2013 S. 189ff, insb. S. 199)

⁹⁵ vgl. Abschnitt 6.4.4

der Gebäudegröße materialseitig für Flachkollektormodule, Aufdachmontagematerial, Regelsystem, Solarstation, Wärmeträgerflüssigkeit und Ausdehnungsgefäß 500 € zzgl. 400 €/kW_{th} angesetzt sowie für Planung und Montage 700 € zzgl. 220 €/kW_{th}, der Investitionszuschuss in Abzug gebracht und zusammen im Ergebnis 1200 € zzgl. 383 €/kW_{th} angenommen.

6.3.6 Elektrische Batteriespeicher

Zur Speicherung elektrischer Energie in Wohngebäuden kommen elektrochemische Batteriespeicher zum Einsatz. Dabei werden für die Modellabbildung zwei Zelltechnologien betrachtet: die Lithium-Ionen- und die Blei-Säure-Technik.⁹⁶ Die Entwicklung ersterer Technik vollzieht sich vor allem im Kontext von Mobilitätsanwendungen sowie elektronischer mobiler Endgeräte, da sie eine hohe Zyklenfestigkeit, Standzeit sowie die Fähigkeit zur Tiefentladung und eine hohe massenbezogene Energiedichte aufweist. Für stationäre Anwendungen ist dieser Aspekt allerdings nicht relevant. Die Blei-Säure-Technik gilt als ausgereift.⁹⁷ Für stationäre Anwendungen in Wohngebäuden kommen häufig wartungsarme verschlossene Batterien mit in Gel fixiertem Schwefelsäureelektrolyt zum Einsatz. Mit Stand 2015 sind Batteriespeicher in Lithium-Ionen-Technik bezogen auf die Speicherkapazität teurer als solche, die auf Blei-Säure-Technik basieren. Daher wird diese Technik für die technisch-wirtschaftliche Parametrierung der im Modell abgebildeten Batteriespeicher gewählt. Für Zahlenangaben werden Händlerangebote und Herstellerangaben herangezogen und mit Angaben in Pape et al. (2014 S. 54) bzw. mit Angaben in Chapon (2016 S. 14), Babrowski (2015 S. 36) sowie Kaschub (2017 S. 43) abgeglichen.

Die Alterung von Batteriespeichern ist eine Funktion sowohl der Nutzung als auch der Standzeit. Abbildung 6-6 stellt beispielhaft die nutzungsabhängige Alterung in Form der Anzahl erreichbarer Zyklen über

⁹⁶ vgl. Uhrig (2017 S. 73), Kaschub (2017 S. 41ff), Babrowski (2015 S. 33ff)

⁹⁷ vgl. Meyer et al. (2019 S. 45ff)

der Entladetiefe je Zyklus im Verhältnis zur nominellen Speicherkapazität dar.

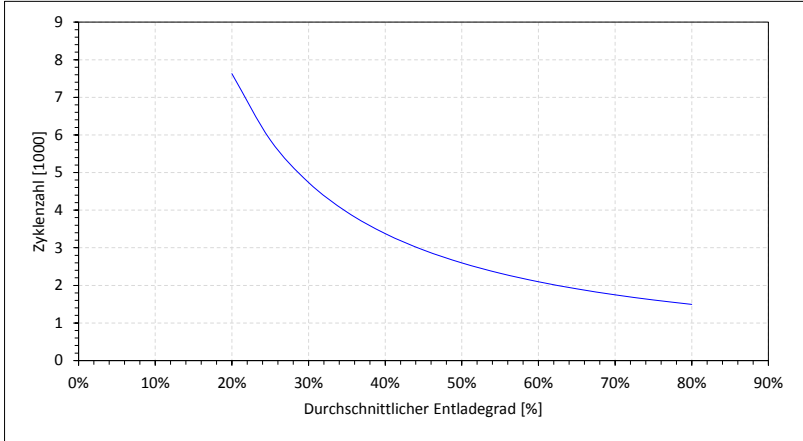


Abbildung 6-6: Beispielhafter Zusammenhang zwischen Anzahl erreichbarer Zyklen nach Entladetiefe je Zyklus im Verhältnis zur nominellen Speicherkapazität⁹⁸

Mit zunehmendem durchschnittlichem Entladegrad sinkt die Anzahl erreichbarer Zyklen, woraus sich die Frage nach der geeigneten Auslegung bzw. Betriebsweise der Zellen ergibt. Unterstellt man bspw. zweihundert Zyklen pro Jahr, ergibt sich für eine Konfiguration, die mit 80 % zyklischem Entladegrad arbeitet, rechnerisch eine Standzeit von 7 Jahren, während für eine solche, die mit 60 % arbeitet, sich eine Standzeit von 10 Jahren realisieren lässt (vgl. die Beispielrechnung in Tabelle 6-10).

Allerdings wird dafür eine höhere nominelle Speicherkapazität benötigt, die mehr Raum zur Aufstellung benötigt und mehr Kapital bindet. Lässt man Raum- und Kapitalbedarf zunächst unberücksichtigt, stellen sich durch eine Fahrweise mit geringerem Entladegrad insgesamt geringere auf den Zyklus bezogene Ausgaben ein. Dabei ist allerdings die zu-

⁹⁸ eigene Darstellung auf Grundlage von Hoppecke (2015)

sätzlich wirkende kalendarische Lebensdauer noch nicht berücksichtigt. Daher wird zur Parametrierung von einer Fahrweise mit ca. 200 Zyklen pro Jahr, 60 % zyklischem Entladegrad und 10 Jahren Standzeit ausgegangen. Diese Fahrweise setzt also für eine Nettospeicherkapazität von $1 \text{ kWh}_{\text{net}}$, die einer Entladung um 60 % gegenüber der nominalen Speicherkapazität entspricht eine entsprechend höhere nominelle Kapazität von $0,6^{-1} \text{ kWh}_{\text{nom}}/\text{kWh}_{\text{net}}$ voraus.

Tabelle 6-10: Beispielhafte Rechnungen zu Batteriedegradation und Investitionen nach Fahrweise

Durchschnittlicher Entladegrad [%]	Zyklusfestigkeit [Zyklen]	Investitionen [€/kWh _{net}]	Nutzungsdauer bei 200 Zyklen/Jahr [a]	rechnerische Zyklenkosten [€/kWh]
80 %	1494	333	7	0,222
70 %	1749	380	9	0,217
60 %	2096	443	10	0,212
50 %	2597	532	13	0,205
40 %	3377	665	17	0,197

Es werden zusammengenommen spezifische Ausgaben von $200 \text{ €/kWh}_{\text{nom}}$ unterstellt und für Transport, Aufstellung und Installation pauschal ein Aufschlag von 33 %, d.h. $266 \text{ €/kWh}_{\text{nom}}$ unterstellt. Damit ergeben sich mit $0,6 \text{ kWh}_{\text{net}}/\text{kWh}_{\text{nom}}$ folglich $443 \text{ €/kWh}_{\text{net}}$. Um die Ersatzinvestition nach 10 Jahren abzubilden wird beim Vorgehen nach Abschnitt 6.2.2 der Reinvestitionskorrekturkoeffizient von 0,744 angelegt, was zu einer Annahme von $772 \text{ €/kWh}_{\text{net},20}$ für Batterien bezogen auf 20 Jahre führt.

Zur Nutzung von Batteriespeichern in Wohngebäuden wird zudem Leistungselektronik benötigt, die den Ladevorgang vornimmt sowie beim Entladevorgang wieder Wechselstrom mit 230 V Spannung zur Verfügung stellt. Dabei kommen sog. Batteriewechselrichter zum Einsatz. Ein wesentliches Kriterium ist dabei die AC-seitige Leistung, also die Entladeleistung.

Wie in Abschnitt 6.1 ausgeführt, wird in der Modellumsetzung die Leistungselektronik nicht als eigenständig auszulegende und in den Leistungsbilanzgleichungen berücksichtigte Komponente modelliert und somit implizit von einer entsprechenden Begrenzung der Entladeleistung abgesehen. Vielmehr wird der Batteriewechselrichter als fester Bestandteil der Technikoption „Elektrische Speicherung“ bzw. „Batteriespeicher“ modelliert. Dazu wird in der Modellierung die maximale Entladeleistung als fixes Verhältnis zur Speicherkapazität von der Größenordnung nach in der Praxis häufig anzutreffenden ca. 0,75 kW/kWh_{net} angenommen. Dieses Verhältnis bezieht sich auf die wirtschaftliche Parametrierung der spezifischen Investitionen der Technikoption „Batteriespeicher“.

Für Batteriewechselrichter wird ein Preis von 900 € + 133 €/kW_{AC} unterstellt. Zusammen mit den Annahmen bzgl. Batterien ergibt sich für die Abbildung von Batteriespeichern also eine Preisannahme von 900 € + 872 €/kWh. Eine Pauschale für die Installation des Batteriewechselrichters wird mit folgendem Hintergrund vernachlässigt. Durch die gewählte Abbildung bleiben Synergien mit der Technikoption „Photovoltaik“ im Bereich der Leistungselektronik unberücksichtigt, da auch dort Annahmen zur Installation eines – wenn auch einfacheren – PV-Wechselrichters ohne Batterieschnittstelle getroffen werden. Da allerdings die Technikoption „Batteriespeicher“ ohnehin erst im Kontext der Technikoption „Photovoltaik“ in eine optimale Lösung kommt,⁹⁹ wird unterstellt, dass der Gegenwert dieser Synergie den vernachlässigten Einbindungsausgaben entspricht.

Speicherverluste treten bei Batteriespeichern in Form von Verlusten beim Lade- bzw. Entladevorgang auf sowie in Form von Selbstentla-

⁹⁹ Modellläufe, die die Photovoltaik-Kapazität durch eine Einführung einer Nebenbedingung zu null erzwingen, ergeben stets auch keine Batteriespeicher in der optimalen Lösung. Dieses Ergebnis lässt sich so deuten, dass sich die Technikoptionen „Mikro-KWK“ und „Wärmepumpe“ bei geringeren Ausgaben durch thermische Speicher flexibilisieren lassen, wohingegen dies bei Photovoltaik nur durch elektrische Speicher möglich ist (vgl. Abschnitt 7.3).

dung. Im Modell werden Speicherverluste gemäß Gleichung 6-37 einheitlich als Zykluswirkungsgrad abgebildet. Für diesen wird für die generische Technik Batteriespeicher ein Wert von 80 % unterstellt.¹⁰⁰

6.3.7 Wärmespeicher

Der Einsatz von Heizwasserpufferspeichern kann verschieden motiviert sein.¹⁰¹ Er erlaubt

1. punktuelle Wärmeentnahmen, die die Kapazität des Wärmeerzeugers überschreiten, insb. durch Trinkwarmwasser-Zapfvorgänge;
2. es, den Wärmeerzeuger in einer technisch optimierten Betriebsweise zu fahren, die fallabhängig Teillast oder häufiges Takten vermeidet;
3. es bei Einsatz von solarthermischer Wärmeerzeugung, die erzeugte Wärme bis zum Bedarfszeitpunkt vorzuhalten, beispielsweise von der Mittagszeit bis zu Tageszeiten mit erhöhten Zapfmengen wie abends oder morgens, oder auch über längere Zeiträume;
4. es bei Einsatz von Kraft-Wärme-Kopplung, Erzeugung und Verbrauch zeitlich zu entkoppeln und schafft damit die Voraussetzung zur Erhöhung des elektrischen Eigenverbrauchsanteils durch eine sog. stromgeführte Fahrweise, d.h. eine Fahrweise, die anstatt den Wärmelastgang nachzufahren („wärmegeführte Fahrweise“), wie es ohne Speicherung zwangsläufig der Fall ist, in einer Weise am elektrischen Lastgang orientiert, die den Eigenverbrauchsanteil erhöht;
5. bei Einsatz von Wärmepumpen in Kombination mit Photovoltaik ebenfalls die Erhöhung des Eigenverbrauchsanteils durch Kombination der in den beiden vorausgehenden Punkten dargestellten Aspekte.

¹⁰⁰ vgl. Babrowski (2015 S. 36). In McKenna et al. (2019) wird das *POPART*-Modell um die Abbildung von Selbstentladungsverlusten erweitert.

¹⁰¹ vgl. Recknagel et al. (2009 S. 840)

Beim Einsatz einer Konfiguration entsprechender Techniken liegt in der Regel mehrere dieser Ziele vor.

Die Modellabbildung beschränkt sich auf die Punkte 3 bis 5. Eine präzise Abbildung der Installation eines Wärmespeichers aufgrund von Punkt 1 erfordert eine höhere als die umgesetzte zeitliche Auflösung.¹⁰² Gleiches gilt für Punkt 2. Hier kommt dazu, dass keine Teillastwirkungsgrade abgebildet sind. Die Abbildung thermischer Speicherung im Modell bzw. die Wahl dieser Technikoption durch das Modell ist daher stets durch die Punkte 3 bis 5 bedingt. Die Existenz eines Trinkwarmwasser-Pufferspeichers zur Bedienung punktueller Wärmeentnahmen, von denen durch die gewählte zeitliche Auflösung abstrahiert wird, wird als entscheidungsirrelevant vorausgesetzt. Dies ist bei der Interpretation der Ergebnisse zu berücksichtigen.

Es wird die in der Praxis am weitesten verbreitete, ausgereifte Technologie abgebildet, die mit sensibler Wärme in Form von Warmwasser arbeitet.¹⁰³ Ihre Wärmespeicherung beruht auf der Erhöhung der Temperatur des Inhalts eines Wasserbehälters, wobei sich die in Form von Wärme Q gespeicherte Energie E nach Gleichung 6-52 aus der massenspezifischen Wärmekapazität c_p des Wassers, der Masse des Wassers m und der Temperaturspreizung ΔT zwischen einer oberen und einer unteren Temperaturgrenze $\Delta T = T_o - T_u$ ergibt.

$$E = Q = c_p \cdot m \cdot \Delta T \quad (6-52)$$

T_u ist die mindestens zur Versorgung bereitstehende Temperatur und T_o ist ein entsprechend darüber liegendes Temperaturniveau. In der vereinfachten Betrachtung des Modells ist gemäß Gleichungen 6-36 bis 6-38 für die Speicherfähigkeit allein die Temperaturspreizung ausschlaggebend, während für eine spezifische Versorgungssituation die Wahl von T_o und T_u durchaus entscheidend sein kann. Dies betrifft neben den Temperaturanforderungen für Trinkwarmwasser, Heizkörper-

¹⁰² vgl. Abschnitt 6.5

¹⁰³ vgl. Theiß (2012 S. 130)

bauweise und Nutzwärmelast auch die Nutzungsgrade mancher Wärmeerzeugungstechniken. Insbesondere im Fall von Wärmepumpen besteht eine starke Abhängigkeit der Leistungszahl von T_o . Gleichzeitig steigt nach Gleichung 6-52 bei gegebener massenbezogener Speichergröße die energetische Speicherfähigkeit proportional mit ΔT .

Gemäß den oben dargestellten Zusammenhängen zur Motivation des Einsatzes thermischer Pufferspeicher werden für die Charakterisierung im Modell Preisannahmen für Kombi/Solar-Pufferspeicher unterstellt, wobei Händlerangebote zu Anlagen in Ausführungen mit 600 bis 1500 Litern herangezogen werden. Abbildung 6-7 stellt typische Preise sowie die sich daraus abgeleiteten Annahmen zu investitionsabhängigen Ausgaben dar. Sie sind nicht volumenbezogen sondern gemäß Gleichung 6-52 mit Bezug auf die Wärmespeicherkapazität in absoluten Beträgen sowie bezogen auf die Speicherkapazität, je für Temperaturspreizungen von 20, 30 und 40 K dargestellt. Wie aus der Abbildung ersichtlich, ergeben sich jeweils die gleichen investitionsabhängigen, installationsfixen Ausgaben von 1005 €. Für $\Delta T = 30$ K kommen dazu 22,6 €/kWh_{th}, für 20 K bzw. 40 K wäre die Steigung entsprechend höher bzw. niedriger. Für die konkrete Modellparametrierung werden $\Delta T = 30$ K unterstellt.¹⁰⁴

Speicherverluste treten bei Wärmespeichern hauptsächlich in Form von Wärmeabfluss aus dem Speicher in seine Umgebung auf, nach DIN 12897 dem sog. *Bereitschafts-Wärmeaufwand*¹⁰⁵. Die Bezeichnung als *Wärme-Aufwand* statt *Verlust* reflektiert den Umstand, dass ein Wärmeabfluss in Abhängigkeit vom Aufstellungsort des Speichers, bspw. in einem beheizten Gebäudeteil, nicht zwangsläufig verloren ist. Der Wärmeabfluss sinkt unter ansonsten gleichen Voraussetzungen mit zunehmender Isolierung und zunehmender Speichergröße und steigt mit der Temperaturdifferenz zwischen Speicherinhalt und Umgebung.¹⁰⁶ Im Modell werden Speicherverluste gemäß Gleichung 6-37

¹⁰⁴ vgl. Schulz und Brandstätt (2013 S. 25)

¹⁰⁵ vgl. DIN (2016 S. 24/Anhang B)

¹⁰⁶ vgl. Recknagel et al. (2009 S. 1209f)

identisch zu den Speicherverlusten elektrischer Speicher als zyklusbezogene Verluste abgebildet. Hier wird pauschal ein Wirkungsgrad von 80 % unterstellt. Dies entspricht für Heizwasserpufferspeicher in der Größenordnung von einem Kubikmeter mit „mäßiger Dämmung bis zu ca. 5 cm“¹⁰⁷ etwa dem Verhältnis von tagesbezogenem Bereitschafts-Wärmeaufwand und Wärmespeicherkapazität.¹⁰⁸

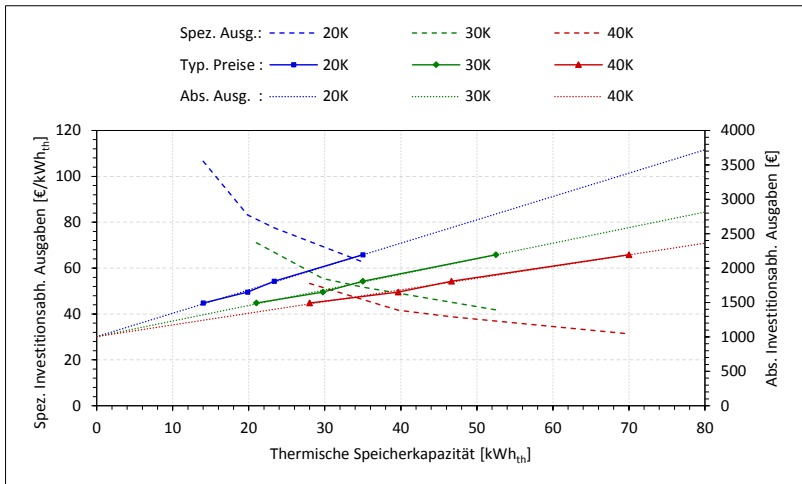


Abbildung 6-7: Typische Preise sowie abgeleitete Annahmen zu investitionsabhängigen Ausgaben, je spezifisch (in €/kWh_{th}) und absolut (in €) sowie jeweils bei Temperaturspreizungen von 20 K (markiert mit blauen Quadraten), 30 K (grüne Rauten) und 40 K (rote Dreiecke)

6.3.8 Zusammenfassung der Modellannahmen

Tabelle 6-11 gibt eine Übersicht über die Annahmen zu investitionsabhängigen Ausgaben nach generischer Technik, aufgeteilt in installationsabhängigen Teil und kapazitätsabhängigen Teil. Dabei werden im

¹⁰⁷ vgl. Recknagel et al. (2009 S. 1210)

¹⁰⁸ In McKenna et al. (2019) wird das POPART-Modell um die Abbildung von Selbstendladungsverlusten erweitert.

Vorgriff auf die Modellanwendung die Angaben auf fünf Typgebäude¹⁰⁹ unterschiedlicher Größe bezogen.

Tabelle 6-11: Übersicht über Annahmen zu investitionsabhängigen Ausgaben nach generischer Technik; die jeweils obere Zahl gibt den installationsfixen, die jeweils untere den kapazitätsabhängigen Anteil an

Technik- option ▶	Gas- kessel	Wärme- pumpe	Mikro- KWK	Photo- voltaik	Solar- thermie	Batterie- speicher	Wärme- speicher
Einheit ▶	€	€	€	€	€	€	€
Typgeb.▼	€/kW _{fin}	€/kW _{fin}	€/kW _{fin}	€/kW _p	€/kW _p	€/kWh _{el}	€/kWh _{ch}
Tg1	1286	10270	3316	1500	1200	900	1005
	147	2138	2062	1450	383	872	23
Tg2	1644	14256	4470	1500	1200	900	1005
	106	1686	1591	1450	383	872	23
Tg3	2111	19899	6349	1500	1200	900	1005
	77	1324	1177	1450	383	872	23
Tg4	2643	26874	10037	1500	1200	900	1005
	57	1066	724	1450	383	872	23
Tg5	3397	37574	10585	1500	1200	900	1005
	41	836	853	1450	383	872	23

Bei den Techniken Gaskessel, Wärmepumpe und Mikro-KWK sind die Angaben konsistent auf die Eingangsleistung bezogen, kohärent mit Abschnitt 6.2, d.h. bspw. bei Wärmepumpen die elektrische Anschlussleistung. Bei Photovoltaik und Solarthermie ist der Bezug auf die elektrische bzw. thermische Spitzenleistung, bei Batterie- bzw. Wärmespeichern auf die Speicherkapazität, bei Batteriespeichern genauer die Netto-Speicherkapazität. Bei Mikro-KWK und Batteriespeichern ist der Reinvestitionskorrekturkoeffizient bereits angewendet. Wie bereits in Abschnitt 6.1 eingeführt und in diesem Abschnitt 6.3 ausführlich beschrieben, werden bei den Techniken Gaskessel, Wärmepumpe und Mikro-KWK die Annahmen zu investitionsabhängigen Ausgaben nach Objektgröße angepasst. Wie Abbildung 6-3, Abbildung 6-4 bzw. Abbildung 6-5 zu entnehmen ist, lassen sich auf diese Weise die investitionsabhängigen Ausgaben mit nur sehr geringen Abweichungen von einer degressiven Richtpreis-Kapazitäts-Funktion modellieren, insbesondere in Kombination mit einer vorgegebenen Mindestkapazität.¹¹⁰ Bei den anderen

¹⁰⁹ abgekürzt Tg, vgl. Abschnitt 7.1.1

¹¹⁰ vgl. Abschnitt 6.1.4

Techniken werden für sämtliche Typgebäude einheitliche Annahmen unterstellt.

6.4 Auswahl und Abbildung relevanter Regulierung und Fördersysteme

Der folgende Abschnitt beschreibt die Abbildung regulatorischer Instrumente. Eine Übersicht abgebildeter energiepolitischer Instrumente und regulatorischer Rahmenbedingungen nach betroffenen Technikoptionen sowie entsprechenden Rechtsgrundlagen gibt Tabelle 6-2 in Abschnitt 6.1.5. Eine Aufstellung der zitierten Rechtsgrundlagen findet sich im Rechtsquellenverzeichnis im Anschluss an das Literaturverzeichnis.

6.4.1 Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz

Erzeugungszuschlag nach KWKG 2014

Wie in Abschnitt 2.4.1 bereits eingeführt, wird in Mikro-Kraft-Wärme-Kopplung erzeugter elektrischer Strom nach § 7 Abs. 1 KWKG 2014 mit 5,41 ct/kWh gefördert. Es ist Begrenzung der Laufzeit der Förderung auf 30 000 Vollbenutzungsstunden oder 10 Jahre zu beachten. Die Möglichkeit der Berücksichtigung im Modell wird im Abschnitt 6.2.2 bzw. Gleichung 6-9 beschrieben.

Einspeise- und Selbstverbrauchszuschläge nach KWKG 2016

Im KWKG 2016 wird dieser einheitliche Zuschlagssatz zugunsten nach Verwendung unterscheidenden Zuschlagssätzen aufgegeben,¹¹¹ wonach eingespeiste Strommengen (für Anlagen bis 50 kW_{el}) mit 8 ct/kWh und selbstverbrauchte Strommengen mit 4 ct/kWh gefördert werden. Diese Sätze werden nach § 8 Abs. 1 für zusammen höchstens 45 000 Vollbenutzungsstunden gewährt.¹¹²

¹¹¹ vgl. § 7 Abs. 1 und 3 KWKG 2016. Eine Gegenüberstellung der Förderregelungen des KWKG 2014 und des KWKG 2016 bieten Merkel et al. (2016 S. 3).

¹¹² Diese Zahl entspricht dem Gesetzentwurf zum KWKG 2016 vom Oktober 2015 (vgl. Rechtsquellenverzeichnis); nach § 8 Abs. 1 der endgültigen Fassung des KWKG 2016 gilt 60 000 Vollbenutzungsstunden

Erstattung vermiedener Netznutzungsentgelte

Außerdem sind nach § 4 Abs. 3 KWKG 2014¹¹³ für dezentral eingespeiste Strommengen durch den Netzbetreiber die sog. vermiedenen Netznutzungsentgelte vorgelagerter Netzebenen zu erstatten. Ein Kalkulationsleitfaden zum § 18 StromNEV des Verbandes der Netzbetreiber¹¹⁴ sowie eine Umsetzungshilfe der Verbands kommunaler Unternehmen¹¹⁵ erläutern Prinzip und Berechnung der vermiedenen Netznutzungsentgelte. Eine Analyse von Preisblättern von Verteilnetzbetreibern und anderer grauer Literatur ergibt eine Bandbreite von 0,05 ct/kWh_{el} bis hin zu über 2 ct/kWh_{el}. Mit Rücksicht auf die untergeordnete Größenordnung der Beträge wird von einer Vergütung für in ein Verteilnetz eingespeiste Elektrizität aus Mikro-Kraft-Wärme-Kopplung in einer Spanne von 0,4 bis 1,5 ct/kWh_{el} ausgegangen. Die Umsetzung im Modell wird in Abschnitt 6.2.2 in Gleichung 6-10 beschrieben. Mit der Novelle des KWKG 2016 wurde die Regelung der Erstattung vermiedener Netznutzungsentgelte ersatzlos gestrichen.¹¹⁶

KWK-Index bzw. üblicher Preis

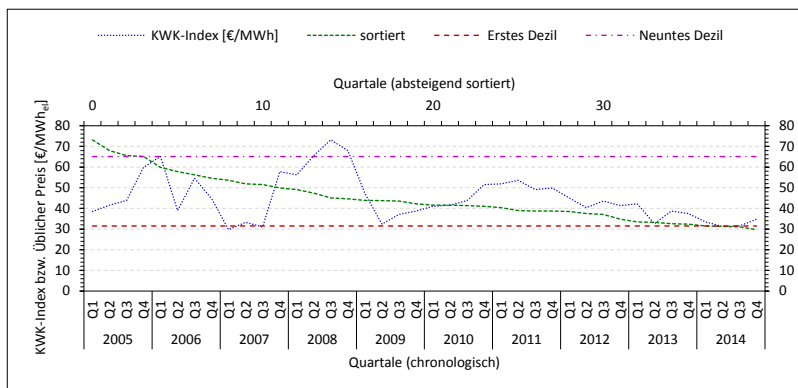


Abbildung 6-8: Üblicher Preis bzw. KWK-Index im Zeitraum 2005 bis 2014¹¹⁷

¹¹³ bzw. nach § 18 StromNEV

¹¹⁴ VDN (2007)

¹¹⁵ VKU (2005)

¹¹⁶ vgl. § 3 KWKG 2016

¹¹⁷ eigene Darstellung auf Grundlage von Marktdaten der EEX (2014)

§ 4 Abs. 1 KWKG 2014 bzw. § 4 Abs. 3 KWKG 2016 definieren die Verpflichtung für Netzbetreiber, in KWK erzeugte Elektrizität abzunehmen und mindestens mit dem sog. *üblichen Preis* zu vergüten. Dieser wird definiert als der mittlere Grundlastelektrizitätspreis des Vorquartals an der Elektrizitätsbörse EEX in Leipzig, dem dort sog. *KWK-Index*. Abbildung 6-8 zeigt die Werte für den Zeitraum von 2005 bis 2014. Für die Modellrechnungen werden die Werte von 2014 zugrunde gelegt. Sie liegen damit über diesen Zeitraum betrachtet im unteren Bereich.

6.4.2 Energiesteuergesetz

Das Energiesteuergesetz gewährt eine vollständige Energiesteuerentlastung für ortsfeste, nach EU-Richtlinien hocheffiziente KWK-Anlagen in Form einer Rückerstattung bereits mit dem Gastarif entrichteter Energiesteuern auf Antrag beim zuständigen Hauptzollamt.¹¹⁸ Der relevante Energiesteuersatz beträgt nach § 2 Abs. 3 Satz 1 EnergieStG 0,55 ct/kWh_{fin}. Nach § 53a Abs. 7 wird die Entlastung nur für die Abschreibungsdauer der Anlage gewährt. Diese beträgt in der Regel zehn Jahre. Die Umsetzung im Modell wird in Abschnitt 6.2.2 durch Gleichung 6-10 beschrieben.

6.4.3 Mini-KWK-Richtlinie

Die Mini-KWK-Richtlinie ist Bestandteil der nationalen Klimaschutz-Initiative und fördert Mikro-KWK-Anlagen durch Investitionszuschüsse. Ziele der Mini-KWK-Richtlinie sind neben Energieeffizienz und Erreichung von Politikzielen auch die Flexibilisierung der Elektrizitätserzeugung zur Integration der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien. Zuständig ist das Bundesumweltministerium, während für die Implementierung das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) zuständig ist.¹¹⁹

¹¹⁸ § 53a Abs. 6 EnergieStG

¹¹⁹ Ein Vorgängerprogramm wurde 2009 eingeführt und förderte Anlagen bis 50 kW_{el}. Allerdings waren die zur Verfügung stehenden Mittel bereits im Jahr 2010 ausgeschöpft und als Folge wurden Anträge rückwirkend abgelehnt. Das Programm wurde im Jahr 2012 neu

Der Investitionszuschuss nach der Mini-KWK-Richtlinie wird gewährt in einer Höhe von

- 1900 €/kW_{el} für Anlagen mit einer Leistung bis zu 1 kW_{el}, zzgl.
- weiteren 300 €/kW_{el} für die darüber hinaus gehende Leistung bis zu 4 kW_{el},
- weiteren 100 €/kW_{el} für wiederum darüber hinaus gehende Leistung bis zu 10 kW_{el} und
- weiteren 10 €/kW_{el} für darüber hinaus gehende Leistung bis zu 20 kW_{el}.

Die Fördersätze unterliegen einer jährlichen Absenkung von 5 %. Förderfähig sind nur Anlagen in Bestandsbauten,¹²⁰ die – ähnlich aber in den Details nicht identisch zur Situation beim KWKG¹²¹ – nicht in einem Gebiet mit einem Anschluss- und Benutzungsgebot für Fernwärme liegen.¹²² Zu den Fördervoraussetzungen gehören ferner

- das Bestehen eines Wartungsvertrags,
- der Einsatz von Zählern zur Bestimmung der Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung,
- die Verfügbarkeit eines Wärmespeichers von mindestens 70 Litern Wasser pro kW_{th} oder äquivalenter Wärmespeicherkapazität,
- die Durchführung eines hydraulischen Abgleichs,
- sowie bei Anlagen ab 3 kW_{el} eine Schnittstelle zur externen Leistungsvorgabe.

Mit einer Gesamtauszahlung von ca. 8 Millionen Euro pro Jahr handelt es sich um ein Programm begrenzter Mittelausstattung, wobei der größte Teil der Mittel auf Anlagen zwischen 5 und 10 kW_{el} entfällt.

Abbildung 6-9 ordnet die Höhe des Zuschusses im Verhältnis zu den investitionsabhängigen Ausgaben nach ASUE (2014) ein.¹²³ Der Anteil des

aufgelegt und fördert nur noch Anlagen bis 20 kW_{el}. Im Jahr 2014 wurden die Fördersätze für kleine Anlagen erhöht.

¹²⁰ Mini-KWK-Richtlinie 2014, S. 2

¹²¹ nach § 5 Abs. 1

¹²² Mini-KWK-Richtlinie 2014, S. 4

¹²³ vgl. Abschnitt 6.3.1, insb. zur Erläuterung der Sprünge im Verlauf

Investitionszuschusses nimmt über den geförderten Leistungsbereich von ca. 12 % bei 1 kW_{el} auf ca. 6 % bei 20 kW_{el} ab.

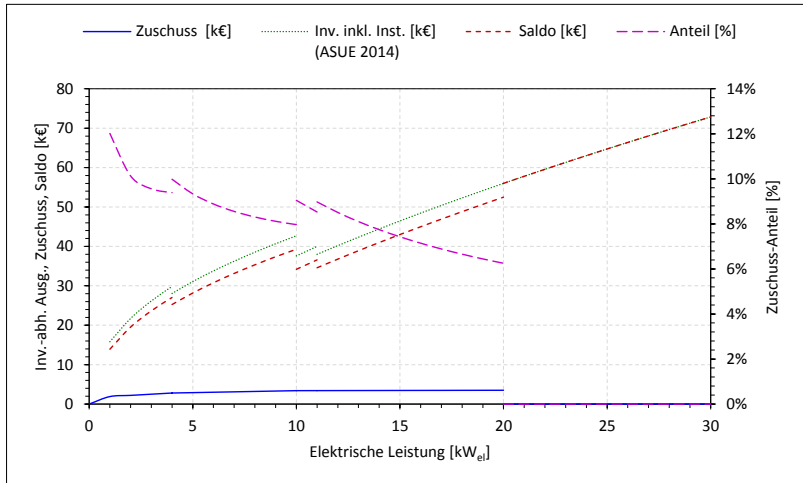


Abbildung 6-9: Investitionszuschuss nach Mini-KWK-Richtlinie, Investitionen nach ASUE (2014), Restinvestitionen mit in Abzug gebrachtem Zuschuss, Förderanteil an der Gesamtinvestition

Im Modell wird der Zuschuss durch entsprechende Verminderung der investitionsabhängigen Ausgaben berücksichtigt. Von einer detaillierten Abbildung der Fördervoraussetzungen wird abstrahiert.

6.4.4 Marktanreizprogramm

Mit dem Ziel der Erhöhung der Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmebereich werden im Rahmen des Marktanreizprogramms Anlagen zur Wärmeerzeugung auf Grundlage erneuerbarer Energieträger gefördert, u.a. solarthermische und Wärmepumpen-Anlagen. Das Programm wird durch das BMWi gesteuert und durch Investitionszuschüsse über das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) sowie durch Tilgungszuschüsse zu Darlehen der KfW umgesetzt.

Investitionszuschuss Wärmepumpe

Bei Erfüllung der Förderbedingungen wird der Einsatz von Wärmepumpen in bestimmten Anwendungen gefördert, darunter in der für diese Arbeit relevanten kombinierten Warmwasserbereitung und Raumheizung von Gebäuden.¹²⁴ Eine Förderung ist grundsätzlich möglich bei Bestandsgebäuden mit vorhandener Heiztechnik für Anlagen bis zu 100 kW Nennwärmeleistung. Mit Verweis auf die in Abschnitt 2.5.2 motivierte Beschränkung auf die Betrachtung von Luft-Wasser-Wärmepumpen-Anlagen, beschränkt sich auch die folgende Beschreibung auf die Förderung dieses Anlagentyps.

Für Anlagen mit der Wärmequelle Luft beträgt die Förderung 40 €/kW installierter Nennwärmeleistung bei einer Mindestförderung von 1500 € bei leistungsgeregelten oder monovalenten Anlagen (oder solchen, bei denen beides zutrifft) und 1300 € für sonstige Anlagen. Mehr als den Mindestsatz erhalten entsprechend erst leistungsgeregelte bzw. monovalente Anlagen größer als 37,5 kW_{th} bzw. andere Anlagen ab 32,5 kW_{th}.

Gefordert wird der Einbau von Zählern zur Erfassung aller von der Wärmepumpe aufgenommenen Strommengen und den abgegebenen Wärmemengen. Unter Einsatz dieser Zähler muss für Luft-Wasser-Wärmepumpen von einem Fachunternehmen eine Jahresarbeitszahl von mindestens 3,5 bescheinigt werden. Weiterhin wird ein hydraulischer Abgleich der Heizungsanlage sowie ein Nachweis über die Anpassung der Heizkurve der Heizungsanlage an das entsprechende Gebäude gefordert.

Gemäß Miara et al. (2011 S. 37 bzw. 2013 S. 127) kann vom Erreichen einer Jahresarbeitszahl von 3,5 in Bestandsgebäuden nicht ohne weiteres ausgegangen werden. Daher wird im Rahmen der Untersuchungen der vorliegenden Arbeit der Zuschuss nicht angesetzt.

¹²⁴ Marktanzreizprogramm, S. 12ff

Investitionszuschuss Solarthermie

Das Marktanzreizprogramm fördert verschiedene Solarthermieanlagen in verschiedenen Nutzungsvarianten.¹²⁵ Für die in dieser Arbeit relevante kombinierte Warmwasserbereitung und Raumheizung wird ein Zuschuss von 140 €/m² Kollektorfläche gewährt. Dieser wird im Modell berücksichtigt, indem er bei den Annahmen zu spezifischen Investitionen direkt in Abzug gebracht wird.¹²⁶

6.4.5 Erneuerbare-Energien-Gesetz

Einspeisevergütung Photovoltaik

Die Einspeisung von Strommengen aus photovoltaischer Erzeugung wird nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz gefördert.¹²⁷ Nach § 37 EEG 2014 besteht für kleine Anlagen ein Anspruch auf Einspeisevergütung. Die Sätze werden definiert in § 51 und unterliegen nach § 31 Abs. 2 einer monatlichen Basisabsenkung von 0,5 % gegenüber dem Vormonat, solange der Brutto-Zubau von Photovoltaik-Anlagen im Zielkorridor von zwischen 2,4 und 2,6 GW_{el}/a liegt, andernfalls entsprechend darüber (Abs. 3) oder darunter (Abs. 4). Die sich ergebenden Fördersätze werden regelmäßig von der Bundesnetzagentur veröffentlicht. Die dort entnommenen, für die hier angestrebte Analyse relevanten festen Sätze für Kleinanlagen bis 500 kW_p liegen bspw. zum 1. März 2015 für Anlagen mit einer Nennleistung von höchstens 10 kW_p bei 12,5 ct/kWh_{el}, für Anlagen bis höchstens 40 kW_p bei 12,15 ct/kWh_{el} und für Anlagen bis 500 kW_p bei 10,92 ct/kWh_{el}. In der Umsetzung in der Modellierung wird auf eine Staffelung nach Leistung verzichtet und einheitlich 12,5 ct/kWh_{el} angesetzt.

EEG-Umlage

Das EEG erhebt eine Umlage auf Stromlieferungen von EVU an Letztverbraucher nach § 60 Abs. 1 zur Finanzierung der Förderung durch das EEG, bspw. für wie umseitig erläutert für Photovoltaik. Während die

¹²⁵ Marktanzreizprogramm, S. 5ff

¹²⁶ vgl. Abschnitt 6.3.5

¹²⁷ vgl. Abschnitt 2.4.1

Höhe der Umlage bspw. 2009 noch 1,13 ct/kWh auf nicht befreiten Elektrizitätsverbrauch betrug, ist sie im Jahr 2015 auf 6,17 ct/kWh angewachsen. Mit Ausnahme energieintensiver Unternehmen wird sie auf sämtlichen Endverbrauch erhoben.

Seit der EEG-Novelle im Jahr 2014 wird die Umlage zusätzlich auch auf Strommengen der Eigenversorgung erhoben.¹²⁸ Für die an dieser Stelle relevanten Techniken Photovoltaik und Mikro-KWK gilt jedoch nach § 61 Abs. 1 S. 2 nur eine anteilige Umlage, und zwar

- 30 % für in 2015 verbrauchte Elektrizität, entsprechend
- 35 % für 2016 und
- 40 % von 2017 an.¹²⁹

Für einen Betrachtungszeitraum von zwanzig Jahren ist also 40 % der maßgebliche Wert.

Zudem gilt nach § 61 Abs. 2 Nr. 4 EEG 2014 bei Eigenversorgung eine vollständige Ausnahme von der Pflicht zur Entrichtung der EEG-Umlage auf selbst verbrauchte Strommengen für Anlagen mit einer Leistung von höchstens 10 kW_{el} und für selbst verbrauchte Strommengen von höchstens 10 MWh_{el}, die in der Fachliteratur sog. *Bagatellgrenze* oder *Kleinanlagenregelung*.¹³⁰ Die *Clearingstelle EEG* stellt dabei klar, dass sich der Anlagenbegriff nach § 32 Abs. 1 Satz 1 EEG 2014 u.a. am eingesetzten Energieträger orientiert.¹³¹ Angewendet auf den vorliegenden Zusammenhang bedeutet dies, dass es sich im Fall einer gleichzeitigen Installation einer Photovoltaik- und einer Mikro-KWK-Anlage hinsichtlich o.g. Ausnahmeregelung um zwei getrennt zu betrachtende Anlagen handelt. Zweitens gilt, dass das arbeitsbezogene Ausnahmekriterium nur über

¹²⁸ § 61 Abs. 1. Die rechtlichen Voraussetzungen an das Vorliegen von Eigenversorgung und ihre Auslegungspraxis im betreffenden Zeitraum sind in Abschnitt 2.4.2 beschrieben.

¹²⁹ Diese Regelung bezieht sich ungeachtet des Inbetriebnahmezeitpunkts (nach Inkrafttreten der Reform) auf die jeweils eigenverbrauchten Strommengen.

¹³⁰ Es bestehen nach § 61 Abs. 2 Nr. 1-3 EEG 2014 weitere Ausnahmen, die hier nicht weiter betrachtet werden, nämlich für Kraftwerkseigenverbrauch, für Inselformen und für vollständige Versorgung aus erneuerbaren Energiequellen ohne Inanspruchnahme von Förderung durch das EEG.

¹³¹ Pippke und Mutlak (2015 S. 13)

den Schwellwert von 10 MWh hinausgehende Strommengen mit der Umlagepflicht belastet.

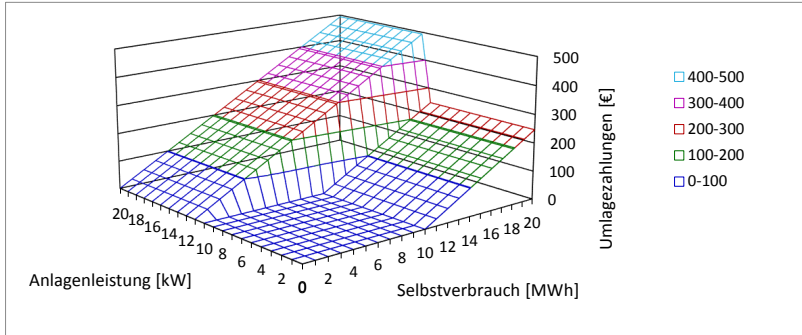


Abbildung 6-10: EEG-Umlagezahlungen für Selbstverbrauch bei Kleinanlagen¹³²

Beim leistungsbezogenen Ausnahmekriterium verhält es sich so, dass "bei Überschreiten der Leistungsschwelle von 10 kW [...] die Privilegierung für die gesamte Installation [entfällt]"¹³³. Abbildung 6-10 stellt diese Zusammenhänge graphisch dar. Anders formuliert gilt die Umlagepflicht für selbstverbrauchte Elektrizität für Anlagen größer 10 kW ab der ersten selbstverbrauchten Kilowattstunde, während sie für Anlagen bis zu 10 kW erst für Strommengen über 10 MWh gilt.

Hartmann (2015 S. 15) stellt zusätzlich klar, dass auch Speicher als eigene Anlage zählen. Dabei wirft er allerdings Fragen bzgl. des arbeitsbezogenen Kriteriums auf. Die Bundesnetzagentur (2015 S. 21f) diskutiert diese Frage ebenfalls ohne eine eindeutige Klärung des Sachverhalts. Im Weiteren wird in dieser Arbeit und in der Umsetzung im Modell unterstellt, dass auf Einspeicherung und Ausspeicherung keine dadurch zusätzliche EEG-Umlage erhoben wird.

¹³² eigene Veranschaulichung der Regelung nach § 61 EEG 2014. Bei der Interpretation zu beachten ist, dass nicht alle gezeigten Kombinationen aus Leistung und Selbstverbrauch möglich sind. So lässt sich bspw. mit einer Anlage von null Kilowatt Anlagenleistung kein Selbstverbrauch von 10 MWh erzielen.

¹³³ Pippke und Mutlak (2015 S. 13)

Die beiden Schwellwerte verhalten sich zueinander so, dass $10 \text{ MWh}_{\text{el}}$ für eine Anlage mit einer Leistung von genau $10 \text{ kW}_{\text{el}}$ genau tausend Volllaststunden entsprechen. Während dies für Photovoltaik ohnehin in etwa der in Deutschland erreichbaren Auslastung entspricht,¹³⁴ wird für Mikro-KWK zumeist eine höhere Auslastung von zwischen vier- bis fünftausend Volllaststunden angestrebt. Bei bspw. viertausend Volllaststunden stellt die Strommengenbegrenzung nur für Mikro-KWK-Anlagen mit einer Leistung von $2,5 \text{ kW}_{\text{el}}$ oder weniger keine Einschränkung dar. In die Berechnungen in dieser Arbeit geht die EEG-Umlage an zwei Stellen ein: Einerseits implizit als Komponente des Endverbraucherstromtarifs, andererseits werden die Regelungen nach § 61 Abs. 1 S. 2 und § 61 Abs. 2 Nr. 4 explizit gemäß Gleichungen 6-47 bis 6-49 abgebildet.

Die zukünftige Entwicklung der Höhe der EEG-Umlage ist unsicher. Nach § 3 Abs. 3 AusglMechAV¹³⁵ sind die Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, eine auf transparenten Prämissen basierende Prognose einer Bandbreite der EEG-Umlage des übernächsten Jahres zu veröffentlichen. Die Schätzung aus dem November 2014 der EEG-Umlage im Jahr 2016 gibt als „untere Bandbreite“ einen Wert von $5,66 \text{ ct/kWh}$ an, als „Trend“ einen Wert von $6,50 \text{ ct/kWh}$ und als „obere Bandbreite“ einen Wert von $7,27 \text{ ct/kWh}$.¹³⁶ Für die weiteren Analysen wird insgesamt der Wert für 2015 von $6,17 \text{ ct/kWh}$ über den Betrachtungszeitraum unterstellt.¹³⁷

6.5 Zeitliche Differenzierung

Zur Frage der Strukturierung der zeitlichen Differenzierung wird zunächst auf die Überlegungen in Abschnitt 4.5.2 zum *THP*-Modell verwiesen. Im Verhältnis zu *THP* ist bei *POPART* die Komplexität hinsichtlich

¹³⁴ vgl. Agentur für Erneuerbare Energien (2013)

¹³⁵ Verordnung zur Ausführung der Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus (Ausgleichsmechanismus-Ausführungsverordnung)

¹³⁶ 50Hertz et al. (2014)

¹³⁷ bzw. 40 % davon, d.h. $2,47 \text{ ct/kWh}$

mehrerer Aspekte geringer,¹³⁸ sodass bei noch vertretbarem Lösungsaufwand die zeitliche Auflösung erhöht bzw. von einer typisierten zeitlichen Differenzierung abgesehen werden kann. Damit kann die Variabilität thermischer und elektrischer Bedarfsprofile und Verfügbarkeitsprofile solarthermischer und solarelektrischer Techniken detaillierter berücksichtigt werden. Für *POPART* wird daher eine vollchronologische, stündliche Differenzierung gewählt.¹³⁹

Hinsichtlich der zeitlichen Struktur elektrischer und thermischer Bedarfe in Wohngebäuden stehen zunächst mit der VDI-Richtlinie 4655¹⁴⁰ sowie mit den BDEW-Standardlastprofil-Verfahren¹⁴¹ zwei in Deutschland verbreitete Quellen zur Verfügung.

Beim BDEW-Verfahren zur Erstellung von Elektrizitätslastgängen, den sog. Standardlastprofilen, werden neun viertelstündig aufgelöste Tagesprofile zur Verfügung gestellt,¹⁴² die dann bei Bedarf entsprechend zu einem Jahresprofil zusammengesetzt werden können. Dabei werden zur Berücksichtigung der Tageslichtabhängigkeit des Elektrizitätsbedarfs die Tagesprofile mit einer gleitenden sog. Dynamisierungsfunktion des Tages im Jahr derart gewichtet, dass auf Wintertage ein höheres und Sommertage ein niedrigeres Gewicht entfällt. In ähnlicher Weise werden thermische Lastprofile nach dem BDEW-Verfahren als eine (sigmoide) Funktion des Jahresverlaufs der Tagesmittel der Außentemperaturen sowie gegebenen Tagesprofilen berechnet.

Die Vielfalt der Tagesprofile ist also gering. Insbesondere sind die Profile nicht mit dem Ziel entworfen worden und nur bedingt dazu geeignet, die Vielfalt in der Verbrauchsdynamik einzelner Haushalte bzw. Wohngebäude zu erfassen. Vielmehr geht es darum, für eine größere Gruppe von Haushalten bzw. Wohngebäuden eine möglichst gute Aussage zu

¹³⁸ bspw. hinsichtlich Technikportfolio, Planungshorizont etc.

¹³⁹ entsprechend dem *dynamischen Ansatz* nach Haydt et al. (2011), vgl. Abschnitt 4.5.2

¹⁴⁰ VDI (2008)

¹⁴¹ BGW (2006), VDEW (2000). Bei BGW und VDEW handelt es sich um Vorgängerorganisationen des BDEW.

¹⁴² d.h. für Winter, Sommer und Übergangszeit jeweils ein Samstag, Sonntag und Arbeitstag

treffen. Ein Rückgriff auf dieses Verfahren zur Erstellung von Elektrizitätslastprofilen für die vorliegende Arbeit wird aus diesen beiden Gründen verworfen.

Beim Verfahren nach der VDI-Richtlinie 4655 kommen ebenfalls Tagesprofile zum Einsatz. Es liegen für zwei Gebäudegrößenkategorien (Einfamilienhäuser, Mehrfamilienhäuser), jeweils für Elektrizitäts-, Raumwärme und Trinkwarmwasserbedarf, je zehn Tagesprofile vor, nach Außentemperatur, Wochentag und Bewölkung, insgesamt also sechzig Profile. Zur Generierung eines Jahresprofils werden zur Zuordnung der Tagesprofile Wetterdaten in Form von Verläufen von Außentemperatur und Bewölkung benötigt. Die auf diese Weise erzeugten Profile zeigen im Gegensatz zu den Profilen nach dem BDEW-Verfahren einen realistischen Verlauf auch für einzelne Haushalte bzw. Gebäude.

Darüber hinaus steht dem Autor eine am *EIFER* im Kontext der Arbeit von Koch (2016 S. 122, 160f) entstandene Datenbasis zur Verfügung, die ebenfalls gleichzeitig ganzjährige Lastprofile für den elektrischen und thermischen Bedarf bereitstellt. Da die verwendeten Elemente unveröffentlicht sind, werden sie nachfolgend zusammenfassend dargestellt.

Bei den elektrischen Lastprofilen handelt es sich um Ergebnisse einer stochastischen Bottom-Up-Simulation der 19 wichtigsten elektrischen Anwendungen in einem typischen Haushalt nach Friedrich (2003). Diese Anwendungen werden charakterisiert nach ihren potenziellen Betriebstageszeitfenstern, täglicher Mindest- und Höchstbetriebsdauer sowie Minimal- und Maximallast. Diese Größen stehen wiederum in Abhängigkeit von Wochentag und Jahreszeit. Bei mehrmaliger Anwendung wird eine Korrelation mit durch die VDEW-Methode erzeugten Lastgängen mit einem Korrelationskoeffizienten von bis zu 0,84 erreicht.

Für Wärme werden für Raumwärme und Trinkwarmwasser getrennt Lastprofile erstellt. Für Raumwärme liegen Messdaten aus einem am *EIFER* über einen Zeitraum von zwei Jahren an acht Einfamilienhäusern mit zwei bis vier Bewohnern durchgeführten Feldversuch vor. Mit ei-

nem an Pielke (2010 S. 35ff) orientierten statistischen Verfahren werden basierend auf diesen Messdaten eine Vielzahl von Lastprofilen abgeleitet. Den Lastprofilen für Trinkwarmwasser liegt analog zu den elektrischen Profilen eine technisch-physikalische Bottom-up-Simulation der wichtigsten Klassen von Anwendungen¹⁴³ nach Jordan und Vajen (2001) in der TRNSYS-Umgebung zugrunde.

Damit steht eine Quelle für konsistente thermische und elektrische Bedarfsprofile mit ganzjähriger Variabilität anstatt einer Aneinanderreihung einer begrenzten Anzahl von Tagesprofilen zur Verfügung. Daher werden diese für die Charakterisierung der zeitlichen Struktur thermischer und elektrischer Bedarfe im *POPART*-Modell herangezogen. Die verwendeten Profile sind in Abbildung 6-11 dargestellt.

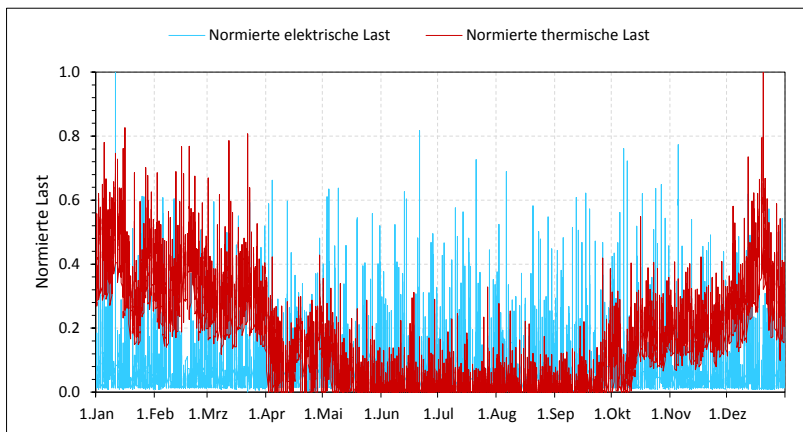


Abbildung 6-11: Für *POPART* verwendete normierte elektrische und thermische Lastprofile

6.6 Diskontierungssatz

Bei der Anwendung des Kapitalwertansatzes aus der dynamischen Investitionsrechnung muss zur Berücksichtigung der Zeitwertigkeit von

¹⁴³ Nämlich vier: Baden, Duschen, kurze Anwendungen wie Händewaschen sowie mittlere Lasten wie der Betrieb eines Geschirrspülers.

Ausgaben und Einnahmen ein geeigneter Zinssatzes festgelegt werden.¹⁴⁴ Er muss konsistent mit dem Analysekontext, dem Untersuchungsobjekt und dem Erkenntnisziel sein. Für die vorliegende Studie soll der angenommene Zinssatz daher den Marktpreis für Kapital für private Investoren wie Privathaushalte auf mittlere Frist reflektieren.¹⁴⁵ Da im Modell alle Zahlungsströme zu konstanten, realen Preisen abgebildet werden, handelt es sich um einen Realzins. Dabei ist im Zeitraum der Niederschrift anhaltende Niedrigzinsphase zu berücksichtigen.

Kaschub (2017 S. 107) argumentiert¹⁴⁶ mit „dem Bankzins für Darlehen“ und verweist auf „in den letzten Jahren [...] kontinuierlich gefallene [...] Zinsen“. Gleichzeitig verweist er allerdings auf unter 1 % gefallene „langfristige Rendite öffentlicher Anleihen“. Diese Argumentation entspricht einer Ausrichtung des Zinssatzes an den Opportunitätskosten des Verzichts auf Erträge aus alternativer Kapitalanlage. Insgesamt stellt der Diskontierungssatz einen Maßstab beim Vergleich von Investitionsalternativen dar. Entscheidend ist, dass dieser Maßstab zum Entscheidungszeitpunkt konsistent mit der Entscheidungssituation des jeweiligen Investors bzw. mit den Erkenntniszielen der Modellbildung ist.

Bei ähnlichem Kontext und mit vergleichbarer Argumentation geht Merkel (2016 S. 192) von 5 % aus, Kaschub (2017 S. 107) von 4 %, Schulz und Brandstädt (2013 S. 17) von 3,5 %, während Bardt et al. (2014 S. 41) 3 % ansetzen.

Alle angeführten Zinssätze reflektieren ein normatives Erkenntnisziel. Sie sind also nicht an der Deskription (mitunter nicht-rationalen) Investitionsverhaltens realer Akteure ausgerichtet,¹⁴⁷ sondern daran, rationale Investitionsentscheidungen bzw. Handlungsempfehlungen abzuleiten. Sie gehen mit anderen Worten implizit von einem idealisierten

¹⁴⁴ vgl. Abschnitt 4.5.1

¹⁴⁵ vgl. Steinbach und Staniaszek (2015)

¹⁴⁶ mit Verweis auf Konstantin (2009 S. 184)

¹⁴⁷ Steinbach und Staniaszek (2015) diskutieren die alternative Verwendung höherer Zinssätze zur Abbildung nicht-rationalen Entscheidungsverhaltens bzw. von Hemmnissen. Zudem wird auf Abschnitt 2.3.1 zum Begriff des ökonomischen Potenzials verwiesen.

rationalen, risikoneutralen Investor mit unbeschränktem Kapitalmarkt-zugang aus bzw. entwickeln Handlungsempfehlungen für solche Investoren.

Für alle den Ergebnissen in Kapitel 7 zugrundeliegenden Modellläufe mit dem *POPART*-Modell wird daher insgesamt ein Zinssatz von 3 % verwendet. Bei einer zukünftigen Modellanwendung müsste für den Fall eines Anstiegs des Leitzinses, von Darlehenszinssätzen sowie der Verzinsung risikoloser Anlageoptionen für Haushalte und andere private Investoren entsprechend ein höherer Satz gewählt werden.

6.7 Gegenüberstellung mit THP

In den vorausgehenden Abschnitten dieses Kapitels wurde gemäß den in Abschnitt 3.3 abgeleiteten Anforderungen die Entwicklung eines optimierenden Entscheidungsmodells der Investition in und des Betriebs von Anlagen zur Energieversorgung eines einzelnen Wohngebäudes mit mittelfristigem Zeithorizont vorgestellt. Besonderes Augenmerk liegt auf der Abbildung der regulatorischen Rahmenbedingungen, auf einer vereinfachten Berücksichtigung von Größendegressionseffekten bei investitionsabhängigen Ausgaben und auf Maßnahmen zur Reduktion der Modellkomplexität. Eine Zusammenfassung des *POPART*-Modellansatzes gibt Abbildung 6-1 durch einen graphischen Überblick über die wesentlichen Modellkomponenten, den Bilanzraum und die Bilanzgrenzen, Parameter, Technikoptionen und regulatorische Rahmenbedingungen. Eine tabellarische Zusammenfassung anhand ausgewählter Merkmale des in diesem Kapitel vorgestellten *POPART*-Modells ist in Tabelle 6-12 angegeben. Sie zeigt zudem Unterschiede und Gemeinsamkeiten mit dem in Kapitel 4 vorgestellten *THP*-Modellansatz auf. Ergänzend vergleicht Tabelle 6-13 in *THP* und *POPART* abgebildete Technikoptionen hinsichtlich ihrer Verortung und der Art der Investitionsentscheidung. Als Entscheidungs- bzw. Planungs-Modelle mit normativem Erkenntnisziel dienen beide Modelle als Instrumente zur Entscheidungsunterstützung. Der mathematische Ansatz ist bei beiden Modellen die lineare Optimierung unter Nebenbedingungen. Während *THP* das

deutschlandweite System der Versorgung von Wohngebäuden mit Elektrizität und Wärme abbildet, beschränkt sich der Bilanzraum von *POPART* auf die Wärme- und Elektrizitätsversorgung eines einzelnen Wohngebäudes. Im Vergleich zu *THP* ist bei *POPART* der Zeithorizont kürzer; im Gegenzug ist allerdings die zeitliche Auflösung höher. Gemäß den jeweiligen Bilanzgrenzen ist der Elektrizitätspreis bei *THP* eine endogene Modellgröße, während er bei *POPART* ein exogener Modellparameter ist. Das in der *TIMES*-Umgebung realisierte *THP*-Modell verwendet ausschließlich kontinuierliche Variable. Zur besseren Erfassung technischer, wirtschaftlicher und regulatorischer Aspekte kommen hingegen beim direkt in *GAMS* realisierten *POPART*-Modell Binärvariable zum Einsatz. Im nachfolgenden Kapitel 7 werden die Anwendung und Ergebnisse des *POPART*-Modells erläutert.

