Sozio-ökonomische Modellierung des Ausbaus erneuerbarer Energien in Privathaushalten am Beispiel Photovoltaik und Heizungssysteme

Dissertation zur Erlangung des Doktorgrades der
Technischen Fakultät der
Albert-Ludwigs-Universität Freiburg im Breisgau

vorgelegt von

Annette Steingrube

Dekanin: Prof. Dr. Hannah Bast
Erstgutachter und Betreuer der Arbeit:
Prof. Dr. Hans-Martin Henning
Zweitgutachter: Prof. Dr. Dr. Ortwin Renn
Datum der mündlichen Prüfung: 05.11.2019

„Wir brauchen nicht so fortzuleben, wie wir gesten gelebt haben. Machen wir uns von dieser Anschauung los und tausend Möglichkeiten laden uns zu neuem Leben ein“

Christian Morgenstern

Eigenständigkeitserklärung

Hiermit erkläre ich, dass ich die vorliegende Arbeit, abgesehen von den in ihr ausdrücklich genannten Hilfen, selbständig verfasst habe.

_____

Datum

_____

Unterschrift

Inhalt

Kurzfassung 1

Abstract 3

1 Einleitung 5

2 Grundlagen 9
2.1 Ausgangssituation 9
2.2 Modellierung von Energiesystemen 10
2.2.1 Begriffsdefinitionen 10
2.2.2 Übersicht Energiesystemmodelle 10
2.2.3 Investitions- und Diffusionsmodelle 13
2.2.3.1 Charakterisierung von Investitions- und Diffusionsmodellen 14
2.2.3.2 Diffusionsmodelle 18
2.2.3.3 System Dynamics 21
2.2.3.4 Fuzzy Logik 21
2.2.3.5 Agentenbasierte Modelle 22
2.2.3.6 Discrete Choice Modelle 24
2.2.3.7 Zusammenfassung und Vergleich der Modelle 29
2.2.3.8 Folgerungen für die Modellentwicklung 31
2.3 Das ENsource Projekt 32
2.4 Die Programmiersprache R 32
2.5 Akteure und Technologien in Energiesystemen 33
2.5.1 Wandel der Akteurs- und Technologiestruktur 33
2.5.2 Abgebildete Akteure und Technologien im Modell 33
2.6 Politische Rahmenbedingungen für den Ausbau erneuerbarer Energien 36
2.6.1 Bundes- und Länderebene 36
2.6.2 Kommunale Ebene 37

3 Einflussfaktoren auf den Ausbau von PV und Heizungssystemen in Privathaushalten 40
3.1 Einflussfaktoren bei Photovoltaik 40
3.2 Einflussfaktoren bei Heizungssystemen 48

4 Modellentwicklung 63
4.1 Überblick 63
4.2 Datenbasis und Teilnutzenfunktionen 66
4.2.1 Methode zur Parametrierung der Teilnutzenfunktionen 67
4.2.2 Technologiespezifische und allgemeine Daten 68
4.2.2.1 Datenbasis Photovoltaik 68
4.2.2.2 Technologiespezifische Teilnutzenfunktion Photovoltaik 73
4.2.2.3 Datenbasis Heizungssysteme 77
4.2.3 Daten des sozio-ökonomischen Panels 82
4.2.3.1 Datenbasis 83
4.2.3.2 Akteursspezifische Teilnutzenfunktion Photovoltaik 85
4.2.3.3 Akteursspezifische Teilnutzenfunktion Heizungssysteme 85
4.2.4 Fragebogendaten 89
4.2.4.1 Datenbasis allgemein 89
4.2.4.2 Datenbasis Photovoltaik 92

4.2.4.3 Einstellungs-Teilnutzenfunktion Photovoltaik ... 97
4.2.4.4 Datenbasis Heizungssysteme ... 98
4.2.4.5 Technologiespezifische Teilnutzenfunktion Heizungssysteme ... 104
4.3 Modellstruktur ... 105
4.3.1 Bildung der Gesamtnutzenfunktion aus den Teilnutzenfunktionen ... 105
4.3.2 Ausbau der Technologien in den Haushalten ... 106
4.3.3 Gesamtmodellablauf ... 108
4.3.4 Modellspezifika Photovoltaik-Teilmodell ... 110
4.3.5 Modellspezifika Heizungs-Teilmodell ... 111
4.3.6 Modellspezifika in den Szenarien ... 114
4.4 Modellanpassung auf lokale Betrachtungsgebiete ... 117
4.4.1 Anpassung der Datenbasis ... 117
4.4.2 Anpassungen bei der Parametrierung und Kalibrierung sowie in den Szenarienrechnungen ... 119
4.5 Kritische Würdigung des Modells ... 120

5 Ergebnisse ... 123
5.1 Teilnutzenfunktionen Photovoltaik ... 123
5.1.1 Technologiespezifische Teilnutzenfunktion Photovoltaik ... 123
5.1.2 Akteursspezifische Teilnutzenfunktion Photovoltaik ... 129
5.1.3 Einstellungs-Teilnutzenfunktion Photovoltaik ... 131
5.1.4 Zwischenfazit ... 133
5.2 Teilnutzenfunktionen Heizungssysteme ... 133
5.2.1 Technologiespezifische Teilnutzenfunktion Heizungssysteme ... 133
5.2.2 Akteursspezifische Teilnutzenfunktion Heizungssysteme ... 134
5.2.3 Zwischenfazit ... 143
5.3 Implikationen durch die Nutzung von Zufallsvariablen im Modell ... 144
5.4 Kalibrierung des Modells ... 146
5.4.1 Kalibrierungsprozess und Kalibrierungsparameter ... 146
5.4.2 Ergebnisse für das unkalibrierte Modell ... 149
5.4.2.1 Photovoltaik ... 149
5.4.2.2 Heizungssysteme ... 151
5.4.3 Ergebnisse für das kalibrierte Modell ... 151
5.4.3.1 Photovoltaik ... 152
5.4.3.2 Heizungssysteme ... 154
5.4.4 Ergebnisse für die Kalibrierung mit Daten von 1998-2009 ... 160
5.4.4.1 Photovoltaik ... 160
5.4.4.2 Heizungssysteme ... 160
5.4.5 Zwischenfazit ... 161
5.5 Szenarien Deutschland ... 162
5.5.1 Auswertung von Studien zu Zielenergiesystemen 2050 für Deutschland ... 162
5.5.2 Solarenergiepotentiale auf und an Wohngebäuden ... 166
5.5.3 Zukunftsszenarien für Deutschland ... 167
5.5.3.1 Photovoltaik ... 168
5.5.3.2 Heizungssysteme ... 175
5.6 Szenarien Rainau ... 189
5.6.1 Ausgangssituation in Rainau ... 189
5.6.2 Eingangsdaten für die Modellierung ... 190
5.6.3 Zielenergiesysteme für Rainau ... 192
5.6.4 Modellanpassung auf Rainau ... 194
5.6.4.1 Anpassung der Datenbasis ... 194
5.6.4.2 Anpassungen bei der Parametrierung und Kalibrierung ... 195
5.6.5 Zukunftsszenarien für Rainau ... 196
5.6.5.1 Photovoltaik ... 196
5.6.5.2 Heizungssysteme ... 198
5.6.5.3 Zwischenfazit ... 202

6 Fazit und Ausblick 204

Literaturverzeichnis 209

Anhang 223

A. Discrete Choice Modelle – Teilnutzenfunktionen 223
B. Zeitreihen der Einflussfaktoren 235
C. Kalibrierungsläufe Rainau Modelle 249
D. Deutschlandstudien Zielenergiesystem Heizungssysteme 253
E. Ergebnisse der Szenarienrechnungen 256
F. Fragebogen 262

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1.1: Aufbau der Arbeit 8
Abb. 2.1: Schema zur Einordnung von Investitionsmodellen anhand wichtiger Unterscheidungsmerkmale 14
Abb. 2.2: Die vier Entscheidungsmuster im Consumat Approach nach [Jager 2000], eigene vereinfachte Darstellung 17
Abb. 2.3: Idealtypische Verläufe von Diffusionsprozessen nach [Boudon et al. 1992] (eigene Darstellung) 18
Abb. 2.4: Adopter Kategorisierung auf der Basis ihrer Innovationsbereitschaft nach [Rogers 1983] (eigene Darstellung) 19
Abb. 2.5: Endenergieverbrauchsstruktur in Deutschland im Jahr 2016 nach [BMWI 2016] 34
Abb. 4.1: Zusammenhang zwischen den verschiedenen Elementen im Modell: Teilnutzenfunktion, Gesamtnutzenfunktion, Entscheidungsberechnung, Gesamtmodell 64
Abb. 4.2: Zusammensetzung Gesamtnutzenfunktion aus den Teilnutzenfunktionen in den drei Modelltypen und Kapitelübersicht für die Beschreibung der Parametrierung der Teilnutzenfunktionen und der genutzten Daten 66
Abb. 4.3: Prozess zur Parametrierung der Teilnutzenfunktionen 68
Abb. 4.4: Monatlich installierte Leistung an Photovoltaik in Deutschland für den Zeitraum Januar 2000 bis August 2016 69
Abb. 4.5: Einspeisevergütung [BNetzA 2000-2018] und Modulkosten [photovoltaik-guide 2014; BSW-Solar 2014; AEE 2010] für Photovoltaik Anlagen ≤10 kW für den Zeitraum Januar 2000 bis Juni 2018 70
Abb. 4.6: Verteilung der Investorengruppen auf die Leistungsklassen bei PV-Anlagen auf Basis von [Trend Research 2011; BNetzA 2000-2018] und eigenen Berechnungen 72
Abb. 4.7: Berechneter Ausbaukorridor von PV-Anlagen auf Wohngebäuden in Deutschland im Zeitraum 2000-2015 (Anzahl) 73
Abb. 4.8: Anzahl Installationen von PV-Anlagen <10 kW von Januar 2000 bis August 2016 [BNetzA 2000-2018] 74
Abb. 4.9: Methode zur Parametrierung der technologiespezifischen Teilnutzenfunktion für Photovoltaik 76
Abb. 4.10: Marktentwicklung Installation Wärmeerzeuger nach [BDH 2015] von 1998 bis 2015 77
Abb. 4.11: Struktur des Wärmeerzeugerbestandes in deutschen Haushalten von 1998 bis 2015 nach [BDEW 2017] 78
Abb. 4.12: Anteil der verschiedenen Heizungssysteme an den jährlichen Installationen aus [BDEW 2017; BDH 2015] und eigenen Berechnungen für den Zeitraum 1998-2015 79
Abb. 4.13: Brennstoffkosten für verschiedene Heizungssysteme für den Zeitraum 1998-2015 nach [HeizPellets24 2018; BMWI 2016] 80
Abb. 4.14: Fördersätze für Solarthermieanlagen von 2000 bis 2016 [Bafa 2000-2016] 81
Abb. 4.15: Fördersätze für Wärmepumpen von 2008 bis 2016 [Bafa 2000-2016] 81
Abb. 4.16: Fördersätze für Biomassekessel von 2000 bis 2016 [Bafa 2000-2016] 82
Abb. 4.17: Methode zur Parametrierung der akteursspezifischen Teilnutzenfunktion für Photovoltaik 85
Abb. 4.18: Methode zur Parametrierung der akteursspezifischen Teilnutzenfunktion für das erste und das zweite Heizungssystem 89
Abb. 4.19: Akzeptierte Einschränkungen/Veränderungen, um die Energiewende voran zu treiben (Ergebnisse aus der Befragung Rainau) 91
Abb. 4.20: Anteile der installierten PV-Anlagen in den verschiedenen Jahren aus der Befragung und in Gesamt Rainau 92
Abb. 4.21: Vergleich der installierten Leistungsklassen aus der Befragung und in Gesamt Rainau 93

Abb. 4.22: Informationsquellen vor der Anschaffung einer Photovoltaikanlage (Ergebnisse aus der Befragung Rainau) 94
Abb. 4.23: Einfachheit der Informationsbeschaffung über Photovoltaikanlagen (Ergebnisse aus der Befragung Rainau) 95
Abb. 4.24: Schema zur Parametrierung der Teilnutzenfunktion für die Einstellung zu Photovoltaikanlagen 98
Abb. 4.25: Momentan installierte Heizungssysteme: hauptsächliches und weitere genutzte Heizungssysteme (Ergebnisse aus der Befragung Rainau) 99
Abb. 4.26: Anteile der Technologien am hauptsächlich genutzten Heizungssystem und über alle installierten Heizungssysteme (Ergebnisse aus der Befragung Rainau) ... 99
Abb. 4.27: Zustimmung zur Frage: Planen sie in nächster Zeit eine neue Heizungsanlage anzuschaffen? (Ergebnisse aus der Befragung Rainau) 100
Abb. 4.28: Umfang der Informationsbeschaffung über Heizungssysteme (Ergebnisse aus der Befragung Rainau) 100
Abb. 4.29: Informationsquellen für Heizungssysteme (Ergebnisse aus der Befragung Rainau) 101
Abb. 4.30: Entscheidungsverhalten bei der Wahl eines neuen Heizungssystems nach dem Consumat Approach (Ergebnisse aus der Befragung Rainau) 101
Abb. 4.31: Wahl der Technologie, wenn Heizungssystem zum jetzigen Zeitpunkt ausgetauscht würde (Ergebnisse aus der Befragung Rainau) 102
Abb. 4.32: Wichtigkeit verschiedener Einflussfaktoren in Abhängigkeit des theoretischen neuen Heizungssystems (Ergebnisse aus der Befragung Rainau) 103
Abb. 4.33: Schema zur Parametrierung der technologiespezifischen Teilnutzenfunktion für das erste und das zweite Heizungssystem 105
Abb. 4.34: Gesamtmodellablauf im Deutschland-Modell in der Kalibrierungsphase und in den Szenarienberechnungen 109
Abb. 4.35: Vergleich der Anteile der vier Entscheidungsmuster beim Erwerb eines Heizungssystems in der Befragung in Rainau und der in [Sopha et al. 2011b] 112
Abb. 4.36: Abbildung der vier Entscheidungsmuster für die Wahl des Heizungssystems im Modell 113
Abb. 4.37: Methode zur Anpassung des SOEP Datensatzes Deutschland auf lokale Betrachtungsgebiete 118
Abb. 5.1: Monatliche Anzahl installierter PV-Anlagen < 10 kW von Januar 2000 bis August 2016: Vergleich der Simulationsergebnisse mit der historischen Ausbaurate 124
Abb. 5.2: Monatliche Anzahl installierter PV-Anlagen < 10 kW; Parametrierung mit Daten von Januar 2000 bis Dezember 2008, Validierung für Januar 2009 bis August 2016: Vergleich der Simulationsergebnisse mit der historischen Ausbaurate 126
Abb. 5.3: Monatliche Anzahl installierter PV-Anlagen < 10 kW; Parametrierung mit Daten von Januar 2009 bis August 2016, Validierung für Januar 2000 bis Dezember 2008 und September 2016 bis Mai 2017: Vergleich der Simulationsergebnisse mit der historischen Ausbaurate 127
Abb. 5.4: Abhängigkeit der Installationswahrscheinlichkeit für PV-Anlagen von den erklärenden Variablen in der technologiespezifischen Teilnutzenfunktion Photovoltaik 128
Abb. 5.5: Abhängigkeit der Installationswahrscheinlichkeit für PV-Anlagen von den erklärenden Variablen in der Einstellungs-Teilnutzenfunktion Photovoltaik 132
Abb. 5.6: Jährliche Anteil PV installierender Haushalte: unkalibriertes Modell (links) und Modell über die Anteile der getroffenen Entscheidungen kalibriert (rechts) im Vergleich mit der historischen Ausbaurate für den Zeitraum 2000-2015 149
Abb. 5.7: Kumulierter Anteil PV installierender Haushalte: unkalibriertes Modell (links) und Modell über die Anteile der getroffenen Entscheidungen kalibriert (rechts) im Vergleich mit der historischen Ausbaurate für den Zeitraum 2000-2015 150
Abb. 5.8: Jährlicher Anteil PV installierender Haushalte: kalibrierte Modellkonfigurationen für Photovoltaik im Vergleich mit der historischen Ausbaurate für den Zeitraum 2000-2015 152

Abb. 5.9: Kumulierter Anteil PV installierender Haushalte: kalibrierte Modellkonfigurationen für Photovoltaik im Vergleich mit der historischen Ausbaurate für den Zeitraum 2000-2015 153
Abb. 5.10: Vergleich der Modellergebnisse für das kalibrierte Modell für Gaskessel für den Anteil an den jährlichen Installationen und den Anteil am Bestand aller ersten Heizungssysteme mit den historischen Daten 154
Abb. 5.11: Vergleich der Modellergebnisse für das kalibrierte Modell für Ölkessel für den Anteil an den jährlichen Installationen und den Anteil am Bestand aller ersten Heizungssysteme mit den historischen Daten 155
Abb. 5.12: Vergleich der Modellergebnisse für das kalibrierte Modell für Holzkessel für den Anteil an den jährlichen Installationen und den Anteil am Bestand aller ersten Heizungssysteme mit den historischen Daten 156
Abb. 5.13: Vergleich der Modellergebnisse für das kalibrierte Modell für Wärmepumpen für den Anteil an den jährlichen Installationen und den Anteil am Bestand aller ersten Heizungssysteme mit den historischen Daten 156
Abb. 5.14: Vergleich der Modellergebnisse für das kalibrierte Modell für Fernwärmeanschlüsse für den Anteil an den jährlichen Installationen und den Anteil am Bestand aller ersten Heizungssysteme mit den historischen Daten 157
Abb. 5.15: Vergleich der Modellergebnisse für das kalibrierte Modell für Elektroheizungen für den Anteil an den jährlichen Installationen und den Anteil am Bestand aller ersten Heizungssysteme mit den historischen Daten 157
Abb. 5.16: Vergleich der Modellergebnisse für das kalibrierte Modell für Solarthermie und Holzheizungen für den Anteil am Bestand aller zweiten Heizungssysteme mit den historischen Daten 158
Abb. 5.17: Jährlicher Anteil PV installierender Haushalte: Ergebnisse des PV Modells im Vergleich mit den historischen Daten für den Zeitraum 2000-2015, kalibriert mit den Daten von 2000-2009 160
Abb. 5.18: Spannweiten der installierten PV Leistung in den verschiedenen Studien für das deutsche Energiesystem in den Jahren 2020, 2030 und 2050 (Quellen siehe Tab. 5.19) 164
Abb. 5.19: Spannweiten der Anteile der verschiedenen Heizungstechnologien in den verschiedenen Studien für das deutsche Energiesystem 2050 (Quellen siehe Tab. 5.19) 165
Abb. 5.20: Kumulierter Anteil PV installierender Haushalte: Ergebnisse der drei Basisszenarien für den Zeitraum 2016-2050 für Deutschland 169
Abb. 5.21: Installierte Leistung Photovoltaik auf Wohngebäuden: Ergebnisse der drei Basisszenarien im Vergleich zu den Resultaten der Studien zu Trend- und Zielszenarien für Deutschland 170
Abb. 5.22: Sensitivitätsanalyse der technologiespezifischen Einflussfaktoren auf den Ausbau von Photovoltaik, Vergleich der Ergebnisse der drei Basisszenarien mit den Ergebnissen bei einer jeweiligen Erhöhung und Absenkung der Faktoren um 50% (Beschriftung an den Balken des niedrigen Ausbaupfades gilt auch für den mittleren und hohen Ausbaupfad) 172
Abb. 5.23: Ergebnisse der weiteren Szenarien für Photovoltaik im Vergleich zu den drei Basisszenarien für Deutschland 174
Abb. 5.24: Zusammensetzung des Bestandes für das erste Heizungssystem im Basisszenario für die Jahre 2016-2050 für Deutschland (Mittelung über alle Modellkonfigurationen) 177
Abb. 5.25: Zusammensetzung des Bestandes für das zweite Heizungssystem im Basisszenario für die Jahre 2016-2050 für Deutschland (Mittelung über alle Modellkonfigurationen) 177
Abb. 5.26: Anteile der verschiedenen Heizungssysteme am Bestand in 2050: Vergleich der Ergebnisse des Basisszenarios mit den Trend- und Zielszenarien aus den untersuchten Studien für Deutschland 179
Abb. 5.27: Anteile der verschiedenen Heizungssysteme am Bestand in 2050: Vergleich der Ergebnisse des Basisszenarios, des Szenarios „Wärmepumpe forcierter Ausbau“ und des Szenarios „EE forcierter Ausbau min. EE Anteil“ mit den Trend- und Zielszenarien aus den untersuchten Studien für Deutschland 188

Abb. 5.28: Ergebnisse der Zielenergiesystemberechnungen für Rainau für beide Szenarien für die Jahre 2030 und 2050 193
Abb. 5.29: Kumulierter Anteil PV installierender Haushalte: Ergebnisse der Basisszenarien für Photovoltaik im Rainau Modell Fragebogen und SOEP für den Zeitraum 2016-2050 197
Abb. 5.30: Kumulierte installierte Leistung PV auf Wohngebäuden: Vergleich der Basisszenarien mit den Ergebnissen der Zielenergiesystemoptimierung für Photovoltaik im Rainau Modell Fragebogen und SOEP 198
Abb. 5.31: Zusammensetzung des Bestandes für das erste Heizungssystem im Basisszenario für die Jahre 2016-2050 in Rainau, Links: SOEP Datensatz, rechts Fragebogendatensatz (Mittelung über alle Modellkonfigurationen)..... 198
Abb. 5.32: Zusammensetzung des Bestandes für das zweite Heizungssystem im Basisszenario für die Jahre 2016-2050 in Rainau, Links: SOEP Datensatz, rechts Fragebogendatensatz (Mittelung über alle Modellkonfigurationen)..... 199
Abb. 5.33: Anteile der verschiedenen Heizungssysteme am Bestand in 2050: Vergleich der Ergebnisse des Basisszenarios mit den Zielenergiesystemszenarien für Rainau 200
Abb. 5.34: Anteile der verschiedenen Heizungssysteme am Bestand in 2050: Ergebnisse des WP max Szenarios im Vergleich zu den Zielenergiesystemszenarien für die Heizungssysteme Gas- und Ölkessel, Holzkessel, Wärmepumpen und Solarthermie für Rainau 202

Tabellenverzeichnis

Tab. 2.1: Einordnung der verschiedenen Modellansätze bezüglich der vier eingeführten Unterscheidungsmerkmale 17
Tab. 2.2: Vergleich der verschiedenen Modellansätze zur Modellierung von Technologiediffusion 30
Tab. 3.1: Einflussfaktoren auf Investitionsentscheidungen für Photovoltaik bei Privatpersonen, Zusammenfassung der aktuellen Literatur 46
Tab. 3.2: Einflussfaktoren auf Investitionsentscheidungen für Heizungssysteme bei Privatpersonen, Zusammenfassung der aktuellen Literatur 59
Tab. 4.1: Genutzte Modelltypen in dieser Arbeit, ihre Bezeichnung, der zugrunde liegende haushaltsspezifische Datensatz und das Einsatzgebiet 66
Tab. 4.2: Investorentypen für erneuerbare Energien in der Studie [Trend Research 2011] ... 71
Tab. 4.3: Installierte PV Leistung auf Ein- und Zweifamilienhäusern und Mehrfamilienhäusern berechnet durch die Verschneidung von Daten aus [BNetzA 2000-2018] und [Trend Research 2011] 73
Tab. 4.4: Allgemeine und technologiespezifische Faktoren, die den Ausbau von PV beeinflussen und deutschlandweit in monatlicher Auflösung erhoben werden können und ihre genutzten Quellen für die Werte für den Zeitraum 2000-2016 75
Tab. 4.5: Anzahl der Haushalte in den SOEP Datensätzen für jedes Jahr von 1998-2015 83
Tab. 4.6: Akteursspezifische Einflussfaktoren in den SOEP Datensätzen und ihre gewichteten Anteile/Mittelwerte für die Jahre 1998 und 2015 84
Tab. 4.7: Anteile der verschiedenen installierten Heizungssysteme in allen Haushalten in den SOEP Datensätzen in den Jahren 1998, 2003 und 2015 (gewichtet) 86
Tab. 4.8: Im Modell implementierte Heizungssystemoptionen für das erste und das zweite Heizungssystem und ihre Entsprechungen im SOEP Fragebogen in 1998/2003 und 2015 87
Tab. 4.9: Berechnete Anteile des ersten und des zweiten Heizungssystems in den drei SOEP Datensätzen 1998, 2003, 2015 (gewichtet) 88
Tab. 4.10: Demographische Faktoren für Rainau, Deutschland und die Befragungsergebnisse im Vergleich (Quelle für Daten Rainau und Deutschland: [Destatis 2011]) 90
Tab. 4.11: Mittelwerte der Antworten auf die Fragen nach der Meinung zu verschiedenen Aspekten der Photovoltaik auf einer Likert Skala von 1 (Stimme voll zu) – 4 (Stimme überhaupt nicht zu) und Anteil der „Weiß nicht" Antworten (Ergebnisse aus der Befragung Rainau) 96
Tab. 4.12: Zuordnung eines Bauzeitpunktes für jedes Gebäude in den SOEP Datensätzen auf Basis der Bauabschnitte aus SOEP 115
Tab. 4.13: Angepasste Entscheidungsmuster in der Modellanpassung „Ölverbot" für Haushalte, welche eine Ölheizung installiert haben 116
Tab. 4.14: Angepasste Entscheidungsmuster in der Modellanpassung „minimaler erneuerbarer Energien Anteil" für Haushalte, welche ein fossil betriebenes erstes Heizungssystem und kein zweites Heizungssystem installiert haben 116
Tab. 5.1: Average Marginal Effects für die Faktoren der technologiespezifischen Teilnutzenfunktion PV, Periode der Parametrierung: Januar 2000 bis August 2016 124
Tab. 5.2: Average Marginal Effects für die Faktoren der technologiespezifischen Teilnutzenfunktion PV, Periode der Parametrierung: Januar 2000 bis Dezember 2008 125
Tab. 5.3: Average Marginal Effects für die Faktoren der technologiespezifischen Teilnutzenfunktion PV, Periode der Parametrierung: Januar 2009 bis August 2016 126
Tab. 5.4: Average Marginal Effects für die Faktoren der akteursspezifischen Teilnutzenfunktion für PV 130
Tab. 5.5: Average Marginal Effects für die Faktoren der Einstellungs-Teilnutzenfunktion für PV 132

Tab. 5.6: Average Marginal Effects für die Faktoren der akteursspezifischen Teilnutzenfunktion für die ersten Heizungssysteme, SOEP Datensatz von 2015 135
Tab. 5.7: Average Marginal Effects für die Faktoren der akteursspezifischen Teilnutzenfunktion für die ersten Heizungssysteme, SOEP Datensatz von 2003 136
Tab. 5.8: Average Marginal Effects für die Faktoren der akteursspezifischen Teilnutzenfunktion für die ersten Heizungssysteme, SOEP Datensatz von 1998 137
Tab. 5.9: Average Marginal Effects für die Faktoren der akteursspezifischen Teilnutzenfunktion für die zweiten Heizungssysteme, SOEP Datensatz von 2015 141
Tab. 5.10: Average Marginal Effects für die Faktoren der akteursspezifischen Teilnutzenfunktion für die zweiten Heizungssysteme, SOEP Datensatz von 2003 142
Tab. 5.11: Average Marginal Effects für die Faktoren der akteursspezifischen Teilnutzenfunktion für die zweiten Heizungssysteme, SOEP Datensatz von 1998 142
Tab. 5.12: Relative Standardabweichungen zwischen den drei Simulationen für verschiedene Anzahlen an Modellläufen für das PV-Teilmodell im SOEP Deutschland Modell 144
Tab. 5.13: Relative Standardabweichungen zwischen den drei Simulationen für verschiedene Anzahlen an Modellläufen für das Heizungs-Teilmodell erstes Heizungssystem im SOEP Deutschland Modell 145
Tab. 5.14: Relative Standardabweichungen zwischen den drei Simulationen für verschiedene Anzahlen an Modellläufen für das Heizungs-Teilmodell zweites Heizungssystem im SOEP Deutschland Modell 146
Tab. 5.15: Unkalibriertes Modell: alternativenspezifische Konstanten für alle Heizungstechnologien und die RMSE Werte der Modellergebnisse im Vergleich zu den historischen Daten 151
Tab. 5.16: Kalibrierungsparameter in den drei Modellkonfigurationen für das PV-Teilmodell Deutschland und beispielhafte Werte der Teilnutzenfunktionen für zwei ausgewählte Jahre 154
Tab. 5.17: Kalibrierungsparameter in den drei Modellkonfigurationen für die Teilmodelle erstes und zweites Heizungssystem Deutschland und beispielhafte Werte der Teilnutzenfunktionen für Ölkessel und Wärmepumpen für zwei ausgewählte Jahre 159
Tab. 5.18: RMSE Werte für das Teilmodell Heizung im Vergleich zu den historischen Daten, kalibriert mit Daten von 1998-2009, validiert mit Daten von 2010-2015 161
Tab. 5.19: Untersuchte Studien zur Bestimmung der benötigten installierten Photovoltaik Leistung und der Struktur des Heizungsbestandes in 2050 zur Erreichung der Klimaschutzziele 163
Tab. 5.20: Auswahl einiger wesentlicher Unterschiede zwischen den Szenarien in [FhG ISI 2017] und [FhG ISE 2015] bezogen auf den Ausbau von Photovoltaik 164
Tab. 5.21: Vergleich der Solarenergiepotentiale auf Wohngebäuden und Nichtwohngebäuden in km² aus verschiedenen Studien 166
Tab. 5.22: Vergleich der Solarenergiepotentiale auf Freiflächen in km² aus verschiedenen Studien 167
Tab. 5.23: Entwicklung der technologiespezifischen und allgemeinen Faktoren für Photovoltaik von 2016-2050 in den drei Basisszenarien 168
Tab. 5.24: Sensitivitätsanalyse der akteursspezifischen Faktoren in den PV Szenarien 173
Tab. 5.25: Beschreibung der weiteren Szenarien für den Ausbau von Photovoltaik 173
Tab. 5.26: Entwicklung der technologiespezifischen Faktoren für die verschiedenen Heizungssysteme von 2016-2050 im Basisszenario 176
Tab. 5.27: Ergebnisse der technologiespezifischen Sensitivitätsanalyse für den Ausbau der Heizungssysteme: Änderungen der Anteile der Technologien am Bestand

in 2050 in Prozentpunkten im Vergleich zum Basisszenario, Farbkodierung: große Änderungen rot, kleine Änderungen gelb 180
Tab. 5.28: Ergebnisse der technologiespezifischen Sensitivitätsanalyse für den Ausbau der Heizungssysteme: Änderungen der Anteile der Technologien am Bestand in 2050 normiert mit der Änderung der Einflussfaktoren, Farbkodierung: große Änderungen rot, kleine Änderungen gelb 182
Tab. 5.29: Ergebnisse der akteursspezifischen Sensitivitätsanalyse für den Ausbau der Heizungssysteme: Änderungen der Anteile der Technologien am Bestand in 2050 im Vergleich zum Basisszenario, Farbkodierung: große Änderungen rot, kleine Änderungen gelb 183
Tab. 5.30: Beschreibung der weiteren Szenarien für den Ausbau der Heizungssysteme 184
Tab. 5.31: Ergebnisse der weiteren Szenarien für den Ausbau der Heizungssysteme: Änderung des Anteils am Bestand in 2050 im Vergleich zum Basisszenario 185
Tab. 5.32: Beschreibung der Zielszenarien für Rainau 190
Tab. 5.33: Solarenergiepotential für Rainau 191
Tab. 5.34: Biomassepotential für Rainau auf Basis von [IZES 2015] und eigenen Berechnungen 192
Tab. 5.35: Weitere Szenarien für den Ausbau der Heizungssysteme für Rainau 201

Indexverzeichnis

h	Haushalt
i	Technologie
t	Zeitpunkt
n	Person
Techno	Technologiespezifische Teilnutzenfunktion
Akteur	akteursspezifische Teilnutzenfunktion
Einstellung	Einstellungs-Teilnutzenfunktion
ges	Gesamt Nutzenfunktion

Abkürzungsverzeichnis

ABM	Agentenbasierte Modellierung
Bafa	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BDH	Bundesverband der Heizungsindustrie
BHKW	Blockheizkraftwerk
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BMVBS	Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung
BMWI	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur
CO_2	Kohlendioxid
EC	Elektroheizung
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
EFH	Einfamilienhaus
EU	Europäische Union
EU-ETS	Emissionshandelssystem der europäischen Union
FW	Fernwärme
Gas	Gaskessel
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
KWK	Kraft Wärme Kopplung
Lkr	Landkreis
MFH	Mehrfamilienhaus
NRMSE	Normalized Root Mean Square Error
Öl	Ölkessel
PV	Photovoltaik
RH	Reihenhaus
RMSE	Root Mean Square Error
SOEP	Sozio-ökonomisches Panel
ST	Solarthermie
WP	Wärmepumpe

Formelverzeichnis

x	Einflussfaktor in der Nutzenfunktion
ζ	Gewicht eines Einflussfaktors in einer Nutzenfunktion (allgemein)
μ	Alternativenspezifische Konstante (allgemein)
α	Gewicht eines Einflussfaktors in der akteursspezifischen Nutzenfunktion
β	Gewicht eines Einflussfaktors in der technologiespezifischen Nutzenfunktion

γ	Gewicht eines Einflussfaktors in der Einstellungs-Nutzenfunktion
A	Variabler Kalibrierungsparameter der akteursspezifischen Nutzenfunktion
a	Festgesetzter Kalibrierungsparameter der akteursspezifischen Nutzenfunktion
B	Variabler Kalibrierungsparameter der technologiespezifischen Nutzenfunktion
b	Festgesetzter Kalibrierungsparameter der technologiespezifischen Nutzenfunktion
Γ	Kalibrierungsparameter der Einstellungs-Nutzenfunktion
Ω	Variabler Kalibrierungsparameter alternativenspezifische Konstante der Gesamtnutzenfunktion
z	Festgesetzter Kalibrierungsparameter alternativenspezifische Konstante der Gesamtnutzenfunktion
V	Nutzenfunktion ohne Fehlerterm (repräsentativer Nutzen)
U	Nutzenfunktion mit Fehlerterm
ϵ	Fehlerterm der Nutzenfunktion
P	Wahrscheinlichkeit, dass Haushalt h zum Zeitpunkt t Technologie i installiert
T	Zeitraum
t	Zeitpunkt
p	Coefficient of Innovation (Innovationsfaktor) in Bassgleichung
q	Coefficient of Imitation (Imitationsfaktor) in Bassgleichung

Kurzfassung

Als Reaktion auf den Klimawandel beschloss die deutsche Bundesregierung im Jahr 2010 die Energiewende. Diese sieht vor, dass im Jahr 2050 mindestens 80 % der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien gedeckt wird und die CO_2-Emissionen gegenüber 1990 um mindestens 80 % absinken.

Von verschiedenen Institutionen und Forschungseinrichtungen wurden seitdem mit Hilfe von computergestützten Modellierungstools zukünftige Energiesysteme berechnet, welche die Ziele der Energiewende erfüllen können. Als Zielfunktion dieser Optimierungsrechnungen dient in den meisten Fällen die Minimierung der systemischen Gesamtkosten. Dies impliziert, dass alle im Energiesystem involvierten Akteure auch aus Systemsicht optimal handeln, sowohl bei der Investitionsentscheidung als auch beim Betrieb der Erzeugungsanlagen. Durch das Setzen von Randbedingungen zur Beschränkung der CO_2-Emissionen in den Berechnungen wird zudem auch die Nutzung von fossilen Brennstoffen stark eingeschränkt, ungeachtet ihrer Wirtschaftlichkeit.

Folglich sind die bisher genutzten Modellierungstools auf Basis von Optimierungsrechnungen geeignet potenzielle zukünftige Energiesysteme zu identifizieren, repräsentieren aber nicht das Investitionsverhalten der Akteure. Dadurch können sie nicht aufzeigen ob und wie diese Energiesysteme erreicht werden können. Denn dazu muss verstanden werden, durch welche Einflussfaktoren die potenziellen Investoren von erneuerbaren Energietechnologien in ihren Investitionsentscheidungen beeinflusst werden und ob sie bei einer bestimmten Entwicklung dieser Faktoren die benötigten Kapazitäten an erneuerbaren Energien ausbauen.

In dieser Arbeit wird deswegen am Beispiel der Privathaushalte und ihrer Investitionen für Photovoltaik und Heizungssysteme ein Ausbaumodell entwickelt, welches nicht auf einem Optimierungsansatz beruht, sondern den wahrscheinlichen Transformationspfad vom heutigen Zeitpunkt bis 2050 berechnet. In diesem Modell werden nicht nur ökonomische Faktoren zur Berechnung des Ausbaus dieser Erzeugungstechnologien berücksichtigt, sondern weitere Einflussfaktoren wie politische oder soziale.

Durch Regressionsanalysen mit der Discrete Choice Methode wird der Einfluss dieser Faktoren auf den Ausbau der Technologien bestimmt. Anschließend wird berechnet mit welcher Wahrscheinlichkeit die verschiedenen Technologien in einzelnen Haushalten installiert werden. Der Ausbau in einzelnen Haushalten wird dann zu Ausbaupfaden für die Technologien aggregiert. Diese Ausbaupfade können wiederum mit den optimierten Zielenergiesystemen verglichen werden. Durch eine Analyse der Unterschiede zwischen Ausbaupfaden und optimierten Zielsystemen wird deutlich, welche Technologien voraussichtlich nicht den gewünschten Ausbau bis zum Jahr 2050 erreichen können. Umfangreiche Sensitivitätsanalysen für die Entwicklung der inkludierten Einflussfaktoren zeigen Möglichkeiten zur Förderung dieser Technologien auf, die abschließend mit konkreten politischen Maßnahmen verknüpft werden.

Für die Investitionsentscheidung in Photovoltaik können in dieser Arbeit 13 verschiedene Einflussfaktoren quantifiziert und in das Modell integriert werden, für die Heizungssysteme sind es 17. Ein Abgleich mit bisher in der Literatur untersuchten Einflussfaktoren zeigt, dass der Einfluss von Gebäudeeigenschaften auf den Ausbau der Photovoltaik bisher unterschätzt wurde. Weitere wichtige Einflussfaktoren auf den Ausbau der Photovoltaik sind die Medienpräsenz und die Amortisationszeit. Für die Heizungssysteme kann beispielsweise quantifiziert werden, dass eine einfache Informationsbeschaffung über ein bestimmtes Heizungssystem die Entscheidung für dieses positiv beeinflusst.

Das Modell wird zunächst für die Berechnung des Ausbaus der Technologien für Gesamtdeutschland genutzt. Außerdem wird eine Methode für die Anpassung des Modells auf einzelne lokale Gebiete in Deutschland entwickelt. Dieses Verfahren wird beispielhaft für die Gemeinde Rainau (Baden-Württemberg) angewendet.

Der berechnete Ausbau für Deutschland liegt für Photovoltaik je nach Szenario im unteren bis mittleren Bereich der Zielszenarien, durch eine Verknüpfung von ausbaufördernden Maßnahmen kann dieser noch weiter gesteigert werden. Der Ausbau der erneuerbaren Heizungssysteme liegt deutlich niedriger als erwünscht, auch durch eine Anpassung der Randbedingungen können die Zielenergiesysteme nur zum Teil erreicht werden. Für Rainau zeigen die Berechnungen, dass der Ausbau an Photovoltaik in den Zielenergiesystemen in den Jahren 2030 und 2050 erreicht werden kann. Um den gewünschten Ausbau bei den Heizungssystemen zu erzielen, ist jedoch eine Förderung von Wärmepumpen im hohen Maße erforderlich.

Abstract

In response to climate change, the German federal government decided in 2010 to transform the german energy system. This envisages that in 2050 at least 80 % of electricity generation will be covered by renewable energies and that CO2 emissions will fall by at least 80 % compared to 1990.

Since then from various research institutions future energy systems have been calculated with the help of computer-aided modeling tools that can meet the goals of energy system transformation. In most cases, the minimization of the total system costs serves as an objective function of these optimization calculations. This implies that all actors involved in the energy system also act optimally from the system point of view, both in the investment decision and in the operation of the generation plants. Plus by setting boundary conditions to limit CO2 emissions in the calculations, the use of fossil fuels is also severely restricted, regardless of their economic viability.

Consequently, the modeling tools used so far based on optimization calculations are suitable for identifying potential future energy systems, but do not represent the investment behavior of the actors. Thus, they cannot show whether and how these energy systems can be achieved. To be able to do this one has to understand by which factors potential investors of renewable energy technologies are influenced when making an investment decision and if they are installing the required capacities of renewable energy technologies when these factors have a certain development in the future.

This is why in this thesis a model is developed using the example of private households and their investments in photovoltaics and heating systems, which is not based on an optimization approach, but calculates the probable transformation path from today to 2050. In this model, not only economic factors are taken into account to calculate the expansion of these generation technologies, but also other influencing factors such as political or social factors.
The influence of these factors on the development of the technologies is determined by regression analyses using the Discrete Choice method. The probability with which the various technologies will be installed in individual households is then calculated. The expansion in individual households is then aggregated into development paths for the technologies. These development paths can in turn be compared with the optimized target energy systems. By analyzing the differences between the two approaches it becomes evident which technologies will not reach the desired capacities in 2050. Extensive sensitivity analyses for the development of the included influencing factors show possibilities for the promotion of these technologies, which are finally linked with concrete policy measures.

For the investment decision in photovoltaics, 13 different influencing factors can be quantified and integrated into the model, for the heating systems there are 17. A comparison with factors previously examined in the literature shows that the influence of building characteristics on the expansion of photovoltaics has been underestimated so far. Other important factors influencing the expansion of photovoltaics are the presence of photovoltaics in media and the payback time. For the heating systems, for example, it can be quantified that a simple procurement of information about a certain heating system has a positive influence on the decision for it.

Initially the model is used to calculate the expansion of the technologies for the whole of Germany. In addition, a method for adapting the model to individual local areas in Germany is being developed. This methodology is exemplarily shown for the community of Rainau (Baden-Württemberg).

Abstract

Depending on the scenario, the calculated expansion for Germany for photovoltaics is in the lower to middle range of the target scenarios; this can be further increased by linking expansion-promoting measures. The expansion of the renewable heating systems is significantly lower than desired, even by adjusting the boundary conditions, the target energy systems can be achieved only partially. For Rainau the calculations show that the installed capacity of photovoltaics in the target energy systems in 2030 and 2050 can likely be reached. To achieve the desired installed capacities of renewable heating systems, however, the promotion of heat pumps is necessary to a large extent.

1 Einleitung

Das Jahr 2018 gehört genauso wie alle anderen Jahre seit 2014 zu den 10 wärmsten Jahren seit der Temperaturaufzeichnung im Jahr 1881 [DWD 2018], der Klimawandel wird auch in Deutschland immer spürbarer. Aktuelle Berechnungen zeigen, dass die Erderwärmung auf unter 1,5 °C begrenzt werden sollte, damit nicht unabsehbare Veränderungen in Umwelt und Natur eintreten werden [IPCC 2018].

Schon 2010 hat die Bundesregierung anspruchsvolle CO_2 Minderungsziele beschlossen, um die Treibhausgasemissionen in Deutschland signifikant zu senken und so einen Beitrag zur Erreichung der weltweiten Klimaziele zu leisten [BMWI 2010]. Auch viele Städte und Gemeinden unternehmen heute eigene Anstrengungen, um ihre CO_2 Emissionen zu limitieren und den Anteil erneuerbarer Energien auf der Gemarkung zu steigern [BMU 2015].

Als Folge des Beschlusses dieser Klimaziele haben viele verschiedene deutsche Forschungsinstitute modellbasierte Energieszenarien entwickelt, die aufzeigen, wie ein zukünftiges Energiesystem ausgestaltet sein kann, welches den vorgegebenen CO_2 Grenzen und Anteilen erneuerbarer Energien genügt. Die Modelle, die genutzt wurden, um diese Szenarien zu berechnen, sind meist techno-ökonomische Optimierungsmodelle mit der Zielfunktion der geringsten systemischen Gesamtkosten. In diesen Modellen wird bestimmt wie der zukünftige Energiebedarf (Strom, Wärme, Verkehr) zu den geringsten Kosten durch verschiedene Erzeuger unter Einhaltung bestimmter Randbedingungen, wie einer festgelegten CO_2 Grenze, gedeckt werden kann.

In einer Langfristbetrachtung ist es sinnvoll ein Optimierungsmodell zur Berechnung eines oder mehrerer zukünftiger möglicher Energiesysteme als Ausgangspunkt zur Festlegung einer Transformationsstrategie zu nutzen. Durch einen steigenden Anteil erneuerbarer Energien ist ein Energiesystem auch stark durch technische Restriktionen geprägt und die techno-ökonomische Optimierung hilft mögliche Ausgestaltungen des Energiesystems zu identifizieren, die den Anforderungen an die gesetzte CO_2 Grenze gerecht werden. Die Prämisse der Kostenminimierung in den Optimierungsrechnungen enthält allerdings die implizite Annahme, dass die Akteure in den Energiesystemen ökonomisch optimal aus Systemsicht handeln und nicht die für sie selbst wirtschaftlichste Entscheidung treffen, auch beziehen sie keine weiteren Faktoren in diese Entscheidung mit ein.