Tabelle 6-12: Vergleich der in dieser Arbeit vorgestellten Modellansätze *THP* und *POPART*

Vergleichskriterium	THP	POPART
<i>Grundlegende Modelleigenschaften</i>		
Zweck der Modellbildung	Entscheidungsunterstützung	
Adressaten	Energiepolitik, Energiewirtschaft	Immobilienwirtschaft, Energiewirtschaft, Gebäudeeigentümer/Haushalte
Perspektive	Gesamtwirtschaftlich, gesellschaftlich	Einzelwirtschaftlich, privat
Erkenntnisziel	normativ (vgl. Abschnitt 3.1.2)	
Mathematischer Ansatz	Lineare Optimierung unter Nebenbedingungen	
Entscheidungsvariable	Kapazitätzubau, Betrieb	Kapazitätsentscheidung, Betrieb
Bilanzraum	Elektrizitätssektor, Wohngebäude-Wärmesektor	Energieversorgung eines einzelnen Wohngebäudes

Vergleichskriterium	THP	POPART
Zeitliche Auflösung	224 Zeitscheiben, 8 Stützjahre	8760 Stunden, 1 Stützjahr
Zeithorizont	Langfrist (2050)	Kurz/Mittelfrist (20 Jahre)
Räumlicher Bezug	Deutschland	Ein Wohngebäude in Deutschland
Räumliche Auflösung	keine	
Elektrizitätspreise	Endogen, dynamisch	Exogen, statisch
Investitionsentscheidung	In acht Stützjahren	Einmalig im Basisjahr
Berücksichtigung von Unsicherheiten	Deterministisch/perfekte Voraussicht, Szenarioanalyse	
Diskontierungszinssatz	8 %	3 %
Wohngebäude-typologie	48 Klassen (vgl. Abschnitt 4.4.7)	5 Typgebäude (vgl. Abschnitt 7.1.1)
Investitionsschätzung im Wärmesystem	Wärmeerzeuger und Wärmespeicher	Wärmeerzeuger und Wärmespeicher inkl. Installation
Investitionsabhängige Ausgaben	linear/streng kapazitätsproportional	Vereinfachte Berücksichtigung von Größen-degressionseffekten
Abgebildete Technikoptionen	vgl. Tabelle 6-13	
Erfassung der Elektrizitätsnachfrage	zentral/aggregiert	gebäudebezogen
Abbildung Sanierungsmaßnahmen	Endogene Investitionsentscheidung	nicht abgebildet

Vergleichskriterium	THP	POPART
<i>Problemklasse und Modellkomplexität</i>		
Problemklasse	LP	GGLP
Anzahl Variable [10 ⁶]	3,9	0,8
Binäre Variable	n.v.	35 000
Nebenbedingungen [10 ⁶]	1,8	0,6
Einträge in der Koeffizientenmatrix $\neq 0$ [10 ⁶]	12,8	2,9
Lösungszeit (ca.) [h]	12...48	5...48
<i>Werkzeugumgebung und Versionen</i>		
TIMES	3.3.3	n.z.
ANSWER-TIMES	6.7.5	n.z.
GAMS		23.9.5
CPLEX		12.4.0.1
<i>Weiteres</i>		
Bearbeitungszeitraum	2009-2013	2014-2015
Veröffentlichungen	insb. Fehrenbach et al. (2013a, 2014)	Fehrenbach (2018), McKenna et al. (2019)

Tabelle 6-13: Vergleich in *THP* und *POPART* abgebildeter Technikoptionen hinsichtlich Verortung und Art der Investitionsentscheidung

Technikoption	THP		POPART	
	Verortung	Investitions- entscheidung	Verortung	Investitions- entscheidung
Gaskessel	dez. ⁽¹⁾	endog. ⁽²⁾	dez.	endog.
Ölkessel	dez.	endog.	n.v.	n.v.
Mikro-KWK	dez.	endog.	dez.	endog.
Holzofen	dez.	endog.	n.v.	n.v.
Wärmepumpe	dez.	endog.	dez.	endog.
Pelletsessel	dez.	endog.	n.v.	n.v.
Solarthermie	dez.	endog.	dez.	endog.
Fernwärme	keine	exog. ⁽³⁾	n.v.	n.v.
Wärmespeicher	dez.	endog.	dez.	endog.
Batteriesp.	keine	endog.	dez.	endog.
Photovoltaik	keine	exog.	dez.	endog.
Windkraft	keine	exog.	n.v.	n.v.

(1) dezentral; (2) endogen; (3) exogen

7 Anwendung und Ergebnisse des POPART-Modells

Im diesem Kapitel wird das im vorigen Kapitel vorgestellte *POPART*-Modell in verschiedenen Konfigurationen auf die in Abschnitt 1.2 beschriebenen energiewirtschaftlichen Forschungsfragen angewendet. Dazu beschreibt Abschnitt 7.1 die Entwicklung eines geeigneten Analyserahmens. Anschließend geht Abschnitt 7.2 auf Aspekte der praktischen Implementierung ein. In Abschnitt 7.3 werden dann abschließend die Ergebnisse des *POPART*-Modells vorgestellt und diskutiert.

7.1 Entwicklung des Analyserahmens

Im folgenden Abschnitt wird der Analyserahmen zur Anwendung des *POPART*-Modells entwickelt. Dazu wird das Modell auf verschiedene Typgebäude angewendet, die in Abschnitt 7.1.1 motiviert, definiert und parametrisiert werden. Dies geschieht in verschiedenen Szenarien der zukünftigen Entwicklung von Endenergieträgertarifen¹, die in Abschnitt 7.1.2 abgeleitet werden. Zusätzlich werden in Abschnitt 7.1.3 zwei Referenzvarianten zur Einordnung der Vorteilhaftigkeit der entwickelten Handlungsoptionen eingeführt.

Die nachfolgende Modellanwendung bezieht sich auf die regulatorischen Rahmenbedingungen zu Beginn des Jahres 2016. Das Anfang 2016 in Kraft getretene KWKG 2016 ist mit Stand des Gesetzesentwurfs aus dem Oktober 2015 berücksichtigt.²

7.1.1 Festlegung und Parametrierung von Typgebäuden

Mit dem Ziel, Handlungsempfehlungen von breiter Relevanz ableiten zu können, soll das *POPART*-Modell einerseits auf eine Bandbreite von

¹ Im Gegensatz zum *THP*- stellt beim *POPART*-Modell der Elektrizitätspreis keine endogene Modellgröße sondern einen exogenen Parameter dar (vgl. Tabelle 6-12).

² vgl. Abschnitte 2.4 sowie 6.4.1

Wohngebäuden angewendet werden. Um andererseits gleichzeitig die Übersichtlichkeit zu wahren, werden im folgenden fünf Typgebäude (abgekürzt *Tg1* bis *Tg5*) definiert, die repräsentativ für eine Bandbreite von Wohngebäuden sind. Für diese werden anschließend durch Anwendung des *POPART*-Modells optimale Lösungen ermittelt³ und daraus für verschiedene Akteure Handlungsempfehlungen abgeleitet⁴.

Entsprechend der bereits in Abschnitt 2.2.2 vorgestellten Argumentation wird dabei auf die Untersuchung effizienter Neubauten verzichtet, da diese einen kleinen Anteil am gesamten Gebäudebestand und insbesondere an dessen gesamtem Wärmebedarf und somit am gesamten Verbesserungspotenzial einnehmen. Weiterhin wird, wie in Abschnitt 6.1.3 bereits motiviert, von Gebäuden außerhalb eines Fernwärmegebiets ausgegangen und das Vorhandensein eines Anschlusses an ein Gasverteilnetz unterstellt.

Die im Rahmen der Anwendung des *THP*-Modells verwendete Gebäudeklassifikation⁵ bildet den Wärmebedarf des Gebäudebestands anhand repräsentativer Gebäudetypen ab. Daher lehnt sich die Definition der fünf Typgebäude hinsichtlich ihrer thermischen Bedarfe an die in Abschnitt 4.4.7 entwickelte Gebäudeklassifikation in Leistungsklassen an.⁶ Entsprechend der dort entwickelten Typologie spezifizieren die Typgebäude keine konkrete Morphologie. Vielmehr werden ihre Bedarfe als repräsentativ für eine Bandbreite von Gebäuden angenommen. Es ist dabei zu beachten, dass die Modelleingangsgrößen allein die Jahresbedarfe sowie ein normiertes Bedarfsprofil sind⁷.

³ vgl. Abschnitt 7.3

⁴ vgl. Kapitel 8

⁵ vgl. Abschnitt 4.4

⁶ vgl. insb. Tabelle 4-10

⁷ Für die Modellanwendung ist es daher prinzipiell gleichgültig, ob sich bspw. der thermische Jahresbedarf durch einen höheren flächenspezifischen Bedarf bei niedrigerer Nutzfläche oder umgekehrt ergibt (vgl. Abschnitt 6.2). Trotzdem lässt sich zur Veranschaulichung ein Bezug zu den im Rahmen des *THP*-Modells definierten Nachfrageklassen herstellen (vgl. Tabelle 4-11). Typgebäude *Tg2* repräsentiert also bspw. ein EFH-VM, ein ZFH-VM oder ein KMH-VN.

Zudem werden, kohärent mit der eingenommenen einzelwirtschaftlichen Perspektive, die elektrischen Bedarfe der Typgebäude charakterisiert.⁸ Entsprechende Angaben zu elektrischen Bedarfen von Haushalten nach Gebäudegröße und Haushaltsgröße finden sich im vom BMU herausgg. sog. *Stromspiegel*⁹.

Tabelle 7-1: Thermische und elektrische Jahresbedarfe sowie Spitzenlasten in den fünf Typgebäuden Tg1 bis Tg5¹⁰.

Modellparameter	Einheit	Typgebäude				
		Tg1	Tg2	Tg3	Tg4	Tg5
Jahresheizenergiebedarf	MWh _{th} /a	16,5	29,0	52,0	87,0	156,0
Jahreselektrizitätsbedarf	MWh _{el} /a	3,9	7,8	12,8	19,2	32,0
El. Spitzenbedarf	kW _{el}	6,7	13,3	21,8	32,7	54,6
Th. Spitzenbedarf	kW _{th}	11,3	19,8	35,6	59,5	106,7
<i>Plausibilitätsgrößen zur bsph. Veranschaulichung ohne direkten Modelleingang</i>						
Anzahl Wohneinheiten	#	1	2	5	8	16
Elektrizitätsbedarf pro WE	MWh _{el} /a	3,9	3,9	2,6	2,4	2,0
Wohnfläche pro WE	m ²	115	100	85	85	80
Wohnfläche pro Gebäude	m ²	115	200	425	680	1280
Heizenergieverbrauchskennz.	kWh _{th} /(m ² a)	145	145	125	125	120
Bewohneranz. pro Geb., ca.	#	2-3	5	11	16	27

Dort wird zudem unterschieden nach An- oder Abwesenheit elektrischer Warmwasserbereitung und untergliedert in Verbrauchssegmente. Zur Bestimmung von Haushaltsgrößen wird Destatis (2012 S. 48) herangezogen, wo durchschnittliche Haushaltsgröße in Personen pro Haushalt nach Gebäudegröße angegeben werden. Die durchschnittliche Bewohnerzahl pro Wohneinheit in bewohnten EFH beträgt demnach 2,5, in ZFH 2,0, in KMH 1,9 und in GMH ca. 1,8 Personen pro Wohneinheit, mit einem Gesamtdurchschnitt von 2,0 Bewohnern pro

⁸ im Gegensatz zum Vorgehen bei *THP*, vgl. Tabelle 6-12

⁹ BMU (2014 S. 4, 2017 S. 4). Während BMU (2014) Durchschnittswerte angibt, entfallen diese in BMU (2017). Andererseits ist dort die Segmentierung feiner mit sieben statt vier Segmenten.

¹⁰ in Kursivsatz rein zur Veranschaulichung zusätzlich Angaben entsprechender Plausibilitätsgrößen ohne unmittelbaren Eingang in die Modellrechnungen

Wohneinheit. Entsprechende Elektrizitätsbedarfe nach BMU (2014) betragen für EFH und ZFH ca. 1,6 MWh_{el} pro Bewohner und Jahr, für KMH und GMH ca. 1,2 MWh_{el}. Weiterhin werden für eine Abschätzung des gebäudebezogenen Jahreselektrizitätsbedarfs die Gebäudegröße als Anzahl Wohneinheiten pro Gebäude benötigt. Diese wird in Tabelle 4-6 näher erläutert.

In Tabelle 7-1 sind die resultierenden numerischen Annahmen zu Elektrizitäts- und Wärmebedarfen der Typgebäude dargestellt. Weiterhin sind einige Plausibilitätsgrößen aufgeführt. Diese stellen jedoch keine Modellparameter dar und dienen nur der Veranschaulichung.

7.1.2 Gas- und Elektrizitäts-Preise und Preisszenarien

Annahmen für das Basisjahr

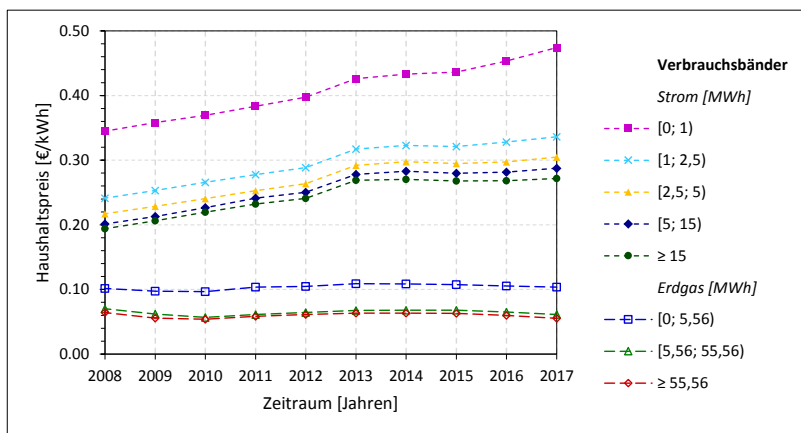


Abbildung 7-1: Entwicklung der Haushaltspreise für Endenergieträger Elektrizität und Erdgas über zehn Jahre nach Verbrauchsbändern in Megawattstunden¹¹

¹¹ eigene Darstellung nach Daten von Eurostat (2018); unrunde Verbrauchsgrenzen bei Erdgas aufgrund der Segmentierung bei Eurostat in Gigajoule; Werte für 2017 für das erste Halbjahr. Die Quelle spezifiziert nicht die Zugehörigkeit der Verbrauchsgrenzwerte zum jeweils niedrigeren oder höheren Band.

Als Grundlage für Annahmen zu Endenergieträgerpreisen bietet Eurostat (2018) Angaben zu Haushaltspreisen für die Endenergieträger Elektrizität und Erdgas nach Verbrauchssegmenten inklusive Steuern und Abgaben. Die Angaben sind in Abbildung 7-1 für den Zeitraum 2008 bis 2017 dargestellt. Für beide Energieträger liegen mengenabhängig gestaffelte Preise vor. Im dargestellten Zeitraum nehmen die Elektrizitätspreise nominell um ca. 4 % p.a. zu, im Gegensatz zu weitgehender Stabilität der Erdgaspreise. Durch entsprechende Zuordnung der Angaben zu den Bedarfsangaben in Tabelle 7-1 ergeben sich die in Tabelle 7-2 dargestellten numerischen Annahmen für das Basisjahr.

Tabelle 7-2: Annahmen zu Elektrizitäts- und Erdgas-Haushaltspreisen im Basisjahr in allen Szenarien und Varianten

Typgebäude	Erdgaspreis [€/kWh]	Elektrizitätspreis [€/kWh]
Tg1	0,07	0,29
Tg2	0,07	0,28
Tg3	0,07	0,28
Tg4	0,06	0,27
Tg5	0,06	0,27

Diese Preisannahmen werden in den Kapiteln 8 und 9 einer kritischen Betrachtung unterzogen.

Szenarien der zukünftigen Haushaltspreisentwicklung

Elektrizitäts- und Erdgas-Preise stellen für die Fragestellung wichtige Modellparameter dar. Zugleich ist ihre zukünftige Entwicklung unsicher.¹² Daher werden zur Berücksichtigung dieser Unsicherheiten drei mögliche Entwicklungen in Form von Preisszenarien unterschieden, und zwar

- über den Betrachtungszeitraum *konstante Haushaltspreise* für Elektrizität und Erdgas (im Weiteren abgekürzt als Szenario *PrC*),
- ein Anstieg des Elektrizitätspreises um 2 % p.a. über diesen Zeitraum, bei konstantem Erdgaspreis (Szenario *PrS*), und umgekehrt

¹² Zur Definition von Unsicherheiten und Ansätzen zu ihrer Berücksichtigung vgl. Abschnitt 3.1.2

- ein Anstieg des Erdgaspreises um 2 % p.a. über diesen Zeitraum bei konstantem Elektrizitätspreis (Szenario *PrG*).

Konsistent mit den in Abschnitt 6.6 getroffenen Festlegungen handelt es sich hierbei um reale Preiszunahmen.

7.1.3 Definition von Referenzvarianten

Weiterhin werden als Vergleichsmaßstab zur Beurteilung der Vorteilhaftigkeit der ermittelten Handlungsoptionen zusätzlich zur optimalen Lösung (genannt *Variante 1*, im Folgenden abgekürzt als *Vr1*) zwei Referenzvarianten (*Varianten 2 und 3*, Abk. *Vr2* und *Vr3*) berechnet. Sie ermöglichen es, die Ausgabenminderung durch Einsatz objektbasierter erneuerbarer Energietechniken, Wärmepumpen, Kraft-Wärme-Kopplung oder Speichertechniken unter ansonsten gleichen Voraussetzungen zu quantifizieren. Zu diesem Zweck werden Gleichungen 6-50 und 6-51 gemäß Tabelle 7-3 in den Modellläufen entsprechend aktiviert bzw. deaktiviert. Die Varianten lassen sich wie folgt charakterisieren:

- In Variante 3 besteht als einzige Option zur Versorgung mit Wärme nur der Betrieb eines Gaskessels. Ebenso ist die einzige Option zur Versorgung mit Elektrizität ihr Bezug aus dem Netz. Die Kapazitätsvariablen aller anderen Techniken werden durch Gleichungen 6-50 und 6-51 zu null bedingt. Die Lösung des Optimierproblems ist in Variante 3 folglich trivial. Gleichzeitig stellt Variante 3 in der Praxis eine gängige Konfiguration dar¹³ und dient somit als Basisreferenz.
- In Variante 2 werden hingegen nur durch Gleichung 6-50 die Kapazitätsvariablen der beiden Speichertechnikoptionen zu null bedingt. Hier sind also erneuerbare und gekoppelte Elektrizitäts- und Wärme-Techniken zulässig, ihre Flexibilisierung über thermische oder elektrische Speicher allerdings ausgeschlossen. Für Mikro-KWK entspricht dies einer wärmegeführten Betriebsweise.
- Bei Variante 1 sind entsprechend alle im Abschnitt 6.3 bzw. in Tabelle 6-1 beschriebenen Technikoptionen zulässig.

¹³ vgl. bspw. Oschatz und Mailach (2012, 2013)

Tabelle 7-3: Definition von Referenzvarianten *Vr2* und *Vr3*¹⁴

Technikoption	Variante		
	Vr1	Vr2	Vr3
Gaskessel	✓	✓	✓
Elektrizitätsbezug	✓	✓	✓
Mikro-KWK	✓	✓	x
Wärmepumpe	✓	✓	x
Solarthermie	✓	✓	x
Photovoltaik	✓	✓	x
Thermischer Speicher	✓	x	x
Elektrischer Speicher	✓	x	x
<i>Gültige Nebenbedingungen</i>	6-25 bis 6-49	6-25 bis 6-50	6-25 bis 6-51

Durch Vergleich der Zielfunktionswerte von Variante 1 und Variante 3 lässt sich damit das Potenzial zur Ausgabenminimierung durch Investition in und Einsatz der in Variante 1 zusätzlich zulässigen Techniken bemessen. Entsprechend lässt sich durch Vergleich von Variante 1 und Variante 2 das Potenzial zur Ausgabenminimierung durch den ggü. Variante 2 ggf. zusätzlichen Einsatz von Speichertechniken in Variante 1 quantifizieren.

Der in diesem Abschnitt 7.1 vorgestellte Analyserahmen entspricht also einer systematisch mehrfachen Anwendung des *POPART*-Modells mit unterschiedlichen Parametern und unterschiedlichem Gleichungsumfang. Durch Anwendung auf fünf Typgebäude (*Tg1* bis *Tg5*) in drei Preisentwicklungsszenarien (*PrC*, *PrG*, *PrS*) in drei Varianten (*Vr1* bis *Vr3*) ergeben sich $5 \cdot 3 \cdot 3 = 45$ einzelne Modellläufe. Diese systematische mehrmalige Modellanwendung in Typgebäuden, Preisszenarien und (Referenz-)Varianten zeigt eine Bandbreite von Modellergebnissen unter verschiedenen Voraussetzungen auf. Die Definition der Typgebäude unterscheidet sich neben Bedarfscharakterisierung und Endenergeträ-

¹⁴ Ein Kreuz gibt eine Bedingung der Kapazitätsvariable der entsprechenden Technikoption zu null an, während ein Haken die Abwesenheit einer solchen Bedingung anzeigt.

gerpreisen vor allem in der technisch-wirtschaftlichen Charakterisierung der Technikooptionen.¹⁵ Die drei Preisszenarien können als eine Parametervariation des *Spark Spread*¹⁶ aufgefasst werden. Die zusätzliche Berechnung der Referenzvarianten erlaubt weiterhin eine Einordnung der Bedeutung objektbasierter Umwandlungs- und Speichertechniken für den Zielwert. Der Analyserahmen erfasst auf diese Weise zugleich die Sensitivitäten der Modellergebnisse auf wesentliche Einflussgrößen.

7.2 Modellimplementierung

Dieser Abschnitt geht auf Aspekte der praktischen Umsetzung des *POPART*-Modells wie die Beschreibungssprache und Löseverfahren, die verwendete Hard- und Software-Umgebung und die resultierende Modellkomplexität und Laufzeit ein.

Löseverfahren

Zur Bearbeitung gemischt-ganzzahliger linearer Optimierprobleme, wie das *POPART*-Modell¹⁷ existieren grundsätzlich heuristische Verfahren wie bspw. *Simulated Annealing* oder *Tabusuche*. Da sie nicht in der Lage sind zuverlässig globale optimale Lösungen zu generieren, wird ihr Einsatz für die Zwecke dieser Arbeit verworfen. Im Bereich der exakten Löseverfahren kommt am häufigsten der *Branch-and-Bound*-Ansatz zum Einsatz.¹⁸ Der Name des Verfahrens verweist auf seine zwei wesentlichen Elemente. Zuerst wird dabei das Optimierproblem durch nähere Eingrenzung ganzzahliger Variablen iterativ in Teilprobleme zerlegt bzw. verzweigt (*branch*). Am hier relevanten Beispiel binärer Variablen wird das Problem iterativ durch zwei entsprechende Teilprobleme ersetzt, bei welchen je eine der beiden möglichen Belegungen der Binärvariablen vorgegeben ist. Für die schließlich verbleibenden kontinuierlichen Variablen wird dann jeweils ein LP gelöst. Dabei kommt der

¹⁵ vgl. Abschnitt 6.3.8

¹⁶ vgl. Hawkes (2011 S. 19), Glensk und Madlener (2015 S. 639) oder Frauendorfer und Güssow (2009 S. 471f)

¹⁷ bzw. in diesem Fall ein gemischt-binäres lineares Problem

¹⁸ vgl. Kallrath (2013 S. 84ff)

Simplex-Algorithmus oder die Innere-Punkt-Methode zum Einsatz. Als zweites wesentliches Element können dabei, um den Löseaufwand zu verringern, durch einen Schrankenwertvergleich (*bound*) suboptimale Bereiche des Entscheidungsbaums festgestellt und von der Betrachtung ausgeschlossen werden. Der Algorithmus kann als exaktes Verfahren zur Ermittlung der optimalen Lösung eingesetzt werden. In der Praxis kann der Löseaufwand durch Verwenden einer prozentualen Fehlerschranke als Abbruchkriterium deutlich abgesenkt werden. In den nachfolgenden Modellrechnungen wird ein entsprechender Wert von 3 % vorgegeben.

Beschreibungssprache und Solver

Das *POPART*-Modell, wie in Abschnitt 6.2 formal beschrieben, wird in der kommerziellen Modellierungsumgebung und algebraischen Modellierungssprache *GAMS* formuliert.¹⁹ Zur Lösung wird der kommerzielle *CPLEX*-Solver eingesetzt.²⁰ Dieses Programmpaket geht zur Lösung eines GGLP nach dem *Branch-and-Cut*-Verfahren vor, das die Vorteile des Branch-and-Bound-Verfahrens mit denen des Schnittebenenverfahrens kombiniert.²¹

Eingesetzte Hard- und Software-Umgebung

Für die Modellrechnungen wird ein Rechencluster des *EIFER* genutzt. Das Rechencluster umfasst drei Rechenserver mit je zwei Multikernprozessoren des Herstellers *Intel* vom Typ *Xeon E5-2643 v4*. Jeder Prozessor verfügt über sechs Prozessorkerne²² bei einem Prozessortakt von 3,4 GHz. Jeder Rechenserver verfügt über 768 GB Arbeitsspeicher (*RAM*). Das Rechencluster wird mit dem Hypervisor *VMware ESXi* in der Version 6.5.0 betrieben. Diese Virtualisierungsumgebung läuft auf den Rechenservern ohne dazwischenliegende Betriebssystemschicht²³ und erlaubt es, virtuelle Maschinen und Ressourcen lastabhängig zwischen

¹⁹ vgl. Rosenthal (2017), Kallrath (2013 S. 53ff)

²⁰ IBM (2015)

²¹ vgl. Kallrath (2013 S. 96ff)

²² bzw. mit *Hyperthreading* 12 logische Prozessoren, d.h. insgesamt 24 pro Rechenserver

²³ „bare metal“

den Rechner zu verlagern. In dieser Umgebung sind der für die Rechenläufe verwendeten virtuellen Maschine 16 Prozessorkerne und 128 GB Arbeitsspeicher zugewiesen. Als Gastbetriebssystem kommt *Microsoft Windows Server R2 (64 Bit)* zum Einsatz. Auf dieser virtuellen Maschine ist *GAMS* in der Version 23.9.5 in Kombination mit *CPLEX* in der Version 12.4.0.1 installiert.

Modellkomplexität und Laufzeit

Das durch das *POPART*-Modell formulierte GGLP umfasst ca. 800 000 kontinuierliche und ca. 35 000 binäre Variablen sowie ca. 600 000 Nebenbedingungen bei ca. 2,9 Millionen Einträgen ungleich null in der Koeffizientenmatrix.

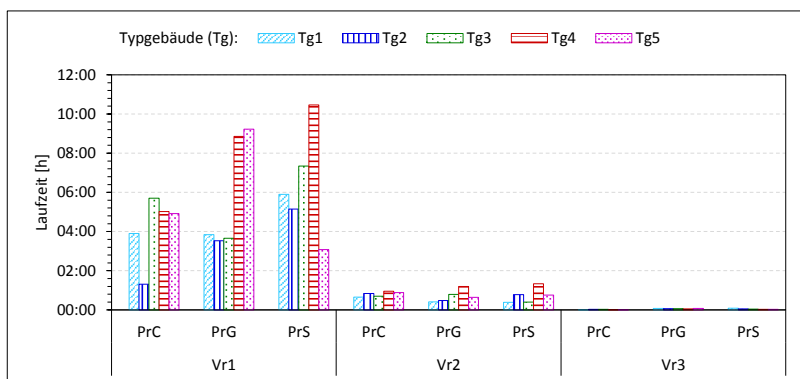


Abbildung 7-2: Beispielhafte Laufzeit des *POPART*-Modells nach Typgebäuden (*Tg1* bis *Tg5*), Preisszenarien (*PrC*, *PrG*, *PrS*) und Varianten (*Vr1*, *Vr2*, *Vr3*)

Laufzeiten auf zuvor beschriebenem System bei simultanem Start aller 45 Modellläufe zeigt Abbildung 7-2. Erwartungsgemäß ist der Löseaufwand in der Variante *Vr1* unter Einbezug sämtlicher abgebildeter Techniken mit Abstand am größten, während die Berechnung der Referenzvariante *Vr2* schneller konvergiert und die Berechnung von Referenzvariante *Vr3* bereits nach wenigen Minuten terminiert. Die Laufzeit in Variante *Vr1* beträgt im Durchschnitt ca. fünfeinhalb Stunden, in Variante *Vr2* ca. eine dreiviertel Stunde und in Variante *Vr3* ca.

drei Minuten. Da mit der Auswertung effektiv erst begonnen werden kann, wenn die Ergebnisse aller Modellläufe vorliegen, ist allerdings der mit zehneinhalb Stunden längste Modelllauf ausschlaggebend.

Vorgehen bei der Ergebnisauswertung

Zur Reduktion der manuellen Interaktion beim Ausführen der i.d.R. 45 Modellläufe²⁴ kommt ein in *Bash*²⁵ geschriebenes und in der *Cygwin*-Umgebung²⁶ ausgeführtes Shell-Skript zum Einsatz, das unter Zuhilfenahme von *sed*²⁷ als Präprozessor zur Parametrierung der Modellläufe fungiert, die Dateinamen der Ausgabedateien im *GAMS*-eigenen *GDX*-Format²⁸ geeignet konfiguriert, die bis zu 45 Modellläufe parallel ausführt und nach Terminierung des Modelllaufs mit der längsten Laufzeit die Ergebnisse sämtlicher Modellläufe mithilfe des *GAMS*-Befehls *gdxmerge*²⁹ zu einer Ergebnisdatei im *GDX*-Format konsolidiert.

Diese kann zur Analyse der Ergebnisse direkt im *GDX*-Betrachter der *GAMS*-Oberfläche oder mit dem *GAMS*-Befehl *gdxrw*³⁰ zum Export in Tabellenkalkulationsformat genutzt werden. Die Dateinamen der *GDX*-Ergebnisdateien beinhalten systematisch die Angabe des Typgebäudes, des Preisszenarios, der Referenzvariante und anderer Parameter, abgetrennt durch ein Trennzeichen. Dass die Dateinamen der 45 *GDX*-Dateien in der konsolidierten *GDX*-Datei als Dimension zur Verfügung stehen, erleichtert daher die Ergebnisanalyse anhand dieser Dimensionen in der Tabellenkalkulation erheblich.

²⁴ vgl. Abschnitt 7.1.3

²⁵ vgl. bspw. Johnson und Varma (2015)

²⁶ vgl. bspw. Red Hat (2005)

²⁷ vgl. Pizzini und Bonzini (2018)

²⁸ vgl. McCarl (2002)

²⁹ vgl. GAMS (2018)

³⁰ ebd.

7.3 Ergebnisse

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse der Anwendung des *POPART*-Modells gemäß dem in Abschnitt 7.1 entwickelten Analyserahmen beschrieben. Dabei wird zunächst in Abschnitt 7.3.1 auf die Investitionsentscheidungen nach Modellläufen sowie in Abschnitt 7.3.2 auf die entsprechende Betriebsführung eingegangen. In Abschnitt 7.3.3 wird die Wirtschaftlichkeit der verschiedenen Fälle diskutiert. Abschnitt 7.3.4 präsentiert die Konsequenzen hinsichtlich CO₂-Emissionen. Die Vorstellung der Ergebnisse schließt mit einer Zusammenfassung in Abschnitt 7.3.5.

7.3.1 Investitionsentscheidung

Tabelle 7-4 stellt die optimale Investitionsentscheidung in objektbasierte erneuerbare oder gekoppelte Wärme- und Elektrizitäts-Erzeugungs- und Speicher-Kapazitäten nach Preisszenarien und Typgebäuden in Variante *Vr1* dar. Dabei ergibt sich folgendes Bild.

Photovoltaikanlagen finden in fast allen Konfigurationen Einsatz. Mit Ausnahme von Typgebäude *Tg1* im Szenario *PrC*, d.h. im EFH bei konstanten Endenergieträgerpreisen, ergeben alle Modellläufe die Installation einer Photovoltaikanlage. Im Überblick zeigt sich, dass die Dimensionierung der Anlage in vielen Fällen von der Kleinanlagenregelung nach § 61 Abs. 2 Nr. 4 EEG 2014 beeinflusst wird. Nach dieser Regelung sind Anlagen mit einer Leistung von höchstens 10 kW_{el} für einen Eigenverbrauch von höchstens 10 MWh_{el} vollständig von der Pflicht zur Entrichtung der EEG-Umlage auf eigenverbrauchte Strommengen ausgenommen.³¹

Entsprechend wird in sieben von fünfzehn Modellläufen die Photovoltaik-Anlage auf exakt 10 kW_{el} dimensioniert. Wird dieser Schwellwert überschritten, ist die Überschreitung deutlich. Dies geschieht jedoch nur in den Typgebäuden *Tg4* und *Tg5* im Preisszenario *PrS*, d.h. in größeren

³¹ vgl. Abschnitt 6.4.5

MFH unter Voraussetzung steigender Elektrizitätspreise. In allen Preisszenarien wird in den Typgebäuden *Tg3* bis *Tg5* mindestens der Schwellwert erreicht.

Im Vergleich zu diesen Ergebnissen zu Photovoltaik fällt die Entscheidung zur Investition in solarthermische Anlagen mit vier von fünfzehn in weniger Fällen. Drei davon treten in Szenario *PrG* auf, d.h. bei steigenden Gaspreisen. Da es sich annahmegemäß um heizungsunterstützende Anlagen handelt,³² ist der insbesondere in diesem Preisszenario erfolgende Zubau plausibel. Die Anlagen werden zusätzlich zur in allen Fällen ebenfalls gegebenen Photovoltaikanlage installiert. Bei der Interpretation dieser Ergebnisse ist zu beachten, dass keine Dachflächenbegrenzung und somit keine Nutzungskonkurrenz zwischen solar-thermischer und solar-elektrischer Technik abgebildet ist.³³

In fast allen Modellläufen ist eine Mikro-KWK-Anlage in den Ergebnissen vertreten. Einzig bei steigenden Gaspreisen wird im EFH keine solche Anlage installiert (in *Tg1* bei *PrG*). In diesem Szenario wird die Anlage auch in allen anderen Typgebäuden kleiner dimensioniert als in den beiden anderen Fällen.

Im Preisszenario *PrG* in Typgebäude *Tg5*, d.h. im GMH bei steigenden Gaspreisen, fällt die Entscheidung zur Investition in eine Wärmepumpe. Dies ist nur in diesem Modelllauf der Fall.

Mit Bezug auf Elektrizitäts- und Wärmespeicher ergibt sich einerseits einheitlich über alle Modellläufe die Installation entweder kleiner Speicherkapazitäten von bis zu 1,3 m³ bzw. 1,4 kWh_{el,net} oder gar keiner Speicheranlagen. Wärmespeicher treten nur bei sechs aus fünfzehn Mo-

³² vgl. Abschnitt 6.1

³³ Anhand nachgelagerter Überschlagsrechnungen wird untersucht, ob sich bei Abbildung begrenzter Dachflächen geringere solarelektrische oder solarthermische Leistungen ergeben. Dazu werden die Plausibilitätsgrößen aus Tabelle 7-1 herangezogen und mit Annahmen zur Gebäudemorphologie und zum leistungsbezogenem Flächenbedarf ergänzt. In den meisten Konfigurationen ergeben sich gemessen an den Modellergebnissen keine oder keine maßgeblichen Beschränkungen der Solarleistung. Zu einer modellendogenen Berücksichtigung begrenzter Dachflächen in *POPART* vgl. Abschnitt 9.3 bzw. McKenna et al. (2019).

dellläufen auf, Batteriespeicher nur bei zweien. Die letzteren zwei Modellläufe sind allerdings von den ersteren sechs verschieden. Die Investitionsentscheidung in die Speichertypen ist also als Alternativentscheidung aufzufassen. Am höchsten fallen die Wärmespeicherkapazitäten in den größten Typgebäuden *Tg5* in den Szenarien *PrG* und *PrS* mit steigenden Endenergeträgerpreisen aus. Auch diese Kapazitäten sind jedoch als gering einzuordnen.³⁴

Tabelle 7-4: Investitionsentscheidung in objektbasierte erneuerbare oder gekoppelte Wärme- und Elektrizitäts-Erzeugungs- und Speicher-Kapazitäten³⁵

Preis-sze-nario	Typ-ge-bäude	PV	Solar-thermie	Wärme-pumpe	Mikro-KWK		Wärme-speicher ³⁶	Batterie-speicher
		[kW _{el,p}]	[kW _{th,p}]	[kW _{el} / kW _{th}]	[kW _{el} / kW _{th}]	[kW _{hth} / m ³]	[kW _{h,el,net}]	
PrC	Tg1	-	-	-	1,0 / 3,2	-	0,1	
	Tg2	7,9	-	-	1,6 / 4,6	-	-	
	Tg3	10,0	-	-	3,3 / 9,2	-	-	
	Tg4	10,0	3,4	-	7,8 / 19,7	26,8 / 0,6	-	
	Tg5	10,0	-	-	15,7 / 33,9	-	-	
PrG	Tg1	6,3	-	-	-	-	-	
	Tg2	9,2	9,4	-	1,2 / 3,3	-	-	
	Tg3	10,0	14,4	-	2,6 / 7,1	-	1,4	
	Tg4	10,0	15,4	-	7,2 / 18,1	25,4 / 0,5	-	
	Tg5	10,0	-	24,2 / 9,3	10,7 / 23,2	61,7 / 1,3	-	
PrS	Tg1	5,1	-	-	1,0 / 3,2	-	-	
	Tg2	9,6	-	-	1,8 / 5,2	12,7 / 0,3	-	
	Tg3	10,0	-	-	3,7 / 10,1	18,9 / 0,4	-	
	Tg4	18,1	-	-	7,7 / 19,4	-	-	
	Tg5	26,8	-	-	16,4 / 35,5	62,8 / 1,3	-	

In allen Modellläufen kommt es zur Installation eines Gaskessels.³⁷

Es ergeben sich somit Systeme zur dezentralen Elektrizitäts- und Wärmerversorgung durch Kombination von zwischen drei und fünf verschiedenen Wärme- oder Elektrizitäts-Erzeugungs- und Speicher-Techniken. Am häufigsten treten die komplexeren Systeme, d.h. eine Kombination

³⁴ vgl. Abschnitt 7.3.3, insb. Tabelle 7-6

³⁵ nach Preisszenarien *PrC*, *PrG*, *PrS* und Typgebäuden *Tg1* bis *Tg5* in Variante *Vr1*

³⁶ zur Angabe in Kilowattstunden vgl. Abschnitt 6.3.7

³⁷ Dies ist durch die Nebenbedingung gemäß Gleichung 6-31 zu erwarten.

von fünf Techniken, im Szenario *PrG* auf. Hier wird trotz steigender Gaspreise in den Typgebäuden *Tg2* bis *Tg5* eine Mikro-KWK-Anlage installiert. Diese wird allerdings kleiner dimensioniert als in den anderen Preisszenarien und dafür in den Typgebäuden *Tg2* bis *Tg4* um eine Solarthermieanlage, in *Tg5* um eine Wärmepumpenanlage sowie in den *Tg3* bis *Tg5* um eine Elektrizitäts- oder Wärmespeicheranlage ergänzt. Zusätzlich wird in diesem Preisszenario in allen Typgebäuden eine Photovoltaikanlage installiert.

Diese Ergebnisse werden wie folgt zu beurteilt. Zunächst ist es bemerkenswert, dass trotz der Abbildung installationsfixer Ausgaben für alle abgebildeten Techniken Konfigurationen von bis zu fünf Techniken zu komplexen Systemen optimal sind. Die Investitionsentscheidung in eine Photovoltaik-Anlage in fast allen Modellläufen ist plausibel, da die Kombination aus Eigenverbrauch erzeugter Strommengen, Einspeisung von Überschüssen gegen Einspeisetarif und Bezug der Fehlmengen vom Netz unter den getroffenen Voraussetzungen a priori als wirtschaftlich einzustufen ist. Plausibel ist die hohe Sensitivität der Ergebnisse zu Solarthermieanlagen auf den Gaspreis sowie ihre Unwirtschaftlichkeit bei konstanten Gaspreisen. Während in fast allen Modellläufen in Variante 1 eine Investitionsentscheidung in Mikro-KWK-Anlagen getroffen wird, fallen die Investitionen in Speichertechniken gering aus. Diese Ergebnisse werden in den folgenden Abschnitten 7.3.2 und 7.3.3 wieder aufgegriffen. Die Ergebnisse zu Investitionsentscheidungen zeigen einen plausiblen Anstieg der Kapazitäten mit der Gebäudegröße, bspw. bei Photovoltaik oder Mikro-KWK-Anlagen. Insbesondere bei Speichertechniken fallen die Ergebnisse allerdings weniger systematisch aus. Dies ist jedoch durch die Verwendung einer prozentualen Fehler-schranke als Abbruchkriterium für das verwendete Lösungsverfahren erklärlich. Als Zwischenfazit favorisieren die Ergebnisse in den meisten Modellläufen Photovoltaik und Mikro-KWK. Bei steigenden Gaspreisen werden diese durch solarthermische oder Wärmepumpen-Anlagen ergänzt. Die Verwendung von Speichern ist marginal.

7.3.2 Betriebsführung

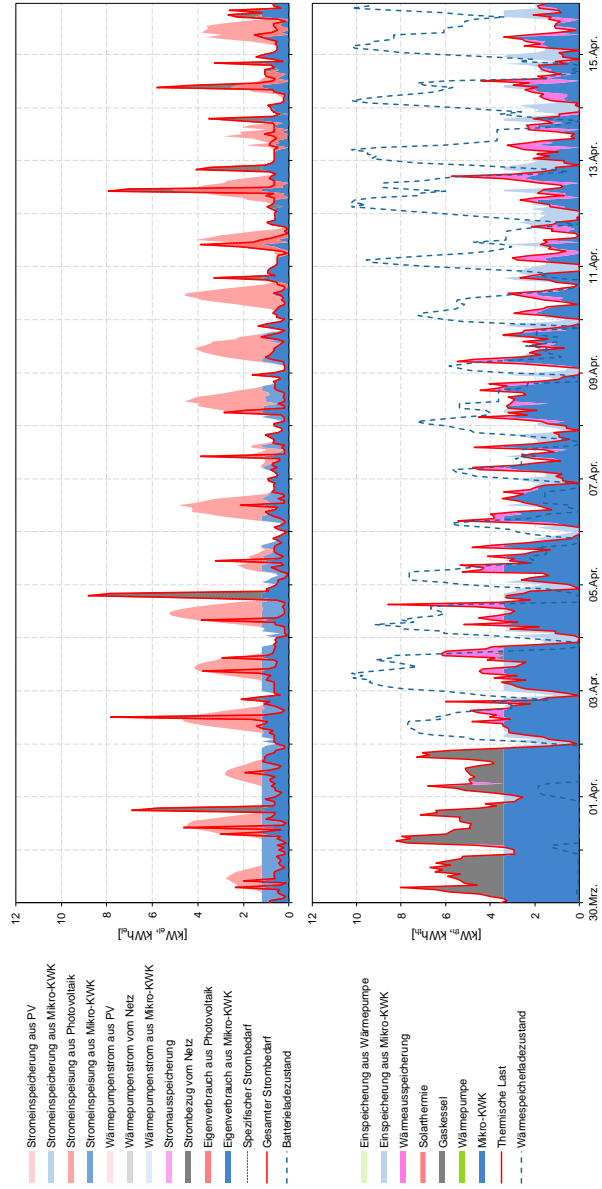
Entsprechend dem verwendeten Ansatz der integrierten Optimierung von Investitionsentscheidung und Betriebsführung für Elektrizitäts- und Wärme-Versorgung³⁸ sind die vorausgehend dargestellten Ergebnisse im Zusammenhang mit den Ergebnissen zur Einsatzplanung zu betrachten, die im Folgenden vorgestellt werden.

Abbildung 7-3 zeigt die Einsatzplanung im Zeitverlauf für elektrische und thermische Kapazitäten beispielhaft für Typgebäude *Tg2* über einen Zeitraum von zwei Wochen mit dem Ziel der Veranschaulichung und Plausibilisierung der Betriebsführung. Im oben angeordneten Teil des Schaubilds ist der Einsatz elektrischer und im unteren Schaubild thermischer Kapazitäten dargestellt. Die täglichen Erzeugungsspitzen der Photovoltaikanlage sind in roter Farbe dargestellt. Einspeisung ins Elektrizitätsnetz und Eigenverbrauch sind farblich durch verschiedene Schattierungen des verwendeten Farbtons abgegrenzt, analog bei der Mikro-KWK-Anlage. Diese wird im Zeitraum bis zum 5. April zumeist bei Volllast betrieben und trägt so einen Großteil zur Deckung der Heizlast bei.

Im Zeitraum bis 2. April kommt zusätzlich der Gaskessel zum Einsatz. Danach kann der Betrieb des Gaskessels durch Verwendung des Wärmespeichers vermieden werden. Ein- und Ausspeicherung sowie Ladezustände des Wärmespeichers sind entsprechend angegeben. Im Zeitraum nach dem 2. April wird die KWK-Anlage in modulierender Fahrweise betrieben. Auf diese Weise kann Elektrizitätsbezug weitgehend vermieden werden. Nur bei einigen Bedarfsspitzen – insbesondere die abendlichen Bedarfsspitzen außerhalb der Photovoltaik-Spitzenenerzeugung um die Mittagszeit – wird zusätzlich Elektrizität aus dem Netz bezogen. Analog ließen sich die Ergebnisse für alle berechneten 8760 Stunden in allen 45 Modellläufen auftragen. Die weitere Analyse stützt sich auf aggregierte Größen bzw. Kennzahlen höherer Informationsdichte.

³⁸ vgl. Abschnitt 6.1

Abbildung 7-3: Einsatzplanung elektrischer (oben) und thermischer (unten) Kapazitäten beispielhaft in einer Periode von zwei Wochen



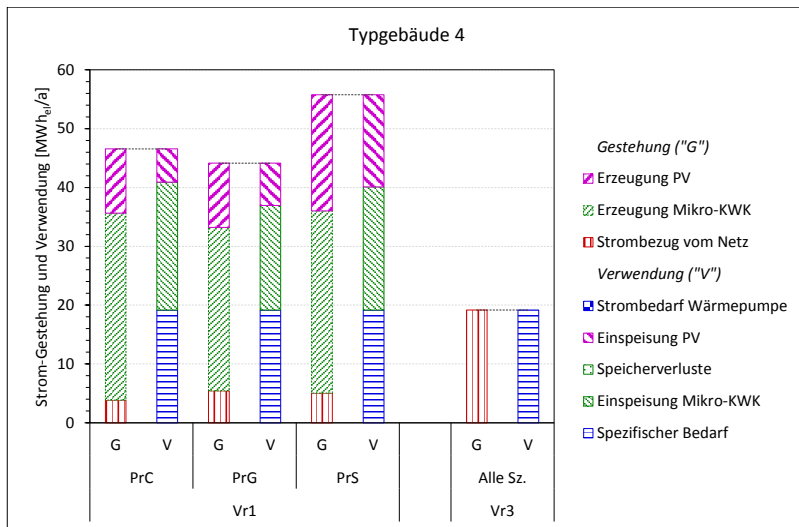


Abbildung 7-4: Gegenüberstellung von Elektrizitäts-Gestehung (*G*) und Verwendung (*V*) in den Varianten *Vr1* (mit Optionen lokaler Erzeugung) in drei Preisszenarien mit Variante *Vr3* (Ausschluss lokaler Erzeugung, Referenzversorgung) beispielhaft für Typegebäude *Tg4*³⁹

Mit Fokus auf die Elektrizitätsversorgung zeigt Abbildung 7-4 die Gestehung und Verwendung von Strommengen am Beispiel von Typegebäude *Tg4*. Die entsprechenden Ergebnisse zu den anderen Typegebäuden sind im Anhang angegeben. Dabei werden die Ergebnisse mit objektbasierten Erzeugungsoptionen in Variante *Vr1* den Ergebnissen in Variante *Vr3* gegenübergestellt, d.h. der Referenzversorgung in Form vollständiger Deckung des Elektrizitätsbedarfs durch Bezug aus dem Netz.

Durch diese Gegenüberstellung von Elektrizitäts-Gestehung und Verwendung wird deutlich, dass in allen Preisszenarien der Bezug von Elektrizität aus dem Netz deutlich vermindert wird, während die objektbasierte Erzeugung den Bedarf bei weitem übertrifft⁴⁰. Tabelle 7-5 gibt die Ergebnisse für alle Preisszenarien und Typegebäude an, zusätzlich

³⁹ Ergebnisse für *Tg1*, *Tg2*, *Tg3* und *Tg5* siehe Anhang

⁴⁰ In Abbildung 7-4 nicht zu erkennen ist die entsprechende Zunahme des Bezugs von Erdgas aus dem Gasnetz (vgl. Tabelle 7-8).

unter Verwendung der Kennzahlen *Eigenverbrauchsquote* und *Eigenerzeugungsquote*.⁴¹

Tabelle 7-5: Elektrische Eigenerzeugung und Eigenverbrauch nach Typgebäude und Preisszenario in Variante Vr1

Preis-Szenario	Typgebäude	Spezifischer Bedarf	Erzeugung Mikro-KWK	Erzeugung PV	Elektrizitätsbezug vom Netz	Elektrizitätsbedarf Wärmepumpe	Gesamterzeugung	Erzeugungs-Bedarfs-Verhältnis	Eigenerzeugungsquote	Eigenverbrauchsquote
		[MWh _{el} /a]						[%]		
PrC	Tg1	3,9	4,3		1,9	-	4,3	110,4	50,6	45,8
	Tg2	7,8	7,5	8,5	2,5	-	16,0	205,3	68,5	33,4
	Tg3	12,8	14,9	10,9	4,0	-	25,9	202,4	69,0	34,1
	Tg4	19,2	31,8	10,9	3,9	-	42,7	222,6	79,8	35,8
	Tg5	32,0	63,5	10,9	9,7	-	74,4	232,4	69,7	30,0
PrG	Tg1	3,9		6,9	2,3	-	6,9	176,3	41,2	23,4
	Tg2	7,8	5,2	10,0	2,6	-	15,2	195,3	66,8	34,2
	Tg3	12,8	11,2	10,9	3,7	-	22,1	173,1	70,9	40,9
	Tg4	19,2	27,8	10,9	5,4	-	38,7	201,8	71,6	35,5
	Tg5	32,0	42,3	10,9	7,9	25,7	53,2	92,1	86,4	93,8
PrS	Tg1	3,9	4,3	5,5	1,1	-	9,9	251,6	71,4	28,4
	Tg2	7,8	8,4	10,5	1,8	-	18,9	242,9	77,3	31,8
	Tg3	12,8	16,5	10,9	2,9	-	27,4	214,7	77,5	36,1
	Tg4	19,2	30,9	19,8	5,1	-	50,7	264,4	73,6	27,8
	Tg5	32,0	67,8	29,3	3,8	-	97,1	303,2	88,2	29,1

Die Eigenverbrauchsquoten liegen zwischen 28 % und 46 %, von einer Ausnahme abgesehen. Da ein Großteil der Eigenerzeugung auf die Technik Mikro-KWK entfällt, deren Erzeugung regelbar ist, liegen diese vergleichsweise niedrigen Eigenverbrauchsquoten zunächst nicht in der

⁴¹ Die Begriffe werden in Abschnitt 2.4.2 bzw. Abbildung 2-15 bestimmt. Die *Eigenverbrauchsquote* setzt die eigenverbrauchte Strommenge mit der gesamten eigenerzeugten Strommenge eines Jahres ins Verhältnis. Sie ist also der Anteil an der Eigenerzeugung, der nicht ins Netz eingespeist wird. Die *Eigenerzeugungsquote* hingegen ist das Verhältnis aus eigenverbrauchter Strommenge und Elektrizitätsbedarf, d.h. der Anteil am Elektrizitätsbedarf, der nicht durch Bezug aus dem Elektrizitätsnetz gedeckt wird. Die *Eigenerzeugungsquote* weist mit anderen Worten den Rückgang des Elektrizitätsbezugs gegenüber der Referenzversorgung aus.

Erwartung. Durch Betrachtung der Eigenerzeugungsquote und des zusätzlich angegebenen Verhältnisses aus Eigenerzeugung und Gesamtstromerzeugungsbedarf wird hingegen deutlich, dass Dimensionierung und Betriebsplanung nicht hauptsächlich auf eine hohe Eigenverbrauchsquote, sondern auf eine Verdrängung von Elektrizitätsbedarf durch Eigenerzeugung ausgerichtet sind.

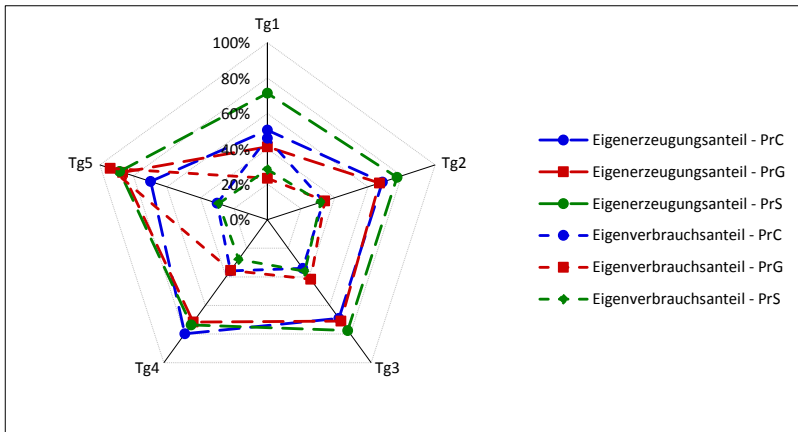


Abbildung 7-5: Eigenerzeugungsquote und Eigenverbrauchsquote⁴² in Variante Vr1 nach Preisszenarien (PrC, PrG, PrS) und Typgebäuden (Tg1 bis Tg5)

Am höchsten fallen Eigenerzeugungsquote und Erzeugungs-Bedarfs-Verhältnis plausiblerweise im Preisszenario PrS mit steigenden Elektrizitätspreisen aus. Entsprechend ist dort die Eigenverbrauchsquote am geringsten. Im Szenario PrG mit steigenden Gaspreisen verhält es sich umgekehrt. Diese Kombination aus Dimensionierung und Betriebsführung ist im Vergleich zur Referenzvariante Vr3 mit einer erheblichen Zunahme des Erdgasbedarfs sowie mit erheblichen ins Elektrizitätsnetz eingespeisten Strommengen verbunden⁴³. Diese Erkenntnisse werden in Abschnitt 7.3.3 wieder aufgegriffen.

⁴² vgl. Abschnitt 2.4.2

⁴³ vgl. Tabelle 7-8

Die genannte Ausnahme tritt im GMH bei steigenden Gaspreisen auf.⁴⁴ Hier kann durch die Kombination von Mikro-KWK-, Photovoltaik- und Wärmepumpen-Anlage mit einem Wärmespeicher eine sehr hohe Eigenverbrauchsquote von 94 % mit einer gleichzeitig sehr hohen Eigenenerzeugungsquote von 86 % verbunden werden.⁴⁵ Auch in diesem Fall kann – trotz Einsatz einer elektrischen Wärmepumpe – der Bezug von Strommengen aus dem Netz im Vergleich zur Referenzvariante *Vr3* verringert werden.

7.3.3 Wirtschaftlichkeit

Im Folgenden wird die Struktur der Ausgaben und Einnahmen in der diskontierten Zahlungsreihe in den verschiedenen Modellläufen verglichen und bewertet. Es werden dazu die *Gesamtausgaben* und die (mit den Gesamteinnahmen) *saldierten Gesamtausgaben* unterschieden. Zur Interpretation der optimalen Lösungen ist die Betrachtung der saldierten und diskontierten Gesamtausgaben besonders hilfreich, da sie die Zielfunktion der Optimierung konstituieren.

Abbildung 7-6 stellt daher die Barwerte der Zahlungsreihen der Gesamtausgaben, Einnahmen und der entsprechend saldierten Gesamtausgaben in den Varianten *Vr1*, *Vr2* und *Vr3*, in den Preisszenarien *PrC*, *PrG* und *PrS* am Beispiel des Typgebäudes *Tg4* dar. Die entsprechenden Ergebnisse für die anderen Typgebäude sind im Anhang angegeben.

Im Vergleich der Varianten untereinander ist zu erkennen, dass in der Referenzversorgungsvariante *Vr3* definitionsgemäß keine Einnahmen vorliegen und somit die Gesamtausgaben den Zielfunktionswert darstellen. In den beiden anderen Varianten *Vr1* und *Vr2* müssen diese jedoch mit Einnahmen aus Förderinstrumenten, Elektrizitätsverkäufen und Rückerstattungen saldiert werden. Durch das Hinzufügen ggü. Variante *Vr1* zusätzlicher Nebenbedingungen in den Varianten *Vr2* und

⁴⁴ d.h. bei Typgebäude *Tg5* im Preisszenario *PrG*, vgl. Tabelle 7-5 sowie Abbildung A-11 im Anhang

⁴⁵ Zur Kombination von KWK-Anlage mit Wärmepumpen in MFH vgl. Gerhardt et al. (2015 S. 85)

$Vr3^{46}$ liegen dort die saldierten Ausgaben mindestens auf gleichem Niveau oder höher.

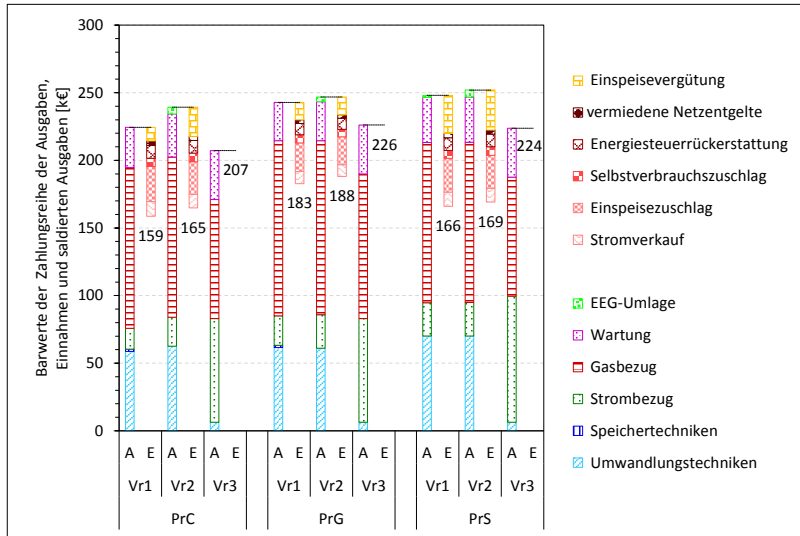


Abbildung 7-6: Barwerte der Zahlungsreihen der Ausgaben (Abk. A, in der Legende die unteren Posten), Einnahmen (E, in der Legende die oberen Posten) und der entsprechend saldierten Ausgaben in den Varianten $Vr1$, $Vr2$ und $Vr3$, in den Preisszenarien PrC , PrG und PrS am Beispiel des Typgebäudes $Tg4^{47}$

Dies trifft allerdings nicht auf die Gesamtausgaben (vor Saldierung der Einnahmen) zu, welche in 13 von 15 Modellläufen in Variante $Vr1$ als auch in $Vr2$ höher als in Variante $Vr3$ ausfallen, und erst durch Saldierung mit den Einnahmen unter dem Niveau von $Vr3$ liegen. Diese Erhöhung der unsaldierten Gesamtausgaben im Vergleich der Varianten $Vr1$ und $Vr3$ bewegt sich für fast alle Konstellationen zwischen 6,1 % (bei $Tg3$ in PrS) und 18,1 % ($Tg2/PrC$). In einem Fall werden die Referenzausgaben (in $Vr3$) durch die unsaldierten Gesamtausgaben (in $Vr1$) sogar um 24,6 % (bei $Tg1$ in PrS) übertroffen. Alleine im Fall von Typgebäude $Tg5$ im Preisszenario mit zunehmenden Gaspreisen (PrG) kommt

⁴⁶ vgl. Abschnitt 7.1.3

⁴⁷ Ergebnisse für $Tg1$, $Tg2$, $Tg3$ und $Tg5$ siehe Anhang

es durch die Kombination aus Mikro-KWK-, Photovoltaik- und Wärmepumpen-Anlage mit einem Wärmespeicher, einer Eigenverbrauchsquote von 94 % und einer Eigenerzeugungsquote von 86 % zu einer unmittelbaren Minderung der (unsaldierten) Gesamtausgaben um 9,8 %. Dabei ist zu beobachten, dass in den Varianten *Vr1* und *Vr2* die investitionsabhängigen Ausgaben höher und die Ausgaben für den Bezug von Elektrizität aus dem Netz gegenüber Variante *Vr3* niedriger ausfallen.

In Tabelle 7-6 werden die Barwerte der Zahlungsreihen der mit den Einnahmen saldierten Ausgaben für alle Typgebäuden und Preisszenarien dargestellt und nach Varianten verglichen. Dabei werden die Minderausgaben in Variante *Vr1* sowohl ggü. *Vr2* als auch ggü. *Vr3* dargestellt. Die Spalte *Vr1 vs Vr3* weist die Minderausgaben im Saldo mit etwaigen Einnahmen aufgrund der Möglichkeit des Einsatzes lokaler Erzeugungs- und Speichertechniken gegenüber der Referenzversorgung in *Vr3* aus. Die Spalte *Vr1 vs Vr2* gibt hingegen die Minderausgaben in *Vr1* ggü. *Vr2* durch die in *Vr1* zusätzliche Möglichkeit des Einsatzes von Speichern an.

Bei diesem Vergleich der diskontierten, saldierten Gesamtausgaben wird darauf hingewiesen, dass es sich dabei nicht etwa um einen Vergleich der Rentabilität von Investitionen handelt und ein solcher – entsprechend den Erläuterungen in den Abschnitten 6.1.1 und 6.1.2 – auch nicht angestrebt ist.

Es zeigt sich zunächst im Vergleich von *Vr1* mit *Vr3*, dass durch die Nutzung der in *Vr1* ggü. *Vr3* zusätzlich gegebenen Möglichkeit des Einsatzes lokaler Erzeugungs- und Speichertechniken die diskontierten, saldierten Gesamtausgaben zur Elektrizitäts- und Wärmeversorgung in allen Modellläufen gemindert werden können. Das Ausgabenminderungspotenzial hängt jedoch von den Annahmen zur Entwicklung der Endenergieträgerpreise und von der Gebäudegröße ab. Es nimmt mit der Gebäudegröße zu, ist am höchsten bei Annahme steigender Elektrizitätspreise (*PrS*) sowie am niedrigsten bei steigenden Erdgaspreisen (*PrG*) und liegt dazwischen bei Annahme konstanter Preise (*PrC*). Unter der Annahme konstanter Energiepreise in *PrC* beträgt das Ausgabenminde-

rungspotenzial in Typgebäude *Tg1* nur 2,5 %, während es in *Tg5* zwischen 21 % (in *PrG*) und 32 % (in *PrS*) beträgt.⁴⁸ Weiterhin ergibt der Vergleich von *Vr1* und *Vr2*, dass der Teil des Ausgabenminderungspotenzials, der auf die Nutzung von Speichern entfällt, sich im unteren einstelligen Prozentbereich bewegt. Damit ist das Potenzial größtenteils auch ohne den Einsatz von Speichern zu realisieren.⁴⁹

Tabelle 7-6: Vergleich der Barwerte der Zahlungsreihen der mit den Einnahmen saldier- ten Ausgaben nach Typgebäuden, Preisszenarien und Varianten

Preisszenario	Typgebäude	Barwerte der sald. Ausgaben [k€]			Variantenvergleich ⁵⁰ [%]	
		Vr1	Vr2	Vr3	Vr1 vs Vr3	Vr1 vs Vr2
PrC	Tg1	44	44	45	2,5	0,0
	Tg2	72	72	81	11,4	0,0
	Tg3	115	115	137	16,5	0,0
	Tg4	159	165	207	23,4	3,7
	Tg5	267	267	357	25,2	0,0
PrG	Tg1	48	48	49	3,2	1,7
	Tg2	80	80	88	9,5	0,0
	Tg3	130	129	150	13,3	0,0
	Tg4	183	188	226	19,2	2,8
	Tg5	310	313	391	20,7	0,7
PrS	Tg1	45	46	49	7,3	0,8
	Tg2	74	74	88	16,5	1,3
	Tg3	116	119	149	22,0	2,3
	Tg4	166	169	224	25,8	1,9
	Tg5	264	276	385	31,5	4,3

Durch Vergleich von Abbildungen A-2 bis A-6 im Anhang und Analyse der Struktur der Ausgaben wird deutlich, dass diese Ausgabenminderungspotenziale mit einer deutlichen Erhöhung der investitionsabhängigen Ausgaben, großteils für Umwandlungskapazitäten, einer deutlichen Minderung der Ausgaben für Bezug von Elektrizität aus dem Netz und einer geringen bis moderaten Zunahme der Ausgaben für den Bezug von Erdgas verbunden sind. Außerdem kann in Variante *Vr1* in den

⁴⁸ Hingegen liegen in absoluten Größen die Ausgaben bei steigenden Endenergieträgerpreisen in *PrG* und *PrS* höher als bei konstanten Preisen in *PrC*.

⁴⁹ vgl. Abschnitt 7.3.1

⁵⁰ *Vr1 vs Vr3* weist dabei die Minderausgaben durch Möglichkeit des Einsatzes lokaler Erzeugungstechniken gegenüber der Referenzversorgung aus, *Vr1 vs Vr2* die Minderausgaben durch den Einsatz von Speichern.

Typgebäuden *Tg1* bis *Tg3* die Entrichtung der EEG-Umlage auf eigenverbrauchte Strommengen in allen Preisszenarien durch Ausnutzung der Kleinanlagenregelung⁵¹ vollständig und in *Tg4* weitgehend vermieden werden. Die Einnahmen erklären sich in erster Linie aus den in den Abschnitten 2.4 und 6.4 erläuterten politischen Instrumenten. Hier sind Vergütungen ins Netz eingespeister Strommengen gemäß der Einspeisevergütung nach §§ 37 bzw. 51 EEG 2014 sowie des Einspeisezuschlags nach § 7 Abs. 1 KWKG 2016 die gewichtigsten Posten.

Spezifische Elektrizitätsausgaben

Während Abbildung 7-6 und Tabelle 7-6 absolute Größen (in Euro) ausweisen, folgt nun die Betrachtung der mittleren, spezifischen, saldierten Elektrizitätsausgaben (in Euro pro Kilowattstunde). Zur Bewertung des Kuppelprodukts Wärme bei Vorliegen einer Mikro-KWK-Anlage wird ein geeigneter Referenzpreis für Wärme benötigt. Ein solcher, unter kohärenten Annahmen gebildeter Referenzpreis liegt durch Auswertung von Variante *Vr3* vor. Da hier der Bedarf an Elektrizität durch Bezug aus dem Elektrizitätsnetz gedeckt wird, sind alle anderen bilanzierten Ausgaben der Wärmeversorgung zuzuschlagen. Zur Ermittlung eines Wärmerferenzpreises werden also die um die Strombezugsausgaben verminderten Gesamtausgaben auf den Wärmebedarf bzw. die Wärmeerzeugung bezogen. Das Ergebnis ist nach Preisszenarien und Typgebäuden in Tabelle 7-7 angegeben. Die Werte sind konsistent mit den Angaben in Mailach und Oschatz (2013 S. 16, S. 38).⁵²

Da die Erdgaspreisannahmen in den Preisszenarien *PrC* und *PrS* identisch sind, trifft dies auch auf die bezogenen Wärmegestehungsausgaben zu. Zur Berechnung der mittleren, spezifischen, saldierten Elektrizitätsausgaben werden dann die um die Einnahmen und um die

⁵¹ vgl. Tabelle 7-4 bzw. Abschnitt 6.4.5

⁵² Verglichen wird mit dem Verhältnis aus „Jahreswärmebedarf“ und „Jahresgesamtkosten“ für das Heizsystem mit der Bezeichnung „Gas-BW-Gerät + Speicher“ abzgl. der in dieser Arbeit nicht betrachteten „Kapitalgebundenen Kosten“ für Heizflächen, Leitungssystem, Schornstein, sonst. Baukosten, Hausanschluss, Brennstofflagerung sowie Gas- bzw. Elektroinstallation (vgl. Abschnitt 6.1.3). Die so erhaltenen Werte liegen bei 0,11 €/kWh im EFH (dies. S. 16) und bei 0,10 €/kWh im MFH (dies. S. 38).

entsprechend bewertete Wärmeerzeugung verminderten Gesamtausgaben auf den spezifischen Elektrizitätsbedarf bezogen. Dieses Vorgehen allokiert die vollständige Ausgabenminderung in *Vr1* gegenüber *Vr3* auf die Elektrizitätsausgaben.

Tabelle 7-7: Referenz-Wärmegestehungsausgaben als Ergebnis der Referenzvariante *Vr3* in Euro pro Kilowattstunde

Preis-Szenario	Wärmegestehungsausgaben [€/kWh _{th}]				
	Tg1	Tg2	Tg3	Tg4	Tg5
PrC	0,11	0,11	0,11	0,10	0,10
PrG	0,13	0,12	0,12	0,11	0,11
PrS	0,11	0,11	0,11	0,10	0,10

Abbildung 7-7 stellt die sich ergebenden, mittleren, spezifischen saldierten Elektrizitätsausgaben nach Typgebäuden, Preisszenarien und Varianten dar. In Variante *Vr3* entsprechen die mittleren Elektrizitätsausgaben definitionsgemäß dem Elektrizitätspreis.

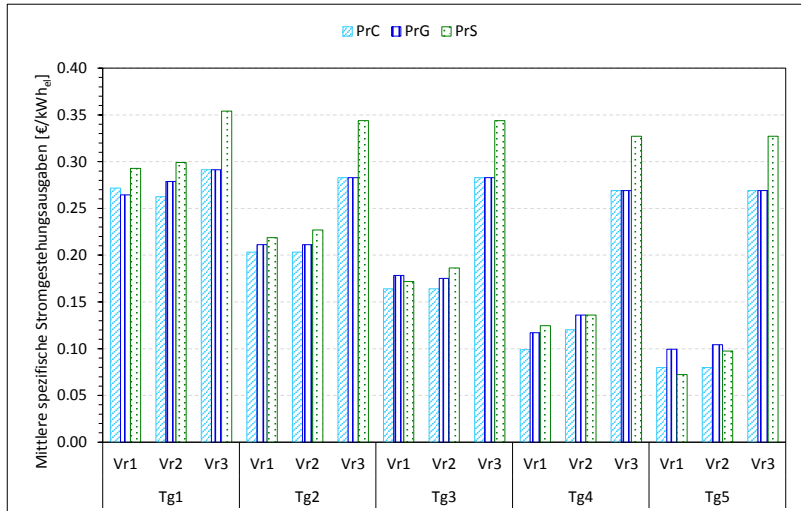


Abbildung 7-7: Mittlere spezifische saldierte Elektrizitätsausgaben in den fünf Typgebäuden *Tg1* bis *Tg5* in den drei Preisszenarien *PrC*, *PrG*, *PrS* in Variante *Vr1* im Vergleich zu den Referenzvarianten *Vr2* und *Vr3*

Es ist ersichtlich, dass die Marge zwischen Referenzelektrizitätspreisen und mittleren Elektrizitätsausgaben entsprechend der in Tabelle 7-6 präsentierten Ergebnisse mit der Gebäudegröße zunimmt und am höchsten bei Annahme steigender Elektrizitätspreise (in *PrS*) ausfällt. Dies verdeutlicht das Potenzial für Akteure der Energie- oder Wohnungswirtschaft durch Ausnutzung dieser Marge eine Rolle in der Umsetzung entsprechender organisatorischer und technischer Lösungen basierend auf objektbasierten, erneuerbaren oder gekoppelten Elektrizitätserzeugungstechniken einzunehmen. Dieses Ergebnis wird in Kapitel 8 weiter diskutiert.

7.3.4 Emissionen

Zuletzt wird im Folgenden betrachtet, welche Konsequenzen sich aus den vorgestellten Ergebnissen hinsichtlich Emissionen von CO₂ ergeben. Grundsätzlich handelt es sich bei CO₂-Emissionen im *POPART*-Modell um eine entscheidungsirrelevante Größe.⁵³ Abbildung 7-8 stellt drei verschiedene Größen dar:

- Die lokalen direkten Emissionen durch Verbrennung von Erdgas: Dazu wird der gesamte Erdgasbezug zur Verwendung in Gaskessel oder Mikro-KWK-Anlage mit 200,9 kgCO₂/MWh_{Hi} Heizwert gewichtet.⁵⁴
- Die rechnerischen indirekten Emissionen durch Bezug von Elektrizität aus dem Elektrizitätsnetz: Hierfür wird der gesamte Elektrizitätsbezug mit den mittleren CO₂-Emissionen der Elektrizitätserzeugung in Deutschland von 534 kgCO₂/MWh_{el} gewichtet.⁵⁵
- Die durch die Einspeisung dezentral erzeugter Elektrizität rechnerisch vermiedenen bzw. verdrängten Emissionen: Dabei wird die gesamte ins Elektrizitätsnetz eingespeiste Strommenge ebenfalls

⁵³ Anders verhält es sich beim *THP*-Modell aus gesamtwirtschaftlicher Perspektive; vgl. Abschnitt 4.5.4.

⁵⁴ vgl. Abschnitte 2.5 sowie 4.5.4

⁵⁵ vgl. Icha und Kuhs (2017 S. 10); Wert für das Jahr 2015

mit den mittleren CO₂-Emissionen der Elektrizitätserzeugung in Deutschland von 534 kg_{CO2}/MWh_{el} gewichtet.⁵⁶

Abbildung 7-8 zeigt einen Vergleich der Ergebnisse für alle Preisszenarien in *Vr1* mit der Referenzvariante *Vr3* beispielhaft für Typegebäude *Tg4*. Im Anhang sind die entsprechenden Ergebnisse für alle anderen Typegebäude angegeben. Folgende Ergebnisse lassen sich ableiten:

- Zunächst gilt, dass die lokalen Emissionen aus der Verbrennung von Erdgas in fast allen Modellläufen zunehmen, und zwar um zwischen 5 % (in *Tg2* in *PrG*) und 45 % (in *Tg5* in *PrS*). Nur in zwei Fällen verhält es sich anders. Im Preisszenario *PrG* in Typegebäude *Tg1* sind die Emissionen in *Vr1* identisch mit denen der Referenzvariante *Vr3*. Dies lässt sich leicht mit der fehlenden Mikro-KWK-Anlage in diesem Modelllauf erklären. Zudem sind im Typegebäude *Tg5* im Preisszenario *PrG* in Variante *Vr1* aufgrund der dort verwendeten Wärmepumpe die direkten Emissionen um 13 % geringer als in der Referenzvariante *Vr3*.
- Die indirekten Emissionen durch Bezug von Elektrizität aus dem Netz gehen durch die lokale Elektrizitätserzeugung in allen Fällen um zwischen 41 % (in *Tg1* in *PrG*) und 88 % (in *Tg5* in *PrS*) zurück.
- Die Summe der lokalen Emissionen aus der Verbrennung von Erdgas und der indirekten Emissionen aus dem Bezug von Elektrizität aus dem Elektrizitätsnetz geht in 13 von 15 Modellläufen gegenüber der Referenzvariante *Vr3* zurück. Der Rückgang beträgt zwischen 3 % (in *Tg4* in *PrS*) und 34 % (in *Tg4* in *PrG*). In den verbleibenden zwei Modellläufen (in *Tg1* in *PrC* und in *Tg5* in *PrS*) entspricht die Summe in etwa der in der Referenzvariante.
- Der Saldo mit den durch die Einspeisung dezentral erzeugter Elektrizität rechnerisch vermiedenen bzw. verdrängten Emissionen geht jedoch in allen Modellläufen zurück. Der Rückgang beträgt mindestens 22 % (in *PrC* in *Tg1*) und bis zu 77 % (in *PrS* in *Tg2*).

⁵⁶ ebd.

In der Mehrheit der Modellläufe gehen also die lokalen, indirekten, gesamten und saldierten CO₂-Emissionen gegenüber der Referenzversorgung zurück. Dies ist trotz der Entscheidungsirrelevanz dieser Größen einsichtig, da beim Einsatz von Photovoltaik sowie Solarthermie keine Emissionen auftreten sowie aufgrund der in Abschnitt 2.5.3 beschriebenen Verhältnisse bei der fossil gefeuerten Kraft-Wärme-Kopplung.⁵⁷

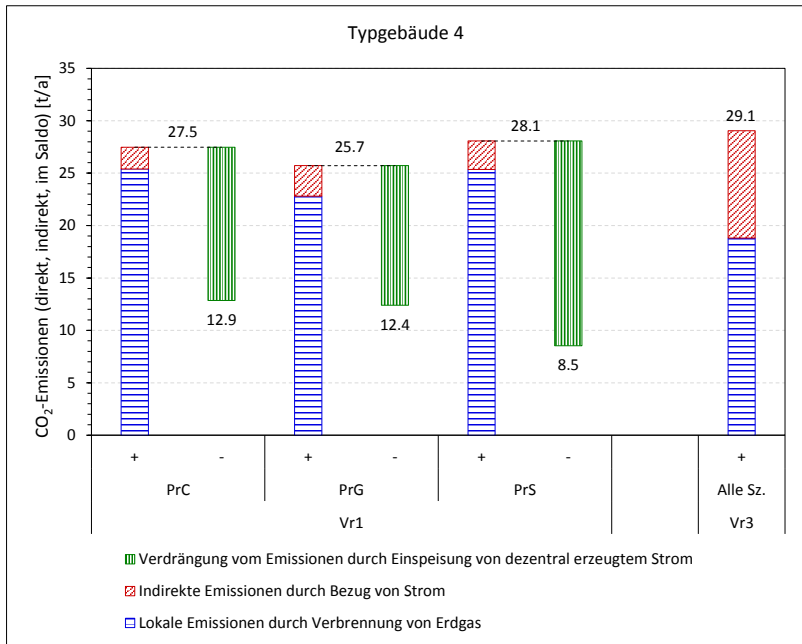


Abbildung 7-8: Direkte, indirekte und verdrängte CO₂-Emissionen aus der dezentralen Wärme- und Elektrizitäts-Erzeugung bzw. Versorgung in Variante *Vr1* und Vergleich mit der Referenzversorgung in Variante *Vr3* am Beispiel von Typegebäude *Tg4*.⁵⁸

Bei der Interpretation ist allerdings zu beachten, dass es sich bei den Rechnungen um eine Grenzbetrachtung mit Gültigkeit nur für eine marginale lokale Erzeugungsinstallation handelt.

⁵⁷ vgl. insb. Abbildung 2-22 bzw. Abbildung 2-23, bezogen auf die Wärmeerzeugung

⁵⁸ Ergebnisse für *Tg1*, *Tg2*, *Tg3* und *Tg5* siehe Anhang

Außerdem liegt den Rechnungen aber wie erwähnt der CO₂-Emissionsfaktor der Elektrizitätserzeugung in Deutschland im Jahr 2015 von 534 kg_{CO2}/MWh_{el} zugrunde. Mit fallendem durchschnittlichem Emissionsfaktor der inländischen Elektrizitätserzeugung verringern sich entsprechend die anrechenbaren vermiedenen Emissionen durch dezentrale Einspeisung.

Bei Erreichen eines Schwellwerts der Emissionsintensität der inländischen Elektrizitätserzeugung entfällt die Emissionsersparnis durch dezentrale KWK unter ansonsten unveränderten Voraussetzungen. Bei Unterschreiten des Schwellwerts entstehen durch die dezentrale fossil gefeuerte KWK zusätzliche Emissionen im Vergleich zum Bezug der Strommengen aus dem Netz. Der Schwellwert der Emissionsintensität der inländischen Elektrizitätserzeugung liegt für übliche Wirkungsgrade dezentraler Anlagen in etwa in der Größenordnung des Emissionsfaktors von Erdgas. Beispielsweise in den Szenariorechnung bei Pfluger et al. (2017, Modul 3, S. 181 bzw. S. 246) tritt diese Voraussetzung im Basisszenario zwischen den Jahren 2030 und 2040 ein (während diese Voraussetzung allerdings im Referenzszenario nachlassender energie- und klimapolitischer Maßnahmen über den gesamten Betrachtungszeitraum der Studie bis zum Jahr 2050 nicht eintritt).

7.3.5 Zusammenfassung

Zusammenfassend kann Folgendes festgehalten werden. In der Mehrheit der Modellläufe sind Photovoltaik und Mikro-Kraft-Wärme-Koppung in der Lösung enthalten. Diese Techniken werden fallabhängig um eine solarthermische Anlage oder eine Wärmepumpe ergänzt. In manchen Modellläufen wird zwar in Speichertechniken investiert, diese sind jedoch sowohl in ihrer Speicherkapazität als auch in ihrem Beitrag zur Ausgabenminderung als marginal einzuordnen. Die Dimensionierung der Photovoltaikanlage ist in vielen Modellläufen an der Kleinanlagenregelung orientiert, womit sich eine Vermeidung von EEG-Umlage-Zahlungen auf eigenverbrauchte Strommengen realisieren lässt.⁵⁹ Bei

⁵⁹ vgl. Abschnitt 2.4.2

der Betriebsführung der Anlagen zeigt sich, dass die objektbasierte Elektrizitätserzeugung den lokalen Bedarf in der Mehrheit der Modellläufe übertrifft und entsprechende Strommengen unter Nutzung verschiedener Förderinstrumente in das Elektrizitätsnetz eingespeist werden. Dies führt zu niedrigen Eigenverbrauchsquoten und hohen Eigenerzeugungsquoten. Diese Ergebnisse werden in der Zusammenschau wie folgt interpretiert. Ein wichtiger Hebel zur Ausgabenminderung liegt in der Verringerung des Elektrizitätsbezugs aus dem Netz durch Eigenversorgung. Anstelle der verbreiteten Praxis, die elektrische Eigenerzeugungsquote durch Investition in Speicherkapazitäten zu erhöhen, ist den Modellergebnissen zufolge vielmehr eine größere Dimensionierung der Umwandlungskapazitäten vorteilhaft. Dieses Vorgehen verringert nicht nur den Elektrizitätsbezug aus dem Netz, sondern erhöht gleichzeitig die Einspeisung in das Elektrizitätsnetz weiter. Mit diesem Vorgehen lassen sich die mit den Einnahmen saldierten Ausgaben in MFH und insbesondere in GMH deutlich mindern, wohingegen sich das Ausgabenminderungspotenzial in EFH und ZFH gering ausnimmt. Obwohl entscheidungsirrelevant verringern sich die Emissionen in der Mehrheit der Modellläufe unter gegenwärtigen Voraussetzungen deutlich. Einen Überblick über die quantitativen Ergebnisse gibt Tabelle 7-8. Die übergeordnete Bedeutung dieser Ergebnisse für die in Abschnitt 1.2 formulierten Forschungsfragen dieser Arbeit wird nachfolgend in Kapitel 8 diskutiert.

Tabelle 7-8: Überblick über ausgewählte Ergebnisse des POPART-Modells in den Preisszenarien PrC, PrG, PrS für die Typegebäude Tg1 bis Tg5 in Variante Vr1; CO₂-Emissionen im Vergleich zu Vr3

Preisszenario ▶	PrC (konstante Preise)					PrG (steigende Gaspreise)					PrS (steigende Strompreise)					
	Typegebäude ▶	Einheit ▼	Tg1	Tg2	Tg3	Tg4	Tg5	Tg1	Tg2	Tg3	Tg4	Tg5	Tg1	Tg2	Tg3	Tg4
Ausgaben und Einnahmen																
Gesamtausgaben	k€ ₀	51	96	155	224	392	57	101	161	243	421	61	102	158	248	422
Saldierte Ausg.	k€ ₀	44	72	115	159	267	48	80	130	183	310	45	74	116	166	264
Investitionen	k€ ₀	16	34	46	60	82	16	38	51	63	114	26	40	49	70	116
Energie	k€ ₀	32	50	91	134	258	32	52	92	152	196	29	51	91	143	245
Wartungsausg.	k€ ₀	3	11	18	30	44	9	11	18	28	43	5	11	18	33	50
Einnahmen	k€ ₀	-7	-24	-40	-65	-125	10	21	31	60	111	16	28	42	82	158
Investitionsentscheidungen																
Gaskessel	kW _{th}	12	20	36	61	108	12	20	36	61	108	12	20	36	61	108
Wärmepumpe	kW _{th}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Solarthermie	kW _{th}	0	0	0	3,4	0	6	9,4	0	0	0	0	0	0	0	0
Mikro-BHKW	kW _{th}	3	5	9	20	34	0	3	7	18	23	3	5	10	19	36
	kW _{el}	1	2	3	8	16	0	1	3	7	11	1	2	4	8	16
PV-Anlage	kW _{el}	0	8	10	10	10	6	9	10	10	10	5	10	10	18	27
Batteriespeicher	kWh _{el}	0,1	0	0	0	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	0	0
Wärmespeicher	m ³	0	0	0	0,6	0	0	0	0	0,5	1,3	0	0,3	0,4	0	1,3
Technikeinsatz																
Erdgasbezug	MWh _{HI}	23	40	72	126	234	18	33	61	114	144	23	41	75	126	241
Elektrizitätsbezug	MWh _{el}	1,9	2,4	4,0	3,9	9,7	2,3	2,6	3,7	5,4	7,9	1,1	1,8	2,9	5,1	6,8
Einsp. aus KWK	MWh _{el}	2,3	3,7	8,4	21,7	44,4	0	2,2	5,3	17,8	0	2,4	4,2	9,0	21,0	45,1
Einspeisung aus PV	MWh _{el}	0	6,9	8,6	5,6	7,7	5,3	7,8	7,7	7,2	3,2	4,7	8,7	8,5	15,6	23,8
Eig.-Verb.-Quote	%	46	33	34	36	30	23	34	41	36	94	28	32	36	28	29
Eig.-Vers.-Quote	%	51	69	69	80	70	41	67	71	72	86	28	32	36	28	29
CO ₂ -Emissionen	%	-22	-65	-58	-56	-52	-65	-75	-59	-57	-38	-75	-77	-60	-71	-73

8 Auswertung und Diskussion

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse und Erkenntnisse aus den vorangehenden Kapiteln, vor allem Kapitel 5 und 7, zu einer Zusammenschau verdichtet, ausgewertet und Antworten auf die in Abschnitt 1.2 formulierten Forschungsfragen abgeleitet. Auf dieser Basis werden Handlungsempfehlungen für Akteure der Energiewirtschaft, Energiepolitik und Wohnungswirtschaft abgegeben. Zudem werden diese Ergebnisse in den wissenschaftlichen energiewirtschaftlichen und klimapolitischen Diskurs eingeordnet. Dabei konzentriert sich die Darstellung – komplementär zum methodischen Fokus in Kapitel 3 – auf quantitative Annahmen und Ergebnisse im Schrifttum sowie die Interpretationen und energiewirtschaftliche Positionierungen der jeweiligen Autoren. Nicht zuletzt werden die Ergebnisse dieser Arbeit einer kritischen Diskussion unterzogen und weiterer Forschungsbedarf identifiziert.

In Zusammenschau der Ergebnisse dieser Arbeit können folgende Aussagen abgeleitet werden:

Zum wirtschaftlichen Potenzial für elektrisches Lastmanagement in der objektbasierten Wärmeversorgung von Wohngebäuden

Die Ergebnisse des im Rahmen dieser Arbeit entwickelten und eingesetzten Energiesystemmodells *THP* zeigen, dass in der Wärmeversorgung von Wohngebäuden in Deutschland ein gesamtwirtschaftliches Potenzial für elektrisches Lastmanagement besteht.¹ Dieses bietet zur Verlagerung von Strommengen ausreichende Speicherkapazität, die in der Größenordnung vergleichbar zu der der Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland ist.² Dabei werden thermische Speicherkapazitäten eingesetzt um die Elektrizitätsproduktion dezentraler Mikro-KWK-Anlagen und die Elektrizitätsnachfrage von Wärmepumpen zeitlich verlagern zu können. Hohe Energie- und Emissionszertifikatspreise sowie

¹ vgl. Abschnitt 5.2.3 für detaillierte quantitative Angaben

² von derzeit ca. 38 GWh_{el}

ein stärkerer Zubau erneuerbarer Elektrizitätstechniken begünstigen hierbei höhere Wärmepumpenkapazitäten während im umgekehrten Fall mehr Mikro-KWK-Kapazitäten vom Modell gewählt werden. Das Potenzial liegt dabei im Wesentlichen in älteren Bestandsgebäuden, während die Wärmeversorgung neuerer Wohngebäude mit niedrigem Energiestandard eine untergeordnete Rolle spielt. Insgesamt wird dadurch gezeigt, auf welche Weise durch eine adäquate Gestaltung der Wärmeversorgung von Wohngebäuden und ihrer Kopplung mit dem Elektrizitätssektor ein signifikanter Beitrag zur Flexibilisierung des Energiesystems bei seiner Transformation gemäß den energie- und umweltpolitischen Zielen der Bundesregierung zu gesellschaftlich minimalen Kosten geleistet werden kann.

Ohne die einhergehende Schaffung notwendiger Voraussetzungen ist von der Realisierung dieses wirtschaftlichen Potenzials allerdings nicht auszugehen. Zwar ist die Nutzung dezentraler KWK-Anlagen in Bestandswohngebäuden in vielen Fällen als wirtschaftlich einzustufen. Wie die Ergebnisse des ebenfalls im Rahmen dieser Arbeit entwickelten Entscheidungsmodells *POPART* zeigen, bieten die regulatorischen Rahmenbedingungen keine Anreize für Gebäudeeigentümer bzw. Betreiber zum Aufbau adäquater thermischer Speicherkapazitäten.³ Zudem bestehen aktuell keine Anreize zu einer Betriebsführung, die die Erfordernisse des zentralen Elektrizitätserzeugungssystems berücksichtigt. Bei aktuellen Gegebenheiten ist der Einsatz von Wärmepumpen in nicht umfassend sanierten Bestandsgebäuden älteren Baualters unabhängig von der Betriebsweise zumeist als unwirtschaftlich einzustufen. Aktuelle Rahmenbedingungen reizen hingegen Investitionsentscheidungen und Betriebsführungsstrategien an, die durch elektrische Eigenversorgung mit Mikro-KWK- und Photovoltaik-Anlagen Elektrizitätsbezugskosten vermeiden und Förderinstrumente für eingespeiste und selbstverbrauchte Strommengen nutzen, um die Gesamtausgaben mindernde Einnahmen zu realisieren. Hohe Eigenerzeugungsquoten werden den

³ vgl. Abschnitt 7.3 für detaillierte quantitative Angaben

Ergebnissen dieser Arbeit zufolge anstatt durch den Aufbau thermischer oder elektrischer Speicherkapazitäten häufig durch eine entsprechend größere Dimensionierung der Erzeugungskapazitäten erreicht. Für eine effektive und den Ergebnissen dieser Arbeit zufolge gesamtwirtschaftlich vorteilhafte Kopplung der Investitions- und Betriebsführungsentscheidungen von Entscheidern in den Wohngebäude- und Elektrizitätssektoren sind also zunächst geeignete Rahmenbedingungen zu schaffen. Dies wird in den folgenden Abschnitten näher ausgeführt.

Diese Ergebnisse sind sowohl an bestehende als auch die Entwicklung zukünftiger regulatorischer und IuK-technischer Voraussetzungen geknüpft, die kritisch zu diskutieren sind bzw. von denen aktuell nur eingeschränkt auszugehen ist. Sie werden ebenfalls nachfolgend näher beleuchtet.

Zur Rolle lokaler integrierter Energieversorgungskonzepte in Mehrfamilienwohngebäuden

Dies betrifft zum einen die Frage der Regulierung von Modellen lokaler integrierter elektrischer und thermischer Versorgung in Mehrfamilienhäusern⁴. Hinsichtlich der Umlagenbelastung der elektrischen Versorgung waren solche Modelle in der vergangenen Dekade von sich fortlaufend verändernden regulatorischen Rahmenbedingungen, Rechtsunsicherheit und der Nutzung rechtlicher Grauzonen geprägt.⁵ Aus energiepolitischer Sicht stellen diese häufig unter dem Stichwort Mieterstrom subsumierten Modelle ein ambivalentes Phänomen dar.

Während von elektrischer Eigenversorgung zuvor hauptsächlich selbstnutzende Einfamilienhausbesitzer profitierten, eröffnen Mieterstrommodelle die Möglichkeit eines stärkeren Einbezugs der Bewohner und Besitzer von Mehrfamiliengebäuden. Wie Abbildung 8-1 zeigt, liegen die

⁴ Die folgenden Ausführungen treffen prinzipiell auch auf Modelle lokaler integrierter elektrischer und thermischer Versorgung auf Quartiersebene zu.

⁵ vgl. Abschnitt 2.4.2

größten Potenziale grundsätzlich in vermieteten Mehrfamiliengebäuden mittlerer Gebäudegrößen aus der Nachkriegszeit, d.h. solchen, die zwischen zweitem Weltkrieg und zweiter Ölkrise errichtet wurden, aber auch in Eigentümergeinschaften.⁶

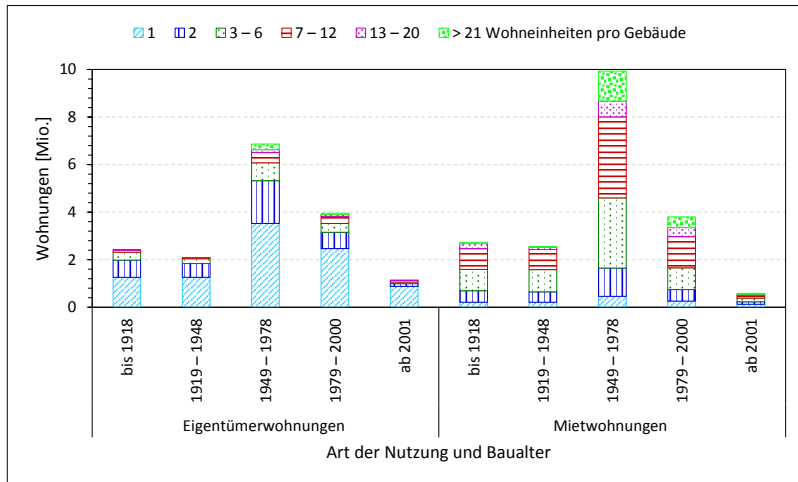


Abbildung 8-1: Bewohnte Eigentümerwohnungen und Mietwohnungen in Deutschland nach Anzahl Wohneinheiten pro Gebäude, Baulter und Art der Nutzung⁷

Zwar ist die Umsetzung solcher Konzepte, wie die Ergebnisse dieser Arbeit zeigen, zunächst der Erreichung der energie- und klimapolitischen Ziele zuträglich.⁸ Allerdings ist zu bedenken, dass die Anreize zur Eigenversorgung großteils durch die Vermeidung von Steuern und Umlagen auf Elektrizitätsbezug entstehen, wodurch im Gegenzug die Steuer- und Umlagelast für netzbasierte Versorgung entsprechend steigt. Die wirtschaftlichen Anreize zur Vermeidung dieser Steuern und Abgaben steigen dadurch selbstverstärkend weiter.⁹ Dies setzt dem Konzept als Instrument zur Erreichung energie- und klimapolitischer Ziele – die

⁶ vgl. außerdem Abbildung 2-5 sowie Abbildung 2-6

⁷ eigene Darstellung nach Daten aus Destatis (2012 S. 41ff)

⁸ vgl. Abschnitt 7.3.4

⁹ vgl. bspw. die Argumentation bei Bardt et al. (2014 S. 70)

Umlagefinanzierung der Energiewende vorausgesetzt – prinzipielle Grenzen. Zudem belegen die Analysen dieser Arbeit das Fehlen wirtschaftlicher Anreize zur Bereitstellung elektrischer Flexibilität geeigneter Investitions- und Betriebsentscheidungen bei solchen Konzepten. Gerade hier bestünden jedoch signifikante Potenziale – insbesondere im Hinblick auf die Nutzung von Skaleneffekten – im Vergleich zur Situation im Einfamilienhaus, bei Anlagen, IuK-Technik¹⁰, Mess- und Abrechnungsaufwand und anderweitiger organisatorischer Umsetzung. Energiepolitischen Entscheidungsträgern wäre daher anzuraten, diesen Aspekt bei der Ausgestaltung politischer Instrumente zu berücksichtigen. Das tatsächlich im Sommer 2017 verabschiedete Gesetz zur Förderung von Mieterstrom bezieht sich allerdings hingegen ausschließlich auf Photovoltaik-basierte Konzepte.

Die regulatorischen Rahmenbedingungen mit Bezug auf diese Thematik sind von häufigen Änderungen geprägt,¹¹ teilweise in entgegengesetzte Richtungen,¹² bspw. der Übergang

- von der Eigenverbrauchsförderung (EEG 2009) hin zur Umlagebelastung (EEG 2014),
- vom solaren Grünstromprivileg (EEG 2012), über seine Abschaffung (EEG 2014) hin zur Mieterstromförderung (EEG 2017),
- von einer Möglichkeit bzw. unscharfer Regelung hinsichtlich Eigenenerzeugung in MFH im EEG 2012 über verschärfte Rahmenbedingungen im EEG 2014, eine (nicht umgesetzte) Verordnungsermächtigung zur Gleichstellung Photovoltaik-basierter Mieterstrommodelle mit Eigenversorgungsmodellen im EEG 2017¹³, hin zur Förderung von Mieterstrom und Bestandsschutz für Scheibenpachtmodelle¹⁴.

¹⁰ vgl. S. 348

¹¹ vgl. bspw. Bardt et al. (2014 S. 23)

¹² vgl. Tabelle 2-5

¹³ § 95 Nr. 2 EEG 2017, vgl. Will und Zuber (2016 S. 26f)

¹⁴ § 104 Abs. 4 EEG 2017, vgl. Bundesnetzagentur (2017a)

Diese Dynamik reflektiert nicht allein die sich verändernden Rahmenbedingungen wie insbesondere fallende Stromgestehungskosten von Photovoltaikanlagen, sondern lässt die Schwierigkeiten des Gesetzgebers mit dieser Thematik aufgrund ihrer vielseitigen energiewirtschaftlichen sowie klima-, sozial- industrie- und finanz-politischen Implikationen erkennen.¹⁵ Den Ausführungen eines Referatsleiters im BMWi zufolge war die politische Entscheidung zur starken Einschränkung des Eigenverbrauchs in Mehrpersonenkonstellation durch mehrere Überlegungen motiviert,¹⁶ die im Folgenden zu drei Kernargumenten zusammengefasst werden, nämlich

- die Abwendung einer „Erosion der Finanzierungsgrundlage für alle umlagebasierten Förderinstrumente der Energiewende“,
- das Verhindern einer „massiven Wettbewerbsverzerrung zwischen Eigenversorgung und Stromlieferung“ sowie
- um „die Signale des Strommarkts nicht [zu] unterb[i]nden“.

Allerdings ist die Gefahr einer Finanzerosion vor allem deswegen real, weil bislang die Energiewende im Wesentlichen durch Umlagen auf den Elektrizitätspreis finanziert wird,¹⁷ wenn auch dieses Vorgehen grundsätzlich zur Diskussion steht.¹⁸

Zum zweiten Argument ist anzumerken, dass mit der im EEG 2014 installierten Regulierung ebenfalls kein ausgeglichener und funktionierender Wettbewerb zwischen Eigenversorgung und Stromlieferung gegeben ist, jedenfalls nicht in MFH. Schlussendlich verhält es sich im Hinblick auf das dritte Argument so, dass die mangelnde Kopplung an den Elektrizitätsmarkt keine grundsätzliche Eigenschaft von Eigenversorgung ist. Vielmehr ist, wie die Ergebnisse dieser Arbeit zeigen, eine Einbindung der integrierten objektbasierten Wärme- und Elektrizitätsversorgung von Wohngebäuden in das Elektrizitätssystem mittels IuK-

¹⁵ Dazu kommen EU-rechtliche Aspekte (vgl. BMWi 2017b).

¹⁶ Wustlich (2015)

¹⁷ vgl. Abschnitt 2.4.1

¹⁸ vgl. bspw. Praetorius et al. (2017). Eine Umstellung auf eine andere Finanzierung stellt allerdings darüber hinaus allein in Anbetracht der Volumina eine politische Herausforderung dar (vgl. Abschnitt 2.4).

Technik in Verbindung mit dynamischen Elektrizitätstarifen aus gesamtwirtschaftlicher Perspektive vorteilhaft.

Aus Sicht des Autors besteht hingegen die Möglichkeit, die elektrische Eigenversorgung von Wohngebäuden durch

- eine konsequente Ausrichtung auf die Ziele der Energiewende,
- eine Einbettung in eine integrierte Elektrizitäts- und Wärmeversorgung,
- eine Hinwendung auf nicht-ökonomische Präferenzen von Bewohnern und Eignern,
- eine Kopplung mit dem Elektrizitätssystem durch IuK-Technik in Verbindung mit dynamischer Tarifierung

zu einem wichtigen Instrument der Energiewende zu machen und dabei einzelwirtschaftliche Anreize und gesamtwirtschaftliche Vorteile mit nicht-ökonomischen Zielen und hoher Akzeptanz zu verbinden.¹⁹

Bei der Entwicklung und Parametrierung geeigneter politischer Instrumente können die in dieser Arbeit entwickelten Ansätze eine entscheidungsunterstützende Hilfestellung bieten. Allerdings sind zusätzliche Aspekte zu bedenken. Dies betrifft insbesondere die Berücksichtigung von Hemmnissen für energetische Modernisierungen, die bewirken, dass Maßnahmen trotz positivem Kapitalwert nicht durchgeführt werden, wie bspw. mangelndes Kapital bzw. die mangelnde Bereitschaft der Eigentümer zur Kreditaufnahme oder Zeitmangel zur Befassung mit der Thematik.²⁰

¹⁹ Klewes und Rauh (2012, insb. S. 38), McKenna et al. (2015, insb. S. 10f), Stigka et al. (2014), Reichmuth (2014, insb. S. 136ff)

²⁰ vgl. Schätzl et al. (2007 S. 91) bzw. Stengel (2014 S. 73ff). Zur Berücksichtigung steuer- und mietrechtlicher Aspekte bzw. des Investor-Nutzer-Dilemmas bei energetischer Sanierung in Mietgebäuden wird auf Kunze (2016) verwiesen. Es besteht kurz gesagt dann, wenn nach einer energetischen Sanierungsmaßnahme keine entsprechenden Mieterhöhungen durchgesetzt werden können. Der Nutzen der Sanierungsmaßnahme käme dann dem Mieter in Form verringerter Nebenkosten zu, während dem Vermieter Rückflüsse aus seiner Investition entgingen, weswegen die Investition selbst bei über beide Parteien zusammen betrachtet positivem Kapitalwert unterbleibt.

Die im Koalitionsvertrag von CDU, CSU und SPD (2018 S. 72) erklärte Absicht der Regierungskoalition, die gewerbesteuerrechtliche Situation von Wohnungsbaugenossenschaften bei der Umsetzung von Mieterstromkonzepten ggü. dem Status Quo zu verbessern und Speicher in Mieterstromkonzepten besser zu stellen, verdeutlicht indes weiter die Relevanz des Themas. Im Rahmen europarechtlicher Entwicklungen zeichnet sich eine zukünftige Veränderung der Anforderungen an Eigenversorgung ab.²¹ Für eine Bewertung der Auswirkungen auf lokale integrierte Energieversorgungskonzepte in Mehrfamilienwohngebäuden ist die Umsetzung in nationales Recht abzuwarten.

Zu IuK-technischen Voraussetzungen und dynamischer Tarifierung

Weiterhin ist der Aufbau einer geeigneten IuK-Infrastruktur Voraussetzung für ein flächendeckendes dezentrales Lastmanagement. Ein Großteil des Aufwandes zum Aufbau einer solchen Infrastruktur besteht in der Einbringung *intelligenter Messsysteme* in den Gebäudebestand.²² Der Aufbau einer solchen Infrastruktur ist zur Kopplung der Wohngebäude-Wärmeversorgung mit einem erneuerbaren Elektrizitätssystem unabdinglich und wird daher für die gesamtwirtschaftliche Analyse als gegeben und nicht entscheidungsrelevant vorausgesetzt. Dies entspricht zwar grundsätzlich den Absichten des Gesetzgebers.

Allerdings ist der Aufbau dieser Infrastruktur aktuell als unzureichend einzustufen. War in Richtlinie 2009/72/EG noch vom bedingten Ziel, "mindestens 80 % der Verbraucher bis 2020 mit intelligenten Messsystemen" auszustatten, die eine "aktive Beteiligung der Verbraucher am Stromversorgungsmarkt" unterstützen, wird aktuell mit Stand Mitte des Jahres 2018 der Start der Ausstattung von Verbrauchern mit solchen Systemen von Anfang des Jahres 2020 auf Mitte des Jahres 2021 verschoben.²³ Zudem werden nunmehr nur ein kleinerer Teil der Verbraucher tatsächlich mit intelligenten Messsystemen ausgestattet, der Rest

²¹ vgl. Papke und Kahles (2018)

²² vgl. Abschnitt 2.4.3

²³ vgl. BDEW und VKU (2017), zit. n. Wetzel (2017)

hingegen nur mit sog. modernen Messeinrichtungen, die a priori nicht in eine IuK-Infrastruktur eingebunden sind.²⁴ Selbst bei Einhaltung des in § 31 MsbG definierten Zeitplans ist also inzwischen von einer umfassenden Verfügbarkeit einer IuK-Infrastruktur zur Schaffung entsprechender Anreize für Investitionsentscheidungen und Betriebsführung zur Bereitstellung von Flexibilität für das Elektrizitätssystem in der Wohngebäude-Wärmeversorgung weder in zeitlicher noch in zahlenmäßiger Hinsicht auszugehen. Dies erschwert zudem den Aufbau von Geschäftsmodellen zur Bereitstellung von Flexibilität mittels dynamischer Tarife.²⁵

Zur zeitlichen Perspektive der Zielerreichung

Der verzögerte Ausbau einer geeigneten IuK-Infrastruktur und die andauernde Inkompatibilität bestehender Anreizstrukturen mit der aus gesellschaftlicher Perspektive wünschenswerten und zur Erreichung der energie- und umweltpolitischen Ziele der Bundesregierung notwendigen Entwicklung ist insbesondere vor Hintergrund von bei Wärmeerzeugern beobachteten Austauschraten kritisch. Zwar gibt VDI-Richtlinie 2067²⁶ rechnerische Nutzungsdauern für Wärmeerzeuger von zwischen 15 und 20 Jahren an, was jährlichen Austauschraten von zwischen 5 % und 7 % entspräche. Es handelt sich dabei um Erfahrungswerte bzw. Empfehlungen.²⁷ In der Praxis liegen die Werte allerdings mitunter deutlich darunter.²⁸ Die Struktur des jährlichen Absatzes von Wärmeerzeugern verändert sich in der vergangenen Dekade ebenfalls vergleichsweise langsam, wobei die deutlichste Veränderung in der stückweisen Verdrängung von Öl- durch Gaskessel besteht.²⁹

Bei einem verbleibenden Zeitraum zur Erreichung der Ziele für das Jahr 2050 von ca. 30 Jahren verbleiben also in vielen Fällen nur noch ein oder

²⁴ vgl. Blümer (2018), Abschnitt 2.4.3

²⁵ vgl. Abschnitte 2.3 und 2.5, Fuhs und Schmitz (2018), Hillemacher (2014)

²⁶ VDI (2012 S. 21ff), vgl. Recknagel (2009 S. 555)

²⁷ VDI (2012 S. 6)

²⁸ So sind 17 % der Ölkessel älter als 25 Jahre, 7 % sogar älter als 33 Jahre, bei Gaskesseln 10 % bzw. 3 % (Zentralinnungsverband 2017 S. 5ff).

²⁹ BDH (2018), vgl. Abschnitt 2.2.3

zwei Austauschzyklen. Dies unterstreicht, dass zur Schaffung geeigneter Anreizstrukturen selbst auf den Zeithorizont 2050 die baldige Umsetzung entsprechender Maßnahmen erforderlich ist. Dies gilt umso mehr für die Zwischenziele in den Jahren 2030 und 2040. Zu diesem Schluss kommt prinzipiell auch die die Bundesregierung im Rahmen ihrer *Energieeffizienzstrategie Gebäude*³⁰ bzw. deren wissenschaftliche Begleitforschung³¹. Ausreichende geeignete Maßnahmen stehen allerdings bislang aus.³²

Zur Erschließung des Potenzials von Bestandsgebäuden

Die Regulierung energetischer Mindeststandards von Wohnneubauten, insbesondere hinsichtlich Wärmedämmung und dem Einsatz erneuerbarer Energien, ist in den vergangenen zwei Dekaden stetig verschärft worden.³³ Eine Minderung des bezogenen Endenergiebedarfs in Wohnneubauten und ein höherer erneuerbarer Deckungsanteil sind zur Zielerreichung zwar notwendig aber nicht hinreichend. Den Analysen der vorliegenden Arbeit zufolge kommt der Wärmedämmung sowie insbesondere der Transformation der Wärmeversorgung älterer Bestandsgebäude eine Schlüsselrolle zur Minderung des energiebedingten Treibhausgasausstoßes im Wohngebäudesektor zu³⁴.

Jedoch konzentrieren sich die wichtigsten Vorgaben der wesentlichen politischen Instrumente – Energieeinsparverordnung (EnEV) sowie Erneuerbare-Energien-Wärme-Gesetz (EEWärmeG) – auf die Anforderungen an Neubauten.³⁵ Die EnEV sieht für Bestandsbauten nur die bedingte Nachrüstpflicht alter Heizkessel, ungedämmter Heizungs- und Warmwasserleitungen sowie die Dämmung der obersten Geschoßdecke vor.³⁶ Bei Sanierung bestimmter Außenbauteile von Bestandsgebäuden

³⁰ BMWi (2015a S. 14)

³¹ Thamling et al. (2015)

³² vgl. Bauermann et al. (2014), Bauermann (2016), Gerhardt et al. (2017)

³³ vgl. Abschnitt 2.4

³⁴ vgl. Abschnitte 2.2.2, 5.2.1, 5.2.4 sowie 7.3, insb. 7.3.4

³⁵ vgl. Abschnitt 2.4

³⁶ § 10 EnEV 2015

gelten allerdings u.U. auch Anforderungen der EnEV³⁷. Das EEWärmeG hingegen enthält keine Vorgaben für Bestandsgebäude.³⁸ Die Regulierung hinsichtlich Bestandsgebäuden konzentriert sich bislang auf ökonomische, informative und suasorische Instrumente wie KfW-Programme oder das Marktanreizprogramm. Auch die in der *Energieeffizienzstrategie Gebäude* der Bundesregierung³⁹ aufgeführten möglichen Maßnahmen liegen in der Verlängerung der bestehenden Regulierung. Das Segment von Bestandswohngebäuden mittlerer Altersklassen wird also durch bestehende und geplante politische Instrumente noch unzureichend adressiert.⁴⁰

In diesem Segment besteht gleichzeitig auch ein großes Potenzial zur Umsetzung gebäudebasierter lokaler Elektrizitätsversorgungskonzepte. Motiviert durch mittels geeigneter Instrumente geschaffene wirtschaftliche Anreize könnten solche Elektrizitätsversorgungskonzepte neben einer Treibhausgasminderung auch elektrische Flexibilität für die zentrale Elektrizitätserzeugung bereitstellen. Neben einem beschleunigten Ausbau einer geeigneten IuK-Infrastruktur müssten solche Instrumente allerdings im Gegensatz zur im Jahr 2017 beschlossenen Mieterstrom-Förderung nicht nur die lokale Direktversorgung mit Photovoltaik anreizen. Vielmehr sollte ein technologieneutraler Rahmen geschaffen werden, der nicht nur auf das Anreizen von Investitionsentscheidungen abstellt, sondern auch auf eine für das Elektrizitätssystem hilfreiche Betriebsführung hinwirkt, und zwar unter Einbezug der Möglichkeit zur Flexibilisierung dezentraler KWK-Anlagen und Wärmepumpen durch thermische Speicher. Ziel sollte es dabei sein durch gebäudebasierte Elektrizitäts- und Wärmeversorgungskonzepte effektive Treibhausgasminderung und Flexibilitätsbereitstellung zu verbinden.

³⁷ § 9 EnEV 2015

³⁸ Nur das Gesetz zur Nutzung erneuerbarer Wärmeenergie in Baden-Württemberg (Erneuerbare-Wärme-Gesetz – EWärmeG) enthält solche Vorgaben.

³⁹ BMWi (2015a S. 77f)

⁴⁰ zur besonderen Situation in als Baudenkmälern eingetragenen Gebäuden vgl. bspw. Röthele et al. (2015), Schäfer et al. (2013) sowie zahlreiche Beispiele in Weller und Horn (2017a, 2017b). Zum Anteil denkmalgeschützter Bauten liegen die Angaben im Schrifttum zwischen 3,5 % und 8,7 % (vgl. bspw. Schätzl et al. 2007 S. 71, Diefenbach et al. 2010 S. 41).

Bei letzterem Aspekt kann die Einbindung der Anlagen zur lokalen Wohngebäude-Wärmeversorgung an dynamische Elektrizitätstarife und an die Elektrizitätsbörse eine wesentliche Rolle spielen⁴¹.

Ergänzend und einschränkend wird allerdings an dieser Stelle darauf verwiesen, dass es, während diese Arbeit Analysen und Handlungsempfehlungen auf Grundlage ökonomischer Optimierungskalküle für rationale Entscheider aus gesamt- und einzelwirtschaftlicher Perspektiv entwickelt,⁴² bei der Entwicklung und Umsetzung politischer Instrumente ebenso wie von Geschäftsmodellen empfehlenswert ist, auch nicht-ökonomischer Entscheidungskriterien und nicht-rationale Entscheidungsverhaltensweisen realer Akteure zu berücksichtigen.⁴³ Diese können mit statistischen, ökonometrischen oder verhaltensökonomischen Ansätzen bzw. deskriptiver Entscheidungstheorie untersucht⁴⁴ und auf dieser Grundlage die Investitionsentscheidungen relevanter Akteursgruppen modelliert und so Szenarien der Wirkung politischer Instrumente auf Technologiediffusion in der Wohngebäudewärmeversorgung untersucht werden.⁴⁵

Zur Transformation des Elektrizitätssektors

Aufgrund seines hohen Anteils an den gegenwärtigen Gesamtemissionen von Treibhausgasen in Deutschland nimmt die Transformation des Elektrizitätssektors eine entscheidende Rolle bei der Erreichung der energie- und klimapolitischen Ziele der Bundesregierung ein.⁴⁶

Der in dieser Arbeit verwendete Untersuchungsrahmen variiert Annahmen zu unsicheren zukünftigen energiewirtschaftlichen, energiepolitischen und technologischen Entwicklungen in vier Szenarien. Ihr Erkenntnisziel ist insofern explorativ als der Erreichungsgrad energiepolitischer Zielvorgaben offenes Ergebnis und keine Vorgabe ist,

⁴¹ vgl. bspw. Liebe et al. (2015)

⁴² vgl. Abschnitte 4.2, 4.6, 6.1 und 6.7

⁴³ vgl. S. 347

⁴⁴ vgl. bspw. Michelsen und Madlener (2012), Michelsen (2014)

⁴⁵ vgl. bspw. Henkel (2012), Bauermann et al. (2014), Stengel (2014) oder Steinbach (2015)

⁴⁶ vgl. Abschnitte 2.1, insb. Abbildung 2-1

andererseits normativ hinsichtlich der Zielstellung, aus gesellschaftlicher Perspektive zweckmäßige Gestaltungsrichtlinien zu erarbeiten.⁴⁷

Die Ergebnisse der vorliegenden Arbeit zeigen zunächst, dass ein politisch forcierter, starker Zubau erneuerbarer Energietechniken sowie hohe Energieträger- und Kohlendioxid-Emissionszertifikatspreise für die Erreichung der Politikziele für den Elektrizitätssektor ohne zusätzliche Maßnahmen bei weitem nicht ausreichen.⁴⁸ Zwar hat der unzureichende Rückgang der gesamten Treibhausgas-Emissionen verschiedenerlei Ursachen.⁴⁹ Die weitgehende Stagnation der Emissionen aus Kohlekraft, insbesondere Braunkohle⁵⁰, wird allerdings allgemein als eine wesentliche Komponente angesehen.⁵¹ So gesehen nehmen die Ergebnisse dieser Arbeit⁵² eine wesentliche Ursache für das sich mit zunehmender Deutlichkeit abzeichnende Verfehlen der Ziele für das Jahr 2020⁵³ vorweg und stellen insbesondere die Zielerreichung auch für zukünftige Bezugsjahre wie 2030⁵⁴ und 2050 bei Ausbleiben zusätzlicher Maßnahmen in Frage.

Hinsichtlich diesen Aspekts vergleichbare Ergebnisse finden sich in einer aktuellen Studie zu Langfristszenarien des Energiesystems im Auftrag des BMWi im ebenfalls ergebnisoffenen *Referenz-Szenario*⁵⁵. Dort liegen die Gesamtemissionen der Elektrizitätserzeugung mit 193 Mt/a sowie der Emissionsfaktor der Elektrizitätserzeugung mit

⁴⁷ vgl. Abschnitte 5.1.1 sowie 3.1.2

⁴⁸ vgl. Abschnitt 5.2.4, insb. Tabelle 5-8

⁴⁹ vgl. bspw. die Sensitivitätsanalysen im Projektionsbericht der Bundesregierung (2017 S. 32ff, S. 41ff, S. 270ff). Es wird insbesondere das Gewicht von Elektrizitätsexporten deutlich (vgl. Tabelle 8-1).

⁵⁰ Der CO₂-Ausstoß der Elektrizitätserzeugung aus Braunkohle ist über den Zeitraum 1996 bis 2016 mit geringen Schwankungen weitgehend stabil bei ca. 160 Mt_{CO2}/a (vgl. BMWi 2018a S. 11). Zu beachten ist die Emissionsminderung durch die subventionierte Außerbetriebnahme von Braunkohlekapazität im Umfang von 2,7 GW beginnend im Jahr 2017 im Rahmen der sog. Sicherheitsbereitschaft (§ 13g EnWG 2017, vgl. BMWi 2015b).

⁵¹ vgl. BMWi (2018b S. 108)

⁵² vgl. Abschnitt 5.2, vgl. Fehrenbach et al. (2013a, 2013b, 2013c, 2014)

⁵³ vgl. BMWi (2018b S. 109), Bundesregierung (2017 S. 32), Graichen et al. (2017), BMU (2018 S. 7)

⁵⁴ vgl. Deutsch et al. (2018)

⁵⁵ vgl. Pfluger et al. (2017 Modul 3 S. 181)

357 g_{CO2}/kWh_{el} im mittleren Bereich der Szenarien dieser Arbeit. Tabelle 8-1 gibt einen systematischen Vergleich der Ergebnisse dieser Arbeit mit der genannten und zwei weiteren Szenarioanalysen im Auftrag der Bundesregierung⁵⁶ anhand zentraler Kenngrößen zur Elektrizitätserzeugung im Jahr 2050 an, nämlich absolute und spezifische CO₂-Emissionen, Bruttostromverbrauch, Elektrizitätsexportsaldo sowie die Elektrizitätserzeugung aus Photovoltaik, Wind- und Kohlekraft.

Tabelle 8-1: Szenarienvergleich zentraler Kenngrößen der Ergebnisse zur Elektrizitätserzeugung dieser Arbeit für das Jahr 2050 mit ausgewählten Szenarioanalysen im Auftrag der Bundesregierung

Quelle ▾	Szenario	CO ₂ -Emissionsfaktor*	CO ₂ -Emissionen	Bruttostromverbrauch	Bruttostromerzeugung	Stromexport-saldo	Stromerz. aus Photovoltaik	Stromerz. aus Windkraft	Stromerz. aus Kohlekraft
Einheit ▶		[g/kWh]	[Mt/a]	[TWh/a]					
Diese Arbeit	1a	294	181	654	654	0 ^f	63	238	248
	1b	280	175	664	664	0 ^f	63	238	258
	2a	394	216	592	592	0 ^f	35	150	291
	2b	386	212	603	603	0 ^f	34	151	291
Schlesinger et al. (2014)	Trend	189 ^a	107 ^a	554	561	7	73	209	83
	Ziel	122 ^b	59 ^{a,b}	475	459	-16	75	214	26
Pfluger et al. (2017, M. 3)	Ref.	357	193 ^c	630	563	-67	15	223	136
	Basis	67	32 ^d	612	507	-105	63	295	0
Nitsch et al. (2012a)	2011A	37	21	584	522 ^g	-62	63	260	< 63 ^h

*) nach Methode des UBA (vgl. Icha und Kuhs 2017 S. 8f)

a) eigene Berechnung auf Grundlage von Schlesinger et al. (2014 S. 213, 242)

b) zit. n. Thamling et al. (2015 S. 12)

c) bei Berücksichtigung des Handelssaldos 217 Mt/a (Pfluger et al. 2017 Modul 3 S. 181)

d) bei Berücksichtigung des Handelssaldos 39 Mt/a (Pfluger et al. 2017 Modul 3 S. 246)

e) eigene Abschätzung aus der Angabe für „Energiewirtschaft“ (Schlesinger et al. 2014 S. 242, vgl. Tabelle 5-6)

f) per Festlegung auf den Bilanzraum Deutschland ohne Betrachtung von Ein-/Ausfuhren (vgl. Abschnitt 4.2)

g) Die bei Nitsch et al. (2012a S. 119) ausgewiesene Bruttostromerzeugung von 574 TWh enthält tatsächlich Importe von 62 TWh (vgl. dies. S. 8, 120)

h) Stromerzeugung aus Kohle nicht gesondert ausgewiesen, Angabe für „KWK, Gas, Kohle“

⁵⁶ nämlich Nitsch et al. (2012a) und Schlesinger et al. (2014)

Das bereits genannte *Referenz-Szenario* bei Pfluger et al. (2017 S. 6ff), das *Trend-Szenario* bei Schlesinger et al. (2014 S. 41ff) und die Szenarien dieser Arbeit sind als explorative, ergebnisoffene Szenarien einzuordnen, während das *Ziel-Szenario* bei Schlesinger et al. (2014), das *Basis-Szenario* bei Pfluger et al. (2017) und das Szenario *2011A* bei Nitsch et al. (2012a S. 98ff) als Zielszenarien einzuordnen sind,⁵⁷ bei denen die Zieleinhaltung Prämisse ist.

Die Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energiequellen liegt (annahmegemäß) in den Szenarien 1a und 1b dieser Arbeit in der Größenordnung der Zielszenarien der Vergleichsstudien. Jedoch fällt in den Szenarien 1a und 1b – u.a. durch den Einsatz elektrischer Wärmepumpen in der Wohngebäude-Wärmeversorgung – der Bruttostromverbrauch mit ca. 660 TWh/a höher aus als in den Zielszenarien, besonders im Vergleich zu Schlesinger et al. (2014) mit 475 TWh/a und Nitsch et al. (2012a) mit 584 TWh/a. Bei Pfluger et al. (2017) liegt dieser mit 612 TWh/a zwar nicht viel niedriger, allerdings werden dort Strommengen im Umfang von 105 TWh/a importiert. Mit Blick auf die Bruttostromerzeugung fällt auf, dass diese in allen Zielszenarien mithilfe von Importen reduziert wird, bei Pfluger et al. (2017) und Nitsch et al. (2012a) sogar in erheblichem Umfang.⁵⁸

Hier werden einerseits die Grenzen bzw. Schwächen von auf den produktionsbezogenen Emissionsbilanzierungsprinzipien der Klimarahmenkonvention basierenden Zielsystemen deutlich, die Ein- und Ausfuhren (von Elektrizität und anderen Gütern) unberücksichtigt lassen. Dabei wird der aktuell deutlich positive Elektrizitätsexportsaldo als ein wesentlicher Grund für das wahrscheinliche Verfehlen des Treibhausgasreduktionsziels für 2020 gesehen.⁵⁹ Obwohl mit eigenen Nachteilen behaftet, könnten hierbei Zielvereinbarungen auf Grundlage endverbrauchsbezogener Bilanzierungsrichtlinien einen Ansatz bieten, der im

⁵⁷ Nitsch et al. (2012a) enthält ausschließlich Zielszenarien (dies. S. 98).

⁵⁸ Im über das *2011A*-Szenario deutlich hinausgehenden *THG95*-Szenario steigen bei Nitsch et al. (2012a S. 156) die Importe bis 2050 sogar auf 177 TWh/a, im Jahr 2060 gar auf 269 TWh/a.

⁵⁹ vgl. Erdmann (2017 S. 12)

Sinne der Ökobilanzierung in Ein- und Ausfuhren „gebundene“ Emissionen berücksichtigt.⁶⁰ Andererseits zeigt dieser Aspekt die Grenzen des *THP*-Modells in Form seiner Bilanzgrenzen auf, das sich auf die Abbildung eines Teils des deutschen Energiesystems beschränkt und den Elektrizitätshandel mit Nachbarländern vernachlässigt. Für eine zukünftige Analyse von Zielszenarien wäre dies für das Modell ein wesentlicher nächster Entwicklungsschritt.