Durch die Energiewende und die Notwendigkeit der Nutzung erneuerbarer Energiequellen und der damit einhergehenden Verbreitung kleiner, dezentraler Energieerzeuger wie zum Beispiel Photovoltaikanlagen hat es in den letzten 20 Jahren einen Akteurswechsel auf dem Energiemarkt gegeben. Neben den klassischen Energieversorgern, die früher für die Stromproduktion verantwortlich waren, also zum Beispiel Energieversorgungsunternehmen, investieren immer mehr Privatleute, Gewerbebetriebe oder Genossenschaften in erneuerbare Energien. Privatleute sind dabei heute schon für einen signifikanten Anteil des Ausbaus verantwortlich [Yildiz 2014]. Zudem haben sie hohe Potentiale durch ihre Dachflächen zur Nutzung von Photovoltaik [Kaltschmitt 2014] und einen hohen Wärmebedarf, der heute noch zu sehr großen Teilen aus fossilen Energieträgern gedeckt wird [BMWI 2016]. Der aktuelle Stand der Forschung besagt, dass diese Akteure, besonders die Privathaushalte, auch von anderen Motiven als nur ökonomischen in ihren Investitionsentscheidungen angetrieben werden [Mai et al. 2013]. Als Beispiel seien hier das Umweltbewusstsein oder die Beeinflussung durch Nachbarn oder Freunde genannt.

Wird gesagt, dass die Zielenergiesystemoptimierung die geeignete Methode ist, um ein zukünftiges, durch technische Restriktionen geprägtes Energiesystem zu bestimmen, bleibt vor allem angesichts des Aspekts der steigenden Wichtigkeit von Akteuren wie

zum Beispiel Privathaushalten die Frage offen, wie der Transformationspfad zu diesem System aussehen soll und wer die notwendigen Investitionen in erneuerbare Energien letztendlich tätigt. Zur Bestimmung realistischer Transformationspfade scheint es deshalb unerlässlich, nicht nur techno-ökonomische, sondern auch soziale, psychologische oder politische Faktoren in das genutzte Modell zur Berechnung des Transformationspfades einzubinden.

Hier setzt diese Arbeit an. Am Beispiel der privaten Haushalte[1] und der Technologien Photovoltaik und Heizungssysteme wird durch Regressionsanalyen mit der Discrete Choice Methode der Einfluss verschiedener Faktoren auf den Ausbau der Technologien bestimmt. Auf Basis dieser Faktoren wird anschließend in Zukunftsszenarien berechnet welche Technologien mit welcher Wahrscheinlichkeit in einzelnen Haushalten installiert werden. Der Ausbau der Technologien in einzelnen Haushalten wird schließlich zu einem Gesamtausbau für diesen Investortyp und die Technologien aufaggregiert. Die Ergebnisse dieser Berechnungen werden dann mit den Zielszenarien, welche den zu erreichenden Zustand in 2050 beschreiben, verglichen, um zu verstehen, ob und unter welchen Voraussetzungen die erwünschten Ausbaupfade voraussichtlich erreicht werden können.

Abb. 1.1 beschreibt den Aufbau dieser Arbeit. Zunächst wird die politische Ausgangssituation beschrieben, in welcher wir uns heute befinden, sowohl im bundesdeutschen als auch kommunalen Kontext, und daraus abgeleitet, warum die Berechnung zukünftiger Energieszenarien mit Hilfe von computergestützten Tools so wichtig geworden ist (2.1).

Diese Tools werden in Kapitel 2.2 anhand ihrer wichtigsten Unterscheidungsmerkmale, aus denen sich auch ihre Anwendungsbereiche ergeben, klassifiziert. Auf Basis dessen kann die Notwendigkeit abgeleitet werden, neben den klassischen Energiesystemmodellen auch Investitionsmodelle einzusetzen, um verschiedene Arten von Einflussfaktoren in die Modellierung einbinden zu können. Verschiedene Modelltypen werden vorgestellt und schlussendlich zwei ausgewählt, die in der Arbeit genutzt werden, das Discrete Choice Modell und die Bounded Rationality.

In Kapitel 2.5 wird herausgearbeitet, warum in dieser Arbeit Privathaushalte und die beiden Technologiegruppen Photovoltaik und Heizungssysteme im Fokus stehen. Begründet werden kann dies mit ihrer Relevanz und der Datenverfügbarkeit. In Kapitel 3 werden auf Basis einer umfassenden Literaturrecherche die auf den Ausbau der Technologien wirkenden Faktoren in Privathaushalten beschrieben.

In Kapitel 4 werden das Modell und die verschiedenen genutzten Daten vorgestellt. Die Auswahl der Daten erfolgt dabei unter der Prämisse möglichst viele der Faktoren, die sich in der Literaturrecherche als wichtig bei der Entscheidung für eine Photovoltaikanlage oder ein neues Heizungssystem gezeigt haben, in das Modell einbinden zu können. Dadurch ergibt sich die Herausforderung, dass verschiedene Arten von Daten, die auf verschiedenen zeitlichen und räumlichen Aggregationsebenen vorliegen, in ein Modell eingepflegt werden sollen. Als Beispiel sei zu nennen, dass sowohl deutschlandweite monatliche Daten, zum Beispiel Kosten für PV, die Einspeisevergütung und der Ausbau der Photovoltaik in das Modell einfließen sollen. Ebenso aber auch Daten auf Haushaltsebene, die keiner zeitlichen Auflösung unterliegen, sondern nur für einen Zeitschritt vorliegen, wie akteursspezifische Informationen einzelner Haushalte und welche dieser Haushalte eine Photovoltaikanlage installiert haben. In Kapitel 4.3 wird dementsprechend eine

[1] Welche Teilgruppe der privaten Haushalte (Mieter, Eigentümer) jeweils in den beiden Berechnungsteilen für Heizungssysteme und Photovoltaik wie abgebildet ist, wird in den Kapiteln 4.3.5 und 4.3.6 erläutert

Methode vorgestellt, welche es erlaubt alle diese Daten in einem Modell zu verarbeiten. Neben der allgemeinen Vorstellung des Modellablaufs wird in 4.3.4 und 4.3.5 auf die beiden spezifischen Modellteile, die Berechnung der Entscheidung zur Installation von Photovoltaik und der Auswahl einer bestimmten Heizungstechnik eingegangen.

Das Modell bildet in seiner Grundversion zunächst alle Haushalte in ganz Deutschland ab. Zusätzlich wird in dieser Arbeit in Kapitel 4.4 eine Methode vorgestellt, das Modell auf einzelne lokale Betrachtungsgebiete anzupassen. Diese Anpassung wird beispielhaft für eine Gemeinde im Osten Baden-Württembergs, Rainau, durchgeführt.

Jede der Datenbasen wird zunächst einzeln ausgewertet und der Einfluss der verschiedenen Faktoren auf den Ausbau der Technologien mit Hilfe von Regressionsanalysen auf Basis der Discrete Choice Methode untersucht (5.1 und 5.2). In einem nächsten Schritt werden die Ergebnisse aus den Einzelauswertungen für das Gesamtmodell zusammengefasst. Das Gesamtmodell wird durch den Vergleich mit historischen Ausbauzahlen für die Technologien kalibriert (Kapitel 5.4), bevor es eingesetzt wird, um Ausbauszenarien für die Zukunft zu berechnen (5.5 und 5.6.5), wobei die letzten beiden Schritte sowohl für das Deutschland-Modell als auch für das Rainau-Modell durchgeführt werden. Die Ergebnisse der Szenarienrechnungen werden jeweils mit den Ergebnissen für mögliche Zielenergiesysteme für das Zieljahr 2050 verglichen. Durch umfangreiche Sensitivitätsanalysen wird der Einfluss der verschiedenen Faktoren auf den Ausbau untersucht und Szenarien erstellt, die den Ausbau bestimmter Technologien begünstigen können.

In dieser Arbeit werden dabei im Wesentlichen folgende Forschungsfragen beantwortet:

1. Welche Faktoren beeinflussen die Entscheidung privater Haushalte für die Technologien Photovoltaik und Heizungssysteme? Lassen sich über die Einflussnahme auf diese Faktoren Stellschrauben finden, um den Ausbau bestimmter Technologien zu fördern oder zu bremsen?
2. Welche Methode ist geeignet um soziale, politische, ökonomische und technische Faktoren explizit in ein Modell einzubinden, welches auf Basis dieser Faktoren den Ausbau verschiedener Technologien berechnen kann?
3. Wie kann die Zielenergiesystemoptimierung mit der explorativen Simulation von Ausbaupfaden zu einem sinnvollen Gesamtprozess verknüpft werden?

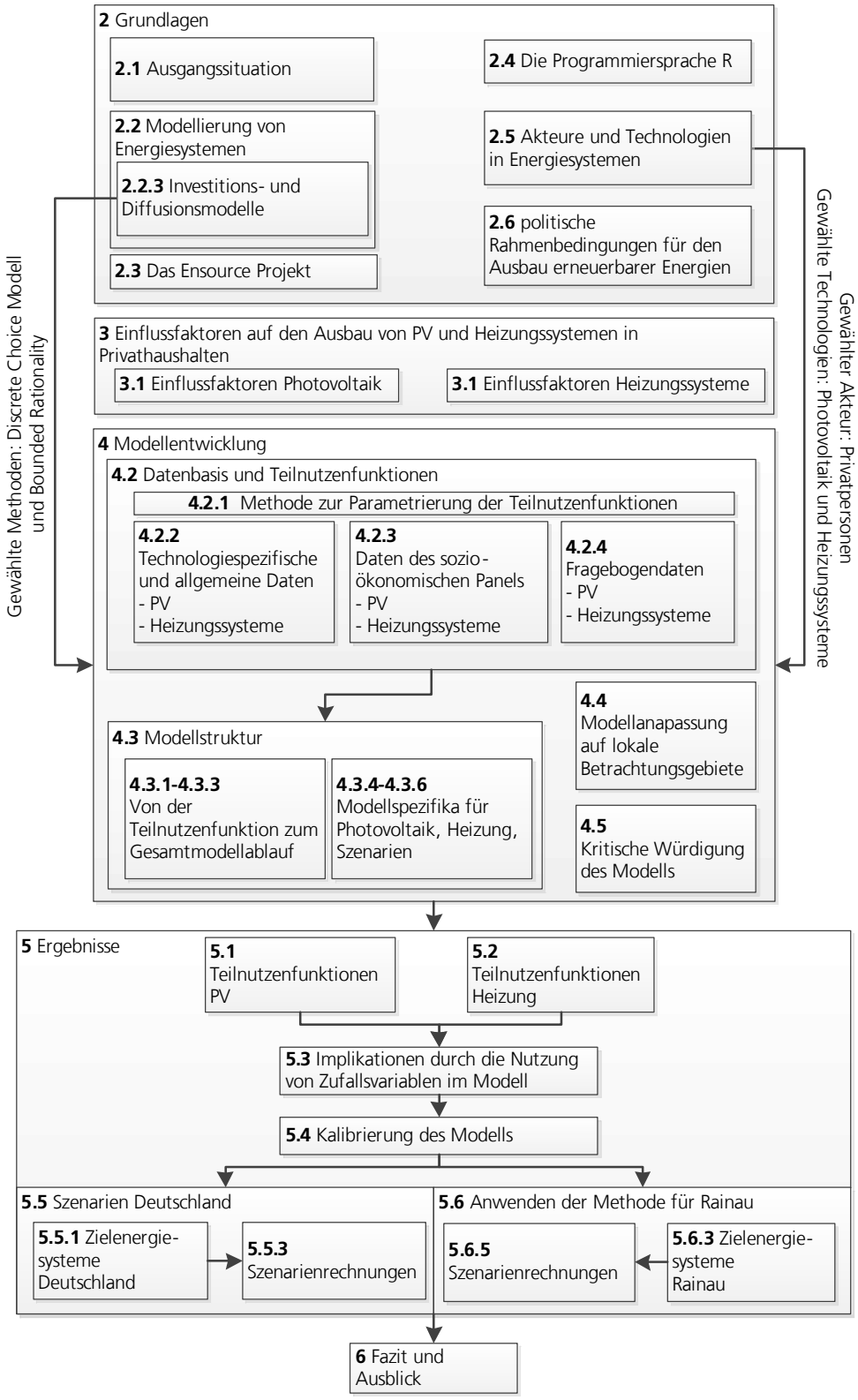


Abb. 1.1: Aufbau der Arbeit

2 Grundlagen

Zum Verständnis des in dieser Arbeit entwickelten Ausbaumodells ist die Erläuterung einiger Grundlagen Vorrausetzung. Neben der Ausgangssituation, welche die Entwicklung des Modells motiviert, sind dies Grundbegriffe der Energiesystemmodellierung und mögliche Methoden für die Modellierung von Ausbaupfaden für Technologien. Des Weiteren wird das Forschungsprojekt vorgestellt, in welches diese Arbeit eingebettet ist, und aus welchem sich einige Randbedingungen für die Erstellung dieser Arbeit ergeben haben. Auch die genutzte Programmiersprache zur Implementierung des Modells wird kurz vorgestellt. Da in dieser Arbeit die Methodik zur Erstellung von Ausbauszenarien für erneuerbare Energien durch verschiedene Akteure an einem Beispiel entwickelt wird, wird außerdem dargelegt wie die Auswahl des Akteurs und der Technologien erfolgte und einige wesentliche Informationen über die anderen Akteure und Technologien in Energiesystemen gegeben. Abschließend werden die politischen Rahmenbedingungen dargestellt, die einen Einfluss auf die Entwicklung möglicher realistischer Zukunftsszenarien haben.

2.1 Ausgangssituation

Eines der drängendsten Probleme unserer Zeit ist ohne Zweifel der Klimawandel. Um zu verhindern, dass auf unserem Planeten tiefgreifende Veränderungen in Umwelt und Natur geschehen, muss die Erwärmung der Erde noch in diesem Jahrhundert gestoppt werden. Dabei sollte die Gesamttemperaturerhöhung laut aktuellem Forschungsstand unter 1,5 °C verbleiben. [IPCC 2018]

In 2010 hat die deutsche Bundesregierung verbindliche Ziele für die Reduzierung der Treibhausgasemissionen und der Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien an der Stromproduktion festgelegt. So sollen bis 2050, dem Zieljahr der Beschlüsse, die CO_2 Emissionen um mindestens 80 % gegenüber 1990 gesenkt werden und der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung auf 80-90 % erhöht werden [BMWI 2010]. Das Energiekonzept wurde 2011, nach dem Reaktorunglück in Fukushima in Japan, angepasst und der Atomausstieg bis 2022 wurde beschlossen [Deutscher Bundestag 2011]. Als entscheidende Technologien für die Stromerzeugung im zukünftigen Energiesystem werden vor allem die Photovoltaik und die Windkraft gesehen.

Neben dem Umbau der Stromerzeugung, rückt auch immer mehr eine Dekarbonisierung der Wärmeversorgung in den Fokus (Stichwort Wärmewende) [Agora 2017]. In Deutschland entfallen immerhin 54,04 % des Endenergieverbrauchs auf Raumwärme, Warmwasser und Prozesswärme [BMWI 2016]. In [Agora 2017] werden dabei drei wichtige Pfeiler für den Umbau der Wärmeversorgung genannt: Energieeffizienz, CO_2 arme Wärmenetze und objektnahe erneuerbare Energien.

Neben der Bundesregierung treiben auch immer mehr Städte und Regionen ihre Aktivitäten im Klimaschutz voran und setzen sich eigene Ziele, die häufig an die Ziele der Bundesregierung angelehnt sind oder sogar noch darüber hinausgehen. So haben sich im Rahmen der Förderinitiative „Masterplan 100 % Klimaschutz“ Städte, Gemeinden und Regionen dazu verpflichtet ihre Treibhausgasemissionen bis 2050 um 95 % und ihren Energieverbrauch um mindestens 50 % zu senken [BMU 2015].

Der Umbau des Energiesystems sowohl auf nationaler Ebene als auch in den Städten und Gemeinden ist dabei einer langfristigen Planung unterlegen, da die Transformation des Energiesystems weitreichend und das Zusammenspiel zwischen den verschiedenen Sektoren und Technologien komplex ist. Deswegen sind Analysemodelle notwendig, die helfen zu verstehen wie das zukünftige Energiesystem ausgestaltet sein sollte und welche Entscheidungen dafür heute getroffen werden müssen. Diese Analysemodelle

müssen aufgrund der wachsenden Dynamik des Energiesystems aufgrund eines steigenden Anteils erneuerbarer Energien und der immer wichtiger werdenden Sektorkopplung, zeitlich hoch aufgelöst sein und alle Technologien genügend detailreich abbilden. Diese Analysemodelle sind deswegen leistungsfähige computergestützte Energiesystemmodelle, meist in Modellierungs- oder Programmiersprachen verfasst.

2.2 Modellierung von Energiesystemen

Zunächst werden in diesem Kapitel einige wiederkehrende Begriffe und ihre Bedeutung in dieser Arbeit erläutert, um ein gemeinsames Verständnis zu schaffen. Im Anschluss wird eine allgemeine Einordnung von Energiesystemmodellen vorgenommen, die darauf aufbauend um eine detaillierte Vorstellung verschiedener Modelltypen zur Modellierung von Investitionsentscheidungen ergänzt wird. Abschließend wird dargelegt, welche Modellierungsmethoden in dieser Arbeit genutzt werden.

2.2.1 Begriffsdefinitionen

Bei der Vorbereitung des Modells für seinen jeweiligen Einsatz werden in dieser Arbeit drei Stufen durchlaufen, die Parametrierung, die Kalibrierung und die Validierung des Modells.

Allgemein werden bei einer Parametrierung passende Modelle ausgewählt, mit konkreten Rechenwerten ausgestattet und so miteinander verknüpft, dass das Gesamtmodell möglichst gut einen konkreten Anwendungsfall darstellt. In dieser Arbeit wird bei der Parametrierung der Modellansatz ausgewählt und Daten für den Anwendungsfall werden in das Modell integriert.

Eine Kalibrierung beschreibt eine Anpassung eines numerischen Modells an gemessene Daten. Das kalibrierte Modell ist dann in der Lage diese gemessenen Daten zu reproduzieren. Die Modellparameter können dabei häufig gar nicht direkt erfasst werden, sondern werden durch Variation und Vergleich mit den Messdaten bestimmt. In dieser Arbeit wird das parametrierte Gesamtmodell durch den Vergleich mit historischen Ausbauraten für die Technologien auf aggregierter Ebene so kalibriert, dass es die historischen Ausbauraten so gut wie möglich wiedergeben kann.

Bei einer Validierung werden die Ergebnisse des Modells mit den Messdaten verglichen und auf eine genügende Übereinstimmung untersucht.

Das in dieser Arbeit entwickelte Modell ist ein Ausbaumodell, es simuliert ausgehend vom heutigen Zustand eine mögliche zukünftige Entwicklung. Wird in der Arbeit der Begriff Ausbaumodell oder ab Kapitel 4 der Begriff Modell genutzt, ist immer das in dieser Arbeit entwickelte Modell mit allen seinen Teilmodellen gemeint. Die Ergebnisse der Ausbausimulationsrechnungen werden in dieser Arbeit als Ausbauszenarien bezeichnet.

Demgegenüber steht die Zielenergiesystemoptimierung, mit welcher ein gewünschter Zustand in der Zukunft berechnet werden kann. Ergebnisse aus Zielenergiesystemoptimierungen werden in dieser Arbeit als Vergleich zu den Ergebnissen der Ausbausimulation herangezogen. Die Ergebnisse aus diesen Modellen werden in dieser Arbeit als Zielszenarien oder Zielenergiesysteme bezeichnet

2.2.2 Übersicht Energiesystemmodelle

Moderne computergestützte Energiesystemmodelle werden seit den 1950/1960er Jahren entwickelt [Mai et al. 2013]. Seitdem werden mit immer komplexeren Modellen Energiesysteme abgebildet und optimiert. Die mit den Modellen berechneten Szenarien

und die Aussagekraft der Berechnungsergebnisse sind abhängig vom jeweiligen Fokus des Modells, weswegen es wichtig ist zu verstehen, was verschiedene Modelltypen leisten können und auch was sie nicht leisten können. Die Modelle unterscheiden sich in einigen wesentlichen Aspekten, die Einfluss auf die möglichen Einsatzgebiete und Aussagen, die mit diesen Modellen getroffen werden können, haben (Ausführungen auf Basis von [Palzer 2016; Mai et al. 2013; Eggers 2018]):

- Top-Down versus Bottom-Up Modelle
- Optimierungs- versus Simulationsmodelle
- Verschiedene zeitliche und räumliche Auflösungen der Modelle

Top-Down Modelle betrachten den Energiesektor nur als einen von vielen und bilden zumeist weite Teile einer Volkswirtschaft ab, mit dem Ziel die Verflechtungen zwischen verschiedenen Industriezweigen und die Auswirkungen zum Beispiel auf den Arbeitsmarkt darzustellen. Dieser breite Fokus geht zulasten der Detailtiefe, so dass der Energiesektor meist nur oberflächlich abgebildet wird. Dafür können die Zusammenhänge mit anderen Sektoren dargestellt und quantifiziert werden. Bottom-Up Modelle dagegen stellen den Energiesektor detailliert dar, dafür werden andere Sektoren meist nur durch das Setzen bestimmter Randbedingungen im Modell berücksichtigt, endogen können keine Wechselwirkungen zwischen dem Energiesektor und anderen Sektoren berechnet werden. Im Zuge wachsender Rechenleistungen sind in den letzten Jahren immer mehr hybride Modelle entstanden, die Aspekte aus Bottom-Up und Top-Down vereinen. Alle Modelle, die im Verlauf dieser Arbeit genutzt und diskutiert werden, gehören zur Familie der Bottom-Up Modelle.

Optimierungsmodelle werden genutzt, um normative Szenarien zu berechnen, welche einen erwünschten zukünftigen Zustand und gegebenenfalls einen optimalen Weg wie dieser Zustand erreicht werden kann, beschreiben. Die Optimierung kann dabei anhand verschiedener Zielfunktionen erfolgen, zumeist sind es jedoch die Gesamtkosten des Systems, welche minimiert werden sollen. Der erwünschte optimale zukünftige Zustand ist also ein kostenminimales Gesamtsystem unter der Randbedingung von zum Beispiel einem gewissen Prozentsatz erneuerbarer Energien. Diese Berechnungsergebnisse sind deswegen auch stark abhängig von den gesetzten Kostenannahmen; ist eine Technologie auch nur minimal günstiger als eine andere wird sie, solange genug Potential vorhanden ist, immer bevorzugt werden. Sensitivitätsanalysen sind eine Möglichkeit den Einfluss der Kosten verschiedener Technologien auf das Ergebnis zu untersuchen.

Simulationsmodelle werden genutzt, um deskriptive Szenarien zu berechnen. Diese Szenarien gehen vom heutigen Zustand aus und beschreiben eine mögliche Entwicklung des Systems, dabei folgen sie einem Set an Regeln, die vom Modellierer aufgestellt worden sind. Um Entscheidungen in verschiedene Investitionsalternativen abzubilden, werden dabei häufig Marktanteilsfunktionen wie zum Beispiel Logit Funktionen genutzt.

Alle bisher vorgestellten Modelltypen können in verschiedenen räumlichen und zeitlichen Auflösungen programmiert sein. Die räumliche Auflösung kann in zwei Unteraspekte gegliedert werden:

- Betrachtungsgebiet des Modells (geographische Ausdehnung)
- Räumliche Auflösung (Berücksichtigung der geographischen Positionen von Komponenten innerhalb des Betrachtungsgebiets)

Grundsätzlich kann ein Energiesystemmodell von den Modellgleichungen so allgemein aufgebaut sein, dass verschiedene Betrachtungsgebiete ausschließlich über unterschiedliche Eingangsdaten charakterisiert werden, nicht aber über eine Anpassung der Modellgleichungen [Eggers 2018]. Bei Modellen, die komplexe Betrachtungsgebiete umfassen und auch Wechselwirkungen zwischen verschiedenen

Regionen abbilden, wird ein Modell häufig speziell für diesen Anwendungsfall auch über die Modellgleichungen angepasst und ist somit nicht mehr für andere Gebiete nutzbar. Ein Modell kann die ganze Welt, einzelne Kontinente, Länder oder sogar nur Regionen abbilden. Innerhalb dieses Betrachtungsgebietes kann das Modell sowohl als Einknoten Modell als auch mit einer weiteren räumlichen Auflösung implementiert sein. In einem Einknoten Modell wird innerhalb des Betrachtungsgebietes nicht weiter unterschieden zwischen verschiedenen Regionen. Werden keine weiteren Randbedingungen gesetzt, um die Versorgung der Bedarfe durch bestimmte Anlagentypen einzuschränken, können alle Anlagen alle Verbraucher im System versorgen. Demgegenüber stehen Modelle, die eine weitere räumliche Auflösung beinhalten. Zwischen diesen Teilgebieten kann zum Beispiel der Austausch von Energie begrenzt werden, um so die Realität besser wiederzugeben.

Die zeitliche Auflösung umfasst insgesamt drei Aspekte.

- Innerjährliche zeitliche Auflösung
- Betrachtungszeitraum des Modells
- Berechnungszeitraum des Modells

Eine hohe innerjährliche zeitliche Auflösung ist vor allem im Zuge steigender Anteile erneuerbarer Energien in den Szenarien immer wichtiger, denn ihre Fluktuation kann anders in einem Modell nicht erfasst werden. Eggers [2018] zeigt in seiner Arbeit welcher Fehler sich dadurch ergibt, wenn ein Szenario mit 75 % Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung mit Jahresbilanzen anstatt in einer stündlichen Auflösung gerechnet wird. Die Kosten aufgrund geringerer installierter Anlagenkapazitäten und Importstrommengen werden durch diese Vereinfachung um 12 % unterschätzt. Da eine stündliche Auflösung zu langen Rechenzeiten führen kann, werden in vielen Modellen die Rechnungen nicht für ein ganzes Jahr, sondern nur für Typtage durchgeführt, welche typische Tage eines Jahres wiedergeben.

Der Betrachtungszeitraum der Modelle ist typischerweise mindestens ein Jahr, um die saisonalen Effekte zu berücksichtigen. In diesem Berechnungsjahr ändert sich die Systemkonfiguration üblicherweise nicht. Manche Modelle berechnen zusätzlich auch die Entwicklung eines Energiesystems über mehrere Jahre, also einen sogenannten Transformationspfad. Dann ist der Betrachtungszeitraum deutlich länger, beispielsweise vom heutigen Zustand ausgehend bis zur Erreichung einer vollständigen Umstellung des Energiesystems auf erneuerbare Energien.

Ein weiteres wesentliches Unterscheidungsmerkmal ist, welche Vorrausicht das Modell bei der Simulation oder Optimierung eines bestimmten Zeitschrittes auf die Zukunft hat. Zum einen gibt es Modelle, welche die perfekte Voraussicht besitzen und bereits im ersten betrachteten Zeitschritt wissen, wie groß zum Beispiel die Last im letzten Zeitschritt sein wird. Dadurch kann im Modell schon in Zeitschritt eins eine Strategie festgelegt werden, die auch in späteren Zeitschritten als optimal anzusehen ist. In diesem Fall werden alle Zeitschritte simultan simuliert bzw. optimiert. Auf der anderen Seite stehen rollierende oder myopische Modelle, welche immer nur Informationen für eine gewisse Zeitspanne in die Zukunft vorliegen haben und in denen die Strategie für einen Zeitschritt auf Basis dieses Wissens festgelegt wird. Dies kann zum Beispiel immer ein Jahr oder sogar nur ein Tag sein. Dieses Verfahren ist zum einen weniger rechenaufwendig, zum anderen wird von manchen Experten argumentiert, dass es näher an der Realität ist, da dort auch Entscheidungen mit nur begrenztem Wissen über die Zukunft getroffen werden.

Im Folgenden wird das Bottom-Up Optimierungsmodell näher vorgestellt, das Ausgangspunkt dieser Arbeit war. Die meisten Studien, die in den letzten Jahren durchgeführt wurden, um zukünftige Energiesysteme für Deutschland oder auch einzelne Städte oder Regionen zu berechnen, wurden mit solch einem Modelltyp durchgeführt, auch viele der Deutschlandszenarien, welche in Kapitel 5.5.1 vorgestellt

werden, sowie die Szenarien für die Fallstudie Rainau (Kapitel 5.6.5). Diese Szenarien sind in der Lage den Entscheidungsträgern aufzuzeigen, wie ein zukünftiges Energiesystem optimalerweise aussieht, um beispielsweise die Klimaschutzziele der Bundesregierung, eines Bundeslandes oder einer Stadt zu erreichen. Sie zeigen die Machbarkeit auf und geben Hinweise darauf welche Technologien eine Rolle spielen werden und welche Potentiale für die jeweiligen Technologien erschlossen werden müssen. Wird auch ein Transformationspfad und nicht nur ein Zieljahr berechnet, können die Szenarien auch zeigen, welcher Fortschritt beim Umbau des Energiesystems jedes Jahr erzielt werden muss. Dieses Vorgehen ist sinnvoll für die Festlegung eines Zielenergiesystems, denn durch die hohe technische Auflösung des Modells ist dieses in der Lage bei steigenden Anteilen fluktuierender erneuerbarer Energien, begrenzten Potentialen für diese und einer wachsenden Bedeutung der Sektorkopplung alle Wechselwirkungen hinreichend genau abzubilden und Energiesysteme aufzuzeigen, die in der Lage sind den Energiebedarf zu jeder Stunde im Jahr zu decken.

Die darauf folgende Frage bleibt jedoch durch diese Modelle unbeantwortet: welche potentiellen Investoren installieren die Kapazitäten an erneuerbaren Energien (EE) Technologien, die durch das Optimierungsmodell berechnet wurden?

Dies ist die Ausgangsfrage dieser Arbeit, die durch Investitions- und Diffusionsmodelle beantwortet werden kann, welche im nächsten Abschnitt näher beleuchtet werden.

2.2.3 Investitions- und Diffusionsmodelle

Die techno-ökonomischen Modelle betrachten ein Energiesystem aus Sicht der verschiedenen Erzeuger und wie diese Erzeuger den (meist) kumulierten Bedarf decken können, häufig unter der Zielfunktion der Kostenminimierung. Das Ergebnis der Modellrechnungen ist ein optimierter Anlagenpark, der die Energiebedarfe am kostengünstigsten decken kann. Die Investitions- und Diffusionsmodelle dagegen berücksichtigen, welche Marktanteile sich für verschiedene Technologien auf Basis von individuellen Investitionsentscheidungen, die nicht nur volkswirtschaftliche Kostenaspekte berücksichtigen, ergeben werden.

In den letzten Jahrzehnten wurden verschiedene Ansätze entwickelt, um das Investitionsverhalten von Marktakteuren abzubilden, um vorhersagen zu können, welche Investitionen voraussichtlich getätigt werden. Auch wurden bereits vorhandene Methoden weiterentwickelt um sie für diese Zwecke zu nutzen. Die Modelle sind dabei natürlich nicht ausschließlich für die Abbildung von Investitionen im Bereich Energie nutzbar, da dies jedoch der Fokus dieser Arbeit ist, sollen die Modelle auch in diesem Kontext vorgestellt werden. Die genannten Beispiele aus der Literatur beschreiben deswegen auch die Modellierung der Investitionsentscheidungen für Photovoltaik und Heizungstechnologien.

Insgesamt werden fünf verschiedene Modelltypen beschrieben, welche in ein Schema aus vier verschiedenen Modelleigenschaften eingeordnet werden. Dabei können die Modelle sowohl einer Eigenschaft fest zugeordnet sein, als auch verschiedene Ausprägungen der Eigenschaften zulassen, je nachdem wie das Modell konfiguriert wird. Darauf wird bei der Beschreibung der Modelle näher eingegangen.

Die in dieser Arbeit genutzte Modellierungsmethode ist die Discrete Choice Methode. Außerdem wird ein Ansatz aus der Bounded Rationality, der Consumat Approach, eingesetzt. Aus diesem Grund werden diese Methoden ausführlicher vorgestellt als die anderen. In Kapitel 2.2.3.7 wird durch einen Modellvergleich hergeleitet, warum die gewählten Methoden in dieser Arbeit eingesetzt werden.

2.2.3.1 Charakterisierung von Investitions- und Diffusionsmodellen

Im vorangegangenen Abschnitt wurde die Einteilung von Energiesystemmodellen vorgestellt. Im Folgenden werden die Investitions- und Diffusionsmodelle kategorisiert (Abb. 2.1).

Alle vorgestellten Modelle, inklusive der oben vorgestellten Energiesystemmodelle können anhand bestimmter ausgewählter Unterscheidungsmerkmale, die im hier gegebenen Kontext als wichtig erachtet werden, in Abb. 2.1 eingeordnet werden. Diese Merkmale sind die Folgenden:

- Integration verschiedener Faktoren, die die Entscheidung beeinflussen können
- Aggregierte Ebene versus individuelle Ebene
- Interaktion versus keine Interaktion zwischen Akteuren
- Nutzenmaximierung versus Abbildung anderer Verhaltensmuster wie zum Beispiel begrenzter Rationalität

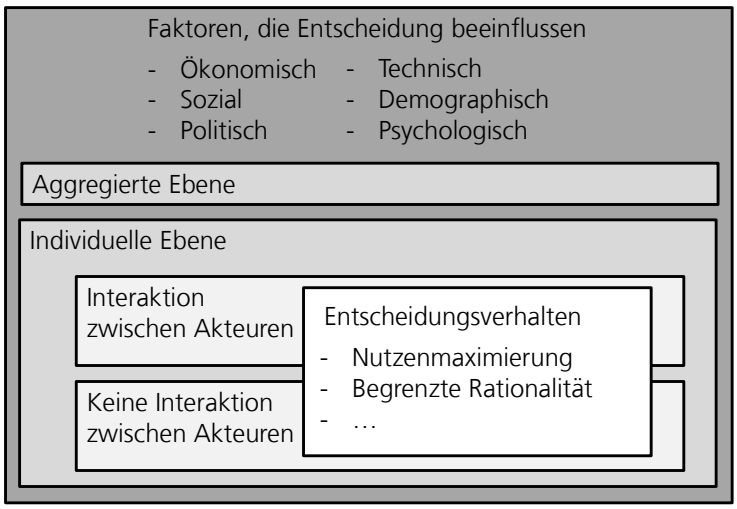


Abb. 2.1: Schema zur Einordnung von Investitionsmodellen anhand wichtiger Unterscheidungsmerkmale

Techno-ökonomische Bewertung versus Bewertung auf Basis weiterer Faktoren
Die techno-ökonomischen Optimierungsmodelle optimieren das Energiesystem einzig und allein unter Betrachtung der Gesamtsystemkosten (makroökonomische Betrachtung). Die Investitionsentscheidung ist jedoch von vielen verschiedenen Faktoren abhängig ([Mai et al. 2013], Kapitel 3). Deswegen haben alle in diesem Kapitel untersuchten Ansätze auch die Möglichkeit weitere Faktoren in die Modelle mit aufzunehmen, beziehungsweise enthalten schon implizit die Annahme, dass die Investitionsentscheidung nicht ausschließlich von ökonomischen Faktoren abhängt (wie es bei den Diffusionsmodellen der Fall ist).

Aggregierte Ebene versus individuelle Ebene
Zum einen kann aus Gesamtsystemsicht modelliert werden, also auf einer aggregierten Ebene ohne eine differenzierte Betrachtung einzelner Akteure. Dieser Modellierungsansatz trifft auch auf die techno-ökonomischen Optimierungsmodelle zu, welche im vorangegangenen Abschnitt behandelt wurden. Zum anderen können Einzelentscheidungen modelliert und dann aggregiert werden, um das Gesamtsystemverhalten zu erhalten. Zwei der vorgestellten Investitionsentscheidungs-Modelltypen modellieren aus Systemsicht, die Diffusionsmodelle und die System Dynamics Modelle.

Interaktion versus keine Interaktion zwischen einzelnen Adoptern
Häufig werden Menschen in ihren Entscheidungen von Anderen beeinflusst, seien es Freunde, Verwandte oder Nachbarn. Diese Interaktion mit dem eigenen sozialen Netzwerk kann einen wichtigen Einfluss auf die Entscheidung haben, wie es zum Beispiel die Theorie in [Jager 2000] beschreibt (siehe auch die Analyse der Einflussfaktoren auf die Entscheidung für PV und Heizungssysteme in Kapitel 3). Die untersuchten Modellansätze unterscheiden sich hinsichtlich der Möglichkeiten diese Einflüsse gar nicht, implizit oder sogar explizit abzubilden. Im Diffusionsmodell sind diese Einflüsse zum Beispiel implizit in der Theorie des Modells hinterlegt, welches davon ausgeht, dass die Diffusion maßgeblich durch Mund-zu-Mund Propaganda (auf Englisch Word-of-Mouth) beeinflusst wird. Sollen Interaktionen explizit in einem Modell abgebildet werden, führt dies zwangsläufig dazu, dass es verschiedene Entitäten im Modell gibt, die Informationen austauschen. Dies ist die Idee der agentenbasierten Modellierung, die in Kapitel 2.2.3.5 näher erläutert wird.

Bounded Rationality versus Nutzenmaximierung
Bei den disaggregierten Modellen können explizit die Entscheidungen der Akteure im Modell abgebildet werden. Zwei wichtige Entscheidungsstrategien, die häufig in Modellen implementiert werden, sind die Folgenden:

- Nutzenmaximierung: rationale Entscheidung unter Zuhilfenahme aller Informationen und mit Kenntnis aller Alternativen
- Bounded Rationality: statt einer Nutzenmaximierung wird eine Anspruchserfüllung angestrebt [Simon 1959]

Die Nutzenmaximierung des rationalen Entscheiders kann im Modell mittels einer Nutzenfunktion dargestellt werden, welche die verschieden Aspekte des Nutzens für den Akteur enthält. Diese Nutzenfunktion kann zum Beispiel folgende mathematische Form haben:

$$U_{i,h} = \zeta_{i,h} \cdot x_{i,h} + \epsilon_{i,h}{}^{2} \qquad \textbf{Gl. 2.1}$$

Mit:
$\zeta_{i,h}$ =Vektor der Gewichte der einzelnen Einflussfaktoren abhängig vom Entscheider, dem Produkt oder beidem
$x_{i,h}$ = Vektor der Einflussfaktoren auf die Entscheidung abhängig vom Entscheider, dem Produkt oder beidem
$\epsilon_{i,h}$= Fehlerterm, der nicht wahrgenommene Faktoren enthält

Mit $x_{i,h}$ wird der Vektor bezeichnet, welcher alle Einflussfaktoren auf die Entscheidung enthält, welche dem Wissenschaftler bekannt sind. $\zeta_{i,h}$ sind die zugehörigen Gewichte, welche die Wichtigkeit der Einflussfaktoren zueinander beschreiben und $\epsilon_{i,h}$ ist ein Fehlerterm, in dem alle Einflussfaktoren enthalten sind, die dem Wissenschaftler unbekannt sind oder die er nicht erheben kann. Diese werden in der Literatur die unobserved Factors, also die nicht wahrgenommenen Faktoren genannt

Bounded Rationality oder auf Deutsch begrenzte Rationalität beschreibt hingegen das Verhalten von Entscheidern unter bestimmten Einschränkungen, die dazu führen, dass bei der Entscheidung keine vollständige Sicht auf die Einflussfaktoren möglich ist. Dies kann zum Beispiel durch Zeitdruck oder beschränktes Wissen sein. In diesem Fall kann die Nutzenmaximierung, die bei einer Entscheidung angestrebt wird, nur eingeschränkt

[2] Ein · im Gegensatz zu einem * kennzeichnet in dieser Arbeit immer ein Skalaprodukt

stattfinden. Neben dem Fall, dass eine Nutzenmaximierung angestrebt wird, aber nicht erreicht werden kann, kann es auch sinnvoll sein nur ein Zufriedenstellen der Bedürfnisse anzustreben, weil zum Beispiel die weitere Suche nach Informationen sehr aufwendig ist und dieser Aufwand den Hinzugewinn an Nutzen übersteigt. [Simon 1959]

Die eingeschränkte Rationalität ist dabei abzugrenzen von der Irrationalität, welche einen bewussten Verstoß gegen die Vernunft darstellt und bewusst die Auswahl einer Alternative beschreibt, die einen geringeren Nutzen aufweist als eine andere Alternative, welche ebenfalls bekannt ist [Gigerenzer 2002].
Unter dem Begriff der Bounded Rationality werden verschiedene Verhaltensweisen zusammengefasst, wie die Entscheidung getroffen wird. Eine Auswahl dieser Verhaltensweisen ist nachfolgend aufgelistet.

- Satisficing Strategy: es wird die Alternative gewählt die zuerst die erforderlichen Anforderungen erfüllt, ungeachtet dessen, dass es noch weitere, sogar bessere Alternativen geben könnte
- Lexikographische Präferenzordnung: Alternative, die ein bestimmtes Merkmal am besten erfüllt, wird gewählt. Wenn mehrere Alternativen dieses Merkmal gleich gut erfüllen, wird ein zweites Merkmal als Bewertungskriterium herangezogen
- Weighted Additive Strategy: eine Ausprägung der kompensatorischen Strategien, wo ein Defizit in einer Ausprägung durch einen sehr guten Wert in einer anderen Ausprägung ausgeglichen werden kann

Jager [2000] beschreibt in seiner Arbeit die Gründe, die dagegen sprechen, dass alle Personen in ihren Entscheidungen eine Nutzenmaximierung oder auch eine der Verhaltensweisen aus der Bounded Rationality durchführen. Bei ihm werden diese beiden Verhaltensweisen unter Deliberation zusammengefasst. Neben diesem Entscheidungsmuster gibt es in Jagers Ansatz noch drei weitere Verhaltensweisen, welche sich prinzipiell in drei Eigenschaften voneinander unterscheiden: die Zufriedenheit mit dem vorhandenen Produkt, welches ersetzt werden soll, die Behavioural Control, also die Anwendbarkeit des vorhandenen Produktes durch den Entscheider und ob die Entscheidung individuell oder sozial determiniert ist. Ein Beispiel aus Jager wird für die Erklärung der ersten beiden Eigenschaften herangezogen, die Zufriedenheit und die Behavioural Control. Falls jemand ein Auto fährt, um zur Arbeit zu kommen, dann kann die Zufriedenheit zum Beispiel dadurch abnehmen, dass er jeden Tag im Stau steht, was irgendwann dazu führt, dass er beschließt mit der Bahn zu Arbeit zu fahren, also das Produkt aufgrund von Unzufriedenheit zu wechseln. Wenn er plötzlich sehr viel weniger Geld zur Verfügung hat als vorher, kann er sich eventuell kein Auto mehr leisten, seine Behavioural Control für das Auto ist nicht mehr vorhanden und er muss sich ebenfalls eine Alternative für seinen Weg zur Arbeit überlegen. Die dritte Eigenschaft beschreibt, ob die Entscheidung individuell oder sozial determiniert ist. Dies kann sich sowohl auf die Situation, in der die Entscheidung getroffen wird oder auf die entscheidende Person selbst beziehen. Individuell determinierte Entscheidungen werden nicht von (vielen) anderen Personen wahrgenommen oder von Personen getroffen, die eher Individualisten sind. Sozial determinierte Entscheidungen werden von Personen getroffen, die in Netzwerken eingebunden sind und sich auf das Urteil anderer verlassen und/oder wenn die Entscheidung von vielen Anderen wahrgenommen wird. Die vier Entscheidungsstrategien sind in Abb. 2.2 dargestellt.

Entscheidungsmuster 1 ist die Repetition, also die Wiederholung einer schon mal getroffenen Entscheidung. Dieses Muster greift, wenn die Zufriedenheit und die Behavioural Control mit dem Bisherigen hoch sind. Die Art der Entscheidung oder die entscheidende Person ist jedoch individuell bestimmt und es findet kein Austausch mit dem Umfeld über diese Entscheidung statt. Im zweiten Entscheidungsmuster ist die Entscheidung auch individuell bestimmt, jedoch ist die Zufriedenheit und die

Behavioural Control mit dem bisherigen Produkt niedrig, weswegen nach einer neuen Alternative gesucht wird, die die Bedürfnisse besser erfüllen kann und die auch anwendbar ist. Die Art der Auswahl der neuen Alternative hängt von den Annahmen bezüglich der Rationalität der Entscheidung ab und kann sowohl über eine Nutzenmaximierung stattfinden, als auch gemäß einem der Ansätze aus der Bounded Rationality. Das dritte Entscheidungsmuster ist die Imitation des Verhaltens anderer, die sich wie das erste Muster durch eine hohe Zufriedenheit und eine hohe Behavioural Control auszeichnet, jedoch für Entscheidungen gilt, die mehr öffentlich getroffen werden oder durch Personen, die stärker durch ihr Umfeld in ihren Entscheidungen beeinflusst werden. Das vierte Entscheidungsmuster ist ebenfalls durch das soziale Umfeld bestimmt, jedoch in Situationen in denen Unzufriedenheit mit der bisherigen Alternative herrscht und das bisherige Produkt nicht oder nur noch eingeschränkt anwendbar ist. In diesem Fall wird gewählt zwischen der Alternative, die man bisher hatte und Alternativen, die einem andere empfehlen.