Es wird deutlich, dass die Zielerreichung in jedem Fall eine viel stärkere Absenkung der Treibhausgasemissionsintensität der Elektrizitätserzeugung voraussetzt als dies den Ergebnissen dieser Arbeit zufolge zu erwarten steht. Diesen Gedanken reflektiert die Vereinbarung im Koalitionsvertrag von CDU, CSU und SPD (2018 S. 70) zur Bildung der Bundesregierung in der 19. Legislaturperiode, die Zielvorgabe für den Ausbau erneuerbarer Elektrizitätserzeugung von einem Anteil von 60 % im Jahr 2030 durch Sonderausschreibungen für Photovoltaikanlagen und Windkraft auf einen Anteil von 65 % zu erhöhen, „auch um den zusätzlichen Strombedarf zur Erreichung der Klimaschutzziele im Verkehr, in Gebäuden und in der Industrie zu decken“. Dass die aktuelle Reform des EU-Emissionshandels zu einem Impuls zur Dekarbonisierung in der notwendigen Größenordnung führt, kann vor Hintergrund der Modellergebnisse dieser Arbeit als unwahrscheinlich angesehen werden⁶¹. Als relevanter, aber gleichzeitig politisch und wirtschaftlich schwieriger umsetzbar, ist die ebenfalls enthaltene Vereinbarung einzustufen „einen Plan zur schrittweisen Reduzierung und Beendigung der Kohleverstromung, einschließlich eines Abschlussdatums [zu erarbeiten]“⁶². Dieser durch die entsprechend eingerichtete sog. Kohlekommission zu erarbeitende Plan steht zum Zeitpunkt der Niederschrift dieser Arbeit noch aus. Bei einer zügigen Umsetzung eines solchen Vorhabens, zeitlich anschließend an den Ausstieg aus der Kernenergie bis zum Jahr 2022, ist als Begleiteffekt tatsächlich mit einem in den zitierten Zielszenarien vorweggenommenen Vorzeichenwechsel des Elektrizitätshandelsaldos zu

⁶⁰ vgl. bspw. Afionis et al. (2017) oder Bruckner et al. (2010)

⁶¹ vgl. Graichen et al. (2018 S. 19ff)

⁶² CDU, CSU und SPD (2018 S. 140)

rechnen.⁶³ Dies gilt selbst bei vollständiger Umsetzung der Zubaupläne für erneuerbare Elektrizitätstechniken.

Die Frage, welches CO₂-Emissionszertifikatspreisniveau erforderlich ist, um insbesondere die Kohlekraftwerke aus dem Markt zu verdrängen, ist im Schrifttum umstritten. Zunächst rein im Hinblick auf den Einsatz von Bestandsanlagen liegen bspw. Berechnungen von Oei et al. (2014 S. 608) zufolge die Grenzkosten der Stromerzeugung von Braunkohlekraftwerken erst durch einen Zertifikatspreis ab ca. 55 €/t_{CO₂-Äquiv.} unter dem von GuD-Anlagen vergleichbarer Altersklassen. Beim Vergleich von Braunkohle-Bestandsanlagen mit GuD-Neuanlagen ist dies dort bereits ab ca. 40 €/t_{CO₂-Äquiv.} der Fall, beim Vergleich von Braunkohle- mit GuD-Bestandsanlagen ab ca. 65 €/t_{CO₂-Äquiv.} und beim Vergleich von Braunkohle-Neuanlagen mit GuD-Bestandsanlagen erst bei über 100 €/t_{CO₂-Äquiv.}. Hingegen kommen in einer entsprechenden Auswertung Huneke und Streitmayer (2017 S. 3) zu Ergebnissen, denen zufolge bereits ein Zertifikatspreis von 50 €/t_{CO₂-Äquiv.} für eine Verdrängung fast aller Braunkohle-Anlagen durch GuD-Anlagen ausreicht.

In einem Bericht für den Netzentwicklungsplan 2014 gelangen die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Schlussfolgerung, dass ein Emissionszertifikatspreis von 93 €/t_{CO₂-Äquiv.} im Jahr 2024 mit einer um ca. 28 % geringeren Stromerzeugung aus Braunkohle verbunden wäre als bei 29 €/t_{CO₂-Äquiv.}, d.h. 83,6 TWh_{el} bei 93 €/t_{CO₂-Äquiv.} statt 115,8 TWh_{el} bei 29 €/t_{CO₂-Äquiv.} (50Hertz et al. 2014a). Die Sensitivitätsanalysen im Projektionsbericht der Bundesregierung (2017) ergeben ebenfalls eine geringe Sensitivität der Braunkohleerzeugung auf Energieträger- und Emissionszertifikatspreisannahmen. Zwei Energieträger- und Emissionszertifikats-Preispfade werden kontrastiert. Bei einem Anstieg auf 42 €/t_{CO₂-Äquiv.} bis zum Jahr 2035 liegen die gesamten Treibhausgasemissionen nur um 0,4 Mt_{CO₂-Äquiv.} niedriger als bei einem Anstieg auf 20 €/t_{CO₂-Äquiv.} im gleichen Jahr.⁶⁴

⁶³ vgl. Tabelle 8-1

⁶⁴ dies. S. 50f, S. 270ff; vgl. auch Tabelle 5-2 in dieser Arbeit

In Pfluger et al. (2017 S. 160) kommt es im Referenzszenario ohne Vorgaben hinsichtlich Emissionsminderung oder Stilllegung von Kohlekraftwerkskapazitäten ebenfalls zu Ersatzinvestitionen in Braunkohlekapazitäten zur Erhaltung der Kapazität auf Ausgangsniveau, welches als Obergrenze hinterlegt ist. Diesem Szenario liegt allerdings ein Preispfad für Emissionszertifikate mit einem Anstieg auf 30 €/t_{CO₂-Äquiv.} im Jahr 2050 zugrunde.

Im Referenzszenario mit Vorgabe der Zielerreichung und einem Emissionszertifikatspreispfad auf 100 €/t_{CO₂-Äquiv.} erfolgen hingegen keine Investitionen in Braunkohlekapazitäten und die Stromerzeugung aus Braunkohle geht zum Jahr 2050 vollständig zurück. Bei Schlesinger et al. (2014 S. 213) steigt die Stromerzeugung aus Braunkohle bis zum Jahr 2020 zunächst leicht an. Erst nach dem Jahr 2030 verliert die Braunkohle an Bedeutung. Bis zum Jahr 2050 geht ihr Anteil an der Stromerzeugung aufgrund starkem Zubau erneuerbarer Stromtechniken und Emissionszertifikatspreisen von 76 €/t_{CO₂-Äquiv.} im Vergleich zum Jahr 2011 um etwa 80 % zurück.⁶⁵

Die dargestellte Heterogenität der Ergebnisse⁶⁶ ist u.a. auf die Sensitivität auf numerische Annahmen zurückzuführen, insbesondere zu technisch-wirtschaftlichen Eigenschaften und Preispfaden. Hier bestehen einerseits Unsicherheiten hinsichtlich der zukünftigen Entwicklung.⁶⁷ Andererseits ist die wirtschaftliche Situation der deutschen Braunkohlewirtschaft aufgrund ihrer starken vertikalen Integration vergleichsweise intransparent.⁶⁸ Die entsprechenden Zahlenannahmen in dieser Arbeit, insbesondere technisch-wirtschaftliche Parametrierung der entsprechenden Zubauoption, dargestellt in Tabelle 4-3, sowie der Entwicklung der Brennstoffpreisannahmen, dargestellt in Abbildung 5-1, sollen daher im Folgenden ins Verhältnis zur Literatur gesetzt werden.

⁶⁵ dies. S. 71

⁶⁶ ebenfalls dokumentiert in einer Metastudie der Agentur für Erneuerbare Energien (2014 S. 9)

⁶⁷ vgl. Abschnitt 3.1.2

⁶⁸ vgl. Hermann et al. (2017a S. 14), Heinrichs (2013 S. 188)

Die in dieser Arbeit unterstellte Entwicklung der Brennstoffausgaben für Braunkohle liegt mit 4,3 €/MWh_{Hi} im mittleren Bereich der Literaturangaben⁶⁹. Die deutliche Spreizung der Literaturangaben ist vor allem durch eine zwischen den Quellen unterschiedlich weitgehende Berücksichtigung langfristig gebundener Ausgabenanteile zu erklären.⁷⁰ Während manche Autoren eine Zunahme unterstellen,⁷¹ geht die Mehrheit der zitierten Arbeit von konstanten realen Brennstoffausgaben aus⁷². Ein graphischer Vergleich der Angaben ist in Abbildung A-17 im Anhang dargestellt.

Die numerischen Annahmen zur technisch-wirtschaftlichen Beschreibung neuer Braunkohle-Dampfkraftwerke sind einem Endbericht des *NEEDS*-Projekts zu technisch-wirtschaftlichen Daten fossiler Stromerzeugungsanlagen entnommen.⁷³ Die dortigen Angaben zeigen hinsichtlich der meisten Parameter wie fixen und variablen Betriebsausgaben, Nutzungsdauern sowie Wirkungsgraden weitgehende Übereinstimmung mit Angaben im Schrifttum.⁷⁴ Allerdings bildet die Annahme hinsichtlich der spezifischen Investitionen die Untergrenze des Bereichs der Angaben in der genannten Literatur. Ein Vergleich der Angaben ist in Tabelle A-1 im Anhang angegeben.

Dies begünstigt unter ansonsten gleichen Umständen in dieser Arbeit das Treffen einer Zubauentscheidung für Braunkohlekraftwerke durch das Modell. Dieser Umstand ist bei der Interpretation der Ergebnisse zu beachten und in zukünftigen Modellrechnungen die Sensitivität auf diesen Parameter zu untersuchen.

⁶⁹ vgl. Heinrichs (2013 S. 190), Merkel (2016 S. 173), Kunz et al. (2017 S. 22), Heffels (2015 S. 118), Babrowski (2015 S. 111) unter Verweis auf Eßer-Frey (2012) sowie der Projektionsbericht der Bundesregierung (2017 S. 49f)

⁷⁰ vgl. Bundesregierung (2017 S. 49f)

⁷¹ vgl. Merkel (2016), Heinrichs (2013)

⁷² vgl. Heffels (2015), Babrowski (2015), Bundesregierung (2017)

⁷³ Bauer et al. (2008 S. 27), vgl. Abschnitt 4.3.1

⁷⁴ vgl. Heinrichs (2013 S. 196), Merkel (2016 S. 161), Heffels (2015 S. 112), Babrowski (2015 S. 117), Schröder et al. (2013 S. 37ff), Hermann et al. (2017a S. 103ff), Kost et al. (2018 S. 11)

Zur Transformation der Wärmeversorgung des Wohngebäudesektors

Zur Transformation der Wärmeversorgung des Gebäudesektors stellt die Bundesregierung aufgrund des Gewichts dieses Sektors bei der Erreichung der Energie- und Klimaziele in ihrer *Energieeffizienzstrategie Gebäude* ihre Ansätze und Szenarien für diesen Sektor vor.⁷⁵ Diese werden im Folgenden von Hintergrund der Ergebnisse dieser Arbeit eingeordnet und kritisch diskutiert.

Kernkonzepte dieses Strategiedokuments sowie der zugehörigen wissenschaftlichen Begleitforschung⁷⁶ werden bereits in Abschnitt 2.1 vorgestellt. Die *Energieeffizienzstrategie Gebäude* stellt das Ziel ab, den Primärenergiebedarf des Gebäudesektors bis zum Jahr 2050 gegenüber dem Jahr 2008 um 80 % zu vermindern⁷⁷. Es ist zu beachten, dass sich dieses Ziel auf den gesamten Gebäudesektor bezieht, während die vorliegende Arbeit nur den Wohngebäudesektor betrachtet. In Abschnitt 5.2.4 wird das Vorgehen vorgestellt, mit welchem trotzdem entsprechende Aussagen abgeleitet werden können.

Die Ergebnisse zur Primärenergiereduktion sind im Abschnitt 5.2.4 in Abbildung 5-15 graphisch im für die *Energieeffizienzstrategie Gebäude* charakteristischen Format nach den beiden in Grenzen substituierbaren Ansätzen *Reduktion des Endenergieverbrauchs* und *Reduktion des mittleren nicht-erneuerbaren Primärenergiefaktors* dargestellt. Demnach wird das auf den Wohngebäudesektor übertragene das Primärenergiereduktionssziel für den Gebäudesektor für das Jahr 2050 in allen in dieser Arbeit berechneten Szenarien mit Reduktionen um zwischen 42 % (d.h. deutlich) bis hin zu 72 % (d.h. knapp) statt 80 % verfehlt. Andererseits werden in den Szenarien mit hohen Energieträgerpreisen und starkem Zubau erneuerbarer Elektrizitätstechniken mit relativen Primärenergiebedarfsminderungen von 69 % bzw. 72 % der Zielerreichungsgrad

⁷⁵ BMWi (2015a)

⁷⁶ Thamling et al. (2015)

⁷⁷ vgl. Abschnitt 2.1

des Ergebnisses des Referenzszenarios von BMWi (2015a) von 62 % klar übertroffen, d.h. das Ziel weniger stark verfehlt als in diesem.

Dabei ist zu beachten, dass in allen Szenarien dieser Arbeit der Ansatz der Minderung des mittleren Primärenergiefaktors gegenüber der Endenergieeinsparung dominiert. Der Vergleich erlaubt die Schlussfolgerung, dass aus gesamtwirtschaftlicher Perspektive ohne zwangsläufige Vorgabe der Zielerreichung in der Abwägung zwischen Minderung des Primärenergiefaktors im Vergleich zur Endenergieeinsparung ersterem Ansatz ein höheres Gewicht einzuräumen ist. Im Falle hoher Energieträgerpreise und bei Realisierung eines starken Zubaus erneuerbarer Elektrizitätstechniken⁷⁸ ist dabei – trotz der verfehlten Ziele im Elektrizitätssektor – von einer Verfehlung des Primärenergiereduktionsziels im Wohngebäudesektor um ca. 12 % auszugehen. Eine solcher Fehlbeitrag ist, angesichts des wahrscheinlichen Verfehlens des nationalen Treibhausgasreduktionsziels bereits für 2020 um ca. 20 %, als moderat einzuordnen⁷⁹.

Bei der Interpretation ist zu beachten, dass die Ergebnisse dieser Arbeit hinsichtlich der Nutzung erneuerbarer Energieträger sowie elektrischer Wärmepumpen in Wohngebäuden über die in Thamling et al. (2015) angegebenen Potenzialgrenzen hinausgehen – insbesondere hinsichtlich elektrischer Wärmepumpen. Andererseits ist die Argumentation zur Begründung der Potenzialgrenze für Wärmepumpen bei Thamling et al. (2015 S. 21-27) weder detailliert noch zwingend, jedenfalls hinsichtlich des Wohngebäudebereichs. Zwar merken die Autoren dies auch selbst an,⁸⁰ dennoch wird in der späteren Darstellung stets von dieser Grenze ausgegangen.⁸¹ Der Lösungsraum zur Zielerreichung⁸² wird dadurch

⁷⁸ d.h. gemäß Abschnitt 5.1 in *Variante 1*

⁷⁹ vgl. BMU (2018 S. 7)

⁸⁰ Die Potenzialgrenze für Wärmepumpen sei „unsicher und variabler, da verschiedene Restriktionen grundsätzlich behebbar“ (dies. S. 21) bzw. stelle „einen vergleichsweise weichen Wert dar“ (dies. S. 22).

⁸¹ vgl. dies. S. 33

⁸² vgl. Abbildung 2-2

stärker als nötig beschnitten. Die Frage dieser Potenzialgrenzen ist tatsächlich im Schrifttum umstritten.⁸³ Daher werden die Ergebnisse dieser Arbeit in Bezug zum aktuellen Diskurs zur zukünftigen Nutzung elektrischer Wärmepumpen in Wohngebäuden in Bezug gesetzt.⁸⁴

Einschränkend bleibt außerdem hinsichtlich der Berechnungsmethode kritisch anzumerken, dass keine saisonalen Primärenergiefaktoren für Elektrizität verwendet werden.⁸⁵ Damit wird insbesondere die negative saisonale Korrelation der Nutzung elektrischer Wärmepumpen und photovoltaischer Elektrizitätserzeugung nicht betrachtet.⁸⁶

Zusätzliche vergleichbare Schlussfolgerungen ergeben sich aus den Ergebnissen dieser Arbeit hinsichtlich der im sog. Klimaschutzplan der Bundesregierung⁸⁷ definierten sektorspezifischen Kohlendioxidaustoßreduktionsziele für das Jahr 2030.⁸⁸ Durch geeignete Berücksichtigung abweichender Bilanzgrenzen zwischen Zielvorgaben und Modellergebnissen kann aus diesen zwar geschlossen werden, dass im Jahr 2030 ein deutliches Verfehlen der Ziele sowohl im Elektrizitätssystem als auch im Wohngebäudesektor in allen Szenarien zu erwarten steht. Für das Jahr 2050 werden hingegen die Referenzwerte im Wohngebäudesektor, zumindest unter Voraussetzung deutlich steigender Energieträgerpreise und starkem Zubau erneuerbarer Elektrizitätstechniken, erreicht bzw. nur knapp verfehlt.

In Analogie zur Situation im Elektrizitätssystem sind auch im Gebäudesektor neben der Analyse der definitionsgemäßen Zielerreichungsaussichten ebenfalls die Grenzen dieser Zieldefinition selbst zu diskutieren. So erfassen die Bilanzierungsprinzipien der Zielvorgaben nur direkte Emissionen aus dem Anlagenbetrieb bspw. der Wärmeversorgung von Wohngebäuden. Hingegen werden durch Neu- und Ersatzbautätigkeit

⁸³ Zu ähnlichen Schlussfolgerungen kommt implizit auch Merkel (2016 S. 253ff) als Ergebnis einer Szenarioberechnung mit vorgegebener Erreichung des Primärenergiereduktionsziels.

⁸⁴ im Abschnitt ab S. 366ff

⁸⁵ Dieses Vorgehen ist konsistent mit BMWi (2015a) bzw. Thamling et al. (2015 S. 13).

⁸⁶ vgl. bspw. Auer (2016)

⁸⁷ BMU (2016)

⁸⁸ vgl. Abschnitt 5.2.4

sowie Sanierungsmaßnahmen im Gebäudebestand indirekt verursachte Treibhausgasemissionen im Industriesektor nicht in der Zieldefinition erfasst. Ein Außerachtlassen dieser Zusammenhänge durch isolierte Betrachtung des Gebäudesektors führt unter ansonsten gleichen Umständen zu einer Überschätzung des Potenzials baulicher Maßnahmen zur Senkung der Treibhausgasemissionen. Oehler (2018) oder Birgisdottir et al. (2017) diskutieren Lösungsansätze für diese Problematik, die bei zukünftigen Modellerweiterungen berücksichtigt werden könnten.

Zur Emissionsintensität sektorgekoppelter Wärmeerzeugung

Fasst man elektrische Wärmepumpen und erdgasgefeuerte Mikro-KWK-Anlagen als sektorgekoppelte Wärmeerzeuger im Wohngebäude-sektor auf, steht die Emissionsintensität ihrer Wärmeerzeugung nicht nur in Abhängigkeit ihrer Effizienz. Vielmehr kann sie in Abhängigkeit zur Emissionsintensität des eingesetzten bzw. verdrängten Strommixes gesetzt werden. Diese Betrachtung wird bereits in den Abschnitten 2.5.2 und 2.5.3 vorgestellt und in Abbildung 2-20, Abbildung 2-22 und Abbildung 2-23 quantitativ veranschaulicht.

Dabei ist jeweils auf der Rechtsachse der Emissionsfaktor des Strommixes abnehmend – also der Logik der Transformation des Energiesystems folgend „chronologisch“ – abgetragen. Auf diese Weise kommen die sich im Zeitverlauf verändernden Rahmenbedingungen durch den Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energieträger im Elektrizitätssektor bei der Beurteilung der Emissionsintensität dieser sektorgekoppelten Wärmeerzeuger im Wohngebäudesektor zum Ausdruck.⁸⁹

⁸⁹ Während sich nämlich aktuell der CO₂-Emissionsfaktor des deutschen Strommixes bei ca. 527 g_{CO2}/kWh_{el} bewegt (Icha und Kuhs 2017 S. 9, Angabe für 2016), ist zukünftig in jedem Fall von einer deutlichen Abnahme auszugehen. Selbst bei deutlichem Verfehlen der Politikziele ist für das Jahr 2050 von Werten unter 400 g_{CO2}/kWh_{el} auszugehen, während sich in Zielszenarien zumeist Werte von unter 100 g_{CO2}/kWh_{el} ergeben (vgl. Tabelle 8-1). Anschaulich ausgedrückt ist also für die Beurteilung der heutigen Situation in etwa das „linke Sechstel“ der genannten Abbildungen relevant, für eine mittelfristige Perspektive der mittlere Teil und für eine Zielerreichungsperspektive für das Jahr 2050 in etwa das „rechte Sechstel“. Auf den Hochachsen ist jeweils ein Maß für die technische Leistungsfähigkeit der jeweiligen Anlage aufgetragen, wobei ein höherer Wert in der Regel wünschenswert ist. In Abbildung

Es ergeben sich folgende Zusammenhänge. Während die Wärmeversorgung mit elektrischen Wärmepumpen in Bestandsgebäuden unter den Voraussetzungen des aktuellen Strommixes indirekte Emissionen verursacht, die nicht viel niedriger als die eines erdgasgefeuerten Heizkessels ausfallen, nimmt mit abnehmendem Emissionsfaktor des Strommixes die Intensität indirekter Emissionen aus der Wärmeerzeugung elektrischer Wärmepumpen ebenfalls ab. Eine (fast) vollständige Dekarbonisierung des eingesetzten Strommixes dekarbonisiert daher auch die Wärmeerzeugung durch Wärmepumpen (fast) vollständig. Daher lässt sich aus dieser Perspektive die Wärmeversorgung von Wohngebäuden durch Nutzung elektrischer Wärmepumpen auch „nachträglich“ dekarbonisieren, d.h. auch nach dem Wärmeerzeugerwechsel. Dies kann im Hinblick auf die Dauer der Austauschzyklen im Verhältnis zum Zeithorizont 2050 von Interesse sein.⁹⁰

Bei Mikro-KWK-Anlagen ist die Situation hingegen so, dass verbrennungsmotorische erdgasbetriebene Mikro-BHKW bei üblichen Gesamtnutzungsgraden und Stromkennzahlen unter Voraussetzung der „Gutschrift“ des aktuellen Strommixes deutlich niedrigere spezifische Emissionen der Wärmeerzeugung als fossil gefeuerte Heizkessel aufweisen. Mit abnehmender Emissionsintensität des verdrängten Strommixes kehren sich die Verhältnisse jedoch sukzessive um, da sich die Gutschrift für die gekoppelt erzeugten Strommengen entsprechend verringert. Dieser Zusammenhang verstärkt sich mit zunehmender Stromkennzahl. Dies kann bei Brennstoffzellen mit hoher Stromkennzahl, die mit Erdgas oder anderen fossilen Brennstoffen mit vergleichbarem Emissionsfaktor betrieben werden, bei weitgehender Dekarbonisierung des mittleren bzw. verdrängten Strommixes rechnerisch zu Emissionen der Wärmeerzeugung in einer Größenordnung führen, die denen eines Kohleofens entsprechen.⁹¹

2-20 für Wärmepumpen ist dies die Arbeitszahl. In den Abbildung 2-22 und Abbildung 2-23 für Mikro-KWK-Anlagen ist es der Gesamtnutzungsgrad bzw. die Stromkennzahl.

⁹⁰ vgl. S. 349 in diesem Kapitel

⁹¹ Dies ergibt sich rechnerisch, weil die Emissionsgutschrift trotz hohem elektrischem Wirkungsgrad nur gering ausfällt, und somit die Emissionen auf eine vergleichsweise geringe

Das bedeutet zusammengefasst, dass, während die Emissionsintensität der Wärmeerzeugung mit elektrischen Wärmepumpen durch die Dekarbonisierung des Strommixes begünstigt wird und auf diese Weise zukünftig Vorteile gegenüber fossilen Heizkesseln realisieren kann, die gleiche Entwicklung des Strommixes für mit fossilen Brennstoffen betriebene KWK-Anlagen zur Einbuße gegenwärtiger Vorteile bei der Emissionsintensität der Wärmeerzeugung und einer Umkehrung in einen Nachteil führt. Dies unterstützt die Einordnung fossil gefeuerter KWK als „Brückentechnologie“⁹². Die Erhöhung der Stromkennzahl bietet dabei keinen Ausweg. Dieser kann nur in der Dekarbonisierung des Brennstoffs liegen.⁹³ Hier bieten sowohl Wasserstoff- bzw. Elektrolyse als auch Biogas- bzw. Biomethan-Technik vielversprechende Perspektiven.⁹⁴ Daher ist Entscheidungsträgern in Energiewirtschaft und Energiepolitik anzuraten, die Erforschung und Umsetzung dieser Techniken zu intensivieren, um die prinzipiellen Vorteile von Kraft-Wärme-Kopplung für die Transformation des Energiesystems zur Zielerreichung nutzbar zu machen. Für eine mögliche systemanalytische Untersuchung dieser Techniken mit dem in dieser Arbeit entwickelten Ansatz wäre dieser allerdings um die Option zur Investition in die Erzeugung solcher Brennstoffe zu erweitern.

Anhand dieser Überlegungen lässt sich erkennen, dass sich die Wärmeversorgung von Wohngebäuden zwar durch den Einsatz von Wärmepumpen weitgehend dekarbonisieren lässt.⁹⁵ Klimapolitisch zielführend ist dies jedoch nur unter Voraussetzung einer zeitlich gleichlaufenden, weitgehenden Dekarbonisierung des Strommixes. Mit

Wärmeausbeute bezogen werden. Für eine grundsätzliche Kritik solcherlei Aussagen der Gutschrift-Methode wird auf Mauch et al. (2010) verwiesen.

⁹² vgl. die entsprechende Diskussion im anschließenden Abschnitt ab S. 366ff

⁹³ Zu vergleichbaren Schlussfolgerungen kommen Bachmann et al. (2019) sowie Wunsch et al. (2013 S. 71ff). Im Rahmen einer dynamischen Betrachtung des verdrängten Strommixes, ergeben sich u.U. zusätzliche Spielräume für stromgeführte fossil gefeuerte KWK-Anlagen.

⁹⁴ vgl. bspw. Balussou (2018), Balussou et al. (2018), Ausfelder et al. (2017 S. 80), Jentsch (2014), Sterner (2009), Schenuit et al. (2016), Dailly et al. (2017), Zapf (2017), Welder et al. (2018), BMBF (2018), Gabrielli et al. (2018), Smolinka et al. (2018), Blanco et al. (2018a, 2018b), Perner und Bothe (2018)

⁹⁵ Allerdings sind Grenzen für das Potenzial zum Einsatz von Wärmepumpen in Wohngebäuden zu bedenken (vgl. S. 360ff sowie S. 366ff in diesem Kapitel).

den diesbezüglichen Erfolgsaussichten befasst sich der Abschnitt zur Transformation des Elektrizitätssystems ab S. 352ff.

Als problematisch ist es einzustufen, wenn in zeitlich und logisch inkonsistenter Weise eine vermeintlich progressive Zielerreichungsperspektive mit einer Technologiebewertung unter aktuellen Rahmenbedingungen vermischt wird. Umgekehrt ist es allerdings, wie es das deutliche Verfehlen der Ziele für das Jahr 2020 und analog die Ergebnisse dieser Arbeit für das Jahr 2030 zeigen, ebenfalls nicht unproblematisch, von der Erreichung der Ziele der Bundesregierung auf mittleren Zeithorizont sicher auszugehen und damit Weichenstellungen in Bedarfssektoren unkritisch zu begründen. Entscheidungsträgern in Immobilienwirtschaft, Energiewirtschaft und Energiepolitik ist aus klimapolitischer bzw. Klimaschutz-Perspektive anzuraten, bei Technologiebewertungen stets auch die zur Zielerreichung notwendigen zukünftigen Rahmenbedingungen zu bedenken.⁹⁶ Für eine grobe Orientierung können dabei Abbildung 2-20, Abbildung 2-22 und Abbildung 2-23 eine Hilfestellung sein. Zur Berücksichtigung systemischer Zusammenhänge ist der Einsatz von Werkzeugen der Energiesystemanalyse zur Entscheidungsunterstützung wie bspw. den in dieser Arbeit vorgestellten Ansätzen angezeigt.

Zur Rolle der Elektrizität in der Wohngebäude-Energieversorgung

Die Frage des Einsatzes elektrischer Wärmepumpen und Mikro-KWK-Anlagen steht im Kontext der übergeordneten Thematik der Rolle des Energieträgers Elektrizität im Energiesystem. Die Frage nach dem geeigneten Elektrifizierungsgrad der Bedarfssektoren stellt einen zentralen Stellhebel der Transformation des Energiesystems dar. Gleichzeitig zeigt das Schrifttum diesbezüglich eine große Bandbreite von Positionen, die in verschiedene Richtungen verweisen, sodass die Frage auf einen Zeithorizont bis zum Jahr 2050 als offen bzw. umstritten einzuordnen ist.⁹⁷ Ungeachtet des Ziels der Bundesregierung, den

⁹⁶ vgl. Tabelle 8-1

⁹⁷ vgl. Kirchner et al. (2016)

Bruttostromverbrauch bis zum Jahr 2050 gegenüber dem Jahr 2008 um 25 % zu senken⁹⁸ gehen manche Autoren von einer weitreichenden Elektrifizierung der Bedarfssektoren aus⁹⁹ während diese bei anderen Autoren moderat verläuft oder ausbleibt¹⁰⁰ bzw. der Elektrizitätsbedarf zielgemäß rückläufig ist¹⁰¹.

Bezogen auf die Wärmeversorgung der Wohngebäude als einen wesentlichen Energiebedarfssektor zeigen die Ergebnisse dieser Arbeit, dass ein stärkerer Ausbau erneuerbarer Elektrizitätstechniken und eine verstärkte Nutzung elektrischer Wärmepumpen mit einem Elektrizitätsverbrauch von szenarienabhängig bis zu 53 TWh_{el} einhergeht, während ein moderaterer Ausbau erneuerbarer Elektrizitätstechniken mit einem relativ stärkeren Gewicht von Mikro-KWK-Anlagen mit einer Elektrizitätserzeugung von szenarienabhängig bis zu 26 TWh_{el} und einer geringeren Nutzung von Wärmepumpen mit einem Elektrizitätsverbrauch von bis zu 10 TWh_{el} verbunden ist. In beiden Fällen ergeben sich dadurch beträchtliche wirtschaftliche Flexibilitätspotenziale. Das wirtschaftliche Potenzial für elektrische Flexibilität durch thermische Energiespeicherung in Wohngebäuden ist allerdings bei stärkerem Ausbau erneuerbarer Elektrizitätstechniken deutlich höher.

Diese Erkenntnisse bestätigt ein nachfolgender Vergleich mit Szenarien im relevanten aktuellen Schrifttum.¹⁰² Generell gewinnen dabei mit zunehmendem Elektrifizierungsgrad der Bedarfssektoren die Aspekte der Dekarbonisierung der Elektrizitätserzeugung¹⁰³, des Ausbaus erneuer-

⁹⁸ vgl. Tabelle 2-1

⁹⁹ bspw. Gerhardt et al. (2014a S. 11, 2015 S. 83), Quaschnig (2016 S. 17), Bechem et al. (2015 S. 185ff)

¹⁰⁰ bspw. Pfluger et al. (2017 Modul 3 S. 159 bzw. S. 221)

¹⁰¹ bspw. Nitsch et al. (2012a S. 124ff), Pape et al. (2014 S. 48), Schlesinger et al. (2014 S. 294)

¹⁰² Zu beachten ist bei diesem Szenarienvergleich, dass viele Angaben für eine vollständige Vergleichbarkeit zwischen den Quellen nicht ausreichend disaggregiert vorliegen. Nichtsdestoweniger liegen stark divergierende Zahlenwert vor allem in unterschiedlichen Ergebnissen bzw. Positionierungen der Autoren begründet. Für einen vergleichbar ausgerichteten Szenarienvergleich zu Wärmepumpen vgl. Gerhardt et al. (2017 S. 42ff).

¹⁰³ vgl. S. 352ff in diesem Kapitel

barer Elektrizitätstechniken sowie des Lastmanagements an Bedeutung, während andernfalls den Aspekten der Energieeffizienz, der direkten Nutzung anderer erneuerbarer Energieträger in den Bedarfssektoren sowie der KWK ein höheres Gewicht zukommt.¹⁰⁴ Für die Wärmeversorgung der Wohngebäude bedeutet eine Elektrifizierung vor allem einen Fokus auf den Ausbau elektrischer Wärmepumpen, während alternativ der energetischen Sanierung der Gebäudehülle von Bestandsgebäuden, der Nutzung der Bio- und Solarenergie zur Wärmeerzeugung sowie der KWK im Gebäudesektor eine höhere Bedeutung zukommt.

Beispielsweise gehen Gerhardt et al. (2014a) in einer Studie zu den Kosten der Energiewende von einer sehr weitgehenden Elektrifizierung aus, im Rahmen welcher der Gesamtelektrizitätsbedarf auf bis zu 1000 TWh_{el}/a ansteigt, wovon 330 TWh_{el}/a zur Wärmeerzeugung eingesetzt werden¹⁰⁵ und der Raumwärme- und Warmwasserbedarf zu drei Vierteln durch Wärmepumpen gedeckt wird¹⁰⁶. Zu ähnlich ausgerichteten, wenn auch weniger deutlich ausgeprägten Ergebnissen kommen Gerhardt et al. (2015). Sie schlagen eine möglichst vollständige Ausstattung von Neubauten und eine schrittweise Ersetzung von Öl- und Gaskesseln im sanierbaren, städtischen Gebäudebestand mit Wärmepumpen vor und kommen so auf einen Anteil von 53 % durch objektbasierte Wärmepumpen im Jahr 2050¹⁰⁷. Es ergibt sich ein Elektrizitätsbedarf für Wärmepumpen von ca. 58 TWh_{el}/a bei einem gesamten Elektrizitätsbedarf von 793 TWh_{el}/a¹⁰⁸.

Quaschnig (2016 S. 26ff) befürwortet sogar eine noch stärkere Elektrifizierung der Energieversorgung sämtlicher Bedarfssektoren, wodurch sich selbst bei starker Umsetzung von Effizienzmaßnahmen

¹⁰⁴ Als Alternative zur Elektrifizierung der Bedarfssektoren wird im Schrifttum teilweise die Nutzung der Wasserstofftechnik („P2G“) angeführt, die gleichwohl mit einem erhöhten Elektrizitätsbedarf einhergeht.

¹⁰⁵ dies. S. 11

¹⁰⁶ dies. S. 14. Der Anteil des Elektrizitätsbedarfs für Wärmepumpen im Wohngebäudesektor wird nicht genauer ausgewiesen.

¹⁰⁷ dies. S. 144

¹⁰⁸ ebenfalls im Jahr 2050 (dies. S. 83)

ein Elektrizitätsbedarf von 1320 TWh_{el}/a ergibt. Hinsichtlich der Wärmeversorgung von Wohngebäuden fordert er die weitgehende Übernahme der Versorgung mit Raumwärme und Trinkwarmwasser durch Wärmepumpen. Er beziffert den dafür zusätzlichen Elektrizitätsbedarf auf ca. 150 TWh¹⁰⁹. Repenning et al. (2015) gehen ebenfalls von einer zunehmenden Elektrifizierung des Endenergiebedarfs aus, wodurch der Gesamtelektrizitätsbedarf bis ins Jahr 2050 im *Aktuelle-Maßnahmen-Szenario* auf 630 TWh_{el}/a, im *Klimaschutzszenario 80* auf 609 TWh_{el}/a und im *Klimaschutzszenario 95* auf 779 TWh_{el}/a steigt. Daran haben objektbasierte elektrische Wärmepumpen in Wohngebäuden mit zwischen 31 TWh_{el}/a und 43 TWh_{el}/a einen Anteil von zwischen 5 % und 6 % des Gesamtelektrizitätsbedarfs¹¹⁰ und damit einen Anteil zwischen 16 % und 25 % am Endenergiebedarf der Gebäude im Haushaltssektor in den jeweiligen Szenarien¹¹¹.

Keine entschiedene Elektrifizierung ergibt sich hingegen bei Pfluger et al. (2017 Modul 3 S. 159) im Referenzszenario mit einem gesamten Nettostrombedarf von 570 TWh_{el}/a im Jahr 2050. Zusätzliche Elektrizitätsanwendungen werden dabei von herkömmlichem Elektrizitätsbedarf abgegrenzt und betragen in Summe ca. 68 TWh_{el}/a. Im als Basisszenario bezeichneten Zielszenario liegt zwar der Nettostrombedarf im Jahr 2050 mit 570 TWh_{el}/a auf gleichem Niveau. Im Gegensatz zum Referenzszenario gleichen sich dabei allerdings stärkere Effizienzmaßnahmen bei herkömmlichem Elektrizitätsbedarf und Bedarf zusätzlicher Elektrizitätsanwendungen im Saldo aus. Die weitergehende Elektrifizierung im Basisszenario im Vergleich zum Referenzszenario betrifft allerdings vor allem den Verkehrs- und den Umwandlungssektor. Der Elektrizitätsbedarf für Wärmepumpen im Gebäudesektor (inklusive Nichtwohngebäude) beträgt im Referenzszenario 38 TWh_{el}/a, im Basisszenario mit insgesamt stärkerer Elektrifizierung jedoch nur 28 TWh_{el}/a.

¹⁰⁹ ders. insb. S. 15ff

¹¹⁰ Genauer: AMS: 37 TWh, KS 80: 31 TWh, KS 95: 43 TWh (dies. S. 318ff)

¹¹¹ Genauer: AMS: 1246 PJ, KS 80: 1024 PJ, KS 95: 869 PJ (dies. S. 119ff)

In ähnlicher Weise unterstellt der Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans der Übertragungsnetzbetreiber insgesamt keine entschiedene Elektrifizierung.¹¹² Bei der Interpretation zu berücksichtigen ist allerdings, dass aufgrund der Beschränkung des Zeithorizonts auf das Jahr 2035 die Werte nicht vergleichbar sind mit den vorangehend und nachfolgend dargestellten Werten anderer Autoren für das Jahr 2050. Für die Jahre 2030 bzw. 2035 ergeben sich Elektrizitätsbedarfe für Wärmepumpen – ohne Sektoreuzuordnung – von szenarioabhängig zwischen 12,5 TWh_{el}/a und 50 TWh_{el}/a¹¹³.

Hingegen gehen Schlesinger et al. (2014 S. 142) im Kontext eines Rückgangs des gesamten Bruttostromverbrauchs auf 554 TWh_{el}/a (im Trendszenario) bzw. sogar auf 459 TWh_{el}/a (im Zielszenario) von einer Zunahme elektrischer Wärmepumpen bis ins Jahr 2050 auf einen Anteil von 14 % (Trendszenario) bis 33 % (Zielszenario) an der Wohnfläche und einem einhergehenden Elektrizitätsbedarf für Wärmepumpen zur Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser in Wohngebäuden von ca. 8 TWh_{el}/a (Trendszenario) bzw. 14 TWh_{el}/a aus (Zielszenario).¹¹⁴

Ebenfalls gehen Nitsch et al. (2012a S. 124ff) nicht von einer entschiedenen Elektrifizierung der Bedarfssektoren sowie der Wärmeerzeugung aus. So bleibt der Anteil der Elektrizität am absolut deutlich abnehmenden Endenergieverbrauch für Wärme bis zum Jahr 2050 nahezu konstant bei ca. 10 %. Dies geht nichtsdestoweniger mit einem deutlichen Zuwachs des Einsatzes elektrischer Wärmepumpen zur Raumwärmeerzeugung und mit einem Anstieg des entsprechenden Elektrizitätsverbrauchs von 5 TWh_{el}/a im Jahr 2015 auf 14 TWh_{el}/a im Jahr 2050 einher.

Zusammengefasst liegen damit die Ergebnisse dieser Arbeit hinsichtlich der Rolle elektrischer Wärmepumpen gemessen an ihrem Elektrizitätsverbrauch in allen Szenarien deutlich unter den entschiedenen Elektrifizierungs-Szenarien bzw. Ergebnissen von Gerhardt et al. (2014a,

¹¹² vgl. 50Hertz et al. (2018 S. 68)

¹¹³ dies. S. 66

¹¹⁴ dies. S. 268f und eigene Berechnungen

2015) oder Quaschnig (2016), in den Szenarien mit starkem Zubau erneuerbarer Elektrizitätstechniken mit bis zu 53 TWh_{el}/a in Szenario 1b in der Größenordnung der Ergebnisse in Repenning et al. (2015) oder Pape et al. (2014) und in den Szenarien mit moderatem Zubau erneuerbarer Elektrizitätstechniken mit mindestens 10 TWh_{el}/a in Szenario 2a in der Größenordnung der Ergebnisse von Nitsch et al. (2012a) und Schlesinger et al. (2014). Die Ergebnisse von Pfluger et al. (2017 Modul 3) liegen im unteren bis mittleren Bereich der Bandbreite der Ergebnisse dieser Arbeit.

Während der Rolle elektrischer Wärmepumpen im zukünftigen Energiesystem im aktuellen relevanten Schrifttum generell eine hohe Aufmerksamkeit zukommt, trifft dies nicht in gleichem Maß auf Mikro-KWK-Anlagen zu, wozu häufig keine detaillierten oder gar keine Angaben gemacht werden.¹¹⁵ Wiederholt findet sich die – unterschiedlich nuancierte – Aussage, der KWK komme nur noch auf mittlere Sicht eine gewisse Rolle zu. Beispielsweise berücksichtigen Repenning et al. (2015) zwar prinzipiell auch motorische BHKW, legen dabei aber nur einzelne Annahmen bzw. Rahmenbedingungen dar¹¹⁶ und keine detaillierte Ergebnisse. Insgesamt stufen sie trotzdem die KWK (im Kontext von Fernwärme) als eine „Übergangstechnologie“ ein, deren Bedeutung nach dem Jahr 2030 abnehme, da „kein Emissionsbudget für fossile KWK-Anlagen“ verbleibe und empfehlen daher ein Auslaufen „direkter und indirekter“ Förderung, wobei mit letzterem „das Eigenverbrauchsprivileg, die Zahlung von vermiedenen Netznutzungsentgelten, die Ermäßigungen bei der Energiesteuer und die KWK-Förderung“ gemeint ist.¹¹⁷ In ähnlicher Weise treffen Pfluger et al. (2017 Modul 3) hinsichtlich der Nutzung verbrennungsmotorischer Mikro-KWK-Anlagen in Wohngebäuden keine Aussagen, stufen jedoch die fossil gefeuerte KWK insgesamt als Brückentechnologie, d.h. als von langfristig abnehmender Bedeutung ein.¹¹⁸ Quaschnig (2016 S. 13ff) befindet dezentrale KWK-

¹¹⁵ vgl. auch die Schlussfolgerungen der Metastudie von Bloess et al. (2018 S. 1623f)

¹¹⁶ dies. S. 255, S. 265

¹¹⁷ dies. S. 289. Die Regelung zu den vermiedenen Netznutzungsentgelten wurde tatsächlich zwischenzeitlich bereits abgeschafft (vgl. Herms und Richter 2017).

¹¹⁸ dies. S. 226, S. 341

Anlagen – unabhängig von der Art des Brennstoffs – sogar als zur Dekarbonisierung grundsätzlich ungeeignet und fordert daher ein baldiges Verbot des Einbaus neuer KWK-Anlagen (zusammen mit Öl- und Gaskesseln).

Hingegen treffen Nitsch et al. (2012a S. 72ff) detaillierte Aussagen zur zukünftigen Entwicklung der Nutzung KWK, insbesondere auch hinsichtlich der objektbasierten KWK. Sie gehen von einer Dezentralisierung der KWK aus,¹¹⁹ bei der die objektbasierte Versorgung mit verbrennungsmotorischen BHKW mit einer elektrischen Leistung bis 50 kW_{el} im Jahr 2050 einer Elektrizitätserzeugung von 8,8 TWh_{el}/a entspricht. Hinzu kommen 2 TWh_{el}/a aus dezentralen Brennstoffzellen-KWK-Anlagen. Dies entspricht in dieser Studie zusammengenommen ca. 10 % der gesamten KWK-Elektrizitätserzeugung und ca. 2 % der gesamten Nettostromerzeugung.

Bei beiden Techniken kommt als Brennstoff Biomethan zum Einsatz. Analog zu den Ergebnissen in der Mehrheit der Szenarien der vorliegenden Arbeit kommt es dabei zu einem Rückgang der installierten elektrischen KWK-Leistung zwischen den Jahren 2030 und 2050.¹²⁰ Hinsichtlich der Flexibilisierung der Elektrizitätserzeugung aus KWK beschreiben Nitsch et al. (2012a S. 77f) allerdings nur den Einsatz von Wärmespeichern in Industrie und Wärmenetzen. Flexibilisierung objektbasierter KWK wird nicht ausdrücklich diskutiert.

In ähnlicher Weise sehen Wünsch et al. (2013 S. 37) eine Rolle für objektbasierte KWK bis 50 kW_{el}, insbesondere in Objekten, die aus Kosten- oder Denkmalschutzgründen nicht ausreichend gedämmt werden können, mit bis zu 10 % am „Heizungsmarkt“. Ähnlich kommen Wünsch et al. (2014 S. 148) zu einer entsprechenden Elektrizitätserzeugung aus

¹¹⁹ dies. S. 79

¹²⁰ In vergleichbarer Weise zu diesem Ergebnis von Nitsch et al. (2012a) sowie den Ergebnissen dieser Arbeit ergibt sich ein mittelfristiger Anstieg der KWK-Elektrizitätserzeugung gefolgt von einem Rückgang bis zum Jahr 2050 auch im Basisszenario bei Pfluger et al. (2017 Modul 3 S. 161).

objektbasierten KWK-Anlagen bis zum Jahr 2050 von szenarienabhängig zwischen 3 TWh_{el}/a und 14 TWh_{el}/a.

Schließlich kommen Krause et al. (2011 S. 101) in einer Studie zum Potenzial gasbasierter Technologien zu dem Ergebnis, dass die Elektrizitätserzeugung aus Mikro-KWK-Anlagen bis zum Jahr 2050 auf szenarieneabhängig zwischen 5 TWh_{el}/a und 25 TWh_{el}/a ansteigt und damit knapp ein Drittel des Elektrizitätsbedarfs in Wohngebäuden deckt.

Die Modellrechnungen der vorliegenden Arbeit ergeben szenarieneabhängig eine Elektrizitätserzeugung aus verbrennungsmotorischen Mikro-KWK-Anlagen in Wohngebäuden im Jahr 2050 von zwischen 8 TWh_{el}/a bei moderatem Ausbau erneuerbarer Elektrizitätstechniken und moderat steigenden Energieträger- und Emissionszertifikatspreisen sowie bis zu 26 TWh_{el}/a bei zusätzlich optimistischen Annahmen zur Entwicklung technisch-wirtschaftlicher Eigenschaften dieser Technik (sowie für Wärmepumpen).¹²¹ Hingegen ergibt sich allerdings ein vollständiges Auslaufen der Nutzung dieser Technik bei verstärktem Zubau erneuerbarer Elektrizitätstechniken, deutlicherem Anstieg der Energieträger- und Emissionszertifikatspreise und konservativen Annahmen zur technisch-wirtschaftlichen Entwicklung. Selbst bei optimistischen Annahmen zur technisch-wirtschaftlichen Entwicklung verbleibt die Elektrizitätsproduktion im Jahr 2050 in diesem Fall unterhalb einer Terawattstunde. Diese Ergebnisse erfassen damit nicht nur die Bandbreite der Aussagen im Schrifttum. Sie zeigen vor allem die Zusammenhänge auf, unter welchen Voraussetzungen die jeweiligen Aussagen Gültigkeit besitzen. Dies betrifft bspw. die Einstufung fossil gefeuerter dezentraler KWK als Brückentechnologie bei starkem Ausbau erneuerbarer Elektrizitätstechniken, während unter gegenteiligen Voraussetzungen die Technik die Rolle des Nischenprodukts verlassen und zu einem wichtigen Bestandteil der Wärmeversorgung von Wohngebäuden werden kann. Bei der Interpretation ist es allerdings wichtig, das hinsichtlich des Erreichungsgrads energiepolitischer Zielvorgaben explo-

¹²¹ vgl. Abschnitt 5.2

rative Erkenntnisziel sämtlicher in dieser Arbeit betrachteter Szenarien¹²² zu berücksichtigen, sowie dass in allen Szenarien diese Ziele mindestens im Elektrizitätssektor verfehlt werden. Hingegen stellt Merkel (2016 S. 194) seinen explorativen Szenarien ein Zielszenario gegenüber, wobei die Ergebnisse sämtlicher dieser Szenarien die Rolle der fossil gefeuerten dezentralen KWK als Brückentechnologie bestätigen, jedoch insbesondere das Zielszenario.¹²³

Einstweilen sind die Absatzzahlen für fossil gefeuerte verbrennungsmotorische BHKW mit einer Leistung bis 50 kW_{el} nach einem deutlichen Zuwachs von 28 MW_{el}/a im Jahr 2008 auf 62 MW_{el}/a im Jahr 2011 zuletzt von 87 MW_{el}/a im Jahr 2013 leicht rückläufig auf 71 MW_{el}/a im Jahr 2016.¹²⁴ Auch der Koalitionsvertrag von CDU, CSU und SPD (2018 S. 72) bringt die Absicht zum Ausdruck die KWK „weiter[zu]entwickeln und umfassend [zu] modernisieren, [...] sie CO₂-ärmer aus[zu]gestalten und [zu] flexibilisieren, [...] aus[zu]bauen und effizienter [zu] machen, [...] so dass sie im Rahmen der Energiewende eine Zukunft hat“.

Es bleibt kritisch anzumerken, dass sich, vor allem durch den gewählten methodischen Ansatz sowie die Bilanzgrenzen des Modells, Grenzen der Aussagekraft der Modellergebnisse ergeben. Dies betrifft in erster Linie folgende Aspekte.

Zunächst ergibt sich aus den Bilanzgrenzen des Modells, dass Potenziale für elektrisches Lastmanagement außerhalb der abgebildeten Sektoren nicht erfasst werden. Wie in Abschnitt 2.3 dargestellt, werden diese zwar im Schrifttum als geringer als im Haushaltssektor eingeschätzt. Durch ihre Vernachlässigung werden die Potenziale innerhalb der abgebildeten Sektoren aber tendenziell überschätzt. Im Hinblick auf die Komplexität des THP-Modells¹²⁵ müsste daher ein Ansatz zu einer vereinfachten Integration dieser Potenziale in den bestehenden Modellansatz identifiziert oder entwickelt werden.

¹²² vgl. Abschnitt 5.1

¹²³ ders. S. 264, S. 280

¹²⁴ Gores und Emele (2012), Zell-Ziegler und Gores (2017)

¹²⁵ vgl. Tabelle 4-14

Ebenso abstrahiert der gewählte Ansatz von der Abbildung von Restriktionen der Netzkapazitäten zur Elektrizitäts-Übertragung- und Verteilung. Hier können sich jedoch potenziell aus der Anwendung der untersuchten Techniken der Wärmeversorgung in Wohngebäuden Restriktionen ergeben, insbesondere bei Szenarien mit starker Nutzung elektrischer Wärmepumpen. Hier zeigen bspw. Arbeiten von Heinrichs (2013)¹²⁶, Babrowski (2015) oder Heffels (2015)¹²⁷ Ansätze zur Berücksichtigung von Restriktionen der Übertragungsnetze. Weiterhin untersuchen bspw. Brunner (2017), Uhrig (2017), Schermeyer (2018), Koch et al. (2016) oder Smolka (2009) technische Aspekte der Integration dezentraler Batteriespeicher, von Wärmepumpen¹²⁸, Elektrofahrzeugen¹²⁹ oder dezentraler KWK-Anlagen¹³⁰ in Verteilnetze. Eine detaillierte Betrachtung von Netzrestriktionen sowie sämtlicher Bedarfssektoren findet sich bei Pfluger et al. (2017, Module 3 und 4).

Weiterhin bleibt zu beachten, dass modellgestützte Analysen – wie die in dieser Arbeit vorgestellte – prinzipiell nicht alle Unsicherheiten berücksichtigen können und dass bislang unbekannte Phänomene, das Eintreffen neuer wissenschaftlicher Erkenntnisse oder auch die Entwicklung mancher gesellschaftlichen Dynamiken nicht kalkulierbar sind, auch wenn ihr Eintreten entscheidenden Einfluss auf die Bewertung haben kann.¹³¹

Nicht zuletzt aufgrund der großen Bandbreite an Einschätzungen im Schrifttum hinsichtlich der Potenzialgrenzen zur Nutzung von Wärmepumpen zur Wärmeversorgung von Wohngebäuden, insbesondere in

¹²⁶ am Beispiel verteilter Elektrofahrzeuge

¹²⁷ beide am Beispiel elektrischer Speichersysteme

¹²⁸ Brunner (2017, insb. S. 103ff)

¹²⁹ Uhrig (2017)

¹³⁰ Smolka (2009), Barth (2013)

¹³¹ vgl. Scholles (2008a S. 350), Abschnitt 3.1 dieser Arbeit sowie die Unterscheidung in Unterscheidung in *bekannte Unbekannte* und *unbekannte Unbekannte* in Boeckelmann und Mildner (2011 S. 2f). Als ein Beispiel sei die in Deutschland im Rahmen des sog. „Dieselskandals“ entstandene Diskussion um den sog. „Ausstieg aus dem Verbrennungsmotor“ (vgl. bspw. Verheyen und Pabsch 2017 oder Quaschnig 2016 S. 24) mit unausweichlichen Auswirkungen auf verbrennungsmotorische BHKW angeführt.

Bestandsgebäuden,¹³² ist energiepolitischen Entscheidungsträgern anzuraten, zusätzliche Ressourcen zur wissenschaftlichen Bearbeitung der verschiedenen Aspekte dieser Thematik zu mobilisieren.

Insgesamt wird durch die Fragestellung nach der optimalen Elektrizitätsversorgung von Wohngebäuden auch der Aspekt der Abwägung der wirtschaftlich optimalen Verortung von Energieversorgungsinfrastrukturen zwischen einerseits verdichteten, zentralen und stark netzbasiereten oder andererseits kleinteiligen, verteilten und stärker objektbasiereten Versorgungsstrukturen aufgeworfen.¹³³ Mit den in dieser Arbeit vorgestellten Ansätzen in ihrer Eigenschaft als Punktmodelle auf nationaler bzw. Einzelgebäudeebene können Fragestellungen einer Abwägung des optimalen (De-)Zentralitätsgrades der Wohngebäude-Energieversorgung nicht umfassend adressiert werden. Mit Bezug auf die vorliegende Arbeit ist bei beiden hier vorgestellten Ansätzen jeweils die Modellierung von Elektrizitätstarifen für dezentrale Anwendungen sowie die Modellierung eigengenutzter Strommengen eine wichtige Einflussgröße für die wirtschaftlich optimale Abwägung zwischen Zentralisierung und Dezentralisierung. Gleichzeitig handelt es sich bei beiden Ansätzen teilweise bzw. vollständig um exogene Größen,¹³⁴ die zudem Gegenstand fortdauernder energiewirtschaftlicher¹³⁵ sowie energie-

¹³² vgl. Gerhardt et al. (2017 S. 84), Henning und Palzer (2013 S. 18)

¹³³ Es existieren Parallelen zum Diskurs in der Zwischenkriegszeit des vergangenen Jahrhunderts, insbesondere in der energiepolitischen Auseinandersetzung um die Regulierung der Elektrizitätswirtschaft im Vorfeld des Zustandekommens des Energiewirtschaftsgesetzes von 1935 (vgl. bspw. Döring 2012 S. 130ff). Teile der bereits damals diskutierten Gesichtspunkte erlangen aktuell im Rahmen der Energiewende wieder Relevanz (vgl. bspw. McKenna et al. 2015, Jahn et al. 2017, Koch et al. 2017, Ringler et al. 2016, Synwoldt 2017 S. 277ff).

¹³⁴ vgl. Abschnitte 4.2 und 4.5.3 sowie 6.1 und 7.1.2

¹³⁵ zum Beispiel des Eigenverbrauchs vgl. Abschnitt 2.4.2; zum Fall des Vorschlags zur Dynamisierung der EEG-Umlage vgl. Nabe und Bons (2014), Büchner et al. (2018), Gerhardt et al. (2015 S. 159ff) bzw. Kögler (2018); zum Beispiel der Steuer-, Entgelt- und Umlage-Belastung elektrischen Endverbrauchs insgesamt vgl. Bechem et al. (2015 S. 11f), Gerhardt et al. (2015 S. 163ff), Göke und Madlener (2017), wiederum Büchner et al. (2018), Jansen und Sager-Klauß (2018 S. 52) sowie insb. BMWi (2015b v.a. S. 69-72)

wirtschafts- und sozialpolitischer¹³⁶ Debatten sind.¹³⁷ Um den daraus folgenden Unsicherheiten hinsichtlich zukunftsbezogener Modellannahmen zu begegnen, werden diese bei der Anwendung beider Ansätze einer Szenarioanalyse unterzogen, die verschiedene, plausible Entwicklungen kontrastiert. Während dieses Vorgehen Unsicherheiten hinsichtlich zukunftsbezogener Modellannahmen bei der Entwicklung optimaler Investitions- und Betriebsführungs-Entscheidungen adäquat begegnet,¹³⁸ ist es nicht ohne weiteres für eine Optimierung des regulatorischen Rahmens selbst anwendbar. Durch eine geeignete iterative Kopplung beider in dieser Arbeit entwickelten Modelle mit Orientierung am Vorgehen von Jägemann (2014 S. 43ff) wäre eine Bearbeitung solcher Fragestellungen jedoch möglich.

Nicht zuletzt geht die Dezentralisierung der technischen Strukturen auch mit einer Dezentralisierung von Akteursentscheidungen und organisatorischen Strukturen einher. Dies betrifft – ungeachtet der fortlaufenden supranationalen Integration und Kopplung von Elektrizitätsmärkten – auch die marktliche Organisation.¹³⁹ Lokalen Elektrizitätsmärkten wird u.a. das Potenzial zugesprochen, durch die Schaffung ökonomischer Anreize für einen lokalen Ausgleich von Last und erneuerbarer sowie gekoppelter Elektrizitätserzeugung die Elektrizitätsnetze zu entlasten. Dies ist v.a. durch Speicherung und Lastmanagement möglich. Allerdings verbleiben hier noch zahlreiche offene Fragestellungen.¹⁴⁰

¹³⁶ zur sozialpolitischen Dimension vgl. Großmann et al. (2017), Imbert (2017 S. 51ff), Hewitt (2012) oder Europäische Kommission (2016 S. 12f)

¹³⁷ Döring (2012 S. 121) verweist hier auf die Permanenz der Bedeutung regulatorischer Vorgaben bei solcherlei Fragen sowie in der Energiewirtschaft überhaupt („Die Regulierungsdiskussion begleitete die Elektrizitätsbranche seit ihrer Geburtsstunde“).

¹³⁸ vgl. Abschnitt 3.1.2

¹³⁹ vgl. Zhang et al. (2018), Mengelkamp et al. (2018a), Lüth et al. (2018). Die dort diskutierten „dezentrale, intelligente und vernetzte Märkte“ entsprechen ausdrücklich den Vorstellungen der Europäischen Kommission (2018 S. 12). Ferner stellt der Transfer bislang hauptsächlich zur Schaffung von Kryptowährungen eingesetzter Verfahren in die Energieinformatik durch Desintermediation eine Reduktion von Transaktionskosten in der Organisation lokaler Elektrizitätsmärkte in Aussicht (vgl. Haase et al. 2016; Ioannis et al. 2017; Mengelkamp et al. 2018b, 2018c; Vangulick et al. 2018).

¹⁴⁰ Mengelkamp et al. (2018a) stellen bspw. einen akteursbasierten Simulationsansatz zur Untersuchung von Lastmanagement in lokalen Elektrizitätsmärkten vor. Die Marktteilnehmer sind Betreiber von Photovoltaik und Mikro-KWK-Anlagen in Wohngebäuden in

Eine Kopplung der in dieser Arbeit entwickelten Ansätze oder die Integration mit einem aktorsbasierten Simulationsansatz könnte eingesetzt werden zur Analyse optimaler Investitions- und Betriebsführungsentscheidungen sowie des Marktverhaltens lokaler Akteure in dezentral organisierten Energiesystemen. Damit könnte ihre mögliche Rolle in der Transformation des Energiesystems im Hinblick auf energie- und klimapolitische Zielsetzungen der Bundesregierung untersucht werden.

Zur Rolle von Wärmespeichern im zukünftigen Energiesystem

Um die im vorangehenden Abschnitt beschriebenen, durch Wärmepumpen aufgenommenen oder von Mikro-KWK-Anlagen erzeugten Strommengen im geeigneten Umfang zeitlich verlagern zu können, ist der Aufbau thermischer Speicherkapazitäten erforderlich. Wie die Ergebnisse dieser Arbeit zeigen, ist bei deutlichem Zubau erneuerbarer Elektrizitätstechniken der Aufbau von objektbasierten Speicherkapazitäten bis ins Jahr 2050 von szenarienabhängig bis zu 252 GWh_{th} zweckmäßig.¹⁴¹ Das entspricht in etwa einem Warmwasserspeichervolumen von ca. 2000 Litern in Objekten mit installierter Wärmepumpen- oder Mikro-KWK-Anlage. Fasst man zur Einordnung des Vermögens dieser thermischen Speicherkapazitäten, zur Flexibilisierung des Elektrizitätssystems beizutragen, diese Systeme aus KWK- bzw. Wärmepumpen-Umwandlungskapazitäten und thermischen Speichern als *funktionale Stromspeicher*¹⁴² auf, kann so gegenüber elektrochemischen und Pumpspeicherkapazitäten das Vermögen, elektrische Energie aufzunehmen und abzugeben im Jahr 2050 um zwischen 38 % und 145 % erweitert, also im Höchstfall mehr als verdoppelt werden. Thermische sind damit elektrochemischen Speicherkapazitäten für diese Anwendung vorzuziehen bzw. letztere eher als Ergänzung zu sehen. Von ihnen werden im Jahr 2050 szenarienabhängig zwischen 0 GWh_{el} und 23 GWh_{el} aufgebaut. Zudem erleichtern vorhandene Wärmespeicherkapazitäten auch

Deutschland. Kapazitäten und Betriebsführung sind dabei allerdings bislang fest vorgegeben und die Analyse konzentriert sich auf Lastmanagement und Bietverhalten.

¹⁴¹ vgl. Abschnitt 5.2

¹⁴² vgl. Abschnitte 2.3.1 und 5.2.3

die Aufnahme solarthermischer Warmwasser- und Raumwärme-Erzeugung. Mit diesen beiden Speicherpotenzialen zusammengenommen können im Jahr 2050 szenarienabhängig Anteile am jahresdurchschnittlichen Tageselektrizitätsbedarf von zwischen 4,4 % und 10,1 % zwischengespeichert bzw. zeitlich verlagert werden. Entsprechend sind diese Speicherkapazitäten als Kurzzeitspeicher einzuordnen. Dazu ist kritisch anzumerken, dass keine alternativen Wärmespeicher-Technikoptionen abgebildet sind, die ggf. zur Saisonalspeicherung, insb. in MFH, zum Einsatz kommen könnten. Durch eine Weiterentwicklung des *POPART*-Ansatzes werden in McKenna et al. (2019) die Potenziale dieser Technik aus einzelwirtschaftlicher Perspektive untersucht. Eine entsprechende Berücksichtigung in *THP* stellt eine Option zur Modellerweiterung dar.

Die Angaben anderer Autoren zu thermischen Speicherkapazitäten im Jahr 2050 bewegen sich zumeist in vergleichbaren Größenordnungen. So unterstellen bspw. Wünsch et al. (2013 S. 66) für dieses Jahr thermische Speicher bis zu 200 GWh_{th}, während Nitsch et al. (2012a S. 195) bei Wärmepumpen im Haushaltsbereich von einer Flexibilisierung durch Wärmespeicher mit einer Größenordnung von ca. 1800 Litern ausgehen. Hingegen ergibt sich bei Palzer (2016 S. 164) eine thermische Speicherkapazität objektbasierter Wärmespeicher von szenarienabhängig zwischen ca. 380 GWh_{th} und 650 GWh_{th}. Dies übertrifft die Ergebnisse dieser Arbeit deutlich. Allerdings sind die Angaben im Kontext von Palzers Ergebnissen zu Wind- und Photovoltaik-Elektrizitätserzeugungskapazitäten mit zusammen szenarienabhängig zwischen 291 GW_{el} und 515 GW_{el} elektrischer Erzeugungsleistung¹⁴³ zu sehen, die die entsprechenden Annahmen dieser Arbeit (sowie vieler anderer Autoren) ebenfalls bei weitem übertreffen.¹⁴⁴

Neben dem Einsatz thermischer Speicher wird Flexibilität allerdings auch durch bivalente Wärmepumpensysteme sowie Spitzenlastkessel

¹⁴³ ders. S. 158

¹⁴⁴ vgl. Abschnitt 5.1.2. Zu vergleichbaren Ergebnissen kommen auch Acatech et al. (2017 S. 41) mit einer Wärmespeicherkapazität in Einzelgebäuden ca. 300 GWh_{th} im Jahr 2030 und ca. 540 GWh_{th} im Jahr 2050.

bei Mikro-KWK-Anlagen bereitgestellt, d.h. die Kombination mit sekundären Wärmeerzeugern. Um zu diesem Aspekt aus gesamtwirtschaftlicher Perspektive genauere Schlussfolgerungen ableiten zu können, wäre allerdings eine methodische Erweiterung des Ansatzes notwendig.¹⁴⁵

Einschränkend ist anzuführen, dass die vorliegende Arbeit Flexibilitätspotenziale durch die Nutzung der thermischen Kapazität der Gebäudemasse nicht berücksichtigt. Dadurch werden die Potenziale für warmwasserbasierte Wärmespeicherkapazitäten tendenziell überschätzt. Zahlreiche Autoren befassen sich mit Aspekten dieser Thematik.¹⁴⁶ Ihre Erkenntnisse sollten in zukünftigen Modellversionen entsprechend berücksichtigt werden.

¹⁴⁵ Eine solche wird vorgestellt in Merkel et al. (2014) bzw. Merkel (2016 S. 111ff).

¹⁴⁶ bspw. Heinen et al. (2017), Kensby et al. (2015), Gerhardt et al. (2015 S. 30, S. 143), Klein et al. (2014), Hedegaard (2013 S. 26), Nabe et al. (2011 S. 32f)

9 Zusammenfassung, Fazit und Ausblick

Das folgende Kapitel schließt mit einer Zusammenfassung der vorliegenden Arbeit, ihrer zentralen Schlussfolgerungen sowie einer Öffnung der Perspektive auf die mögliche Adaption des entwickelten Instrumentariums auf aktuelle und zukunftsgerichtete energiewirtschaftliche Forschungsthemen.

9.1 Zusammenfassung

Die globale Erderwärmung wird vor allem durch den Kohlendioxidaustoß als Folge der energiebedingten Verbrennung fossiler Brennstoffe verursacht. Daher hat sich die deutsche Bundesregierung das Ziel gesetzt, durch eine Transformation des Energiesystems den Ausstoß von Treibhausgasen in den nächsten Dekaden substanziell zu verringern, vor allem durch eine Erhöhung der Energieeffizienz und den Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energieträger. Besonders die Nutzung der fluktuierend verfügbaren Energiequellen Windenergie und Solarstrahlung zur Elektrizitätserzeugung erfordert einen Ausbau elektrischen Lastmanagements in allen Energiebedarfssektoren. Die Literatur diskutiert dies unter dem Schlagwort der sog. *Sektorenkopplung*. In Deutschland stellt der Wohngebäudesektor einen wichtigen Energiebedarfssektor dar. Allein seine Wärmeversorgung hat einen Anteil von ca. 22 % am gesamten Endenergiebedarf der Bundesrepublik. Dieser Anteil wird bislang größtenteils durch die direkte Verbrennung fossiler Brennstoffe gedeckt.¹

Die sektorgekoppelten Wärmeerzeugertechniken Mikro-KWK und Wärmepumpe haben in Kombination mit thermischer Speicherung prinzipiell das Potenzial, einen Beitrag zur beschriebenen Transformation zu leisten, insbesondere zur Integration erneuerbarer Energieträger in das

¹ vgl. Kapitel 2

Energiesystem und zum Erreichen der energie- und klimapolitischen Ziele im Elektrizitäts- und Wohngebäudesektor. Durch die Interaktionen beider Wärmeerzeuger in den beiden genannten Sektoren ist die Bewertung der Wirtschaftlichkeit dieses Konzepts im Kontext der Transformation des Energiesystems nur durch einen geeigneten Modellansatz aus dem Bereich der Energiesystemanalyse möglich. Allerdings ist bislang kein geeigneter solcher Ansatz dokumentiert, der der Anforderung genügt, die gleichzeitige Abbildung der beiden betreffenden Sektoren mit einem geeigneten langfristigen Planungskalkül aus gesamtwirtschaftlicher Perspektive und feingliedriger Erfassung der Dynamik in beiden Sektoren zur Untersuchung des wirtschaftlichen Flexibilitätspotenzials von Mikro-KWK und Wärmepumpen in Wohngebäuden zu verbinden.

Daher bestehen Ziel und Inhalt der vorliegenden Arbeit in der Entwicklung eines solchen Analyseinstruments und seiner Anwendung zur Untersuchung und Bewertung der Rolle sektorgekoppelter Wärmeerzeuger in der Transformation der Energieversorgung von Wohngebäuden. Dieses *THP-Modell*² vereint erstmalig die im vorangehenden Absatz genannten Anforderungen. Dies wird vor allem realisiert durch

- eine problemadäquat differenzierende Abbildung des Wohngebäudebestands nach infrastrukturellen Kriterien und gebäudespezifischem Jahresheizenergiebedarf,
- die Entwicklung einer entsprechenden Wärmeerzeugertypologie und Allokation zu entsprechenden Nachfrageklassen,
- die Strukturierung der zeitlichen Differenzierung zur Berücksichtigung der Dynamik auf untertägiger, synoptischer und jahreszeitlicher Ebene in vier Typwochen, und
- die Kopplung dieses Modells der Wohngebäude-Wärmeversorgung mit einem anforderungsgerecht adaptierten Elektrizitätssystemmodell zu einem integrierten Energiesystemmodell der Energieversorgung der Wohngebäude in Deutschland.

² für *TIMES-HEAT-POWER*, vgl. Kapitel 4 für eine ausführliche Modellbeschreibung

Zur Berücksichtigung von Unsicherheiten bei der zukünftigen Entwicklung von Energie- und Emissionszertifikatspreisen, beim Ausbau erneuerbarer Elektrizitätstechniken und bei technisch-wirtschaftlichen Eigenschaften sektorgekoppelter Wärmeerzeuger wird ein geeigneter Szenarienrahmen durch systematische Variation der entsprechenden Annahmen entwickelt. Bei der praktischen Umsetzung des *THP*-Modells als lineares Programm wird die *TIMES*-Umgebung eingesetzt.³

Ergänzend zu dieser Analyse aus gesamtwirtschaftlicher Perspektive wird ein Instrument zur Analyse der Entscheidungssituation der Energieversorgung eines Wohngebäudes aus einzelwirtschaftlicher Perspektive entwickelt und angewendet. Das Ziel dabei ist zu untersuchen, inwiefern der regulatorische und energiepolitische Rahmen geeignete Investitionsanreize für Akteure im Wohngebäudesektor zur Realisierung der zuvor untersuchten gesamtwirtschaftlichen Potenziale setzt und an welche Voraussetzungen die wirtschaftliche Realisierung derselben geknüpft ist. Das mit diesem Ziel entwickelte *POPART*-Modell⁴ bildet die Investitions- und Betriebsführungsentscheidungen bei der Energieversorgung eines Wohngebäudes in stündlicher Zeitauflösung auf mittelfristigen Zeithorizont als gemischt-ganzzahliges lineares Programm ab. Dies geschieht durch Abbildung der Ausgaben für Umwandlungs- und Speicherkapazitäten und deren Betrieb, für Endenergieträger und Abgaben sowie Einnahmen durch eingespeiste Strommengen. Die Verwendung binärer Entscheidungsvariablen erlaubt die Berücksichtigung kapazitätsabhängiger Größendegressionseffekte bei den investitionsabhängigen Ausgaben für Anlagentechnik, die Definition von Mindestkapazitäten im Falle einer positiven Investitionsentscheidung, eine realistischere Abbildung der Betriebsweise thermischer Speicher sowie die Abbildung der Kleinanlagenregelung bei der EEG-Umlagepflicht auf eigenverbrauchte Strommengen. Praktisch umgesetzt wird das *POPART*-Modell in *GAMS*.

³ vgl. Abschnitt 4.1

⁴ Optimierprogramm zur Wohngebäude-Energieversorgung, frz. *Programme d'Optimisation de l'Approvisionnement en Energie des Bâtiments Résidentiels*, vgl. Kapitel 6 für eine ausführliche Modellbeschreibung

Das *POPART*-Modell wird auf fünf verschiedene Typgebäude angewendet, die repräsentativ für eine Bandbreite konkreter Ausprägungen von Bestandswohngebäuden sind. Zur Berücksichtigung der unsicheren zukünftigen Entwicklung von Elektrizitäts- und Gaspreisen werden jeweils drei Preisszenarien betrachtet. Weiterhin werden als Vergleichsmaßstab zur Beurteilung der Vorteilhaftigkeit der ermittelten Handlungsoptionen zusätzlich zur optimalen Lösung je zwei Referenzvarianten ohne Speichertechniken bzw. ohne die Möglichkeit elektrischer Eigenerzeugung berechnet.

9.2 Zentrale Schlussfolgerungen

Die Ergebnisse der Anwendung der beiden in dieser Arbeit entwickelten ökonomischen Entscheidungsunterstützungsinstrumente *THP* und *POPART* erlauben eine Analyse und Bewertung ökonomischer Investitions- und Betriebsführungsentscheidungen in der Energieversorgung von Wohngebäuden. Auf dieser Grundlage können zusammenfassend folgende Schlussfolgerungen gezogen werden hinsichtlich der Perspektiven zur Erreichung der energie- und klimapolitischen Ziele der Bundesregierung und insbesondere hinsichtlich der Bedeutung, die sektorgekoppelten Wärmeerzeugertechniken dabei zukommt.

Die Ergebnisse in Abschnitt 5.2 zeigen, dass aus gesamtwirtschaftlicher Perspektive die bestehenden politischen Instrumente die Erreichung der Treibhausgasminderungszielsetzung nicht gewährleisten, insbesondere im Elektrizitätssektor.⁵ Dies ist der Fall selbst bei konsequentem Ausbau erneuerbarer Elektrizitätstechniken⁶ und trotz des Emissionshandels, selbst bei Annahme von Zertifikatspreisen von bis zu 75 €/2010/tCO₂ im Jahr 2050.⁷ Die weitgehend unverminderte Braunkohle-basierte Elektrizitätserzeugung stellt dabei die bedeutendste Hürde zur Zielerreichung dar.⁸

⁵ vgl. Tabelle 5-8

⁶ vgl. Abbildung 5-2

⁷ vgl. Abbildung 5-1 sowie Tabelle 5-2

⁸ vgl. Abbildung 5-10

Auf Grundlage der Ergebnisse dieser Arbeit ist energiepolitischen Entscheidungsträgern daher anzuraten, zusätzliche Maßnahmen zu treffen, die ein Auslaufen der Nutzung der Braunkohle zur Elektrizitätserzeugung bewirken.⁹ Die Ergebnisse antizipieren damit den politischen Prozess, der zwischenzeitlich bspw. in der sog. Kohlekommission Form angenommen hat.¹⁰

Die Primärenergieverbrauchs- und Treibhausgasausstoß-Minderungsziele für den Wohngebäudesektor für das Jahr 2050 werden hingegen bei Annahme eines starken Zubaus erneuerbarer Elektrizitätstechniken und einer starken Zunahme von Energieträger- und Emissionszertifikatspreisen nur knapp verfehlt.¹¹ Dabei kommen den Ergebnissen dieser Arbeit zufolge Maßnahmen zum Wechsel der eingesetzten Endenergieträger, wie bspw. das Auslaufen der Nutzung von Heizöl und die verstärkte Nutzung erneuerbarer Energieträger durch Solarthermieanlagen, Biomassekessel und Wärmepumpen, eine höhere Bedeutung zu als Maßnahmen zur energetischen Sanierung der Gebäudehülle.¹² Dies trifft besonders stark bei hohen Energieträgerpreisen und starkem Ausbau erneuerbarer Elektrizitätstechniken zu.

Unter diesen Voraussetzungen leisten sektorgekoppelte Wärmeerzeuger in der objektbasierten Wohngebäude-Wärmeversorgung durch elektrisches Lastmanagement und flexible Elektrizitätserzeugung einen bedeutenden Beitrag zur Integration fluktuierender erneuerbarer Elektrizitätstechniken ins Elektrizitätssystem, der in der Größenordnung mit dem Beitrag von Pumpspeicherkraftwerken vergleichbar ist.¹³ Dabei spielen vor allem Wärmepumpen in Verbindung mit thermischen Speichern eine wichtige Rolle.¹⁴ Dies trifft mit Abstufungen in allen Szenarien zu. Fossil gefeuerte verbrennungsmotorische Mikro-KWK-

⁹ vgl. Kapitel 8 ab S. 352ff für eine kritische Würdigung dieser Bewertung vor Hintergrund der relevanten numerischen Annahmen

¹⁰ vgl. den Koalitionsvertrag von CDU, CSU und SPD (2018 S. 140)

¹¹ vgl. Tabelle 5-8, Abbildung 5-15

¹² insbesondere im Vergleich zur *Energieeffizienzstrategie Gebäude* der Bundesregierung (BMWi 2015a), vgl. insb. Abbildung 5-15

¹³ vgl. Abschnitt 5.2.3

¹⁴ vgl. Abbildung 5-11 sowie S. 366ff

Anlagen leisten hier mit Betrachtungshorizont auf das Jahr 2050 nur bei einem mäßigen Anstieg von Energieträgerpreisen und einem mäßigen Zubau erneuerbarer Elektrizitätstechniken einen wichtigen Beitrag. Unter letztgenannten Voraussetzungen werden allerdings die Politikziele in beiden betrachteten Sektoren deutlich verfehlt. Die Ergebnisse stützen die Einordnung der fossil gefeuerten Mikro-KWK als Brückentechnologie.¹⁵ Zur Weiternutzung des Prinzips der Kraft-Wärme-Kopplung wäre daher eine Intensivierung der Förderung zur wirtschaftlichen Machbarkeit der Erzeugung erneuerbarer chemischer Energieträger anzuraten.¹⁶

Aus einzelwirtschaftlicher Perspektive bieten die aktuellen Rahmenbedingungen keine adäquaten Investitionsanreize zur Umsetzung gesamtwirtschaftlicher Flexibilitätspotenziale. Wie die Ergebnisse dieser Arbeit zeigen, reizen sie anstatt dessen Steuer- und Umlagevermeidung im Rahmen von Eigenverbrauchs-Modellen mit geringen Speicherkapazitäten an. Durch geeignete Regulierung in Verbindung mit einem beschleunigten Ausbau notwendiger IuK-technischer Infrastruktur könnten hingegen objektbasierte integrierte Energieversorgungs-Modelle ein wichtiges Instrument zur Treibhausgasmindering und Flexibilisierung des Energiesystems werden, insbesondere in Mehrfamilienhäusern aus den 50er, 60er und 70er Jahren mittlerer Größe.

Angesichts üblicher Austauschraten und der Trägheit der Struktur des Absatzes bei Wärmeerzeugern ist im Blick auf den verbleibenden zeitlichen Spielraum bis zum Jahr 2050 aus ökonomischer Perspektive eine baldige und deutliche Anpassungen der Investitionsanreize durch Entwicklung geeigneter politischer Instrumente angezeigt. Andernfalls ist eine verspätete Zielerreichung als wahrscheinlich einzustufen. Die im Rahmen dieser Arbeit entwickelten und vorgestellten Ansätze können die Bewertung solcher Instrumente unterstützen.

¹⁵ vgl. S. 363ff, S. 371ff

¹⁶ d.h. v.a. Wasserstoff- bzw. Elektrolyse- als auch Biogas- bzw. Biomethan- sowie, damit verbunden, die Brennstoffzellen-Technik vgl. S. 365

9.3 Ausblick

Betrachtungen zu inhaltlichen Erweiterungen und methodischen Verbesserungen der entwickelten Analyseinstrumente sowie zu ihrer weiteren Anwendung auf zukunftsgerichtete energiewirtschaftliche Forschungsthemen bilden den Ausblick zur voranstehenden Arbeit. Dabei wird zuerst auf die gesamtwirtschaftliche Ebene (bzw. das *THP*-Modell) und anschließend auf die einzelwirtschaftliche Perspektive (bzw. das *POPART*-Modell) eingegangen.

Hinsichtlich der Analyse auf nationalem Aggregationsniveau aus gesamtwirtschaftlicher Perspektive liegt es nahe, zusätzliche Analysemöglichkeiten zu eröffnen durch inhaltliche Erweiterungen des in dieser Arbeit entwickelten *THP*-Modells um bislang ausdrücklich ausgeklammerte Aspekte. Dazu gehört die Berücksichtigung elektrischer und thermischer Netze in der Analyse.¹⁷ Dadurch ließe sich bspw. der Zusammenhang zwischen Investitionsentscheidungen in der Wohngebäude-Wärmeversorgung und Netzausbaubedarf untersuchen.¹⁸ Die modellendogene Berücksichtigung von Netzinfrastruktur erfordert allerdings die räumliche Verortung von Bedarfen und Umwandlungskapazitäten und die Modellierung der entsprechenden Übertragungs- bzw. Verteilnetz-Kapazitäten und Energieflüsse. Dies erhöht die Modellkomplexität im Vergleich zu sog. Punktmodellen, wie sie in dieser Arbeit vorgestellt werden, unter ansonsten gleichen Umständen deutlich.¹⁹

Ebenso wäre es möglich, die Systemgrenzen auf andere Bedarfssektoren auszuweiten und damit die Flexibilitätspotenziale im GHD-, Industrie- und Verkehrssektor sowie der Fernwärme zu erfassen. Zwar werden im Schrifttum die Flexibilitätspotenziale des Haushaltssektors als am bedeutendsten eingeschätzt.²⁰ Dennoch führt die Nichtbetrachtung

¹⁷ vgl. Abschnitt 3.4

¹⁸ Relevant bspw. angesichts der im vorigen Kapitel 8 ab S. 366ff diskutierten Szenarien zum Ausbau elektrischer Wärmepumpen (vgl. zudem Schermeyer 2018).

¹⁹ vgl. Heinrichs (2013, insb. S. 207)

²⁰ vgl. Abschnitt 2.3.2

der Potenziale anderer Sektoren unter ansonsten gleichen Voraussetzungen zu einer tendenziellen Überschätzung der Potenziale im Haushaltssektor.

Hinsichtlich möglicher methodischer Verbesserungen des *THP*-Modells ist zunächst die Umsetzung neuartiger Ansätze zur Strukturierung der zeitlichen Differenzierung in Energiesystemmodellen anzuführen.²¹ Sie zeigen, wie bspw. mit clusternden und optimierenden Ansätzen durch systematische Auswahl zeitlicher Muster beim Übergang von vollständiger und chronologischer Darstellung von Zeit auf repräsentative Ausschnitte der Informationsverlust verringert werden kann.²² Somit könnte die Präzision bei der Analyse der Flexibilitätspotenziale weiter erhöht werden. Dies könnte prinzipiell sogar in gewissem Umfang ohne Erhöhung des Lösungsaufwands erreicht werden. Noch weitergehende Möglichkeiten zur Erhöhung der zeitlichen Auflösung verspräche die Weiterentwicklung des *THP*-Modells zu einem hybriden Modellkonzept durch die iterative Kopplung mit einem weiteren Modellansatz, wobei sich je einer bei vorgegebener oder grob abgebildeter Einsatzplanung auf die langfristige Kapazitätsplanung fokussiert während sich der andere auf den kurzfristigen Kapazitätseinsatz konzentriert.²³

Mit Hinblick auf aktuelle energiepolitische Fragestellungen könnte das *THP*-Modell auf die Untersuchung von Szenarien des Ausstiegs aus der Kohlekraft angewendet werden,²⁴ um die Auswirkungen auf sektorgekoppelte Wärmeerzeugertechniken und entsprechende Flexibilitätspotenziale in der Wohngebäude-Wärmeversorgung sowie Erreichung

²¹ vgl. Deane et al. (2014), Fitiwi et al. (2015), Kannan et al. (2015), Ueckerdt et al. (2015a, 2015b), Hidalgo Gonzalez et al. (2015), Slednev et al. (2015), Nahmmacher et al. (2016), Poncelet et al. (2017) sowie Poncelet und Duerinck (2017), letztere mit konkretem Bezug auf die *TIMES*-Umgebung

²² insb. Slednev et al. (2015), Fitiwi et al. (2015), Nahmmacher et al. (2016), Poncelet et al. (2017)

²³ vgl. bspw. Rosen (2008) oder Heffels (2015). Letzterer empfiehlt allerdings die Abwägung der Zeitgewinne mit den Zeitverlusten durch Iterationsschleifen und die Integration der Teilprobleme (ders. S. 204).

²⁴ CDU, CSU und SPD (2018 S. 140); vgl. Yilmaz et al. (2018), Oei et al. (2014, 2018), Graichen et al. (2016), Matthes et al. (2017), Hermann et al. (2017b), Hornberg et al. (2017), Wehnert et al. (2017), Kopiske und Gerhardt (2018), Berthenrath et al. (2018)

energie- und klimapolitischer Ziele zu analysieren. Eine relevante inhaltliche Erweiterung in diesem Kontext wäre die Berücksichtigung der Option des Außenhandels mit Elektrizität.

Auch zur Analyse auf Gebäudeebene aus einzelwirtschaftlicher Perspektive ergeben sich Entwicklungsperspektiven, zunächst durch inhaltliche Erweiterungen. So könnte das in dieser Arbeit vorgestellte *POPART*-Modell zur Analyse von Szenarien möglicher zukünftiger politischer Instrumente bzw. regulatorischer und energiewirtschaftlicher Rahmenbedingungen aus einzelwirtschaftlicher Perspektive angewendet werden. Beispielsweise könnte überprüft werden, in welchem Maß die Vorschläge in Gerhardt et al. (2014b) bzw. BMWi (2015b v.a. S. 69-72) geeignet sind, die Investitionsanreize zur Bereitstellung von Flexibilität durch sektorgekoppelte Wärmeerzeuger zu verbessern. Außerdem sollte die Untersuchung auf zusätzliche Typgebäude ausgedehnt werden, insbesondere solche ohne Anschluss an das Gasnetz. In den bisherigen Ergebnissen sind gasbasierte Techniken stark in den optimalen Lösungen vertreten. In Objekten ohne Anschluss an das Gasnetz (oder ein Fernwärmenetz) sind daher deutlich abweichende Ergebnisse zu erwarten.

Zudem könnte das Modell erweitert werden, um über Wärme- und Elektrizitätserzeuger hinausgehende Gestaltungsoptionen zu betrachten, insbesondere Maßnahmen zur energetischen Sanierung der Gebäudehülle oder Modernisierung des Heizungssystems durch Einsatz von Niedertemperatur- oder Flächenheizungen. Für eine praxisorientiertere Betrachtung der Wirtschaftlichkeit elektrischer Eigenverbrauchsmodelle bzw. von Mieterstrommodellen in Mehrfamiliengebäuden wären zudem mit Information, Vertrieb, Verwaltung, Messung und Abrechnung verbundene Ausgaben miteinzubeziehen, aber auch potenzielle Mehreinnahmen im Kontext von Nutzerpräferenzen für lokale erneuerbare Energieversorgung²⁵.

²⁵ vgl. bspw. Sagebiel et al. (2014), Stigka et al. (2014), Reichmuth (2014), Klewes und Rauh (2012, insb. S. 38), McKenna et al. (2015, insb. S. 240)

Hinsichtlich methodischer Verbesserungen wäre die Analyse der Implikationen aufkommender dynamischer Elektrizitätstarife²⁶ auf den Einsatz sektorgekoppelter Wärmeerzeuger durch Anpassung der entsprechenden Modellgleichungen machbar. In ähnlicher Weise wäre es möglich die Effizienz elektrischer Wärmepumpen in eine dynamische Abhängigkeit vom Betriebspunkt zu stellen.²⁷ Beide Änderungen zusammen würden die Analyse und Bewertung des Einsatzes elektrischer Wärmepumpen in Bestandsbauten und des entsprechenden Potenzials für elektrisches Lastmanagement aus einzelwirtschaftlicher Perspektive verbessern.

Insgesamt hat die vorliegende Arbeit Schwerpunkte bei der Analyse auf nationaler Aggregationsebene sowie auf Einzelgebäudeebene. Eine Ergänzung des Instrumentariums um einen Ansatz auf mesoskaligem Niveau²⁸ könnte die Analysen dieser Arbeit um mehrere relevante Aspekte erweitern. Zunächst könnte ein solcher Ansatz die Untersuchung integrierter Energiekonzepte auf Quartiersebene ermöglichen.²⁹ Auf dieser Ebene erleichtert prinzipiell die Größendegression gegenüber einzelnen Gebäuden den Zugang zu zusätzlichen Gestaltungsmöglichkeiten zur wirtschaftlichen Nutzung erneuerbarer Energieträger, bspw. die lokale Elektrolyse und Anwendung von Wasserstoff³⁰ oder das gesteuerte Laden von Elektromobilen bzw. deren Einsatz als lokale bidirektionale Pufferspeicher³¹. In diesem Sinne wird das *POPART*-Modell in McKenna et al. (2019) weiterentwickelt und angewendet zur Analyse des Einsatzes von Saisonalwärmespeichern³² in Verbindung mit Solarthermie, Photovoltaik und Wärmepumpen in einem Wohngebiet mit Mehrfamiliengebäuden in Niedrigenergiebauweise.

²⁶ Layer (2017), Fuhs und Schmitz (2018), Praetorius et al. (2017), Liebe et al. (2015), Andrey et al. (2014)

²⁷ bspw. basierend auf Wemhöner et al. (2007)

²⁸ bspw. i. S. v. Kunze et al. (2011 S. 18)

²⁹ vgl. Kalz et al. (2018), Mainzer (2018), Cajot et al. (2017), Koch (2016), Papa und Fistola (2016)

³⁰ vgl. bspw. Welder et al. (2018), BMBF (2018), Gabrielli et al. (2018)

³¹ vgl. Kaschub (2017 S. 161ff), Hegger et al. (2014 S. 103ff, insb. S. 130)

³² vgl. zudem Hirvonen et al. (2018)

Schrifttum

- 50Hertz; Amprion; Tennet et al. (2014): Übertragungsnetzbetreiber veröffentlichen EEG-Mittelfristprognose und Prognose der realistischen Bandbreite der EEG-Umlage 2016. Gemeinsame Pressemitteilung der Übertragungsnetzbetreiber vom 14. November 2014.
- 50Hertz; Amprion; Tennet et al. (2014a): Einflussgrößen auf die Netzentwicklung (Teil II) – Sensitivitätenbericht 2014 der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Sensitivität „CO₂-Preis“.
- 50Hertz; Amprion; Tennet et al. (2018): Netzentwicklungsplan Strom – Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Strom 2030 (Version 2019) – Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Stand Januar 2018. Abgerufen am 18. Juli 2018 von <https://www.netzentwicklungsplan.de/de/netzentwicklungsplaene/netzentwicklungsplan-2030-2019>
- Acatech; Leopoldina; Akademienunion (2017): Sektorkopplung - Optionen für die nächste Phase der Energiewende. In: Deutsche Akademie der Technikwissenschaften (Hrsg.): Schriftenreihe zur wissenschaftsbasierten Politikberatung. ISBN 978-3-8047-3672-6
- Afionis, S.; Sakai, M.; Scott, K. et al. (2017): Consumption-based carbon accounting – does it have a future? In: *WIREs Climate Change*, Nr. 8. Hoboken (New Jersey): Wiley. DOI 10.1002/wcc.438
- AGEB (2012): Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland 2010. Tabelle herausgg. von der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen. Abgerufen am 10. Mai 2018 von <https://ag-energiebilanzen.de/7-0-Bilanzen-1990-2016.html>

- AGEB (2015): Vorwort zu den Energiebilanzen für die Bundesrepublik Deutschland. Abgerufen am 17. Juli 2018 von <https://ag-energiebilanzen.de/files/vorwort.pdf>
- AGEB (2017): Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland 2015. Tabelle herausgg. von der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen. Abgerufen am 11. Oktober 2018 von https://ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=bilanz15d.xlsx
- Agentur für Erneuerbare Energien (2012): Studienvergleich – Entwicklung des Energieverbrauchs in Deutschland – Primärenergie, Endenergie, Strom. Abgerufen am 31. Januar 2018 von http://www.forschungsradar.de/fileadmin/content/news_import/AEE_Dossier_Studienvergleich_Energieverbrauch_apr12.pdf
- Agentur für Erneuerbare Energien (2013): Studienvergleich – Entwicklung der Volllaststunden von Kraftwerken in Deutschland. Abgerufen am 31. Januar 2018 von http://www.forschungsradar.de/uploads/media/AEE_Dossier_Studienvergleich_Volllaststunden_juli13.pdf
- Agentur für Erneuerbare Energien (2014): Studienvergleich – Stromgestehungskosten verschiedener Erzeugungstechnologien. Abgerufen am 18. Februar 2019 von http://www.forschungsradar.de/fileadmin/content/bilder/Vergleichsgrafiken/Stromgestehungskosten_okt2014/AEE_Dossier_Studienvergleich_Stromgestehungskosten_sep14.pdf
- AGFW (2011): Arbeitsblatt FW 308 – Zertifizierung von KWK-Anlagen, Ermittlung des KWK-Stromes. Regelwerk mit der Nummer FW_308_A_1107 herausgg. durch den Verband für Kraft-Wärme-Kopplung und Fernwärme *AGFW* mit Sitz in Frankfurt (Main).

- Agricola, A.; Höflich, B.; Kreutzkamp, P. et al. (2010): Analyse der Notwendigkeit des Ausbaus von Pumpspeicherwerken und anderen Stromspeichern zur Integration der erneuerbaren Energien. Abschlussbericht einer Studie der Deutschen Energie-Agentur GmbH (Dena) im Auftrag der Schluchseewerk AG.
- Akoto, P. (2017): Studie – Markt für Virtuelle Kraftwerke nimmt Fahrt auf. Artikel im Internetangebot des Nachrichtenportals *Energate*. Abgerufen am 11. September 2018 von <https://www.energatemessenger.de/news/176522/studie-markt-fuer-virtuelle-kraftwerke-nimmt-fahrt-auf>
- Albersmann, J.; Bahn, D.; Baum, I. et al. (2012): Virtuelle Kraftwerke als wirkungsvolles Instrument für die Energiewende – Eine Untersuchung zu Potenzial, Marktchancen und Herausforderungen eines zukunftsweisenden Konzepts. Studie der Wirtschaftsprüfungsgesellschaft *PricewaterhouseCoopers*.
- Andrey, C.; Babonneau, F.; Haurie, A. (2014): TOU Pricing - Adaptive and TOU Pricing Schemes for Smart Technology Integration. Schlussbericht einer Studie von Ordecys im Auftrag des Schweizerischen Bundesamts für Energie (BFE). Abgerufen am 19. November 2018 von <http://www.bfe.admin.ch/dokumentation/energieforschung/index.html?lang=de&publication=11245&height=400&width=600>
- Andrey, C.; Babonneau, F.; Haurie, A. et al. (2015): Modélisation stochastique et robuste de l'atténuation et de l'adaptation dans un système énergétique régional – Application à la région Midi-Pyrénées. In: *Natures Sciences Sociétés*, Bd. 23, S. 133-149. Les Ulis: EDP Sciences. DOI 10.1051/nss/2015037
- Apel, R.; Aundrup, T.; Buchholz, B. et al. (2012): Demand Side Integration – Lastverschiebungspotenziale in Deutschland – Ein notwendiger Baustein der Energiewende. Studie der *Task Force Demand Side Management* der Energietechnischen Gesellschaft (ETG) im Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik.

- Aretz, A.; Knoefel, J. (2017): Mieterstrom – Hindernisse und Potenziale. Kurzstudie des Instituts für Ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW) im Auftrag der Bundestagsfraktion der Partei Bündnis 90/Die Grünen.
- Arndt, U. (2008): Optimierung von KWK-Systemen zur Hausenergieversorgung mittels prüfstandsgestützter Simulation. Dissertation, Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik der Technischen Universität München.
- Arpagaus, C. (2017): Hochtemperatur Wärmepumpen - Literaturstudie zum Stand der Technik, der Forschung, des Anwendungspotenzials und der Kältemittel. Studie des Instituts für Energiesysteme der Interstaatlichen Hochschule für Technik in Buchs im Auftrag des Fördervereins des Instituts für Energiesysteme. Abgerufen am 23. August 2018 von https://www.fv-ies.ch/fileadmin/NTB_Institute/IES/FV-IES/Literaturstudie_Hochtemperatur_Waermepumpen.pdf
- Arpagaus, C.; Bless, F.; Ulmann, M. et al. (2018): High temperature heat pumps – Market overview, state of the art, research status, refrigerants, and application potentials. In: *Energy*, Bd. 152, S. 985-1010. Amsterdam: Elsevier. DOI 10.1016/j.energy.2018.03.166
- Arteconi, A.; Hewitt, N. J.; Polonara, F. (2012): State of the art of thermal storage for demand-side management. In: *Applied Energy*, Bd. 93, S. 371-389. DOI 10.1016/j.apenergy.2011.12.045
- Arteconi, A.; Hewitt, N. J.; Polonara, F. (2013): Domestic demand-side management (DSM) – Role of heat pumps and thermal energy storage (TES) systems. In: *Applied Thermal Engineering*, Bd. 51 (1-2), S. 155-165. Amsterdam: Elsevier. DOI 10.1016/j.applthermaleng.2012.09.023

- Arteconi, A.; Patteeuw, D.; Bruninx, K. et al. (2016): Active demand response with electric heating systems – Impact of market penetration. In: *Applied Energy*, Bd. 177, S. 636-648. Amsterdam: Elsevier. DOI 10.1016/j.apenergy.2016.05.146
- ASUE (2005): BHKW-Kenndaten 2005 – Module, Anbieter, Kosten. Herausgg. von der *Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch* (ASUE). Kaiserslautern: Rationeller Erdgaseinsatz.
- ASUE (2014): BHKW-Kenndaten 2014/2015 – Module, Anbieter, Kosten. Erstellt in Kooperation mit dem BHKW-Infozentrum Rastatt und von der *Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch* (ASUE) herausgg. Studie. Essen: Energiedruck.
- ASUE (2017): KWKG 2017 in Zahlen. Broschüre herausgg. durch die *Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch* (ASUE). Bonn: Wirtschafts- und Verlagsgesellschaft Gas und Wasser. Abgerufen am 28. August 2018 von <https://www.asue.de/sites/default/files/asue/themen/blockheizkraftwerke/2017/broschueren/2017%20KWKZahlen.pdf>
- ASUE (2018): Stromerzeugende Heizungen in Ein- und Mehrfamilienhäusern. Broschüre der *Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch*. Abgerufen am 17. August 2018 von https://asue.de/sites/default/files/asue/themen/blockheizkraftwerke/2018/broschueren/asue_factsheet_seh_310219_dina4.pdf
- Auer, F. (2016): Photovoltaik und Wärmepumpen - wirklich eine optimale Kombination? In: *Sonnenenergie*, 2/2016 (April/Mai) S. 27. Berlin: Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V.

- Auer, F.; Schöte, H. (2008): Zweijähriger Feldtest Elektro – Wärmepumpen am Oberrhein – Nicht jede Wärmepumpe trägt zum Klimaschutz bei. Schlussbericht zu einem Feldtest durchgeführt durch die *Lokale Agenda 21 - Gruppe Energie in Lahr (Schwarzwald)*. Abgerufen am 24. Oktober 2018 von http://www.agenda-energie-lahr.de/WP_FeldtestPhase1.html
- Ausfelder, F.; Fishedick, M.; Münch, W. et al. (2017): Sektorkopplung – Untersuchungen und Überlegungen zur Entwicklung eines integrierten Energiesystems. In: Deutsche Akademie der Technikwissenschaften (Hrsg.): Schriftenreihe *Energiesysteme der Zukunft*. ISBN: 978-3-9817048-9-1
- Babrowski, S. (2015): Bedarf und Verteilung elektrischer Tagesspeicher im zukünftigen deutschen Energiesystem. Dissertation, Fakultät für Wirtschaftswissenschaften des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT). In: *Produktion und Energie*, Bd. 7. Karlsruhe: KIT Scientific Publishing. ISBN 978-3-7315-0306-4
- Bachmann, T.; Carnicelli, F.; Preiss, P. (2019): Life cycle assessment of domestic fuel cell micro combined heat and power generation – Exploring influential factors. In: *International Journal of Hydrogen Energy*, Nr. 44(7), S. 3891-3905. Amsterdam: Elsevier. DOI 10.1016/j.ijhydene.2018.12.076
- Bachor, A.; Binde, W.; Buller, M. et al. (2013): Statusreport 2013 Mikro-Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen - Status und Perspektiven. Düsseldorf: Verein Deutscher Ingenieure (Hrsg.).
- BAFA (2015): Beim BAFA nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz zugelassenen KWK-Anlagen, Stand 7. April 2015. Email-Kommunikation des Referats 425 (KWK) des Bundesamts für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle am 25. Juni 2015 auf Anfrage des Autors.

- Balussou, D. (2018): An analysis of current and future electricity production from biogas in Germany. Dissertation, Fakultät für Wirtschaftswissenschaften des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT).
- Balussou, D.; McKenna, R.; Fichtner, W. (2018): A model-based analysis of the future capacity expansion for German biogas plants under different legal frameworks. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Bd. 96, S. 119-131. Amsterdam: Elsevier.
DOI 10.1016/j.rser.2018.07.041
- Bandow, G.; Holzmüller, H. (2009): „Das ist gar kein Modell!“ – Unterschiedliche Modelle und Modellierungen in Betriebswirtschaftslehre und Ingenieurwissenschaften. Wiesbaden: Springer/Gabler. ISBN 978-3-8349-1842-0
- Barbati, M.; Bruno, G.; Genovese, A. (2012): Applications of agent-based models for optimization problems - A literature review. In: *Expert Systems with Applications*, Bd. 39, S. 6020-6028. Amsterdam: Elsevier. DOI 10.1016/j.eswa.2011.12.015
- Bardt, H.; Chrischilles, E.; Growitsch, C. et al. (2014): Eigenerzeugung und Selbstverbrauch von Strom – Stand, Potenziale und Trends. Studie des Energiewirtschaftliches Instituts an der Universität zu Köln (EWI) und des Instituts der deutschen Wirtschaft Köln (IW) im Auftrag des Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW). Abgerufen am 3. August 2017 von [https://www.bdew.de/inter-net.nsf/id/3D07D0E3866043D0C1257CB30034DC29/\\$file/EWI_IW_Gutachten_Eigenerzeugung_Selbstverbrauch_04042014.pdf](https://www.bdew.de/inter-net.nsf/id/3D07D0E3866043D0C1257CB30034DC29/$file/EWI_IW_Gutachten_Eigenerzeugung_Selbstverbrauch_04042014.pdf)
- Bartels, M. (2009): Cost Efficient Expansion of District Heat Networks in Germany. München: Oldenbourg Industrieverlag. ISBN 978-3-8356-3184-7

- Barth, R. (2013): Ökonomische und technisch-betriebliche Auswirkungen verteilter Elektrizitätserzeugung in Verteilungsnetzen – eine modellgestützte Analyse am Beispiel eines Mittelspannungsnetzes. Dissertation, Fakultät für Energie-, Verfahrens- und Biotechnik an der Universität Stuttgart. Zugl. Forschungsbericht des Instituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) der Universität Stuttgart, Bd. 110, ISSN 0938-1228
- Bauer, C.; Heck, T.; Mayer-Spohn, O. et al. (2008): Final report on technical data, costs, and life cycle inventories of advanced fossil power generation systems. Deliverable mit der Nummer 7.2 – RS 1a des der Projekts *NEEDS - New Energy Externalities Developments for Sustainability* mit der Projektnummer 502687 im 6. Forschungsrahmenprogramm der Europäischen Kommission.
- Bauermann, K.; Spiecker, S.; Weber, C. (2014): Individual decisions and system development – Integrating modelling approaches for the heating market. In: *Applied Energy*, Bd. 116, S. 149–158. Amsterdam: Elsevier. DOI 10.1016/j.apenergy.2013.11.046
- Bauermann, K. (2016): German Energiewende and the heating market – Impact and limits of policy. In: *Energy Policy*, Bd. 94, S. 235–246. Amsterdam: Elsevier. DOI 10.1016/j.enpol.2016.03.041
- Bauknecht, D.; Heinemann, C.; Koch, M. et al. (2014): Entwicklung des Flexibilitätsbedarfs im Stromsystem und der Beitrag verschiedener Flexibilitätsoptionen. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Jg. 64, Nr. 11, S. 52–55. Berlin: EW Medien und Kongresse.
- Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft (2015): Was dürfen Photovoltaik-Dachanlagen ab Januar 2015 kosten. Artikel im Internetangebot der Bayerischen Landesanstalt für Landwirtschaft. Abgerufen am 6. März 2015 von <http://www.lfl.bayern.de/iba/energie/094781/index.php>

- BDEW (2013): Einschätzungen und Empfehlungen zu zukünftigen strommarktrelevanten Anforderungen an Flexibilität. Diskussionspapier des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) mit Stand 20. November 2013.
- BDEW (2017): Strompreisanalyse Mai 2017 – Haushalte und Industrie. Zusammenstellung und Analyse von Daten des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) mit Stand 31. Mai 2017.
- BDH (2018): 10-Jahres-Verlauf Absatz Wärmeerzeuger Deutschland. Statistische Angaben des Bundesverbands der deutschen Heizungsindustrie. Abgerufen am 24. Mai 2018 von <https://www.bdh-koeln.de/presse/daten-fakten.html>
- Bechem, H.; Blesl, M.; Brunner, M. et al. (2015): Potenziale für Strom im Wärmemarkt bis 2050 - Wärmeversorgung in flexiblen Energieversorgungssystemen mit hohen Anteilen an erneuerbaren Energien. Studie der Elektrotechnischen Gesellschaft (ETG) im Verband der Elektrotechnik, Elektronik, Informationstechnik e.V. (VDE). Frankfurt am Main: VDE (Hrsg.).
- Beckmann, H. (1984): Die normativ-deskriptive Ambivalenz in der ökonomischen Theoriebildung. Dissertation am Fachbereich Wirtschaftswissenschaften an der Universität Frankfurt/Main.
- Beer, M. (2013): Regionalisiertes Energiemodell zur Analyse der flexiblen Betriebsweise von Kraftwärmekopplungsanlagen. Dissertation, Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik der Technischen Universität München (TUM). München: Universitätsbibliothek der TUM. Abgerufen am 2. August 2017 von <http://mediatum.ub.tum.de/node?id=1120791>

- Beer, M.; Schmid, T.; Bernhard, D. et al. (2012): Flexible Betriebsweise von KWK - Chancen und Risiken von KWK im Rahmen des IEKP (Endbericht). Studie der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (FfE) im Auftrag der Stadtwerke München und des BMWi als Teilprojekt des Forschungsvorhabens „EnEff:Stadt“. ISBN 978-3-941802-19-3
- Behr, I.; Großklos, M. (2017): Praxishandbuch Mieterstrom - Fakten, Argumente, Strategien. Wiesbaden: Springer Vieweg. ISBN 978-3-658-17539-9
- Benndorf, R.; Bernicke, M.; Bertram, A. et al. (2014): Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050. Studie des Umweltbundesamtes. Zugl.: Forschungsbericht der Reihe *Climate Change*, Bd. 7, Jg. 14, ISSN 1862-4359.
- Bertenrath, R.; Bähr, C.; Kleissner, A. et al. (2018): Folgenabschätzung Klimaschutzplan und Strukturwandel in den Braunkohleregionen. Studie des *Instituts der deutschen Wirtschaft (IW)* im Auftrag des *Deutschen Braunkohle-Industrie-Vereins (DEBRIV)*.
- Bettgenhäuser, K.; Boermans, T. (2011): Umweltwirkung von Heizungssystemen in Deutschland. Studie von *Ecofys Germany* im Auftrag des Umweltbundesamts (UBA). Dessau-Roßlau: UBA (Hrsg.). ISSN 1862-4359
- Beurskens, L.; Hekkenberg, M. (2011): Renewable Energy Projections as published in the National Renewable Energy Action Plans of the European Member States. Zusammenfassung der Nationalen Aktionspläne für erneuerbare Energien vom Niederländischen Energieforschungszentrum ECN im Auftrag der Europäischen Umwelt-Agentur. Abgerufen am 27. Oktober 2013 von <http://www.ecn.nl/nreap>
- BGW (2006): Anwendung von Standardlastprofilen zur Belieferung nicht-leistungsgemessener Kunden. Bonn: wvgw Wirtschafts- und Verlagsgesellschaft Gas und Wasser.

- Biberacher, M. (2004): Modelling and optimisation of future energy systems using spatial and temporal methods. Dissertation, Mathematisch-Naturwissenschaftlich-Technische Fakultät der Universität Augsburg.
- Bigalke, U.; Armbruster, A.; Lukas, F. et al. (2016): Dena-Gebäudereport – Statistiken und Analysen zur Energieeffizienz im Gebäudebestand. Stand November 2016, Artikelnummer 8162. Abgerufen am 9. August 2018 von https://shop.dena.de/fileadmin/denashop/media/Downloads_Dateien/bau/8162_dena-Gebaedereport.pdf
- Bigalke, U.; von Lindenfels, C.; Richter, C. et al. (2018): Dena-Gebäudereport Kompakt 2018 – Statistiken und Analysen zur Energieeffizienz im Gebäudebestand. Abgerufen am 9. August 2018 von https://shop.dena.de/fileadmin/denashop/media/Downloads_Dateien/bau/9254_Gebaedereport_dena_kompakt_2018.pdf
- Birgisdottir, H.; Moncaster, A.; Houlihan Wiberg, A. et al. (2017): IEA EBC annex 57 'evaluation of embodied energy and CO_{2eq} for building construction'. In: *Energy and Buildings*, Bd. 154, S. 72-80. Amsterdam: Elsevier. DOI 10.1016/j.enbuild.2017.08.030
- Bisschop, J. (2012): AIMMS – Optimization Modeling. Haarlem: Paragon Decision Technology (Hrsg.). In einer zwischenzeitlich aktualisierten Auflage am 5. Januar 2018 erneut abgerufen von http://download.aimms.com/aimms/download/manuals/AIMMS3_OM.pdf
- BKWK (n.d.): Chronik der KWK-Politik. Zusammenstellung bei der Online-Präsenz des Bundesverbands Kraft-Wärme-Kopplung. Abgerufen am 28. August 2018 von <https://www.bkww.de/infos-zahlen-zur-kwk/chronik-der-kwk-politik/>

- BKWK (2018): Mikro-KWK. Artikel im Online-Angebot des Bundesverbands Kraft-Wärme-Kopplung. Abgerufen am 17. August 2018 von <https://www.bkww.de/infos-zahlen-zur-kwk/grundlagen-zur-kwk/mikro-kwk/>
- Blanco, H.; Nijs, W.; Ruf, J. et al. (2018a): Potential of Power-to-Methane in the EU energy transition to a low carbon system using cost optimization. In: *Applied Energy*, Nr. 232, S. 617-639. Amsterdam: Elsevier. DOI 10.1016/j.apenergy.2018.08.027
- Blanco, H.; Nijs, W.; Ruf, J. et al. (2018b): Potential for hydrogen and Power-to-Liquid in a low-carbon EU energy system using cost optimization. In: *Applied Energy*, Nr. 232, S. 323-340. Amsterdam: Elsevier. DOI 10.1016/j.apenergy.2018.09.216
- Blesl, M. (2002): Räumlich hoch aufgelöste Modellierung leitungsgebundener Energieversorgungssysteme zur Deckung des Niedertemperaturwärmebedarfs. Dissertation, Fakultät für Energietechnik der Universität Stuttgart. DOI 10.18419/opus-1569.
- Blesl, M.; Kempe, S.; Fahl, U. et al. (2004): Die Rolle der KWK und der Fernwärme in der deutschen Energieversorgung bis 2020. Studie des Instituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) an der Universität Stuttgart für die der Arbeitsgemeinschaft für Wärme und Heizkraftwirtschaft e.V. (AGFW). In: Strategien und Technologien einer pluralistischen Fern- und Nahwärmeversorgung in einem liberalisierten Energiemarkt und besonderer Berücksichtigung der Kraft-Wärme-Kopplung und regenerativer Energien – Kurztitel: Pluralistische Wärmeversorgung, Zweiter Bearbeitungsschritt, Hauptbericht, Band 3. Frankfurt: AGFW (Hrsg.).
- Blümer, J. (2018): 6 verbreitete Irrtümer über den Smart-Meter-Rollout. In: *Photovoltaik*. Stuttgart: Gentner. Abgerufen am 26. Mai 2018 von https://www.photovoltaik.eu/gentner.dll/PL_110949_814756

- BMBF (2018): Reallabor testet H₂ für die urbane Energiewende. Steckbrief des Verbundvorhabens „*EnStadt: Es_West_P2G2P* – Klimaneutrales Stadtquartier Neue Weststadt Esslingen“ mit dem Förderkennzeichen 03SBE115. Abgerufen am 8. August 2018 von <https://projektinfos.energiewendebauen.de/forschung-im-dialog/neuigkeiten-aus-der-forschung/detailansicht/wasserstoff-fuer-die-urbane-energiewende/>
- BMU (2014): Stromspiegel für Deutschland 2014 – Vergleichswerte für Ihren Stromverbrauch. Vom BMU herausgg. Broschüre.
- BMU (2016): Klimaschutzplan 2050 - Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung. Abgerufen am 29. August 2018 von https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/klimaschutzplan_2050_bf.pdf
- BMU (2017): Stromspiegel für Deutschland 2017 – Klimaschutz zu Hause: Prüfen Sie ob Ihr Stromverbrauch zu hoch ist. Vom BMU herausgg. Broschüre. Abgerufen am 28. März 2018 von https://www.stromspiegel.de/fileadmin/bilder/Stromspiegel/broschuere/Stromspiegel_2017_web.pdf
- BMU (2018): Klimaschutzbericht 2017 – Zum Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 der Bundesregierung. Abgerufen am 19. Juni 2018 von <https://www.bmu.de/publikation/klimaschutzbericht-2017-zum-aktionsprogramm-klimaschutz-2020-der-bundesregierung/>
- BMWi (2015a): Energieeffizienzstrategie Gebäude – Wege zu einem nahezu klimaneutralen Gebäudebestand. Vom Referat für Öffentlichkeitsarbeit des BMWi herausgg. Broschüre. Abgerufen am 18. Juli 2018 von <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/energieeffizienzstrategie-gebäude.html>

- BMWi (2015b): Ein Strommarkt für die Energiewende. Ergebnispapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch). Abgerufen am 19. Juni 2018 von <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/weissbuch.html>
- BMWi (2017a): EEG in Zahlen - Vergütungen, Differenzkosten und EEG-Umlage 2000 bis 2018. Datensammlung herausgg. vom BMWi mit Stand 16. Oktober 2017. Abgerufen am 28. August 2018 von https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/eeg-in-zahlen-pdf.pdf%3F_blob%3DpublicationFile
- BMWi (2017b) EU-Kommission genehmigt vollständige EEG-Entlastung von Bestandsanlagen bei der Eigenversorgung. Pressemitteilung des BMWi vom 19. Dezember 2017.
- BMWi (2018a): Zahlen und Fakten, Energiedaten – Nationale und internationale Entwicklung. Vom BMWi herausgg. Sammlung energiestatistischer Angaben verschiedener Quellen in Tabellenkalkulationsformat mit Stand 23. Januar 2018. Abgerufen am 24. Januar 2018 von <http://www.bmwi.de/Naviga-tion/DE/Themen/energiedaten.html>
- BMWi (2018b): Sechster Monitoring-Berich zur Energiewende – Berichts-jahr 2016. Abgerufen am 24. Juli 2018 von <https://www.bmwi.de/Redak-tion/DE/Publikationen/Energie/sechster-monitoring-bericht-zur-energiewende.html>
- BMWi, BMU (2010): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und Bezahlbare Energieversorgung. Im Oktober 2011 um eine Seite mit Vorbemerkungen zu den Änderungen im Rahmen des Energiepakets ergänzte Fassung.

- Boeckelmann, L.; Mildner, S. (2011): Unsicherheit, Ungewissheit, Risiko – Die aktuelle wissenschaftliche Diskussion über die Bestimmung von Risiken. In: *SWP-Zeitschriftenschau*, herausgg. von der Stiftung Wissenschaft und Politik – Deutsches Institut für Internationale Politik und Sicherheit, ISSN: 1611-6380
- Bolay, S.; Meyer, M. (2015): Faktenpapier Eigenerzeugung und Stromdirektlieferung – Chancen, Risiken, Rechtsrahmen. Herausgg. durch den Deutschen Industrie- und Handelskammertag (DIHK) und den Bundesverband Solarwirtschaft (BSW).
- Bonin, J. (2012): Handbuch Wärmepumpen – Planung und Projektierung. 2. Aufl. Herausgg. vom Deutschen Institut für Normung (DIN). Berlin: Beuth. ISBN 978-3-410-22130-2
- Borchert, J.; Schemm, R.; Korth, S. (2006): Stromhandel – Institutionen, Marktmodelle, Pricing und Risikomanagement. Stuttgart: Schäffer-Poeschel. ISBN 978-3-7910-2542-1
- Borenstein, Y.; Moraglio, A. (2014): Theory and Principled Methods for the Design of Metaheuristics. In: *Natural Computing Series*. Heidelberg: Springer. ISBN 978-3-642-33205-0
- Bossel, H. (2004): Systeme, Dynamik, Simulation – Modellbildung, Analyse und Simulation komplexer Systeme. Norderstedt: Books on Demand. ISBN 3-8334-0984-3
- Boßmann, T. (2015): The contribution of electricity consumers to peak shaving and the integration of renewable energy sources by means of demand response – A model-based long-term scenario analysis in consideration of structural changes in electricity demand. Dissertation, Fakultät für Wirtschaftswissenschaften des Karlsruher Instituts für Technologie. Stuttgart: Fraunhofer. ISBN 978-3-8396-0919-4

- BP (2018): *Statistical Review of World Energy*. 67. Ausg. einer Sammlung statistischer Daten zusammengestellt durch das *Centre for Energy Economics Research and Policy* an der Heriot-Watt-Universität in Edinburg herausgg. durch BP. Abgerufen am 1. September 2018 von <https://www.bp.com/content/dam/bp/en/corporate/pdf/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2018-full-report.pdf>
- Breitschopf, B.; Lehr, U.; Horst, J. et al. (2010): Einzel- und gesamtwirtschaftliche Analyse von Kosten- und Nutzenwirkungen des Ausbaus Erneuerbarer Energien im deutschen Strom- und Wärmemarkt - Bestandsaufnahme und Bewertung vorliegender Ansätze zur Quantifizierung der Kosten-Nutzen-Wirkungen des Ausbaus Erneuerbarer Energien im Strom- und Wärmebereich. Bericht zum Arbeitspaket 1 einer Untersuchung im Auftrag des BMU unter Konsortialleitung des Fraunhofer-Instituts für System- und Innovationsforschung (ISI). Abgerufen am 28. August 2018 von https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/ccx/2010/endbericht_ausbau_ee_2009.pdf
- Brown, M.; Casten, T. (2004): Guide to Decentralized Energy Technologies – Decentralized Energy reduces the risk of transmission failure and of catastrophic blackouts. In: *Cogeneration and Distributed Generation Journal*, Bd. 19, Nr. 2, S. 6-45. London: Taylor & Francis. DOI 10.1080/15453660409509037
- Bruckner, M.; Polzin, C.; Giljum, S. (2010): Counting CO₂ emissions in a globalised world – producer versus consumer-oriented methods for CO₂ accounting. Diskussionspapier im Auftrag des Deutschen Institut für Entwicklungspolitik Nr. 9/2010. ISBN 978-3-88985-517-6
- Brunner, C.; Müller, T. (2015): Kostenvergleich von unterschiedlichen Optionen zur Flexibilisierung des Energiesystems. In: *Energie-wirtschaftliche Tagesfragen*, Ausg. *Online Sommer-Special 2015*, S. 5-10. Berlin: EW Medien und Kongresse.

- Brunner, M. (2017): Auswirkungen von Power-to-Heat in elektrischen Verteilnetzen. Dissertation, Fakultät für Informatik, Elektrotechnik und Informationstechnik der Universität Stuttgart. Zugl.: Schriftenreihe des Instituts für Energieübertragung und Hochspannungstechnik (IEH), Bd. 19. ISBN 978-0-00-057113-8
- BSW (2014): Statistische Zahlen der deutschen Solarstrombranche (Photovoltaik). Statistische Angaben des Bundesverbands Solarwirtschaft, Ausgabe April 2014.
- Büchner, J.; Schober, D.; Weyer, H. et al (2018): Neue Preismodelle für die Energiewirtschaft – Reform der Struktur von Netzentgelten und staatlich veranlasster Preisbestandteile. Studie eines Konsortiums mit der Berichtsnummer 146/11-S-2018/DE im Auftrag von *Agora Energiewende*.
- Bürger, V.; Hesse, T.; Palzer, A. et al. (2016): Klimaneutraler Gebäudebestand 2050. Studie des Öko-Instituts und des Fraunhofer-Instituts für Solare Energiesysteme im Auftrag des Umweltbundesamtes. Zugl.: Forschungsbericht der Reihe *Climate Change*, Bd. 6, Jg. 16, ISSN 1862-4359
- Bundesnetzagentur (2015): Leitfaden zur Eigenversorgung. Konsultationsfassung, Entwurf vom 16. Oktober 2015. Abgerufen am 21. Oktober 2015 unter http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Erneuerbare_Energien/Eigenversorgung/Entwurf_Leitfaden_151016.pdf
- Bundesnetzagentur (2016): Leitfaden zur Eigenversorgung. Abgerufen am 31. Juni 2018 von <https://www.bundesnetzagentur.de/eigenversorgung>

- Bundesnetzagentur (2017a): Hinweis zur EEG-Umlagepflicht für Stromlieferungen in Scheibenpacht-Modellen und ähnlichen Mehrpersonen-Konstellationen und zum Leistungsverweigerungsrecht nach der „Amnestie-Regelung“ des § 104 Abs. 4 EEG 2017. Abgerufen am 31. Juni 2018 von <https://www.bundesnetzagentur.de/eigenversorgung>
- Bundesnetzagentur (2017b): EEG in Zahlen 2016. Im Rahmen der Überwachung des bundesweiten EEG-Ausgleichsmechanismus zwischen Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern sowie Stromlieferanten von der Bundesnetzagentur zusammengestellte Datensammlung in Kalkulationstabellenformat mit Stand 31. Dezember 2016. Abgerufen am 14. August 2018 von <https://www.bundesnetzagentur.de/eegiz>
- Bundesregierung (2007): Eckpunkte für ein integriertes Energie- und Klimaprogramm. Abgerufen am 8. August 2018 von <http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/klimapaketaug2007.pdf>
- Bundesregierung (2017): Projektionsbericht 2017 für Deutschland gemäß Verordnung (EU) Nr. 525/2013. Abgerufen am 8. August 2018 von http://cdr.eionet.europa.eu/de/eu/mmr/art04-13-14_lcds_pams_projections/projections/envwqc4_g/170426_PB_2017_-_final.pdf
- Bunz, A. (1988): Strategieunterstützungsmodelle für Montageplanungen – System-Dynamics-Modelle zur Analyse und Gestaltung der Flexibilität von Montagesystemen. Dissertation, Fakultät für Geschichts-, Sozial- und Wirtschaftswissenschaften der Universität Stuttgart. Frankfurt am Main: Lang. ISBN 3-631-40596-0
- BWP (2018a): Marktzahlen 2017 - Wärmepumpen-Absatz wächst deutlich. Pressemitteilung des Bundesverbands Wärmepumpe e.V. Abgerufen am 9. März 2018 von https://www.waermpumpe.de/uploads/media/2018-01-24_BWP_Absatzzahlen_2017.pdf

- BWP (2018b): Wärmepumpen-Marktanteile in Deutschland – Baugenehmigungen neuer Wohngebäude 2013 – 2017. Angabe auf der Netzseite des Bundesverbands Wärmepumpe. Abgerufen am 10. August 2018 von <https://www.waermepumpe.de/presse/zahlen-daten/>
- Cajot, S.; Peter, M.; Bahu, J. et al. (2017): Obstacles in energy planning at the urban scale. In: *Sustainable Cities and Society*, Bd. 30, S. 223-236. Amsterdam: Elsevier. DOI 10.1016/j.scs.2017.02.003
- Capros, P.; De Vita, A.; Tasios, N. et al. (2011): Energy Roadmap 2050 – Impact assessment and scenario analysis. Teil 2 einer Studie für die Europäische Kommission mit der Nr. SEC(2011) 1565. Abgerufen am 24. Januar 2018 von https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/sec_2011_1565_part2.pdf
- Cayla J.-M. (2011): Les ménages sous la contrainte carbone – exercice de modélisation prospective des secteurs résidentiel et transports avec TIMES. Dissertation am Zentrum für Angewandte Mathematik (CMA) an der französischen Hochschule *École nationale supérieure des mines de Paris* (Mines ParisTech). Abgerufen am 2. August 2017 von <https://pastel.archives-ouvertes.fr/pastel-00608619>
- CDU, CSU, SPD (2018): Ein neuer Aufbruch für Europa – Eine neue Dynamik für Deutschland – Ein neuer Zusammenhalt für unser Land. Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD zur Bildung der Bundesregierung in der 19. Legislaturperiode. Abgerufen am 19. Juni 2018 von https://www.bundesregierung.de/Content/DE/_Anlagen/2018/03/2018-03-14-koalitionsvertrag.pdf
- Chelmowski, H. (2009): KWK ein frommer Trugschluss? In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Jg. 59, Nr. 6, S. 51-55. Berlin: EW Medien und Kongresse.