	Automatisiert (hohe Zufriedenheit, hohe Behavioural Control)	**Durchdacht** (niedrige Zufriedenheit, niedrige Behavioural Control)
Individuell determiniert (Sicherheit, individuelle kulturelle Perspektive, persönliche Bedürfnisse)	**Repetition (Wiederholung)**	**Deliberation (Überlegung)**
Sozial determiniert (Unsicherheit, öffentliche Sichtbarkeit, egalitäre kulturelle Perspektive, soziale Bedürfnisse)	**Imitation (Imitation)**	**Social Comparison (Sozialer Vergleich)**

Abb. 2.2: Die vier Entscheidungsmuster im Consumat Approach nach [Jager 2000], eigene vereinfachte Darstellung

Jager selbst wendet seine Theorie in drei Beispielen in seiner Arbeit an, die jedoch theoretischer Natur sind und nicht durch empirische Daten gestützt werden. Er selbst beschreibt, dass eine Validierung des komplexen Modellzusammenhanges schwierig sein kann und empfiehlt deswegen je nach Anwendung nur Teile seiner Theorie in Modellen anzuwenden. In Tab. 2.1 werden die betrachteten Modellansätze bezüglich der vorgestellten Unterscheidungsmerkmale eingeordnet.

Tab. 2.1: Einordnung der verschiedenen Modellansätze bezüglich der vier eingeführten Unterscheidungsmerkmale

	Diffusions-modelle	System Dynamics	Fuzzy Logik	Agenten-basierte Modellierung	Discrete Choice
Aggregations-level	Aggregiert	Aggregiert	Aggregiert/ Disaggre-giert	Disaggregiert	Aggregiert/ Disaggre-giert
Einfluss-faktoren	Soziale Interaktion und Innovations-bereitschaft	Beliebig	Beliebig	Beliebig	Beliebig
Interaktion	Implizit	Ja	Ja	Ja	Implizit
Entscheidungs verhalten	Nicht explizit abgebildet	Nicht explizit abgebildet	Beliebig	Beliebig	Nutzen-maxi-mierung

2.2.3.2 Diffusionsmodelle

Diffusionsprozesse in sozialen Systemen beschreiben Wachstums- und Sättigungsprozesse von Innovationen. Prinzipiell kann es sich bei der Innovation um alles Neuartige handeln, zum Beispiel Informationen oder die Diffusion eines neuen Produktes in den Markt. Diese Diffusionsprozesse können typischerweise drei verschiedene Verläufe annehmen, die in Abb. 2.3 gezeigt sind.

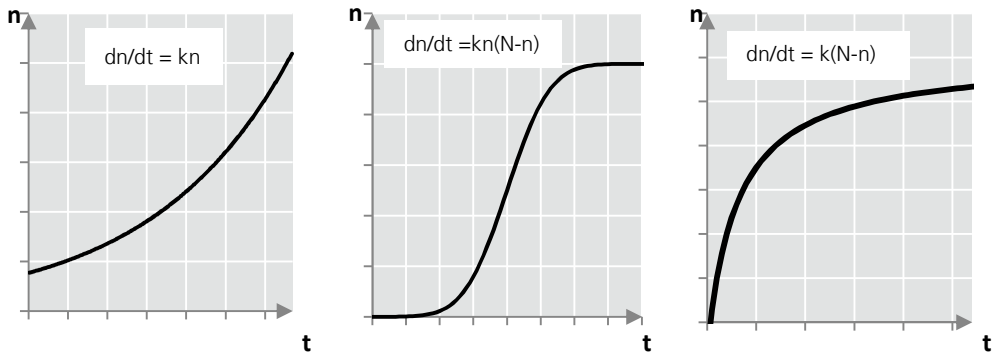


Abb. 2.3: Idealtypische Verläufe von Diffusionsprozessen nach [Boudon et al. 1992] (eigene Darstellung)

Der erste Verlauf beschreibt einen Verbreitungsprozess, der keine Sättigungsgrenze kennt und eine exponentielle Steigerung erfährt, zum Beispiel eine Information, die durch Mund-zu-Mund Propaganda Verbreitung findet [Tarde 1908]. Der zweite Verlauf tritt am häufigsten auf und beschreibt eine Diffusion, die zunächst von wenigen angenommen wird, sich dann immer stärker verbreitet und deren Verbreitung sich abschließend einer Obergrenze annähert, die als Größe des potentiellen Marktes aufgefasst werden kann. Der dritte Verlauf beschreibt eine Verbreitung, die zum Zeitpunkt t= 0 am größten ist und danach nur noch abnimmt. In [Müller 2004] wird das konstruierte Beispiel beschrieben, dass eine Information ausschließlich über das Radio, die Presse und/oder das Fernsehen verbreitet wird und nicht über Mund-zu-Mund Propaganda. Der mittlere Verlauf, der in der Literatur häufig als S-Kurve bezeichnet wird, beschreibt einen Großteil der Diffusionsprozesse und soll deswegen im Folgenden näher betrachtet werden.

Die Diffusionstheorie wurde stark durch den Sozialwissenschaftler Everett M. Rogers geprägt [Rogers 1983], der auch den S-Kurven Verlauf als Beschreibung für die Verbreitung einer Innovation heranzog. Er teilte die Diffusionskurve in fünf Phasen auf und teilte diesen fünf Phasen typische Adopter zu, die sich in ihren Eigenschaften unterscheiden (Abb. 2.4).

Die fünf Adoptertypen sind:

1. Innovators = Innovatoren
2. Early Adopters = frühe Anwender
3. Early Majority = frühe Mehrheit
4. Late Majority = späte Mehrheit
5. Laggards = Nachzügler

Als Beispiel soll kurz auf die Eigenschaften der Innovatoren eingegangen werden, welche eine wichtige Rolle bei der initialen Verbreitung eines Produktes einnehmen. Diese werden in [Rogers 1983] und [Gatignon et al. 1985] wie folgt charakterisiert:

- Höheres Einkommen als der Durchschnitt
- Bessere Ausbildung
- Jünger
- Höhere soziale Mobilität
- Positiver gegenüber Risiken eingestellt

- Größeres soziales Engagement
- Häufiger Meinungsführer

Ihre positive Einstellung gegenüber Risiken und das höhere Einkommen sind dafür verantwortlich, dass diese Gruppe als erstes Innovationen annimmt, während ihre Meinungsführerschaft und ihre hohe soziale Mobilität dafür verantwortlich sind, dass durch sie eine Innovation ihre Verbreitung erfährt.

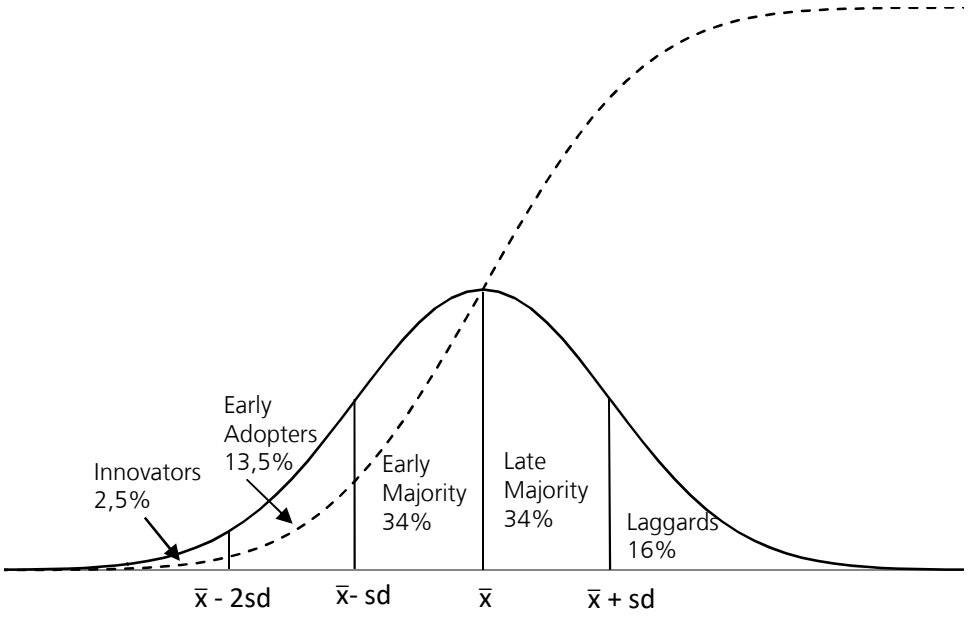


Abb. 2.4: Adopter Kategorisierung auf der Basis ihrer Innovationsbereitschaft nach [Rogers 1983] (eigene Darstellung)

Neben den verschiedenen Phasen der Diffusion, beschrieb Rogers auch die Eigenschaften des Produktes, die durch den Adopter bei der Entscheidung bewertet werden:

1. Relativer Vorteil: ob die Innovation besser ist als das alte Produkt, welches durch sie ersetzt würde
2. Kompatibilität: ob das Produkt zu den Normen und Werten des potentiellen Adopters passt
3. Komplexität: ob die Innovation einfach zu verstehen und zu nutzen ist
4. Testbarkeit: ob es möglich ist die Innovation auszuprobieren
5. Beobachtbarkeit: ob die Innovation von anderen wahrgenommen werden kann

In einem Diffusionsmodell wird diese Theorie in die Anwendung gebracht, ein weit verbreitetes Diffusionsmodell ist das von [Bass 1969]. Dieser entwickelte eine mathematische Beschreibung der Diffusionskurve, die mit wenigen Marktparametern angepasst werden kann und so die Verbreitung eines neuen Produktes bereits relativ zu Beginn seiner Diffusion in den Markt wiedergeben kann. Die mathematische Formulierung ist in Gl. 2.2 bis Gl. 2.4 dargestellt.

$$\frac{f(t)}{1 - F(t)} = p + q\,F(t) \qquad \textbf{Gl. 2.2}$$

Mit:

$$F(t) = \frac{A(t)}{M} \qquad \textbf{Gl. 2.3}$$

Und:

$$f(t) = \frac{a(t)}{M} \qquad \textbf{Gl. 2.4}$$

Mit:
$f(t)$ = Anteil von M, der zum Zeitpunkt t die Innovation annimmt
$F(t)$ = Anteil von M, der zum Zeitpunkt t die Innovation schon angenommen hat
$p =$ „Coefficient of Innovation"– Innovationsfaktor
$q =$ „Coefficient of Imitation"– Imitationsfaktor
$M =$ Marktpotential
$A(t) =$ Kumulierte Adoptionen zum Zeitpunkt t
$a(t) =$ Adoptionen zum Zeitpunkt t

Die Form der Diffusionskurve (siehe Abb. 2.4) hängt also im Wesentlichen von zwei Faktoren ab, dem Innovationsfaktor und dem Imitationsfaktor. Der Innovationsfaktor beschreibt dabei den Einfluss von externen Einflüssen, die unabhängig von der bereits stattgefundenen Verbreitung der Innovation sind und der Imitationsfaktor beschreibt den Einfluss der bereits stattgefundenen Adoption auf die weitere Verbreitung. Neben dem Vorteil der einfachen Anpassung des Modells auf Basis von Marktdaten sind auch einige Nachteile des Diffusionsmodells zu nennen [Kiesling et al. 2012]:

- Die Kurve kann nur gut an den Diffusionsprozess einer bestimmten Innovation angepasst werden, wenn Daten für die Anpassung der Kurve vorhanden sind, dann steht diese Innovation aber bereits nicht mehr ganz am Anfang ihrer Verbreitung
- Die Faktoren p und q können zwar die Form der Kurve beschreiben, helfen jedoch nicht den Diffusionsprozess zu verstehen
- Der Prozess einer Beeinflussung potentieller Adopter durch den Informationsaustausch über die Diffusion, der durch den Faktor q (Imitationsfaktor) dargestellt ist, nimmt an, dass alle potentiellen Anwender perfekt vernetzt sind und jeder jeden beeinflussen kann
- Laut [Zhang et al. 2011] ist die Diffusionskurve außerdem nicht geeignet die Verbreitung „grüner" Produkte abzubilden, da diese zumeist lange brauchen um im Markt Fuß zu fassen

Angewendet wird der Modellansatz von Bass trotz der beschriebenen Einschränkungen, vor allem dem letzten Punkt, zum Beispiel in [Guidolin et al. 2010] auf den Ausbau von Photovoltaik in elf verschiedenen Ländern. Die Diffusionskurven werden mit jährlichen Photovoltaikausbauraten für die Jahre von 1992-2006 angepasst, mehrere Länder haben nach den Berechnungen bereits in 2006 den Peak des Ausbaus erreicht, darunter Japan, Deutschland und Großbritannien. Das obere Marktpotential wird dabei nicht vorgegeben, sondern ebenfalls in der Regressionsanalyse bestimmt. In [Islam 2014] wird ebenfalls ein Diffusionsmodell genutzt, um die Adoption von Photovoltaik zu beschreiben. Die beiden Faktoren p und q repräsentieren in dem Modell jedoch jeweils mehrere die Installation beeinflussende Faktoren. Der Innovationsfaktor p setzt sich zum Beispiel folgendermaßen zusammen:
$p = p_0 + p_1 * \text{awareness} + p_2 * \text{post graduate} + p_3 * \text{bachelor} + p_4 * \text{college} \ldots$
Die in p und q enthaltenen Faktoren sind nicht aggregiert, sondern haushaltsspezifisch und dementsprechend werden auch haushaltsspezifische Daten für die Regressionsanalyse genutzt.

2.2.3.3 System Dynamics

Im System Dynamics Ansatz wird abgebildet wie sich das Verhalten eines komplexen Systems über die Zeit darstellt. Dabei ist das Verhalten Einzelner untergeordnet und wird nicht modelliert, sondern es wird auf aggregierter Ebene das Verhalten des gesamten Systems dargestellt. Die Methode wurde in den 1950er Jahren von Jay W. Forrester am Massachusetts Institute of Technology (MIT) entwickelt [Forrester 1958]. Im Modell wird dabei das reale System auf fünf Elemente heruntergebrochen.

- Feedbackbeziehungen
- Wirkungsverzögerungen
- Bestandgrößen
- Flussgrößen
- Nichtlinearitäten

Feedbacks geben Informationen über den aktuellen Zustand des Systems (Ausgang) zurück an den Eingang des Systems. Die Feedback-Loops operationalisieren diese Prozesse. Feedbacks können sowohl positiv als auch negativ sein. Wirkungsverzögerungen entkoppeln Ursache und Wirkung zeitlich voneinander. Die Bestände charakterisieren den aktuellen Zustand eines Systems, während die Flüsse die Veränderungen dieser Bestandsgrößen beschreiben. Nichtlinearitäten sind immer dann vorhanden, wenn Änderungen in der Ausbringungsmenge nicht proportional zur Änderung in der Eingabemenge sind.

Durch den aggregierten Ansatz können dabei Systeme abgebildet werden, ohne das Informationen über das Verhalten einzelner Akteure bekannt sein müssen. Auf der anderen Seite kann aber auch keine Aussage über deren Verhalten getroffen werden. Laut [Jager 2000] ist System Dynamics nicht dazu geeignet menschliches Verhalten in Modellen abzubilden. Zudem sind die Modelle relativ komplex und viele Daten sind mitunter nötig, um diese zu parametrieren.

Es gibt einige Beispiele in der Literatur, in denen System Dynamics Modelle angewendet werden, um Fragestellungen im Bereich der erneuerbaren Energien zu beantworten. In [Aslani et al. 2014] wird mit Hilfe von System Dynamics untersucht, welchen Einfluss ein steigender Anteil erneuerbarer Energien auf die Abhängigkeit von Stromimporten in Finnland hat. Das Ergebnis besagt, dass sich ein steigender Anteil Erneuerbarer positiv auf die Abhängigkeit von Stromimporten auswirkt und diese verringert, trotz einer sinkenden Stromproduktion durch Atomkraft. Hsu [2012] implementiert ein System Dynamics Modell, welches den Einfluss verschiedener politischer Maßnahmen auf den Ausbau von Photovoltaik in Taiwan abbilden kann. Die jährliche Installationsrate ist dabei vom Return of Investment der Photovoltaiksysteme abhängig, also ausschließlich von der ökonomischen Bewertung. Auch in [Movilla et al. 2013] wird die Entwicklung von Photovoltaikinstallationen untersucht, hier in Spanien. Wieder ist die Installation von Photovoltaik von ökonomischen Parametern abhängig, hier wird die Amortisationszeit als Bewertungsgrundlage verwendet. Die beiden zuletzt beschriebenen Modelle können zwar die historische Entwicklung jeweils gut abbilden, über die Entscheidungsmechanismen können die Modelle jedoch keine Aussage treffen.

2.2.3.4 Fuzzy Logik

In der mathematischen Logik können Aussagen zwei Werte annehmen, 0 = unwahr und 1 = wahr. Dies erschwert jedoch häufig die Abbildung realer Zustände in Modellen, in denen Aussagen getroffen werden wie: „wenn das Wasser etwas zu kalt ist, müssen wir die Temperatur ein wenig erhöhen“. Um auch solch unscharfe Aussagen in einer Logik abbilden zu können, wurde 1965 von Lotfi Zadeh die Fuzzy Logik entwickelt [Zadeh 1965]. Angewendet wird diese Methode heute überwiegend in der Regelungstechnik, allerdings gibt es auch einige Anwendungsbeispiele für die

Beschreibung der Diffusion von Technologien in den Markt oder der Nutzung von Fragebogenergebnissen zur Anpassung eines Modells. Ein Beispiel ist [Zhai et al. 2012]. Mit Hilfe von Fuzzy Logik wird ein Fragebogen ausgewertet und die Installationswahrscheinlichkeit von Photovoltaik in Abhängigkeit von drei Faktoren dargestellt, dem Umweltbewusstsein, den wahrgenommenen Kosten und dem wahrgenommenen Aufwand für die Wartung. Anhand dieses Beispiels soll das Vorgehen der Fuzzy Logik erklärt werden. Der Prozess der Fuzzy Regelung umfasst dabei folgende Schritte:

1. Definition der Fuzzy Sets und der Mitgliedsfunktionen
   Ein Fuzzy Set erlaubt die Verarbeitung von kontinuierlichen Werten in feste Sets wie zum Beispiel {niedrig, mittel, hoch}. Die Mitgliedsfunktionen bestimmen welche kontinuierlichen Werte zu welchen Anteilen in welche Sets gehören. Als Beispiel sei der Preis eines Photovoltaikmoduls genannt. Das Fuzzy Set wäre {niedrig, mittel, hoch}, dann würde die Mitgliedsfunktion beschreiben wie verschiedene Preise den Sets zuzuordnen sind. Ein Preis von 1500 €/kW wäre zum Beispiel zu 0,5 niedrig und zu 0,5 mittel, ein Preis von 1900 €/kW wäre zu 0,8 mittel und zu 0,2 hoch.
2. Regelwerk (wenn/dann Logiken)
   Mit den wenn/dann Logiken werden die Regeln des Modells festgelegt, für das oben eingeführte Beispiel könnte eine mögliche Regel lauten: wenn PV einen hohen Preis hat, dann ist die Anzahl der Installationen niedrig
3. Defuzzifizierung
   In einem letzten Schritt müssen die Fuzzy Werte wieder in scharfe kontinuierliche Werte umgerechnet werden. So würde zum Beispiel eine niedrige Installation für eine gewisse Menge an installierten PV-Anlagen stehen

2.2.3.5 Agentenbasierte Modelle

Agentenbasierte Modelle beschreiben eine Modellfamilie bei der die Handlungen und auch Interaktionen einzelner Akteure (Agenten genannt) modelltechnisch abgebildet werden. Dieser Ansatz erlaubt das Verhalten einzelner auf das Gesamtsystem abzubilden, auch die Änderung von Verhalten aufgrund von inneren und äußeren Einflüssen, zum Beispiel durch andere Agenten im System, kann modelltechnisch dargestellt werden. So können diese Modelle genutzt werden, um Systeme abzubilden, die sich durch eine hohe Vernetzung verschiedener Entitäten auszeichnen, zum Beispiel im Stromhandel [Deissenroth et al. 2017]. Ein agentenbasiertes Modell setzt sich normalerweise aus den folgenden Elementen zusammen [Macal 2009]:

- Verschiedene Agenten, die auf unterschiedlichen Aggregationsniveaus dargestellt werden können, von einzelnen Personen, über Firmen, bis zu Gruppen, die bezogen auf das Modellierungsziel das gleiche Entscheidungsverhalten aufweisen
- Entscheidungsmuster zu Beginn der Modellierung, die aktualisiert werden können auf Basis von
- Lernregeln oder Anpassungsprozessen, die abhängig sein können vom Fortschritt der Modellierung, äußeren Einflüssen oder den
- Interaktionen mit anderen Agenten, die in der Interaktionstypologie beschrieben sind
- Eine Umwelt, welche auch auf die Agenten wirken kann über Faktoren die exogen dem Modell vorgegeben werden

Das Entscheidungsmuster, welches die Agenten verfolgen, kann dabei sehr verschieden im Modell implementiert sein, die wichtigsten Arten sind die Folgenden [Kiesling et al. 2012]:

- Einfache Entscheidungsregeln: eine positive Investitionsentscheidung wird zum Beispiel gefällt, wenn ein gewisser Schwellenwert überschritten wird, dieser

Schwellenwert kann über die Kosten definiert werden, aber zum Beispiel auch über eine bestimmte Anzahl an anderen Agenten mit denen der Agent kommuniziert
- Nutzenmaximierung: neben der klassischen Anwendung, dass die Alternative gewählt wird, welche den höchsten Nutzen verspricht, muss der Nutzen der modellierten Technologie/des modellierten Produktes über einem gewissen Schwellenwert liegen
- Zustandsänderung/Meinungsänderung: ein Agent durchläuft einen bis mehrere Zustände bis er eine Investition tätigt, zum Beispiel Bewusstsein, Informationssuche, Kauf, Informationsverbreitung. Die Änderung des Zustandes ist zum Beispiel von der Interaktion mit anderen Agenten und deren Meinung oder Verhalten abhängig
- Sozialpsychologischer Ansatz: neben den Ansätzen, die den Agenten als Homo Economicus darstellen, also als jemanden, der seinen Nutzen unter Kenntnis aller Alternativen maximiert, kann der Agent auch als Homo Psychologicus abgebildet werden. Die Regeln für die Investition sind psychologischer Natur und nicht allein rational. Zu diesen Ansätzen gehört auch der Consumat Approach
- Ökonometrische Schätzung der Investitionswahrscheinlichkeit: zum Beispiel anhand von Fragebogendaten oder Paneldaten werden Investitionswahrscheinlichkeiten geschätzt, die somit nicht von Kausalitäten sondern Korrelationen abhängig sind, die nicht unbedingt erklären warum eine Entscheidung getroffen wird

Neben den vielen Vorteilen der agentenbasierten Modelle gegenüber den Diffusionsmodellen ist ein großer Nachteil die Komplexität der Modelle, die eine Validierung erschweren. Diese kann eigentlich erst Ex-Post durchgeführt werden. Historische Daten für die Validierung zu nutzen ist eine gute Möglichkeit, aber schwierig bei sehr spezialisierten Modellen, vor allem wenn eine Entwicklung von einem Produkt vorausgesagt werden soll, welches noch nicht oder nicht lange am Markt etabliert ist und dementsprechend keine oder kaum historische Daten für eine Validierung zur Verfügung stehen. [Kiesling et al. 2012]

Einige Studien nutzen die agentenbasierte Modellierung, um die Investition in Photovoltaikanlagen abzubilden, in [Alyousef et al. 2017] wird die Entscheidung der Agenten auf Basis einer Nutzenmaximierung abgebildet, die Nutzenfunktion wird mit Fragebogendaten angepasst. In [Macal et al. 2014] müssen mehrere Schwellwerte überschritten werden, damit es zu einer Investition in Photovoltaik kommt. Zum einen muss der potentielle Anwender Andere kennen, die bereits investiert haben, zum anderen muss die Amortisationszeit in einem für ihn akzeptablen Bereich liegen. In [Palmer et al. 2015] wird eine Nutzenfunktion eingesetzt, um die Vorteilhaftigkeit einer Investition zu berechnen, der Nutzenwert muss einen bestimmten Schwellenwert überschreiten, damit eine Investition getätigt wird. Die Heterogenität der Agenten wird über die Zuordnung der Agenten zu Milieus abgebildet, die typische Bevölkerungsgruppen mit ihren Eigenschaften abbilden. Die Gewichte in der Nutzenfunktion unterscheiden sich für die verschiedenen Milieugruppen. Auch in [Rai et al. 2015] bestimmen zwei Schwellenwerte ob eine positive Investitionsentscheidung getroffen wird oder nicht, zum einen muss die Amortisationszeit akzeptabel sein, zum anderen muss die positive Einstellung gegenüber Photovoltaik über einem gewissen Schwellenwert liegen. In [Sopha et al. 2011b] wird die Entscheidung für Heizungstechnologien mit Hilfe von agentenbasierter Modellierung berechnet. Die Agenten mit ihren Eigenschaften entsprechen dabei Haushalten, die an einer Befragung teilgenommen haben. Der Consumat Approach wird genutzt, um verschiedenes Entscheidungsverhalten der Haushalte abzubilden. In [Zhang et al. 2014] und [Zhao et al. 2011] werden Fragebogenergebnisse genutzt, um Nutzenfunktionen für Haushalte zu berechnen, diese Nutzenfunktionen werden mit Schwellenwerten verglichen. Eine Installation findet statt, wenn die Nutzenfunktion einen gewissen Schwellenwert überschreitet.

In [Stengel 2014] und [Steinbach 2015] wird jeweils ein Gebäudemodell mit einer agentenbasierten Modellierung verknüpft, welche die Investitionen verschiedener Gebäudebesitzer in Sanierungsmaßnahmen und Heizungssysteme berechnet. Das Gebäudemodell ist ein physikalisches Bottom-Up Modell, welches auf Basis der Gebäudeeigenschaften und Wetterdaten den Wärmebedarf berechnen kann. Der agentenbasierte Modellteil basiert auf Nutzenfunktionen, welche für die verschiedenen Akteursgruppen unterschiedlich sind, eine Interaktion zwischen den Agenten ist jedoch nicht implementiert. Die Gewichte der Faktoren in den Nutzenfunktionen werden aus anderen Studien übernommen und auf Basis von Annahmen festgelegt.

Trotz vieler verschiedener Möglichkeiten den Entscheidungsprozess in agentenbasierten Modellierungen abzubilden, wählen die meisten der hier vorgestellten Arbeiten ähnliche Ansätze. Zumeist werden Nutzenfunktionen genutzt und die Werte dieser Funktionen werden mit Schwellwerten verglichen. Auch wird trotz der Bezeichnung der Ansätze als agentenbasierte Modellierung selten eine explizite Interaktion zwischen den Agenten im Modell abgebildet.

2.2.3.6 Discrete Choice Modelle

Im folgenden Abschnitt wird auf die Theorie, mathematische Beschreibung und die Anwendung des Modellansatzes eingegangen. Die genutzte Quelle für die hier vorgestellte Zusammenfassung ist, wenn nicht anders angegeben, [Train 2002].

Wie der Name der Modellfamilie bereits impliziert, können Discrete Choice Modelle diskrete Entscheidungen abbilden, was ein wichtiges Unterscheidungskriterium gegenüber linearen Regressionen darstellt, die den kontinuierlichen Zusammenhang zwischen den erklärenden Variablen und der abhängigen Variablen abbilden. Das Set der Alternativen aus dem der Entscheider im Modell wählen kann, muss dabei drei Eigenschaften aufweisen:

1. Die Alternativen müssen sich ausschließen, es kann also nur eine gewählt werden
2. Alle Möglichkeiten müssen im Set der Alternativen enthalten sein
3. Die Anzahl der Alternativen muss endlich sein

Die Modellbildung bei Discrete Choice erfolgt über eine Nutzenfunktion, welche alle Faktoren enthält, die auf den Entscheider wirken. Ist diese linear nimmt sie die in Gl. 2.5 dargestellte Form an.

$$U_{n,i,t} = \zeta_i \cdot x_{n,i,t} + \epsilon_{n,i,t} \qquad \textbf{Gl. 2.5}$$

Mit:
$U_{n,i,t}$ = Nutzen von Person n für Alternative i zum Zeitpunkt t
$\zeta_{n,i}$ = Vektor mit Gewichtungsfaktoren von Alternative i
$x_{n,i,t}$ = Vektor mit Einflussfaktoren von Alternative i für Person n zum Zeitpunkt t
$\epsilon_{n,i,t}$ = Fehlerterm für Person n für Alternative i zum Zeitpunkt t

Vom Entscheider wird die Alternative ausgewählt, welche den höchsten Nutzenwert hat, wobei die absolute Höhe der Nutzen keine Rolle spielt und auch keine Aussage darüber enthält wie viel besser eine Alternative als eine andere ist. Die Nutzenfunktion enthält einen Fehlerterm, $\epsilon_{n,i,t}$, der für alle Faktoren steht, die nicht bekannt sind oder nicht beobachtet werden können.

$V_{n,i,t}$ wird als der wahrgenommene Teil der Nutzenfunktion definiert, auch repräsentativer Nutzen (Representative Utility) genannt:

$$U_{n,i,t} = V_{n,i,t} + \epsilon_{n,i,t} \quad \textbf{Gl. 2.6}$$

Mit:
$V_{n,i,t}$ = Wahrgenommener Teil der Nutzenfunktion: repräsentativer Nutzen

Die Nutzenfunktion kann eine alternativenspezifische Konstante enthalten, welche den durchschnittlichen Effekt widerspiegelt, welchen die nicht beobachteten Faktoren auf den Nutzen einer Alternative haben:

$$U_{n,i,t} = \mu_i + \zeta_i \cdot x_{n,i,t} + \epsilon_{n,i,t} \quad \textbf{Gl. 2.7}$$

Mit:
μ_i = Alternativenspezifische Konstante

Der nicht wahrgenommene Anteil der Nutzenfunktion führt dazu, dass nicht berechnet werden kann, welche Alternative den höchsten Nutzen hat. Es kann jedoch eine Aussage über die Wahrscheinlichkeit getroffen werden, dass eine Alternative gewählt wird. Diese Wahrscheinlichkeit ist abhängig von der Höhe der Nutzenwerte und der Höhe der Fehlerterme und lässt sich durch Gl. 2.8 beschreiben.

$$P_{n,i,t} = \mathrm{Prob}(\epsilon_{n,i,t} - \epsilon_{n,j,t} > V_{n,j,t} - V_{n,i,t}, \forall j \neq i) \quad \textbf{Gl. 2.8}$$

Mit:
$P_{n,i,t}$ = Wahrscheinlichkeit, dass Alternative i über Alternative j von Person n gewählt wird

Das bedeutet, dass die Wahrscheinlichkeit, dass Alternative i durch Person n ausgewählt wird, gleich der Wahrscheinlichkeit ist, dass die Differenz des Fehlerterms der Alternative i und der Alternative j größer ist als die Differenz des wahrgenommenen Anteils der Nutzenfunktion von Alternative j und i. Die Wahrscheinlichkeit hängt also von der Größe von ϵ ab, welche unbekannt ist. In verschiedenen Discrete Choice Modellspezifikationen werden unterschiedliche Annahmen für die Verteilung von ϵ getroffen. Diese Verteilung sagt aus, wie ϵ sich über eine Gruppe von Personen verhält, welche alle den gleichen wahrgenommenen Nutzen für eine Alternative aufweisen.

Die erste Discrete Choice Modellspezifikation, welche näher betrachtet wird, ist das Logit Modell. Dies ist die einfachste Form eines Discrete Choice Modells, welches eine geschlossene Form für die Wahrscheinlichkeit aufweist, jedoch auch einigen Annahmen unterliegt, die das Modell einhalten muss. Im Logit Modell ergibt sich aus der angenommenen Verteilung für den Fehlerterm folgende Gleichung für die Wahrscheinlichkeit (Gl. 2.9). Eine detaillierte Beschreibung für die Fehlertermverteilung im Logit Modell ist in [Train 2002] aufgeführt.

$$P_{n,i,t} = \frac{\exp(\zeta_i \cdot x_{n,i,t})}{\sum_{j=1}^{J} \exp(\zeta_j \cdot x_{n,j,t})} \quad \textbf{Gl. 2.9}$$

Die Wahrscheinlichkeit, dass Alternative i gewählt wird, ist im Logit Modell also die Exponentialfunktion mit Basis e und der Nutzenfunktion von Alternative i als Exponent im Zähler geteilt durch die Summe aus allen Exponenten der Nutzenfunktionen aller Alternativen zur Basis e.

Es soll noch kurz auf die Annahmen hinter dem Logit Modell eingegangen werden. Die wichtigste Annahme ist, dass der Fehlerterm einer Alternative unabhängig vom Fehlerterm einer anderen Alternative ist. Das heißt, dass die nicht wahrgenommenen

Faktoren nicht die gleichen sein dürfen für verschiedene Alternativen. Eine weitere Annahme, die dem Modell hinterlegt ist, ist die „Independence from irrelevant Alternatives (IIA)", also die Unabhängigkeit von irrelevanten Alternativen. Diese Unabhängigkeit hat zwei Ausprägungen. Zum einen bedeutet sie, dass der Quotient aus der Wahrscheinlichkeit zweier Alternativen unabhängig ist von allen anderen Alternativen. Zweitens bedeutet diese Unabhängigkeit auch, dass wenn die Wahrscheinlichkeit von einer Alternative ansteigt, weil sich eine ihrer Eigenschaften verbessert hat, dann nimmt die Wahrscheinlichkeit aller anderen Alternativen um den gleichen Wert ab. Diese Annahme kann mit Hilfe des Hausman Tests überprüft werden, welcher zwei Modelle vergleicht: ein Modell, welches mit allen Alternativen abgeschätzt wird und eins, welches nur auf einem Teilsatz der Alternativen abgeschätzt wird [Hausman et al. 1984].

Neben dieser Unabhängigkeit hat Logit auch einen Einfluss auf die Annahmen, welche für Panel Daten getroffen werden müssen, also für Situationen, in denen Personen mehrmals eine Entscheidung für die gleichen Alternativen getroffen haben. In diesem Fall muss im Logit Modell die Annahme getroffen werden, dass die nicht wahrgenommenen Faktoren bei jeder der einzelnen Entscheidungen unabhängig voneinander sind.

Wenn eine oder mehrere dieser Annahmen nicht eingehalten werden können, dann bestehen zwei Möglichkeiten:

- Einen anderen Modelltyp nutzen, der nicht diesen Annahmen unterlegen ist
- Das Logit Modell trotzdem nutzen und die Ergebnisse als erste Näherung betrachten

Es soll noch auf eine zweite Discrete Choice Modellspezifikation eingegangen werden, welche nicht diesen Einschränkungen von Logit unterlegen ist. Konkret: Die Fehlerterme verschiedener Alternativen dürfen korreliert sein und die Wahrscheinlichkeitsquotienten von zwei Alternativen sind auch nicht unabhängig von den anderen Alternativen. Dieses Modell ist Mixed Logit. Aufgrund der anderen Spezifikation der Fehlerterme gibt es keine geschlossene Lösung für die Wahrscheinlichkeit, die Gleichung lautet:

$$P_{n,i,t} = \int L_{n,i,t}(\zeta_{n,i}) f(\zeta_{n,i}) d\zeta \qquad \textbf{Gl. 2.10}$$

Mit:

$$L_{n,i}(\zeta_{n,i}) = \frac{e^{V_{n,i}(\zeta_{n,i})}}{\sum_{j=1}^{J} e^{V_{n,j}(\zeta_{n,j})}} \qquad \textbf{Gl. 2.11}$$

Und bei einer linearen Nutzenfunktion:

$$V_{n,i}(\zeta_{n,i}) = \zeta_{n,i} \cdot x_{n,i} \qquad \textbf{Gl. 2.12}$$

Während im Logit Modell die ζ's feste Gewichte sind, die für alle Personen in der Bevölkerung identisch sind, können die ζ's im Mixed Logit über die Bevölkerung variieren und eine bestimmte Verteilung aufweisen, die vorgegeben werden kann. Diese kann zum Beispiel normalverteilt oder logarithmisch normalverteilt sein.

Für jeden Faktor, welcher in das Discrete Choice Modell integriert wird, stellt sich die Frage, ob dieser im Modell einen Mehrwert generiert, also wirklich eine erklärende Variable für die abhängige Variable darstellt. Diese Faktoren werden signifikante Faktoren genannt. Eine Möglichkeit die Signifikanz der Faktoren im Modell zu

überprüfen, stellt der Likelihood Ratio Test oder auch der Wald Test dar, welche zwei Modellkonfigurationen und ihre Aussagekraft vergleichen. Enthält nun ein Modell einen Faktor, ein zweites Modell enthält diesen Faktor nicht, können die Tests zeigen, ob dieser Faktor die Aussagekraft des Modells erhöhen kann [Hausman et al. 1984].

Ursprünglich wurden die Discrete Choice Modelle für die Auswertung von Einzelentscheidungen entwickelt. Auf Basis von Datensätzen, unter welchen Faktoren sich Personen oder Haushalte für bestimmte Produkte entscheiden, wird das Modell angepasst und kann daraufhin wiedergeben, wie diese Entscheidungen ausfallen, wenn sich die Einflussfaktoren in ihren Werten verändern. Diese Daten sind jedoch aufwendig zu erheben und nicht immer besteht die Möglichkeit dazu. Deswegen wurde in den 90ern eine Methode entwickelt Discrete Choice Modelle auch mit aggregierten Marktdaten anzupassen [Berry 1994]. Dafür müssen die Marktanteile sowie die vorliegenden Randbedingungen, die eine Entscheidung für ein Produkt beeinflussen, und die auf aggregierter Ebene erhoben werden können, vorliegen. Daraus ergibt sich die Einschränkung, dass dieses Verfahren nur angewendet werden kann, wenn ein Produkt bereits eine gewisse Zeit im Markt etabliert ist. Die anzuwendende Formel für die Berechnung der Gewichte auf Basis der Werte der Faktoren und der Marktanteile ist dann nach Berry [1994]:

$$\ln(s_j) - \ln(s_0) = \delta_j \qquad \textbf{Gl. 2.13}$$

Mit:
s_j = Marktanteil des „Inside Good" = also des untersuchten Produktes
s_0 =Marktanteil des „Outside Good" = also der Möglichkeit kein Produkt zu nehmen
δ_j= Mittlere Nutzenfunktion für das untersuchte Produkt

Die genaue Definition von δ_j und die Lösung der Gleichung hängt wie auch bei den disaggregierten Discrete Choice Modellen von der Modellspezifikation ab. In dieser Arbeit wird ein Logit Modell für die Anpassung der technologiespezifischen Teilnutzenfunktion bei Photovoltaik genutzt, welches mit der Methode der Ordinary Least Squares oder der von Berry [1994] vorgeschlagenen Methode der Generalized Methods of Moments gelöst werden kann.

Im Gegensatz zu den Gewichten einer linearen Regression sind die Gewichte einer logistischen Regression nicht direkt interpretierbar, weil die Wahrscheinlichkeit nicht linear abhängig von den Faktoren ist. Um die Ergebnisse von Discrete Choice besser interpretieren zu können, werden deswegen die Marginal Effects berechnet. Diese geben die Änderung der Wahrscheinlichkeit an, wenn sich der untersuchte Faktor um eine Einheit verändert und alle anderen Faktoren auf ihrem Mittelwert festgehalten werden. Sie werden also über die erste Ableitung der Wahrscheinlichkeit berechnet. Die zugrunde liegende Formel für die Berechnung der Marginal Effects ist:

$$\frac{\partial P_{n,i}}{\partial x_{n,i}} = \frac{\partial V_{n,i}}{\partial x_{n,i}} P_{n,i}(1 - P_{n,i}) \qquad \textbf{Gl. 2.14}$$

Wenn der Faktor $x_{n,i}$ linear in die Nutzenfunktion eingeht, dann kann Gl. 2.14 auf das Folgende vereinfacht werden:

$$\frac{\partial P_{n,i}}{\partial x_{n,i}} = \zeta_x P_{n,i}(1 - P_{n,i}) \qquad \textbf{Gl. 2.15}$$

wobei ζ_x das zum Faktor $x_{n,i}$ zugehörige Gewicht ist. Die Änderung der Wahrscheinlichkeit ist am größten, wenn die Wahrscheinlichkeit selbst bei 0,5 liegt, also im Wendepunkt der S-Kurve. Sie wird kleiner, wenn die Wahrscheinlichkeit näher an null oder eins kommt. Dies führt dazu, dass die Marginal Effects nicht konstant über

den möglichen Wertebereich der Faktoren sind, sondern veränderlich. Eine Ausnahme bilden kategorielle Faktoren, welche nur die Werte null und eins annehmen können.

Der Einfachheit halber wurde in diesem Teilkapitel durchgehend der Begriff der Investitionsentscheidung genutzt, welche durch das Modell abgebildet werden kann. Ob jedoch eine bewusst getroffene Investitionsentscheidung durch das Modell abgebildet wird, hängt von den genutzten Daten zur Parametrierung des Modells ab. Dies ist bei der Nutzung von Stated Preference Daten der Fall, bei denen Personen gefragt wurden, welche Entscheidung sie unter bestimmten Randbedingungen treffen würden. Häufig werden für die Parametrierung der Nutzenfunktionen jedoch Revealed Preference Daten genutzt. Dies sind Daten, bei denen im Nachhinein beobachtet wird, welche Entscheidung Personen getroffen haben, weil sie zum Beispiel ein bestimmtes Produkt besitzen. Dabei ist unter Umständen gar nicht bekannt, ob die im Nachhinein beobachtete Investitionsentscheidung von den Personen selbst getroffen wurde. In diesem Fall kann also nicht zwangsläufig auf eine bewusst getroffene Investitionsentscheidung geschlossen werden. Ein Beispiel ist der in dieser Arbeit verwendete Datensatz des sozio-ökonomischen Panels [Schupp et al. 2016], bei dem für jeden Haushalt bekannt ist, welches Heizungssystem in der durch die Haushalte genutzten Wohnung installiert ist. Hier ist nicht bekannt, ob diese Heizung durch den Haushalt selbst, durch vorherige Bewohner der Wohnung oder sogar den Vermieter installiert wurde. In diesem Fall wird also nicht die Wahrscheinlichkeit einer bestimmten Investitionsentscheidung durch das Modell abgebildet, sondern die Wahrscheinlichkeit, dass eine Technologie in einem Haushalt installiert ist.

Auch Discrete Choice wurde schon in einigen Fällen angewendet, um Investitionsentscheidungen oder den Besitz von erneuerbaren Energien oder Heizungssystemen zu erklären. In [Achtnicht 2011] wird die Discrete Choice Methode genutzt, um Ergebnisse aus einer Befragung auszuwerten, in der Gebäudebesitzer sich zwischen verschiedenen Renovierungsmaßnahmen und neuen Heizungssystemen entscheiden mussten. Es wird ein Logit und ein Mixed Logit Modell angepasst und die Ergebnisse werden verglichen. In [Braun 2010] wird ein Logit Modell ausschließlich mit akteursspezifischen Daten angepasst, um die Einflussfaktoren auf das installierte Heizungssystem zu bestimmen. Hierfür wird der Datensatz aus 2003 des sozio-ökonomischen Panels genutzt. Die in dieser Arbeit vorgestellten Ergebnisse der akteursspezifischen Teilnutzenfunktionen für den Ausbau der Heizungssysteme (siehe 4.2.2.3 und 5.1.2) sind eine Erweiterung des dort vorgestellten Ansatzes. Auch in [Sardianou 2008] werden die Einflussfaktoren auf die Wahl des Heizungssystems untersucht sowie in einem zweiten Schritt die Höhe des Wärmebedarfes. In [Mills et al. 2009] werden die wirkenden Einflussfaktoren auf die Investition in Solarthermieanlagen in einem Discrete Choice Modell untersucht. Es wird zwischen Solarthermieanlagen zur reinen Warmwasserbereitung und Solarthermieanlagen zur Heizungsunterstützung unterschieden, die dritte Möglichkeit im Modell ist keine Installation eines solchen Systems. Durch diese Modellspezifikation können sowohl die Unterschiede der Einflussfaktoren zwischen den beiden Systemkonfigurationen Warmwasser und Heizung als auch zum Fall der Nichtinstallation untersucht werden. Der Einfluss verschiedener technologiespezifischer und demographischer Faktoren auf die Wahl des Warmwassererhitzers in Japan wird in [Goto et al. 2011] mit Hilfe von Discrete Choice untersucht. Zusätzlich wird untersucht, welchen Einfluss Marketing für die energieeffizienten Wassererhitzer auf die Entscheidung der Haushalte hat. Eine wichtige Erkenntnis ist, dass dabei die Werbeaktivitäten für eines der beiden untersuchten effizienten Geräte als Werbung für den jeweils genutzten Brennstoff funktionierten (Gas oder Strom), allerdings steigt auch die Verkaufsrate für das konventionelle Produkt, welches mit dem gleichen Brennstoff betrieben wird. Verschiedene Einflussfaktoren auf die Investitionsentscheidung für Photovoltaik in Kanada werden in [Islam et al. 2013] mittels Discrete Choice untersucht. Das Modell wird genutzt, um damit die Investitionswahrscheinlichkeit in der Zukunft zu berechnen. In [Kastner et al. 2016] wird der Einfluss von inneren Faktoren, also Normen und Werten und äußeren, also technologiespezifischen Faktoren auf die Entscheidung für

eine Solarthermieanlage berechnet. Kwan [2012] passt ein aggregiertes Regressionsmodell für die Erklärung des Ausbaus von Photovoltaikanlagen durch Privathaushalte an. Mit Daten auf Postleitzahlenebene in den USA wird der Einfluss verschiedener Faktoren auf den Ausbau gemessen.

In diesem Abschnitt ist nicht auf die Ergebnisse der Untersuchungen der verschiedenen Studien eingegangen worden, weil diese ausführlich in Kapitel 3 diskutiert werden.