- Connolly, D.; Lund, H.; Mathiesen, B. et al. (2010): A review of computer tools for analysing the integration of renewable energy into various energy systems. In: *Applied Energy*, Bd. 87, S. 1059-1082. Amsterdam: Elsevier. DOI 10.1016/j.apenergy.2009.09.026
- Corradini, R.; Beer, M.; Schmid, T. (2012): Energiemodell der Wohngebäude – Räumlich hoch aufgelöste Modellierung des Wohngebäudebestandes in Deutschland. In: *BWK* Bd. 64 Nr. 1/2 S. 48-53. Düsseldorf: Springer-VDI.
- Czisch, G. (2005): Szenarien zur zukünftigen Stromversorgung - Kostentoptimierte Variationen zur Versorgung Europas und seiner Nachbarn mit Strom aus erneuerbaren Energien. Dissertation, Fachbereich Elektrotechnik und Informatik der Universität Kassel.
- Dailly, J.; Ancelin, M.; Marrony, M. (2017): Long term testing of BCZY-based protonic ceramic fuel cell PCFC – Micro-generation profile and reversible production of hydrogen and electricity. In: *Solid State Ionics*, Bd. 306, S. 69-75. Amsterdam: Elsevier. DOI 10.1016/j.ssi.2017.03.002
- Deane, J.; Drayton, G.; Gallachóir, B. (2014): The impact of sub-hourly modelling in power systems with significant levels of renewable generation. In: *Applied Energy*, Bd. 113, S. 152-158. Amsterdam: Elsevier. DOI 10.1016/j.apenergy.2013.07.027
- Destatis (2008): Bautätigkeit und Wohnungen - Mikrozensus - Zusatzerhebung 2006, Bestand und Struktur der Wohneinheiten, Wohnsituation der Haushalte. Fachserie 5 Heft 1, Fehlerkorrigierte Version. Wiesbaden: Statistisches Bundesamt (Hrsg.). Abgerufen am 24. November 2014
https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/EinkommenKonsumLebensbedingungen/Wohnen/WohnsituationHaushalte2055001069004.pdf?__blob=publicationFile

- Destatis (2012): Bauen und Wohnung – Mikrozensus-Zusatzerhebung 2010: Bestand und Struktur der Wohneinheiten, Wohnsituation der Haushalte. Fachserie 5, Heft 1. Wiesbaden: Statistisches Bundesamt (Hrsg.). Abgerufen am 21. November 2014 von https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/EinkommenKonsumLebensbedingungen/Wohnen/WohnsituationHaushalte2055001109004.pdf?_blob=publicationFile
- Destatis (2013): Zensus 2011 – Gebäude und Wohnungen sowie Wohnverhältnisse der Haushalte, Bundesrepublik Deutschland. Stand vom 9. Mai 2011. Wiesbaden: Statistisches Bundesamt (Hrsg.). Abgerufen am 21. November 2014 von https://www.destatis.de/DE/PresseService/Presse/Pressekonferenzen/2013/Zensus2011/gwz_zensus2011.pdf?_blob=publicationFile
- Destatis (2016): Bauen und Wohnen Mikrozensus – Zusatzerhebung 2014 – Bestand und Struktur der Wohneinheiten Wohnsituation der Haushalte. Fachserie 5, Heft 1, Stand vom 23. Dezember 2016, Artikelnummer 2055001149004. Wiesbaden: Statistisches Bundesamt (Hrsg.).
- Destatis (2017a): Bautätigkeit und Wohnungen – Bestand an Wohnungen. Fachserie 5, Reihe 3, Stand vom 27. Juli 2017, Artikelnummer 2050300167004. Wiesbaden: Statistisches Bundesamt (Hrsg.).
- Destatis (2017b): Gebäude und Wohnungen – Bestand an Wohnungen und Wohngebäuden, Bauabgang von Wohnungen und Wohngebäuden, Lange Reihen ab 1969 – 2016. Stand vom 27. Juli 2017, Artikelnummer 5312301167004. Wiesbaden: Statistisches Bundesamt (Hrsg.).

- Deutsch, M.; Buck, M.; Graichen, et al. (2018): Die Kosten von unterlassenen Klimaschutz für den Bundeshaushalt - Die Klimaschutzverpflichtungen Deutschlands bei Verkehr, Gebäuden und Landwirtschaft nach der EU-Effort-Sharing-Entscheidung und der EU-Climate-Action-Verordnung. Studie von *Agora Energiewende* und *Agora Verkehrswende* mit der Berichtsnummer 141/08-S-2018/DE.
- Devogelaer, D.; Duerinck, J.; Gusbin, D. et al. (2013): Towards 100% renewable energy in Belgium by 2050. Studie des belgischen Bundesplanungsamts (FPB/BFP), des belgischen Forschungs- und Beratungsinstituts für Nachhaltigkeit (ICEDD) und des Flämischen Instituts für Technologieforschung (VITO) für die insgesamt vier belgischen Energieminister auf Bundes- und Regional-ebene. Abgerufen am 2. August 2017 von http://www.icedd.be/I7/mediatheque/energie/renouvelable/130419_Backcasting_FinalReport.pdf
- Dieckhöner, C.; Hecking, H. (2014): Developments of the German Heat Market of Private Households until 2030 – A Simulation Based Analysis. In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, Bd. 38, S. 117-130. Wiesbaden: Springer Fachmedien. DOI 10.1007/s12398-014-0131-2
- Dieckhoff, C.; Appelrath, H.; Fishedick, M. et al. (2014): Zur Interpretation von Energieszenarien. In: Schriftenreihe *Energiesysteme der Zukunft*. München: Deutsche Akademie der Technikwissenschaften et al. (Hrsg.). ISBN: 978-3-9817048-1-5
- Dieckhoff, C. (2015): Modellerte Zukunft. Dissertation, Fakultät für Geistes- und Sozialwissenschaften des Karlsruher Instituts für Technologie. Bielefeld: Transcript. ISBN 978-3-8376-3097-8

- Diefenbach, N.; Cischinsky, H.; Clausnitzer, K. et al. (2010): Datenbasis Gebäudebestand – Datenerhebung zur energetischen Qualität und zu den Modernisierungstrends im deutschen Wohngebäudebestand. Studie des Instituts Wohnen und Umwelt (IWU) und des Bremer Energie-Instituts (BEI). ISBN 978-3-941140-16-5
- Diefenbach, N.; von Malottki, C.; Enseling, A. et al. (2013): Maßnahmen zur Umsetzung der Ziele des Energiekonzepts im Gebäudebereich – Zielerreichungsszenario. Vom Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS) beauftragte und herausgg. Studie des Instituts Wohnen und Umwelt. BMVBS-Online-Publikation 03/2013. ISSN 1869-9324
- Diermann, R. (2014): Photovoltaik-Mieterstrom-Modelle auch ohne Grünstromprivileg rentabel. Artikel im Internetangebot der Zeitschrift *PV Magazine*. Abgerufen am 23. September 2015 von http://www.pv-magazine.de/nachrichten/details/beitrag/photovoltaik-mieterstrom-modelle-auch-ohne-grnstromprivileg-rentabel_100016216/
- DIN (2003): Energetische Bewertung heiz- und raumlufttechnischer Anlagen – Teil 10: Heizung, Trinkwarmwassererwärmung, Lüftung (DIN 4701-10). Berlin: Beuth.
- DIN (2016): Wasserversorgung – Bestimmung für mittelbar beheizte, unbelüftete (geschlossene) Speicher-Wassererwärmer; deutsche Fassung (DIN EN 12897:2016). Berlin: Beuth.
- DIN (2017): Energetische Bewertung von Gebäuden – Verfahren zur Berechnung der Norm-Heizlast (DIN EN 12831). Berlin: Beuth.
- DIN (2018): Luftkonditionierer, Flüssigkeitskühlsätze und Wärmepumpen für die Raumbeheizung und -kühlung und Prozess-Kühler mit elektrisch angetriebenen Verdichtern – Teil 1: Begriffe; deutsche Fassung (EN 14511-1:2018). Berlin: Beuth.

- Dodds, P. (2013): Review and disaggregation of the UK MARKAL residential sector heat provision to assess the prospects for using hydrogen in the built environment. Working Paper am University College London.
- Dodds, P. (2014): Integrating housing stock and energy system models as a strategy to improve heat decarbonisation assessments. In: *Applied Energy*, Bd 132, S. 358-369. Amsterdam: Elsevier. DOI 10.1016/j.apenergy.2014.06.079
- Dodds, P.; Kepp, I.; Strachan, N. (2014): Characterising the Evolution of Energy System Models Using Model Archaeology. In: *Environmental Modeling & Assessment*. Cham: Springer. DOI 10.1007/s10666-014-9417-3
- Doering, E.; Schedwill, H.; Dehli, M. (2016): Grundlagen der Technischen Thermodynamik – Lehrbuch für Studierende der Ingenieurwissenschaften. 8. Aufl. Wiesbaden: Springer Vieweg. ISBN 978-3-658-15147-8
- Doetsch, C.; Grevé, A.; Rohrig, K.; et al. (2014): Metastudie „Energiespeicher“. Abschlussbericht einer Studie unter Leitung des Fraunhofer-Instituts für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik im Auftrag des BMWi. Abgerufen am 4. Januar 2018 von <https://www.umsicht.fraunhofer.de/content/dam/umsicht/de/dokumente/pressemitteilungen/2015/Abschlussbericht-Metastudie-Energiespeicher.pdf>
- Döring, P. (2012): Dezentralisierung versus Verbundwirtschaft – Die Diskussion um die Regulierung der Elektrizitätswirtschaft im Vorfeld des Energiewirtschaftsgesetzes von 1935. In: Ehrhardt, H.; Kroll, T. (Hrsg.): Energie in der modernen Gesellschaft – Zeit-historische Perspektiven. Göttingen: Vandenhoeck & Ruprecht. ISBN 9783525300305

- Donnerbauer, R. (2016): Erdgas und Heizöl bestimmen weiter das Geschehen – Übersicht über den Heizungsmarkt in Deutschland. In: HeizungsJournal, Ausg. 1-2 (Februar 2016). Winnenden/Württemberg: Heizungs-Journal Verlags-GmbH.
- Droste-Franke, B.; Paal, B.; Rehtanz, C. et al. (2012): Balancing Renewable Electricity – Energy Storage, Demand Side Management, and Network Expansion from an Interdisciplinary Perspective. Heidelberg: Springer. ISBN 978-3-642-25156-6
- Droste-Franke, B.; Carrier, M.; Kaiser, M. et al. (2015): Improving Energy Decisions – Towards Better Scientific Policy Advice for a Safe and Secure Future Energy System. Heidelberg: Springer. ISBN 978-3-319-11345-6
- Dunbabin, P.; Wickins, C. (2012): Detailed analysis from the first phase of the Energy Saving Trust's heat pump field trial – Evidence to support the revision of the MCS Installer Standard MIS 3005 Issue 3.1. Bericht herausgg. vom *Energy Saving Trust* des *Department of Energy and Climate Change* des Vereinigten Königreichs mit Berichtsnummer 12D/018.
- Dunbabin, P.; Charlick, H.; Wickins, C. (2013): Detailed analysis from the second phase of the Energy Saving Trust's heat pump field trial. Bericht herausgg. vom *Energy Saving Trust* des *Department of Energy and Climate Change* des Vereinigten Königreichs.
- Durance, P.; Godet, M. (2010): Scenario building - Uses and abuses. In: *Technological Forecasting & Social Change*, Bd. 77, S. 1488-1492. Amsterdam: Elsevier. DOI 10.1016/j.techfore.2010.06.007
- Ebel, W.; Eicke, W.; Feist, W. et al. (1990): Energieeinsparpotential im Gebäudebestand. Darmstadt: Institut Wohnen und Umwelt.
- Ebel, W.; Eicke-Hennig, W.; Feist, W. et al. (2000): Energieeinsparung bei Alt- und Neubauten. Heidelberg: C.F. Müller. ISBN 3788076283

- Eder, J.; vom Wege, J.; Weise, M. (2013): Einführung der Zählerstandsgangbilanzierung – Verordnungsgeber beseitigt Hindernisse für lastvariable Stromtarife. Blogbeitrag auf der Webseite der Rechtsanwalts-, Wirtschaftsprüfungs- und Steuerberatungskanzlei *Becker Büttner Held*. Abgerufen am 16. August 2018 von <http://www.derenergieblog.de/alle-themen/energie/einfuehrung-der-zaehlerstandsgangbilanzierung-verordnungsgeber-beseitigt-hindernisse-fuer-lastvariable-stromtarife/>
- EEX (2014): Üblicher Strompreis gemäß KWK-Gesetz – KWK-Index. Marktdaten der Energiebörse European Energy Exchange. Abgerufen am 21. November 2014 von <https://www.eex.com/de/marktdaten/strom/spotmarkt/kwk-index>
- Ehrlenspiel, K.; Meerkamm, H. (2013): Integrierte Produktentwicklung – Denkabläufe, Methodeneinsatz, Zusammenarbeit. 5. Aufl. München: Hanser. ISBN 978-3-446-43548-3
- Elberg, C.; Growitsch, C.; Höffler, F. et al. (2012): Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign. Endbericht einer Studie des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität Köln im Auftrag des BMWi.
- Eikmeier, B.; Gabriel, J.; Krewitt, W. et al. (2006): Analyse des nationalen Potenzials für den Einsatz hocheffizienter Kraft-Wärme-Kopplung. Studie des Bremer Energieinstituts (BEI) und des Instituts für Technische Thermodynamik, Abteilung Systemanalyse und Technikbewertung des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt (DLR) im Auftrag des BMWi. 1. Aufl. ISBN 3-933283-42-6. Herrsching: Energie & Management.

- Eikmeier, B.; Schulz, W. (2004): Digitale Wärmekarte Deutschland – Aufbereitung, Konvertierung und Ergänzung von Gebäude- und Siedlungsdaten durch ein auf Statistiken und örtlichen Daten beruhendes Verfahren, Methodische Vorgehensweise und Ergebnisse. In: AGFW (2004): Strategien und Technologien einer pluralistischen Fern- und Nahwärmeversorgung in einem liberalisierten Energiemarkt und besonderer Berücksichtigung der Kraft-Wärme-Kopplung und regenerativer Energien – Kurztitel: Pluralistische Wärmeversorgung, Zweiter Bearbeitungsschritt, Hauptbericht, Band 1. Studie im Auftrag der Arbeitsgemeinschaft für Wärme und Heizkraftwirtschaft e.V. (AGFW). Frankfurt: AGFW (Hrsg.).
- Elsland, R. (2016): Long-term Energy Demand in the German Residential Sector – Development of an Integrated Modelling Concept to Capture Technological Myopia. Dissertation, Fakultät für Wirtschaftswissenschaften am Karlsruher Institut für Technologie (KIT). Baden-Baden: Nomos. ISBN 978-3-8487-2631-8.
- Elsner, P.; Fishedick, M.; Sauer, U. (Hrsg.) (2015): Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050 – Technologien, Szenarien, Systemzusammenhänge. ISBN: 978-3-9817048-5-3. Aus der Schriftenreihe *Energiesysteme der Zukunft*, federführend herausgg. von der *Deutschen Akademie der Technikwissenschaften* (Acatech).
- Enkhardt, S.; Valentin, F. (2015): Photovoltaik-Mieterstrommodelle sind gutes Instrument zur Kundenbindung. Interview mit der Kanzlei *Bredow Valentin Herz* in der Zeitschrift *PV Magazine* in deren Internetangebot. Abgerufen am 23. September 2015 von http://www.pv-magazine.de/nachrichten/details/beitrag/photovoltaik-mieterstrommodelle-sind-gutes-instrument-zur-kundenbindung_100020571/

- ENTSO-E. (n.d.): Hourly load values for a specific country. Abgerufen am 4. Januar 2012 von <https://www.entsoe.eu/data/data-portal/consumption/Pages/default.aspx>
- Erdmann, G.; Dittmar, L. (2010): Technologische und energiepolitische Bewertung der Perspektiven von Kraft-Wärme-Kopplung in Deutschland. Berlin: TU Berlin. Abgerufen am 27. Oktober 2013 von http://www.ensys.tu-berlin.de/fileadmin/fg8/Downloads/Sonstiges/2010_KWK_Studie_Langversion_FGEnsys_TUBerlin.pdf
- Erdmann, G. (2017): Der Klimaschutzbeitrag der deutschen Energiewende. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Jg. 67, Nr. 4, S. 8-13. Berlin: EW Medien und Kongresse.
- Eschmann, M. (2016): Qualitätsüberwachung von Kleinwärmepumpen und statistische Auswertung 2016. Jahresbericht der Interstaatlichen Hochschule für Technik (NTB) in Buchs im Auftrag des Schweizerischen Bundesamts für Energie (BFE). Abgerufen am 23. August 2018 von http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?extlang=de&name=de_377550788.pdf
- Eißer-Frey, A. (2012): Analyzing the regional long-term development of the German power system using a nodal pricing approach. Dissertation, Fakultät für Wirtschaftswissenschaften des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT).
- Europäische Kommission (2016): Saubere Energie für alle Europäer. Mitteilung *COM(2016) 860 final* der Europäischen Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Wirtschafts- und Sozialausschuss, den Ausschuss der Regionen und die Europäische Investitionsbank vom 30. November 2016.
- Eurostat (2018): Energiestatistik in der Datenbank des Statistischen Amtes der Europäischen Union. Abgerufen am 2. April 2018 von <http://ec.europa.eu/eurostat/de/data/database>

- Fahl, U.; Frondel, M.; Löschel, A. et al. (2010): Die Entwicklung der Energiemärkte bis 2030 - Energieprognose 2009. Hauptbericht einer Studie eines Forschungskonsortiums im Auftrag des BMWi. Abgerufen am 10. September 2011 von http://www.rwi-essen.de/media/content/pages/publikationen/rwi-projektberichte/PB_Energieprognose-2009.pdf
- Fath, K. (2018): Technical and Economic Potential for Photovoltaic Systems on Buildings. Dissertation, Fakultät für Wirtschaftswissenschaften des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT). In: *Produktion und Energie*, Bd. 25. Karlsruhe: KIT Scientific Publishing. ISBN 978-3-7315-0787-1
- Fais, B. (2015): Modelling policy instruments in energy system models – the example of renewable electricity generation in Germany. Dissertation, Fakultät für Energie-, Verfahrens- und Biotechnik an der Universität Stuttgart. Zugl. Forschungsbericht des Instituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) der Universität Stuttgart, Bd. 121, ISSN 0938-1228
- Faulstich, M.; Foth, H.; Calliess, C. et al. (2010): 100 % erneuerbare Stromversorgung bis 2050 - klimaverträglich, sicher, bezahlbar. Stellungnahme des Sachverständigenrats für Umweltfragen (SRU), Nr. 15. ISSN 1612-2968
- Faulstich, M.; Foth, H.; Calliess, C. et al. (2011): Wege zur 100 % erneuerbaren Stromversorgung. Sondergutachten des Sachverständigenrats für Umweltfragen. Berlin: Erich Schmidt.
- Fehrenbach, D. (2012): EIFER-Bericht (unveröffentlicht).
- Fehrenbach, D. (2013): EIFER-Bericht (unveröffentlicht).
- Fehrenbach, D.; Merkel, E.; McKenna, R. et al. (2013a): Eine modellgestützte Analyse energieeffizienter Wärme- und Elektrizitätsversorgung in deutschen Wohngebäuden. In: Koch, M.; Wagner, H. (Hrsg.): Wettbewerb *Energieeffiziente Stadt* – Band 1: Gebäude und Haushalte. Berlin: LIT. ISBN 978-3-643-12328-2

- Fehrenbach, D.; Merkel, E.; Karl, U. et al. (2013b): On the Role of the Residential Heating Sector in the Energy Transition in Germany – an Optimising Energy System Model Approach in TIMES. Konferenzbeitrag zum *International Energy Workshop* am 21. Juni 2013 in Paris.
- Fehrenbach, D.; Merkel, E.; Karl, U. et al. (2013c): Model-based evaluation of the economic potential of innovative residential heating technologies in TIMES – A Case Study for Germany. Konferenzbeitrag zur 13. *IAEE European Conference* am 19. August 2013 in Düsseldorf.
- Fehrenbach, D.; Merkel, E.; McKenna, R. et al. (2014): On the economic potential for electric load management in the German residential heating sector – an optimising energy system model approach. In: *Energy* Bd. 71, S. 263-276. Amsterdam: Elsevier.
DOI 10.1016/j.energy.2014.04.061
- Fehrenbach, D. (2018): Modellgestützte Optimierung des energetischen Eigenverbrauchs von Wohngebäuden bei sektorgekoppelter Wärmeversorgung – Vorstellung des *POPART*-Modells. In: Working Paper Series in Production and Energy, Nr. 32.
ISSN 2196-7296
- Felsmann, C.; Schmidt, J. (2013): Auswirkungen der verbrauchsabhängigen Abrechnung in Abhängigkeit von der energetischen Gebäudequalität. Abschlussbericht einer Studie des Instituts für Energietechnik an der Fakultät für Maschinenwesen der Technischen Universität Dresden.

- Fichtner, W. (1998): Entwicklung und Einsatz eines Energie- und Stoffflussmodells zur strategischen Entscheidungsunterstützung bei Energieversorgungsunternehmen unter besonderer Berücksichtigung umweltpolitischer Fragestellungen. Dissertation, Fakultät für Wirtschaftswissenschaften der Universität Fridericiana zu Karlsruhe (TH). Zugl.: Strategische Optionen der Energieversorger zur CO₂-Minderung – Ein Energie- und Stoffflussmodell zur Entscheidungsunterstützung. In: Luftreinhaltung in Forschung und Praxis, Bd. 8 (1999). Berlin: Erich Schmidt. ISBN 3-503-04876-6
- Fichtner, W.; Suwala W.; Wyrwa, A. et al. (2013): Shaping our energy system – combining European modelling expertise. Case studies of the European energy system in 2050. Studie der *ESA² GmbH*. Abgerufen am 30. Oktober 2017 von http://esa2.eu/wp-content/uploads/2016/09/2013_Shaping-our-energy-system-Combining-European-modeling-expertise.pdf
- Figgenger, J.; Haberschusz, D.; Kairies, K. et al. (2018): Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm *Solarstromspeicher 2.0*. – Jahresbericht 2018 einer Studie der Rheinisch-Westfälischen Technischen Hochschule Aachen im Rahmen des vom BMWi geförderten Forschungsvorhabens *WMEP (KfW 275)* mit dem Förderkennzeichen 03ET6117.
- Fitiwi, D.; de Cuadra, F.; Olmos, L. et al. (2015): A new approach of clustering operational states for power network expansion planning problems dealing with RES (renewable energy source) generation operational variability and uncertainty. In: *Energy*, Bd. 90, S. 1360-1376. Amsterdam: Elsevier. DOI 10.1016/j.energy.2015.06.078
- Forschungsdatenzentrum (o.J./a): Datenzugang – Anonymität von Mikrodaten. Abgerufen am 13. November 2017 von <http://www.forschungsdatenzentrum.de/anonymisierung.asp>

- Forschungsdatenzentrum (o.J./b): Schlüsselverzeichnis Mikrozensus 2006. Abgerufen am 27. November 2014 von <http://www.forschungsdatenzentrum.de/bestand/mikrozensus/suf/index.asp>
- Frauendorfer, K.; Güssow, J. (2009): Clean Valuation with Regard to EU Emission Trading. In: Kallrath, J.; Pardalos, P.; Rebennack, S. et al. (Hrsg.): Optimization in the Energy Industry, S. 461-484. Heidelberg: Springer. ISBN: 978-3-540-88964-9
- Frei A.; Kaumeier, H.; Kiefer, H. et al. (2011): Ratgeber Wärmeversorgung mit Kostenvergleich Heizung 2011 - Neubau/Grundsanierung. Herausgg. von der *Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch* (ASUE). Essen: Energiedruck.
- Friedrich, R. (2003): Integration von Brennstoffzellen-BHKW in elektrische Verteilungnetze - Auswirkungen auf das elektrische Netz und Vergleich unterschiedlicher Betreibermodelle. Dissertation, Universität des Saarlandes. Saarbrücken: Universitätschrift.
- Fritsche, U.; Schmidt, K. (2008): Globales Emissions-Modell Integrierter Systeme (GEMIS) – Handbuch zu GEMIS 4.5. Abgerufen am 30. Oktober 2017 von http://iinas.org/tl_files/iinas/downloads/GEMIS/2008_g45_handbuch.pdf
- Fritsche, U.; Rausch, L.; Schmidt, K. (2014): Dokumentation zur Aktualisierung und Ergänzung der GEMIS-Daten in Version 4.5.
- Frost & Sullivan (2017): Global Virtual Power Plant Market, Forecast to 2022 – Changing Consumer Roles in the Utility Industry will Spur the Demand for Virtual Power Plant Solutions. Käufliche Studie der Marktforschungsgesellschaft *Frost & Sullivan* mit der Berichtsnummer K13C-01-00-00-00.

- Fuhs, M.; Schmitz, S. (2018): Mit Preissignalen den Wert von Solarstrom erhöhen. Interview mit der *Awattar GmbH* im Online-Angebot des *PV-Magazine*. Abgerufen am 11. Juni 2018 von <https://www.pv-magazine.de/2018/06/08/mit-preissignalen-den-wert-von-solarstrom-erhoehen/>
- Gabrielli, P.; Gazzani, M.; Martelli, E. et al. (2018): Optimal design of multi-energy systems with seasonal storage. In: *Applied Energy*, Bd. 219, S. 408-424. Amsterdam: Elsevier.
DOI 10.1016/j.apenergy.2017.07.142
- GAMS (2018): Tools Manuals. Online-Dokumentation der Kommandozeilen-Werkzeuge der GAMS-Umgebung. Abgerufen am 7. Oktober 2018 von https://www.gams.com/latest/docs/T_MAIN.html
- Gaßner, H. (2016): Rechtliche Rahmenbedingungen für Mieterstromprojekte. Vortragsfolien der Rechtsanwaltskanzlei *Gaßner, Groth, Siederer & Kollegen* zum Vortrag auf dem Workshop zum Thema *Geschäftsfeld Mieterstrom* des Bundesverbands für Kraft-Wärme-Kopplung (BKWK) am 21. Juni 2016 in Berlin.
- Ge, X.; Kremers, E. (2015): Optimization applied with Agent Based Modelling in the Context of Urban Energy Planning. Konferenzbeitrag zur IEEE Winter Simulation Conference im Dezember 2015 in Huntington Beach (Kalifornien). Abgerufen am 27. Oktober 2018 von <https://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&number=7408417>
- Genoese, M. (2010): Energiewirtschaftliche Analysen des deutschen Strommarkts mit agentenbasierter Simulation. Dissertation, Fakultät für Wirtschaftswissenschaften des Karlsruher Instituts für Technologie. Baden-Baden: Nomos. ISBN 978-3-8329-6016-2

- Genoese, F. (2013): Modellgestützte Bedarfs- und Wirtschaftlichkeitsanalyse von Energiespeichern zur Integration erneuerbarer Energien in Deutschland. Dissertation, Fakultät für Wirtschaftswissenschaften des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT). Karlsruhe: KIT Scientific Publishing. ISBN 978-3-7315-0002-5
- Gerhardt, N.; Sandau, F.; Zimmermann, B. et al. (2014a): Geschäftsmodell Energiewende – Eine Antwort auf das „Die-Kosten-der-Energiewende“-Argument. Studie des Fraunhofer-Instituts für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES). Abgerufen am 5. Juli 2018 von https://www.fraunhofer.de/content/dam/zv/de/forschungsthemen/energie/Studie_Energiewende_Fraunhofer-IWES_20140-01-21.pdf
- Gerhardt, N.; Richts, C.; Hochloff, P. (2014b): Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien. Studie eines Konsortiums unter Leitung des Fraunhofer IWES im Auftrag von *Agora Energiewende*. Abgerufen am 6. Juli 2018 von https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2013/power-to-heat/Agora_PtH_Langfassung_WEB.pdf
- Gerhardt, N.; Schumacher, P.; Bergk, F. et al. (2015): Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr. Endbericht einer Studie eines Konsortiums unter Leitung des Fraunhofer-Instituts für Windenergie und Energiesystemtechnik (FhG-IWES) im Auftrag des BWWi. Abgerufen am 3. August 2017 von https://www.energiesystemtechnik.iwes.fraunhofer.de/content/dam/iwes-neu/energiesystemtechnik/de/Dokumente/Veroeffentlichungen/2015/Interaktion_EEStrom_Waerme_Verkehr_Endbericht.pdf

- Gerhardt, N.; Sandau, F.; Schumacher, P. et al. (2017): Wärmewende 2030 – Schlüsseltechnologien zur Erreichung der mittel- und langfristigen Klimaschutzziele im Gebäudesektor. Studie der Fraunhofer-Institute für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) und für Bauphysik (IBP) mit der Berichtsnummer 107/01-S-2017/DE im Auftrag von *Agora Energiewende*. Abgerufen am 4. August 2017 von https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2016/Sektoruebergreifen_de_EW/Agora_Deutsch_Waermewende_2030_2017-05-12.pdf
- Giannakidis, G.; Labriet, M.; Gallachóir, B. et al. (2015): Informing Energy and Climate Policies Using Energy System Models – Insights from Scenario Analysis Increasing the Evidence Base. Heidelberg: Springer. ISBN 978-3-319-16539-4
- Glensk, B.; Madlener, R. (2015): Investments in Flexibility Measures for Gas-Fired Power Plants – A Real Options Approach. In: Doerner, K.; Ljubic, I.; Pflug, G. et al. (Hrsg.): Operations Research Proceedings 2015 – Selected Paper of the International Conference of the German, Austrian and Swiss Operations Research Societies. Konferenzband zur Veranstaltung am 1. bis 4. September 2015 an der Universität Wien. Cham: Springer. ISBN 978-3-319-42901-4
- Göbel, M. (2001): Entwicklung eines Modells für die Investitions- und Produktionsprogrammplanung von Energieversorgungsunternehmen im liberalisierten Markt. Dissertation, Fakultät für Wirtschaftswissenschaften der Universität Fridericiana zu Karlsruhe.
- Göke, L.; Madlener, R. (2017): High Taxes on Cloudy Days - Dynamic State-Induced Price Components in Power Markets. Arbeitspapier Nr. 18/2017 in der entsprechenden Veröffentlichungsreihe des FCN-Instituts an der RWTH Aachen. Abgerufen 20. Juli 2018 von <http://www.fcneonerc.rwth-aachen.de/cms/E-ON-ERC-FCN/Forschung/~emvl/Arbeitspapiere/>

- Goldstein, G.; Kanudia, A.; Lehtilä, A. et al. (2016): Documentation for the TIMES Model – Part III. Paris: IEA-ETSAP (Hrsg.). Abgerufen am 3. Januar 2018 von <http://www.iea-etsap.org/web/Documentation.asp>
- Gores, S.; Emele, L. (2012): Graue Wolken nach einem guten Jahr. Ergebnisse der jährlich vom Öko-Institut durchgeführten BHKW-Umfrage. In: *Energie & Management*, Nr. 12/2012, S. 30-31. Herrsching: Energie & Management Verlagsgesellschaft.
- Gores, S.; Jörß, W.; Zell-Ziegler, C. (2015): Aktueller Stand der KWK-Erzeugung. Studie des Öko-Instituts im Auftrag des BMWi mit Stand Dezember 2015. Abgerufen am 14. August 2018 von <https://www.oeko.de/oekodoc/2450/2015-607-de.pdf>
- Gowdy, J.; Rosser, B.; Roy, L. (2013): The evolution of hyperbolic discounting - Implications for truly social valuation of the future. In: *Journal of Economic Behavior & Organization*, Bd. 90S, S. S94-S104. Amsterdam: Elsevier. DOI 10.1016/j.jebo.2012.12.013
- Graichen, P.; Praetorius, B.; Ecke, J. et al. (2016): Elf Eckpunkte für einen Kohlekonsens – Konzept zur schrittweisen Dekarbonisierung des deutschen Stromsektors. Langfassung einer Studie von *Agora Energiewende* mit der Berichts-Nr. 090/02-I-2016/DE.
- Graichen, P.; Peter, F.; Litz, P. (2017): Das Klimaschutzziel von -40 Prozent bis 2020 – Wo landen wir ohne weitere Maßnahmen? Eine realistische Bestandsaufnahme auf Basis aktueller Rahmendaten. Berlin: Agora Energiewende (Hrsg.).
- Graichen, P.; Litz, P.; Matthes, F. et al. (2018): Vom Wasserbett zur Badewanne. Die Auswirkungen der EU-Emissionshandelsreform 2018 auf CO₂-Preis, Kohleausstieg und den Ausbau der Erneuerbaren. Studie von *Agora Energiewende* und des Öko-Instituts mit der Berichtsnummer 136/03-A-2018/DE. Berlin: Agora Energiewende (Hrsg.).

- Grau, T. (2014): Solar Photovoltaics Deployment Policy Design. Dissertation, Fakultät für Wirtschaft und Management der Technischen Universität Berlin.
- Gröger, M. (2016): Systemintegrierte Analyse konkurrierender Energieversorgungsoptionen auf kommunaler Ebene - ein modellbasierter Ansatz. Dissertation, Wirtschaftswissenschaftliche Fakultät der Universität Leipzig. Zugl.: Studien zur Infrastruktur und Ressourcenmanagement., Bd. 6. Berlin: Logos. ISBN 978-3-8325-4343-3
- Großklos, M.; Behr, I.; Paschka, D. (2015): Möglichkeiten der Wohnungswirtschaft zum Einstieg in die Erzeugung und Vermarktung elektrischer Energie. Endbericht einer durch die Forschungsinitiative „Zukunft Bau“ des Bundesinstituts für Bau-, Stadt- und Raumforschung geförderten Studie des Instituts Wohnen und Umwelt mit dem Aktenzeichen WD-10.08.18.7-14.19.
- Großmann, K.; Schaffrin, A.; Smigiel, C. (2017): Energie und soziale Ungleichheit - Zur gesellschaftlichen Dimension der Energiewende in Deutschland und Europa. Wiesbaden: Springer Nature. ISBN 978-3-658-11722-1
- Grunwald, A. (2009): Energiezukünfte vergleichend bewerten – aber wie? In: In: Möst, D., Fichtner, W.; Grunwald, A. (Hrsg.): Tagungsband des Workshops *Energiesystemanalyse* vom 27. November 2008 am KIT Zentrum Energie, Karlsruhe, S. 33-47. Karlsruhe: Universitätsverlag. ISBN 978-3-86644-389-1
- Grunwald, A. (2011): Der Lebensweg von Energieszenarien – Umriss eines Forschungsprogramms. In: Dieckhoff, C.; Fichtner, W.; Grunwald, A. et al. (Hrsg.): Energieszenarien – Konstruktion, Bewertung und Wirkung – „Anbieter“ und „Nachfrager“ im Dialog. Karlsruhe: KIT Scientific Publishing. ISBN 978-3-86644-621-2

- Haase, F.; von Perfall, A.; Hillebrand, T. et al. (2016): Blockchain an opportunity for energy producers and consumers. Studie der Wirtschaftsprüfungsgesellschaft *Pricewaterhouse-Coopers*.
- Haasz, T. (2017): Entwicklung von Methoden zur Abbildung von Demand Side Management in einem optimierenden Energiesystemmodell - Fallbeispiele für Deutschland in den Sektoren Industrie, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und Haushalte. Dissertation, Fakultät Energie-, Verfahrens- und Biotechnik der Universität Stuttgart. Zugl. Forschungsbericht des Instituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) der Universität Stuttgart, Bd. 131, ISSN 0938-1228
- Häfner, F.; Wagner, R.; Meusel, L. (2015): Bau und Berechnung von Erdwärmeanlagen - Einführung mit praktischen Beispielen. Wiesbaden: Springer Vieweg. ISBN 978-3-662-48200-1
- Haghnemis, M.; Askin, R.; Armbruster, D. (2016): An agent-based modeling optimization approach for understanding behavior of engineered complex adaptive systems. In: *Socio-Economic Planning Sciences*, Bd. 56, S. 67-87. Amsterdam: Elsevier.
DOI 10.1016/j.seps.2016.04.003
- Hanselmann, M. (1996): Entwicklung eines Programmsystems zur Optimierung der Fahrweise von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen. Dissertation, Fakultät für Energietechnik an der Universität Stuttgart. Zugl. Forschungsbericht des Instituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) der Universität Stuttgart, Bd. 29, ISSN 0938-1228
- Hartmann, C. (2015): Die EEG-Umlage auf die Eigenversorgung aus Sicht des BDEW. Vortragsfolien des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft zum Vortrag auf dem 22. Fachgespräch der Clearingstelle EEG *Eigenversorgung mit Strom aus Anlagen i. S. d. EEG* am 23. September 2015 in Berlin. Abgerufen am 21. Oktober 2015 von <https://www.clearingstelle-eeg.de/fachgespraeche/22>

- Hartmann, N.; Eltrop, L.; Bauer, N. et al. (2012): Speicherpotenziale für Deutschland. Studie des Zentrums für Energieforschung der Universität Stuttgart.
- Haucap, J.; Loebert, I.; Thorwarth, S. (2015): Kosten der Energiewende - Untersuchung der Energiewendekosten im Bereich der Stromerzeugung in den Jahren 2000 bis 2025 in Deutschland. Studie von *DICE Consult* im Auftrag der *Initiative Neue Soziale Marktwirtschaft*. Abgerufen am 6. November 2018 von https://www.insm.de/fileadmin/insm-dms/text/soziale-marktwirtschaft/eeg/INSM_Gutachten_Energiewende.pdf
- Hawkes, A.; Leach, M. (2005): Impacts of temporal precision in optimisation modelling of micro-Combined Heat and Power. In: *Energy*, Bd. 30, S. 1759-1779. Amsterdam: Elsevier. DOI 10.1016/j.energy.2004.11.012
- Hawkes, A. (2011): Techno-economic assessment of small and micro combined heat and power (CHP) systems. In: Beith, R. (Hrsg.): Small and micro combined heat and power (CHP) systems – Advanced design, performance, materials and applications. Oxford: Woodhead. ISBN 978-1-84569-795-2
- Haydt, G.; Leal, V; Pina, A. et al. (2011): The relevance of the energy resource dynamics in the mid/long-term energy planning models. In: *Renewable Energy*, Bd. 36, S. 3068-3074. Amsterdam: Elsevier. DOI 10.1016/j.renene.2011.03.028
- Hedegaard, K. (2013): Wind power integration with heat pumps, heat storages, and electric vehicles – Energy systems analysis and modelling. Dissertation, Dänische Technische Universität (DTU). ISBN 978-87-92706-32-4.
- Hedegaard, K.; Münster, M. (2013): Influence of individual heat pumps on wind power integration – Energy system investments and operation. In: *Energy Conversion and Management*, Bd. 75, S. 673-684.

- Heffels, T. (2015): Kraftwerks- und Speicherbedarf bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien. Dissertation, Fakultät für Wirtschaftswissenschaften des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT). DOI 10.5445/IR/1000048819
- Hegger, M.; Fisch, N.; Jenner, N. et al. (2014): Aktiv-Stadthaus - Entwicklungsgrundlage für städtische Mehrfamilienhäuser in Plus-Energie-Bauweise nach EU 2020 und zur Vorbereitung eines Demonstrativ-Bauvorhabens in Frankfurt am Main. Abschlußbericht einer vom Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS) im Rahmen der Forschungsinitiative *Zukunft Bau* geförderten Forschungsarbeit mit dem Kennzeichen F2857. Stuttgart: Fraunhofer IRB. ISBN 978-3-8167-9164-5
- Heide, D.; Greiner, M.; von Bremen, L. et al. (2011): Reduced storage and balancing needs in a fully renewable European power system with excess wind and solar power generation. In: *Renewable Energy*, Bd. 36, S. 2515-2523. Amsterdam: Elsevier. DOI 10.1016/j.renene.2011.02.009
- Heinen, S.; Turner, W.; Cradden, L. et al. (2017): Electrification of residential space heating considering coincidental weather events and building thermal inertia - A system-wide planning analysis. In: *Energy*, Bd. 127, S. 136–154. Amsterdam: Elsevier. DOI 10.1016/j.energy.2017.03.10
- Heinrichs, H. (2013): Analyse der langfristigen Auswirkungen von Elektromobilität auf das deutsche Energiesystem im europäischen Energieverbund. Dissertation, Fakultät für Wirtschaftswissenschaften am Karlsruher Institut für Technologie (KIT). In: *Produktion und Energie*, Bd. 5. Karlsruhe: KIT Scientific Publishing. ISBN 978-3-7315-0131-2

- Held, J. (2015): BNA Leitfaden Eigenstrom: Das Ende der Miet- und Scheibenpachtmodelle? Blogbeitrag auf der Webseite der Rechtsanwalts- und Wirtschaftsprüfungs-Gesellschaften *Rödl & Partner*. Abgerufen am 1. Juni 2018 von <https://www.roedl.de/themen/kursbuch-stadtwerke/dezember-2015/eigenstrom-miet-und-scheibenpachtmodelle>
- Helfrich, H. (2016): Wissenschaftstheorie für Betriebswirtschaftler. Wiesbaden: Springer/Gabler. ISBN 978-3-658-07035-9
- Henkel, J. (2012): Modelling the Diffusion of Innovative Heating Systems in Germany - Decision Criteria, Influence of Policy Instruments and Vintage Path Dependencies. Dissertation, Fakultät für Prozesswissenschaften an der Technischen Universität Berlin (TUB). DOI 10.14279/depositonce-3189.
- Henning, H.; Palzer, A. (2013): Energiesystem Deutschland 2050 – Sektor- und energieträgerübergreifende, modellbasierte, ganzheitliche Untersuchung zur langfristigen Reduktion energiebedingter CO₂-Emissionen durch Energieeffizienz und den Einsatz Erneuerbarer Energien. Studie des Fraunhofer-Instituts für Solare Energiesysteme (ISE). Abgerufen am 22. Juni 2018 von https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Fraunhofer-ISE_Energiesystem-Deutschland-2050.pdf
- Henning, H.; Palzer, A. (2014): A comprehensive model for the German electricity and heat sector in a future energy system with a dominant contribution from renewable energy technologies – Part I: Methodology. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Bd. 30, S. 1003-1018. Amsterdam: Elsevier. DOI 10.1016/j.rser.2013.09.012

- Henning, H.; Palzer, A. (2015): Was kostet die Energiewende – Wege zur Transformation des deutschen Energiesystems bis 2050. Studie des Fraunhofer-Instituts für Solare Energiesysteme (*FhG-ISE*). Abgerufen am 4. Januar 2018 von <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Fraunhofer-ISE-Studie-Was-kostet-die-Energiewende.pdf>
- Hermann, H.; Greiner, B.; Matthes, F. et al. (2017a): Die deutsche Braunkohlenwirtschaft. Historische Entwicklungen, Ressourcen, Technik, wirtschaftliche Strukturen und Umweltauswirkungen. Studie im Auftrag von *Agora Energiewende* und der *European Climate Foundation*.
- Hermann, H.; Bartelt, N.; Klinski, S. et al. (2017b): Klimaschutz im Stromsektor 2030 – Vergleich von Instrumenten zur Emissionsminderung. Endbericht einer Studie eines Konsortiums unter Leitung des Öko-Instituts im Auftrag des Umweltbundesamts (UBA). In: *Climate Change*, Nr. 02/2017. Dessau-Roßlau: UBA (Hrsg.). ISSN 1862-4359
- Hermelink, A.; de Jager, D. (2015): Evaluating our future - The crucial role of discount rates in European Commission energy system modelling. Studie von *Ecofys* beauftragt vom *European Council for an Energy Efficient Economy (ECEEE)* mit der Projektnummer BUIDE16021.
- Hermes, M.; Richter, C. (2017): Abschaffung der vermiedenen Netzentgelte – Kabinett beschließt Netzentgeltmodernisierungsgesetz. Blogbeitrag auf der Webseite der Rechtsanwaltskanzlei *Maslaton* vom 3. Februar 2017. Abgerufen am 20. Juli 2018 von <https://www.maslaton.de/news/2017-2-maslaton--n509.pdf>
- Hewitt, N. (2012): Heat pumps and energy storage – The challenges of implementation. In: *Applied Energy*, Bd. 89, Ausg. 1, S. 37-44. Amsterdam: Elsevier. DOI 10.1016/j.apenergy.2010.12.028

- Hidalgo González, I.; Ruiz Castello, P.; Scobbi, A. et al. (2015): Addressing flexibility in energy system models. Bericht der Gemeinsamen Forschungsstelle (JRC) der Europäischen Kommission als Zusammenfassung der Diskussion und Schlussfolgerungen eines gleichnamigen Workshops am 4. Dezember 2014 in Petten (Niederlande). Berichtsnummer *EUR 27183 EN*. Abgerufen im Juli 2017 von <https://setis.ec.europa.eu/sites/default/files/reports/Addressing-flexibility-in-energy-system-models.pdf>
- Hillemacher, L. (2014): Lastmanagement mittels dynamischer Strompreissignale bei Haushaltskunden. Dissertation, Fakultät für Wirtschaftswissenschaften des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT).
- Hirvonen, J.; Rehman, H.; Sirén, K. (2018): Techno-economic optimization and analysis of a high latitude solar district. In: *Solar Energy*, Bd. 162, S. 472-488. Amsterdam: Elsevier. DOI 10.1016/j.solener.2018.01.052
- 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. In: *Energy*, Bd. 49, S. 193-203. Amsterdam: Elsevier. DOI 10.1016/j.energy.2012.10.034
- Holmberg, H.; Tuomaala, M.; Haikonen, T. et al. (2012): Allocation of fuel costs and CO₂-emissions to heat and power in an industrial CHP plant: Case integrated pulp and paper mill. In: *Applied Energy*, Bd. 93, S. 614-623. DOI 10.1016/j.apenergy.2011.11.040
- Hoppecke (2015): Datenblatt *OPzV solar.power* – Verschlussene Bleibatterie für zyklische Anwendung. Abgerufen im März 2015 von <https://www.hoppecke.com/>

- Horn, M.; Ziesing, H.-J.; Matthes, F. et al. (2007): Ermittlung der Potenziale für die Anwendung der Kraft-Wärme-Kopplung und der erzielbaren Minderung der CO₂-Emissionen einschließlich Bewertung der Kosten (Verstärkte Nutzung der Kraft-Wärme-Kopplung). Studie des Deutschen Instituts für Wirtschaftsforschung (DIW), des Öko-Instituts und des Verbands der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V. (VIK) im Auftrag des Umweltbundesamtes (UBA). ISSN 1862-4359
- Hornberg, C.; Niekisch, M.; Calliess, C. et al. (2017): Kohleausstieg jetzt einleiten. Stellungnahme des Sachverständigenrats für Umweltfragen (SRU). ISBN 978-3-947370-10-8
- Houwing, M. (2010): Smart Heat and Power – Utilizing the Flexibility of Micro Cogeneration. Dissertation, Technischen Universität Delft. Enschede: Gildeprint. ISBN 978-90-79787-16-6
- Howells, M.; Alfstad, T.; Victor, D. et al. (2005): A model of household energy services in a low-income rural African village. In: *Energy Policy*, Bd. 33, Ausg. 14, S. 1833-1851. Amsterdam: Elsevier. DOI 10.1016/j.enpol.2004.02.019
- Howells, M.; Rogner, H.; Strachan, N. et al. (2011): OSeMOSYS – The Open Source Energy Modeling System – An introduction to its ethos, structure and development. In: *Energy Policy*, Bd. 39, S. 5850-5870. Amsterdam: Elsevier. DOI 10.1016/j.enpol.2011.06.033
- Huneke, F.; Streitmayer, A. (2017): Wie hoch muss ein wirkungsvoller CO₂-Preis sein? Arbeitspapier der Beratungsgesellschaft *Energy Brainpool*.
- IBM (2015): IBM ILOG CPLEX Optimization Studio – CPLEX User's Manual (Version 12, Release 6). Abgerufen am 12. April 2018 von https://www.ibm.com/support/knowledgecenter/SSSA5P_12.6.3/ilog.odms.studio.help/pdf/usrcplex.pdf

- Icha, P.; Kuhs, G. (2017): Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 – 2016. Studie des Umweltbundesamtes. In: *Climate Change*, Nr. 15/2017. Dessau-Roßlau: UBA (Hrsg.). ISSN 1862-4359
- Ilas, A.; Ralon, P.; Rodriguez, A. et al. (2018): Renewable Power Generation Costs in 2017. Studie der Internationalen Organisation für erneuerbare Energien (IRENA). ISBN 978-92-9260-040-2
- Imbert, I. (2017): An inquiry into the material and ideational dimensions of policymaking – A case study of fuel poverty in Germany. Dissertation, Fachbereich Politik- und Verwaltungswissenschaft an der Universität Konstanz.
- Ioannis, K.; Raimondo, G.; Dimitrios, G. et al. (2017): Blockchain in Energy Communities. Bericht der Gemeinsamen Forschungsstelle („JRC“) der Europäischen Kommission mit der Berichtsnummer *EUR 27183 EN*. ISBN 978-92-79-77773-8
- IPCC (2014): Klimaänderung 2014: Synthesebericht. Beitrag der Arbeitsgruppen I, II und III zum Fünften Sachstandsbericht des Zwischenstaatlichen Ausschusses für Klimaänderungen (IPCC). Deutsche Übersetzung durch die deutsche IPCC-Koordinierungsstelle in Bonn. Abgerufen am 8. Mai 2018 von <http://www.de-ipcc.de/128.php>
- ISET (2010): Summenganglinie Windenergieeinspeisung in Deutschland 2005, berechnet mit dem ISET-Modell SEPCamo. Kassel: Fraunhofer Institut für Solare Energieversorgungstechnik.
- IWU (2005): Deutsche Gebäudetypologie – Systematik und Datensätze. Darmstadt: Institut Wohnen und Umwelt.
- Jägemann, C. (2014): Essays on the Economics of Decarbonization and Renewable Energy Support. Dissertation, Wirtschaft- und Sozialwissenschaftliche Fakultät der Universität zu Köln. Abgerufen am 3. August 2017 von <http://kups.ub.uni-koeln.de/5666/>

- Jäger, T.; Schmidt, S.; Karl, U. (2009): Ein System Dynamics Modell des deutschen Strommarkts – Modellentwicklung und Anwendung in der Unternehmenspraxis. In: Möst, D., Fichtner, W.; Grunwald, A. (2009): Tagungsband des Workshops *Energiesystemanalyse* vom 27. November 2008 am KIT Zentrum Energie, Karlsruhe, S. 79-97. Karlsruhe: Universitätsverlag. ISBN 978-3-86644-389-1
- Jaffe, A.; Stavins, R. (1994): The energy efficiency gap – What does it mean? In: *Energy Policy*, Bd. 22, Nr. 10, S. 804-810. Oxford: Butterworth-Heinemann.
- Jahn, A.; Rosenkranz, G.; Podewils, C. et al. (2017): Energiewende und Dezentralität - Zu den Grundlagen einer politisierten Debatte. Studie unter Leitung des *Regulatory Assistance Project* im Auftrag von *Agora Energiewende*. Abgerufen am 13. Oktober 2018 von https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2016/Dezentralitaet/Agora_Dezentralitaet_WEB.pdf
- Jansen, M.; Sager-Klauß, C. (2018): Das gekoppelte Energiesystem - Vorschläge für eine optimale Transformation zu einer erneuerbaren und effizienten Energieversorgung. Studie von *E4Tech* und des Fraunhofer-Instituts für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (IEE) im Auftrag des Bundesverbands Erneuerbare Energie. Abgerufen am 2. September 2018 von https://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Studien/20171215_StudieBEE_SektorenKopplung_FINAL.PDF
- Jentsch, M. (2014): Potenziale von Power-to-Gas Energiespeichern – Modellbasierte Analyse des markt- und netzseitigen Einsatzes im zukünftigen Stromversorgungssystem. Dissertation, Fachbereich Elektrotechnik/Informatik der Universität Kassel. Stuttgart: Fraunhofer. ISBN 978-3-8396-0865-4
- Johnson, C.; Varma, J. (2015): Pro Bash Programming – Scripting the GNU/Linux Shell. New York: Apress (Springer Nature). ISBN 978-1-4842-0121-3

- Johnson, P.; Balke, T.; Kotthoff, L. (2014): Integrating optimisation and agent-based modelling. Konferenzbeitrag zur 28. *European Conference on Modelling & Simulation* im Mai 2014 in Brescia.
- Jonen, A. (2007): Semantische Analyse des Risikobegriffs – Strukturierung der betriebswirtschaftlichen Risikodefinitionen und literaturempirische Auswertung. In: *Beiträge zur Controlling-Forschung*, Bd. 11, 2. Aufl., herausgg. vom Lehrstuhl für Unternehmensrechnung und Controlling der Technischen Universität Kaiserslautern, ISSN 1612-3875
- Jordan, U.; Vajen, K. (2001): Realistic Hot-Water Profiles in Different Time Scales. Arbeit an der Universität Marburg im Rahmen des Programms zu solarem Heizen und Kühlen der Internationalen Energie-Agentur (IEA SHC), Task 26: Solare Kombisysteme. Abgerufen am 15. Januar 2016 von <http://sel.me.wisc.edu/trn-sys/trnlib/iea-shc-task26/iea-shc-task26-load-profiles-description-jordan.pdf>
- Kähler, A.; Klein, J.; Ohl, J. et al. (2015): Energiekennwerte 2015 – Hilfen für den Wohnungswirt. Studie durchgeführt und herausgg. von *Techem Energy Services* in Eschborn. Erhältlich unter <http://www.techem.de/energiekennwerte>
- Kaier, E. (2007): Schluchseewerk braucht Wasser für Strom – Gemeinde sorgt sich um Tourismus. Online-Artikel abgerufen am 20. Oktober 2017 unter <http://www.freiburg-schwarzwald.de/schluchsee2.htm>
- Kallrath, J. (2013): Gemischt-ganzzahlige Optimierung – Modellierung in der Praxis. 2. Aufl. Wiesbaden: Springer/Spektrum. ISBN 978-3-658-00689-1
- Kaltschmitt, M.; Streicher, W.; Wiese, A. (2013): Erneuerbare Energien – Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte, 5. Aufl. Heidelberg: Springer Vieweg. ISBN 978-3-642-03248-6

- Kaltschmitt, M.; Hartmann, H.; Hofbauer, H. (2016): Energie aus Biomasse – Grundlagen, Techniken und Verfahren. 3. Aufl. Heidelberg: Springer/Vieweg. ISBN 978-3-662-47437-2
- Kalz, D.; Klein, K.; Palzer, A. et al. (2018): Netzdienliche Gebäude und Quartiere – Gebäude entlasten Stromnetze. In: *BINE-Themeninfo* Nr. 1/2018, ISSN 1610-83-02. Karlsruhe: FIZ (Hrsg.).
- Kamper, A.; Schmeck, H. (2012): Adaptives verteiltes Lastmanagement in Bilanzkreisen. In: *Informatik-Spektrum*, Bd. 35, Ausg. 2, S. 102-111. Heidelberg: Springer. DOI 10.1007/s00287-012-0595-6
- Kannan, R. (2011): The development and application of a temporal MARKAL energy system model using flexible time slicing. In: *Applied Energy*, Bd. 88, Ausg. 6, S. 2261-2272. Amsterdam: Elsevier. DOI 10.1016/j.apenergy.2010.12.066
- Kannan, R.; Strachan, N. (2009): Modelling the UK residential energy sector under long-term decarbonisation scenarios – Comparison between energy systems and sectoral modelling approaches. In: *Applied Energy*, Bd. 86(4), S. 416-428. Amsterdam: Elsevier. DOI 10.1016/j.apenergy.2008.08.005
- Kannan, R.; Turton, H.; Panos, E. (2015): Methodological Significance of Temporal Granularity in Energy-Economic Models – Insights from the MARKAL/TIMES Framework. In: Giannakidis, G.; Labriet, M.; Gallachóir, B. et al. (Hrsg.): *Informing Energy and Climate Policies Using Energy System Models – Insights from Scenario Analysis Increasing the Evidence Base*. Heidelberg: Springer. ISBN 978-3-319-16539-4

- Karlsson, K.; Balyk, O.; Zvingilaite, E. et al. (2011): District heating versus individual heating in a 100 % renewable energy system by 2050. Konferenzbeitrag zur 6. Dubrovniker Conference on Sustainable Development of Energy Water and Environment Systems. In: Hedegaard (2013): Wind power integration with heat pumps, heat storages, and electric vehicles – Energy systems analysis and modelling. Dissertation, Dänische Technische Universität (DTU). ISBN 97887-92706-32-4.
- Kaschub, T. (2017): Batteriespeicher in Haushalten – unter Berücksichtigung von Photovoltaik Elektrofahrzeugen und Nachfragesteuerung. Dissertation, Fakultät für Wirtschaftswissenschaften des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT). In: *Produktion und Energie*, Bd. 23. ISBN 978-3-7315-0688-1
- Keles, D. (2013): Uncertainties in energy markets and their consideration in energy storage evaluation. Dissertation, Fakultät für Wirtschaftswissenschaften des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT). In: *Produktion und Energie*, Bd. 4. ISBN 978-3-7315-0046-9
- Kemmler, A.; Rohde, C.; Kleeberger, H. et al. (2017): Datenbasis zur Bewertung von Energieeffizienzmaßnahmen in der Zeitreihe 2005 – 2014. Endbericht einer Studie eines Konsortiums im Auftrag des Bundesumweltamtes (UBA). In: *Climate Change*, Nr. 01/2017. Dessau-Rosslau: UBA (Hrsg). ISSN 1862-4359
- Kensby, J.; Trüschel, A.; Dalenbäck, J. (2015): Potential of residential buildings as thermal energy storage in district heating systems – Results from a pilot test. In: *Applied Energy*, Bd. 137, S. 773-781. Amsterdam: Elsevier. DOI 10.1016/j.apenergy.2014.07.026

- Kirchner, A.; Matthes, F.; Ziesing, H.-J. et al. (2009): Modell Deutschland, Klimaschutz bis 2050 – Vom Ziel her denken (Endbericht, Langfassung). Studie von *Prognos* und des *Öko-Instituts* im Auftrag von *WWF Deutschland*. Abgerufen am 2. August 2017 von http://www.wwf.de/fileadmin/fm-wwf/Publikationen-PDF/WWF_Modell_Deutschland_Endbericht.pdf
- Kirchner, A.; Koziel S.; Mayer, N. (2016): Metaanalyse zur Flexibilität durch Sektorkopplung. Studie der Prognos AG für die Agentur für Erneuerbare Energien. Abgerufen am 2. August 2017 von <https://www.prognos.com/publikationen/alle-publikationen/619/show/30d34443a38539a1667c97df845a7a7c/>
- Klaus, T.; Vollmer, C.; Werner K. et al. (2010): Energieziel 2050 – 100 % Strom aus erneuerbaren Quellen. Studie des Umweltbundesamts (UBA) mit Beiträgen des Fraunhofer-Instituts für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES).
- Kleemann, M.; Krüger, B.; Heckler, R. (2004): Verbrauchskennzahlen und Fernwärmepotenziale für Wohn- und Nichtwohngebäude in Städten. In: AGFW (2004): Strategien und Technologien einer pluralistischen Fern- und Nahwärmeversorgung in einem liberalisierten Energiemarkt und besonderer Berücksichtigung der Kraft-Wärme-Kopplung und regenerativer Energien – Kurztitel: Pluralistische Wärmeversorgung, Zweiter Bearbeitungsschritt, Hauptbericht, Band 1. Studie im Auftrag der Arbeitsgemeinschaft Fernwärme (AGFW). Frankfurt: AGFW (Hrsg.).
- Klein, K.; Kalz, D.; Herkel, S. (2014): Netzdienlicher Betrieb von Gebäuden - Analyse und Vergleich netzbasierter Referenzgrößen und Definition einer Bewertungskennzahl. In: *Bauphysik*, Bd. 36, Nr. 2, S. 49-58. Berlin: Ernst & Sohn. DOI 10.1002/bapi.201410019
- Klewes, J.; Rauh, C. (2012): Umsteiger-Report Energiewende – Die Entscheidung für Ökostrom – Motive und Kontext. Meerbusch: Change Centre (Hrsg.).

- Klobasa, M. (2009): Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz. Dissertation. Zugl.: FhG-ISI-Schriftenreihe *Innovationspotenziale*. Stuttgart: Fraunhofer IRB. ISBN 978-3-8167-7991-9
- Klobasa, M.; Angerer, G.; Buber, T. et al. (2013): Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzenlastbedarfs in Süddeutschland (Endbericht). Studie des Fraunhofer-Instituts für System- und Innovationsforschung (FhG-ISI) und der Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH (FfE) im Auftrag von *Agora Energiewende*. Berlin: Agora Energiewende (Hrsg.). Abgerufen am 3. August 2017 von https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2012/Lastmanagement-als-Beitrag-zur-Versorgungssicherheit/Agora_Studie_Lastmanagement_Sueddeutschland_Endbericht_web.pdf
- Knorr, K.; Steinke, F.; Leveringhaus, T. et al. (2014): Kombikraftwerk 2. Abschlussbericht eines vom BMU unter dem Kennzeichen *0325248A-D* geförderten Projekts unter Konsortialleitung durch das Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES).
- Knowles, J. (2011): Overview of small and micro combined heat and power (CHP) systems. In: Beith, R. (Hrsg.): Small and micro combined heat and power (CHP) systems - Advanced design, performance, materials and applications. Oxford: Woodhead. ISBN 978-1-84569-795-2
- Koch, A. (2016): Continuous Simulation for Urban Energy Planning Based on a Non-Linear Data-Driven Modelling Approach. Dissertation, Fakultät für Architektur des Karlsruher Instituts für Technologie.