2.2.3.7 Zusammenfassung und Vergleich der Modelle

Eine Zusammenfassung der verschiedenen Modellansätze ist in Tab. 2.2 dargestellt. Alle fünf Modelle könnten prinzipiell in dieser Arbeit für die Berechnung des Ausbaus alleinig genutzt werden. Jede der vorgestellten Methoden soll hinsichtlich der Anforderungen an sie untersucht werden, um auf Basis dessen entscheiden zu können, welche Methode für die vorgestellte Problemlösung am geeignetsten erscheint und in der Arbeit angewendet und gegebenenfalls weiterentwickelt werden soll.

Der ausgewählte Modellansatz soll idealerweise die folgenden Anforderungen erfüllen:

- Explizite Einbindung der Einflussfaktoren, um diese in den Szenarien variieren zu können, um ihren Einfluss auf die Entscheidung zu quantifizieren
- Gute Parametrierbarkeit und Kalibrierbarkeit mit historischen Daten, um Belastbarkeit der Modellergebnisse zu erhöhen
- Vereinfachte Darstellung der Akteursstruktur, um Komplexität des Modells zu reduzieren
- Ermöglichen des Einbindens verschiedener Entscheidungsstrategien, um sowohl den Entscheidungsprozess für Photovoltaik als auch Heizungssysteme adäquat darstellen zu können

Eine explizite Einbindung der Einflussfaktoren ist in allen Modellen außer dem Diffusionsmodell möglich, in diesem sind zwei Einflussfaktoren implizit über die genutzte mathematische Formulierung dargestellt, der Innovationsfaktor also wie schnell die Anfangsverbreitung der Technologie unter den Innovatoren ist, und der Imitationsfaktor, also wie die Innovation Verbreitung über Mund-zu-Mund Propaganda erfährt.

In der Literatur wird (vielfach) erwähnt, dass die Kalibrierung von agentenbasierter Modellierung und System Dynamics wegen der komplexen Modellstruktur häufig schwierig ist. In System Dynamics sind die Abhängigkeiten zwischen den einzelnen Prozessen nicht ausschließlich linear und können außerdem Verzögerungen enthalten, dies kann eine Kalibrierung ebenfalls erschweren. Die Abbildung von komplexen Akteursstrukturen in agentenbasierter Modellierung ist zum einen ein Vorteil und Alleinstellungsmerkmal dieses Modelltyps, vor allem wenn Prozesse abgebildet werden, die durch eine hohe Interaktion verschiedener Akteurstypen geprägt sind. Andererseits wurde schon beschrieben, dass diese Interaktionen die Validierung erschweren, da sie das Modell komplexer machen und häufig keine quantitativen Daten über die Interaktionen bekannt sind. Zur Reduzierung der Komplexität, soll in dem in dieser Arbeit entwickelten Modell auf eine explizite Darstellung der Interaktion verzichtet werden. Die Entscheidung privater Haushalte für die Installation einer Photovoltaikanlage oder den Austausch des Heizungssystems ist zwar durch Interaktionen geprägt, zum Beispiel mit anderen Haushalten oder den Installateuren der Technologien, jedoch sind diese Interaktionen ein Einflussfaktor von vielen.

Verschiedene Entscheidungsstrategien können in der Fuzzy Logik und in der agentenbasierten Modellierung abgebildet werden. In den Diffusionsmodellen und System Dynamics sind Entscheidungsstrategien aufgrund des aggregierten

Modellansatzes nicht explizit abgebildet, im Discrete Choice Modell ist das nutzenmaximierende Verhalten eine Grundvoraussetzung des Ansatzes.

Tab. 2.2: Vergleich der verschiedenen Modellansätze zur Modellierung von Technologiediffusion

	Vorgehensweise	Input	Output	Stärken	Schwächen
Diffusions-modelle	- Die mathematische Formulierung des Modells kann mit Hilfe historischer Daten angepasst werden - Diffusion kann für die Zukunft berechnet werden	Marktdaten für die Diffusion der Technologie	Diffusions-kurve der Technologie	Nur Markt-daten erforderlich	Einfluss-faktoren sind nicht explizit abgebildet
System Dynamics	Mit Hilfe von Beständen und Flüssen werden Kausalitäten zwischen Daten dargestellt	- Einfluss-faktoren - Entwicklung des Gesamt-systems	Aggregierte Darstellung der Zusammen-hänge zwischen verschiedenen Daten	Komplexe Zusammen-hänge können einfach dargestellt werden	- Nur auf aggregierter Ebene (wobei versch. Akteurs-gruppen abgebildet werden können) - Kompliziert zu parametrieren
Fuzzy Logik	Mit Hilfe von Fuzzy Sets und wenn/ dann Logiken werden Kausalitäten zwischen Daten dargestellt	- Einfluss-faktoren - Entwicklung des Gesamt-systems oder Einzelentschei-dungen	Quantifizier-bare Kausalitäten zwischen Einfluss-faktoren und Ergebnissen	Komplexe Zusammen-hänge können einfach dargestellt werden	Kompliziert zu parametrieren
Agenten-basierte Modelle	Einzelne Agenten und ihr Entscheidungs-verhalten werden abgebildet und durch Aggregation kann das Verhalten des Gesamtsystems modelliert werden	- Daten zu Agenten und ihrem Entscheidungs verhalten - Interaktion zwischen den Agenten	Verhalten einzelner Agenten und Verhalten des Gesamt-systems	- Interaktion wird explizit abgebildet - Diversität im Verhalten kann dargestellt werden	Daten zu verschiedenen Agententypen und ihrem Verhalten nötig
Discrete Choice Modelle	Mit Hilfe von Regressions-analysen werden Gewichte der Einflussfaktoren auf die Entscheidung berechnet	- Einfluss-faktoren - Entscheidung einzelner Haushalte oder - Aggregierte Marktdaten	Gewichte für alle Einfluss-faktoren in einer Nutzen-funktion	- Gut mit histo-rischen Daten parametrier-bar	- Geht von Nutzenmaxi-mierendem Verhalten aus - Nur implizite Abbildung von Interaktionen

Auf Basis dieser Auswertung können die Diffusionsmodelle und System Dynamics ausgeschlossen werden, da diese mehrere der Voraussetzungen nicht erfüllen. Die agentenbasierte Modellierung übererfüllt die Ansprüche und erhöht dadurch die Komplexität des Modells. Discrete Choice scheint gut geeignet, ist jedoch nicht in der Lage anderes Verhalten als die Nutzenmaximierung abzubilden. Fuzzy Logik erfüllt die Voraussetzungen, sticht jedoch aus den anderen untersuchten Modellansätzen heraus, die Methode der Fuzzy Logik stammt ursprünglich nicht aus den Sozialwissenschaften

oder der Psychologie, sondern aus der Regelungstechnik und hat deswegen auch einen anderen Ansatz. Da das Bilden der Fuzzy Sets und auch der Mitgliedsfunktionen Erfahrung erfordert und sich diese Modelle schlecht mit den Ansätzen aus den anderen Modellen kombinieren lassen, soll Fuzzy Logik in dieser Arbeit nicht genutzt werden.

Auf Basis der Analyse zur Eignung der verschiedenen Modellansätze wird entschieden in dieser Arbeit die Discrete Choice Methode mit dem Consumat Approach aus der Bounded Rationality zu verknüpfen, um allen Anforderungen gerecht zu werden. Discrete Choice alleine kann nicht genutzt werden, da diese Methode von nutzenmaximierendem Verhalten ausgeht, welches nicht alle Entscheidungsprozesse korrekt wiedergeben kann. Bounded Rationality betrachtet im Unterschied zu Discrete Choice auch den Aspekt des imperfekten Wissens der Entscheider, das vor allem bei Entscheidungen unter Zeitdruck oder bei schlechter Informationslage eine Rolle spielt. Während für Kaufentscheidungen wie dem Erwerb einer Photovoltaikanlage davon ausgegangen werden kann, dass die Informationslage gut ist und die Entscheidung bewusst getroffen wird, liegt Bounded Rationality zum Beispiel bei dem Erwerb von Heizungstechnologien vor. Hier müssen Investitionsentscheidungen im Zweifel dann getroffen werden, wenn die alte Anlage bereits kaputt gegangen ist. Zusätzlich interessieren sich die Entscheider eventuell gar nicht für die eigentliche Technologie, sondern sind nur an deren Produkt, Wärme, interessiert. Aus diesem Grund sollen im Heizungsmodell Ansätze von Bounded Rationality genutzt werden, um dieses imperfekte Wissen abzubilden. Die genaue Beschreibung der Verknüpfung von Bounded Rationality und Discrete Choice wird in Kapitel 4.3 beschrieben.

2.2.3.8 Folgerungen für die Modellentwicklung

Im Zuge der Literaturanalyse der bisher entwickelten Modelle zur Berechnung von Investitionsentscheidungen für Photovoltaik und Heizungssysteme konnten drei Punkte identifiziert werden, auf die bei dem in dieser Arbeit entwickelten Ausbaumodell besonders Wert gelegt werden soll:

- differenzierte Kalibrierung und Validierung des Modells
- Evidenzbasierte Parametrierung der Nutzenfunktionen
- Kombination verschiedener Datenquellen zur Nutzung vorhandener repräsentativer Datenbasen

Kalibrierung/ Validierung des Modells
Die Kalibrierung und Validierung der Modelle wird in den in der Literaturrecherche untersuchten Modellen sehr unterschiedlich gehandhabt. Manche Modelle werden differenziert kalibriert und validiert wie zum Beispiel in [Rai et al. 2015], jedoch wird in vielen Arbeiten das Modell gar nicht [Islam et al. 2013], mit Daten aus nur einem Jahr [Kwan 2012] oder weniger als drei Jahren [Stengel 2014] kalibriert. Häufig wird die Güte des Modells nicht angegeben oder nicht kritisch hinterfragt, so dass trotz einer erfolgten Kalibrierung durch den Leser nicht erfasst werden kann, ob das Modell den Ansprüchen an die Genauigkeit bei der Wiedergabe der historischen Daten genügt. Eine unzureichende Kalibrierung und eine schlechte Wiedergabe der historischen Daten durch das Modell bringt größere Unsicherheiten in die Interpretation der Ergebnisse von Zukunftsszenarien. Aus diesem Grund soll ein besonderes Augenmerk auf eine differenzierte Kalibrierung und Validierung des Modells mit historischen Daten gelegt werden. (siehe Kapitel 5.4)

Evidenzbasierte Parametrierung der Nutzenfunktionen
In [Zhao et al. 2011; Palmer et al. 2015; Stengel 2014; Steinbach 2015] werden Annahmen für die Gewichte der Faktoren in der Nutzenfunktion getroffen, beziehungsweise es werden Gewichte aus anderen Studien, welche mit anderen Datensätzen angepasst wurden, ohne erneute Skalierung für das eigene Modell übernommen. Dies ist vor allem hinsichtlich eines zusätzlich kurzen Kalibrierungszeitraumes kritisch zu sehen, denn diese Gewichte sind dann im Zweifel

weder durch eine initial durchgeführte Regressionsanalyse noch durch eine ausreichende Kalibrierung des Gesamtmodells bestätigt. In dieser Arbeit sollen die Gewichte der Nutzenfunktion deswegen durch Regressionsanalysen bestimmt werden und zur weiteren Validierung mit den Ergebnissen aus vorherigen Studien abgeglichen werden. (siehe Kapitel 5.1 und 5.2)

Kombination unterschiedlicher Datenquellen
Ein Grund für die Übernahme von Gewichten aus anderen Datenquellen oder dem Treffen von Annahmen für die Gewichte in der Nutzenfunktion ist die aufwendige Datenerhebung um zum Beispiel Regressionsanalysen zur Berechnung der Gewichte durchführen zu können. Aus diesem Grund soll in dieser Arbeit eine Methode entwickelt werden, um verschiedene Datenbasen in ein Modell einbinden zu können. Die Teilnutzenfunktionen, welche aus den einzelnen Datenbasen erhoben wurden, werden in einem abschließenden Kalibrierungsprozess zueinander skaliert. (siehe Kapitel 4.3)

2.3 Das ENsource Projekt

Diese Arbeit wurde im Rahmen des Projektes „Urbane ENergiesysteme und Ressourceneffizienz (ENsource)“ erstellt, das vom Land Baden-Württemberg und der Europäischen Union im Rahmen des EFRE-Programms gefördert wird. Das Projekt lief in seiner ersten Phase von September 2015 bis Dezember 2018 und wird um weitere zwei Jahre von Januar 2019 - Dezember 2020 verlängert. Der Hauptfokus des Projektes lag und liegt auch in der Folgephase in der Bündelung der Kompetenzen der Projektpartner (8 Hochschulen aus Baden-Württemberg und 3 universitäre und außeruniversitäre Partner) hinsichtlich der energetischen Quartiers- und Stadtplanung. Im Projekt wurden von Seiten der Autorin dieser Arbeit zunächst optimierte Zielenergiesysteme für drei Fallstudien aus dem Projekt mit dem Energiesystemoptimierungstool KomMod [Eggers 2018] berechnet. Die drei Fallstudien umfassen Energiesysteme zum einen der Insel Mainau im Bodensee, zum zweiten für einen Stadtteil in Stuttgart, Stöckach, und zum dritten für Rainau, eine Kleinstadt im Osten Baden-Württembergs. In dieser Arbeit wird ausschließlich die Fallstudie Rainau behandelt, sie ist aus den drei bearbeiteten Fallstudien die am besten Geeignete für die hier aufgeworfene Fragestellung. Die Insel Mainau wird durch eine GmbH betrieben, so gibt es einen Entscheider, der selbstständig bestimmen kann, wie das zukünftige Energiesystem der Insel ausgestaltet sein soll. Die Fallstudie Stuttgart Stöckach ist ebenfalls interessant und bietet sich prinzipiell als Gegenpol zu Rainau an. Denn während Rainau eine ländliche Gemeinde ist, ist Stuttgart-Stöckach ein Stadtteil von Stuttgart, der direkt am Hauptbahnhof gelegen und damit stark urban geprägt ist. Jedoch kristallisierte sich im Projekt erst relativ spät heraus, welcher Stadtteil in Stuttgart im Rahmen des ENsource Projektes betrachtet werden soll. Zusätzlich gab es in Rainau die Möglichkeit an der Fragebogenausgestaltung, welche durch die Hochschule Aalen initiiert wurde, mitzuwirken und somit eigene Daten zu gewinnen. Eine nähere Beschreibung der Fallstudie Rainau erfolgt in Kapitel 5.6, die Ergebnisse der Fragebogenauswertung sind in Kapitel 4.2.4 dargestellt.

2.4 Die Programmiersprache R

Das in dieser Arbeit entwickelte Modell wurde in der Sprache R umgesetzt. R ist eine freie Programmiersprache, die ursprünglich für statistische Auswertungen entwickelt wurde, inzwischen gehen ihre Anwendungsbereiche jedoch weit darüber hinaus. Es stehen viele „Pakete“ in R mit verschiedenen Funktionen zur Verfügung, von denen auch in dieser Arbeit Gebrauch gemacht wird. So werden die Discrete Choice Modelle zum Beispiel mit dem Paket "mlogit" berechnet.

Folgende R Versionen und Pakete wurden zur Erstellung dieser Arbeit genutzt

- R Version 3.3.3 [R Core Team 2017]
- Package dplyr [Wickham et al. 2017]
- Package mlogit [Croissant 2018]
- Ggplot2 [Wickham 2016]
- Extrafont [Chang 2014]
- Reshape [Wickham 2007]
- DescTools [Signorell et al. 2018]

2.5 Akteure und Technologien in Energiesystemen

Die Modellentwicklung erfolgt in dieser Arbeit beispielhaft für den Akteur Privathaushalte und die Technologien Photovoltaik und Heizungssysteme, in diesem Kapitel wird dieser Fokus begründet.

2.5.1 Wandel der Akteurs- und Technologiestruktur

Im Zuge der Energiewende in Deutschland ist auch ein Wandel der Rollen verschiedener Akteure im Energiesystem zu beobachten. Neben den klassischen Energieproduzenten wie zum Beispiel Energieversorgungsunternehmen, produzieren zunehmend auch Industriebetriebe, Gewerbebetriebe oder Privathaushalte Strom, die früher nur Konsumenten waren. Der Wandel der Akteursstruktur ist unter anderem auf einen Wandel der Erzeugungstechnologien zurückzuführen. 1990 wurde 84 % des Stroms in Deutschland in Kohle- oder Kernkraftwerken produziert, 2017 waren es noch 48,6 %. Erneuerbare Energien waren im Jahr 2017 für 32 % der Stromerzeugung verantwortlich. [BMWI 2016]

Im Wärmesektor verläuft der Wandel von fossilen zu erneuerbaren Energiequellen deutlich schleppender. In 1998 wurden 75 % aller deutschen Haushalte durch einen Gas- oder Ölkessel versorgt, in 2016 waren es ebenfalls 75 %. Dabei ist der Anteil an Gaskesseln gegenüber den Ölkesseln gestiegen. Im Neubau liegt die Installationsrate von Wärmepumpen bei 22,5 % (Jahr 2013) [BDEW 2015].

Durch das Aufkommen dezentraler Erzeugungstechnologien wie Photovoltaikanlagen ergibt sich eine Vielzahl von neuen Potentialen zur Erzeugung von Energie, wodurch zum einen eine Wertschöpfung vor Ort stattfindet [Busch et al. 2014], zum anderen der Strom am Ort der Nutzung produziert werden kann. Außerdem basieren diese dezentralen Erzeugungstechnologien auf erneuerbaren Energien und können somit einen wichtigen Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele leisten [Claudy et al. 2011; Faiers et al. 2006; Korcaj et al. 2015]. Der Wandel der Akteursstruktur ist also ein wichtiger Teil der Energiewende, anders können die ambitionierten Energieziele gar nicht erreicht werden (e.g [Faiers et al. 2006; Macal et al. 2014]). Aus diesem Grund müssen die Potentiale, die bei den Akteuren vorliegen, genutzt werden, um langfristig genügend Erzeugungskapazität an erneuerbaren Energien zur Verfügung zu haben [Faiers et al. 2006]. Als Beispiel seien hier die Dachflächenpotentiale für die solare Strom- und Wärmeerzeugung zu nennen, die sowohl auf Gebäuden von Privatpersonen, als auch auf den Gebäuden von Industrie und Gewerbe zur Verfügung stehen. Aus diesem Grund ist es wichtig zu verstehen, welche Rahmenbedingungen für diese Akteure vorliegen müssen, damit sie in dezentrale erneuerbare Technologien investieren und so zum Erreichen der Energieziele beitragen. Dies gilt sowohl für den Strom- als auch für den Wärmesektor.

2.5.2 Abgebildete Akteure und Technologien im Modell

Das in dieser Arbeit entwickelte Modell wird genutzt, um durch einen Vergleich mit Zielenergiesystemen zu identifizieren wie die Randbedingungen auf die Akteure ausgestaltet sein müssen, damit der notwendige Ausbau der Technologien durch sie

erfolgt. Für eine vollständige Analyse wäre es daher von Nöten alle Akteure und alle Technologien in dem Ausbaumodell abzubilden. Die Bandbreite der Akteure und Technologien ist vielfältig und somit auch die Faktoren die jeweils die Investitionsentscheidung beeinflussen. Dementsprechend aufwendig ist die modelltechnische Abbildung aller Kombinationen aus Akteuren und Technologien. Dies lässt sich zeitlich in einer Doktorarbeit nicht abbilden, weswegen für diese Arbeit ein Akteur und zwei Technologien ausgewählt wurden und beispielhaft gezeigt wird, wie solch ein Ausbaumodell entwickelt und genutzt werden kann. Der gewählte Akteur sind die Privathaushalte und die gewählten Technologien sind Photovoltaik und Heizungssysteme. Die Auswahl dieser Kombination wurde anhand von zwei Kriterien festgelegt:

- Datenverfügbarkeit für die Untersuchung
- Relevanz der Kombination aus Investor und Technologie

Um die Relevanz beurteilen zu können, wird der Energiebedarf der verschiedenen Akteure sowie die vorhandenen Potentiale für erneuerbare Energien, die bei den jeweiligen Akteuren vorliegen, analysiert. Hierfür werden deutschlandweite Daten herangezogen. Der Verkehrssektor wird dabei aufgrund seiner Andersartigkeit der Struktur im Vergleich zu Gewerbe, Industrie und Privathaushalten nicht näher betrachtet, obgleich seine Dekarbonisierung ebenfalls wichtig ist für das Erreichen der Klimaziele. Die Anteile der vier Sektoren Industrie, Verkehr, GHD und Haushalte am Gesamtendenergieverbrauch ist in Abb. 2.5 dargestellt. Für die Sektoren Industrie, GHD und Haushalte sind außerdem die Anteile der verschiedenen Arten der Endenergienutzung aufgeführt.

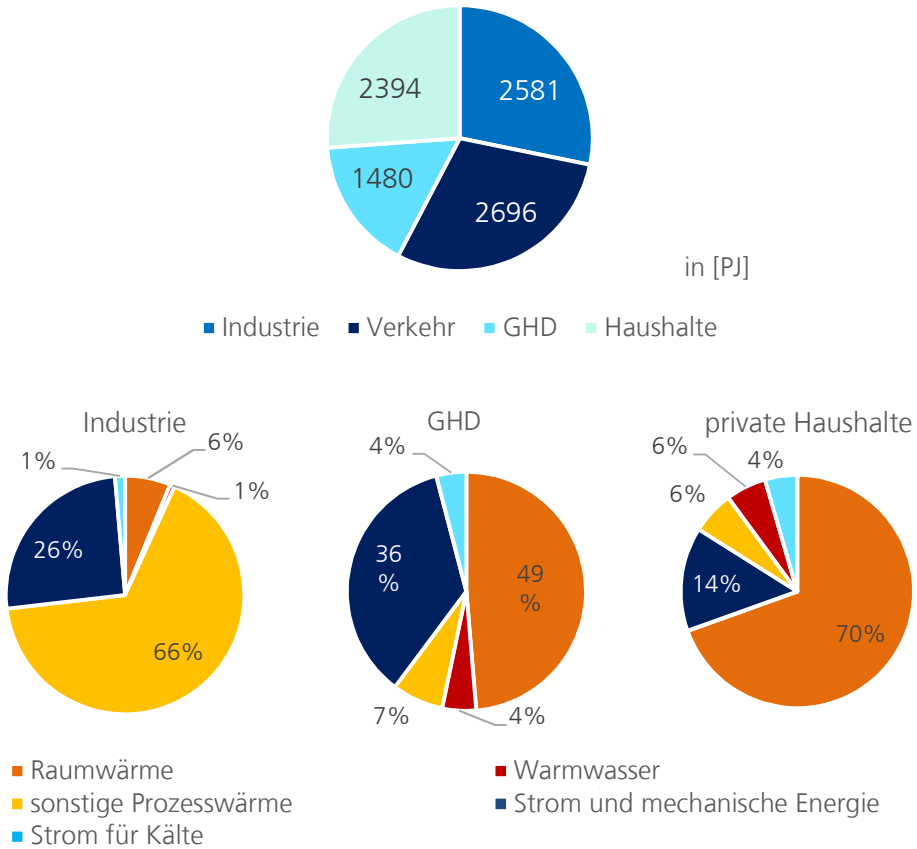


Abb. 2.5: Endenergieverbrauchsstruktur in Deutschland im Jahr 2016 nach [BMWI 2016]

Die Werte für den Endenergieverbrauch von Haushalten, Industrie und Verkehr liegen in einer ähnlichen Größenordnung von ca. 2400-2700 PJ im Jahr 2016, GHD liegt niedriger mit ca. 1500 PJ. Die Energiemengen und ihre Aufspaltung auf die

verschiedenen Nutzungsarten von Energie sind in den drei Sektoren Industrie, GHD und Haushalte sehr unterschiedlich. Der Bedarf in der Industrie wird durch Prozesswärme dominiert, welche 66 % des gesamten Endenergieverbrauchs ausmacht. Im GHD Sektor nehmen Raumwärme mit 49 % und Strom und mechanische Energie mit 36 % die größten Anteile ein. Bei den privaten Haushalten ist der größte Teil die Raumwärme mit 70 %. Die größten Verbrauchssektoren sind also die Prozesswärme in der Industrie und die Raumwärme bei den privaten Haushalten. Hier liegt das größte Dekarbonisierungspotential, wenn nur ein Sektor adressiert wird.

Der Einsatz erneuerbarer Wärmeerzeugungstechnologien in der Industrie hängt maßgeblich vom Temperaturniveau der benötigten Wärme ab. Wie in Abb. 2.5 gezeigt wurde, ist der größte Teil des Wärmeverbrauchs in der Industrie auf Prozesswärme zurückzuführen, welche auf Temperaturniveaus bis zu 1000 °C bereitgestellt werden muss [IER 2014]. Auch haben die Betriebe häufig noch weitere Anforderungen an die Wärmebereitstellung, die individuell vom jeweiligen Prozess abhängig sind. Der Prozesswärmebedarf ist also sehr divers und somit auch die Einflussfaktoren bei der Wahl des richtigen Wärmeerzeugers. Da in dieser Arbeit allgemein auf die Faktoren eingegangen werden soll, welche die Entscheidung für erneuerbare Technologien beeinflussen, scheint es geeigneter sich die privaten Haushalte anzuschauen. Dies kann auch mit der Datenverfügbarkeit begründet werden, welche deutlich besser ist. Außerdem ist bei den privaten Haushalten eine große Differenz zwischen den zu erreichenden Zielen und der aktuellen Ausgangssituation zu verzeichnen, es ist also besonders relevant die Einflussfaktoren, welche auf Privathaushalte bei der Sanierung des Heizungssystems wirken, besser zu verstehen. Der Anteil von Gas- und Ölkesseln an allen installierten Heizungsanlagen in Privathaushalten betrug in 2015 ca. 75 % (siehe 4.2.2.3). In dieser Arbeit werden im Modellteil Heizungssysteme alle Haushalte abgebildet, also sowohl Mieter als auch Eigentümer, in Kapitel 4.3.5 ist näher erläutert wie sich diese beide Gruppen bei der Entscheidung für eine Sanierung des Heizungssystems unterscheiden und wie dieser Prozess jeweils im Modell dargestellt wird.

Auf der Stromseite scheinen vor allem zwei Technologien interessant, Photovoltaik und BHKWs. Windkraft spielt in städtischen Gebieten eine untergeordnete Rolle und ist außerdem mit hohen Investitionskosten verbunden, was die Investition für viele Einzelinvestoren nicht möglich macht. BHKWs sind vor allem attraktiv für größere Gewerbe- und Industriebetriebe, die sowohl Strom- als auch Wärmebedarf haben, der gedeckt werden muss. Dadurch ergibt sich die Situation, dass auch hier die Investition stark von den individuellen Bedarfen der Betriebe abhängt und schwer allgemeingültige Aussagen getroffen werden können. Folglich ist die Photovoltaik eine geeignete Technologie für die Ausbaumodellierung.

In Tab. 5.21 und Tab. 5.22 (Kapitel 5.5.2) sind die Flächenpotentiale für die solare Stromerzeugung auf Freiflächen, Dachflächen auf Wohngebäuden und Dachflächen auf Nichtwohngebäuden dargestellt. Dachflächen auf Wohngebäuden nehmen dabei zwischen 22 % und 64 % des Gesamtpotentials ein (je nach Datenquelle). Laut [Trend Research 2011] betrug in 2011 der Anteil der installierten Photovoltaikleistung durch Privathaushalte 28 %, der Anteil an der installierten Leistung ist also wahrscheinlich geringer als der am Potential. Wie schon bei den Heizungssystemen ist es also auch hier besonders relevant die Investitionsmotive zu verstehen, um die richtigen Anreize für diese Akteursgruppe zu schaffen. Bei der Investitionsentscheidung für eine neue Photovoltaikanlage werden in dieser Arbeit nur Eigentümer betrachtet, Details zu den jeweils abgebildeten Akteursgruppen im Photovoltaik-Teilmodell sind in Kapitel 4.3.4 dargestellt.

Durch die Auswahl einer Akteursgruppe und von zwei unterschiedlichen Technologien können auch die Einflüsse der Entscheidung für die eine Technologie auf die andere untersucht werden. Auch aus entscheidungstheoretischer Sicht sind die beiden Technologiegruppen sehr interessant im Vergleich. Die Entscheidung für Photovoltaik

stellt eine Entscheidung dar, die ohne Druck durch äußere Umstände getroffen wird, denn niemand unterliegt dem Zwang in eine Photovoltaikanlage zu investieren, Strom kann auch weiterhin aus dem Netz bezogen werden. 99,5 % aller Wohnungen in Deutschland haben Zugang zu Heizwärme [Destatis 2011]. Dies führt dazu, dass auch viele Haushalte in Deutschland der Investitionsentscheidung für ein neues Heizungssystem ausgesetzt sind. Diese Entscheidung ist jedoch häufig von äußeren Zwängen begleitet, wie zum Beispiel dem Ausfall des alten Heizungssystems. In dieser Situation muss schnell eine Entscheidung getroffen werden, die verhindern kann, dass alle zur Verfügung stehenden Informationen und Möglichkeiten in die Entscheidung mit einbezogen werden. Es wird eine Entscheidung unter eingeschränkter Rationalität getroffen.

2.6 Politische Rahmenbedingungen für den Ausbau erneuerbarer Energien

Für die Festlegung realistischer Randbedingungen, die in der Ausbausimulation gesetzt werden, ist es wichtig zu verstehen, welche Rahmenbedingungen durch die Politik geschaffen werden können. Zum einen können Rahmenbedingungen auf Bundes- und Länderebene beschlossen werden. Diese Ebene ist wichtig für die Festlegung der Rahmenbedingungen im Modell, welches für ganz Deutschland genutzt wird. Zum anderen wird das Modell auf eine Gemeinde angepasst, so dass hier zusätzlich analysiert werden muss, welche Handlungsspielräume auf kommunaler Ebene vorliegen.

2.6.1 Bundes- und Länderebene

Energierecht ist in Deutschland zu sehr großen Teilen Bundesrecht und liegt in der Verantwortung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWI). Die wesentlichen Gesetze sind zum einen das Energiewirtschaftsgesetz, welches vornehmlich das Ziel hat die „möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Strom und Gas, die zunehmend auf erneuerbaren Energien beruht“ sicherzustellen [Deutscher Bundestag 2005]. Nachdem zwischenzeitlich das Bundeministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) für das erneuerbare Energien Gesetz (EEG) zuständig war, ist dies seit Dezember 2013 auch wieder im Zuständigkeitsbereich des BMWI. Im EEG sind die Förderung sowie die Abnahme des Stroms aus erneuerbaren Energien durch die Netzbetreiber festgeschrieben. Das BMU ist jedoch seit seiner Gründung im Jahr 1986 zuständig für die Sicherheit der Kernkraftwerke sowie seit 2013 auch für die Energieeinsparverordnung, welche Sanierungsstandards für den Gebäudesektor festlegt. Weitere Ministerien regeln steuerrechtliche Fragen und die Energieforschung.

Es gibt einige wichtige Steuerungsinstrumente, die angewendet werden, um bestimmte Ziele, wie zum Beispiel die Umsetzung der Energiewende zu erreichen. Im EEG ist eine Einspeisevergütung für Strom aus erneuerbaren Energien festgeschrieben, die für verschiedene Technologien auf unterschiedlichen Niveaus liegt und für 20 Jahre ausgezahlt wird [Deutscher Bundestag 2000], um eine Wirtschaftlichkeit des Betriebes dieser Anlage zu gewährleisten und ihren Ausbau somit zu fördern. Die Auswirkungen der Einspeisevergütung auf den Ausbau von Photovoltaik werden in Kapitel 4.2.2 noch näher diskutiert. Für die Heizungstechnologien Solarthermie, verschiedene Arten von Holzheizkesseln und Wärmepumpen wird ein Investitionskostenzuschuss gezahlt, genauso für ein Elektroauto. Diese Programme werden durch das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (Bafa) im Auftrag des BMWI und BMU administriert. Auch verschiedene Beratungsleistungen können gefördert werden sowie innovative Wärmenetze.

Neben der Förderung einzelner Technologien oder Maßnahmen hat die Bundesregierung im Jahr 2011 beschlossen aus der Nutzung einer Technologie vollständig auszusteigen, der Kernenergie zur Stromproduktion. Derzeit wird ein Ausstieg aus der Nutzung von Braun- und Steinkohle zur Stromproduktion diskutiert, der vorrausichtlich bis zum Jahr 2038 erfolgt sein soll [Platzeck et al. 2019].

Im erneuerbare Energien Wärmegesetz [Deutscher Bundestag 2008] wird bei Neubauten ein gewisser Anteil erneuerbarer Energien oder bestimmte Ersatzmaßnahmen vorgeschrieben, um die CO_2 Emissionen im Wärmesektor langfristig zu senken. In Baden-Württemberg gilt dieses Gesetz auch schon für Bestandsgebäude, welche renoviert werden, langfristig soll dies auch auf Bundesebene umgesetzt werden.

Auch die Erhebung von Steuern ist eine Möglichkeit manchen Technologien Vorteile gegenüber anderen zu verschaffen. Die Energiesteuer [Deutscher Bundestag 2006], die auf Brennstoffe erhoben wird, sowohl fossile als auch erneuerbare, ist zum Beispiel für Benzin höher als für Diesel, für Kerosin im Flugverkehr werden keine Energiesteuern erhoben. Dadurch haben Kerosin und Diesel einen Wettbewerbsvorteil.

Der EU Emissionshandel ist ein Instrument der Klimapolitik auf Ebene der europäischen Union. Es wird jedes Jahr eine begrenzte Menge an Emissionszertifikaten ausgegeben, welche für jede produzierte Tonne CO_2 erworben werden müssen, welche von Energieerzeugungsanlagen mit einer Feuerungsleistung größer 20 MW oder energieintensiven Industrieanlagen emittiert wird. Durch den Handel der Zertifikate soll zunächst dort CO_2 eingespart werden, wo es zu den geringsten Kosten möglich ist. Die Menge an Zertifikaten wird Stück für Stück verringert, dadurch soll ihr Preis steigen und der Anreiz zur Einsparung von CO_2 wächst [Ellerman et al. 2007].

Die Länder haben in Deutschland nur begrenzte Möglichkeiten die Energiepolitik zu beeinflussen. Wesentlich ist zum einen das Planungsrecht, wodurch zum Beispiel der Mindestabstand von Windenergieanlagen zu Wohngebäuden und die Höhe der Windenergieanlagen festgelegt werden kann. Dadurch kann der Ausbau in einem Bundesland auch vollständig zum Erliegen gebracht werden. Auf der anderen Seite können über Flächennutzungspläne aber auch Vorrangflächen für erneuerbare Energien festgelegt werden und diese so gezielt gefördert werden.

2.6.2 Kommunale Ebene

Viele Kommunen haben heutzutage eigene Klimaschutzziele, die sich an den nationalen Zielen orientieren und versuchen den Anteil erneuerbarer Energien auf ihren Gemarkungen zu steigern. 2014 hatten sich zum Beispiel schon 120 Kommunen dazu bekannt ihre Energieversorgung bis 2050 zu 100 % auf erneuerbare Energien umzustellen. Damit haben sich diese Kommunen höhere Ziele für den Ausbau Erneuerbarer gesetzt als die Bundesregierung [Busch et al. 2014]. Die Energiewende in den Städten voranzutreiben hat viele Vorteile. Ein komplexer Transformationsprozess, der an vielen Orten durch kleine Maßnahmen vorangetrieben wird, ist resilienter, denn dadurch wird die Gefahr des Scheiterns einzelner Projekte auf kleinere Einheiten reduziert und es kann evaluiert werden, welche Maßnahmen in welchen Kontexten Wirkung zeigen können [Ostrom 2010]. Die Maßnahmen, die eine Wirkung erzielen konnten, können als Vorbild dienen und anschließend auch an anderer Stelle umgesetzt werden [Ohlhorst 2015].

Der Ausbau von erneuerbaren Energien ist dabei für Städte aus vielen Gründen attraktiv, in den Interviews mit Bürgermeistern, welche in [Busch et al. 2014] ausgewertet werden, spielt Klimaschutz sogar nur eine untergeordnete Rolle. Die regionale Wertschöpfung kann gesteigert werden und Orte können für Unternehmen wie auch für Touristen wieder interessanter werden [Busch et al. 2014; Ohlhorst 2015].

Dies kann die generelle Zufriedenheit in vor allem kleineren Gemeinden steigern und so die Akzeptanz für die Energiewende im Ganzen erhöhen [Busch et al. 2014].

Hierbei ist das Problem, dass die Städte selbst nur einen Teil der Transformation des Energiesystems direkt beeinflussen können, zum Beispiel durch die Ausrüstung der kommunalen Liegenschaften mit erneuerbaren Erzeugungstechnologien. Viele der Maßnahmen müssen jedoch durch andere Akteure umgesetzt werden. Das Erreichen der Klimaschutzziele kann also durch die Städte unterstützt, aber nur begrenzt selbst vorangetrieben werden. Verschiedene Möglichkeiten der Einflussnahme durch Städte und Landkreise wurden anhand der Auswertung von Klimaschutzkonzepten aus dem Programm Masterplan 100 % Klimaschutz analysiert. Die folgende Zusammenfassung beruht dabei, wenn nicht anders angegeben auf folgenden Quellen: [Stadt Frankfurt/Main 2015; Lkr Lippe 2017; Lkr Cochem-Zell 2017; Lkr Lüchow-Dannenberg 2017; Lkr Gießen 2017; Landeshauptstadt Magdeburg 2017].

Als wesentliches Mittel wird in allen Klimaschutzkonzepten auf die Kommunikation hingewiesen, die auf verschiedenen Ebenen stattfinden muss. Zum einen muss eine Kommunikation in der Stadt- oder Kreisverwaltung auch zwischen verschiedenen Ämtern stattfinden, damit gemeinsame Strategien erarbeitet werden können. Vor allem bei kleinen Gemeinden und in Landkreisen ist eine Kommunikation zwischen den Städten und Gemeinden wichtig, um Maßnahmen, die auf Stadt- oder Gemeindeebene entschieden werden, auch mit den Konzepten benachbarter Gemeinden in Einklang zu bringen. Dies ist auch im Sinne der optimalen Nutzung von Potentialen wichtig, denn einzelne Gemeinden können sich selten autark versorgen und der Austausch von Energie mit den Nachbargemeinden kann die Nutzung volatiler Energieerzeuger effizienter gestalten.

Neben der internen Abstimmung in den Städten und Gemeinden ist die Kommunikation mit den Akteuren in den Städten wichtig, also zum Beispiel den Haushalten, Industrie- und GHD Betrieben. Diese Akteure sollen viele der beschlossenen Maßnahmen umsetzen. Deswegen ist es wichtig, dass sie die benötigten Informationen einfach und aktuell erhalten, also welche Möglichkeiten zur Effizienzsteigerung, Sanierung und der Nutzung von erneuerbaren Technologien es für die verschiedenen Akteure gibt. Kommunikation hilft aber auch Hemmnisse abzubauen und die Akzeptanz für Maßnahmen zu erhöhen. Zusätzlich sollte Bildungsarbeit betrieben werden und bereits in Schulen kann im Unterricht und in speziellen Projektwochen zum Thema Klimaschutz aufgeklärt werden. Schüler wirken dann auch als Multiplikatoren in ihren Familien.

Kommunikation alleine wird jedoch nie genügen, um alle Akteure zu motivieren, auch Fördermechanismen müssen etabliert werden. Hier stehen Städte, Landkreise und Gemeinden vor der besonderen Herausforderung, dass viele Gesetze bezüglich Fördermaßnahmen und auch Flächennutzungen etc. auf Bundes- oder Länderebene entschieden werden und dadurch der Handlungsspielraum begrenzt ist. Zum einen besteht natürlich die Möglichkeit auf diese Ebenen zu kommunizieren, welche Regelungen durch die Städte und Gemeinden gewünscht werden. Es gibt aber auch Fördermechanismen, die direkt beschlossen werden können, um auch lokal Maßnahmen, die im Sinne des Klimaschutzes gewünscht sind, zu fördern. Es können zum Beispiel Effizienzfonds eingerichtet werden, in die Akteure einzahlen, die bestimmte Effizienzniveaus nicht einhalten, von dem Geld werden wiederum Klimaschutzmaßnahmen gefördert. Auch Heizungstäusche oder der Ausbau von Solarenergie kann in Leuchtturmprojekten gefördert werden, diese können dann einen Vorbildcharakter haben.

Die Zusammenarbeit mit den örtlichen Stadtwerken bietet ebenfalls vielfältige Möglichkeiten, zum Beispiel durch den Ausbau von Wärmenetzen und dem Festlegen von Wärmevorranggebieten, oder durch Bürgerwind- oder Solaranlagen, an denen sich die Bewohner beteiligen können. Dies ist vor allem auch für Personen interessant, die

keine eigenen Dachflächen zur Verfügung haben um Photovoltaik auszubauen. Zusätzlich besteht die Möglichkeit des Contractings für Personen, die zum Beispiel eine Investition in eine eigene Solaranlage scheuen. Die Anlage wird dann durch die Stadtwerke installiert und der Strom durch den Haushalt genutzt, dieser bezahlt eine monatliche Gebühr für die Nutzung der Anlage. Die Städte und Gemeinden sollten außerdem selber als gutes Vorbild vorangehen. Kommunale Liegenschaften sollten auf hohe Effizienzstandards saniert werden und mit erneuerbaren Energien ausgestattet werden. Diese Gebäude können als Vorbild und Anschauungsobjekt für die Akteure in den Städten fungieren.

3 Einflussfaktoren auf den Ausbau von PV und Heizungssystemen in Privathaushalten

In Kapitel 2.5 wurde darauf eingegangen, warum die Privatpersonen die Fokusgruppe dieser Arbeit sind. In diesem Kapitel werden die Ergebnisse einer umfangreichen Literaturrecherche vorgestellt, in der potentielle Einflussfaktoren auf die Kaufentscheidung oder den Besitz von Photovoltaikanlagen und Heizungssystemen analysiert wurden.

Bei professionellen Akteuren spielen zwar ebenfalls viele verschiedene Faktoren in die Investitionsentscheidung mit hinein, die Wirtschaftlichkeit der Investition ist aber meist der ausschlaggebende Faktor. Die Faktoren, die Privatpersonen bei ihrer Entscheidung für eine Photovoltaikanlage oder ein neues Heizungssystem beeinflussen, wurden in den letzten Jahren in vielen verschiedenen Studien untersucht und neben der Wirtschaftlichkeit konnten viele weitere Faktoren gefunden werden, die einen Einfluss auf die Entscheidung haben. Möglichst viele dieser Faktoren sollen in das Ausbaumodell integriert werden.

Die Einflussfaktoren können in vier Gruppen eingeteilt werden. Zuallererst gibt es technologiespezifische Faktoren, dann Faktoren, die sowohl von der Technologie als auch vom Investor abhängen (wie zum Beispiel wahrgenommene Eigenschaften), die dritte Gruppe sind rein personenspezifische Faktoren, die vierte Gruppe sind allgemeine Faktoren, wie Energiepreise oder der Einfluss der Medien. Auf einer zweiten Ebene lassen sich die Faktoren in die Gruppen ökonomische-, politische-, soziale- und technische Faktoren untergliedern.

Tab. 3.1 fasst alle möglichen Einflussfaktoren auf den Ausbau von Photovoltaik zusammen, in Tab. 3.2 sind die Einflussfaktoren auf den Ausbau der Heizungssysteme dargestellt. Die Darstellung unterscheidet dabei nicht, ob die Faktoren in einem Fragebogen erhoben wurden, oder in einem Modell genutzt werden. Auch ob in der Untersuchung ein Einfluss des Faktors nachgewiesen werden kann oder nicht wird in der Tabelle nicht unterschieden. Neben Studien, die die Einflussfaktoren auf die Investitionsentscheidung untersuchen, analysieren mehrere Quellen auch die Einflussfaktoren auf den Besitz der verschiedenen Technologien. Je nachdem wie diese Daten erhoben wurden, kann in diesem Fall nicht ausgeschlossen werden, dass die Investitionsentscheidung für eine bestimmte Technologie nicht durch den Haushalt selbst getroffen wurde, sondern durch eventuelle Vorbesitzer oder Vormieter der Wohnung oder des Gebäudes (siehe Kapitel 2.2.3.6). In den erläuternden Texten wird auf die wesentlichen Ergebnisse der Recherche für jeden Faktor eingegangen.

3.1 Einflussfaktoren bei Photovoltaik

Gruppe 1: Technologiespezifische Faktoren

Investitionskosten
Vor allem in der Vergangenheit, wo PV noch deutlich teurer war als heute, haben die Investitionskosten eine große Rolle bei der Entscheidung für oder gegen eine PV-Anlage gespielt (siehe z.B. [Faiers et al. 2006; Haas et al. 1999; Sauter et al. 2007]). Dies ist auch ein Grund, warum viele Länder keine Einspeisevergütung sondern eine Förderung auf die Investitionskosten etabliert haben [Hsu 2012]. Die Ergebnisse in [Islam 2014] zeigen, dass ökonomische Faktoren zu den wichtigsten Einflussgrößen auf die Entscheidung für oder gegen eine PV-Anlage gehören, dabei liegen die Investitionskosten und die Kosteneinsparungen aufgrund der Anlage etwa gleichauf. Für die Interviewpartner von [Palm et al. 2011] stellen die Investitionskosten das größte Hindernis bei der Anschaffung einer Photovoltaikanlage dar.

Einspeisevergütungen oder andere Förderungen
Als die solaren Stromgestehungskosten noch über den Strombezugskosten lagen, hat sich Photovoltaik in Deutschland überhaupt erst durch die Auszahlung der Einspeisevergütung gelohnt, diese war einer der größten Treiber des Ausbaus (siehe z.B. [Wand et al. 2011; Dollinger 2013; Wüstenhagen et al. 2006]). Entscheidend ist dabei auch die Sicherheit, die eine Einspeisevergütung bietet, dadurch, dass sie über mehrere Jahre garantiert ausgezahlt wird [Hsu 2012; Mitchell et al. 2006], in Deutschland zum Beispiel für 20 Jahre. Die Einspeisevergütung ist dabei wie auch die Investitionskosten ein direkter Einflussfaktor auf Amortisationszeit oder Net Present Value. In [Islam 2014] ist die Einspeisevergütung den Befragten weniger wichtig, als die Investitionskosten, die Befragung wurde in Kanada durchgeführt. Auch die Modellierungsergebnisse in Zhao et al. [2011] zeigen kein eindeutiges Ergebnis bei dem Vergleich der Wirksamkeit von Einspeisevergütung und Investitionskosten-Förderung auf den Ausbau von Photovoltaik durch Privathaushalte. Für ländliche Gebiete hat die Einspeisevergütung eine positive Wirkung auf die Installation von PV, für städtische Gebiete lässt sich der gleiche Effekt jedoch nicht nachweisen. Sarzynski et al. [2012] untersuchen die verschiedenen Formen von Förderungen von PV, die es in den USA gibt oder gegeben hat. Hier hat jeder Staat seine eigenen Förderschemata, die über Einspeisevergütung und Förderung auf Investitionskosten bis zu Steuererleichterungen reichen. Die Ergebnisse der Analysen zeigen, dass Förderungen auf Investitionskosten oder eingespeisten Strom sich positiv auf die Installation von PV auswirken, während sich dieser Effekt für die Steuererleichterungen nicht nachweisen lässt.

Effizienz
Die Effizienz wird in nur einer Studie als wichtiger Faktor für die Entscheidung genannt [Palm et al. 2011]. Die Vermutung ist, dass dieser Faktor für viele private Investoren zu abstrakt ist und sie sich eher an greifbareren Faktoren wie der jährlichen Stromausbeute oder der daraus folgenden Amortisationszeit orientieren.

Grad der Unabhängigkeit vom Stromversorger
Wird der Strom aus Photovoltaik selbst genutzt, kann die Abhängigkeit vom Energieversorger und somit den Strompreisen verringert werden, eine völlige Unabhängigkeit können jedoch die wenigsten mit ihrer Photovoltaikanlage erreichen. In [Jager 2006] wird nach der Wichtigkeit einer Unabhängigkeit vom Stromversorger gefragt, welche mit 2,49 von 5 Punkten auf einer Likert[3] Skala im mittleren Bereich liegt. In den Interviews, welche in [Palm et al. 2011] analysiert werden, wird die Installation zum einen als Protest gegen den Energieversorger verstanden, auch die gewonnene Unabhängigkeit vom Stromversorger wird erwähnt. Auch der mittels Regression ausgewertete Fragebogen in [Claudy et al. 2011] zeigt die Unabhängigkeit als signifikanten Faktor für die Installation einer PV-Anlage.

Reifegrad
Schon im Jahre 1999 wird PV als ausgereifte Technologie in [Haas et al. 1999] beschrieben, weswegen dieser Faktor wahrscheinlich in den meisten nachfolgenden Studien keine große Rolle spielt.

Ökonomische Bewertung der Investition
Bei einer Auszahlung der Einspeisevergütung über 20 Jahre, wie es in Deutschland der Fall ist, sind nur Investitionen lohnenswert deren Amortisationszeit kürzer als 20 Jahre

[3] Eine Likert Skala ist eine mehrstufige Rating Skala mittels der Befragte ihre Zustimmung oder Ablehnung zu einer wertenden Aussage ausdrücken können. Formulierungsbeispiel: Inwiefern stimmen sie folgender Aussage zu? (…) Bewerten sie diese auf einer Skala von 1 (sehr hohe Zustimmung) bis 5 (sehr niedrige Zustimmung)

ist, die meisten Investoren werden sogar deutlich kürzere Amortisationszeiten erwarten (siehe [Sauter et al. 2007; Faiers et al. 2006]). Neben der Amortisationszeit werden in den Studien auch noch der Net Present Value und die Internal Rate of Return als Bewertungsfaktoren verwendet. In [Alyousef et al. 2017; Islam 2014; Macal et al. 2014; Movilla et al. 2013; Palmer et al. 2015; Zhao et al. 2011] wird die Amortisationszeit als wichtiger Faktor genannt. Die Befragung in [Islam 2014] besagt jedoch, dass die Investitionskosten wichtiger für die Entscheider sind als die Amortisationszeit. Macal et al. [2014] nutzen neben der Amortisationszeit auch noch den Diskontierungsfaktor. Rai et al. [2012] fragen in ihrer Befragung welche Wirtschaftlichkeitsberechnung die Personen durchgeführt haben, um zu entscheiden, ob sie eine Photovoltaikanlage installieren oder nicht und eine große Mehrheit von 87,3 % hat die Amortisationszeit genutzt. Auf dem zweiten Platz liegt die Internal Rate of Return (36 %), während der Net Present Value auf dem dritten Platz liegt (11,8 %), Mehrfachantworten waren möglich. Immerhin 7,3 % der Befragten haben keine Wirtschaftlichkeitsrechnung durchgeführt. 40 % haben außerdem angegeben, diese Berechnungen selber durchzuführen. Die Autoren vermuten, dass aufgrund der Komplexität viele der Wirtschaftlichkeitsberechnungen nicht fehlerfrei durchgeführt wurden. Zhang et al. [2014] inkludieren den Net Present Value in ihrem Modell, begründen aber nicht näher warum sie diesen gegenüber der Amortisationszeit als Wirtschaftlichkeitsmaß vorziehen.

Regularien
[Palm et al. 2011] nennen als eine mögliche Barriere für die Installation Regularien, die eingehalten werden müssen. Diese Studie ist jedoch die einzige der untersuchten, die diesen Faktor nennt.

Gruppe 2: Investorspezifische technologiebezogene Faktoren

Sicherheit/Verlässlichkeit/Wartungsaufwand
In [Macal et al. 2014] wird die wahrgenommene Zuverlässigkeit von PV Systemen in das vorgestellte agentenbasierte Modell aufgenommen. Laut einer Umfrage werden PV Systeme nur von 39 % der Befragten als zuverlässig wahrgenommen. Die Auswertung der Umfrage in [Zhai et al. 2012] ergibt, dass der Aufwand für die Wartung von Personen ohne Photovoltaik deutlich höher eingeschätzt wird, als von Personen, die PV installiert haben, weshalb die Wartung einen möglichen Hinderungsgrund für die Investition darstellt. Bei der Durchsicht aller Studien ist auffällig, dass dieser Faktor jedoch vergleichsweise selten in den Modellen und Befragungen genutzt wird und auch eine geringere Rolle zu spielen scheint als bei Heizungssystemen (siehe 3.2).

Technik/Installation komplex
Eine weitere Barriere kann die Angst vor der komplexen Technik und der Installation sein, vor allem bei Personen, die sonst in ihrem Leben keine Berührungspunkte mit Technik haben [Palm et al. 2011; Claudy et al. 2011; Faiers et al. 2006].

Umweltbewusstsein
Neben den Kostenfaktoren sind Umweltfaktoren ein wichtiger Treiber bei der Installation von Photovoltaik Anlagen. Vor allem unter den frühen Investoren sind viele zu finden, die eine Photovoltaikanlage nicht aus ökonomischen Gründen installiert haben, sondern aufgrund ideeller Werte wie Umweltschutz und Bekämpfung des Klimawandels [Haas et al. 1999; Keirstead 2007]. Im Fragebogen in [Islam 2014] wird die Vermeidung von CO_2 deswegen auch als ein wichtiger Faktor für den Kauf einer PV-Anlage genannt. In [Palmer et al. 2015] wird ein agentenbasiertes Modell vorgestellt, in diesem ist der Umwelt-Nutzen der PV-Anlage über die gesparten CO_2 Emissionen gegenüber Strom aus dem Netz dargestellt. In vielen Studien werden jedoch nicht spezifisch die CO_2 Emissionen als Einflussfaktor genannt, sondern allgemein die positiven Auswirkungen auf die Umwelt. In der Studie von [Jager 2006] wird der Beitrag zum Umweltschutz als wichtigster Faktor bei der Entscheidung für ein PV System genannt, die Ergebnisse basieren auf einer Befragung von knapp 200 PV-

Anlagen-Besitzern. Auch die befragten Personen in [Keirstead 2007] zeigten ein signifikant höheres Bewusstsein für den Umweltschutz, den Klimawandel und generell Energie als der Durchschnitt der Bevölkerung. In [Palm et al. 2011] werden die Ergebnisse von 20 qualitativen Interviews mit Besitzern von PV oder Mikrowindanlagen evaluiert, auch hier wird die Sorge um die Umwelt als eines der Hauptmotive für die Investition in einen dieser Anlagentypen von den Befragten genannt. Die Befragten in [Rai et al. 2012] bewerten Umweltschutz, generelles Interesse an der Strombereitstellung und PV als eine gute Geldanlage als gleich wichtig. Weitere Quellen, die Umweltbewusstsein als den Hauptgrund für die Installation oder als einen der Hauptgründe nennen sind [Zhai et al. 2012; Rai et al. 2015; Robinson et al. 2015].

Aussehen, Image, Wertsteigerung des Hauses
Den befragten Haushalten in [Faiers et al. 2006], die noch keine Photovoltaik Anlage installiert haben, ist es wichtig, dass die Anlage das Aussehen des Hauses nicht zu sehr verändert und zusätzlich wertsteigernd bei einem Verkauf des Hauses wirkt. In [Korcaj et al. 2015] wird diskutiert inwiefern eine Photovoltaikanlage auch als Statussymbol dienen kann, da sie zumeist für jeden sichtbar auf dem Dach des Gebäudes installiert ist. In direkten Befragungen wird das Image von Haushalten als wenig wichtig eingestuft, jedoch wird in [Korcaj et al. 2015] vermutet, dass Personen nicht immer ehrlich sind bei der Beantwortung von Fragen zum sozialen Status und das Image in Wirklichkeit deutlich wichtiger ist, als zugegeben.

Unsicherheit/Risiko
Masini et al. [2013] legen in ihren Untersuchungen dar, dass die Bewertung von Unsicherheiten einen starken Einfluss auf die Investitionsentscheidungen haben kann. Werden die Randbedingungen, wie der politische Rahmen, aber auch die technologischen Aspekte als unsicher wahrgenommen, dann wirkt sich das negativ auf den Ausbau dieser Technologie aus (siehe auch [Barradale 2010]). Dies gilt laut [Mitchell et al. 2006] insbesondere für Investoren mit einem begrenzten Portfolio, da sie nicht zwischen verschiedenen Investitionsprojekten ausgleichen können. Dies trifft zum Beispiel auf private Investoren zu, die normalerweise nur in eine einzige Technologie investieren. In [Mitchell et al. 2006] wird dargelegt, dass die deutsche Einspeisevergütung eine sehr gute Risikoreduktion für Investoren ist, denn zum einem wird die Einspeisevergütung über den Zeitraum von 20 Jahren gezahlt, so dass es kein Kostenrisiko gibt. Zum zweiten herrscht ein Abnahmezwang durch den Energieversorger für den erzeugten Strom. So besteht auch kein sogenanntes Mengenrisiko, also die Gefahr, dass der erzeugte Strom nicht verkauft werden kann, wenn andere Anlagen ihn günstiger liefern können. Im Vergleich dazu wird dargelegt, dass das britische Vergütungssystem die Risiken für private Investoren nicht ausreichend minimiert.

Art der Informationsbeschaffung/Vorwissen
Die Art der Informationsbeschaffung wird in mehreren untersuchten Studien analysiert. Diese umfasst zwei Aspekte: die Wichtigkeit die gewünschten Informationen einfach zu erhalten und die genutzten Informationsquellen. Jager [2006] legt dar, dass vor allem bei Entscheidungen, die eventuell sogar nur einmal im Leben getroffen werden, Personen bereit sind viel Aufwand in den Entscheidungsvorgang zu stecken und dies geht einher mit einer umfangreichen Informationsbeschaffung (siehe auch [Haas et al. 1999]). Mögliche Informationsquellen sind zum einen Personen aus dem direkten Umfeld wie Nachbarn, Arbeitskollegen oder Freunde, deren Einfluss jedoch meistens als Peer Effect (siehe nächster Abschnitt) eingeordnet wird. Sowie das Internet, Installateure oder der örtliche Energieversorger [Rai et al. 2016].

Peer Effects
Als Peer Effect wird die Beeinflussung einer Person bei ihrer Entscheidung durch andere Personen aus ihrer Peer Group, also einer Gruppe von Personen mit gleichen Interessen und ähnlichen demographischen Merkmalen, beschrieben. Neben den beiden bereits beschriebenen Faktoren Umweltbewusstsein und ob Photovoltaik eine wirtschaftliche

Investition ist, werden Peer Effects als einer der drei wichtigsten Faktoren in der Literatur genannt. Dementsprechend viele Untersuchungen können inzwischen zu diesem Faktor gefunden werden. Hierbei wurde zum Beispiel untersucht in welchem Umkreis der Effekt überhaupt wirkt, wobei die Ergebnisse von unter 1 km [Rode et al. 2016] bis zu 4 km reichen [Graziano et al. 2015]. In [Bollinger et al. 2012; Kwan 2012; Busic-Sontic et al. 2018] wird der Peer Effect auf aggregierter Ebene über eine Auswertung von Installationsraten in verschiedenen Postleitzahlgebieten untersucht. Durch den Vergleich von Gebieten, die ähnliche Voraussetzungen haben (z.B. Einstrahlung, demographische Faktoren), lässt sich feststellen, dass sich auch in diesen Gebieten die Installationszahlen stark unterscheiden können, dies wird auf den Peer Effect zurückgeführt. Andere Wissenschaftler knüpfen den Peer Effect nicht nur an das geographische Umfeld sondern nutzen zum Beispiel Theorien wie das Small World Network, welche beschreiben mit wie vielen „Peers" Personen sich normalerweise austauschen. Diese müssen dabei nicht in geographischer Nähe sein, sondern können auch Freunde oder Arbeitskollegen sein [Palmer et al. 2015; Masini et al. 2013; Rai et al. 2015].

Interessiert an Technik/Innovationen
Schelly [2014] merkt an, dass der Faktor der Technikbegeisterung häufig bei der Untersuchung der Einflussfaktoren bei der Entscheidung für PV vergessen wird. Die in der Studie geführten Interviews bestätigen, dass dies für immerhin 34 von 48 Befragten einer der Gründe war eine PV-Anlage anzuschaffen. Auch in den Untersuchungen von [Rai et al. 2016] und von [Haas et al. 1999] werden diese Faktoren als mit entscheidend für den Kauf genannt. Interessant ist hier, dass die eine Studie aus der Anfangszeit der Photovoltaik von 1999 ist, zu der Innovatoren in diese Anlagen investiert haben [Haas et al. 1999]. Die andere Studie ist von 2016 und somit aus einer Zeit wo Photovoltaik eine etablierte Technologie ist [Rai et al. 2016].

Einzelnennungen von Faktoren in Gruppe 2
Die oben beschriebenen Faktoren werden alle in mindestens drei Studien genannt, als letztes soll noch kurz auf drei Faktoren eingegangen werden, die jeweils nur in einer Quelle genannt werden. Der erste davon ist der Beweis gegenüber anderen, dass die Technologie funktioniert. Dieser wird in [Haas et al. 1999] genannt, einer Studie aus der Anfangszeit der Photovoltaik, wo diese Technologie noch unbekannter war. Heutzutage ist Photovoltaik eine etablierte Technologie, weswegen dieser Faktor in neueren Studien nicht mehr zur Erklärung der Investition genutzt wird. Der zweite Faktor ist der Wunsch ein positives Beispiel für Andere zu sein [Palm et al. 2011]. Während in den meisten Studien der Einfluss durch andere als positiv bei der Investitionsentscheidung genannt wird, gibt es auch Personen die aktiv diesen Effekt herbeiführen und positiv auf andere wirken möchten. Der dritte Faktor ist Verantwortung für folgende Generationen übernehmen, der in [Haas et al. 1999] genannt wird, und im erweiterten Sinne dem Umweltbewusstsein zugeordnet werden kann.

Gruppe 3: Technologieunabhängige investorspezifische Faktoren

Regionale Charakteristika
Mehrere Studien merken an, dass die Verbreitung von Photovoltaik im ländlichen Raum größer ist als im städtischen Raum [Haas et al. 1999; Claudy et al. 2011; Graziano et al. 2015; Kwan 2012]. Dieses Phänomen lässt sich unter anderem auf mehrere der anderen investorspezifischen Faktoren zurückführen. Zum einen gibt es mehr Einfamilienhäuser, die sich für die Installation eignen und auch mehr Gebäudebesitzer als im städtischen Raum. Zusätzlich ist seltener Verschattung anzutreffen, da die Besiedelung dünner ist.

Charakteristika Gebäude
Neben der regionalen Lage spielt auch die Art des Gebäudes eine Rolle, dieses muss für die Installation von Photovoltaik geeignet sein. Hier ist vor allem die Ausrichtung und

Neigung sowie die Größe des Daches zu nennen und auch evtl. Verschattungen beeinflussen den Ertrag, der erzielt werden kann [Palm et al. 2011; Claudy et al. 2011; Rai et al. 2012]. Erstaunlich wenige Studien beziehen die Charakteristika der Gebäude in ihre Untersuchungen mit ein, das Gebäudealter als Einflussfaktor wird nur in einer Quelle genannt [Claudy et al. 2011].

Zusammensetzung der Familie
Die Zusammensetzung [Haas et al. 1999] oder die Größe [Claudy et al. 2011] des Haushaltes werden ebenfalls als Einflussfaktoren in der Literatur genannt. In [Haas et al. 1999] haben zum Beispiel ein großer Teil der befragten Investoren eine Familie.

Einkommen
Vor allem zu Beginn der Verbreitung von Photovoltaik, als die Anlagen noch deutlich teurer waren als heutzutage, sind diese vor allem von Personen mit einem höheren Einkommen installiert worden [Haas et al. 1999; Long 1993]. Aber auch in neueren Studien wird dieser Einflussfaktor noch genannt, denn immer noch ist eine Photovoltaikanlage mit einer hohen Anfangsinvestition verbunden [Rai et al. 2016; Kwan 2012].

Bildungsniveau
Das Bildungsniveau wird ebenfalls in vielen Studien als Einflussfaktor genannt [Haas et al. 1999; Rai et al. 2012; Islam 2014, 2014; Keirstead 2007]. Dabei haben Photovoltaik Besitzer im Allgemeinen ein höheres Bildungsniveau als Personen, die keine PV-Anlage besitzen.

Alter
Beim Faktor Alter sind die Ergebnisse der Studien unterschiedlich. Manche Studien stellen einen Zusammenhang zwischen Haushalten, die gerade in die Rente eintreten, her und der zusätzlich gewonnenen Zeit, die in die Installation einer Photovoltaikanlage investiert wird [Rai et al. 2016]. Andere Studien wiederum stellen fest, dass die Installationen von Personen im mittleren Alter am höchsten sind und bei jungen und alten Personen abnehmen [Jager 2006; Kwan 2012]. In manchen Studien kann auch kein signifikanter Einfluss des Alters festgestellt werden [Claudy et al. 2011].

Mieter oder Eigentümer
Ein sehr großer Teil der PV Investoren sind die Eigentümer des von ihnen bewohnten Gebäudes [Keirstead 2007; Claudy et al. 2011; Graziano et al. 2015]. Viele Studien beschränken ihre Befragung oder ihr Modell auch schon im Vorhinein auf diese Gruppe.

Planen von Renovierungsarbeiten
In einer Quelle wird darauf eingegangen, dass die Installation einer Photovoltaikanlage zusammengelegt werden kann mit weiteren Renovierungsarbeiten am Haus [Rai et al. 2016]. Dieser Faktor wird in keiner anderen Quelle näher untersucht.

Gruppe 4: Allgemeine Faktoren

Energiepreise
Der Einfluss von Energiepreisen wird in mehreren Studien genannt [Islam 2014; Jäger-Waldau 2007; Rai et al. 2016] und beeinflusst auch die Wirtschaftlichkeit einer PV-Anlage, falls Strom aus der PV-Anlage selbst genutzt wird und somit aus dem Netz bezogener Strom substituiert wird.

Medienpräsenz
In einer Studie wird eine generelle Medienpräsenz von Photovoltaik als Faktor genannt [Rai et al. 2016], ein Faktor, der verknüpft ist mit der Informationsbeschaffung. Die Informationsbeschaffung ist jedoch eine aktive Handlung, während die reine Medienpräsenz nichts über den Konsum der Informationen aussagt. Werbung wird als

Medium genannt, welches ursprünglich auf PV aufmerksam gemacht hat. Laut [Gatignon et al. 1985] ist die Adoptionswahrscheinlichkeit erhöht, wenn Individuen Massenmedien nutzen, dieser Zusammenhang wurde jedoch allgemein für die Adoption neuer Produkte gefunden und nicht speziell für Photovoltaik. In [Kiesling et al. 2012] wird dargelegt, dass die Bedeutung von Marketing in agentenbasierten Modellen bis jetzt nicht genügend Beachtung fand.

Tab. 3.1: Einflussfaktoren auf Investitionsentscheidungen für Photovoltaik bei Privatpersonen, Zusammenfassung der aktuellen Literatur

	Faktor	Quelle
Gruppe 1: Technologiespezifische Faktoren		
Ökonomisch	Investitions-Kosten	[Islam 2014], [Palm et al. 2011], [Sauter et al. 2007], [Alyousef et al. 2017], [Faiers et al. 2006], [Haas et al. 1999], [Hsu 2012]
Ökonomisch Politisch	Einspeisever-gütung und andere Vergütungen	[Islam 2014], [Guidolin et al. 2010], [Wüstenhagen et al. 2006], [Wand et al. 2011], [Sarzynski et al. 2012], [Hsu 2012], [Dollinger 2013], [Guidolin et al. 2010], [Haas et al. 1999], [Jager 2006], [Mitchell et al. 2006], [Graziano et al. 2015], [Faiers et al. 2006], [Zhao et al. 2011], [Kwan 2012]
Technisch	Effizienz	[Palm et al. 2011]
Technisch Politisch	Unabhängigkeit vom Energieversorger	[Jager 2006], [Palm et al. 2011], [Rai et al. 2012], [Claudy et al. 2011], [Rai et al. 2016], [Korcaj et al. 2015], [Haas et al. 1999], [Islam 2014]
Technisch	Reifegrad der Technologie	[Haas et al. 1999]
Ökonomisch	Wirtschaftlichkeit (Amortisations-zeit/Net Present Value etc.)	[Islam 2014], [Alyousef et al. 2017], [Macal et al. 2014], [Palmer et al. 2015], [Rai et al. 2012], [Sauter et al. 2007], [Zhang et al. 2014], [Haas et al. 1999], [Palm et al. 2011], [Zhai et al. 2012], [Rai et al. 2016], [Rai et al. 2012], [Schelly 2014], [Korcaj et al. 2015], [Rai et al. 2015], [Faiers et al. 2006] , [Movilla et al. 2013], [Zhao et al. 2011]
Politisch	Regularien	[Palm et al. 2011]
Gruppe 2: Investorspezifische technologiebezogene Faktoren		
Technisch	Verlässlichkeit, Sicherheit, Wartungs-aufwand (auch wahrgenommen)	[Macal et al. 2014], [Zhai et al. 2012], [Haas et al. 1999], [Faiers et al. 2006]
Technisch	Technik, Installation (Komplex)	[Palm et al. 2011], [Claudy et al. 2011], [Faiers et al. 2006]
Sozial Technisch	Umweltfreund-lichkeit der Technologie und Interesse an Umwelt	[Rai et al. 2012], [Rai et al. 2015], [Haas et al. 1999], [Jager 2006], [Keirstead 2007], [Palm et al. 2011], [Zhai et al. 2012], [Claudy et al. 2011], [Rai et al. 2016], [Schelly 2014], [Korcaj et al. 2015], [Palmer et al. 2015], [Rai et al. 2015], [Islam 2014], [Robinson et al. 2015]
Sozial	Aussehen/Image und Wertsteigerung des Hauses	[Jager 2006], [Korcaj et al. 2015], [Faiers et al. 2006]

Sozial Politisch Ökonomisch Technisch	Unsicherheit/ Risiko	[Barradale 2010], [Masini et al. 2013], [Mitchell et al. 2006], [Claudy et al. 2011], [Fuss et al. 2012], [Korcaj et al. 2015]
Sozial	Art der Informations-beschaffung, Vorwissen	[Haas et al. 1999], [Jager 2006], [Nelson 1970], [Rai et al. 2016],
Sozial	Peer Effects, Beeinflussung durch andere	[Bollinger et al. 2012], [Islam 2014], [Jager 2006], [Stern 1992], [Palm et al. 2011], [Rai et al. 2016], [Rai et al. 2012], [Rode et al. 2016], [Graziano et al. 2015], [Palmer et al. 2015], [Busic-Sontic et al. 2018], [Masini et al. 2013], [Rai et al. 2015], [Kwan 2012]
Technisch	Interessiert an Technik/ Innovationen	[Haas et al. 1999], [Rai et al. 2016], [Rai et al. 2012], [Schelly 2014]
Technisch Sozial	Zeigen, dass Technologie funktioniert	[Haas et al. 1999]
Sozial	Positives Beispiel sein	[Palm et al. 2011]
Sozial	Verantwortung für die nächste Generation	[Haas et al. 1999]
Gruppe 3: Technologieunabhängige investorspezifische Faktoren		
Technisch Sozial	Regionale Charakteristika	[Haas et al. 1999], [Claudy et al. 2011], [Graziano et al. 2015], [Kwan 2012]
Technisch Sozial	Charakteristika des Gebäudes	[Palm et al. 2011], [Claudy et al. 2011], [Rai et al. 2012], [Kwan 2012]
Sozial	Größe und Zusammen-setzung der Familie	[Haas et al. 1999], [Claudy et al. 2011]
Ökonomisch	Einkommen	[Haas et al. 1999], [Islam 2014], [Long 1993], [Jager 2006], [Keirstead 2007], [Rai et al. 2016], [Rai et al. 2012], [Palmer et al. 2015], [Kwan 2012]
Sozial	Bildungsniveau	[Haas et al. 1999], [Islam 2014], [Jager 2006], [Keirstead 2007], [Claudy et al. 2011], [Rai et al. 2016], [Rai et al. 2012], [Kwan 2012]
Sozial	Alter	[Islam 2014], [Jager 2006], [Keirstead 2007], [Claudy et al. 2011], [Rai et al. 2016], [Kwan 2012]
Sozial	Eigentums-verhältnisse für die Wohnung/das Haus	[Keirstead 2007], [Claudy et al. 2011], [Graziano et al. 2015]
Technisch	Planen von Renovierungs-arbeiten	[Rai et al. 2016]
Gruppe 4: Allgemeine Faktoren		
Ökonomisch	Energiepreise	[Islam 2014] , [Long 1993], [Jäger-Waldau 2007], [Rai et al. 2016], [Kwan 2012]
Sozial Politisch	Medienpräsenz	[Rai et al. 2016], [Gatignon et al. 1985], [Kiesling et al. 2012]

Quellen, des gleichen Autors, die auch die gleichen Studienergebnisse besprechen und deswegen nicht mehrmals in der Tabelle genannt werden:
Islam: [Islam 2014] und [Islam et al. 2013]

3.2 Einflussfaktoren bei Heizungssystemen

Gruppe 1: Technologiespezifische Faktoren

Investitionskosten
Mahapatra et al. [2008b] analysieren in ihrer Fragebogenauswertung die Wichtigkeit verschiedener ökonomischer Bewertungskriterien. Die jährlichen Kosten und die Investitionskosten sind bei Heizungssystemen die beiden wichtigsten Einflussfaktoren auf die Entscheidung, beide sind dabei als gleich wichtig für die Entscheider zu bewerten. In der Auswertung des Fragebogens in [Michelsen et al. 2012] sind Investitionskosten für manche Technologien ein signifikanter Einflussfaktor, für manche nicht, so ist es auch mit anderen untersuchten Kostenarten wie jährlichen Kosten. Die Schlussfolgerung der Autoren ist, dass verschiedene Entscheider verschiedene Kosten zur Bewertung heranziehen und ihnen manche Kosten vorher gar nicht bewusst sind. Im Modell von [Rouvinen et al. 2013] sind die Investitionskosten für alle Heizungssysteme ein signifikanter Einflussfaktor. Die Ergebnisse in [Achtnicht 2011] besagen, dass Haushalte in Ostdeutschland mehr durch hohe Investitionskosten beeinflusst werden als Haushalte in Westdeutschland, dies wird auf das unterschiedliche Einkommensniveau zurückgeführt. In [Karytsas et al. 2014] geben fast 80 % der Befragten an, dass die Investitionskosten sie viel oder sogar sehr viel bei ihrer Entscheidung beeinflusst haben. In [Caird et al. 2010] geben 86 % der Befragten an, die kein innovatives Heizsystem erworben haben, dass die hohen Investitionskosten eine Barriere für sie bei der Entscheidung waren. In [Claudy et al. 2011] wird die „Willingness to Pay“[4] für verschiedene Technologien berechnet, das Ergebnis ist, dass alle untersuchten Technologien, unter ihnen auch Pelletkessel und Solarthermie, höhere Kapitalkosten haben, als die Befragten bereit sind zu zahlen.

Amortisationszeit
In [HS Lausitz 2010] werden 15 Jahre als absolute Obergrenze für die Amortisationszeit bei der energetischen Gebäudesanierung genannt, in [BMVBS 2007] sind es drei Prozent der Befragten, die Amortisationszeiten über 12 Jahren akzeptieren würden. Auf Basis dieser Ergebnisse wird die Amortisationszeit in [Achtnicht 2011] als erklärende Variable für die Investition in Gebäudesanierung und Heizungssystemen eingesetzt und als signifikanter Faktor im Modell bestimmt. In [Michelsen et al. 2013] wird der Einfluss der Amortisationszeit mit einer mittleren Wichtigkeit durch die Befragten bewertet, die Brennstoffkosten und die Investitionskosten werden als wichtiger angesehen. In [Decker 2010] ist die Amortisationszeit den Befragten zwar geringfügig wichtiger als die Investitionskosten, Brennstoffkosten werden jedoch als noch als wichtiger von den Befragten eingestuft. In [Caird et al. 2010] werden zu lange aber auch unsichere Amortisationszeiten als zweit häufigste Barriere für den Kauf eines innovativen Heizungssystems angegeben, auf dem ersten Platz liegen die Investitionskosten. [Bjørnstad 2012] erwähnt, dass die meisten Investoren jedoch gar nicht in der Lage sind den Return on Investment richtig abzuschätzen, denn er ist von zu vielen Faktoren abhängig, die ein Laie gar nicht überblicken kann.

[4] Auf Deutsch: Zahlungsbereitschaft. Diese Zahlungsbereitschaft beschreibt den maximalen Preis, den eine Person bereit ist für ein bestimmtes Gut zu bezahlen

Jährliche Kosten
Da die meisten Heizungssysteme Brennstoffe benötigen sind neben den Anschaffungskosten die Betriebskosten ein wichtiger Einflussfaktor. In den Studien werden dabei sowohl die aktuellen berechneten Brennstoffkosten genannt, als auch die Erwartung an die zukünftige Entwicklung, die natürlich auch der subjektiven Wahrnehmung der befragten Personen unterliegt und deswegen weiter unten aufgeführt wird. Ob nun die Investitionskosten oder die jährlichen Kosten einen höheren Einfluss auf die Entscheidung haben, darin ist sich die Literatur uneinig (siehe auch den Punkt Investitionskosten). Rouvinen et al. [2013] stellen durch ihre Befragung fest dass die jährlichen Kosten für alle Heizungssysteme signifikant für die Entscheidung sind. Bei [Mahapatra et al. 2008b] ist es der wichtigste Faktor der zehn abgefragten Faktoren. In [Lillemo et al. 2013] wird die Wichtigkeit der Faktoren in Abhängigkeit des installierten Heizungssystems untersucht. Für Investoren in Wärmepumpen war der Beweggrund die Heizkosten zur verringern signifikant wichtig, für Investoren in Stromheizungen und Biomasseheizungen jedoch nicht. In [Michelsen et al. 2012] wird abgefragt, welche Kosten die Personen in ihren Entscheidungsprozess mit einbeziehen und das Ergebnis ist, dass die meisten bei ihrer Entscheidung nicht alle Kostenarten in Betracht ziehen, sondern nur einige. Die wenigsten betrachten die Betriebs- und Wartungskosten, fast alle jedoch die Investitionskosten. Die Befragten in [Karytsas et al. 2014] bewerten die Betriebskosten wichtiger als die Investitionskosten, mit fast 90 % Zustimmung.

Allgemein Kosten
In manchen Studien wird nicht nach verschiedenen Kostenarten unterschieden, sondern sie nennen nur allgemein die Kosten der verschiedenen Heizungssysteme als Faktor. Ein Beispiel ist [Woersdorfer et al. 2011], in einem Fragebogen wurde nach den Motiven für die Installation einer Solarthermieanlage gefragt, finanzielle Gründe liegen nach Umweltgründen auf Platz 2. Auch in [Sopha et al. 2011c] wird im Fragebogen abgefragt, ob die Gesamtkosten von Pelletkesseln als akzeptabel eingestuft werden.

Förderung
Im Vergleich zu Photovoltaik sind die Förderungen im Wärmebereich in Deutschland als gering einzustufen (siehe Kapitel 4.2.2.3), was bestimmt auch ein Grund ist, warum ihr Einfluss in den meisten Studien für Deutschland als nicht so hoch bewertet wird. Dazu passend können Michelsen et al. [2012] auch keinen eindeutigen Einfluss der Bafa Förderung in ihrer Auswertung nachweisen. Während die Ergebnisse eines Discrete Choice Modells auf Basis einer Befragung für Holzpellets einen signifikanten Einfluss der Förderung zeigen, ist dieser für Wärmepumpen nicht nachzuweisen. Aber auch Studien aus anderen Ländern zeigen ein ähnliches Bild, wie zum Beispiel Bjørnstad [2012] für Norwegen. Auch die Ergebnisse einer Befragung von [Nyrud et al. 2008] bestätigen die Ambivalenz der Wirkungen von Förderungen bei Heizungsanlagen. Auf die Frage ob die erhaltenen Förderungen beim Kauf eines Pelletofens eine wichtige Rolle gespielt haben, antwortete die Hälfte, dass sie wenn nur eine geringe Rolle gespielt haben, 15 % jedoch, dass sie sich den Kessel ohne die Förderung nicht gekauft hätten. Die Befragung wurde in Oslo durchgeführt. Bei der Wichtigkeit verschiedener Faktoren bei der Installation eines neuen Heizungssystems in [Karytsas et al. 2014] liegen Förderungen auf Platz 16 von 27 abgefragten Faktoren und somit im mittleren Bereich. In [Caird et al. 2010] geben 60 % der Befragten an, dass die vorhandene Förderung zu niedrig ist und dies eine der Barrieren war, warum keine innovative Heizungstechnologie installiert wurde.

CO_2 Emissionen
Niedrige Treibhausgasemissionen der Technologie werden in [Mahapatra et al. 2008b] als ein Einflussfaktor im Fragebogen abgefragt, liegen allerdings auf dem vorletzten Platz aller abgefragten Faktoren. Auch bei [Lillemo et al. 2013] ist die Reduktion von Treibhausgasemissionen zwar einer der genannten Gründe für die Installation eines neuen Heizungssystems, aber auch hier werden andere Gründe wie die Kostenreduktion oder die Verbesserung die Innenraumluftqualität deutlich häufiger

genannt. In [Rouvinen et al. 2013] sind die CO_2 Emissionen der verschiedenen Heizungssysteme für alle Technologien signifikant im Modell außer für Fernwärme und Ölheizungen. Bei Fernwärme sind die CO_2 Emissionen wahrscheinlich deutlich abstrakter für den Nutzer, da die Wärmebereitstellung nicht im eigenen Gebäude stattfindet und der Nutzer im Zweifel nicht einmal weiß, durch welche Anlagen die Wärme bereitgestellt wird. Ölkessel haben eine vergleichsweise schlechte CO_2 Bilanz, so dass es Nutzern dieser Technologie evtl. auch nicht so wichtig ist CO_2 einzusparen. Das Ergebnis in [Caird et al. 2010] steht im Widerspruch zu den Ergebnissen der Studien von [Mahapatra et al. 2008b] und [Lillemo et al. 2013], denn in [Caird et al. 2010] liegt die Verminderung des CO_2 Ausstoßes auf dem ersten Platz bei den Gründen für ein innovatives Heizungssystem, allerdings wurden hier auch ausschließlich Personen befragt, die solch ein System bereits besitzen. In [Mahapatra et al. 2008b] und [Lillemo et al. 2013] werden zufällig ausgewählte Personen aus der Bevölkerung gefragt, die jedes zur Verfügung stehende Heizungssystem besitzen können. Es sei noch auf den Faktor Umweltfreundlichkeit verwiesen, der weiter unten diskutiert wird.

Effizienz/jährliche Energieeinsparung
Vergleicht man alleinig die Anzahl der Nutzungen von monetären Faktoren und dem Faktor der Energieeinsparung in den Quellen, so fällt auf, dass die monetären Faktoren klar überwiegen, viele Personen wissen wahrscheinlich wieviel sie für Energie monatlich bezahlen aber die wenigsten können auch sagen welchen Heizwärmebedarf sie haben. Dieser Faktor ist häufig zu abstrakt, so dass er nur in wenigen Studien genutzt wird. Nichtsdestotrotz hat der Faktor im Fragebogen in [Michelsen et al. 2012] eine hohe Zustimmung bei der Wichtigkeit und ist auch im Modell für alle Heizungsarten signifikant. Auch in [Karytsas et al. 2014] erfährt dieser Faktor eine hohe Zustimmung bei der Befragung, in [Kastner et al. 2016] ist die jährliche Energieeinsparung im Discrete Choice Modell der Faktor mit dem größten positiven Einfluss.

Gruppe 2: Investorspezifische technologiebezogene Faktoren

Komfort
Komfort ist ein Überbegriff, der in den untersuchten Studien teilweise als Faktor direkt genutzt wird, teilweise aber auch durch mehrere andere Faktoren repräsentiert wird. Hier ist die Innenraumluftqualität oder die Einfachheit der Bedienung zu nennen. In den hier beschriebenen Studien wird Komfort direkt als Begriff genannt, die anderen Studien werden näher bei den jeweiligen Faktoren beschrieben. Michelsen et al. [2012] zeigen bei der Auswertung ihrer Befragung, dass der Komfort eines Heizungssystems eine wichtige Rolle bei der Investitionsentscheidung spielt, der Faktor ist signifikant für alle Heizungssysteme. Gaskessel plus Solarthermie und Wärmepumpe beeinflussen dabei die Wahrscheinlichkeit positiv, während Holzkessel und Solarthermie plus Öl diese negativ beeinflussen. Die Autoren schlussfolgern, dass die Einfachheit der Bedienung der ausschlaggebende Punkt ist. Auf Basis des gleichen Fragebogens wird in [Michelsen et al. 2013] außerdem evaluiert, dass Komfort für Haushalte wohnhaft in Gebäuden neueren Baualters wichtiger ist als in älteren Gebäuden. In [Nyrud et al. 2008] werden Besitzer von Pelletkesseln über ihre Zufriedenheit mit der Technologie befragt, und ob sie diese erneut erwerben würden. Auf diese Zufriedenheit hat der Komfort durch die Nutzung der Technologie einen großen Einfluss. In [Jaccard et al. 2006] wird als ein Faktor abgefragt wie wichtig es ist, dass die Technologie das Haus in einer kurzen Zeit auf die gewünschte Temperatur aufheizen kann, der Parameter ist jedoch nicht signifikant im Modell, scheint für die Befragten also keine große Auswirkung auf die Entscheidung zu haben.

Sicherheit/Verlässlichkeit/Wartungsaufwand/Bedienungsaufwand
Ein Aspekt von Komfort ist auch wie verlässlich das Heizungssystem ist und wieviel Wartung es erfordert. Die Wichtigkeit eines wartungsarmen Systems wird bei [Michelsen et al. 2013] abgefragt. Auf einer Likert Skala von 1-5 wird ein Wert von 3,23 erzielt und der Faktor wird somit als eher wichtig gesehen. Ähnliche Ergebnisse erzielen die Befragungen von [Sopha et al. 2011c] und [Mahapatra et al. 2008b]. In

[Lillemo et al. 2013] wird abgefragt, welche Gründe ausschlaggebend für den Austausch des Heizungssystems waren, auch hier liegt der Wartungsaufwand im Mittelfeld mit 30 % Zustimmung auf Rang 5 von 9. Zusammenfassend kann der Parameter als wichtig, jedoch nicht als ausschlaggebend für die Wahl des Heizungssystems bezeichnet werden. Dies bestätigen auch die Ergebnisse von [Claudy et al. 2011], die besagen, dass die wahrgenommene Komplexität der Technologie die berechnete „Willingness to Pay" nicht beeinflusst. In [Rouvinen et al. 2013] war die Verlässlichkeit kein Teil der eigentlichen Befragung wurde aber am häufigsten im Freitext als wichtigstes Attribut, welches in der Befragung fehlt, genannt. Neben dem Wartungsaufwand ist auch der Bedienungsaufwand ein wichtiger Faktor, in [Madlener et al. 2005] wird dieser von den Befragten bei Holzkesseln höher eingeschätzt, als bei Gas- und Ölkesseln. In [Nyrud et al. 2008] werden Personen befragt, die bereits Holzkessel besitzen, bei diesen wirkt es sich negativ auf die Zufriedenheit aus, wenn das Gefühl besteht zu viel Zeit mit dem Heizen zu verbringen, es gibt aber auch Befragte, denen das Hantieren mit dem Feuerholz Freude bringt und die diesen Punkt nicht als negativ empfinden. In [Lillemo et al. 2013] wird der Holzkessel auch als die zeitaufwendigste Technologie wahrgenommen mit 3,81- 4,17 je nach Technologie auf einer 7 Punkte Likert Skala, die anderen beiden Technologien (Elektroheizung, Wärmepumpe) liegen deutlich darunter mit Werten zwischen 1,3-1,6. In [Mahapatra et al. 2008b] wird die Relevanz eines hohen Automatisierungsgrades des Systems im Vergleich zu den anderen abgefragten Faktoren als durchschnittlich eingestuft, für Besitzer von Holzheizungen, ist der Faktor dabei deutlich weniger wichtig als für die Besitzer aller anderen Heizungssysteme. Im Vergleich der Studien lassen sich hier gleiche Tendenzen herauslesen, Besitzer von Holzkesseln ist der Mehraufwand bewusst und für sie entweder weniger wichtig oder sogar ein bewusste Entscheidung, da sie gerne mit Holz heizen und ihnen der Umgang mit dem Brennstoff Freude bereitet. Personen, denen eine hohe Automatisierung des Heizens wichtig ist, entscheiden sich nicht für einen Holzkessel.

Unabhängigkeit Energieversorger/Rohstoffversorgung

In [Mahapatra et al. 2008b] liegt die Wichtigkeit der sicheren Brennstoffversorgung auf einem mittleren Rang. Am höchsten wurde sie von Besitzern von Wärmepumpen bewertet, die Strom als Brennstoff nutzen, am wenigsten wichtig ist die sichere Brennstoffversorgung für Personen mit Pelletheizung. Dafür ist in [Claudy et al. 2011] den Besitzern von Pelletheizungen die Unabhängigkeit von konventionellen Energieformen wichtig. In ähnlicher Größenordnung wie in [Mahapatra et al. 2008b] liegen die Zustimmungswerte zur Wichtigkeit in [Michelsen et al. 2012], hier ist eine positive Korrelation für Wärmepumpen und Holzheizungen vorhanden, während die Korrelation negativ ist für Gas- und Ölheizungen. Scheinbar wird bei Holz- und Stromheizungen die Brennstoffversorgung als sicher wahrgenommen, während diese bei Öl und Gas als unsicher eingestuft wird. Die Brennstoffkosten von Öl und Gas haben in der Vergangenheit teilweise stark geschwankt, so dass dies eine Verunsicherung hervorrufen kann. Von den Befragten in [Karytsas et al. 2014] stimmen fast 90 % zu, dass die sichere Brennstoffversorgung wichtig oder sogar sehr wichtig bei der Wahl eines Heizungssystems ist.