- Koch, M.; Ritter, D.; Gandor, M. et al. (2016): Dezentral und zentral gesteuertes Energiemanagement auf Verteilnetzebene zur Systemintegration erneuerbarer Energien (Wissenschaftlicher Endbericht). Studie des Öko-Instituts und des Instituts für Informatik (OFFIS) im Auftrag des BMWi. DOI 10.2314/GBV:868731242. Abgerufen am 2. August 2017 von <https://www.oeko.de/oeko-doc/2514/2016-044-de.pdf>
- Koch, M.; Flachsbarth, F.; Bauknecht, D. et al. (2017): Dispatch of Flexibility Options, Grid Infrastructure and Integration of Renewable Energies Within a Decentralized Electricity System – Results from Two Scenario Based Research Projects. In: Bertsch, V.; Fichtner, W.; Heuveline, T. et al. (Hrsg.): Advances in Energy System Optimization. Tagungsband des ersten internationalen Symposiums zur Energiesystemoptimierung (ISESO) am 9. und 10. November 2016 in Heidelberg, S. 67-86. Basel: Birkhäuser. ISBN 978-3-319-51794-0
- Kögler, A. (2018): Dynamische EEG-Umlage auf dem Prüfstand. Meldung im Online-Angebot der Zeitschrift *Energie & Management*. Herrsching: Energie & Management Verlagsgesellschaft. Abgerufen am 18. Juli 2018 von <https://www.energie-und-management.de/nachrichten/detail/dynamische-eeg-umlage-auf-dem-pruefstand-115987>
- Kohler, S.; Agricola, A.; Seidl, H. et al. (2010): Netzstudie II – Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025. Studie der Deutschen Energie-Agentur (Dena). Abgerufen am 11. August 2018 von https://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Download/Dokumente/Studien__Umfragen/Endbericht_dena-Netzstudie_II.PDF

- Koepf, S.; Krampe, L.; Wunsch, M. et al. (2017): Mieterstrom - Rechtliche Einordnung, Organisationsformen, Potenziale und Wirtschaftlichkeit von Mieterstrommodellen (MSM). Studie der Prognos AG und von Boos Hummel & Wegerich (BH&W) im Auftrag des BMWi (Projekt Nr. 17/16 – Fachlos 9; 03MAP342).
- Konstantin, P. (2009): Praxisbuch Energiewirtschaft. 2. Aufl. Springer: Heidelberg. DOI 10.1007/978-3-540-78592-7
- Kopiske, J.; Gerhardt, N. (2018): 2030 kohlefrei – Wie eine beschleunigte Energiewende Deutschlands Beitrag zum Pariser Klimaschutzabkommen sicherstellt. Studie des Fraunhofer-Instituts für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (FhG-IEE) im Auftrag von und herausgg. durch *Greenpeace*.
- Kost, C.; Shammugam, S.; Jülch, V. et al. (2018): Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien. Studie des Fraunhofer-Instituts für Solare Energiesysteme (FhG-ISE).
- Krause, H.; Köppel, W.; Fischer, M. et al. (2011): Bewertung der Energieversorgung mit leitungsgebundenen gasförmigen Brennstoffen im Vergleich zu anderen Energieträgern – Einfluss moderner Gastechnologien in der häuslichen Energieversorgung auf Effizienz und Umwelt (Abschlussbericht). Karlsruhe: DVGW Forschung (Hrsg). Abgerufen am 27. Oktober 2013 von http://www.dvgw-innovation.de/fileadmin/dvgw/angebote/forschung/innovation/pdf/g5_04_09_2.pdf
- Kremers, E. (2013): Modelling and Simulation of Electrical Energy Systems through a Complex Systems Approach using Agent-Based Models. Dissertation, Universität des Baskenlandes. Karlsruhe: KIT Scientific Publishing. ISBN 978-3-86644-946-6
- Krey, V. (2006): Vergleich kurz- und langfristig ausgerichteter Optimierungsansätze mit einem multi-regionalen Energiesystemmodell unter Berücksichtigung stochastischer Parameter. Dissertation, Fakultät für Maschinenbau der Ruhr-Universität Bochum.

- Kuder, R. (2014): Energieeffizienz in der Industrie – Modellgestützte Analyse des effizienten Energieeinsatzes in der EU-27 mit Fokus auf den Industriesektor. Dissertation, Fakultät für Energie-, Verfahrens- und Biotechnik an der Universität Stuttgart. Zugl. Forschungsbericht des Instituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) der Universität Stuttgart, Bd. 115, ISSN 0938-1228
- Kunz, F.; Weibezahn, J.; Hauser, P. et al. (2017): Electricity, Heat, and Gas Sector Data for Modeling the German System. Studie eines Forschungskonsortiums herausgg. vom Deutschen Institut für Wirtschaftsforschung. In: *Data Documentation*, Nr. 92, ISSN 1861-1532
- Kunze, R. (2016): Techno-ökonomische Planung energetischer Wohngebäudesanierungen – Ein gemischt-ganzzahliges lineares Optimierungsmodell auf Basis einer vollständigen Finanzplanung. Dissertation der Fakultät für Wirtschaftswissenschaften des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT). In: *Produktion und Energie*, Bd. 15. Karlsruhe: KIT Scientific Publishing. ISBN 978-3-7315-0531-0
- Kunze, R.; McKenna, R.; Fehrenbach, D. et al. (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*, 22.-23. Februar 2011, S. 13-25. Karlsruhe: KIT Scientific Publishing. ISBN 978-3-86644-710-3
- Ladwig, T. (2018): Demand Side Management in Deutschland zur Systemintegration erneuerbarer Energien. Dissertation, Fakultät Wirtschaftswissenschaften der Technischen Universität Dresden. Zugl.: Schriften des Lehrstuhls für Energiewirtschaft der TU Dresden, Bd. 14. ISBN 978-3-86780-569-8

- Lako, P. (2010): IEA ETSAP – Technology Brief E01 – Coal Fired Power. Abgerufen am 19. Februar 2019 von https://iea-etsap.org/E-TechDS/PDF/E01-coal-fired-power-GS-AD-gct_FINAL.pdf
- Layer, P. (2017): Preiskomplexität von dynamischen Stromtarifen – Auswirkungen auf das Nutzerverhalten. Wiesbaden: Springer Gabler. DOI 10.1007/978-3-658-16344-0
- Lehman, H.; Nowakowski, M. (2014): Die Rolle von Speichersystemen für eine 100 Prozent erneuerbare Stromversorgung. In: *Solarzeitalter* – Politik, Kultur und Ökonomie Erneuerbarer Energien, Bd. 2, Jg. 26, S. 18ff. ISSN 0937-3802
- Lehtilä, A; Savolainen, I; Syri, S. (2005): The role of technology development in greenhouse gas emissions reduction: The case of Finland. In: *Energy*, Bd. 30 Nr. 14, S. 2738-2758. DOI 10.1016/j.energy.2004.07.019
- Liebe, A.; Wissner, M. (2015): Der flexible Verbraucher - Potenziale zur Lastverlagerung im Haushaltsbereich. Studie des Wissenschaftlichen Instituts für Infrastruktur und Kommunikationsdienste (WIK) für die Ministerien für Ländlichen Raum und Verbraucherschutz sowie für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft des Landes Baden-Württemberg. Abgerufen am 3. August 2017 von <http://www.wik.org/index.php?id=695&L=1>
- Liebe, A.; Schmitt, S.; Wissner, M. (2015): Quantitative Auswirkungen variabler Stromtarife auf die Stromkosten von Haushalten. Kurzstudie des Wissenschaftlichen Instituts für Infrastruktur (WIK) für die Verbraucherzentrale, Bundesverband. Am 8. November 2018 abgerufen von <https://www.vzbv.de/sites/default/files/downloads/Auswirkungen-variabler-Stromtarife-auf-Stromkosten-Haushalte-WIK-vzbv-November-2015.pdf>

- Loga, T.; Diefenbach, N.; Born, R. (2011): Deutsche Gebäudetypologie - Beispielhafte Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz von typischen Wohngebäuden. Im Rahmen des EU-Projekts *TABULA* am *Institut Wohnen und Umwelt* erarbeitete Broschüre, 183 Seiten. Abgerufen am 24. November 2014 von http://www.building-typology.eu/downloads/public/docs/brochure/DE_TABULA_TypologyBrochure_IWU.pdf
- Loga, T.; Stein, B.; Diefenbach, N. et al. (2015): Deutsche Wohngebäudetypologie - Beispielhafte Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz von typischen Wohngebäuden (zweite erweiterte Auflage). ISBN 978-3-941140-47-9. Abgerufen am 9. August 2018 von http://www.building-typology.eu/downloads/public/docs/brochure/DE_TABULA_TypologyBrochure_IWU.pdf
- Lorenczik, S.; Gierkink, M.; Rehtanz, C. et al. (2018): Kosteneffiziente Umsetzung der Sektorenkopplung. Studie eine Forschungs- und Beratungskonsortiums im Auftrag des Ministeriums für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen.
- Lorenz, L. (2011): Aus Windstrom wird Wärme – Vattenfall realisiert innovatives virtuelles Kraftwerk. In: *BWK*, Bd. 63, Nr. 6, S. 47-48. Düsseldorf: Springer-VDI.
- Loulou, R.; Goldstein, G.; Noble, K. (2004): Documentation for the MARKAL Family of Models. Abgerufen am 23. Oktober 2018 von https://iea-etsap.org/MrklDoc-I_StdMARKAL.pdf
- Loulou, R.; Goldstein, G.; Kanudia, A. et al. (2016a): Documentation for the TIMES Model – Part I. Paris: IEA-ETSAP (Hrsg.). Abgerufen am 3. Januar 2018 von <http://www.iea-etsap.org/web/Documentation.asp>

- Loulou, R.; Lehtilä, A.; Kanudia, A. et al. (2016b): Documentation for the TIMES Model – Part II. Paris: IEA-ETSAP (Hrsg.). Abgerufen am 3. Januar 2018 von <http://www.iea-etsap.org/web/Documentation.asp>
- Lowe, R. (2007): Technical options and strategies for decarbonizing UK housing. In: *Building Research and Information*, Bd. 35, Nr. 4, S. 412-425. London: Routledge. DOI 10.1080/09613210701238268
- Ludig, S.; Haller, M.; Schmid, E. et al. (2011): Fluctuating renewables in a long-term climate change mitigation strategy. In: *Energy*, Bd. 36, S. 6674-6685. Amsterdam: Elsevier. DOI 10.1016/j.energy.2011.08.021
- Maalla, M.; Kunsch, P. (2008): Simulation of micro-CHP diffusion by means of System Dynamics. In: *Energy Policy* Bd. 36 S. 2308-2319. Amsterdam: Elsevier. DOI 10.1016/j.enpol.2008.01.026
- Macrotrends (2019): Euro Dollar Exchange Rate (EUR USD). Tages-scharfe Wechselkurszeitreihe abgerufen am 19. Februar 2019 von <https://www.macrotrends.net>
- Maier, J. (2018): Sonnen, Eon, EWE – Trend geht zur autarken Strom-Community. Artikel im Internetangebot des Nachrichtenportals *Bizz Energy*. Abgerufen am 1. April 2019 von https://bizz-energy.com/trend_zur_autarken_strom_community
- Mainzer, K. (2018): Analyse und Optimierung urbaner Energiesysteme – Entwicklung und Anwendung eines übertragbaren Modellierungswerkzeugs zur nachhaltigen Systemgestaltung. Dissertation, Fakultät für Wirtschaftswissenschaften des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT).
- Martinsen, D.; Krey, V.; Markewitz, P. et al. (2006): A Time Step Energy Process Model for Germany – Model Structure and Results. In: *Energy Studies Review*, Bd. 14(1), Art. 2, S. 35-57. Berkeley: Berkeley Electronic Press.

- Martinsen, D.; Krey, V.; Markewitz, P. (2007): Implications of high energy prices for energy system and emissions – The response from an energy model for Germany. In: *Energy Policy*, Bd. 35, S. 4504-4515. Amsterdam: Elsevier. DOI 10.1016/j.enpol.2007.03.003
- Matthes, F.; Hansen, P. Diekmann, J. et al. (2013): Politikszenerarien für den Klimaschutz VI – Treibhausgas-Emissionsszenarien bis zum Jahr 2030. Studie des Öko-Instituts, des Instituts für Energie- und Klimaforschung, Systemforschung und Technologische Entwicklung (IEK-STE) am Forschungszentrum Jülich, des Deutschen Instituts für Wirtschaftsforschung (DIW) und des Fraunhofer-Instituts für System- und Innovationsforschung (FhG-ISI) im Auftrag des Umweltbundesamts (UBA). Abgerufen am 2. August 2017 von <http://www.umweltbundesamt.de/publikationen/politikszenerarien-fuer-den-klimaschutz-vi>
- Matthes, F.; Emele, L.; Hermann, H. et al. (2017): Zukunft Stromsystem - Kohleausstieg 2035 – Vom Ziel her denken. Studie des Öko-Instituts im Auftrag von *WWF Deutschland* (Hrsg.). ISBN 978-3-946211-07-5
- Matthes, F.; Hermann, H.; Loreck, C. et al. (2018): Dem Ziel verpflichtet – CO₂-Mindestpreise im Instrumentenmix einer Kohle-Ausstiegsstrategie für Deutschland. Studie des Öko-Instituts im Auftrag von *WWF Deutschland*. ISBN 978-3-946211-13-6
- Mauch, W.; Corradini, R.; Wiesenmeyer, K. et al. (2010): Allokationsmethoden für spezifische CO₂-Emissionen von Strom und Wärme aus KWK-Anlagen. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Jg. 55, Nr. 9, S. 12-14. Berlin: EW Medien und Kongresse.
- McCarl, B. (2002): Using GAMS Data Exchange or GDX Files. Abgerufen am 7. Oktober 2018 von <https://www.gams.com/mccarl/gdxusage.pdf>

- McKenna, R.; Fehrenbach, D.; Merkel, E.; et al. (2011): Modelling of the German domestic heat sector in TIMES. Vortrag auf der 34. Konferenz der IAEE vom 19. bis 23. Juni 2011 in Stockholm. Am 26. Januar 2018 käuflich zu erwerben auf <https://www.iaee.org/en/publications/proceedingsissue.aspx?id=13>
- McKenna, R.; Merkel, E.; Fehrenbach, D. et al. (2013): Energy efficiency in the German residential sector – a bottom-up building-stock-model-based analysis in the context of energy-political targets. In: *Building and Environment*, Bd. 62, S. 77-88. Amsterdam: Elsevier. DOI 10.1016/j.buildenv.2013.01.002
- McKenna, R.; Herbes, C.; Fichtner, W. (2015): Energieautarkie – Vorschlag einer Arbeitsdefinition als Grundlage für die Bewertung konkreter Projekte und Szenarien. In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, Nr. 39, S. 235-252. Wiesbaden: Springer Fachmedien. DOI 10.1007/s12398-015-0164-1
- McKenna, R.; Fehrenbach, D.; Merkel, E. (2019): The role of seasonal thermal energy storage in increasing renewable heating shares – A techno-economic analysis for a typical residential district. In: *Energy and Buildings*, Bd. 187, S. 38-49. Amsterdam: Elsevier. DOI 10.1016/j.enbuild.2019.01.044
- Mengelkamp, E.; Bose, S.; Kremers, E. et al. (2018a): Increasing the efficiency of local energy markets through residential demand response. In: *Energy Informatics*, Bd. 1 Nr. 1. Heidelberg: Springer. DOI 10.1186/s42162-018-0017-3
- Mengelkamp, E.; Notheisen, B.; Beer, C. et al. (2018b): A blockchain-based smart grid – towards sustainable local energy markets. In: *Computer Science Research and Development*, Bd. 33, S. 207-2014. Heidelberg: Springer. DOI 10.1007/s00450-017-0360-9

- Mengelkamp, E.; Gärttner, J.; Rock, K. et al. (2018c): Designing microgrid energy markets – A case study – The Brooklyn Microgrid. In: *Applied Energy*, Bd. 210, S. 870-880. Amsterdam: Elsevier. DOI 10.1016/j.apenergy.2017.06.054
- Merkel, E. (2016): Analyse und Bewertung des Elektrizitätssystems und des Wärmesystems der Wohngebäude in Deutschland. Dissertation, Fakultät für Wirtschaftswissenschaften des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT). Zudem im Jahr 2018 erschienen in *Produktion und Energie*, Bd. 21. Karlsruhe: KIT Scientific Publishing. ISBN 978-3-7315-0636-2
- Merkel, E.; Fehrenbach, D.; McKenna, R. et al. (2012): Analyse der Wärme- und Elektrizitätsversorgung des deutschen Wohngebäudesektors in einem optimierenden Energiesystemmodell. Langfassung eines Tagungsbeitrags zum 12. Symposium *Energieinnovationen* vom 15. bis 17. Februar 2012 in Graz.
- Merkel, E.; Fehrenbach, D.; McKenna, R. et al. (2013): 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 der Arbeitsgruppe *OR im Umweltschutz* der Gesellschaft für Operations Research e.V. am 7. - 8. März 2013 in Karlsruhe. ISBN 978-3-8440-2724-2
- Merkel, E.; Fehrenbach, D.; McKenna, R. et al. (2014): Modelling decentralised heat supply: An application and methodological extension in TIMES. In: *Energy*, Bd. 73, S. 592-605. Amsterdam: Elsevier. DOI 10.1016/j.energy.2014.06.060
- Merkel, E.; Kunze, R.; McKenna, R. et al. (2016): Modellgestützte Bewertung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes 2016 anhand ausgewählter Anwendungsfälle in Wohngebäuden. In: Working Paper Series in Production and Energy, Nr. 15. ISSN 2196-7296

- Merkel, E.; McKenna, R.; Fehrenbach, D. et al. (2017): A model-based assessment of climate and energy targets for the German residential heat system. In: *Journal of Cleaner Production*, Bd. 142, S. 3151-3173. Amsterdam: Elsevier.
DOI 10.1016/j.jclepro.2016.10.153
- Meyer, D.; Leisegang, T.; Zschornak, M. et al. (2019): *Electrochemical Storage Materials – From Crystallography to Manufacturing Technology*. Berlin: Walter de Gruyter. ISBN 978-3-11-049137-1
- Miara, M.; Günther, D.; Kramer, T. et al. (2011): *Wärmepumpen Effizienz – Messtechnische Untersuchung von Wärmepumpenanlagen zur Analyse und Bewertung der Effizienz im realen Betrieb*. Studie des Fraunhofer-Instituts für Solare Energiesysteme (ISE) im Auftrag des BMWi mit dem Kennzeichen 0327401A.
- Miara, M.; Bongs, C.; Günther, D. et al. (2013): *Wärmepumpen – Heizen, Kühlen, Umwelt nutzen*. Fachbuch des *BINE-Informationsdiensts*. Stuttgart: Fraunhofer IRB. ISBN 978-3-8167-9046-4
- Michelsen, C.; Madlener, R. (2012): Homeowners' preferences for adopting innovative residential heating systems: A discrete choice analysis for Germany. In: *Energy Economics*, Bd. 34(5), S. 1271-1283. Amsterdam: Elsevier.
DOI 10.1016/j.eneco.2012.06.009
- Michelsen, C. (2014): *The Energiewende in the German residential sector – empirical essays on homeowners' choices of space heating technologies*. Dissertation, Wirtschaftswissenschaftliche Fakultät der Rheinisch-Westfälischen Technischen Hochschule in Aachen. ISBN 978-3-942789-25-7
- Mikešić, I.; Thieme, H.; Strauch, B. (2012): *Juristische Prüfung der Befreiung der Eigenerzeugung von der EEG-Umlage nach § 37 Absatz 1 und 3 EEG*. Kurzgutachten der *Salans LLP* im Auftrag des BMU.

- Mirakyan, A.; De Guio, R. (2015): Three Domain Modelling and Uncertainty Analysis – Applications in Long Range Infrastructure Planning. Heidelberg: Springer. ISBN 978-3-319-19571-1
- Moench, C.; Wagner, J.; Schulz, M. et al. (2013): Gutachterliche Stellungnahme „Rechtsfragen des Eigenverbrauchs und des Direktverbrauchs von Strom durch Dritte aus Photovoltaikanlagen“. Gutachten von der *Gleiss Lutz Hootz Hirsch* Partnerschaftsgesellschaft von Rechtsanwälten und Steuerberatern im Auftrag des BMU.
- Möst, D. (2006): Zur Wettbewerbsfähigkeit der Wasserkraft in liberalisierten Elektrizitätsmärkten – eine modellgestützte Analyse dargestellt am Beispiel des schweizerischen Energieversorgungssystems. Dissertation, Fakultät für Wirtschaftswissenschaften der Universität Karlsruhe (TH). Bern: Lang. ISBN 3-631-55701-9
- Möst, D. (2010): Energy economics and energy system analysis – Methods for decision support and its application to energy markets. Habilitationsschrift, Fakultät für Wirtschaftswissenschaften des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT).
- Möst, D.; Fichtner, W. (2009): Einführung zur Energiesystemanalyse. In: Möst, D., Fichtner, W.; Grunwald, A. (Hrsg.): Tagungsband des Workshops *Energiesystemanalyse* vom 27. November 2008 am KIT Zentrum Energie, Karlsruhe, S. 11-32. Karlsruhe: Universitätsverlag. ISBN 978-3-86644-389-1
- Nabe, C.; Bons, M. (2014): Der Spotmarktpreis als Index für eine dynamische EEG-Umlage. Studie von Ecofys im Auftrag von *Agora Energiewende*. Korrigierte Fassung, Berichtsnummer 042/06-S-2014/DE. Berlin: Agora Energiewende (Hrsg.). Abgerufen am 18. Juli 2018 von https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2014/dynamische-eeg-umlage/Agora_RAP_Spotmarktpreis_als_Index_fuer_dyn_EEG-Umlage_web.pdf

- Nabe, C.; Hasche, B.; Seefeldt, F. et al. (2011): Potenziale der Wärmepumpe zum Lastmanagement im Strommarkt und zur Netzintegration erneuerbarer Energien. Studie der Ecofys Germany GmbH und der Prognos AG im Auftrag des BMWi. Abgerufen am 27. Oktober 2013 von <http://www.bmwi.de/DE/Mediathek/publikationen,did=459232.html>
- Nahmacher, P.; Schmid, E.; Hirth, L. et al. (2016): Carpe diem – A novel approach to select representative days for longterm power system modeling. In: *Energy*, Bd. 112, S. 430-442. Amsterdam: Elsevier. DOI 10.1016/j.energy.2016.06.081
- Nicolosi, M. (2011): The Economics of Renewable Electricity Market Integration - An Empirical and Model-Based Analysis of Regulatory Frameworks and their Impact on the Power Market. Dissertation, Wirtschafts- und Sozialwissenschaftliche Fakultät der Universität Köln.
- Nicolosi, M.; Mills, A.; Wiser, R. (2011): The Importance of High Temporal Resolution in Modeling - Renewable Energy Penetration Scenarios. Abgerufen am 2. Januar 2018 von <https://escholarship.org/uc/item/9rh9v9t4>
- Nitsch, J. (2007): Leitstudie 2007 „Ausbaustrategie Erneuerbare Energien“ – Aktualisierung und Neubewertung bis zu den Jahren 2020 und 2030 mit Ausblick bis 2050. Studie im Auftrag des BMU. Abgerufen am 15. August 2018 von https://elib.dlr.de/56730/1/Nitsch_Leitstudie_2007.pdf

- Nitsch, J.; Sterner, M.; Wenzel, B. (2010): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global – Leitstudie 2010. Schlussbericht einer Studie des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt (DLR), des FraunhoferInstituts für Windenergiesysteme (IWES) und des Ingenieurbüros für neue Energien (IFNE) für das Bundesministerium für Umwelt (BMU). Abgerufen am 31. Januar 2018 von <http://elib.dlr.de/69139/>
- Nitsch, J.; Gerhardt, N.; Wenzel, B. et al. (2012a): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Schlussbericht einer Studie des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt (DLR), des FraunhoferInstituts für Windenergiesysteme (IWES) und des Ingenieurbüros für neue Energien (IFNE) für das Bundesministerium für Umwelt (BMU). Abgerufen am 2. August 2017 von http://www.dlr.de/dlr/Portaldata/1/Resources/bilder/portal/portal_2012_1/leitstudie2011_bf.pdf
- Nitsch, J.; Gerhardt, N.; Wenzel, B. et al. (2012b): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Datenanhang II zum Schlussbericht direkt darüber angegebener Studie. Abgerufen am 30. Oktober 2017 von http://www.dlr.de/tt/Portaldata/41/Resources/dokumente/institut/system/publications/Leitstudie_2011_Datenanhang-II_final.pdf

- Noun Project (2018): Piktogramme von Luis Prado, Fabio Rinaldi, Antonio Herrera, Erick Vazquez, Ben Davis, Maxim Kulikov, Ralf Schmitzer, Cuby Design, Marco Livolsi, Stephan Voevodin, Adrien Coquet, Tinashe Mugayi von The Noun Project veröffentlicht unter der Creative Commons-Lizenz (<https://creativecommons.org/licenses/by/3.0/>), teilweise leicht modifiziert. Abgerufen am 5. März 2018 von <https://thenounproject.com/>
- Nowak, W.; Arthkamp, J. et al. (2012): BHKW-Fibel – Wissen in kompakter Form. Essen: Energiedruck.
- NTB-WPZ (2018a): Prüfergebnisse Sole/Wasser-Wärmepumpen basierend auf der EN 14511:2013 und EN 14825:2013 / EN 14825:2016. Testergebnisse des Wärmepumpen-Testzentrums (WPZ) der Interstaatlichen Hochschule für Technik (NTB) in Buchs. Abgerufen am 23. August 2018 von https://www.ntb.ch/fileadmin/NTB_Institute/IES/pdf/Projekte_WPZ/PruefResSW180129.pdf
- NTB-WPZ (2018b): Prüfergebnisse Luft/Wasser-Wärmepumpen basierend auf der EN 14511:2013 / EN 14511:2018 und EN 14825:2013 / EN 14825:2016. Testergebnisse des Wärmepumpen-Testzentrums (WPZ) der Interstaatlichen Hochschule für Technik (NTB) in Buchs. Abgerufen am 23. August 2018 von https://www.ntb.ch/fileadmin/NTB_Institute/IES/pdf/Projekte_WPZ/PruefResLW180810.pdf
- Oehler, S. (2018): Emissionsfreie Gebäude – Das Konzept der „Ganzheitlichen Sanierung“ für die Gebäude der Zukunft. Wiesbaden: Springer Vieweg. ISBN 978-3-658-16055-5
- Oei, P.; Kemfert, C.; Reitz, F. et al. (2014): Kohleverstromung gefährdet Klimaschutzziele – Der Handlungsbedarf ist hoch. In: *DIW Wochenbericht*, Nr. 26/2014, Jg. 81, ISSN 0012-1304

- Oei, P.; Brauers, H.; Kemfert, C. et al. (2018): Kohleausstieg in NRW im deutschen und europäischen Kontext – Energiewirtschaft, Klimaziele und wirtschaftliche Entwicklung. In: *Politikberatung kompakt*, Nr. 129. Berlin: Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (Hrsg.). ISBN 978-3-946417-20-0
- Oschatz, B.; Mailach, B. (2012): BDEW-Heizkostenvergleich Neubau 2012 - Ein Vergleich der Gesamtkosten verschiedener Systeme zur Heizung und Warmwasserbereitung in Neubauten. Studie bearbeitet vom *Institut für Technische Gebäudeausrüstung Dresden, Forschung und Anwendung* und herausgg. vom Bund Deutscher Elektrizitätswerke (BDEW).
- Oschatz, B.; Mailach, B. (2013): BDEW-Heizkostenvergleich Altbau 2013 - Ein Vergleich der Gesamtkosten verschiedener Systeme zur Heizung und Warmwasserbereitung in Altbauten. Studie bearbeitet vom *Institut für Technische Gebäudeausrüstung Dresden, Forschung und Anwendung* und herausgg. vom Bund Deutscher Elektrizitätswerke (BDEW).
- Oschatz, B.; Pfnür, A.; Winiewska, B. et al. (2016): Dezentrale vs. zentrale Wärmeversorgung im deutschen Wärmemarkt - Vergleichende Studie aus energetischer und ökonomischer Sicht. Studie des *Instituts für Technische Gebäudeausrüstung Dresden* und des *Forschungscentrums Betriebliche Immobilienwirtschaft* an der Technischen Universität Darmstadt im Auftrag sechs verschiedener Akteure der Wärmewirtschaft. Abgerufen am 20. Juli 2018 von https://www.bdh-koeln.de/fileadmin/user_upload/pressemitteilungen_pdf/studie_dezentrale_vs_zentrale_waermeversorgung.pdf
- Palazzi, F. (2010): OSMOSE User Manual. Version 2.0. Abgerufen am 12. September 2018 von https://ipese.epfl.ch/wp-content/uploads/2018/07/Main_OsmoseDoc.pdf

- Palzer, A. (2016): Sektorübergreifende Modellierung und Optimierung eines zukünftigen deutschen Energiesystems unter Berücksichtigung von Energieeffizienzmaßnahmen im Gebäudesektor. Dissertation, Fakultät für Maschinenbau des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT). Stuttgart: Fraunhofer.
ISBN 978-3-8396-1041-1
- Papa, R.; Fistola, R. (2016): Smart Energy in the Smart City – Urban Planning for a Sustainable Future. In: *Green Energy and Technology*. Basel: Springer International. ISBN 978-3-319-31155-5
- Pape, C.; Gerhardt, N.; Drees, T. et al. (2014): Roadmap Speicher - Bestimmung des Speicherbedarfs in Deutschland im europäischen Kontext und Ableitung von technisch-ökonomischen sowie rechtlichen Handlungsempfehlungen für die Speicherförderung (Endbericht). Studie eines Forschungskonsortiums unter Leitung Fraunhofer-Instituts für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) mit den Förderkennzeichen 0325327A, 0325327B und 0325327C im Auftrag des BMWi.
- Papke, A.; Kahles, M. (2018): Neue EU-Regelungen zur Eigenversorgung – Auswirkungen des Art. 21 der neuen Erneuerbare-Energien-Richtlinie auf das deutsche Recht. Studie der *Stiftung Umweltenergierecht*. In: Würzburger Berichte zum Umweltenergierecht, Nr. 36, ISSN 2365-7146
- Park, H.; Kim, H. (2008): Heat supply systems using natural gas in the residential sector - The case of the agglomeration of Seoul. In: *Energy Policy*, Bd. 36, S. 3843-3853. Amsterdam: Elsevier.
DOI 10.1016/j.enpol.2008.07.011
- Peacock, D.; Newborough, M. (2005): Impact of micro-CHP systems on domestic sector CO₂ emissions. In: *Applied Thermal Engineering*, Bd. 25 Nr. 17-18, S. 2653-2676. Amsterdam: Elsevier.
DOI 10.1016/j.applthermaleng.2005.03.015

- Pellinger, C.; Schmid, T.; Regett, A. et al. (2016): Verbundforschungsvorhaben Merit Order der Energiespeicherung im Jahr 2030 – Teil 1. Haupt-/Endbericht einer Studie der Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) im Auftrag des BMWi und diverser Industriegesellschaften. ISBN 978-3-941802-31-5
- Peht, M.; Cames, M.; Fischer, C. et al. (2006): Micro Cogeneration – Towards Decentralized Energy Systems. Heidelberg: Springer. ISBN 3-540-25582-6
- Perner, J.; Bothe, D. (2018): International Aspects of a Power-to-X Roadmap – A report prepared for the World Energy Council Germany. Studie von *Frontier Economics* im Auftrag des *Weltenergierats Deutschland*. Abgerufen am 31. Oktober 2018 von https://www.weltenergieerat.de/wp-content/uploads/2018/10/20181018_WEC_Germany_PTXroadmap_Full-study-englisch.pdf
- Peters, W.; Schicketanz, S.; Hanusch, M. et al. (2015): Räumlich differenzierte Flächenpotentiale für erneuerbare Energien in Deutschland. Studie von *Bosch & Partner* und des Leipziger Instituts für Energie für das Bundesverkehrsministerium. In: BMVI-Online-Publikation, Nr. 08, ISSN 2364-6020. Abgerufen am 15. August 2018 von https://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/Veroeffentlichungen/BMVI/BMVIOnline/2015/DL_BMVI_Online_08_15.pdf?__blob=publicationFile&v=2
- Peukert, H.; Gillenkirch, R. (2019): Eintrag zu Unsicherheit im Gabler Wirtschaftslexikon. Wiesbaden: Springer Gabler. Revision vom 19. Februar 2019. Abgerufen am 7. März 2019 von <https://wirtschaftslexikon.gabler.de/definition/unsicherheit-49831/version-273057>
- Pforte, R. (2010): Untersuchungen zur Integration der fluktuierenden Windenergie in das System der Elektroenergieversorgung. Dissertation, Fakultät für Wirtschaftswissenschaften am Karlsruher Institut für Technologie (KIT).

- Pfluger, B. (2014): 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, Fakultät für Wirtschaftswissenschaften des Karlsruher Instituts für Technologie. Karlsruhe: KIT Scientific Publishing. ISBN 978-3-7315-0133-6
- Pfluger, B.; Teerstegen, B.; Franke, B. et al. (2017): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. Studie unter Leitung des Fraunhofer-Instituts für System- und Innovationsforschung (ISI) im Auftrag des BMWi. Abgerufen am 4. April 2018 von <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/langfrist-und-klimaszenarien.html>
- Pielke, M. (2010): Technisch-wirtschaftliche Systembetrachtung zur netzorientierten Integration von Mini-Blockheizkraftwerken. Dissertation, Fakultät für Elektrotechnik, Informationstechnik, Physik der Technischen Universität Braunschweig. Göttingen: Cuvillier. ISBN 978-3869553528.
- Pina, A.; Silva, C.; Ferrão, P. (2011): Modeling hourly electricity dynamics for policy making in long-term scenarios. In: *Energy Policy*, Bd. 39, S. 4692-4702. Amsterdam: Elsevier. DOI 10.1016/j.enpol.2011.06.062
- Piontek, F.; Seidl, H.; Agricola, A. et al. (2014): Internationaler Einsatz von Lastmanagement. Analyse von Instrumenten und Maßnahmen zur Unterstützung der Erschließung von Demand Side Management in den Ländern Dänemark, Schweiz und Frankreich. Studie der Deutschen Energieagentur im Auftrag des BMWi.

- Pippke, N.; Mutlak, N. (2015): Einzelfragen zur EEG-Umlage nach § 61 EEG 2014 bei Anlagen i. S. d. EEG (Empfehlung 2014/31). Vortragsfolien der Clearingstelle EEG zum Vortrag auf dem 22. Fachgespräch der Clearingstelle EEG *Eigenversorgung mit Strom aus Anlagen i. S. d. EEG* am 23. September 2015 in Berlin. Abgerufen am 16. Oktober 2015 von <https://www.clearingstelle-eeg.de/fachgespraeche/22>
- Pizzini, K.; Bonzini, P. (2018): GNU sed - a stream editor. Abgerufen am 7. Oktober 2018 von <https://www.gnu.org/software/sed/manual/sed.pdf>
- Poncelet, K.; Höschle, H.; Delaure, E. et al. (2017): Selecting Representative Days for Capturing the Implications of Integrating Intermittent Renewables in Generation Expansion Planning Problems. In: *IEEE Transactions on Power Systems*, Bd. 32, Ausg. 3, S. 1936-1948. DOI 10.1109/TPWRS.2016.2596803
- Poncelet, K.; Duerinck, J. (2017): Timeslicetool V1.1. Erhältlich auf Anfrage bei Jan.duerinck@energyville.be.
- Praetorius, B.; Lenck, T.; Büchner, J. et al. (2017): Neue Preismodelle für Energie – Grundlagen einer Reform der Entgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen auf Strom und fossile Energieträger. Studie von Autoren verschiedener Forschungs- und Beratungsinstitutionen für *Agora Energiewende* mit der Berichtsnummer 111/03-S-2017/DE. Abgerufen am 20. Juli 2018 von https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2017/Abgaben_Umlagen/Agora_Abgaben_Umlagen_WEB.pdf
- Quaschnig, V. (2016): Sektorkopplung durch die Energiewende - Anforderungen an den Ausbau erneuerbarer Energien zum Erreichen der Pariser Klimaschutzziele unter Berücksichtigung der Sektorkopplung. Studie der Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin. Abgerufen am 16. Juli 2018 von <https://pv-speicher.htw-berlin.de/wp-content/uploads/2016/05/HTW-2016-Sektorkopplungsstudie.pdf>

- R2B (2017): Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG-geförderten Kraftwerken für die Kalenderjahre 2018 bis 2022. Endbericht einer Studie von *Research to Business Energy Consulting* im Auftrag der Übertragungsnetzbetreiber. Köln: R2B (Hrsg.).
- Rasmussen, M.; Andresen, G.; Greiner, M. (2012): Storage and balancing synergies in a fully or highly renewable pan-European power system. In: *Energy Policy*, Bd. 51, S. 642-651. Amsterdam: Elsevier. DOI 10.1016/j.enpol.2012.09.009
- Ravn, H. (2001): The Balmorel Model – Theoretical Background. Abgerufen am 4. August 2017 von <http://www.balmorel.com/images/downloads/The-Balmorel-Model-Theoretical-Background.pdf>
- Recknagel, H.; Ginsberg, O.; Gehrenbeck, K. et al. (2009): Taschenbuch für Heizung und Klimatechnik. München: Oldenbourg Industrieverlag. ISBN 978-3-8356-3134-2
- Recknagel, H.; Ginsberg, O.; Gehrenbeck, K. et al. (2017): Taschenbuch für Heizung und Klimatechnik. Essen: Deutscher Industrieverlag. ISBN 978-3-8356-7284-0
- Red Hat (2005): Cygwin User's Guide. Dokumentation der Cygwin-Umgebung. Abgerufen am 7. Oktober 2018 von http://pipeline.lbl.gov/code/3rd_party/licenses.win/cygwin-doc-1.4/cygwin-ug-net.pdf
- REFA (1985): Methodenlehre der Planung und Steuerung. Bd. 1, 4. Aufl. München: Hanser.
- Reichmuth, M. (2014): Marktanalyse Ökostrom. Endbericht einer Studie des Leipziger *Instituts für Energie* im Auftrag des BMU unter fachlicher Betreuung und herausgg. durch das Umweltbundesamt. Zugl. erschienen in *Texte*, ISSN 1862-4804

- Remme, U. (2006): Zukünftige Rolle erneuerbarer Energie in Deutschland – Sensitivitätsanalysen mit einem linearen Optimierungsmodell. Dissertation, Fakultät für Maschinenbau an der Universität Stuttgart. Zugl. Forschungsbericht des Instituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) der Universität Stuttgart, Bd. 99, ISSN 0938-1228
- Remme, U. (2007): Overview of TIMES: Parameters, Primal Variables & Equations. Vortragsfolien zum Vortrag auf dem ETSAP-Workshop am 21. November 2007 in Brasilia. Abgerufen am 3. Januar 2018 von http://www.iea-etsap.org/workshop/brazil_11_2007/times-remme.pdf
- Remmers, J. (1991): Zur Ex-ante-Bestimmung von Investitionen bzw. Kosten für Emissionsminderungstechniken und den Auswirkungen der Datenqualität in meso-skaligen Energie-Umwelt-Modellen. Dissertation, Fakultät für Wirtschaftswissenschaften der Universität Fridericiana zu Karlsruhe (TH).
- Repenning, J.; Braungardt, S.; Ziesing, H.-J. et al. (2015): Klimaschutzszenario 2050 (2. Endbericht). Studie des Öko-Instituts und des Fraunhofer-Instituts für System- und Innovationsforschung (FhG-ISI) im Auftrag des BMU. Abgerufen am 2. August 2017 von <https://www.oeko.de/oekodoc/2451/2015-608-de.pdf>
- Ringler, P. (2017): Erzeugungssicherheit und Wohlfahrt in gekoppelten Elektrizitätsmärkten - Untersuchungen mithilfe eines agentenbasierten Simulationsmodells für die Region Zentralwesteuropa. Dissertation, Fakultät für Wirtschaftswissenschaften des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT).
- Ringler, P.; Schermeyer, H.; Ruppert, M. et al. (2016): Decentralised Energy Systems, Market Integration, Optimisation. In: *Produktion und Energie*, Bd. 12. Karlsruhe: KIT Scientific Publishing. ISBN 978-3-7315-0505-1

- Rodriguez, R.; Becker, S.; Greiner, M. (2015): Cost-optimal design of a simplified highly renewable pan-European electricity system. In: *Energy*, Bd. 83, S. 658-668. Amsterdam: Elsevier.
DOI 10.1016/j.energy.2015.02.066
- Röthele, E.; Hampe, M.; Hartwig, J. et al. (2015): Energetisches Sanieren denkmalgeschützter Gebäude in Wiesbaden. Vom Umweltamt der Stadt Wiesbaden herausgg. Leitfaden. Abgerufen am 28. September 2018 von
https://www.wiesbaden.de/medien-zentral/dok/leben/planen-bauen-wohnen/P141_SL-WI_Leitfaden_150317_web.pdf
- Rose, R. (2017): Forcierung der SOFC-Technologie. Eintrag bei *HZwei-Blog*. Abgerufen am 17. August 2018 von
<https://www.hzwei.info/blog/2018/03/09/japan-forcierung-der-sofc-technologie>
- Rosen, J. (2008): The future role of renewable energy sources in European electricity supply – a model-based analysis for the EU-15. Dissertation, Fakultät für Wirtschaftswissenschaften der Universität Karlsruhe (TH). Karlsruhe: Universitätsverlag. ISBN 978-3-86644-215-3
- Rosen, J.; Tietze-Stöckinger, I.; Rentz, O. (2007): Model-based analysis of effects from large-scale wind power production. In: *Energy*, Bd. 32 Nr. 4, S. 575–583. Amsterdam: Elsevier.
DOI 10.1016/j.energy.2006.06.022
- Rosenthal, R. (2017): GAMS – A User’s Guide. Abgerufen am 16. Januar 2018 von <https://www.gams.com/24.8/docs/userguides/GAMSUsersGuide.pdf>
- Roth, H. (2008): Modellentwicklung zur Kraftwerksparkoptimierung mit Hilfe von Evolutionsstrategien. Dissertation, Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik der Technischen Universität München.

- Rout, U. K.; Fahl, U.; Remme, U. et al. (2009): Endogenous implementation of technology gap in energy optimization models—a systematic analysis within TIMES G5 model. In: *Energy Policy*, Bd. 37, Nr. 7, S. 2814–2830. Amsterdam: Elsevier. DOI 10.1016/j.enpol.2009.03.034
- Sadr, F. (2014): Heat Pump or CHP – which one is greener? In: *REHVA Journal*, Bd. 51, Nr. 5 (Sept 14), S. 26-29. ISSN 1307-3729
- Sagebiel, J.; Müller, J.; Rommel, J. (2014): Are consumers willing to pay more for electricity from cooperatives? Results from an online Choice Experiment in Germany. In: *Energy Research & Social Science*, Bd. 2, S. 90-101. Amsterdam: Elsevier. DOI 10.1016/j.erss.2014.04.003
- Sandberg, J.; Larsson, M.; Wang, C. et al. (2012): A new optimal solution space based method for increased resolution in energy system optimisation. In: *Applied Energy*, Bd. 92, S. 583-592. DOI 10.1016/j.apenergy.2011.11.062
- Schäfer, L.; Raup, T.; Brenne, W. et al. (2013): Energetische Perspektive denkmalgeschützter Wohnungsbauten. Studie der Berliner Energieagentur mit Projekt-Nr. 12423000 im Auftrag der Senatsverwaltung für Stadtentwicklung und Umwelt der Stadt Berlin.
- Schäfer, F. (2014): Supplying tenants in multiple-family housing with solar power in the „Neue Heimat“ project. Vortragsfolien der Heidelberger Energiegenossenschaft (HEG) zum Vortrag auf der Konferenz zu neuen Verbrauchs- und Vermarktungsmodellen für die Photovoltaik des Deutsch-Französischen Büros für die Energiewende am 10. April 2014 in Paris. Abgerufen am 1. Juni 2018 von <https://energie-fr-de.eu>

- Schätzl, L.; Oertel, H.; Kilisch, W. et al. (2007): Investitionsprozesse im Wohnungsbestand unter besonderer Berücksichtigung privater Vermieter. In: *Forschungen*, Heft 129 (vom Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung herausgg. Schriftenreihe). ISBN 978-3-87994-461-3
- Schaumann, G.; Schmitz, K. (2010): Kraft-Wärme-Kopplung. 4. Aufl. Heidelberg: Springer. ISBN 978-3-642-01424-6
- Schenuit, C.; Heuke, R.; Paschke, J. (2016): Potenzialatlas Power to Gas – Klimaschutz umsetzen, erneuerbare Energien integrieren, regionale Wertschöpfung ermöglichen. Studie der Deutschen Energie-Agentur (Dena). Abgerufen am 5. November 2018 von https://shop.dena.de/fileadmin/denashop/media/Downloads_Dateien/esd/9144_Studie_Potenzialatlas_Power_to_Gas.pdf
- Schermeyer, H. (2018): Netzengpassmanagement in regenerativ geprägten Energiesystemen - Untersuchungen zur Abregelung Erneuerbarer Energien und zur Sektorenkopplung in einem deutschen Verteilnetz. Dissertation, Fakultät für Wirtschaftswissenschaften am Karlsruher Institut für Technologie (KIT).
- Schlenzig, C. (1997): PlaNet – Ein entscheidungsunterstützendes System für die Energie- und Umweltplanung. Dissertation, Fakultät für Energie-, Verfahrens- und Biotechnik der Universität Stuttgart. Zugl. Forschungsbericht des Instituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) der Universität Stuttgart, Bd. 47, ISSN 0938-1228
- Schlesinger, M.; Lindenberger, D.; Lutz, C. et al. (2010): Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung. Studie unter Leitung des Energiewirtschaftlichen Instituts der Universität Köln für das BMWi, Projekt Nr. 12/10. Abgerufen am 27. Oktober 2013 von http://www.bmu.de/fileadmin/bmu-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/energieszenarien_2010.pdf

Schlesinger, M.; Lindenberger, D.; Lutz, C. et al. (2011): Energieszenarien 2011. Studie unter Leitung des Energiewirtschaftlichen Instituts der Universität Köln für das BMWi, Projekt Nr. 12/10. Abgerufen am 31. Januar 2018 von https://www.prognos.com/fileadmin/pdf/publikationsdatenbank/11_08_12_Energieszenarien_2011.pdf

Schlesinger, M.; Lindenberger, D.; Lutz, C. et al. (2014): Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose. Endbericht einer Studie eines Forschungskonsortiums unter Leitung der Prognos AG im Auftrag des BMWi. Abgerufen am 2. August 2017 von <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/entwicklung-der-energiemaerkte-energiereferenzprognose-endbericht.html>

Schmid, C. (2004): Energieeffizienz in Unternehmen – Eine wissenschaftliche Analyse von Einflussfaktoren und Instrumenten. Dissertation, Departement Maschinenbau und Verfahrenstechnik an der Eidgenössischen Technischen Hochschule Zürich. Zürich: VDF. ISBN 3-7281-2951-8

Schmidla, T. (2016): Netzintegration großer Leistungen erneuerbarer Energien durch Kraft-Wärme-Kopplung mit thermischer Energiespeicherung. Dissertation, Fachbereich Elektrotechnik/Informatik der Universität Kassel. Kassel: University Press. ISBN 978-3-7376-0174-0

Schmidt, J.; Thomas, B.; Pelz, S. (2016): Geschäftsmodelle für virtuelle Kraftwerke. In: *Horizonte - Forschung an den Hochschulen für Angewandte Wissenschaften in Baden-Württemberg*, Nr. 47 (April 2016), ISSN 1432-9174

- Schmidt, M.; Abdalla, N.; Bürger, V. et al. (2017): Energie- und Klimaschutzziele 2030. Studie eines Forschungskonsortiums unter Leitung des Zentrums für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) im Rahmen des Forschungsprogramms *BWPLUS* mit den Förderkennzeichen *BWKS 16001 – BWKS 16004*. Abgerufen am 7. November 2018 von https://www.zsw-bw.de/fileadmin/user_upload/PDFs/Aktuelles/2017/20170928_Endbericht_Energie-_und_Klimaschutzziele_2030.pdf
- Schmidt, M.; Kelm, T.; Püttner, A. et al. (2012): Erste Abschätzung ausgewählter ökonomischer Wirkungen der Umsetzung des Energieszenarios Baden-Württemberg 2050. Kurzgutachten des Zentrums für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) im Auftrag des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg. Abgerufen am 7. November 2018 von https://www.zsw-bw.de/uploads/media/Gutachten_Klimaschutzgesetz_BW_2011.pdf
- Schönfelder, M.; Jochem, P.; Fichtner, W. (2011): Energiesystemmodelle zur Szenarienbildung – Potenziale und Grenzen. In: Dieckhoff, C.; Fichtner, W.; Grunwald, A. et al. (Hrsg.): Energieszenarien – Konstruktion, Bewertung und Wirkung – „Anbieter“ und „Nachfrager“ im Dialog. Karlsruhe: KIT Scientific Publishing. ISBN 978-3-86644-621-2
- Schönfelder, M. (2013): Optimierung des Einsatzes brennstoffzellenbasierter Mikro-KWK-Anlagen unter Berücksichtigung des gesteuerten Ladens von Elektrofahrzeugen. Dissertation, Fakultät für Wirtschaftswissenschaften des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT). Göttingen: Cuvillier. ISBN 978-95404-496-2
- Scholles, F. (2008a): Planung unter Unsicherheit – Risiko, Risk Assessment. In: Fürst, D; Scholles, F. (Hrsg.): Handbuch Theorien und Methoden der Raum- und Umweltplanung, 3. Aufl., S. 348-358. Dortmund: Rohn. ISBN 978-3-939486-23-7

- Scholles, F. (2008b): Szenariotechnik. In: Fürst, D; Scholles, F. (Hrsg.): Handbuch Theorien und Methoden der Raum- und Umweltplanung, 3. Aufl., S. 380-392. Dortmund: Rohn. ISBN 978-3-939486-23-7
- Scholz, Y. (2012): Renewable energy based electricity supply at low costs - Development of the REMix model and application for Europe. Dissertation, Fakultät für Energie-, Verfahrens- und Biotechnik der Universität Stuttgart.
- Schüll, E. (2009): Zur Forschungslogik explorativer und normativer Zukunftsforschung. In: Popp, R.; Schüll, E. (Hrsg.): Zukunftsforschung und Zukunftsgestaltung – Beiträge aus Wissenschaft und Praxis. S. 223-234. Heidelberg: Springer. ISBN 9783540785637
- Schubert, S.; Härdtlein, M; Graf, A. (2014): Mini-/Mikro-KWK im Kontext der deutschen Energiewende – Eine Analyse des soziotechnischen Innovationsfeldes. Zugl. Diskussionspapier in der Reihe des vom BMBF geförderten Projekts *LITRES – Lokale Innovationsimpulse zur Transformation des Energiesystems*, ISSN 2199-1219. Abgerufen am 17. August 2018 von <http://www.uni-stuttgart.de/litres/Publikationen/>
- Schulz, W.; Brandstät, C. (2013): Flexibilitätsreserven aus dem Wärmemarkt. Studie des Fraunhofer-Instituts für Fertigungstechnik und Angewandte Materialforschung (IFAM) im Auftrag des *Bundesverbands Erneuerbare Energie (BEE)* und des *Energieeffizienzverbands für Wärme, Kälte und KWK (AGFW)*. ISBN 978-3-920328-66-9. Bochum: Ponte Press.
- Schüwer, D.; Hanke, T.; Luhman, H. (2015): Konsistenz und Aussagefähigkeit der Primärenergie-Faktoren für Endenergieträger im Rahmen der EnEV. Studie des Wuppertal-Instituts im Auftrag von *Zukunft Erdgas* und des *Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches (DVGW)*. Abgerufen am 17. Juli 2018 von <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/leistungen/forschung/berichte/g201505.pdf>

- Schwaderer, F. (2012): Integrierte Standort-, Kapazitäts- und Technologieplanung von Wertschöpfungsnetzwerken zur stofflichen und energetischen Biomassenutzung. Fakultät für Wirtschaftswissenschaften am Karlsruher Institut für Technologie (KIT). Karlsruhe: KIT Scientific Publishing. ISBN 978-3-86644-919-0
- Sensfuß, F. (2007): Assessment of the impact of renewable electricity generation on the German electricity sector – An agent-based simulation approach. Dissertation, Fakultät für Wirtschaftswissenschaften an der Universität Karlsruhe (TH).
- Siebert (2014): Gegenwind für Mieterstrom - EEG-Novelle. Artikel im Internetangebot des Radiosenders *Deutschlandfunk*. Abgerufen am 23. September 2015 von http://www.deutschlandfunk.de/eeg-novelle-gegenwind-fuer-mieterstrom.697.de.html?dram:article_id=299635
- Siarry, P. (2016): Metaheuristics. Cham: Springer International. ISBN 978-3-319-45401-6
- Slednev, V; Bertsch, V.; Fichtner, W. (2015): A Multi-objective Time Segmentation Approach for Power Generation and Transmission Models. In: Doerner, K.; Ljubic, I.; Pflug, G. et al. (Hrsg.): Operations Research Proceedings 2015 – Selected Paper of the International Conference of the German, Austrian and Swiss Operations Research Societies. Konferenzband zur Veranstaltung am 1. bis 4. September 2015 an der Universität Wien. Cham: Springer. ISBN 978-3-319-42901-4
- Smolinka, T.; Wiebe, N.; Sterchele, P. et al. (2018): Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland – Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme. Studie *IndWEDe* eines Konsortiums unter Leitung des Fraunhofer-Instituts für solare Energiesysteme (ISE) im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI).

- Smolka, T. (2009): Ökologisch-technische Auswirkungen dezentraler Energieversorgungsszenarien mit Blockheizkraftwerken in elektrischen Verteilungsnetzen. Dissertation, Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik der Rheinisch-Westfälischen Technischen Hochschule Aachen. Zugl.: *Aachener Beiträge zur Hochspannungstechnik*. Aachen: Mainz. ISBN 3-86130-671-9
- S&P Global Platts (n.d.): UDI World Electric Power Plants Database (WEPP). Abgerufen am 30. Oktober 2017 von <https://www.platts.com/udi-data-directories>
- Sötebier (2015): EEG-Umlage auf Eigenversorgung aus Sicht der Bundesnetzagentur. Vortragsfolien der Bundesnetzagentur zum Vortrag auf dem 22. Fachgespräch der Clearingstelle EEG *Eigenversorgung mit Strom aus Anlagen i. S. d. EEG* am 23. September 2015. Abgerufen am 21. Oktober 2015 von <https://www.clearingstelle-eeg.de/fachgespraeche/22>
- SoDa (2012): Time Series of Solar Radiation Data (HelioClim3) – Solar radiation data online service. Onlinedienst von *MINES ParisTech* zur solaren Einstrahlungsdaten. Abgerufen im Jahr 2012 von http://www.soda-is.com/eng/services/services_radiation_pay_eng.php
- Sperlich, V (2012): Übungsaufgaben zur Thermodynamik mit Mathcad. München: Carl Hanser. ISBN 978-3446216037
- Stachowiak, H. (1973): Allgemeine Modelltheorie. Wien: Springer.
- Stachowiak, H. (1983): Modelle – Konstruktion der Wirklichkeit. München: Wilhelm Fink. ISBN 3-7705-1962-0
- Stadler, I. (2006): Demand Response – Nichtelektrische Speicher für Elektrizitätsversorgungssysteme mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Habilitationsschrift am Fachbereich für Elektrotechnik der Universität Kassel. ISBN 3-86624-092-9. Berlin: Verlag im Internet.

- Stahl, L. (2015): Eigenversorgungskonzepte im Bereich der Kraft-Wärme-Kopplung. Vortragsfolien des Vereins *BHKW-Forum* zum Vortrag auf dem 22. Fachgespräch der Clearingstelle EEG *Eigenversorgung mit Strom aus Anlagen i. S. d. EEG* am 23. September 2015 in Berlin. Abgerufen am 1. Juni 2018 von <https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/fachgespraeche/22>
- Stappel, M.; Gerlach, A.; Scholz, A. et al. (2015): The European Power System in 2030 - Flexibility Challenges and Integration Benefits – An Analysis with a Focus on the Pentilateral Energy Forum Region. Studie des Fraunhofer-Instituts für Windenergiesysteme im Auftrag von *Agora Energiewende* mit der Berichtsnummer 067/02-A-2015/EN. Berlin: Agora Energiewende (Hrsg.).
- Steck, M. (2013): Entwicklung und Bewertung von Algorithmen zur Einsatzplanerstellung virtueller Kraftwerke. Dissertation, Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik der Technischen Universität München.
- Steinbach, J. (2015): Modellbasierte Untersuchung von Politikinstrumenten zur Förderung erneuerbarer Energien und Energieeffizienz im Gebäudebereich. Dissertation, Fakultät für Wirtschaftswissenschaften am Karlsruher Institut für Technologie (KIT). Stuttgart: Fraunhofer. ISBN 978-3-8396-0987-3.
- Steinbach, J.; Staniaszek, D. (2015): Discount rates in energy system analysis. Diskussionspapier des Fraunhofer Instituts for System- und Innovationsforschung Karlsruhe im Auftrag des *Buildings Performance Institute Europe* (BPIE).
- Steinhorst, B. (2012): Funktionale Stromspeicher - Definition des Begriffs und Unterscheidung verschiedener Speichertypen. Abgerufen am 14. März 2017 von <https://www.ffe.de/publikationen/veroeffentlichungen/417-funktionale-stromspeicher>

- Stengel, J. (2014): Akteursbasierte Simulation der energetischen Modernisierung des Wohngebäudebestands in Deutschland. Dissertation, Fakultät für Wirtschaftswissenschaften am Karlsruher Institut für Technologie (KIT). In: *Produktion und Energie*, Bd. 6. Karlsruhe: KIT Scientific Publishing. ISBN 978-3-7315-0236-4
- Sterner, M. (2009): Bioenergy and renewable power methane in integrated 100 % renewable energy systems – Limiting global warming by transforming energy systems. Dissertation, Fachbereich Elektrotechnik/Informatik der Universität Kassel. Kassel: University Press. ISBN 978-3-89958-798-2
- Sterner, M.; Gerhardt, N.; Saint-Drenan, Y. et al. (2010): Energiewirtschaftliche Bewertung von Pumpspeicherwerken und anderen Speichern im zukünftigen Stromversorgungssystem. Endbericht einer Studie des Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) im Auftrag der *Schluchsewerk AG*.
- Steurer, M. (2017): Analyse von Demand Side Integration im Hinblick auf eine effiziente und umweltfreundliche Energieversorgung. Dissertation, Fakultät Energie-, Verfahrens- und Biotechnik der Universität Stuttgart. Zugl. Forschungsbericht des Instituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) der Universität Stuttgart, Bd. 121, ISSN 0938-1228
- Stigka, E.; Paravantis, J.; Mihalakakou, G. (2014): Social acceptance of renewable energy sources – A review of contingent valuation applications. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Bd. 32 S. 100-106. Amsterdam: Elsevier.
DOI 10.1016/j.rser.2013.12.026

- Strogies, M.; Gniffke, P. (2012): Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll – Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 – 2010. Zugl.: *Climate Change*, Bd. 8, Jg. 12, ISSN 1862-4359. Abgerufen am 10. Mai 2018 von <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/berichterstattung-unter-klimarahmenkonvention-1>
- Struschka, M.; Kilgus, D.; Springmann, M. et al. (2008): Effiziente Bereitstellung aktueller Emissionsdaten für die Luftreinhaltung. Studie im Auftrag des Umweltbundesamtes (UBA). Dessau-Roßlau: UBA (Hrsg.).
- Sučić, S.; Dragičević, T.; Capuder, T. et al. (2011): Economic dispatch of virtual power plants in an event-driven service-oriented framework using standards-based communications. In: *Electric Power Systems Research*, Bd. 81, Ausg. 12, S. 2108-2119. Amsterdam: Elsevier. DOI 10.1016/j.epsr.2011.08.008
- Suttor, W. (2014): Blockheizkraftwerke – ein Leitfaden für den Anwender. Fachbuch des *BINE-Informationsdiensts*, 8. Aufl. Stuttgart: Fraunhofer IRB. ISBN 978-3-8167-9303-8
- Synwoldt (2016): Dezentrale Energieversorgung mit regenerativen Energien – Technik, Märkte, kommunale Perspektiven. Wiesbaden: Springer Vieweg. ISBN 978-3-658-13046-6
- Teng, F.; Aunedi, M.; Strbac, G. (2016): Benefits of flexibility from smart electrified transportation and heating in the future UK electricity system. In: *Applied Energy*, Bd 167, S. 420-431. Amsterdam: Elsevier. DOI 10.1016/j.apenergy.2015.10.028

- Teufel, F. (2015): Speicherbedarf und dessen Auswirkungen auf die Energiewirtschaft bei Umsetzung der politischen Ziele zur Energiewende. Dissertation, Fakultät für Wirtschaftswissenschaften des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT). In: *Produktion und Energie*, Bd. 9. Karlsruhe: KIT Scientific Publishing. ISBN 978-3-7315-0341-5
- Thamling, N.; Pehnt, M.; Kirchner, J. et al. (2015): Hintergrundpapier zur Energieeffizienzstrategie Gebäude – Erstellt im Rahmen der wissenschaftlichen Begleitforschung zur Erarbeitung einer Energieeffizienzstrategie Gebäude. Studie eines Forschungskonsortiums unter Leitung der *Prognos AG* im Auftrag der Bundesstelle für Energieeffizienz am Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle im Geschäftsbereich des BMWi. Abgerufen am 24. Mai 2018 von https://www.prognos.com/uploads/tx_at-wpubdb/20151220_Prognos_Hintergrundpapier_EES.pdf
- Theiß, E. (2012): Rationelle Energieanwendungen in der Gebäudetechnik – Energieeffiziente Systemtechnologien der Kraft- und Wärmetechnik, Anlagenkonzepte, Anwendungen und Praxistipps. Stuttgart: Fraunhofer IRB. ISBN 978-3-8167-8269-8
- Thomas, B. (2011): Mini-Blockheizkraftwerke – Grundlagen, Gerätetechnik, Betriebsdaten. 2. Aufl. Würzburg: Vogel. ISBN 978-3-8343-3211-0
- Tiberius, V. (2011): Zukunftsorientierung in der Betriebswirtschaftslehre. Wiesbaden: Springer/Gabler. ISBN 978-3-8349-2474-2
- Topten (2018): Energieeffiziente Wärmepumpen. Export aus der Top-ten-Online-Datenbank energieeffizienter Elektrogeräte mit Stand 28. Juni 2018. Abgerufen am 23. August 2018 von https://www.topten.ch/private/products/heat_pumps

- Trockel, S.; Schönbeck, J. (2015): Geschäftsmodelle für Photovoltaik nach der EEG-Novelle. Beitrag der Energieagentur des Landes Nordrhein-Westfalen im Onlinemagazin *klimaretter.info*. Abgerufen am 7. Oktober 2015 von <https://www.klimaretter.info/neues-vom-kooperationspartner/18083-geschaeftsmodelle-fuer-photovoltaik-nach-der-eeg-novelle>
- Ueckerdt, F.; Brecha, R.; Luderer, G. et al. (2015a): Representing power sector variability and the integration of variable renewables in long-term energy-economy models using residual load duration curves. In: *Energy*, Bd. 90, S. 1799-1814. Amsterdam: Elsevier. DOI 10.1016/j.energy.2015.07.006
- Ueckerdt, F.; Brecha, R.; Luderer, G. (2015b): Analyzing major challenges of wind and solar variability in power systems. In: *Renewable Energy*, Bd. 81, S. 1-10. Amsterdam: Elsevier. DOI 10.1016/j.renene.2015.03.002
- Uhrig, M.; Suriyah, M.; Leibfried, T. et al. (2016): Beitrag privater Haushalte als regionale Flexibilität zur Verteilnetz-Betriebsoptimierung. Langfassung eines Konferenzbeitrags zum 14. Symposium Energieinnovation am 10.-12. Februar 2016 in Graz. Abgerufen am 3. August 2017 von https://www.tugraz.at/fileadmin/user_upload/Events/Eninnov2016/files/lf/Session_A5/LF_Uhrig.pdf
- Uhrig, M. (2017): Aspekte zur Integration stationärer und mobiler Batteriespeicher in die Verteilnetze. Dissertation, Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik des Karlsruher Instituts für Technologie.
- van Riel, R. (2013): Rezension von Weisberg (2013): Simulation and Similarity – Using Models to Understand the World. In: *Zeitschrift für philosophische Literatur*, Bd. 1, Nr. 1. ISSN 2198-0209

- Vaillancourt, K.; Tosato, G. (2011): Joint Studies for New and Mitigated Energy Systems – Final Report of Annex XI (2008-2010). Bericht des Energy Technology Systems Analysis Program (ETSAP) der Internationalen Energie-Agentur (IEA).
- Vaillant (2011): Technisches Datenblatt ecoPOWER 1.0. Stand 4/2011.
- Vangulick, D.; Cornelusse, B.; Ernst, D. (2018): Blockchain for peer-to-peer energy exchanges - design and recommendations. Tagungsbeitrag mit der Beitragsnummer 0323 zum *CIREC-Workshop* in Ljubljana am 7-8. Juni 2018. Abgerufen am 15. September 2018 von <https://orbi.uliege.be/handle/2268/222138>
- VDEW (2000): Umsetzung der Analytischen Lastprofilverfahren - Step-by-step. VDEW-Materialien M-23/2000. Frankfurt am Main: Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke (Hrsg.).
- VDI (2008): Referenzlastprofile von Ein- und Mehrfamilienhäusern für den Einsatz von KWK-Anlagen. Richtlinie 4655 des Vereins Deutscher Ingenieure (VDI 4655). Berlin: Beuth.
- VDI (2012): Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen - Grundlagen und Kostenberechnung. Richtlinie 2067 des Vereins Deutscher Ingenieure (VDI 2067 Blatt 1). Berlin: Beuth.
- VDI (2013): Planung und Dimensionierung von Mikro-KWK-Anlagen. Richtlinie 4656 des Vereins Deutscher Ingenieure (VDI 4656). Berlin: Beuth.
- VDI (2014): Solare Trinkwassererwärmung - Allgemeine Grundlagen - Systemtechnik und Anwendung im Wohnungsbau. Richtlinie 6002 des Vereins Deutscher Ingenieure (VDI 6002 Blatt 1). Berlin: Beuth.
- VDI (2016): Berechnung der Jahresarbeitszahl von Wärmepumpenanlagen, Elektrowärmepumpen zur Raumheizung und Trinkwassererwärmung. Richtlinie 4650 des Vereins Deutscher Ingenieure (VDI 4650 Blatt 1). Berlin: Beuth.