Image/Aussehen

Michelsen et al. [2012] werten anhand ihrer Fragebogenergebnisse aus, ob bei der Wahl des neuen Heizungssystems das Image der Technologie ein wichtiger Faktor ist, können jedoch für kein Heizungssystem eine Signifikanz des Faktors feststellen. Nyrud et al. [2008] stellen allerdings einen Zusammenhang in ihrer Untersuchung zwischen der Nutzung eines Biomassekessels und der Anerkennung unter Nachbarn und Freunden fest, der dazu führt, dass die Zufriedenheit mit dem Heizungssystem sogar noch steigt, weil zusätzlich Anerkennung unter Peers gewonnen werden konnte. In [Lillemo et al. 2013] wird abgefragt, ob das Heizungssystem zum Erscheinungsbild des Hauses passt, was ebenfalls als Faktor interpretiert werden kann, der angibt, ob es den Personen wichtig ist wie ihr Heizungssystem wirkt und ob es zum eigenen Gesamtimage passt. Für Pelletkessel und Wärmepumpen kann hier eine Signifikanz bei

der Investitionsentscheidung gezeigt werden. In [Michelsen et al. 2013] wird abgefragt, wie wichtig der Einfluss von Peers bei der Entscheidung für ein bestimmtes Heizungssystem war, und ob die Personen glauben positives Feedback für ihre Investitionsentscheidung zu erhalten. Es können jedoch keine Unterschiede bei der Beantwortung der Frage zwischen den Investoren in die verschiedenen untersuchten Heizungssysteme festgestellt werden. In [Claudy et al. 2011] wird gefragt, ob durch das Heizungssystem ein negatives Bild bei den Nachbarn entstehen könnte. Ein Zusammenhang zwischen diesem Faktor und einer Investitionsentscheidung kann aber nur mit Mikrowindturbinen hergestellt werden, jedoch nicht mit den untersuchten Heizungstechnologien.

Garantie
Die Garantie wird nur in drei Quellen als Einflussfaktor genannt. Für Studien, die in Deutschland durchgeführt worden sind, kann dies unter anderem daran liegen, dass es gesetzliche Garantieregelungen gibt, so dass die Garantie sich meistens nicht zwischen den verschiedenen Produkten unterscheiden wird. Im Discrete Choice Experiment in [Achtnicht 2011] entscheiden die Befragten sich nichtsdestotrotz für längere Garantiezeiten, wenn diese im Discrete Choice Experiment ausgewählt werden können. In [Karytsas et al. 2014] liegt dieser Faktor im Mittelfeld bei der Bewertung verschiedener technologiespezifischer Faktoren durch die Befragten.

Innenraumluftqualität
In [Lillemo et al. 2013] wird im Fragebogen abgefragt, ob bei der Wahl des Heizungssystems die Innenraumluftqualität eine Rolle gespielt hat. Dieser Faktor war für Personen wichtig, die in Wärmepumpen oder Stromheizungen investiert haben, jedoch nicht für Personen, die in Biomasseheizungen investiert haben. Diese können lokale Emissionen, auch in Innenräumen, verursachen, so dass dieses Ergebnis nachvollziehbar ist. In [Sopha et al. 2011c] werden Faktoren für die Entscheidung für Pelletheizungen evaluiert, auch hier wird nach der Wichtigkeit der Innenraumluftqualität gefragt, der Faktor liegt auf dem fünften von sechs Plätzen, jedoch liegen alle abgefragten Faktoren sehr dicht beieinander, der absolute Wert ist 4,18 auf einer Likert Skala von 1 bis 5. Von einem kleinen Teil (5 %) der Befragten wird eine schlechte Luftqualität als eine der Barrieren für ein Investment in eine Pelletheizung angegeben. Auch in [Kennedy et al. 2013] werden Bedenken über die Qualität der Innraumluft als eine mögliche Barriere genannt. In den Untersuchungen von [Mahapatra et al. 2008b] ist die Luftqualität der viert wichtigste Faktor von 10 Faktoren, die abgefragt wurden.

Lokale Luftqualität
Neben der Innenraumluftqualität wird auch die lokale Luftqualität als ein Faktor genannt, lokale Emissionen entstehen dabei vor allem bei der Verbrennung von festen Brennstoffen wie Holz oder Kohle. Dieser Faktor wird in der multikriteriellen Bewertung in [Ghafghazi et al. 2010] betrachtet, bei der mögliche Technologien für ein Wärmenetz untersucht werden, wird die Technologie in einem größerem Maßstab angewendet, ist das Problem der Feinstaubbelastung wichtiger in der Abwägung der Faktoren. In [Lillemo et al. 2013] wird der Faktor von knapp 23 % als ein Motiv bei der Wahl eines neuen Heizungssystems angegeben, im Modell ist der Faktor für keines der untersuchten Heizungssysteme signifikant. In [Nyrud et al. 2008] bewerteten die Befragten die Aussage, dass Holzheizungen der lokalen Umwelt nutzen als positiv, befragt wurden hier Personen, die bereits Holz als Brennstoff nutzen.

Lokale Energiequelle
Ein Vorteil bei der Nutzung von Holz als Brennstoff, vor allem in ländlichen Gebieten ist die Lokalität des Rohstoffes, kurze Transportwege sind auch eine Möglichkeit die CO_2 Emissionen des Brennstoffes so niedrig wie möglich zu halten. In [Ghafghazi et al. 2010] wird die Wichtigkeit der Kriterien durch drei verschiedene Stakeholder bei der Planung eines neuen Wärmenetzes gerankt. Für den Projektentwickler ist dieser Faktor unwichtig, er liegt auf dem letzten Platz, wichtig sind ihm die Kosten und die Reife der

Technologie, aber für den Vertreter der Anwohner ist dieser Faktor zusammen mit der lokalen Luftqualität auf Platz eins. Bei der Bewertung verschiedener Faktoren in [Decker 2010] liegt die Lokalität der Brennstoffquelle auf dem vorletzten Platz mit einer Zustimmung von 0,529 auf einer Skala von 0 bis 1.

Umweltfreundliche Technologie/Umweltbewusstsein
Ökologische Faktoren können prinzipiell auf zwei verschiedene Arten abgefragt werden, die hier zusammengefasst werden sollen. Zum einen geht es um die Bewertung der Umweltfreundlichkeit der Technologie, also ein Faktor, der vergleichbar ist mit den CO_2 Emissionen die verschiedene Technologien aufweisen können. Zum anderen geht um die Einstellung der befragten Personen zum Thema Umweltschutz und wie wichtig ihnen dieses Thema ist. Mahapatra et al. [2008b] sehen im Ergebnis ihrer Befragung, dass Umweltfaktoren keine große Rolle bei der Wahl des Heizungssystems spielen. Wärmepumpen werden als umweltfreundlichste Technologie von den Befragten eingestuft, Pelletkessel sind auf dem letzten Platz noch hinter Elektroheizungen, die Untersuchung wurde in Schweden durchgeführt. Die Ergebnisse von [Michelsen et al. 2013] zeigen ein anderes Bild als bei [Mahapatra et al. 2008b], die durchschnittliche Antwort auf die Frage ob durch das gewählte Heizungssystem etwas für den Umweltschutz getan werden soll liegt bei 4,13 auf einer Skala von 1-5, die installierten Heizungssysteme waren Gaskessel plus Solarthermie, Ölkessel plus Solarthermie, Wärmepumpe oder Holzheizkessel. Nyrud et al. [2008] bestätigen diese Ergebnisse für Holzheizkessel, die laut den Fragebogenergebnissen eher von Personen installiert werden, welche an Umweltschutz interessiert sind. Die Ergebnisse des Fragebogens, welcher in [Woersdorfer et al. 2011] vorgestellt wird, liefern vergleichbare Ergebnisse für den Einsatz von Solarthermie. Zum einen gaben 87,5 % der Solarthermie Besitzer an, dass Umweltschutz für sie eine Rolle bei der Entscheidung gespielt hat, zum anderen ist der Wert, ob Umweltschutz wichtig ist, bei Hausbesitzern ohne Solarthermieanlage niedriger. In [Sopha et al. 2011c] werden Besitzer und Nicht-besitzer von Holzkesseln gefragt, welches Heizungssystem sie als am umweltfreundlichsten einschätzen. Die Besitzer von Holzkesseln schätzen auch Holzkessel als die umweltfreundlichste Technologie ein, bei den Nicht Besitzern liegen die Holzkessel jedoch auf dem letzten Platz nach Wärmepumpen und sogar Elektroheizungen. In der Befragung von [Caird et al. 2010] geben 34 % der Befragten an, dass das innovative Heizungssystem erlaubt das Engagement für die Umwelt zu zeigen. In [Schelly 2009] wird ein Umwelt Index gebildet und dessen Einfluss auf den Ausbau von Solarthermie untersucht. Dieser enthält verschiedene Faktoren, wie den Anteil der Bevölkerung, der den ÖPNV oder das Fahrrad zum Transport nutzt oder den Anteil der Städte in jedem County, die Mitglied in dem Städtenetzwerk ICLEI sind. Der Faktor ist signifikant größer für die Countys, in denen eine gewisse Anzahl an Solarthermieanlagen installiert ist. In Lillemo wird abgefragt wie verschiedene Heizungssysteme hinsichtlich ihrer Umweltfreundlichkeit eingeschätzt werden, auf dem ersten Platz liegen die Wärmepumpen mit 6 auf einer Likert Skala von 1 bis 7, auf dem letzten Platz liegt die Elektroheizung, aber nur knapp hinter dem Holzkessel.

Einfluss der vorhandenen Technologie, Barriere durch Umbaumaßnahmen
Das vorhandene Heizungssystem hat laut mehrerer der untersuchten Quellen ebenfalls einen Einfluss auf die Wahl des neuen Heizungssystems [Achtnicht 2011; Michelsen et al. 2012]. In mehreren Quellen wird angemerkt, dass die Zufriedenheit mit der bestehenden Technologie die Wahrscheinlichkeit verringert eine Investitionsentscheidung zu treffen und die Wahrscheinlichkeit erhöht sich wieder die gleiche Technologie anzuschaffen [Caird et al. 2010; Nyrud et al. 2008; Lillemo et al. 2013; Mahapatra et al. 2008b]. In [Caird et al. 2010] werden größere Umbaumaßnahmen am Gebäude als eine der Barrieren bei der Wahl eines neuen Heizungssystems angegeben. Dies betrifft vor allem Heizungstechnologien, bei denen auch Umbaumaßnahmen an den raumseitigen Systemen vorzunehmen sind, also Niedertemperaturheizungen wie zum Beispiel Wärmepumpen oder Solarthermie. Auch in [Claudy et al. 2011] wird die Kompatibilität der Technologien mit den Lebensgewohnheiten und dem bewohnten Gebäude untersucht. Wird dieser Faktor für

Holz als positiv wahrgenommen, erhöht sich die berechnete „Willingness to Pay“ für einen Holzkessel.

Risiko
Eine Barriere für die Investition in neue, innovative Technologien ist auch die Unsicherheit bei den Investoren über zum Beispiel die Effizienz oder die Bedienung [Mahapatra et al. 2008b; Caird et al. 2010; Nyrud et al. 2008]. In [Karytsas et al. 2014] wird deswegen abgefragt wie wichtig es den Personen ist das System vorher im Betrieb anschauen zu können, um sich ein eigenes Bild zu machen. Für 70 % der Befragten hat dieser Faktor einen sehr großen oder einen großen Einfluss auf die Entscheidung. Auch in [Claudy et al. 2011] wird dieser Einflussfaktor analysiert. Im Fragebogen wird abgefragt, ob es den Befragten möglich ist, diese Technologie im Betrieb anschauen zu können, dieser Faktor hat für Solarthermie einen positiven Einfluss auf die Investition. Die Angst vor einer schlechten Leistung der Anlagen beeinflusst dagegen negativ die Investitionsbereitschaft in Solarthermie und Pelletheizungen.

Informationsbeschaffung
Vor allem bei bis dato nicht bekannten Technologien ist es entscheidend, dass einfach Informationen über diese Technologien zur Verfügung stehen. In dieser Auflistung der Faktoren soll dabei zwischen zwei Arten von Informationsaustausch unterschieden werden. Zum einen die Informationsbeschaffung durch verschiedene Medien oder Verkäufer und Installateure der Systeme. Zum anderen der Austausch und die Beeinflussung durch sogenannte Peers, welche schlechte oder gute Erfahrung mit der Technologie gesammelt haben können (Peer Effect). Zunächst soll die Informationsbeschaffung über Medien und Professionelle beleuchtet werden. In [Mahapatra et al. 2008b] werden unter anderem die verschiedenen genutzten Informationsquellen abgefragt, auf dem ersten Platz liegen die Installateure/Verkäufer der Systeme, auf dem zweiten Platz persönliche Kontakte und auf dem dritten Platz eine Zeitschrift für Eigenheimbesitzer, welche in Schweden eine sehr hohe Auflage erzielt, erst auf dem vierten Platz liegt das Internet. Da die Befragung allerdings 10 Jahre alt ist, können sich diese Anteile inzwischen auch verschoben haben. In [Michelsen et al. 2012] wird herausgestellt, dass die Konsultierung eines Experten einen negativen Effekt auf die Installation von Ölkesseln hat, Installateure scheinen dieses Heizungssystem nicht mehr zu empfehlen. In der Untersuchung von [Woersdorfer et al. 2011] wird das Wissen über Solarthermie abgefragt und getrennt nach Personen untersucht, die bereits Solarthermie haben, die planen es anzuschaffen und denen, die es weder besitzen noch Pläne in diese Richtung haben. Personen, die planen eine Solarthermieanlage anzuschaffen, haben das beste Wissen über die Technologie. In [Willis et al. 2011] ergibt die modellbasierte Untersuchung, dass die Empfehlung durch einen Freund oder einen Installateur einen positiven Effekt auf die Investitionsentscheidung hat.

Peer Effects
Der Peer Effect hat eine höhere Anzahl an Nennungen als die Informationsbeschaffung, wird also von den Autoren der Studien häufiger als wichtig eingestuft und in die Modelle und Fragebögen aufgenommen. In [Mahapatra et al. 2008b] wird der Unterschied zwischen den beiden Effekten so beschrieben, dass Massenmedien als Informationsquellen dienen, um die verschiedenen Technologien und ihre Eigenschaften kennen zu lernen, während die persönlichen Kontakte final die Entscheidung beeinflussen, welches System installiert wird. In [Michelsen et al. 2013] wird die Beeinflussung durch Peers eher niedrig durch die Befragten bewertet, mit 1,93 bis 2,4 auf einer Likert Skala von 1 bis 5. In [Woersdorfer et al. 2011] wird der Peer Effect bei der Investition in Solarthermie bewertet, in dem die Befragten beantworten, ob sie jemanden kennen, der bereits Solarthermie hat. Bei denen, die planen eine Solarthermieanlage zu kaufen sind es 91 %, während es bei denen die keine Pläne haben nur 49 % sind. In der Studie von [McMichael et al. 2013] geht es ausschließlich um den Wert von sozialen Netzwerken bei der Diffusion von energieeffizienten Innovationen. Auf die Frage, wer die erste befragte Informationsquelle wäre, werden

persönliche Kontakte mit den gleichen Prozentwerten genannt wie Medien und Organisationen. Außerdem kann ein Zusammenhang festgestellt werden zwischen der Kontaktaufnahme zu Personen im persönlichen Umfeld und der tatsächlichen Adoption der untersuchten Technologien. Allerdings gab es in der Untersuchung auch Personen, die eine Investitionsentscheidung getroffen haben ohne vorher Kontakt zu Peers aufzunehmen, der persönliche Kontakt erhöht also die Investitionswahrscheinlichkeit, ist jedoch keine zwingende Voraussetzung für ein Investment. Wie auch in [Michelsen et al. 2013] ist die Zustimmung, wie wichtig die Empfehlung durch andere ist, bei der direkten Nachfrage in [Karytsas et al. 2014] im Vergleich zu anderen abgefragten Faktoren niedrig mit unter 40 % der Befragten, die diesen Faktor als wichtig oder sehr wichtig einstufen. In [Claudy et al. 2011] wird die „Willingnes to Pay" für verschiedene EE Technologien berechnet, erfährt ein potentieller Investor Unterstützung durch sein persönliches Umfeld, dann erhöht dies die „Willingness to Pay" für die untersuchten Technologien.

Erwartete Preisentwicklung von Brennstoffen

Da ein Heizungssystem üblicherweise eine Lebensdauer von ca. 20 Jahren aufweist, sind nicht nur heutige Kosten entscheidend, sondern auch die Entwicklung der Kosten für den genutzten Brennstoff spielt eine wichtige Rolle. Diese ist jedoch von vielen Faktoren abhängig und wurde in der Vergangenheit auch von Experten häufig falsch eingeschätzt. Dies macht es für Laien umso schwerer, diesen Faktor mit in die Entscheidung einzubeziehen. Nichtsdestotrotz wird er in mehreren der untersuchten Studien abgefragt. In [Michelsen et al. 2013] liegt die Wichtigkeit im mittleren Bereich mit einer 3 auf einer Likert Skala von 1-5. In [Rouvinen et al. 2013] ist die erwartete Preisentwicklung nicht Teil der operationalisierten Befragung und somit auch nicht des Modells, wurde jedoch als wichtiger Faktor im freien Fragenteil des Fragebogens genannt. In [Sopha et al. 2011c] wurden Investoren in Pelletkessel im Vergleich zu Besitzern von anderen Heizungssystemen untersucht. Bei beiden Gruppen liegt die Sicherheit über die Entwicklung der Brennstoffkosten auf dem zweiten Platz aller befragten Attribute, bei den Besitzern von Pelletkesseln ist die Zustimmung minimal höher. In [Madlener et al. 2005] wird ebenfalls die Entscheidung in Holzkessel untersucht, allerdings unter professionellen Entscheidern im genossenschaftlichen Wohnungswesen. Bei professionellen Akteuren, bei denen eine Investition langfristige wirtschaftliche Auswirkungen hat, werden Investitionsentscheidungen auf Basis umfangreicher Berechnungen getroffen, die auch zukünftige Entwicklungen beinhalten sollten. Bei der Bewertung der langfristigen Versorgungssicherheit schneiden die Holzkessel besser ab als Öl- und Gaskessel. Die Auswertung ergibt, dass in mehreren der untersuchten Studien angegeben wird, dass die Preisstabilität wichtig ist, jedoch gibt es keine Informationen darüber bei welchen Brennstoffen der Preis als stabil oder instabil eingeschätzt wird, und auf welche Technologien dieser Faktor einen positiven beziehungsweise negativen Effekt hat.

Verkaufswert des Hauses

Muss ein neues Heizungssystem eingebaut werden, aber die Personen im Haushalt wissen oder vermuten schon, dass sie umziehen werden und das Haus in Zukunft verkaufen müssen, dann kann es nicht unwichtig sein mit einzubeziehen welche Heizungssysteme sich positiv oder negativ auf den Verkauf des Hauses auswirken können. In [Lillemo et al. 2013] wurde dies im Fragebogen von 7,6 % der Befragten als ein Grund für die Entscheidung in ein bestimmtes Heizungssystem genannt. Auch in [Mahapatra et al. 2008b] wird diesem Faktor durch die Befragten eine geringe Bedeutung zugewiesen. Die höchste Zustimmung erfährt er von Personen mit Wärmepumpen, die niedrigste von Personen mit Elektroheizungen, welche sich zumindest heutzutage auch negativ auf den Verkaufswert eines Hauses auswirken werden (wenigstens in Deutschland). Auch die Befragung in [Karytsas et al. 2014] bestätigt, dass dieser Faktor als nicht zu wichtig erachtet wird. Hier geben knapp über 40% an, dass dieser Faktor einen großen oder sehr großen Einfluss auf die Entscheidung hatte, fast 20 % sagen, dass dieser Faktor sie gar nicht beeinflusst hat.

Generelles Interesse an Technologie und Innovationen
Während vor allem zu den Anfangszeiten der Photovoltaik Anfang der 2000er dies sehr häufig als ein Grund für die Investition genannt wurde, scheint dieser Faktor bei Heizungstechnologien eine deutlich geringere Rolle zu spielen. In nur zwei Quellen wird dieser Faktor überhaupt behandelt. Zum einen in [Caird et al. 2010] wo angemerkt wird, dass immerhin 1/5 der Befragten, die eine EE Heiztechnologie besitzen auch in einem Beruf arbeiten, der mit Umwelthemen oder niedrigemissiven Technologien in Verbindung gebracht werden kann. In [Bjørnstad 2012] wurde gefragt inwiefern der Wunsch die Technologie zu testen die Investitionsentscheidung beeinflusst hat. Dieser Faktor erwies sich jedoch als nicht signifikant für die Entscheidung. Die Autoren sind der Meinung, dass die Befragung nach dem Kauf, also Ex-Post ein Grund dafür sein könnte, geben aber keine näheren Gründe an.

Gruppe 3: Technologieunabhängige investorspezifische Faktoren

Regionale Charakteristika
In mehreren Studien werden verschiedene regionale Charakteristika als erklärendes Merkmal für eine Investition in eine bestimmte Heizungsanlage genannt. Diese sind zum Beispiel, ob ein Gebäude in einer ländlichen oder städtischen Gegend steht, in deutschen Studien auch ob es in Ost- oder Westdeutschland errichtet ist. Diese Punkte werden zum Beispiel in die Untersuchung von [Braun 2010] mit aufgenommen. Sie untersucht den Einfluss von verschiedenen sozio-demographischen Variablen anhand des sozio-ökonomischen Panel-Datensatzes, der auch in dieser Studie genutzt wird. Für den Standort Ostdeutschland haben dabei die folgenden Heizungssysteme einen negativen Effekt auf die Wahrscheinlichkeit, dass diese Heizungsanlage im Haushalt vorhanden ist: Öl und Öl plus fester Brennstoff. Für eine ländliche Gegend gegenüber einer städtischen Gegend ist die Wahrscheinlichkeit von Gaskesseln und von netzgebundener Wärme reduziert. [Achtnicht 2011] berechnet die „Willingness to Pay" für CO_2 Einsparungen getrennt nach Ost- und Westdeutschland und erhält als Ergebnis, dass die „Willingness to Pay" in Westdeutschland höher ist. In [Michelsen et al. 2012] wird neben den oben genannten Charakteristiken auch noch unterschieden, ob ein Haushalt in Süddeutschland, also in Bayern oder Baden-Württemberg liegt. Die untersuchten regionalen Charakteristika haben in der modelltechnischen Untersuchung einen großen Einfluss auf die Entscheidung. Haushalte, die in Ostdeutschland leben haben eine geringere Wahrscheinlichkeit für Gas-, Öl- und Pelletkessel. Dies deckt sich zum Teil mit den Ergebnissen von [Braun 2010], auch hier haben Ölkessel und Öl- plus fester Brennstoff eine geringere Wahrscheinlichkeit in Ostdeutschland, für Gaskessel wurde hier jedoch eine erhöhte Wahrscheinlichkeit gegenüber Westdeutschland festgestellt. Für Süddeutschland ergibt sich eine erhöhte Wahrscheinlichkeit bei Öl- und Pelletkesseln. Wie auch in [Braun 2010] ist die Wahrscheinlichkeit für Ölkessel in ländlichen Gegenden erhöht, für Wärmepumpen wird in ländlichen Gegenden eine geringere Wahrscheinlichkeit festgestellt, diese Ergebnisse lassen sich nicht mit Braun vergleichen, da hier Wärmepumpen kein Teil der Untersuchung waren.

Eigenschaften des Gebäudes
Bei den untersuchten Gebäudeeigenschaften sind vor allem drei zu nennen, die in sehr vielen Studien auftauchen, zum einen das Alter des Gebäudes, der Gebäudetyp, also ob es sich um ein Einfamilienhaus, Reihenhaus, Mehrfamilienhaus etc. handelt, in dem der befragte Haushalt lebt und die Größe des Gebäudes oder der bewohnten Wohnung [Vaage 2000], [Mansur et al. 2008], [Laureti et al. 2012]. In [Braun 2010] wird der Einfluss der drei oben genannten Eigenschaften auf die Art des installierten Heizungssystems untersucht. Insgesamt stellt die Autorin fest, dass Gebäudeeigenschaften einen hohen Einfluss auf das installierte Heizungssystem haben, nur für elektrische Heizungen können keine signifikanten Ergebnisse festgestellt werden, diese scheinen in allen Gebäudetypen gleich häufig aufzutreten. Dies wird damit erklärt, dass diese Technologie in jedem Gebäudetyp eingebaut werden kann und es grundsätzlich nur die Anforderung eines Stromanschlusses gibt. Ölheizungen haben eine höhere Wahrscheinlichkeit in Gebäuden von 1949-1971 als in den Perioden

davor und danach. Zu Zeiten der Ölkrise in den 70er Jahren stiegen Brennstoffpreise stark an, dies hatte eine negative Auswirkung auf die Installationszahlen. In Reihenhäusern ist die Wahrscheinlichkeit für Öl und auch feste Brennstoffe reduziert. Dies wird auf geringen Platz für Lagerung und bei festen Brennstoffen auch auf evtl. Geruchsbelästigung und Feinstaubemissionen zurückgeführt, die bei dicht gebauten Gebäuden ein höheres Problem sind, als bei freistehenden Gebäuden. In [Lillemo et al. 2013] wird in einem ersten Logit Modell zunächst untersucht, welche Faktoren die befragten Haushalte motiviert haben überhaupt eine Investitionsentscheidung in den letzten zehn Jahren zu treffen. Hier wirkt sich das Alter des Gebäudes positiv aus. Auch mit ansteigender Größe des Gebäudes erhöht sich die Wahrscheinlichkeit, dass in ein neues Heizungssystem investiert wurde. In einem zweiten Modell wurde untersucht, inwiefern diese Faktoren sich auf die Entscheidung in bestimmte Heizungssysteme zu investieren, auswirken. Für Holzheizungen und Wärmepumpen wird eine erhöhte Wahrscheinlichkeit bei freistehenden Gebäuden durch das Modell berechnet, dies bestätigt die Ergebnisse von [Braun 2010] bezogen auf die Nutzung von festen Brennstoffen. Genauso wirkt sich die Größe des Gebäudes positiv auf Pelletheizungen und Wärmepumpen aus. Das Alter des Gebäudes hat keinen signifikanten Effekt, im Gegensatz zu [Braun 2010] werden jedoch nur aktuelle Investitionsentscheidungen betrachtet und nicht generell geschaut welche Gebäude welche Heizungssysteme installiert haben. In [Mills et al. 2009] werden die Faktoren untersucht, welche die Wahrscheinlichkeit für die Investition in eine Solarthermieanlage erhöhen. Neue Gebäude, die nach 2000 gebaut wurden, haben dabei eine erhöhte Wahrscheinlichkeit für eine Solarthermieanlage gegenüber allen anderen Baualterskategorien. Die Befragten in [Caird et al. 2010], die dezentrale erneuerbare Wärmeerzeuger installiert haben, leben in der Mehrheit in deutlich größeren Gebäuden mit großem Garten in ländlichen Gegenden.

Familienstand, Größe des Haushaltes

Neben den Eigenschaften des Gebäudes werden auch die Haushaltszusammensetzungen als wichtig genannt. Hier sind zum Beispiel die Anzahl der Bewohner oder der Familienstand gemeint. In [Braun 2010] hat ein größerer Haushalt mit Kindern zum Beispiel eine geringere Wahrscheinlichkeit mit Strom zu heizen. Die Untersuchung von [Mills et al. 2009] ergibt, dass mit steigender Haushaltgröße die Wahrscheinlichkeit für Solarthermie zunimmt. Auch in [Caird et al. 2010] haben Haushalte, die in erneuerbare Heizungstechnologien investieren häufiger Kinder, als die, die keine Investition getätigt haben. In der schon älteren Untersuchung von [Nesbakken 2001] haben größere Haushalte eine höhere Wahrscheinlichkeit Strom mit Holz als zweitem Brennstoff zu kombinieren. Allen Untersuchungen gemeinsam ist das Ergebnis, dass je größer der Haushalt desto wichtiger sind niedrige Brennstoffkosten im Vergleich zu den Investitionskosten, denn das Heizungssystem hat wahrscheinlich größere Vollbenutzungsstunden, denn es ist öfters jemand zu Hause und es muss mehr geheizt werden.

Haushaltseinkommen

In sehr vielen der untersuchten Quellen wird das Haushaltseinkommen als ein wichtiger Faktor genannt. Die verschiedenen zur Auswahl stehenden Systeme weisen unterschiedliche Investitionskosten und Brennstoffkosten auf. Je nach Einkommen sind Systeme mit höheren Investitionskosten mehr oder weniger erschwinglich für den Haushalt oder auch ein Wechsel zu einer innovativeren Technologie möglich, auch wenn die alte Technologie noch nicht das Ende ihrer Lebensdauer erreicht hat. Die Untersuchung von [Mahapatra et al. 2008b] bestätigt, dass Haushalte mit einem höheren Einkommen eine höhere Wahrscheinlichkeit aufweisen ein innovatives Heizungssystem zu installieren, auch in [Caird et al. 2010] kann dieses Ergebnis gefunden werden. Sowohl [Braun 2010] als auch [Michelsen et al. 2012] stellen einen positiven Zusammenhang zwischen höherem Einkommen und Gaskesseln fest, sowie einen negativen Zusammenhang zwischen höherem Einkommen und Ölkesseln, der Effekt ist allerdings klein. In der Studie von [Lillemo et al. 2013] hat das Einkommen einen positiven Effekt auf eine Investitionsentscheidung für ein neues Heizungssystem,

bei der Wahl eines bestimmten Heizungssystems scheint das Einkommen keine wichtige Rolle zu spielen. In [Mills et al. 2009] kann ebenfalls kein Zusammenhang zwischen dem Einkommen und der Investition in Solarthermie festgestellt werden. In [Schelly 2009] wird ein positiver Einfluss des in der Studie eingeführten sozio-ökonomischen Indexes festgestellt. Die Studie wurde aggregiert auf County Ebene in den USA durchgeführt und untersucht welchen Einfluss verschiedene Parameter haben, die in dieser Aggregationsebene erfasst werden können. Der sozio-ökonomische Index besteht aus dem durchschnittlichen Haushaltseinkommen, dem durchschnittlichen Wert des Hauses, der Arbeitslosenquote und dem Anteil der Bevölkerung der einen Bachelorabschluss innehält.

Bildungsstand
In [Braun 2010] haben Haushalte, in denen mindestens eine Person einen Hochschulabschluss hat, höhere Wahrscheinlichkeiten Gasheizungen zu besitzen und niedrigere Wahrscheinlichkeiten einen Öl oder Festbrennstoffkessel zu besitzen. Wie auch schon beim Einfluss des Einkommens stimmen die Ergebnisse von [Michelsen et al. 2012] mit denen von Braun überein. Auch hier kann bei Haushalten, in denen jemand mit einem Hochschulabschluss lebt eine höhere Wahrscheinlichkeit für Gas und eine niedrigere Wahrscheinlichkeit für Pelletkessel festgestellt werden, die Ergebnisse in [Laureti et al. 2012] zeigen die gleichen Tendenzen. Die Ergebnisse aus [Lillemo et al. 2013] besagen, dass Haushalte mit einem höherem Bildungsstand eine geringere Wahrscheinlichkeit haben in ein neues Heizungssystem zu investieren. Bei der Wahl eines bestimmten Heizungssystems kann kein signifikanter Einfluss festgestellt werden. In den Untersuchungen von [Mills et al. 2009] nimmt die Wahrscheinlichkeit der Investition in eine Solarthermieanlage zu mit höherem Bildungsniveau. Wie auch schon das Einkommen ist auch das Bildungsniveau in [Sopha et al. 2010] niedriger in Haushalten mit Pelletheizungen im Vergleich zum Durchschnitt.

Alter
In [Mahapatra et al. 2008b] wird ein negativer Zusammenhang zwischen steigendem Alter und der Investitionsbereitschaft festgestellt. In [Michelsen et al. 2012] steigt mit dem Alter die Wahrscheinlichkeit für Ölkessel und es sinkt die Wahrscheinlichkeit für Wärmepumpen. Dies passt auch zum Ergebnis in [Mahapatra et al. 2008b], da installierte Ölkessel im Mittel älter sein werden als Wärmepumpen, welche erst in den letzten Jahren vermehrt installiert werden. In [Achtnicht 2011] wird untersucht, ob verschiedene Faktoren dazu führen, dass Personen eher in Heizungssysteme oder eher in Isolierungsmaßnahmen investieren. Jüngere Personen haben eine höhere Wahrscheinlichkeit in Heizungssysteme zu investieren. Hierzu passt auch das Ergebnis aus [Mills et al. 2009], dass jüngere Personen eher in Solarthermie investieren als Ältere. In [Sopha et al. 2010] ist zwischen dem Alter der Gesamtbevölkerung und den Investoren in Pelletheizungen kein signifikanter Unterschied zu finden. In [Willis et al. 2011] wird explizit der Einfluss das Alters auf Investitionsentscheidungen für Heizungssysteme untersucht. Sie stellen fest, dass mit steigendem Alter die Wichtigkeit der laufenden Kosten abnimmt und die der Investitionskosten zunimmt. Insgesamt hat das Alter eine negative Auswirkung darauf überhaupt eine Investition zu tätigen.

Eigentumsverhältnisse der Wohnung
In vielen der Studien werden nur die Eigentümer von Wohnungen oder sogar Gebäuden in die Betrachtung aufgenommen, da meistens nur sie eine Entscheidung über ihr Heizungssystem treffen können, in anderen Studien jedoch wird dieser Faktor mit in die Untersuchung aufgenommen. So zum Beispiel bei [Braun 2010]. In der Studie wird der Einfluss verschiedener demographischer Faktoren auf das installierte Heizungssystem untersucht, zum einen nur bei den Besitzern der Wohnung, zum anderen bei allen. Die zugrunde liegende Argumentation ist, dass Mieter das bereits in der Wohnung installierte Heizungssystem in ihre Wahl der Wohnung mit einbeziehen. Die Unterschiede der Einflüsse zwischen den beiden untersuchten Gruppen, nur Besitzer und Besitzer und Mieter sind klein, Besitzer nutzen allerdings häufiger mehrere Heizsysteme, Mieter haben häufiger einen Fernwärmeanschluss, da Fernwärme

häufiger in dicht besiedelten Wohngebieten vorzufinden ist, in denen der Anteil an Mehrfamilienhäusern höher ist. Auch in [Lillemo et al. 2013] wird der Faktor Besitzer der Wohnung/des Hauses mit in ein Logit Modell aufgenommen, welches bestimmt welche Faktoren sich generell auf ein Investment auswirken, hier hat der Faktor „Owner" einen positiven Einfluss. Dazu passend ist das Ergebnis der Untersuchung von Mills et al. [2009], dass Mieter sein einen negativen Effekt auf die Investition in Solarthermie hat.

Gruppe 4: Allgemeine Faktoren

Klima

Welche Wichtigkeit Heizungstechnologien überhaupt beim Energieverbrauch einnehmen hängt auch maßgeblich vom Klima ab. In wärmeren Gegenden wie Spanien oder südliches Italien spielt Heizen naturgemäß eine weniger wichtige Rolle als zum Beispiel in Deutschland oder Skandinavien. Da sich das Klima innerhalb Deutschlands in Bezug auf die durchschnittliche Temperaturen nicht zu stark unterscheidet, ist dieser Faktor in den meisten deutschen Studien nicht von großer Bedeutung. In [Mills et al. 2009] wird aber zum Beispiel die Einstrahlung und die Heiztage mit in ein Modell zur Bestimmung von Einflussfaktoren auf die Investition in Solarthermie aufgenommen. Beide Faktoren haben den erwarteten Einfluss, mehr Einstrahlung hat einen positiven Effekt, mehr Heizgradtage einen negativen, welches erklärt wird mit einem kälteren Klima, welches einen negativen Einfluss auf den Wirkungsgrad der Systeme hat. In einer Studie, welche auf Daten aus den USA beruht [Mansur et al. 2008], zeigen die Ergebnisse einen klaren Zusammenhang zwischen dem Klima und der Wahl des Heizungssystems, in wärmeren Regionen haben viele Personen ausschließlich Elektroheizungen. In [Schelly 2009] wird auf aggregierter Ebene der Einfluss von verschiedenen Faktoren aus dem US Zensus auf den Ausbau von Solarthermie untersucht. Dafür wird auch ein sogenannter ökologischer Index entwickelt, welcher drei Faktoren zusammenfasst, die Einstrahlung, minimale und maximale Temperatur. Ein höherer ökologischer Index hat einen positiven Effekt auf den Ausbau von Solarthermie, der Effekt ist jedoch weniger stark als erwartet.

Tab. 3.2: Einflussfaktoren auf Investitionsentscheidungen für Heizungssysteme bei Privatpersonen, Zusammenfassung der aktuellen Literatur

Einordnung Faktor	Faktor	Quelle
Gruppe 1: Technologiespezifische Faktoren		
Ökonomisch	Investitions-kosten	[Mahapatra et al. 2008b], [Michelsen et al. 2012], [Michelsen et al. 2013], [Madlener et al. 2005], [Rouvinen et al. 2013], [Achtnicht 2011], [Karytsas et al. 2014], [Jaccard et al. 2006], [Caird et al. 2010], [Tapaninen et al. 2009b], [Decker 2010], [Claudy et al. 2011], [Willis et al. 2011], [Kastner et al. 2016]
Ökonomisch	Amortisations-zeit, Net Present Value, ökonomische Bewertungs-methoden	[Achtnicht 2011], [Michelsen et al. 2013], [Decker 2010], [Madlener et al. 2005], [Caird et al. 2010], [Bjørnstad 2012], [HS Lausitz 2010], [BMVBS 2007]
Ökonomisch	Jährliche Kosten, laufende Kosten (Brennstoff-kosten, Betriebskosten)	[Decker 2010], [Madlener et al. 2005], [Mahapatra et al. 2008b], [Michelsen et al. 2012], [Rouvinen et al. 2013], [Lillemo et al. 2013], [Michelsen et al. 2013], [Karytsas et al. 2014], [Jaccard et al. 2006], [Bjørnstad 2012], [Nyrud et al. 2008], [Willis et al. 2011]
Ökonomisch	Allgemein	[Ghafghazi et al. 2010], [Woersdorfer et al.

	Kosten (nicht näher spezifiziert)	2011], [Tapaninen et al. 2009b], [Kennedy et al. 2013], [Nesbakken 2001], [Sopha et al. 2011c]
Ökonomisch Politisch	Förderungen	[Michelsen et al. 2012], [Decker 2010], [Nyrud et al. 2008], [Achtnicht 2011], [Michelsen et al. 2013], [Karytsas et al. 2014], [Jaccard et al. 2006], [Caird et al. 2010], [Bjørnstad 2012], [Kennedy et al. 2013]
Technisch	CO_2 Emissionen, GHG Emissionen,	[Mahapatra et al. 2008b], [Achtnicht 2011], [Lillemo et al. 2013], [Rouvinen et al. 2013], [Ghafghazi et al. 2010], [Caird et al. 2010], [Kastner et al. 2016]
Technisch	Effizienz, Jährliche Energie-einsparungen	[Achtnicht 2011], [Michelsen et al. 2012], [Karytsas et al. 2014], [Willis et al. 2011],[Nyrud et al. 2008], [Kastner et al. 2016]
Gruppe 2: Investorspezifische technologiebezogene Faktoren		
Sozial Technisch	Komfort	[Michelsen et al. 2012], [Nyrud et al. 2008], [Karytsas et al. 2014], [Jaccard et al. 2006], [Decker 2010], [Bjørnstad 2012], [Michelsen et al. 2013]
Technisch	Verlässlichkeit, Sicherheit, Wartungs-aufwand, Bedienungs-aufwand	[Michelsen et al. 2012], [Michelsen et al. 2013],[Sopha et al. 2011c], [Madlener et al. 2005], [Mahapatra et al. 2008b], [Nyrud et al. 2008], [Lillemo et al. 2013], [Rouvinen et al. 2013], [Karytsas et al. 2014], [Decker 2010], [Tapaninen et al. 2009b], [Willis et al. 2011], [Claudy et al. 2011], [Ghafghazi et al. 2010], **Bedienungsaufwand:** [Karytsas et al. 2014], [Decker 2010], [Madlener et al. 2005], [Nyrud et al. 2008], [Claudy et al. 2011], [Willis et al. 2011], [Lillemo et al. 2013], [Mahapatra et al. 2008b], [Michelsen et al. 2013]
Technisch Politisch	Unabhängigkeit von Rohstoffen, Energie-versorgern	[Mahapatra et al. 2008b], [Michelsen et al. 2012], [Michelsen et al. 2013], [Rouvinen et al. 2013], [Karytsas et al. 2014], [Caird et al. 2010], [Bjørnstad 2012], [Tapaninen et al. 2009b], [Decker 2010], [Claudy et al. 2011]
Sozial	Image und Aussehen	[Decker 2010], [Michelsen et al. 2012], [Nyrud et al. 2008], [Lillemo et al. 2013], [Michelsen et al. 2013], [Claudy et al. 2011]
Technisch Ökonomisch	Garantie	[Achtnicht 2011], [Karytsas et al. 2014], [Kastner et al. 2016]
Technisch Sozial	Einfluss auf Gesundheit, Luftqualität in der Wohnung	[Lillemo et al. 2013], [Sopha et al. 2011c], [Decker 2010], [Mahapatra et al. 2008b], [Bjørnstad 2012], [Kennedy et al. 2013]
Technisch	Feinstaub-emissionen, lokale Luftqualität	[Ghafghazi et al. 2010], [Lillemo et al. 2013], [Rouvinen et al. 2013], [Madlener et al. 2005], [Decker 2010], [Nyrud et al. 2008]
Technisch Sozial	Lokale Energiequelle	[Ghafghazi et al. 2010], [Kennedy et al. 2013], [Decker 2010]
Technisch	Umweltfreund-lichkeit der Technologie und Interesse an	[Michelsen et al. 2012], [Michelsen et al. 2013], [Nyrud et al. 2008], [Woersdorfer et al. 2011], [Mahapatra et al. 2008b], [Sopha et al. 2011c], [Karytsas et al. 2014], [Decker

	Umwelt	2010], [Caird et al. 2010], [Bjørnstad 2012], [Tapaninen et al. 2009b], [Schelly 2009], [Lillemo et al. 2013], [Madlener et al. 2005], [Claudy et al. 2011]
Sozial	Einfluss der vorhandenen Technologie, Barriere durch Umbaumaß-nahmen	[Achtnicht 2011], [Karytsas et al. 2014], [Caird et al. 2010], [Nyrud et al. 2008], [Claudy et al. 2011], [Lillemo et al. 2013], [Mahapatra et al. 2008b], [Michelsen et al. 2012]
Sozial Politisch Ökonomisch Technisch	Unsicherheit/ Risiko (wahrgenommen und real)	[Mahapatra et al. 2008b], [Karytsas et al. 2014], [Caird et al. 2010], [Nyrud et al. 2008], [Claudy et al. 2011], [Michelsen et al. 2013], [Decker 2010]
Sozial	Informations-beschaffung	[Mahapatra et al. 2008b], [Michelsen et al. 2012], [Woersdorfer et al. 2011], [Karytsas et al. 2014], [Decker 2010], [Caird et al. 2008], [Claudy et al. 2011], [Willis et al. 2011]
Sozial	Peer Effects, Beeinflussung durch andere	[Achtnicht 2011], [Mahapatra et al. 2008b], [Michelsen et al. 2013], [Woersdorfer et al. 2011], [Sopha et al. 2011c], [McMichael et al. 2013], [Karytsas et al. 2014], [Decker 2010], [Bjørnstad 2012], [Willis et al. 2011], [Madlener et al. 2005], [Claudy et al. 2011], [Kastner et al. 2016]
Politisch Ökonomisch	Erwartete Preisentwicklung der Brennstoffe	[Michelsen et al. 2013], [Rouvinen et al. 2013], [Sopha et al. 2011c], [Karytsas et al. 2014], [Decker 2010], [Madlener et al. 2005]
Ökonomisch Sozial	Verkaufswert des Hauses	[Lillemo et al. 2013], [Mahapatra et al. 2008b], [Michelsen et al. 2013], [Karytsas et al. 2014]
Technisch Sozial	Generelles Interesse an Technologie und Innovationen	[Caird et al. 2010], [Bjørnstad 2012], [Karytsas et al. 2014]
Gruppe 3: Technologieunabhängige investorspezifische Faktoren		
Technisch Sozial	Regionale Charakteristika	[Braun 2010], [Achtnicht 2011], [Michelsen et al. 2012], [Laureti et al. 2012]
Technisch Sozial	Eigenschaften des Gebäudes	[Braun 2010], [Lillemo et al. 2013], [Michelsen et al. 2012], [Mills et al. 2009], [Mansur et al. 2008], [Vaage 2000], [Sardianou 2008], [Karytsas et al. 2014], [Caird et al. 2010], [Bjørnstad 2012], [Laureti et al. 2012]
Sozial	Familienstand, Größe des Haushaltes	[Braun 2010], [Mills et al. 2009], [Sardianou 2008], [Karytsas et al. 2014], [Decker 2010], [Caird et al. 2010], [Bjørnstad 2012], [Laureti et al. 2012], [Nesbakken 2001]
Ökonomisch Sozial	Haushalts-einkommen	[Braun 2010], [Mahapatra et al. 2008b], [Michelsen et al. 2012], [Lillemo et al. 2013], [Mills et al. 2009], [Vaage 2000], [Sopha et al. 2011c], [Sardianou 2008], [Mahapatra et al. 2008b] , [Karytsas et al. 2014], [Decker 2010], [Caird et al. 2010], [Bjørnstad 2012], [Kennedy et al. 2013], [Schelly 2009], [Willis et al. 2011]
Sozial	Bildungsstand	[Braun 2010], [Michelsen et al. 2012], [Achtnicht 2011], [Lillemo et al. 2013], [Mills

		et al. 2009], [Sopha et al. 2010], [Karytsas et al. 2014], [Decker 2010], [Bjørnstad 2012], [Laureti et al. 2012], [Schelly 2009]
Sozial	Alter der Investoren	[Mahapatra et al. 2008b], [Michelsen et al. 2012], [Achtnicht 2011], [Mills et al. 2009], [Sopha et al. 2010], [Tapaninen 2008], [Sardianou 2008], [Karytsas et al. 2014], [Decker 2010], [Willis et al. 2011]
Sozial	Eigentums-verhältnisse für Wohnung/ Gebäude	[Braun 2010], [Lillemo et al. 2013], [Sardianou 2008], [Laureti et al. 2012], [Mills et al. 2009]
Gruppe 4: Allgemeine Faktoren		
Technisch	Klima	[Mills et al. 2009], [Mansur et al. 2008], [Vaage 2000], [Schelly 2009]

Quellen, des gleichen Autors, die auch die gleichen Studienergebnisse besprechen und deswegen nicht mehrmals in der Tabelle genannt werden:
Sopha: [Sopha et al. 2011b; Sopha et al. 2011c; Sopha et al. 2011a; Sopha et al. 2010]
Mahapatra: [Mahapatra et al. 2008a, 2010, 2009, 2008b]
Decker: [Decker et al. 2009; Decker et al. 2015; Decker 2010]
Tapaninen: [Tapaninen 2008; Tapaninen et al. 2009a; Tapaninen et al. 2009b]
Willis: [Scarpa et al. 2010; Willis et al. 2011]
Caird: [Caird et al. 2008; Caird et al. 2010]

4 Modellentwicklung

Im folgenden Kapitel wird zunächst ein kurzer Überblick über den Modellaufbau gegeben und darauf folgend werden die Daten für die Parametrierung des Modells vorgestellt. Die detaillierte Erläuterung des Modellaufbaus in Kapitel 4.3 gliedert sich in die Zusammensetzung der im Modell genutzten Gesamtnutzenfunktion aus einzelnen Teilnutzenfunktionen, den Ausbau der Technologien in einzelnen Haushalten im Modell, den Gesamtmodellablauf und Spezifika sowohl in den beiden Modellteilen für die Berechnung der Entscheidung bei Photovoltaik und Heizungssystemen sowie in den Szenarienrechnungen im Vergleich zu den Kalibrierungsrechnungen. Für die Anwendung des Modells auf lokale Betrachtungsgebiete müssen einige Anpassungen vorgenommen werden, die in Kapitel 4.4 erläutert werden. Abschließend wird eine kritische Würdigung des Modells vorgenommen.

4.1 Überblick

Das entwickelte Ausbaumodell (im Folgenden vereinfacht Modell genannt) berechnet Neuinstallationen von Photovoltaikanlagen und den Austausch von Heizungssystemen in Privathaushalten. Diese Berechnungen werden in zwei getrennten Modellteilen vorgenommen, die für jedes berechnete Jahr nacheinander durchlaufen werden. Dabei sind die jeweiligen Akteursgruppen in den beiden Modellteilen verschieden. Im Modellteil Photovoltaik wird die Investitionsentscheidung ausschließlich von Eigentümern berechnet, Mieter können im Modell nicht in Photovoltaikanlagen investieren. Der Austausch von Heizungssystemen dagegen findet in allen Haushalten statt. Details zu den Akteursgruppen und ihrer Darstellung im Modell sind in Kapitel 4.3.4 und Kapitel 4.3.5 beschrieben.

Die Installationen in den einzelnen Haushalten werden zu aggregierten Ausbaupfaden hochgerechnet und erlauben einen Vergleich mit Zielenergiesystemen. Das Modell soll dabei die explizite Einbindung vieler verschiedener Einflussfaktoren ermöglichen. Dies erlaubt den Einfluss dieser Faktoren auf die Entscheidung durch Sensitivitätsanalysen zu bestimmen und durch ein Verändern dieser Faktoren verschiedene mögliche zukünftige Entwicklungen in Szenarien abzubilden und zu verstehen in welchen Ausbauszenarien, also unter welchen Randbedingungen, die Zielenergiesysteme erreicht werden können.

Eine Übersicht über die Modellstruktur ist in Abb. 4.1 dargestellt. Auf der untersten Ebene besteht das Modell aus den Teilnutzenfunktionen, welche den Einfluss der verschiedenen Faktoren auf die Installationen der Technologien abbilden. Jede Teilnutzenfunktion wird mit einer der genutzten Datenbasen parametriert. Die Teilnutzenfunktionen werden jeweils zu einer Gesamtnutzenfunktion PV und Heizungssysteme zusammengefasst. Die Gesamtnutzenfunktionen sind ein wesentlicher Bestandteil der Berechnung des Ausbaus der jeweiligen Systeme PV und Heizungssysteme, die im Gesamtmodell zusammengefasst werden. Das Gesamtmodell wird durch den Vergleich mit historischen Ausbauzahlen für Photovoltaik und Heizungssysteme kalibriert, um eine möglichst hohe Modellgüte bei der Abbildung der historischen Entwicklung zu erreichen. Alle hier kurz beschriebenen Schritte werden im Laufe dieses Kapitels ausführlich erklärt.

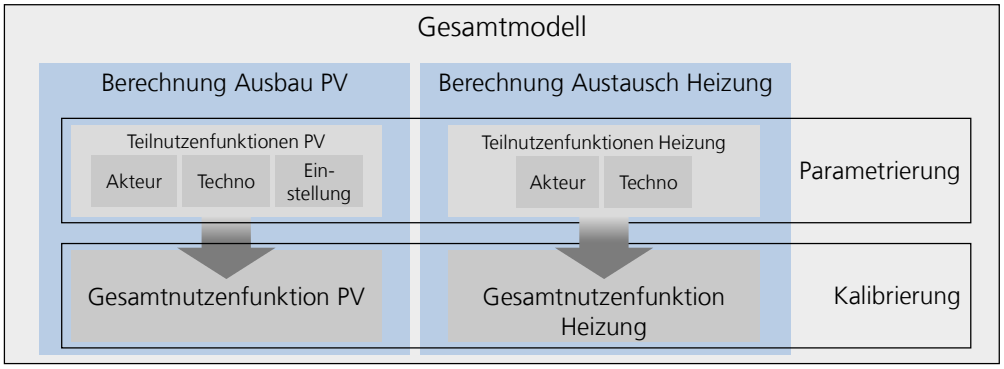


Abb. 4.1: Zusammenhang zwischen den verschiedenen Elementen im Modell: Teilnutzenfunktion, Gesamtnutzenfunktion, Entscheidungsberechnung, Gesamtmodell

Wie bereits in Kapitel 2.2.3.7 erläutert, soll die Discrete Choice Methode zur Parametrierung der Teilnutzenfunktionen genutzt werden. Jede der drei Datenbasen wird zunächst mit Hilfe dieser Methode ausgewertet. Es werden drei Teilnutzenfunktionen über Regressionsanalysen mit den Daten angepasst, mit deren Hilfe der Nutzen der Installation der jeweiligen Technologie auf Basis der in die jeweilige Teilnutzenfunktion integrierten Faktoren berechnet werden kann. Diese Funktionen haben die Form:

$$V_{i,h,t} = \mu_i + \zeta_i \cdot x_{i,h,t} \qquad \textbf{Gl. 4.1}$$

Mit:
$V_{i,h,t}$ = Nutzen der Entscheidung für Technologie i durch Haushalt h zum Zeitpunkt t
μ_i = Alternativenspezifische Konstante
ζ_i = Vektor der Gewichte, die von der Technologie abhängig sind
$x_{i,h,t}$ = Vektor der Einflussfaktoren, die sowohl vom Haushalt h, von der Technologie i oder von beiden abhängig sein können zum Zeitpunkt t

Durch die Parametrierung der Teilnutzenfunktionen anhand historischer, Panel- und Fragebogendaten mit der Discrete Choice Methode werden die Gewichte berechnet, welche die relative Wichtigkeit eines Faktors im Vergleich zu den anderen Faktoren wiedergeben, sowie die alternativenspezifische Konstante.

Da im Gesamtmodell der Nutzen der Installation in Abhängigkeit aller Faktoren aus den drei Teilnutzenfunktionen berechnet werden soll, werden die einzelnen Teilnutzenfunktionen zu einer Gesamtnutzenfunktion zusammengefasst. Für Photovoltaik nimmt diese Funktion zum Beispiel die in Gl. 4.2 dargestellte Form an. Zu beachten ist, dass die Einstellungs-Teilnutzenfunktion $V_{i,h,t,Einstellung}$ mit Daten aus einer Befragung in der Gemeinde Rainau angepasst wurde und diese Teilnutzenfunktion deswegen auch nur in einem für Rainau parametrierten und kalibrierten Modell genutzt wird. Für die Berechnungen mit dem Deutschland-Modell werden nur die ersten beiden Teilnutzenfunktionen in der Gesamtnutzenfunktion zusammengefasst. Diese sind zum einen die akteursspezifische Teilnutzenfunktion $V_{i,h,t,Akteur}$ und die technologiespezifische Teilnutzenfunktion $V_{i,h,t,Techno}$. Zur Skalierung der Teilnutzenfunktionen untereinander werden diese mit einem Kalibrierungsparameter versehen, welcher in der Kalibrierungsphase bestimmt wird.

$$V_{i,h,t,ges} = \Omega_i + A * V_{i,h,t,Akteur} + B * V_{i,t,Techno}(+\Gamma * V_{i,h,t,Einstellung}) \qquad \textbf{Gl. 4.2}$$

Mit:
$V_{i,h,t,ges}$ = Gesamtnutzenfunktion für jeden Haushalt und jede Technologie zum Zeitpunkt t
$V_{i,h,t,Akteur}$ = Akteursspezifische Teilnutzenfunktion für jeden Haushalt und jede Technologie zum Zeitpunkt t

$V_{i,h,t,Techno}$ = Technologiespezifische Teilnutzenfunktion für jeden Haushalt und jede Technologie zum Zeitpunkt t
$V_{i,h,t,Einstellung}$ = Einstellungs-Teilnutzenfunktion für jeden Haushalt und jede Technologie zum Zeitpunkt t (im Rainau Modell)
Ω_i = Alternativenspezifischer Kalibrierungsparameter der Gesamtnutzenfunktion
A = Kalibrierungsparameter der akteursspezifischen Teilnutzenfunktion
B = Kalibrierungsparameter der technologiespezifischen Teilnutzenfunktion
Γ = Kalibrierungsparameter der Einstellungs- Teilnutzenfunktion

Dieses Vorgehen erlaubt unterschiedliche Datensätze in einem Modell zu kombinieren, die die Untersuchung des Einflusses verschiedener Faktoren ermöglichen. Die Datenerhebung für die Parametrierung eines Modells ist im Normalfall aufwändig und falls alle Faktoren über einen Datensatz erfasst werden sollen, bedeutet dies, dass eine umfassende Befragung mit vielen Haushalten vorgenommen werden muss. Durch die hier angewendete Verknüpfung können vorhandene Daten genutzt werden und mit eigenen erhobenen Daten in einem Modell kombiniert werden. In diesem Fall werden im Modell einerseits Ergebnisse aus Stated Preference, also selbst genannten Präferenzen, genutzt. Diese wurden über eine Befragung in der Gemeinde Rainau im Rahmen des ENsource Projektes erhoben, in welcher Haushalte zur ihrer Meinung zu den Technologien PV und Heizungssystemen befragt wurden (Kapitel 4.2.4). Die zweite Datenbasis ist das sozio-ökonomische Panel (SOEP) des Deutschen Institutes für Wirtschaftsforschung welches seit 1984 jährlich Haushalts- und Personenbefragungen durchführt. Aus dem SOEP Datensatz werden Revealed Preference Daten genutzt, also aus dem Verhalten abgelesene Präferenzen, in diesem Fall Informationen darüber welche Heizungssysteme genutzt werden und ob eine Photovoltaikanlage in den Haushalten installiert ist (Kapitel 4.2.3). Zusätzlich werden aggregierte Marktdaten genutzt, also der deutschlandweite Ausbau von PV-Anlagen und verschiedenen Heizungssystemen, sowie mögliche auf dieser aggregierten Ebene wirkende technologiespezifische Faktoren (Kapitel 4.2.2). Hätten alle diese Daten in einem Datensatz mit der gleichen Auflösung erhoben werden sollen, dann hätten, wie im SOEP Datensatz, mehrere Tausend Haushalte befragt werden müssen.

Die Gesamtnutzenfunktionen, welche sich wie in Gl. 4.2 dargestellt, aus den Teilnutzenfunktionen zusammensetzen, sind der Kern des Modells und erlauben eine haushaltsspezifische Berechnung des Nutzens einer Installation von Photovoltaikanlagen beziehungsweise verschiedener Heizungssysteme. Die Installationswahrscheinlichkeit für Technologie i durch Haushalt h zum Zeitpunkt t kann aus der Gesamtnutzenfunktion über folgende Formel berechnet werden (Gl. 4.3). Zur Erläuterung sei auf Kapitel 2.2.3.6 verwiesen.

$$P_{i,h,t} = \frac{e^{V_{i,h,t,ges}}}{\sum_1^J e^{V_{j,h,t,ges}}} \qquad \textbf{Gl. 4.3}$$

Mit:
$P_{i,h,t}$= Wahrscheinlichkeit der Installation von Technologie i durch Haushalt h zum Zeitpunkt t

Da die Gesamtnutzenfunktion haushaltsspezifisch ist, muss auch ein Datensatz auf Haushaltsebene im Modell für die Berechnung des Ausbaus der verschiedenen Technologien verwendet werden. In diesem Datensatz müssen alle Faktoren, die in der Nutzenfunktion enthalten und haushaltsspezifisch sind, vorliegen.

In dieser Arbeit wird das Modell mit zwei verschiedenen Datensätzen genutzt. Zum einen wird der SOEP Datensatz verwendet, zum anderen soll der Datensatz, welcher aus den Fragebogenergebnissen generiert wurde, verwendet werden. Das Modell, welches auf den Fragebogenergebnissen aus Rainau beruht, ist dementsprechend spezifisch für die Gemeinde Rainau. Das Modell, welches auf Basis des SOEP

Datensatzes läuft, ist aufgrund der Repräsentativität des SOEP Datensatzes für Deutschland in seiner Grundform für ganz Deutschland gültig. Zusätzlich wurde eine Methode entwickelt, den SOEP Datensatz auf lokale Betrachtungsgebiete anzupassen (siehe Kapitel 4.4), dies wird beispielhaft für die Gemeinde Rainau durchgeführt, so dass auch ein Rainau Modell auf Basis des SOEP Datensatzes genutzt werden kann (siehe Kapitel 5.6). So werden in dieser Arbeit drei verschiedene Modelltypen parametriert und kalibriert. Diese sind mit ihren genutzten Bezeichnungen und Einsatzgebieten in Tab. 4.1 zusammengefasst.

Tab. 4.1: Genutzte Modelltypen in dieser Arbeit, ihre Bezeichnung, der zugrunde liegende haushaltsspezifische Datensatz und das Einsatzgebiet

Name	Genutzter haushaltsspezifischer Datensatz	Einsatzgebiet
Deutschland-Modell	SOEP	Deutschland
Rainau-Modell SOEP	SOEP	Rainau
Rainau-Modell Fragebogen	Fragebogen	Rainau

Wie bereits beschrieben, ist die Zusammensetzung der Gesamtnutzenfunktion aus den Teilnutzenfunktionen in diesen Modelltypen abhängig vom genutzten Datensatz. Die Zusammensetzung der Gesamtnutzenfunktion aus den Teilnutzenfunktionen sowie die Nummerierung der Kapitel in denen die Parametrierung der jeweiligen Teilnutzenfunktionen beschrieben wird, ist in Abb. 4.2 dargestellt. Die Einbettung der Gesamtnutzenfunktionen in den Ablauf des Gesamtmodells wird in Kapitel 4.3 näher erläutert.

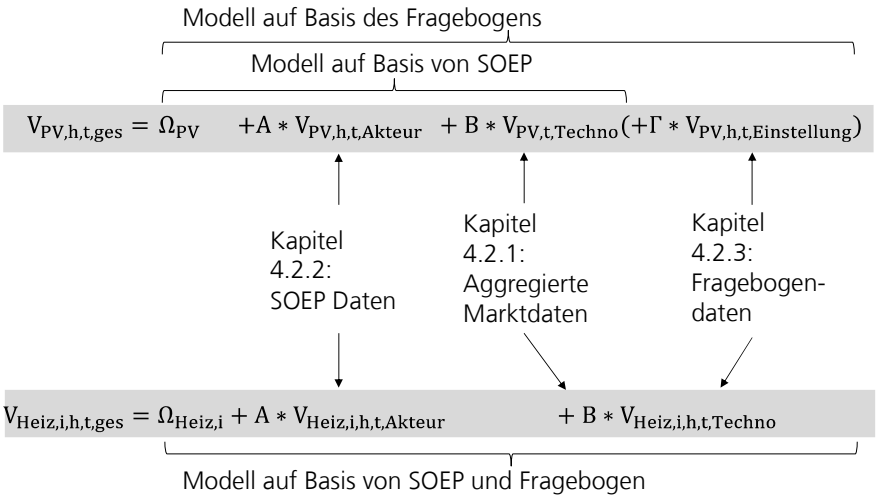


Abb. 4.2: Zusammensetzung Gesamtnutzenfunktion aus den Teilnutzenfunktionen in den drei Modelltypen und Kapitelübersicht für die Beschreibung der Parametrierung der Teilnutzenfunktionen und der genutzten Daten

4.2 Datenbasis und Teilnutzenfunktionen

Im folgenden Kapitelabschnitt wird zunächst der allgemeine Ablauf der Parametrierung der Teilnutzenfunktionen beschrieben. Im Anschluss werden die drei genutzten Datenbasen, sowie die darauf beruhenden Teilnutzenfunktionen vorgestellt. Zunächst werden technologiespezifische Daten wie der Ausbau der Technologien in der Vergangenheit und mögliche erklärende Faktoren für diesen Ausbau beschrieben. Für

Photovoltaik wird außerdem die darauf aufbauende Teilnutzenfunktion erläutert. Für Heizungssysteme wird ebenfalls die Datenbasis beschrieben, da für die Bildung der Teilnutzenfunktion jedoch auch Informationen aus dem Fragebogen verwertet werden, wird die Bildung der Teilnutzenfunktion erst im Abschnitt 4.2.4.4 vorgestellt. In 4.2.3 werden die aus dem sozio-ökonomischen Panel genutzten Daten vorgestellt. Es wird erläutert, wie diese genutzt werden, um Teilnutzenfunktionen zu bilden, welche den Einfluss akteursspezifischer Faktoren auf die Installation von Photovoltaik und Heizungssystemen beschreiben. Zuletzt werden die Ergebnisse der Befragung in Rainau besprochen. Zunächst wird allgemein auf die Ergebnisse des Fragebogens eingegangen sowie auf die Erstellung des Fragebogens und die Auswahl der Fragen. Im Anschluss wird erläutert, welche Ergebnisse aus dem Fragebogen in den Teilnutzenfunktionen wie genutzt werden.

4.2.1 Methode zur Parametrierung der Teilnutzenfunktionen

Bevor die spezifischen Teilnutzenfunktionen und die jeweils genutzten Daten in den Kapiteln 4.2.2 - 4.2.4 vorgestellt werden, wird die Methode zur Parametrierung der Teilnutzenfunktionen allgemein erläutert. Der Prozess ist in Abb. 4.3 dargestellt.

In allen Fällen liegen zwei Arten von Daten für die Parametrierung der Teilnutzenfunktionen vor. Die unabhängigen Variablen, welches die Faktoren sind, die die Entscheidung oder den Besitz für die jeweilige Technologie beeinflussen. Außerdem die abhängige Variable, also der Besitz der Technologie durch einen Haushalt oder die monatliche Ausbaurate dieser Technologie, je nach Teilnutzenfunktion.

Die Einflussfaktoren werden zunächst für die Nutzung als unabhängige Variablen in der Regressionsanalyse vorbereitet. Dabei gilt es zwei Arten von Faktoren zu unterscheiden: welche, die als kategorielle Variablen in das Modell aufgenommen werden und welche, die als kontinuierliche Variablen in das Modell aufgenommen werden. Kategorielle Variablen können in dieser Arbeit die Werte 0 oder 1 annehmen, entweder liegt eine Eigenschaft vor (1) oder sie liegt nicht vor (0). Ein Beispiel ist das Baualter des Gebäudes in dem ein Haushalt lebt. Dieses kann in mehrere Abschnitte aufgeteilt werden. Jedes Gebäude kann anhand seines Baualters einem der Abschnitte zugeordnet werden. Das Baualter könnte auch als kontinuierliche Variable in das Modell aufgenommen werden, der Vorteil an kategoriellen Variablen ist jedoch, dass auch nicht lineare Veränderungen über das ganze Spektrum des Wertebereichs abgebildet werden können. Eine kontinuierliche Variable kann lediglich ein positives oder negatives Gewicht in der Teilnutzenfunktion haben. Bei den Einflussfaktoren, welche kontinuierlich in das Discrete Choice Modell aufgenommen werden, werden die Werte mit dem Maximalwert normiert, so dass alle Werte dieser Variable zwischen 0 und 1 liegen und somit kategorielle und kontinuierliche Variablen in der gleichen Größenordnung vorliegen.

Nach der Vorverarbeitung der Daten wird mit allen Einflussfaktoren, die auf Basis der Literaturrecherche aus Kapitel 3 vorausgewählt wurden, die Regressionsanalyse mittels Discrete Choice Methode durchgeführt. Anhand des Likelihood Ratio Tests werden verschiedene Konfigurationen der Teilnutzenfunktionen anhand ihrer Modellgüte verglichen. Durch diesen Prozess werden diejenigen Faktoren ausgewählt, welche signifikant in das Modell eingehen, also einen Mehrwert zur Erklärung der abhängigen Variable liefern können. Nur diese Faktoren verbleiben in der Teilnutzenfunktion, welche im Ausbaumodell genutzt wird.

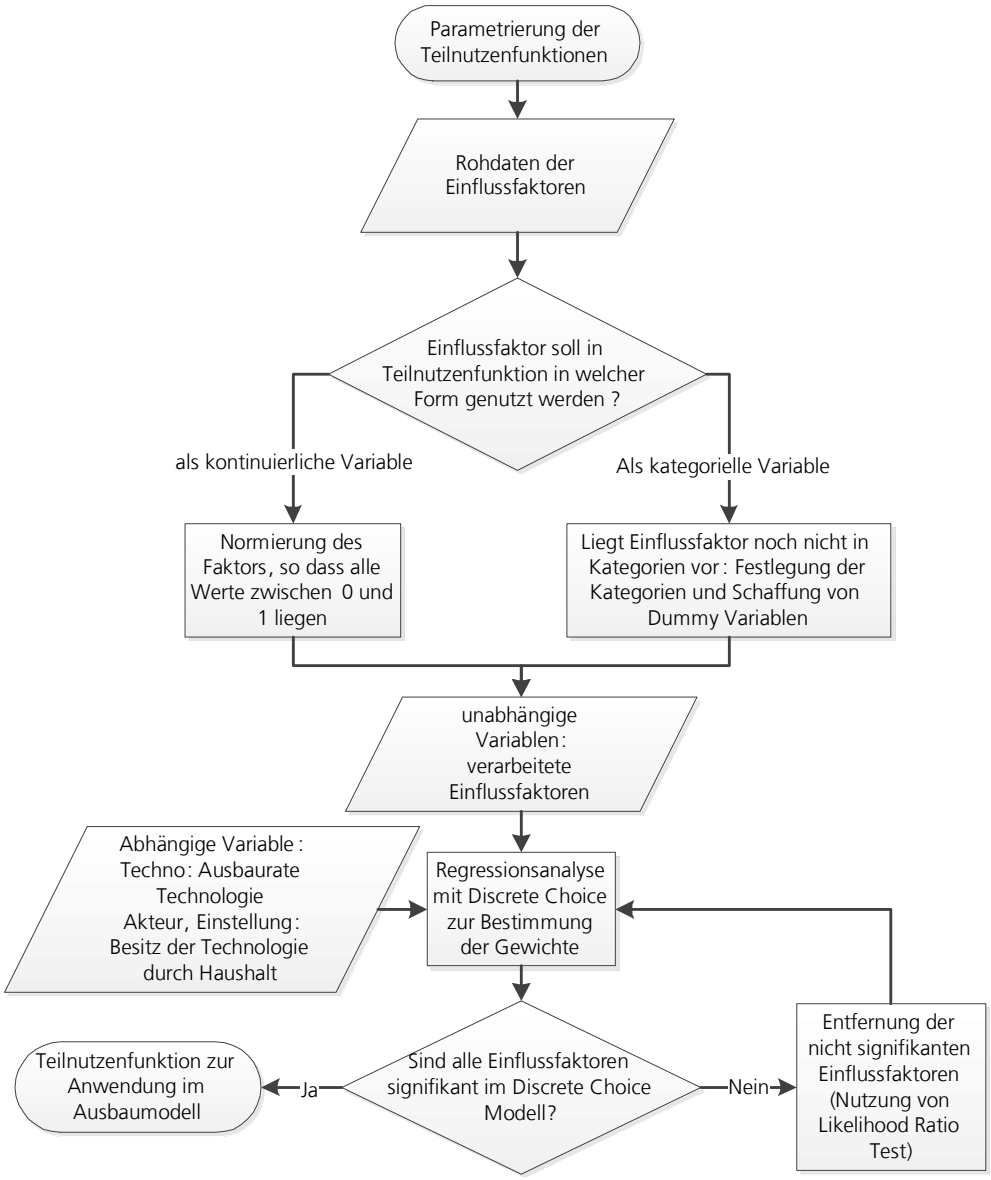


Abb. 4.3: Prozess zur Parametrierung der Teilnutzenfunktionen

4.2.2 Technologiespezifische und allgemeine Daten

In diesem Kapitel werden die Ausbauraten der Technologien Photovoltaik und Heizungssysteme in den letzten Jahren diskutiert sowie mögliche technologiespezifische Einflussfaktoren und ihre historische Entwicklung aufgezeigt. Darauf aufbauend wird die technologiespezifische Teilnutzenfunktion für Photovoltaik vorgestellt. Für Heizungssysteme werden für die Parametrierung der technologiespezifischen Teilnutzenfunktion auch Fragebogendaten genutzt, weswegen die Teilnutzenfunktion erst in Kapitel 4.2.4.5 beschrieben wird.

4.2.2.1 Datenbasis Photovoltaik

Der Ausbau der Photovoltaik hatte in Deutschland durch das erste Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) ab dem Jahr 2000 an Fahrt aufgenommen [Deutscher Bundestag 2000]. Ab dem 1. Januar 2000 wurde jede eingespeiste Kilowattstunde Strom aus Photovoltaikanlagen mit einem fixen Betrag über 20 Jahre vergütet. Wie

hoch die Vergütung pro kWh war, hing vom Zeitpunkt der Installation ab und reduzierte sich jedes Jahr. Die Einspeisevergütung war damit einer der wichtigsten Treiber des Ausbaus der Photovoltaik in Deutschland (siehe z.B. [Wand et al. 2011; Dollinger 2013]). Der Ausbau ist in monatlicher Auflösung in Abb. 4.4 dargestellt. Bis zum Jahr 2009 ist der Ausbau noch langsam voran geschritten, im Dezember 2008 hat er das erste Mal die 500 MW innerhalb eines Monats überschritten. Ab diesem Zeitpunkt hat der Ausbau rapide zugelegt und im Dezember 2011 seinen Höhenpunkt mit einem Ausbau von über 3500 MW in einem Monat erreicht.

Im Zeitraum von 2009 bis 2012 sind immer wieder hohe Ausbaupeaks zu beobachten. Diese liegen meist direkt vor einer Herabsetzung der Einspeisevergütung, weswegen vermutet wird, dass diese der Grund für die Ausbaupeaks waren [Klein et al. 2017]. In der zweiten Jahreshälfte 2012 ist der Ausbau dann stark zurückgegangen und fast wieder auf dem Niveau von vor 2009 angekommen. Starke Absenkungen der Einspeisevergütungen ab 2012, sowie die Änderung im EEG, dass auch auf selbst genutzten Solarstrom ab August 2014 die EEG-Umlage bezahlt werden muss, können für diesen Rückgang verantwortlich gemacht werden [BSW-Solar 2015].

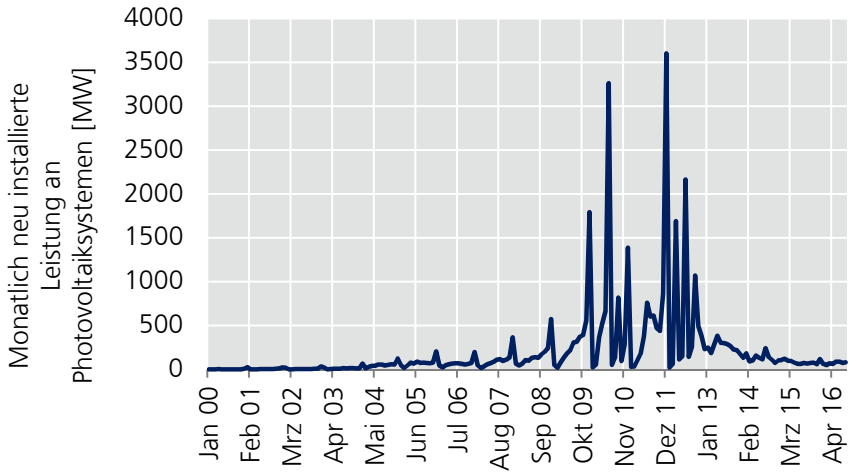


Abb. 4.4: Monatlich installierte Leistung an Photovoltaik in Deutschland für den Zeitraum Januar 2000 bis August 2016

Anfänglich wurde die Einspeisevergütung jeweils zu Beginn des neuen Jahres angepasst, d.h. bis auf das Jahr 2004 wurde sie jährlich abgesenkt. Seit dem EEG 2012 geschieht dies monatlich. Mit Einführung des EEG 2014 erfolgt die Anpassung nicht mehr statisch, sondern dynamisch und richtet sich nach dem Korridor in dem der Ausbau laut Bundesregierung liegen soll. Da der Ausbau niedriger lag als erwünscht hat sich zum Beispiel die Einspeisevergütung von September 2015 bis Dezember 2016 nicht geändert [BNetzA 2000-2018].

Der starke Ausbau von Photovoltaik in Deutschland und in vielen anderen Teilen der Welt, ist dafür verantwortlich, dass die Systemkosten seit 2000 um 85 % gefallen sind. Die Entwicklung der Modulkosten [photovoltaik-guide 2014; BSW-Solar 2014; AEE 2010] und die Entwicklung der Einspeisevergütung auf Anlagen ≤10 kW [BNetzA 2000-2018] ist in Abb. 4.5 dargestellt. Die sinkenden Systemkosten führten zu niedrigeren Amortisationszeiten und machen es heute möglich, dass Photovoltaik eine solche Verbreitung erfährt und inzwischen auch ökonomisch mit konventionellen Erzeugungstechnologien mithalten kann.

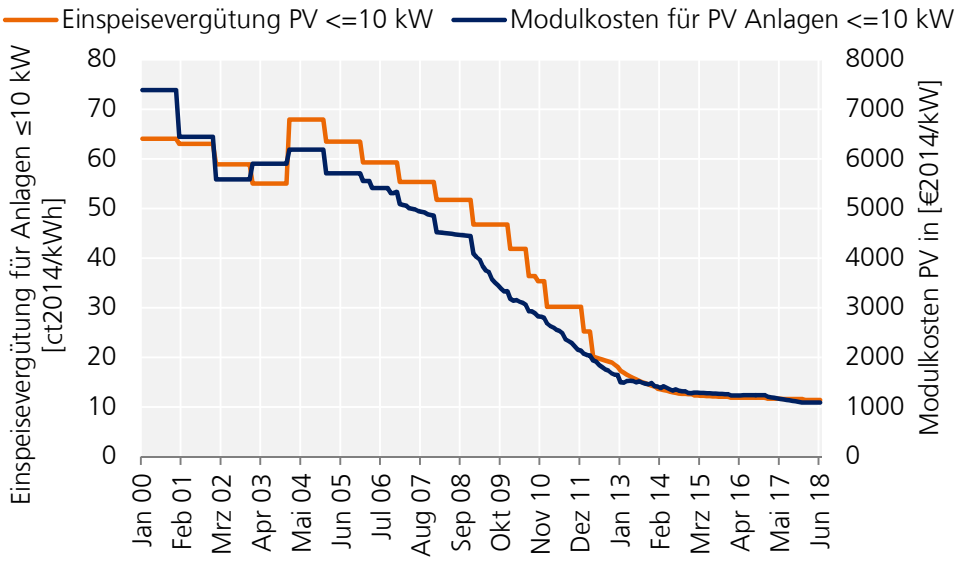


Abb. 4.5: Einspeisevergütung [BNetzA 2000-2018] und Modulkosten [photovoltaik-guide 2014; BSW-Solar 2014; AEE 2010] für Photovoltaik Anlagen ≤10 kW für den Zeitraum Januar 2000 bis Juni 2018

In dieser Arbeit werden nur die Investitionen privater Haushalte für Photovoltaik untersucht. Somit müssen die historischen Gesamtausbauzahlen, die in Abb. 4.4 dargestellt sind, auf die verschiedenen Investorengruppen bei Photovoltaik aufgeteilt werden. Aus dem PV Melderegister [BNetzA 2000-2018] kann jedoch nicht entnommen werden, wer eine Anlage installiert hat. Dies wird erst nach Einführung des Marktstammdatenregisters möglich sein [Kahla et al. 2017; BNetzA 2017]. Aus diesem Grund werden die PV-Anlagen in 5 Leistungsklassen aufgeteilt, welche sich nach den Leistungsklassen der Einspeisevergütung richten:

- ≤10 kW
- >10-40 kW
- >40-100 kW
- >100-1000 kW
- >1000 kW

In 2011 wurde eine Studie veröffentlicht, welche für die Jahre 2004 bis 2010 den Ausbau verschiedener Erzeugungstechnologien unterteilt nach Investorengruppen angibt [Trend Research 2011]. Folgende Investorengruppen werden in dieser Studie unterschieden (Tab. 4.2).

Die Daten über die jährlichen Ausbauzahlen pro Investorengruppe werden mit den Ausbauzahlen pro Leistungsklasse verschnitten, um die jährlichen Ausbauzahlen für die einzelnen Investorengruppen abschätzen zu können. Folgende Annahmen werden zunächst getroffen:

- Anlagen bis 10 kW werden ausschließlich von Privatpersonen (auf Einfamiliengebäuden) installiert
- Anlagen größer 10 kW und bis zu 40 kW werden unter anderem von Mehrfamilienhausbesitzern installiert
- Anlagen über 40 kW werden im Privatpersonenbereich nur durch Genossenschaften installiert
- Projektierer investieren in Anlagen >100 kW
- Landwirte, GHD- und Industriebetriebe installieren Anlagen zwischen 40 kW und 1000 kW

Tab. 4.2: Investorentypen für erneuerbare Energien in der Studie [Trend Research 2011]

Name in [Trend Research 2011]	Erläuterung	Entsprechung in dieser Arbeit
Große Vier	die vier großen Energieerzeuger EnBW, Eon, Vattenfall und RWE	sonstige Energieversorger
Regionalerzeuger	Energieerzeugungsunternehmen mit einer installierten Leistung > 400 MWel in Deutschland	sonstige Energieversorger/ Kommunale Energieversorger
Sonstige EVU	Energieversorgungsunternehmen mit einer installierten Leistung < 400 MWel in Deutschland	Kommunale Energieversorger
Internationale EVU	Energieversorgungsunternehmen mit Sitz außerhalb von Deutschland	Sonstige Energieversorger
Contracting/ Energiedienstleister	Unternehmen mit Dienstleistungs-schwerpunkt im Marktsegment Contracting/ Energiedienstleistung	-
Gewerbe	Industrie und Gewerbe	Industrie, Gewerbe und Landwirte
Projektierer	Unternehmen mit Haupt- oder Nebengeschäftszweck Entwicklung und Veräußerung von Projekten im Bereich der Erneuerbaren Energien	Projektierer
Fonds	Eine Bank ist ein Kreditinstitut, das entgeltliche Dienstleistungen für den Zahlungs-, Kredit- und Kapitalverkehr anbietet. Fonds werden von Investmentgesellschaften oder Banken aufgelegt	Projektierer
Privatpersonen	Privatpersonen werden als natürliche Personen (Mensch in seiner Rolle als Rechtssubjekt) definiert.	Privatpersonen EFH, Privatpersonen MFH, Genossenschaften
Landwirte	Eigentümer oder Pächter eines landwirtschaftlichen Betriebs (haupt- oder nebenerwerblich).	Landwirte

Das Vorgehen zur Bestimmung der Ausbauzahlen pro Investorengruppe und Leistungsklasse ist dann wie Folgt:

1. Die <10 kW Anlagen werden vollständig den Privatpersonen zugeordnet, so gehen auch einige andere wissenschaftlichen Arbeiten vor (z.B. [Klein et al. 2017; Kwan 2012]). Es wird angenommen, dass diese Anlagen vollständig auf Ein- und Zweifamilienhäusern installiert sind.
2. Das Installationsvolumen der Privathaushalte liegt jedes Jahr über der installierten Leistung von Anlagen <10 kW, denn Privatpersonen können zum einen auch Anlagen bis 40 kW installieren, zum anderen werden durch Genossenschaften auch deutlich größere Anlagen realisiert. Der Anteil an der installierten Photovoltaik Leistung durch Genossenschaften ist jedoch klein. Im Jahr 2013 lag er bei knapp 1 % bezogen auf die gesamte installierte Leistung und bei knapp 2 % bezogen auf Photovoltaikanlagen mit privaten Eigentümern [AEE 2014]. Der Anteil von 2 % installierter Leistung durch Genossenschaften wird in der Berechnung verwendet. Die restliche durch

Privatpersonen installierte Leistung wird der Leistungsklasse 10-40 kW und somit dem Ausbau auf Mehrfamiliengebäuden zugeordnet.

3. Die Landwirte und Betriebe installieren die verbleibende Leistung in dieser Leistungsklasse. Dadurch ergibt sich, dass beide Investorengruppen nennenswerte Anteile an der Leistung in dieser Leistungsklasse installieren und sich diese Leistungsklasse nicht einer Investorengruppe zuordnen lässt.
4. Die verbleibende Leistung der Landwirte/Betriebe wird der nächst höheren Leistungsklasse, also 40-100 kW zugeordnet
5. In den letzten beiden Leistungsklassen investieren vor allem Projektierer und große Energieversorger

Auf Basis dieser Zuordnung ergibt sich in Abb. 4.6 dargestelltes Bild für die Investorengruppen in den einzelnen Leistungsklassen. Die blau hinterlegten Investorengruppen haben dabei entscheidende Anteile am Ausbau in der jeweiligen Leistungsklasse.

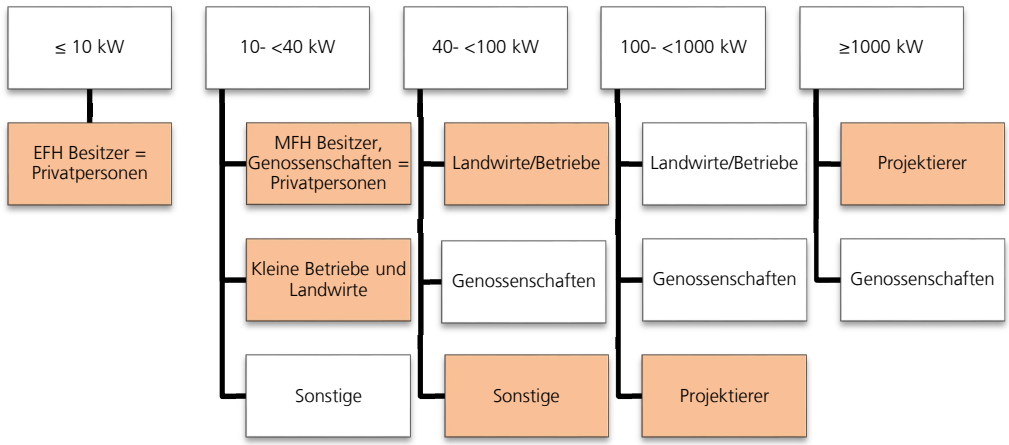


Abb. 4.6: Verteilung der Investorengruppen auf die Leistungsklassen bei PV-Anlagen auf Basis von [Trend Research 2011; BNetzA 2000-2018] und eigenen Berechnungen

Das Modell berechnet die Investitionsentscheidung von Privathaushalten im Eigentum, welche auf diesem Eigentum eine Photovoltaikanlage errichten wollen, sowohl in Einfamilien-, als auch in Mehrfamilienhäusern. Eigentümer, die nicht selbst in ihrem Eigentum leben und die Beteiligung von Privatpersonen an einer Genossenschaft werden im Modell nicht abgebildet. Zum Vergleich der Modellergebnisse mit historischen Daten muss bestimmt werden wie viele der Anlagen in der Leistungsklasse >10-40 kW durch Privatpersonen installiert worden sind. Wird vereinfachend angenommen, dass die Anlagen, die durch Privatpersonen installiert worden sind, auf den beiden Gebäudetypen Ein-, Zweifamilienhaus (Anlagen ≤10 kW) oder Mehrfamilienhaus (Anlagen >10-40 kW) installiert sind und keine Privatpersonen in Genossenschaften investiert haben (Anteil und somit Fehler beträgt 2 %), ergibt sich die in Tab. 4.3 dargestellte Leistung auf Mehrfamilienhäusern.

Der berechnete Anteil von Anlagen, welche von Privateigentümern installiert wurden, an der Gesamtleistung der Anlagengröße >10-40 kW schwankt zwischen 8 % und 89 %, so dass eine Extrapolation dieser Daten auf spätere oder frühere Zeitpunkte auf Basis dieser Berechnung schwer vorzunehmen ist. Aufgrund dessen soll nur ein Korridor für die Leistung der Anlagen im Leistungsbereich >10-40 kW angegeben werden, die auf Mehrfamilienhäusern installiert sind. Die obere Grenze des Korridors wird mit einem Anteil von 0,504 an der Gesamtleistung berechnet (zweithöchster berechneter Wert), die untere Grenze des Korridors wird mit einem Anteil von 0,246

berechnet (zweitniedrigster berechnet Wert), für 2004 wird der berechnete Anteil von 0,081 für die untere Grenze genommen (berechneter Wert für dieses Jahr) und für 2011 dementsprechend der berechnete Anteil von 0,896 als obere Grenze.

Tab. 4.3: Installierte PV Leistung auf Ein- und Zweifamilienhäusern und Mehrfamilienhäusern berechnet durch die Verschneidung von Daten aus [BNetzA 2000-2018] und [Trend Research 2011]

	Leistung gesamt Privatpersonen [MWp]	Leistung ≤10 kW [MWp]	Verbleibende Leistung = Leistung auf Mehrfamilienhäusern [MWp]	Anteil an installierter Gesamtleistung >10-40 kW [MWp]
2004	434	397	37	0.081
2005	391	230	160	0.342
2006	390	234	157	0.396
2007	435	266	169	0.298
2008	619	397	222	0.246
2009	1412	541	871	0.504
2010	2944	737	2207	0.896

Die Spannweite der Leistungen von Aufdachanlagen ist begrenzt und vor allem von der Dachfläche des Gebäudes abhängig. Somit ist die Wahl der Leistung der PV-Anlage nicht Teil der Investitionsentscheidung [Macal et al. 2014; Palmer et al. 2015]. Das Modell berechnet deswegen nicht die Entscheidung für eine Leistung einer Photovoltaikanlage, **sondern** lediglich ob in eine PV-Anlage investiert wird. Für die Umrechnung der historischen installierten Leistung an PV-Anlagen in den Leistungsbereichen ≤10 kW und >10-40 kW wird die durchschnittliche Anlagengröße in diesen beiden Leistungsklassen verwendet. Das Ergebnis der Auswertung ist in Abb. 4.7 dargestellt.

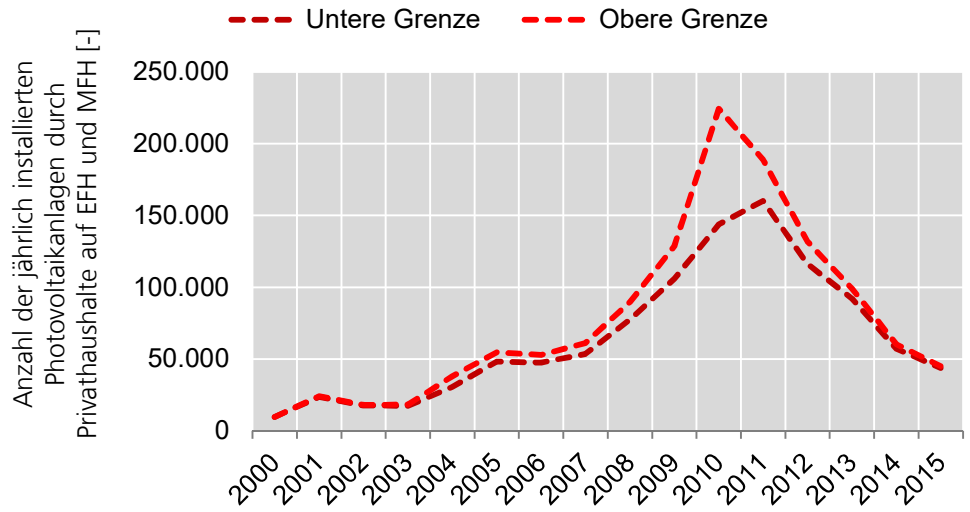


Abb. 4.7: Berechneter Ausbaukorridor von PV-Anlagen auf Wohngebäuden in Deutschland im Zeitraum 2000-2015 (Anzahl)

4.2.2.2 Technologiespezifische Teilnutzenfunktion Photovoltaik

Zur Bildung der technologiespezifischen Teilnutzenfunktion liegen sowohl die erklärenden als auch die abhängige Variable in monatlicher Auflösung vor. Der Ausbau der Photovoltaik war im betrachteten Zeitraum sehr dynamisch und eine jährliche Betrachtung könnte diese Effekte nicht vollständig erfassen (siehe Abb. 4.8).