- VDN (2007): Kalkulationsleitfaden § 18 StromNEV. Broschüre herausgg. vom Verband der Netzbetreiber beim VDEW.
- Verheyen, R.; Pabsch, S. (2017): Ausstieg aus dem Verbrennungsmotor – Keine Neuzulassung von PKW mit Otto- oder Dieselmotoren ab 2025. Kurzgutachten und Gesetzesvorschlag der Rechtsanwaltskanzlei *Günther* (Hamburg) im Auftrag von Greenpeace. Abgerufen am 16. Juli 2018 von https://www.enerpedia.info/enerthek_util/cache/1511181498_gp_gutachten_ausstieg_verbrennungsmotor.pdf
- VKU (2005): VKU-Umsetzungshilfe zur Ermittlung des Entgeltes für dezentrale Einspeisung. Brochure herausgg. vom Verband kommunaler Unternehmen.
- Vogler, I. (2015): Stromerzeugung in der Wohnungswirtschaft – neue Wege für den Klimaschutz. Vortragsfolien des Bundesverbands deutscher Wohnungs- und Immobilienunternehmen (GdW) zum Vortrag auf der Tagung des Instituts Wohnen und Umwelt (IWU) zu *Mieterstrom als wohnortnahe Stromerzeugung und Vermarktung an die Mieter* am 23. Juni 2015 in Darmstadt.
- Vogtmann, M. (2013): PV-Eigenstromnutzung in Mehrfamilienhäusern – Betreiberkonzepte, Zählerkonzepte, Messstellenbetrieb, Wirtschaftlichkeit. Vortragsfolien der Deutschen Gesellschaft für Sonnenenergie (DGS), Landesverband Franken.
- von Hesler, W. (2015): Stromspeicher und EEG-Umlage: Eine Analyse der geltenden Rechtslage. In: *Recht der Erneuerbaren Energien*, 03/2015, S. 150ff. Düsseldorf: Bodak.
- von Roon (2009): Mikro-KWK und virtuelle Kraftwerke. In: Tagungsband der FfE-Fachtagung 2009 - Stromversorgung des 21. Jahrhunderts. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft (Hrsg.).

- von Roon, S.; Gobmaier, T. (2010): Demand Response in der Industrie - Status und Potenziale in Deutschland. Kurzbericht der Forschungsstelle für Energiewirtschaft. ISBN 978-3-941802-21-6
- Walberg, D.; Holz, A.; Gniechwitz, T. et al. (2011): Wohnungsbau in Deutschland 2011 - Modernisierung oder Bestandsersatz - Studie zum Zustand und der Zukunftsfähigkeit des deutschen „Kleinen Wohnungsbaus“ herausgg. von der *Arbeitsgemeinschaft für zeitgemäßes Bauen*. ISBN 978-3-939268-02-4
- Wehnert, T.; Best, B.; Andreeva, T. (2017): Kohleausstieg – Analyse von aktuellen Diskussionsvorschlägen und Studien. Studie erstellt und herausgg. durch das Wuppertal-Institut im Auftrag des Naturschutzbundes Deutschland (NABU).
- Weigend, D. (2017): Rückzieher – Pumpspeicherkraftwerk Atdorf wird doch nicht gebaut. Artikel im Online-Angebot der *Badischen Zeitung*. Abgerufen am 26. Januar 2018 von <http://www.badische-zeitung.de/wirtschaft-3/pumpspeicherkraftwerk-atdorf-wird-doch-nicht-gebaut--143243544.html>
- Weisberg, M. (2013): Simulation and Similarity – Using Models to Understand the World. Oxford: OUP. ISBN 9780199933662
- Welder, L.; Ryberg, S.; Kotzur, L. et al. (2018): Spatio-temporal optimization of a future energy system for power-to-hydrogen. In: *Energy*, Bd. 158, S. 1130-1149. Amsterdam: Elsevier. DOI 10.1016/j.energy.2018.05.059
- Weller, B.; Horn, S. (2017a): Denkmal und Energie 2017 – Energieeffizienz Nachhaltigkeit und Nutzerkomfort. Wiesbaden: Springer Vieweg. ISBN 978-3-658-16453-9
- Weller, B.; Horn, S. (2017b): Denkmal und Energie 2018 – Energieeffizienz Nachhaltigkeit und Nutzerkomfort. Wiesbaden: Springer Vieweg. ISBN 978-3-658-19671-4

- Weltbank (2018): Access to electricity (% of population). Indikator aus der Datenbank im Online-Angebot der Weltbank. Abgerufen am 12. Januar 2018 von <https://data.worldbank.org/indicator/EG.ELC.ACCS.ZS?locations=DE>
- Wemhöner, C.; Afjei, T.; Furter, R. et al. (2007): Calculation method for the seasonal performance of heat pump compact units and validation. Endbericht der Fachhochschule Nordwestschweiz und der Hochschule Luzern im Auftrag des Bundesamtes für Energie im Rahmen des Annex 28 im Wärmepumpenprogramm (HPP) der Internationalen Energieagentur IEA.
- Wetzel, D. (2017): Nächster schwerer Rückschlag für die Energiewende – Verzögerung beim "Smart Meter". Beitrag im Online-Angebot der Tageszeitung *Die Welt* vom 22. November 2017.
- Wiese, F.; Bramstoft, R.; Kudovere, H. et al. (2018): Balmorel open source energy system model. In: *Energy Strategy Reviews*, Bd. 20, S. 26-34. Amsterdam: Elsevier. DOI 10.1016/j.esr.2018.01.003
- Wietschel, M.; Ullrich, S.; Markewitz, P. et al. (2015): Energietechnologien der Zukunft – Erzeugung, Speicherung, Effizienz und Netze. Wiesbaden: Springer Vieweg. ISBN 978-3-658-07128-8
- Will, H.; Zuber, F. (2016): Geschäftsmodelle mit PV-Mieterstrom. Bericht des Projekts *PV Financing* gefördert durch das EU-Horizon-2020-Programm unter der Fördernummer 646554.
- Wille-Haussmann, B.; Erge, T.; Wittwer, C. (2010): Decentralised optimisation of cogeneration in virtual power plants. In: *Solar Energy*, Bd. 84, Nr. 4, S. 604-611. DOI 10.1016/j.solener.2009.10.009
- Wirth, H. (2018): Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland. Leitfaden des Fraunhofer-Instituts für solare Energiesysteme (FhG-ISE). Abgerufen am 15. August 2018 von <http://www.pv-fakten.de>

- Wissenschaftliche Dienste des Deutschen Bundestages (2017): Entwicklung der Stromspeicherkapazitäten in Deutschland von 2010 bis 2016 – Sachstand. Aktenzeichen: WD 8 - 3000 - 083/16.
- Woldt, T. (2007): Beitrag zur Energiesystemintegration dezentraler Energiewandlungsanlagen mit besonderer Berücksichtigung kleiner Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen in kommunalen Versorgungsstrukturen. Dissertation, Fakultät für Maschinenbau, Elektrotechnik und Wirtschaftsingenieurwesen der Brandenburgischen Technischen Universität Cottbus.
- Wünsch, M.; Klotz, E.-M.; Koepp, M. et al. (2013): Maßnahmen zur nachhaltigen Integration von Systemen zur gekoppelten Strom- und Wärmebereitstellung in das neue Energieversorgungssystem. Endbericht einer Studie der *Prognos AG* im Auftrag des *Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW)* und des *Energieeffizienzverbands für Wärme, Kälte und KWK (AGFW)*. Abgerufen am 2. August 2017 von https://www.prognos.com/uploads/tx_atwpubdb/130719_Prognos_BDEW_AGFW_Studie_KWK-Studie_01.pdf
- Wünsch, M.; Eikmeier, B.; Jochem, E. et al. (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 einer Studie eines Forschungskonsortiums unter Leitung der *Prognos AG* im Auftrag des BMWi. Abgerufen am 2. August 2017 von <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/potenzial-und-kosten-nutzen-analyse-zu-den-einsatzmoeglichkeiten-von-kraft-waerme-kopplung.html>

- Wustlich, G. (2015): Der Rechtsrahmen für die Eigenversorgung mit Strom. Vortragsfolien des BMWi zum Vortrag auf dem 22. Fachgespräch der Clearingstelle EEG *Eigenversorgung mit Strom aus Anlagen i. S. d. EEG* am 23. September 2015. Abgerufen am 16. Oktober 2015 von <https://www.clearingstelle-eeeg.de/fachgespraeche/22>
- Yilmaz, H.; Keles, D.; Bchini, Q. et al. (2018): Auswirkungen eines möglichen Kohleausstiegs im Vereinigten Königreich und in Deutschland auf den Strommix und die CO₂-Emissionen in Europa. In: Breh, W.; Kull, H. (Hrsg.): *Ideen und Innovationen für die Energie von morgen - Wissenschaftliche Beiträge des KIT zu den Jahrestagungen 2014, 2016 und 2017 des KIT-Zentrums Energie*. KIT Scientific Reports Nr. 7747. ISBN 978-3-7315-0753-6
- Yoe, C. (2004): *Scenario-Based Planning and Decision-Making – Guidelines for Use in the U.S. Army Corps of Engineers Planning Studies and Literature Review*. Abgerufen am 25. Januar 2018 von <http://www.corpsriskanalysisgateway.us/data/docs/ref/Scenario%20Planning.pdf>
- Zahn, E. (1991): *Strategieunterstützungssysteme*. In: Milling, P.; von Kortzfleisch, G.: *Systemmanagement und Managementsysteme*. Berlin: Duncker und Humblot. ISBN 3-428-07252-9
- Zapf, M. (2017): *Stromspeicher und Power-to-Gas im deutschen Energiesystem – Rahmenbedingungen, Bedarf und Einsatzmöglichkeiten*. Wiesbaden: Springer Vieweg. ISBN 978-3-658-15072-3
- Zech, D.; Eltrop, L. (2013): Heizkostenvergleich. In: *BUND* (Hrsg.): *Ökologisch Bauen und Renovieren*. *BUND-Jahrbuch 2014*, S. 170-173.
- Zell-Ziegler, C.; Gores, S. (2017): BHKW-Markt legt wieder zu. Ergebnisse der jährlich vom Öko-Institut durchgeführten BHKW-Umfrage. In: *Energie & Management*, Nr. 11/2017, S. 17-19. Herrsching: Energie & Management Verlagsgesellschaft.

- Zentralinnungsverband (2011): Erhebungen des Schornsteinfegerhandwerks für 2010. Sankt Augustin: Bundesverband des Schornsteinfegerhandwerks (Zentralinnungsverband). Abgerufen am 25. Mai 2018 von <https://www.schornsteinfeger.de/erhebungen.aspx>
- Zentralinnungsverband (2017): Erhebungen des Schornsteinfegerhandwerks für 2016. Sankt Augustin: Bundesverband des Schornsteinfegerhandwerks (Zentralinnungsverband). Abgerufen am 25. Mai 2018 von <https://www.schornsteinfeger.de/erhebungen.aspx>
- Zentralinnungsverband (2018): Erhebungen des Schornsteinfegerhandwerks zum Anlagenbestand in Deutschland 2017. Sankt Augustin: Bundesverband des Schornsteinfegerhandwerks (Zentralinnungsverband). Abgerufen am 9. August 2018 von <https://www.schornsteinfeger.de/erhebungen.aspx>
- Zhang, C.; Wu, J.; Zhou, J. et al. (2018): Peer-to-Peer energy trading in a Microgrid. In: *Applied Energy*, Bd. 220, S. 1-12. Amsterdam: Elsevier. DOI 10.1016/j.apenergy.2018.03.010

Rechtsquellen

Anreizprogramm Energieeffizienz 2015: Richtlinie zur Förderung der beschleunigten Modernisierung von Heizungsanlagen bei Nutzung erneuerbarer Energien (Anreizprogramm Energieeffizienz *APEE*, Heizungspaket, erneuerbare Energien). Bundesanzeiger, Amtlicher Teil, 30. Dezember 2015, Bekanntmachungen, Nr. 1.

AusglMechAV: Verordnung zur Ausführung der Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus (Ausgleichsmechanismus-Ausführungsverordnung) vom 22. Februar 2010 (BGBl. I S. 134), die zuletzt durch Artikel 18 des Gesetzes vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066) geändert worden ist.

Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende vom 29. August 2016. Bundesgesetzblatt, Jg. 2016 Teil I Nr. 43 S. 2034, ausgegeben zu Bonn am 1. September 2016.

Gesetz zur Förderung von Mieterstrom: Gesetz zur Förderung von Mieterstrom und zur Änderung weiterer Vorschriften des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vom 17. Juli 2017. Bundesgesetzblatt, Jg. 2017 Teil I Nr. 49 S. 2532ff, ausgegeben zu Bonn am 24. Juli 2017.

EEG 2000: Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz) vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 17. Juli 2017 (BGBl. I S. 2532) geändert worden ist.

EEG 2004: Zweites Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vom 22. Dezember 2003. Bundesgesetzblatt, Jg. 2003, Teil I Nr. 68, ausgegeben zu Bonn am 31. Dezember 2003.

- EEG 2009: Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz) vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I, S. 2074), zuletzt geändert durch Artikel 12 des Gesetzes vom 22. Dezember 2009 (BGBl. I, S. 3950).
- EEG 2012: Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz) vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074), das durch Artikel 1 des Gesetzes vom 17. August 2012 (BGBl. I S. 1754) geändert worden ist.
- EEG 2014: Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz) vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das durch Artikel 1 des Gesetzes vom 22. Dezember 2014 (BGBl. I S. 2406) geändert worden ist.
- EEG 2017: Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 17. Juli 2017 (BGBl. I S. 2532) geändert worden ist.
- EnergieStG: Energiesteuergesetz (EnergieStG) vom 15. Juli 2006 (BGBl. I S. 1534; 2008 I S. 660, 1007), das zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 27. August 2017 (BGBl. I S. 3299; 2018 I 126) geändert worden ist.
- EnEG: Gesetz zur Einsparung von Energie in Gebäuden (Energieeinsparungsgesetz) in der Fassung der Bekanntmachung vom 1. September 2005 (BGBl. I S. 2684), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 4. Juli 2013 (BGBl. I S. 2197) geändert worden ist.
- EnEV: Verordnung über energiesparenden Wärmeschutz und energiesparende Anlagentechnik bei Gebäuden (Energieeinsparverordnung) vom 24. Juli 2007 (BGBl. I S. 1519), die zuletzt durch Artikel 3 der Verordnung vom 24. Oktober 2015 (BGBl. I S. 1789) geändert worden ist.
- EnWG 2015: Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 311 der Verordnung vom 31. August 2015 (BGBl. I S. 1474) geändert worden ist.

EnWG 2017: Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 2 Absatz 6 des Gesetzes vom 20. Juli 2017 (BGBl. I S. 2808, 2018 I 472) geändert worden ist.

EEWärmeG: Gesetz zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich (Erneuerbare-Energien-WärmeGesetz) vom 7. August 2008 (BGBl. I S. 1658), das zuletzt durch Artikel 9 des Gesetzes vom 20. Oktober 2015 (BGBl. I S. 1722) geändert worden ist.

EWärmeG: Gesetz zur Nutzung erneuerbarer Wärmeenergie in Baden-Württemberg (Erneuerbare-Wärme-Gesetz) vom 17. März 2015. GBl. vom 20. März 2015, Nr. 5, S. 151-160.

KWKG 2009: Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz) vom 19. März 2002 (BGBl. I S. 1092), das durch Artikel 11 des Gesetzes vom 28. Juli 2011 (BGBl. I S. 1634) geändert worden ist.

KWKG 2014: Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz) vom 19. März 2002 (BGBl. I S. 1092), das zuletzt durch Artikel 13 des Gesetzes vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066) geändert worden ist.

KWKG 2016¹ (Gesetzesentwurf): Gesetzesentwurf der Bundesregierung Neuregelung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes vom 19.10.2015. Bundestags-Drucksache 18/6419.

¹ Die Regelungen dieses Gesetzesentwurfs liegen den Rechnungen und Ergebnissen in Kapitel 7 zugrunde.

- KWKG 2016: Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz) vom 21. Dezember 2015 (BGBl. I S. 2498), das zuletzt durch Artikel 3 des Gesetzes vom 17. Juli 2017 (BGBl. I S. 2532) geändert worden ist.
- Marktanreizprogramm: Richtlinien zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt. Bundesanzeiger, Amtlicher Teil, 25. März 2015, Bekanntmachungen, Nr. 1.
- Mini-KWK-Richtlinie 2012: Richtlinie zur Förderung von KWK-Anlagen bis 20 kW_{el} (Mini-KWK-Richtlinie). Elektronischer Bundesanzeiger, Amtlicher Teil 10, 20. Januar 2012, Bekanntmachungen, Nr. 1.
- Mini-KWK-Richtlinie 2014: Richtlinie zur Förderung von KWK-Anlagen bis 20 kW_{el} (Mini-KWK-Richtlinie). Bundesanzeiger, Amtlicher Teil, 29. Dezember 2014, Bekanntmachungen, Nr. 5.
- MsbG: Gesetz über den Messstellenbetrieb und die Datenkommunikation in intelligenten Energienetzen (Messstellenbetriebsgesetz - MsbG) vom 29. August 2016 (BGBl. I S. 2034), das durch Artikel 15 des Gesetzes vom 22. Dezember 2016 (BGBl. I S. 3106) geändert worden ist.
- Nachtragshaushaltsgesetz 2016: Gesetz über die Feststellung eines Nachtrags zum Bundeshaushaltsplan für das Haushaltsjahr 2016 vom 31. März 2017 (BGBl. I S. 698).
- Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG. Amtsblatt der Europäischen Union vom 14. August 2009, L 211/55.

- Richtlinie 2010/31/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19. Mai 2010 über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden (Neufassung). Amtsblatt der Europäischen Union vom 18. Juni 2010, L 153/13.
- Richtlinie 2012/27/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2012 zur Energieeffizienz, zur Änderung der Richtlinien 2009/125/EG und 2010/30/EU und zur Aufhebung der Richtlinien 2004/8/EG und 2006/32/EG. Amtsblatt der Europäischen Union vom 14. November 2012, L 315/1.
- StromNEV: Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung) vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2225), die zuletzt durch Artikel 7 des Gesetzes vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066) geändert worden ist.
- StromNZV: Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzzugangsverordnung) vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2243), die zuletzt durch Artikel 1 der Verordnung vom 19. Dezember 2017 (BGBl. I S. 3988) geändert worden ist.
- Verordnung Nr. 813/2013 der EU-Kommission vom 2. August 2013 zur Durchführung der Richtlinie 2009/125/EG des Europäischen Parlaments und des Rates im Hinblick auf die Festlegung von Anforderungen an die umweltgerechte Gestaltung von Raumheizgeräten und Kombiheizgeräten. Amtsblatt der Europäischen Union vom 6. Juni 2013, L 239/136.

Anhang

Treibhausgasemissionen in Deutschland

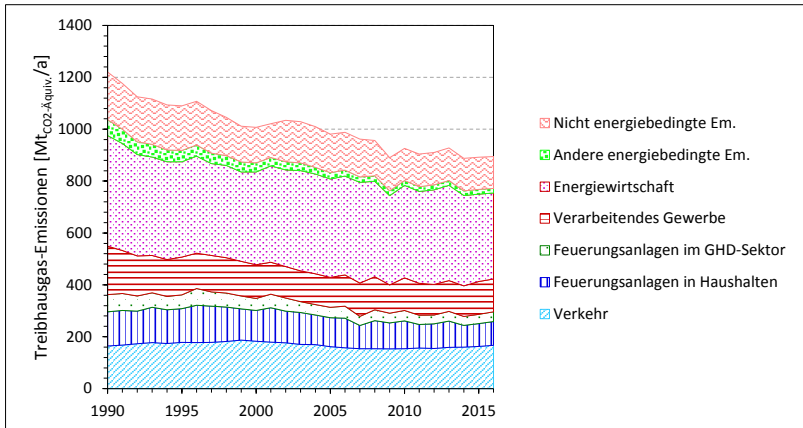


Abbildung A-1: Treibhausgas-Emissionen in Deutschland im Zeitraum 1990 bis 2016 nach Sektoren¹

¹ Quelle: Eigene Darstellung nach Daten aus BMWi (2018a S. 10) und eigenen Berechnungen; Andere energiebedingte Emissionen: Militär, diffuse Emissionen aus Brennstoffen, übrige Feuerungsanlagen, weitere kleine Quellen; nicht energiebedingte Emissionen: Industrie, Landwirtschaft, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft, Müll; vgl. BMU (2018 S. 13ff)

POPART-Ergebnisse

zur Ausgabenstruktur

In den folgenden fünf Abbildungen sind die Barwerte der Zahlungsreihen der Bruttoausgaben, Einnahmen und im Saldo die Nettoausgaben gemäß den Ergebnissen des POPART-Modells aus Kapitel 7 wie ausführlich beschrieben in Abschnitt 7.3.3 dargestellt. Dabei steht *A* für Ausgaben und *E* für Einnahmen.

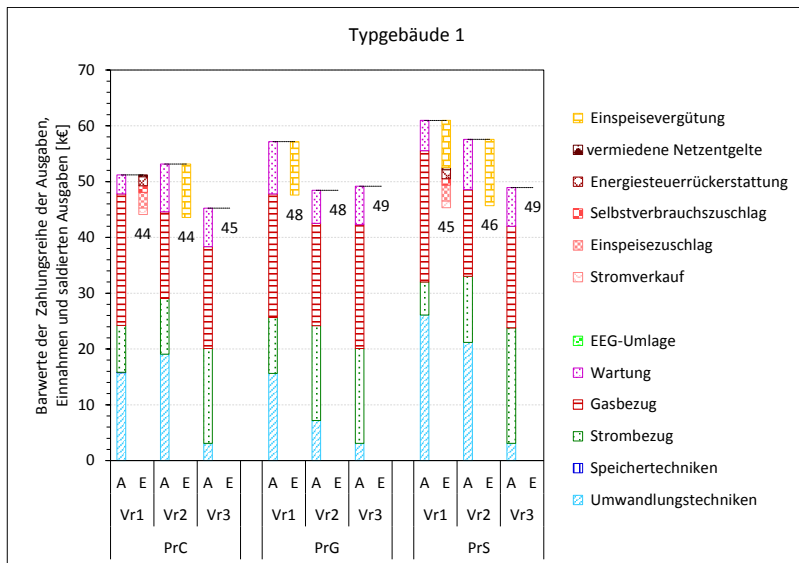


Abbildung A-2: Barwerte der Zahlungsreihen der Ausgaben (Abk. *A*), Einnahmen (*E*) und der entsprechend saldierten Ausgaben in den Varianten *Vr1*, *Vr2* und *Vr3*, in den Preisszenarien *PrC*, *PrG* und *PrS*

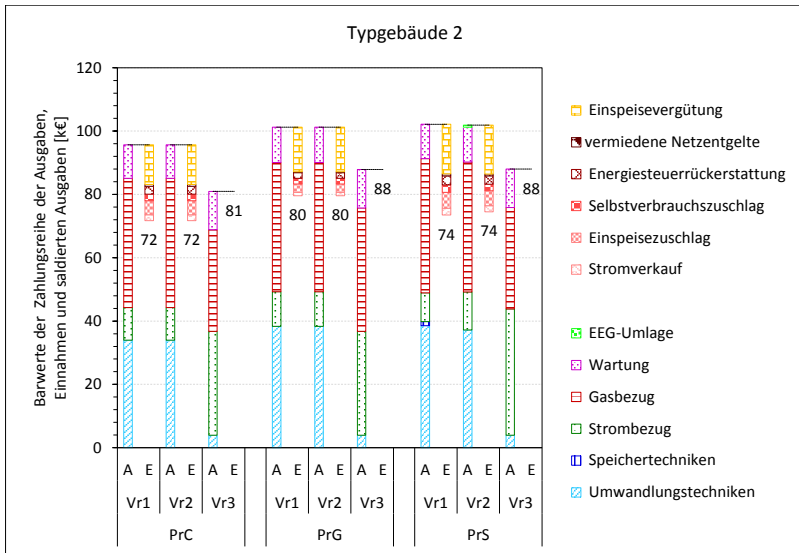


Abbildung A-3: Erläuterung s. Abbildung A-2

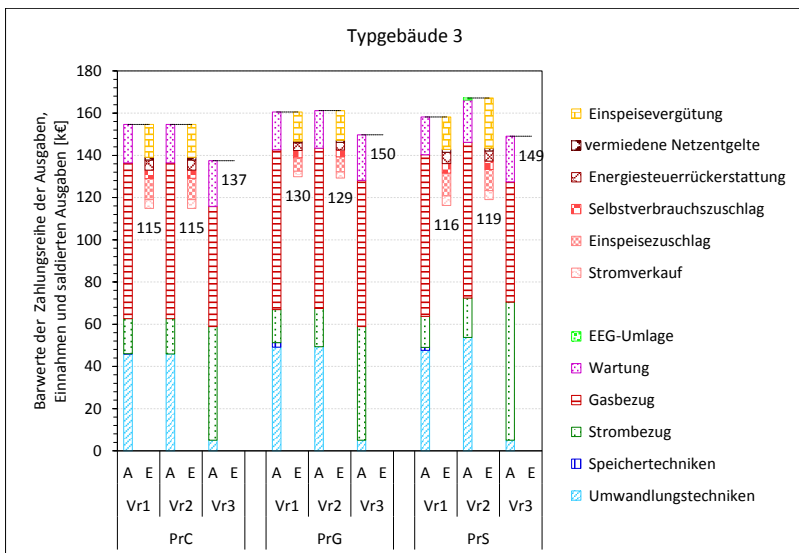


Abbildung A-4: Erläuterung s. Abbildung A-2

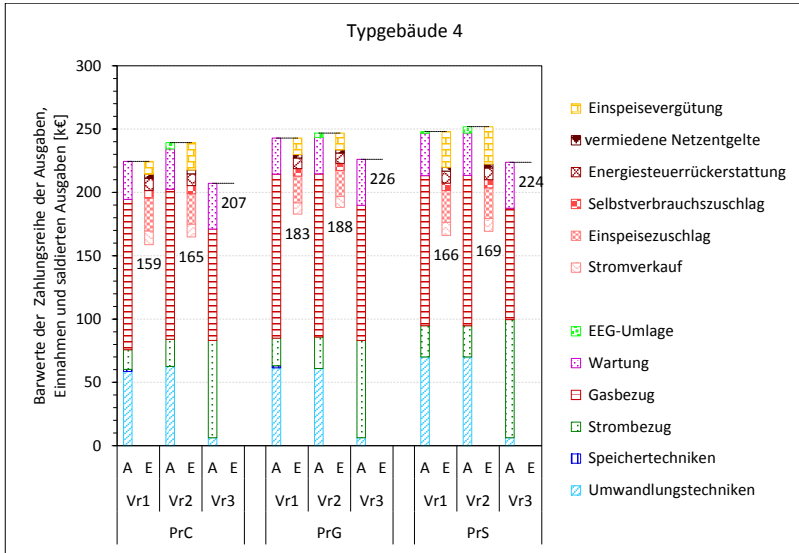


Abbildung A-5: Erläuterung s. Abbildung A-2

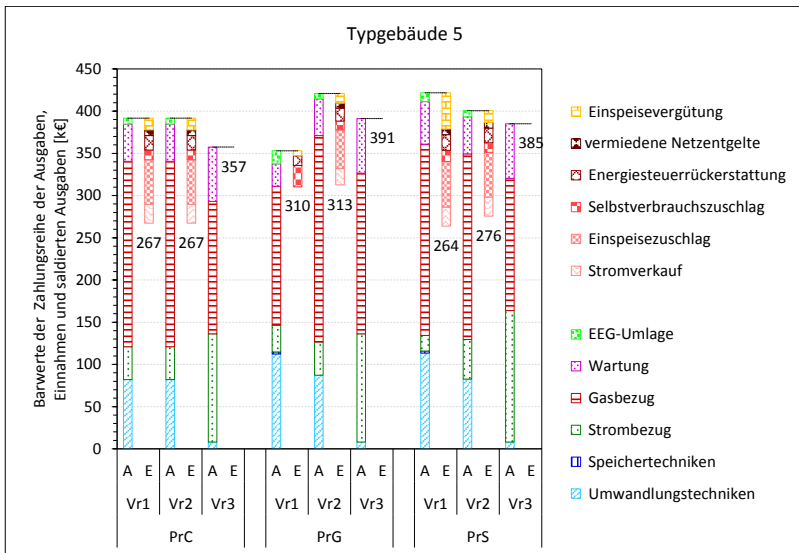


Abbildung A-6: Erläuterung s. Abbildung A-2

zu Elektrizitäts-Gestehung und Verwendung

In den folgenden fünf Schaubildern sind Elektrizitäts-Gestehung und Verwendung in den Varianten Vr1 (mit Optionen lokaler Erzeugung) in drei Preisszenarien sowie Vr3 (Ausschluss lokaler Erzeugung, Referenzversorgung) nach Typgebäuden gemäß den Ergebnissen des *POPART*-Modells nach Kapitel 7 wie ausführlich beschrieben in Abschnitt 7.3.2 gegenübergestellt. Dabei steht *G* für (Elektrizitäts-)Gestehung und *E* für Verwendung.

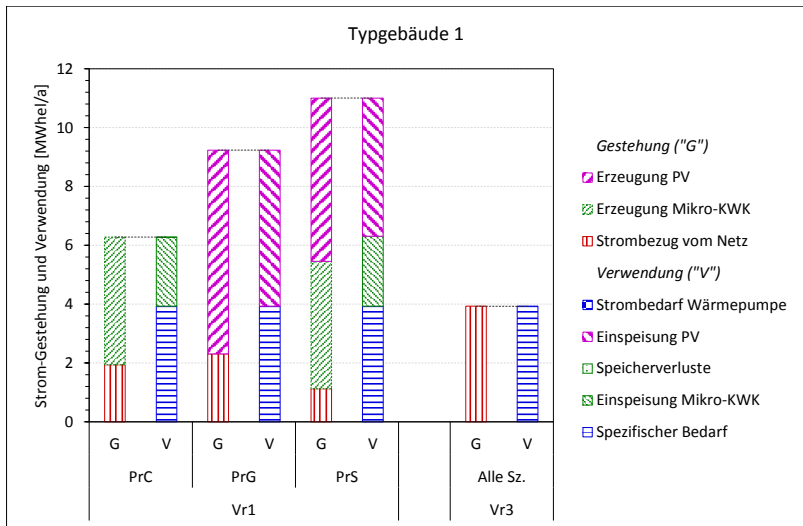


Abbildung A-7: Elektrizitäts-Gestehung und Verwendung in Typgebäude *Tg1* in den Varianten *Vr1* und Vergleich mit Variante *Vr3*

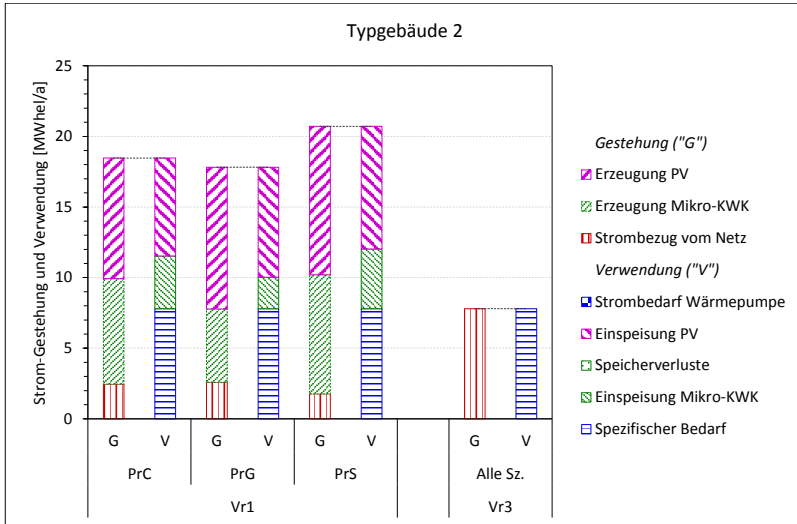


Abbildung A-8: Erläuterung s. Abbildung A-7

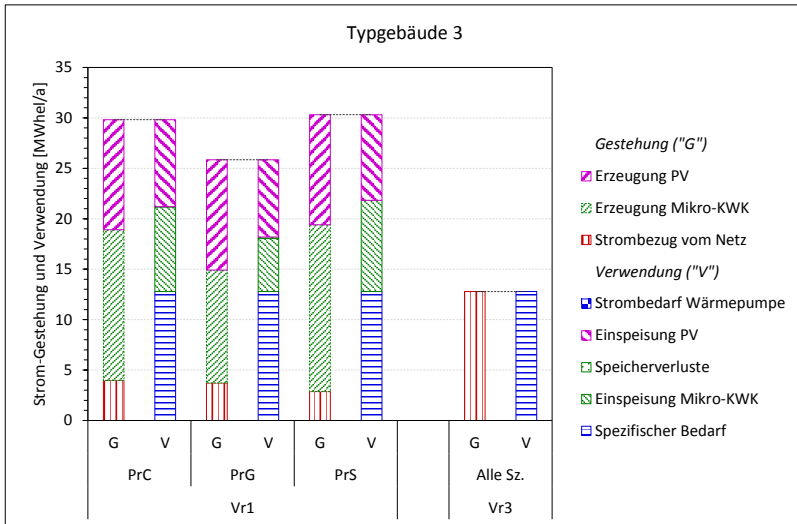


Abbildung A-9: Erläuterung s. Abbildung A-7

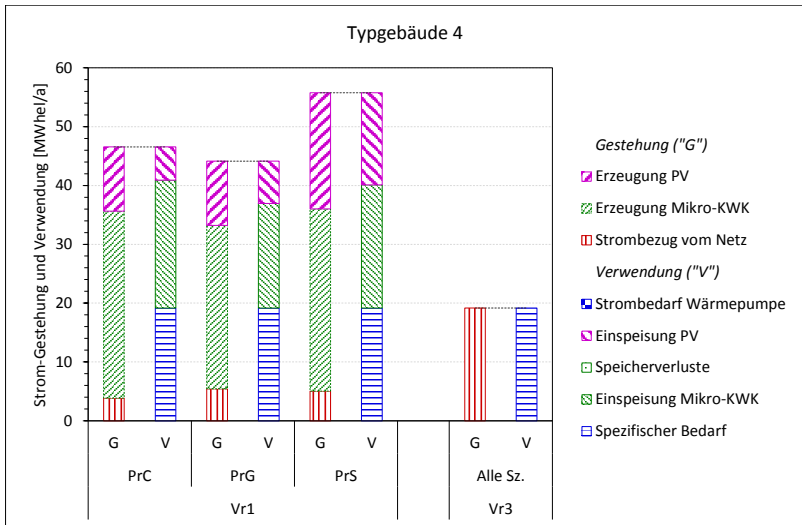


Abbildung A-10: Erläuterung s. Abbildung A-7

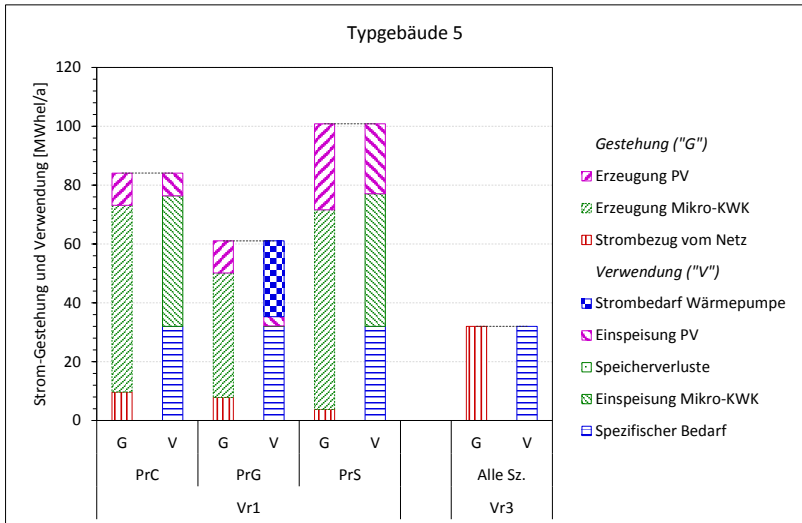


Abbildung A-11: Erläuterung s. Abbildung A-7

zu CO₂-Emissionen

In den folgenden fünf Schaubildern sind direkte, indirekte sowie verdrängte bzw. vermiedene CO₂-Emissionen in den Varianten Vr1 (mit Optionen lokaler Erzeugung) in drei Preisszenarien sowie Vr3 (Ausschluss lokaler Erzeugung, Referenzversorgung) nach Typgebäuden gemäß den Ergebnissen des POPART-Modells nach Kapitel 7 wie ausführlich beschrieben in Abschnitt 7.3.4 gegenübergestellt.

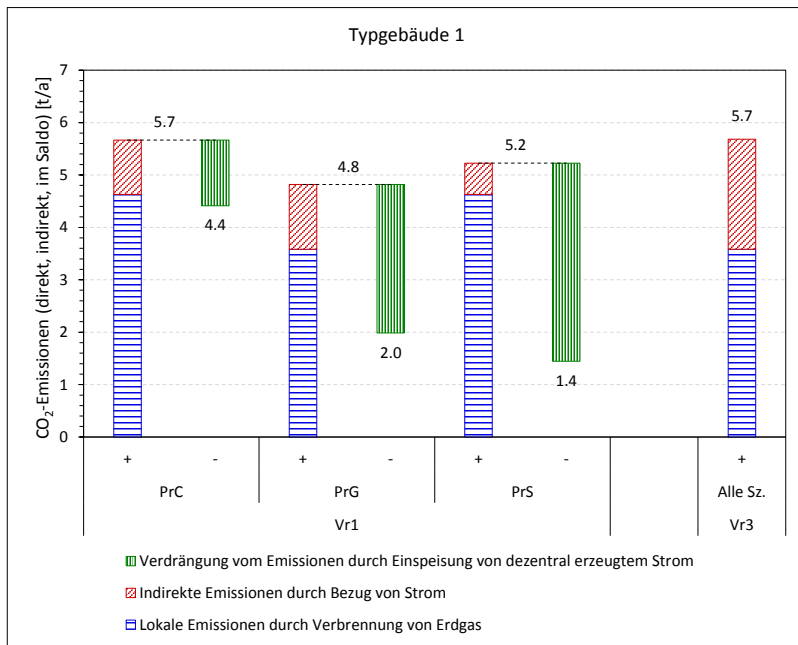


Abbildung A-12: Direkte, indirekte und verdrängte CO₂-Emissionen aus der dezentralen Wärme- und Elektrizitäts-Erzeugung bzw. Versorgung in Variante Vr1 und Vergleich mit der Referenzversorgung in Variante Vr3

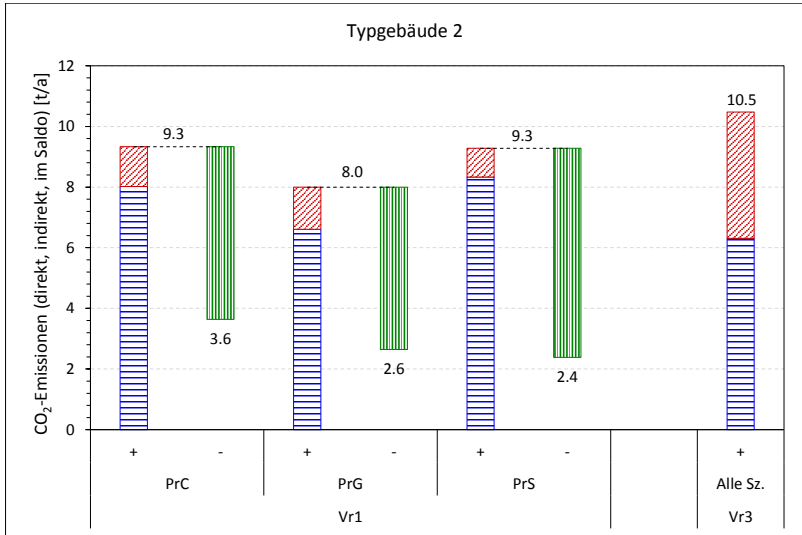


Abbildung A-13: Erläuterung und Legende s. Abbildung A-12

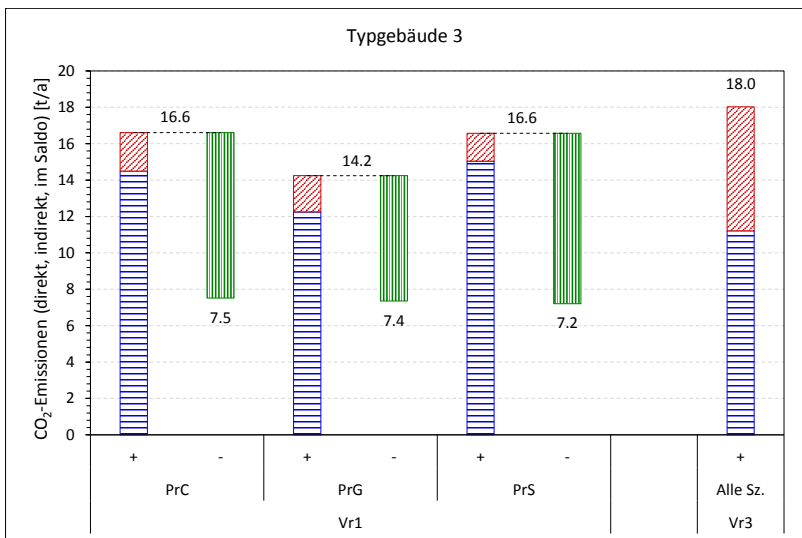


Abbildung A-14: Erläuterung und Legende s. Abbildung A-12

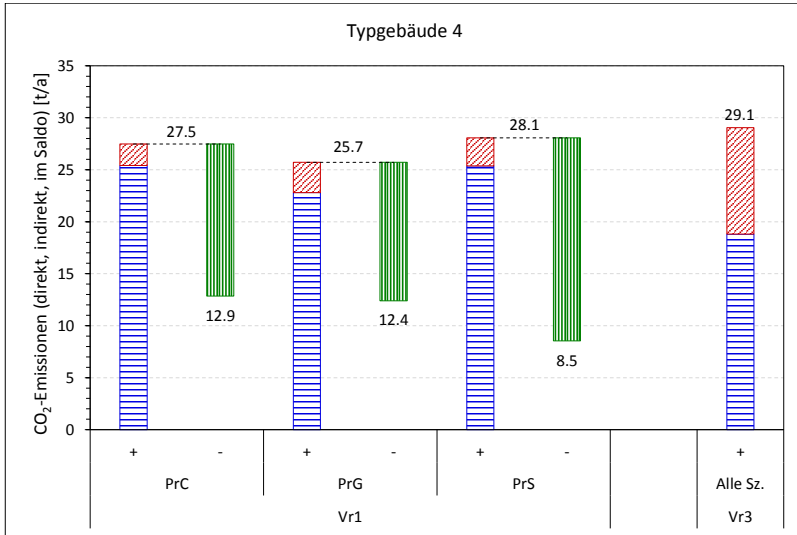


Abbildung A-15: Erläuterung und Legende s. Abbildung A-12

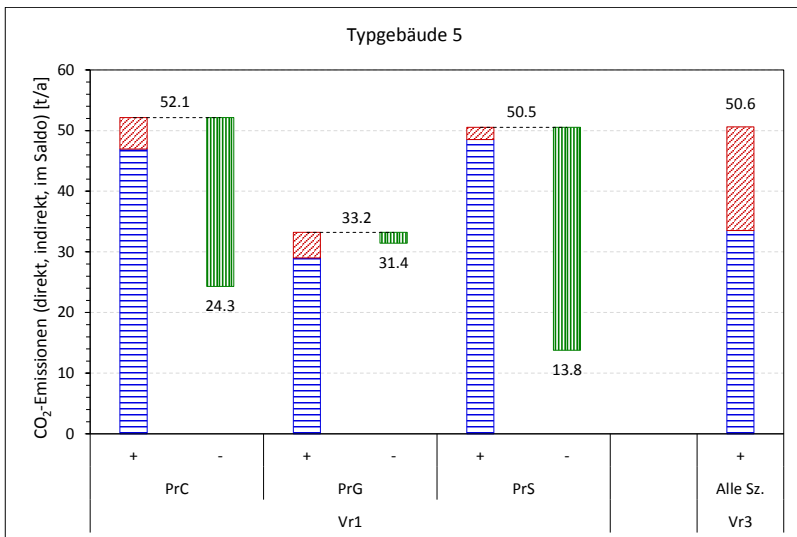


Abbildung A-16: Erläuterung und Legende s. Abbildung A-12

Annahmen zur Elektrizitätserzeugung aus Braunkohle

Tabelle A-1: Vergleich technisch-wirtschaftlicher Annahmen zum Neubau braunkohle-gefeuerter Dampfkraftwerke in der Literatur und dieser Arbeit

Quelle	spezifische Invest. ^a [€/kW _{el}]	fixe Betr.-Ausg. ^a [€/(kW _{el} ·a)]	variable Betr.-Ausg. ^a [€/MWh _{el}]	Lebensdauer [a]	Wirkungsgrad ^c [%]
Diese Arbeit (vgl. S. 146)	900	35	1	35	45-47
Bauer et al. (2008 S. 26f)	900	35	1	35	45-50
Heinrichs (2013 S. 196)	1700	20	4	k.A.	46-52
Merkel (2016, S. 161)	1700	35	1	35	47-51
Heffels (2015 S. 112)	1500	30	1.2	k.A.	49
Babrowski (2015 S. 117)	1500	30	2.7	25	49
Kost et al. (2018 S. 11)	1600-2200	36	5	40	45-49
Hermann et al. (2017a S.103ff)	1700	31-63	2	40	42
Lako (2010 S. 7)	1833 ^b	73 ^b	k.A.	40	42-54
Matthes et al. (2018 S. 94)	1700	40-60	k.A.	k.A.	k.A.

a) ohne Inflationskorrektur aufgrund mehrheitlich fehlender Bezugsjahrangaben

b) Angabe in US-Dollar umgerechnet in Euro zu einem zwanzigjahresdurchschnittlichen Wechselkurs von 1,2 \$/€ (vgl. Macrotrends 2019)

c) heutiger Wert bzw. zukünftiger Wert

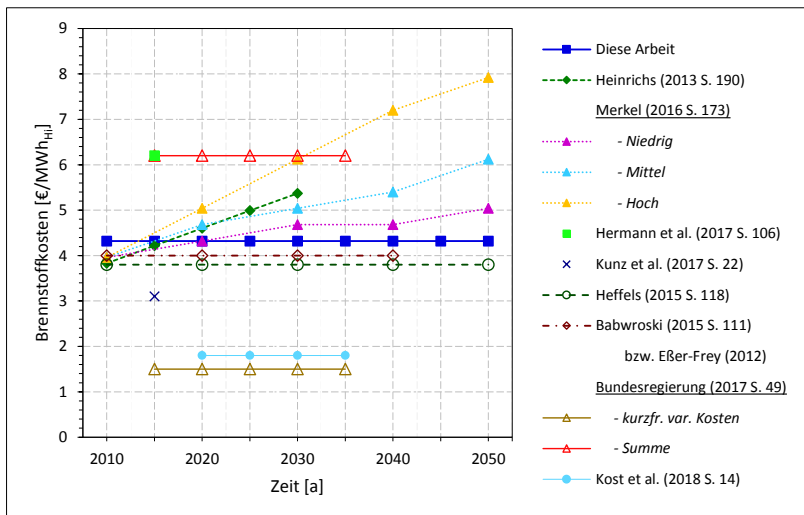


Abbildung A-17: Vergleich der Annahmen zu Brennstoffkosten bei der Elektrizitätserzeugung aus Braunkohle in der Literatur und dieser Arbeit

PRODUKTION UND ENERGIE

Karlsruher Institut für Technologie (KIT)
Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion
Deutsch-Französisches Institut für Umweltforschung



ISSN 2194-2404

- Band 1** National Integrated Assessment Modelling zur Bewertung umweltpolitischer Instrumente.
Entwicklung des otello-Modellsystems und dessen Anwendung auf die Bundesrepublik Deutschland. 2012
ISBN 978-3-86644-853-7
- Band 2** Erhöhung der Energie- und Ressourceneffizienz und Reduzierung der Treibhausgasemissionen in der Eisen-, Stahl- und Zinkindustrie (ERESTRE). 2013
ISBN 978-3-86644-857-5
- Band 3** Frederik Trippe
Techno-ökonomische Bewertung alternativer Verfahrenskonfigurationen zur Herstellung von Biomass-to-Liquid (BtL) Kraftstoffen und Chemikalien. 2013
ISBN 978-3-7315-0031-5
- Band 4** Dogan Keles
Uncertainties in energy markets and their consideration in energy storage evaluation. 2013
ISBN 978-3-7315-0046-9
- Band 5** Heidi Ursula Heinrichs
Analyse der langfristigen Auswirkungen von Elektromobilität auf das deutsche Energiesystem im europäischen Energieverbund. 2013
ISBN 978-3-7315-0131-2

- Band 6** Julian Stengel
**Akteursbasierte Simulation der energetischen
Modernisierung des Wohngebäudebestands
in Deutschland.** 2014
ISBN 978-3-7315-0236-4
- Band 7** Sonja Babrowski
**Bedarf und Verteilung elektrischer Tagesspeicher im
zukünftigen deutschen Energiesystem.** 2015
ISBN 978-3-7315-0306-4
- Band 8** Marius Wunder
**Integration neuer Technologien der
Bitumenkalthandhabung in die Versorgungskette.** 2015
ISBN 978-3-7315-0319-4
- Band 9** Felix Teufel
**Speicherbedarf und dessen Auswirkungen auf
die Energiewirtschaft bei Umsetzung der politischen
Ziele zur Energiewende.** 2015
ISBN 978-3-7315-0341-5
- Band 10** D. Keles, L. Renz, A. Bublitz, F. Zimmermann, M. Genoese,
W. Fichtner, H. Höfling, F. Sensfuß, J. Winkler
**Zukunftsfähige Designoptionen für den deutschen
Strommarkt: Ein Vergleich des Energy-only-Marktes
mit Kapazitätsmärkten.** 2016
ISBN 978-3-7315-0453-5
- Band 11** Patrick Breun
**Ein Ansatz zur Bewertung klimapolitischer Instrumente
am Beispiel der Metallerzeugung und -verarbeitung.** 2016
ISBN 978-3-7315-0494-8
- Band 12** P. Ringler, H. Schermeyer, M. Ruppert, M. Hayn,
V. Bertsch, D. Keles, W. Fichtner
**Decentralized Energy Systems,
Market Integration, Optimization.** 2016
ISBN 978-3-7315-0505-1

- Band 13** Marian Hayn
Modellgestützte Analyse neuer Stromtarife für Haushalte unter Berücksichtigung bedarfsorientierter Versorgungssicherheitsniveaus. 2016
ISBN 978-3-7315-0499-3
- Band 14** Frank Schätter
Decision support system for a reactive management of disaster-caused supply chain disturbances. 2016
ISBN 978-3-7315-0530-3
- Band 15** Robert Kunze
Techno-ökonomische Planung energetischer Wohngebäudemodernisierungen: Ein gemischt-ganzzahliges lineares Optimierungsmodell auf Basis einer vollständigen Finanzplanung. 2016
ISBN 978-3-7315-0531-0
- Band 16** A. Kühlen, J. Stengel, R. Volk, F. Schultmann, M. Reinhardt, H. Schlick, S. Haghsheno, A. Mettke, S. Asmus, S. Schmidt, J. Harzheim
ISA: Immissionsschutz beim Abbruch - Minimierung von Umweltbelastungen (Lärm, Staub, Erschütterungen) beim Abbruch von Hoch-/Tiefbauten und Schaffung hochwertiger Recyclingmöglichkeiten für Materialien aus Gebäudeabbruch. 2018
ISBN 978-3-7315-0534-1
- Band 17** Konrad Zimmer
Entscheidungsunterstützung zur Auswahl und Steuerung von Lieferanten und Lieferketten unter Berücksichtigung von Nachhaltigkeitsaspekten. 2016
ISBN 978-3-7315-0537-2
- Band 18** Kira Schumacher, Wolf Fichtner and Frank Schultmann (Eds.)
Innovations for sustainable biomass utilisation in the Upper Rhine Region. 2017
ISBN 978-3-7315-0423-8

- Band 19** Sophia Radloff
Modellgestützte Bewertung der Nutzung von Biokohle als Bodenzusatz in der Landwirtschaft. 2017
ISBN 978-3-7315-0559-4
- Band 20** Rebekka Volk
Proactive-reactive, robust scheduling and capacity planning of deconstruction projects under uncertainty. 2017
ISBN 978-3-7315-0592-1
- Band 21** Erik Merkel
Analyse und Bewertung des Elektrizitätssystems und des Wärmesystems der Wohngebäude in Deutschland. 2017
ISBN 978-3-7315-0636-2
- Band 22** Rebekka Volk (Hrsg.)
Entwicklung eines mobilen Systems zur Erfassung und Erschließung von Ressourceneffizienzpotenzialen beim Rückbau von Infrastruktur und Produkten („ResourceApp“): Schlussbericht des Forschungsvorhabens. 2017
ISBN 978-3-7315-0653-9
- Band 23** Thomas Kaschub
Batteriespeicher in Haushalten unter Berücksichtigung von Photovoltaik, Elektrofahrzeugen und Nachfragesteuerung. 2017
ISBN 978-3-7315-0688-1
- Band 24** Felix Hübner, Rebekka Volk, Oktay Secer, Daniel Kühn, Peter Sahre, Reinhard Knappik, Frank Schultmann, Sascha Gentes, Petra von Both
Modellentwicklung eines ganzheitlichen Projektmanagementsystems für kerntechnische Rückbauprojekte (MogaMaR): Schlussbericht des Forschungsvorhabens. 2018
ISBN 978-3-7315-0762-8

- Band 25** Karoline Fath
Technical and economic potential for photovoltaic systems on buildings. 2018
ISBN 978-3-7315-0787-1
- Band 26** Ann-Kathrin Müller
Decision Support for Biomass Value Chains for the Production of Biochemicals Considering Uncertainties. 2018
ISBN 978-3-7315-0820-5
- Band 27** Jonatan J. Gómez Vilchez
The Impact of Electric Cars on Oil Demand and Greenhouse Gas Emissions in Key Markets. 2019
ISBN 978-3-7315-0914-1
- Band 28** Carmen Schiel
Real Option Based Appraisal of Environmental Investments – An Assessment of NO_x Emission Control Techniques in Large Combustion Plants. 2019
ISBN 978-3-7315-0925-7
- Band 29** Hannes Schwarz
Optimierung der Investitions- und Einsatzplanung dezentraler Energiesysteme unter Unsicherheit. 2019
ISBN 978-3-7315-0919-6
- Band 30** Kai Mainzer
Analyse und Optimierung urbaner Energiesysteme – Entwicklung und Anwendung eines übertragbaren Modellierungswerkzeugs zur nachhaltigen Systemgestaltung. 2019
ISBN 978-3-7315-0882-3

- Band 31** Rupert Hartel, Viktor Slednev, Hasan Ümitcan Yilmaz, Armin Ardone, Dogan Keles, Wolf Fichtner, Anke Eßer, Marian Klobasa, Matthias Kühnbach, Pia Manz, Joachim Globisch, Rainer Elsland, Martin Wietschel (Hrsg.)
Dekarbonisierung des Energiesystems durch verstärkten Einsatz erneuerbaren Stroms im Wärme-, Verkehrs- und Industriesektor bei gleichzeitigen Stilllegungen von Kraftwerken – Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit in Süddeutschland. 2019
ISBN 978-3-7315-0879-3
- Band 32** Rebekka Volk, Richard Müller, Frank Schultmann, Jérémy Rimbon, Thomas Lützkendorf, Joachim Reinhardt, Florian Knappe
Stofffluss- und Akteursmodell als Grundlage für ein aktives Ressourcenmanagement im Bauwesen von Baden-Württemberg „StAR-Bau“ – Schlussbericht des Forschungsvorhabens. 2019
ISBN 978-3-7315-0858-8
- Band 33** Felix Hübner
Planung und Modellierung des Rückbaus kerntechnischer Anlagen unter der Berücksichtigung von Unsicherheiten – Ein Beispiel zur Planung von Großprojekten. 2019
ISBN 978-3-7315-0911-0
- Band 34** Kira Schumacher
Public acceptance of renewable energies – an empirical investigation across countries and technologies. 2019
ISBN 978-3-7315-0948-6
- Band 35** Daniel Fehrenbach
Modellgestützte Untersuchung des wirtschaftlichen Potenzials sektorgekoppelter Wärmeversorgung in Wohngebäuden im Kontext der Transformation des Energiesystems in Deutschland. 2019
ISBN 978-3-7315-0952-3



Bei der Erreichung der Energie- und Klimaziele der Bundesregierung kommt der Transformation der Energieversorgung des Wohngebäudesektors eine wichtige Rolle zu. Diese Arbeit untersucht das wirtschaftliche Potenzial der sektorgekoppelten Wärmeerzeugertechniken Mikro-KWK und Wärmepumpen zur Flexibilisierung der Elektrizitätsversorgung. Zu diesem Zweck werden zwei optimierende energiewirtschaftliche Analyseinstrumente entwickelt und angewendet: ein integriertes Energiesystemmodell zur Langfristplanung der Energieversorgung der Wohngebäude in Deutschland aus gesamtwirtschaftlicher Perspektive und ein Entscheidungsmodell zur Energieversorgung einzelner Wohngebäude unter gegebenen wirtschaftlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen aus einzelwirtschaftlicher Perspektive. Der kombinierte Einsatz dieser komplementären Analyseinstrumente zeigt in der Szenarioanalyse ein Spannungsverhältnis zwischen gesamtwirtschaftlich optimaler Systemplanung und Investitionsanreizen für Entscheider bei der Energieversorgung von Wohngebäuden auf. Dies verdeutlicht die Notwendigkeit zusätzlicher Maßnahmen zur Erreichung der energie- und klimapolitischen Ziele der Bundesregierung.

ISSN 2194-2404
ISBN 978-3-7315-0952-3