Die Leistungsklasse ≤10 KW wird wie aus Abb. 4.6 ersichtlich vollständig den Einfamilienhausbesitzern zugeordnet. Wie beschrieben ist diese klare Zuordnung für die Anlagenklasse >10-40 kW nur unter Zuhilfenahme einiger Annahmen und nur in jährlicher Auflösung möglich. Aus diesem Grund wird die technologiespezifische Teilnutzenfunktion ausschließlich über die Installationen ≤10 kW parametriert. Es wird also angenommen, dass die technologiespezifischen Faktoren, die die Entscheidung bei Privatpersonen beeinflussen nur geringfügig vom Gebäudetyp abhängig sind und deswegen das Modell auch auf Eigentümer im Mehrfamilienhaus übertragen werden kann. Diese Annahme gilt nicht für Mieterstrommodelle, welche die Wirtschaftlichkeit der Anlagen stark verändern können, die aber im untersuchten Zeitraum von 2000 bis 2015 noch keine Rolle gespielt haben und im Modell auch nicht betrachtet werden. In dem Zeitraum von 2000 bis 2015 lag der Anteil des selbst genutzten Stroms noch in einem niedrigen Bereich, in der Literatur werden Werte von 0 %-20 % angegeben [Klein et al. 2017]. Erst seit 2012 liegt der Strompreis höher als die Einspeisevergütung und die Eigennutzung des Solarstroms ist aus betriebswirtschaftlicher Sicht sinnvoll.

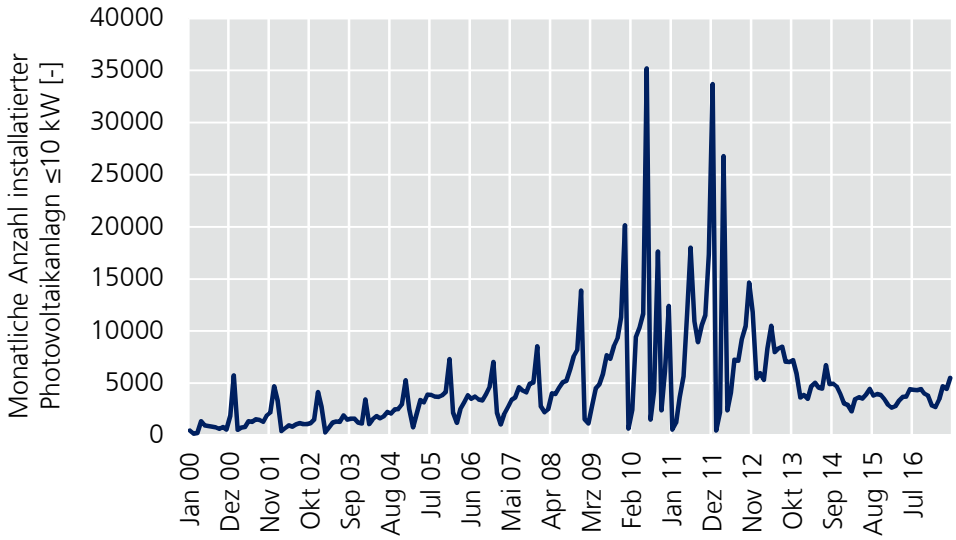


Abb. 4.8: Anzahl Installationen von PV-Anlagen <10 kW von Januar 2000 bis August 2016 [BNetzA 2000-2018]

Die Berechnung des Ausbaus im Gesamtmodell erfolgt in jährlichen Zeitschritten, so dass die monatlichen Werte der Teilnutzenfunktion auf jährliche Werte aggregiert werden. Diese Aggregation wird so durchgeführt, dass die Dynamik des Ausbaus zumindest teilweise erfasst werden kann (siehe Kapitel 5.4.1). Der Ausbau im Gesamtmodell findet in jährlichen Zeitschritten statt, da viele Daten, zum Beispiel die technologiespezifischen Daten für die Heizungssysteme, nur in dieser zeitlichen Auflösung vorliegen.

In Discrete Choice Modellen werden Investitionswahrscheinlichkeiten für die verschiedenen zur Verfügung stehenden Optionen berechnet, welche zur Verfügung stehen. Diese Wahrscheinlichkeiten können als Anteile interpretiert werden (siehe Gl. 4.3). Im Falle der Investitionsentscheidung für Photovoltaik gibt es zwei Optionen, die Installation von Photovoltaik oder keine Installation. Die Wahrscheinlichkeit für die Installation von Photovoltaik kann also als Anteil aller positiv getroffenen Investitionsentscheidungen aufgefasst werden. Um die vorliegende monatliche absolute Anzahl an installierten PV-Anlagen in einen Anteil positiver Investitionsentscheidungen umrechnen zu können, muss bekannt sein, wie viele Investitionsentscheidungen (positive und negative) jeden Monat getroffen werden. Als Obergrenze für den Ausbau von Photovoltaiksystemen auf Ein- und Zweifamilienhäusern wird die Anzahl aller Gebäude dieses Typs in Deutschland

genommen, dies sind 15.006.000. Doch nicht jeder potentielle Investor trifft jeden Monat bewusst die Entscheidung, ob er eine Photovoltaikanlage installieren möchte. Es werden deutlich weniger sein. Da hierzu keinerlei Angaben vorhanden sind, müssen Annahmen getroffen werden. Es wird die Annahme getroffen, dass jeder 10. potentielle Investor einmal im Jahr (also alle 12 Monate) eine Entscheidung trifft. Alle, die schon investiert haben, werden dies außerdem nicht noch einmal tun. Dies bedeutet konkret, dass die Wahrscheinlichkeit eines Ausbaus in einem Monat für die Regression über folgende Formel berechnet wird:

$$P_{PV,Deutschland,m} = \frac{N_{PV,Deutschland,m,10\,kW} * 10 * 12}{N_{EFH,Deutschland}} \qquad \textbf{Gl. 4.4}$$

Mit:
$P_{PV,Deutschland,m}$= Wahrscheinlichkeit (= Anteil) der Installation einer Photovoltaikanlage in einem Einfamilien- oder Zweifamilienhaus in einem Monat
$N_{PV,Deutschland,m}$ = Anzahl aller in einem Monat installierten PV-Anlagen in Deutschland kleiner 10 kW
$N_{EZFH,Deutschland}$ = Anzahl aller Ein-und Zweifamilienhäuser in Deutschland

Eine Liste aller allgemeingültigen und technologiespezifischen Faktoren, die Investitionsentscheidungen bei Photovoltaik beeinflussen, kann in Kapitel 3.1 eingesehen werden. In das Modell können aus dieser Liste prinzipiell alle Faktoren aufgenommen werden, die für den ausgewählten Zeitraum erhoben werden können. Diese Faktoren sind in Tab. 4.4 aufgeführt.

Tab. 4.4: Allgemeine und technologiespezifische Faktoren, die den Ausbau von PV beeinflussen und deutschlandweit in monatlicher Auflösung erhoben werden können und ihre genutzten Quellen für die Werte für den Zeitraum 2000-2016

Allgemeine Faktoren	Quelle für diese Arbeit
Klima (mittlere monatliche Temperatur in Deutschland)	[DWD 2018]
Haushaltsstrompreis	[BDEW 2018]
Medienpräsenz	[Dehler et al. 2017]
Photovoltaik spezifische Faktoren	
Investitionskosten	[AEE 2010], [BSW-Solar 2014], [photovoltaik-guide 2014]
Einspeisevergütung	[BNetzA 2000-2018]
Amortisationszeit	Berechnet

Neben den in Tab. 4.4 aufgeführten Parametern, die direkt erhoben werden können, werden zwei Parameter berechnet. Der erste dieser Faktoren ist die Amortisationszeit. Dieser Faktor ist ein wichtiges ökonomisches Kriterium für Privatpersonen zur Bewertung der Rentabilität einer Investition [Rai et al. 2012]. Die allgemeine Formel für die statische Amortisationszeit ist wie folgt:

$$T_{Amortisation} = \frac{I(0)}{E(t_j) - A(t_j)} \qquad \textbf{Gl. 4.5}$$

Mit:
$T_{Amortisation}$ = Statische Amortisationszeit [a]
$I(0)$ = Investitionssumme zum Zeitpunkt 0 [€]
$E(t_j)$ = Jährliche Einnahmen [€]
$A(t_j)$ = Jährliche Ausgaben [€]

Für Photovoltaik sind die jährlichen Einnahmen wie folgt definiert:

$$E(t_j) = (g_{nutz} * k_{Haushaltsstrom} + (1 - g_{nutz}) * k_{Einspeisung}) * Ertrag \quad \textbf{Gl. 4.6}$$

Mit:
$E(t_j)$ = Jährliche Einnahmen durch den Betrieb einer Photovoltaikanlage [€/a]
g_{nutz} = Anteil des selbst genutzten Stroms am produzierten Strom
$k_{Haushaltsstrom}$ = Haushaltsstrompreis in [€/kWh]
$k_{Einspeisung}$ = Einspeisevergütung in [€/kWh]
$Ertrag$ = Jahresstromertrag der Photovoltaikanlage in [kWh]

Die Ausgaben setzen sich wie folgt zusammen:

$$A(t_j) = k_{BundW} \quad \textbf{Gl. 4.7}$$

Mit:
$A(t_j)$ = Jährliche Ausgaben durch den Betrieb einer Photovoltaikanlage [€/a]
k_{BundW}= Betriebs- und Wartungskosten [€/a]

Der zweite berechnete Parameter ist die Änderung der Einspeisevergütung zum nächsten Monat. Die Bedeutung dieses Faktors lässt sich anhand von Abb. 4.8 erklären. Die Installationsrate erreicht immer wieder hohe Peaks, die vor der Absenkung der Einspeisevergütung im nächsten Monat liegen. Dies lässt sich dadurch erklären, dass Personen, die schon darüber nachgedacht haben in PV zu investieren, ihre Entscheidung vorziehen werden, um noch die höhere Einspeisevergütung zu erhalten. In der Literatur wird dieser Effekt auch mit der Prospect Theory erklärt. ([Kahneman et al. 1979; Klein et al. 2017])
Die Änderung der Einspeisevergütung ist wie folgt definiert:

$$\Delta k_{Einspeisung}(t_m) = k_{Einspeisung}(t_m) - k_{Einspeisung}(t_m + 1) \quad \textbf{Gl. 4.8}$$

Mit:
$\Delta k_{Einspeisung}(t_m)$ = Änderung der Einspeisevergütung zum nächsten Monat [ct/kWh]
$k_{Einspeisung}(t_m)$ = Einspeisevergütung im aktuellen Monat [ct/kWh]
$k_{Einspeisung}(t_m + 1)$ = Einspeisevergütung im nächsten Monat [ct/kWh]

Die Ergebnisse für die Teilnutzenfunktion und ein Vergleich dieser mit den Literaturwerten erfolgt in Kapitel 5.1.1. Die Methode zur Parametrierung der technologiespezifischen Teilnutzenfunktion für Photovoltaik ist in Abb. 4.9 dargestellt.

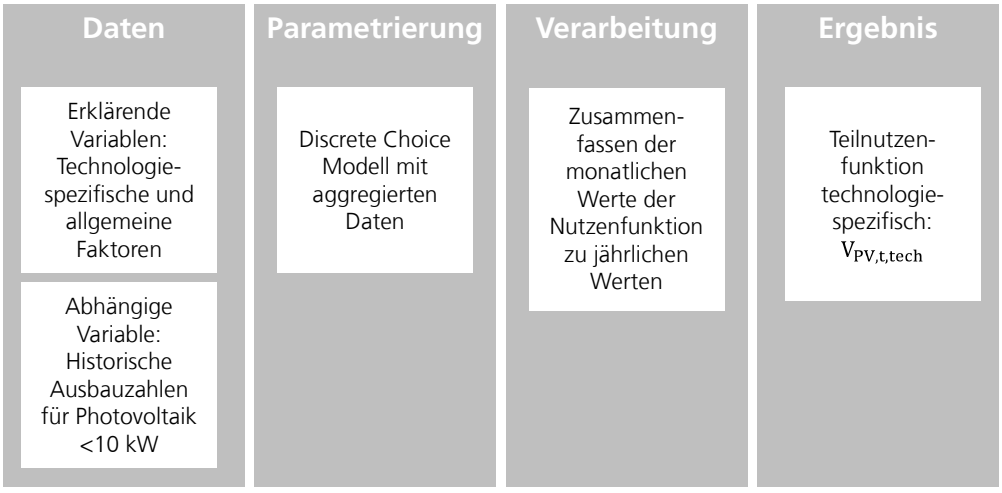


Abb. 4.9: Methode zur Parametrierung der technologiespezifischen Teilnutzenfunktion für Photovoltaik

4.2.2.3 Datenbasis Heizungssysteme

Die Marktentwicklung der Installationen der gängigen Wärmeerzeuger in Deutschland ist in Abb. 4.10 dargestellt. Diese Darstellung unterscheidet dabei nicht nach verschiedenen Branchen und stellt somit nicht allein die Anteile der verkauften Wärmerzeuger für Wohngebäude dar.

Gaskessel sind mit großem Abstand immer noch die absatzstärkste Heizungstechnologie in Deutschland, wobei die Brennwerttechnik mehr und mehr an Bedeutung gewinnt. Auch bei den Ölkesseln werden in 2015 kaum noch Niedertemperaturgeräte verkauft, sondern Brennwertkessel. Zusätzlich ist der Anteil von Ölkesseln an allen verkauften Wärmeerzeugern von 28,1 % in 1998 auf 11,3 % in 2015 gesunken. Der Anteil von Biomassekesseln und Wärmepumpen hat dagegen seit 1998 zugenommen. Bei Wärmepumpen lag der Anteil im Jahr 1998 noch bei 0,9 % während es im Jahr 2015 8 % waren. Bei Biomassekesseln war der Zuwachs nicht ganz so stark, aber auch hier ist der Ausbau angestiegen (0,8 %-4,2 %, 1998-2015).

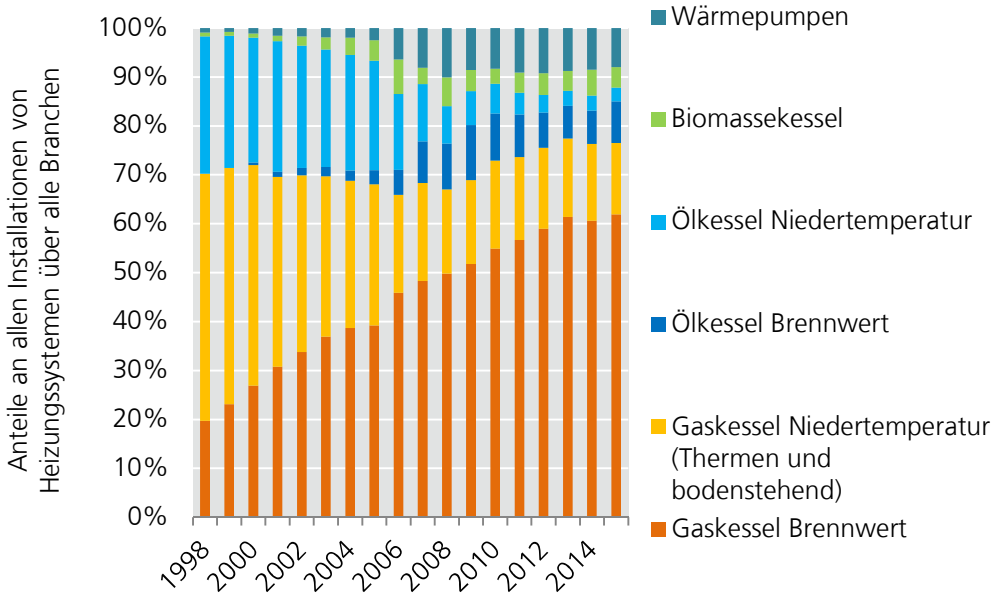


Abb. 4.10: Marktentwicklung Installation Wärmeerzeuger nach [BDH 2015] von 1998 bis 2015

Zusätzlich zur Entwicklung der Installationen soll auch die Struktur des Wärmeerzeugerbestands analysiert werden, diese ist in Abb. 4.11 dargestellt. In dieser Darstellung wird ausschließlich der Bestand in Wohngebäuden abgebildet. Die Zusammensetzung des Heizungsbestandes ändert sich durch den Abriss von Wärmeerzeugern, die nicht ersetzt werden, durch den Austausch von Wärmeerzeugern, die aus diversen Gründen das Ende ihrer Lebenszeit erreicht haben, sowie durch im Neubau installierte Wärmeerzeuger.

Gaskessel nehmen in 2015 fast 50 % am Bestand aller installierten Wärmeerzeuger ein, zu Beginn der Betrachtung in 1998 waren es 42 %. Der Zuwachs an Gaskesseln geht dabei vor allem zu Lasten der Ölkessel, die im gleichen Zeitraum um 7 Prozentpunkte abgenommen haben. Die Trends sind die gleichen wie bei den Installationen, jedoch sind die Effekte um einiges langsamer, da nur ca. 3,3 % aller Heizungssysteme jedes Jahr ausgetauscht werden (eigene Berechnungen auf Basis von [BDEW 2017] und [BDH 2015], [Steinbach 2015] nutzt eine Austauschrate von 3 % auf Basis von Daten des BDH).

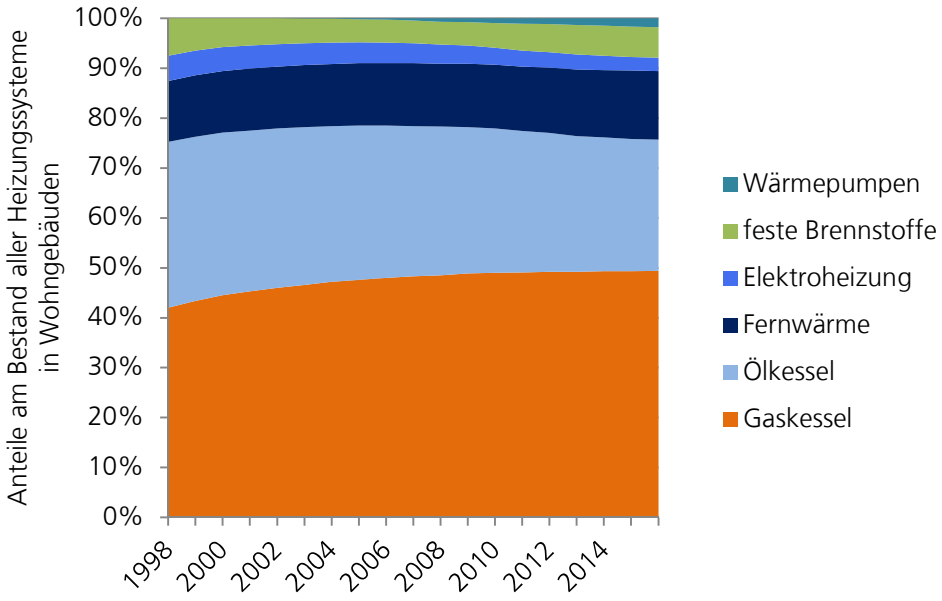


Abb. 4.11: Struktur des Wärmeerzeugerbestandes in deutschen Haushalten von 1998 bis 2015 nach [BDEW 2017]

Da die Installations- und Bestandsdaten genutzt werden sollen, um das Modell zu kalibrieren, werden die Bestandsdaten des [BDEW 2017] ebenfalls in jährliche Installationen umgerechnet. Damit sind auch für die Systeme Elektroheizung und Fernwärme historische Daten für den Ausbau verfügbar und für die anderen Technologien eine zweite Datenbasis zum Abgleich, vor allem, da die Daten des [BDH 2015] nicht spezifisch für Wohngebäude sind. Die Bestandsdaten des [BDEW 2017] werden mit den folgenden Annahmen in jährliche Installationen umgerechnet:

- Die jährliche Austauschrate beträgt 3,27 %
- Es werden von allen Heizungssystemen prozentual gleich viele ausgetauscht

Die sich ergebende Datenbasis für den Vergleich mit den Modellergebnissen (erfolgt in Kapitel 5.4) ist in Abb. 4.12 dargestellt. Die Installationsraten des [BDH 2015] entsprechen dabei den Originaldaten, welche auch schon in Abb. 4.10 dargestellt wurden, die Installationsraten des [BDEW 2017] wurden aus den in Abb. 4.11 dargestellten Daten und den erläuterten Annahmen berechnet.

Die Anteile der Gaskessel an den Installationen sind zu Beginn des betrachteten Zeitraumes auf gleicher Höhe, entwickeln sich in den folgenden Jahren jedoch verschieden, die BDH Daten zeigen einen steigenden Anteil, während die BDEW Daten einen sinkenden Anteil an Gaskesseln zeigen. Ob dies an der Umrechnung der BDEW Daten von Bestandsdaten zu Installationen liegt oder daran, dass die BDH Daten nicht nach Branchen unterscheiden und der Anteil an Gaskesseln in anderen Absatzmärkten als dem Wohngebäudesektor deutlich höher liegt, kann anhand der Datenbasis nicht bestimmt werden. Zu beachten ist außerdem, dass in den Daten das BDH vier verschiedene Heizungssysteme betrachtet werden, deren Anteile an allen Installationen zusammen 1 ergeben müssen, bei den BDEW Daten jedoch 6. Dies führt dazu, dass die Anteile an allen Installationen bei den Daten des BDH insgesamt höher liegen müssen. Bei den Installationen von Ölkesseln zeigen beide Quellen eine ähnliche fallende Entwicklung, die Kurve basierend auf den BDH Daten ist steiler. Beide Kurven zeigen einen erneuten Anstieg der Installationen zum Ende des betrachteten Zeitraumes. Bei den Anteilen von Biomasse/festen Brennstoffen zeigen beide Kurven zunächst ein niedriges Installationsniveau und dann einen Anstieg, jedoch ist dieser bei den BDEW Daten deutlich stärker, auf den Anstieg erfolgt hier ein Einbruch der Installationszahlen ab 2011 bis beide Datenbasen wieder fast auf dem gleichen Niveau in 2015 angelangt

sind. Die BDEW Daten umfassen dabei nicht nur Biomassekessel, sondern alle festen Brennstoffe, also auch Kohleheizungen, dies wird jedoch kaum der Grund für den starken Anstieg der Installationen sein, da diese Heizungssysteme heute so gut wie nicht mehr installiert werden. Der qualitative Verlauf des Anteils der Wärmepumpen ist in beiden Quellen vergleichbar, die Daten des BHDH zeigen ein höheres Niveau an Installationen. Für die beiden Systeme Fernwärme und Elektroheizung liegen über den BDH keine Daten vor, es können nur die Daten des BDEW verwendet werden. Der Anteil an Installationen liegt bei Fernwärme auf einem konstanten Niveau von ca. 0,13-0,14, lediglich zum Ende des betrachteten Zeitraumes kann ein Anstieg und erneuter Abfall der Installationen verzeichnet werden. Der Anteil Elektroheizungen sinkt im betrachteten Zeitraum, diese Heizungssysteme werden heute kaum noch installiert. Die Kurve fällt zwischendurch auf null ab, dies liegt an der Berechnung der Installationszahlen aus den Bestandsdaten mit einer festen Austauschrate für alle Systeme von 3,27 %. Diese ist für Elektroheizungen zu niedrig angesetzt, so dass die Installationen in den Jahren 2007 bis 2011 unter null fallen und in der Verarbeitung der Daten auf null gesetzt wurden.

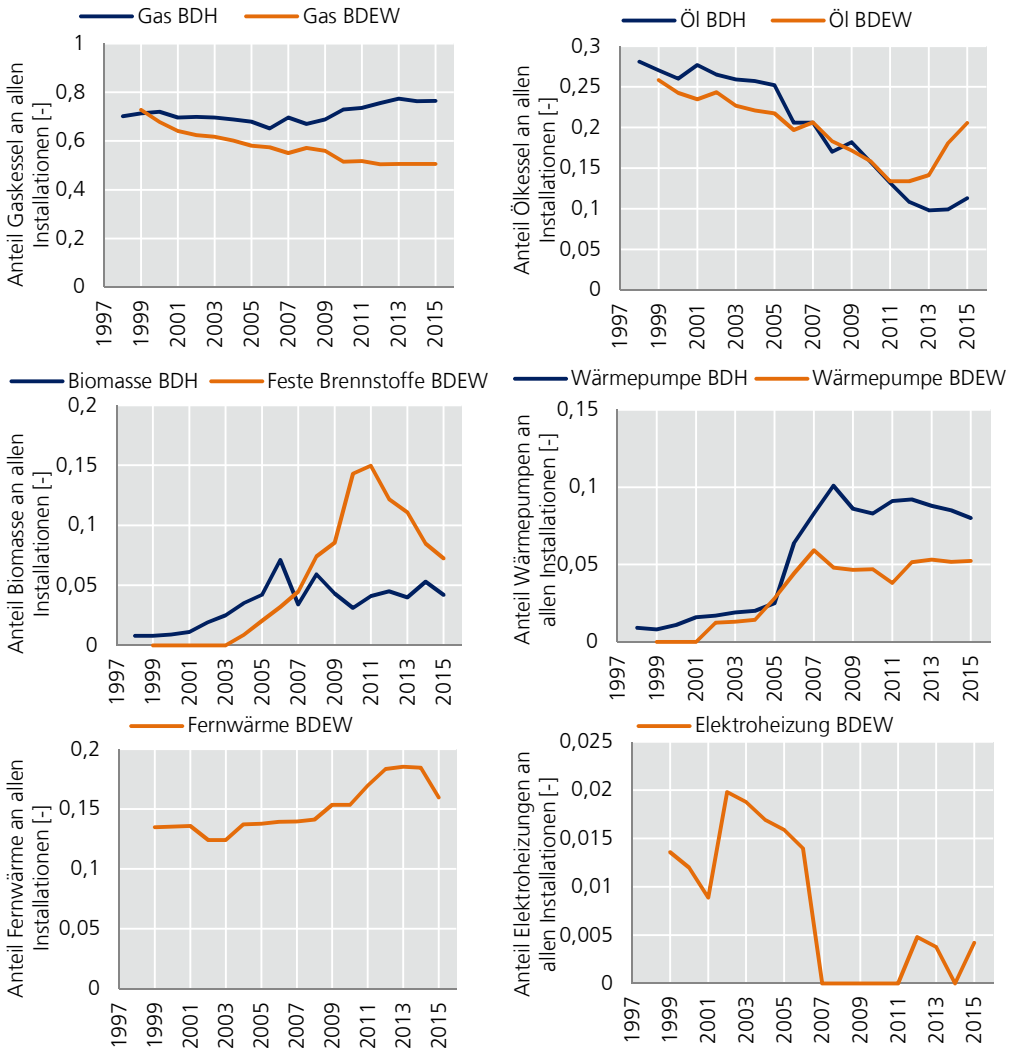


Abb. 4.12: Anteil der verschiedenen Heizungssysteme an den jährlichen Installationen aus [BDEW 2017; BDH 2015] und eigenen Berechnungen für den Zeitraum 1998-2015

Neben den Installations- und Bestandszahlen, die zum Vergleich der Modellergebnisse genutzt werden, werden im Modell technologiespezifische Daten als unabhängige Variablen zur Beschreibung des Ausbaus genutzt. Für Heizungssysteme sind dies die Folgenden:

- Investitionskosten
- Brennstoffkosten
- CO_2 Emissionen
- Staatliche Förderungen
- Innovationsgrad
- Versorgungssicherheit
- Einfache Bedienung
- Image

Die ersten vier Faktoren sind dabei quantifizierbar und ihre historische Entwicklung kann durch Literaturrecherchen bestimmt werden. Die anderen vier Faktoren sind qualitativer Natur, sie werden auf einer Skala von 0 bis 1 für jedes Jahr bewertet. Dabei stellt 0 den schlechtesten Wert und 1 den besten Wert dar. Die Bewertung wurde für diese Arbeit durch die Autorin selbst vorgenommen. Die Werte können im Anhang B gefunden werden.

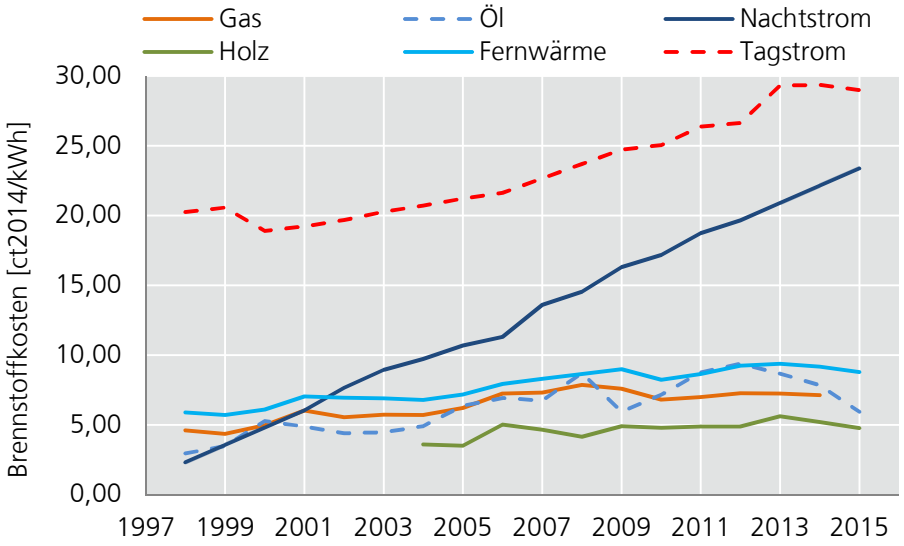


Abb. 4.13: Brennstoffkosten für verschiedene Heizungssysteme für den Zeitraum 1998-2015 nach [HeizPellets24 2018; BMWI 2016]

In das Modell fließen die jährlichen Kosten ein, die durch das Heizen mit der jeweiligen Technologie entstehen. Diese setzen sich zusammen aus den Investitionskosten und den Brennstoffkosten. Die Brennstoffkosten sind in Abb. 4.13 dargestellt. Zu Beginn des Betrachtungszeitraumes liegen die drei Brennstoffe Gas, Öl und Nachtstrom in einer ähnlichen Größenordnung. Während Gas und Öl in den letzten Jahren auch leicht in ihrem Preis gestiegen sind, ist vor allem der Nachtstrom sehr viel teurer geworden und inzwischen nur noch geringfügig günstiger als der Tagstrom. Die Fernwärme hat einen ähnlichen Verlauf der Preissteigerung wie Gas, liegt aber leicht darüber. Für Holzpellets liegen erst ab 2004 Werte vor, die Kosten für Holzpellets liegen etwas unter denen für Gas und Öl.

Förderungen wurden im betrachteten Zeitraum für drei der Heizungstechnologien gezahlt: Holzkessel, Solarthermie und Wärmepumpen. Die Fördersätze sind in Abb. 4.14, Abb. 4.15 und Abb. 4.16 dargestellt. Die zeitlichen Verläufe der restlichen Faktoren sind im Anhang B zu finden.

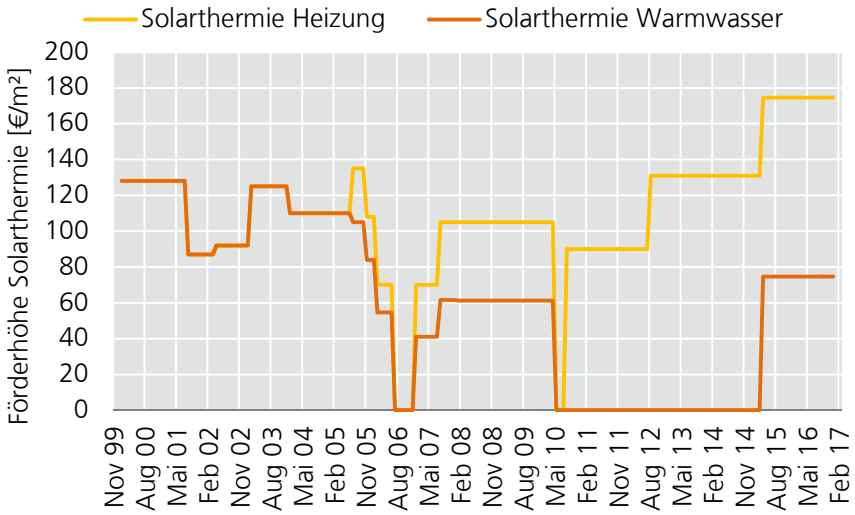


Abb. 4.14: Fördersätze für Solarthermieanlagen von 2000 bis 2016 [Bafa 2000-2016]

Für Solarthermieanlagen wird durch das Bafa (Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle) [Bafa 2000-2016] seit 2000 eine Förderung gezahlt, die abhängig ist von der installierten Fläche an Solarthermiekollektoren. Zu Beginn war diese Förderung auf gleichem Niveau für Anlagen zur Warmwasserbereitung und Anlagen für die Heizungsunterstützung. Seit 2005 unterscheidet sich die Förderung und ist höher für Anlagen, die auch Heizwärme bereitstellen. Von Mai 2010 bis März 2015 wurde die Förderung für Warmwasseranlagen sogar vollständig ausgesetzt. Für Anlagen zur Heizungsunterstützung ist die Förderung seit Mai 2010 nach einem dreimonatigen Förderstopp Stück für Stück angehoben worden und lag im Jahr 2016 auf dem höchsten Niveau seit der Einführung.

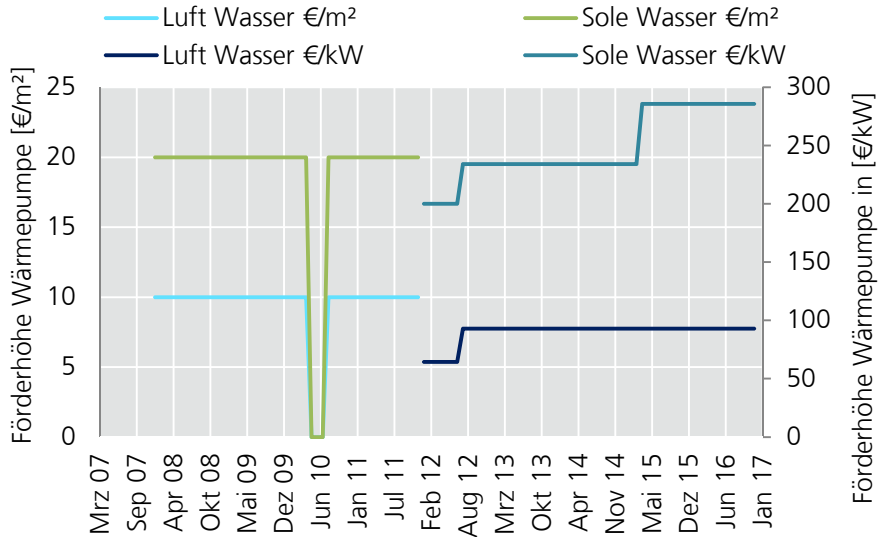


Abb. 4.15: Fördersätze für Wärmepumpen von 2008 bis 2016 [Bafa 2000-2016]

Für Wärmepumpen können über das Bafa seit Anfang 2008 Fördergelder beantragt werden (Abb. 4.15). Zu Beginn wurden diese bezogen auf die zu beheizende Wohnfläche ausgezahlt (1. Y-Achse), seit Anfang 2012 ist die Fördersumme abhängig von der installierten Leistung der Wärmepumpe (2. Y-Achse). Die Fördersätze für die teureren Sole-Wasser-Wärmepumpen liegen dabei über denen für Luft-Wärmepumpen. Im Vergleich zur Förderung von Solarthermieanlagen, war die Förderung der Wärmepumpen weniger volatil, einmal wurde sie ausgesetzt, von Mai

2010 bis Juli 2010. Für Sole Wasser Wärmepumpen ist die Fördersumme im April 2015 noch einmal angehoben worden, während die Förderung für Luft-Wasser Wärmepumpen seit August 2012 konstant ist.

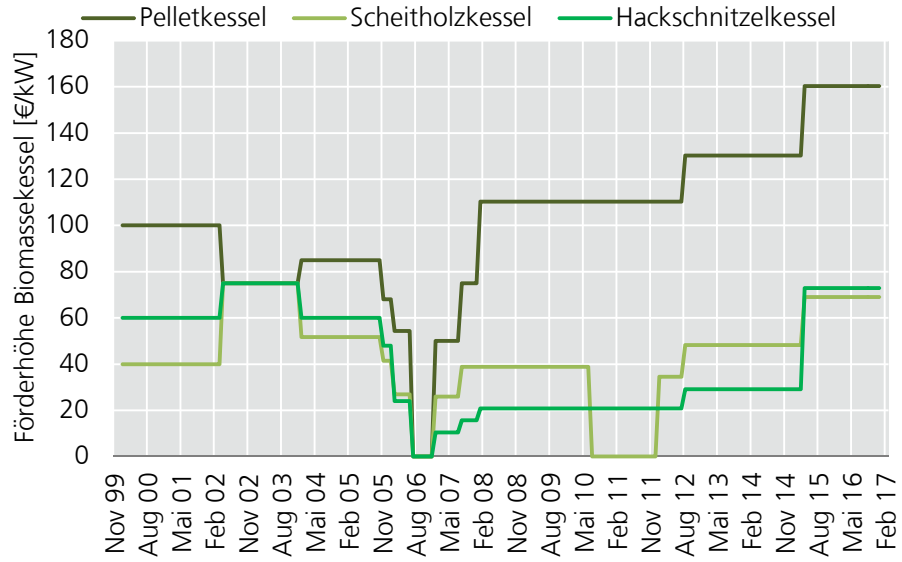


Abb. 4.16: Fördersätze für Biomassekessel von 2000 bis 2016 [Bafa 2000-2016]

Förderungen für Biomassekessel werden seit 2000 durch das Bafa ausgezahlt und sind abhängig von der Art des Kessels, wobei die Förderung für Pelletkessel durchgehend am höchsten war und ist (Abb. 4.16). Wie auch bei Solarthermie wurden die Fördersummen in der Vergangenheit häufig geändert und von Juli 2006 bis Dezember 2006 vollständig ausgesetzt.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass die Förderungen durch das Bafa deutlich weniger Planungssicherheit gebracht haben und immer noch bringen als die Einspeisevergütung für Photovoltaik die seit 2000 zwar fast kontinuierlich gesunken ist, jedoch deutlich weniger volatil war als die Förderungen für die Heiztechnologien.

Die Installationszahlen für die verschiedenen Heizungssysteme, welche die abhängige Variable im Modell darstellen, liegen nur in jährlicher Auflösung vor, somit liegen für eine Regressionsanalyse zu wenige Datenpunkte vor (18 Datenpunkte für die Jahre 1998-2015). Die Parametrierung der technologiespezifischen Teilnutzenfunktion erfolgt deswegen unter Zuhilfenahme von Informationen aus dem Fragebogen und wird in Kapitel 4.2.4 erläutert.

4.2.3 Daten des sozio-ökonomischen Panels

Das sozio-ökonomische Panel ist eine seit 1984 jährlich durchgeführte Umfrage des Deutschen Instituts für Wirtschaftsforschung [Schupp et al. 2016]. Jedes Jahr werden dabei die gleichen Haushalte und alle ihre Mitglieder, die älter als 18 Jahre sind, zu verschiedenen Themen befragt, wie zum Beispiel Beruf und Einkommen, politische Einstellung oder Wohnsituation. Während manche Fragen sich Jahr für Jahr wiederholen und für diese dann Paneldaten vorliegen, also eine Zeitreihe von Informationen für die gleichen Individuen, werden andere Themen nur in einzelnen Fragebögen behandelt und die Daten liegen damit nur für einzelne Jahre vor. Dreimal wurden die Haushalte bereits gefragt, welche Arten von Heizungssystemen sie nutzen (1998, 2003, 2015) und in 2015 wurde das erste Mal gefragt, ob Haushalte, die im Eigentum wohnen auf diesem Gebäude eine Photovoltaikanlage installiert haben. Die Antworten auf diese Fragen erlauben für diese beiden Technologien Teilnutzenfunktionen mit akteursspezifischen Faktoren als erklärenden Variablen zu parametrieren. Wie bereits in Kapitel 2.2.3.6 beschrieben, wird durch die

Teilnutzenfunktion also nicht die Investitionsentscheidung für die Technologien abgebildet, sondern der Besitz dieser Technologien durch den jeweiligen Haushalt.

4.2.3.1 Datenbasis

Prinzipiell ist das Ziel von SOEP jedes Jahr exakt die gleichen Haushalte zu befragen, dies gelingt aber aus verschiedenen Gründen nicht. Manche Haushalte scheiden aus der Befragung aus und aus diesem Grund werden auch immer wieder Haushalte neu aufgenommen. Mögliche Gründe für ein Ausscheiden aus der Befragung können neben dem Unwillen an einer weiteren Teilnahme auch Tod oder Wegzug sein. Die Anzahl der befragten Haushalte für den betrachteten Zeitraum der Daten von 1998 bis 2015 ist in Tab. 4.5 dargestellt. Zusätzlich ist dargestellt wie viele Haushalte aus 1998 in den folgenden Jahren noch im Datensatz vorhanden sind.

Tab. 4.5: Anzahl der Haushalte in den SOEP Datensätzen für jedes Jahr von 1998-2015

Jahr	Anzahl Haushalte mit Gewichtungsfaktor >0	Anzahl Haushalte aus 1998, die noch immer im Datensatz sind
1998	7492	7492
1999	7220	6892
2000	13082	6439
2001	11796	6044
2002	12320	5679
2003	11909	5389
2004	11644	5138
2005	11294	4845
2006	12361	4499
2007	11552	4207
2008	10921	3909
2009	10270	3613
2010	13888	3294
2011	16703	3051
2012	16397	2525
2013	17992	2345
2014	15946	2211
2015	15908	2036

Der zur Untersuchung für die Wissenschaft bereitgestellte Datensatz, welcher aus den Fragebögen durch das DIW entwickelt wird, enthält auch einen Gewichtungsfaktor für jeden Haushalt. Dieser Gewichtungsfaktor gibt wieder, wie viele Haushalte in Deutschland dem dargestellten Haushalt in SOEP entsprechen. Hierdurch ist es möglich, vom vorhandenen Datensatz auf ganz Deutschland (für 2015: 42 Mio. Haushalte) hochzurechnen. Für den 2015er Datensatz liegen die Gewichtungsfaktoren zwischen 3 und 46892.

Aus der Literaturrecherche ist bekannt, welche Faktoren einen Einfluss auf die Investitionsentscheidung oder den Besitz von PV-Anlagen und Heizungssystemen haben können. Die Liste aller Einflussfaktoren aus Kapitel 3 wird deswegen mit den Faktoren, die in SOEP erhoben werden, abgeglichen. Diese Faktoren sollen alle bei der Parametrierung der Teilnutzenfunktionen auf ihre Signifikanz getestet werden. Eine Liste dieser Faktoren ist in Tab. 4.6 zu finden, außerdem die unter Einbeziehung der Gewichtungsfaktoren berechneten Mittelwerte und Anteile (werden ab hier gewichtete Mittelwerte/Anteile genannt) für alle Faktoren für das Jahr 1998 und das Jahr 2015.

Die abhängigen Variablen in den Modellen sind zum einen, welche Haushalte eine PV-Anlage installiert haben und zum anderen, welche Haushalte welches Heizungssystem installiert haben.

Tab. 4.6: Akteursspezifische Einflussfaktoren in den SOEP Datensätzen und ihre gewichteten Anteile/Mittelwerte für die Jahre 1998 und 2015

Faktor aus der Literaturrecherche	Faktor aus SOEP	Gewichteter Anteil/Mittel-wert für 1998	Gewichteter Anteil/Mittel-wert für 2015
Gebäudecharakteristika	**Gebäudetyp**		
	Landwirtschaftliches Wohngebäude [%]	4,90	5,69
	Ein- oder Zweifamilienhaus, freistehend [%]	27,29	29,11
	Ein- oder Zweifamilienhaus gereiht [%]	15,83	18,30
	Mehrfamilienhaus [%]	51,98	46,91
Gebäudecharakteristika	**Größe der Wohnung [m²]**	88,52	94,60
Einkommen	**Haushalts-einkommen**		
	bis 2000 € pro Monat [%]	65,34	48,11
	2000-4000€ pro Monat [%]	30,68	39,31
	>4000€ pro Monat [%]	3,98	12,58
Bildungsniveau	**Personen im Haushalt, die studiert haben [%]**	19,22	22,60
Gebäudecharakteristika	**Baualter des Gebäudes**		
	Vor 1948 [%]	28,68	25,01
	1949-1971 [%]	34,52	28,03
	1972-1990 [%]	26,40	25,89
	1991-2010 [%]	10,15	17,06
	Nach 2011 [%]	0,00	0,16
Interesse an Umwelt	**Bewohner des Haushaltes machen sich Sorgen um Umwelt [1 = sehr große Sorgen, 3 = keine Sorgen]**	1,72	1,83
Alter	**Durchschnittsalter aller Bewohner über 18 im Haushalt**		
	Unter 40 Jahre [%]	39,93	6,14
	Zwischen 40 und 60 Jahre [%]	29,94	36,47
	Über 60 Jahre [%]	32,33	59,50
Regionale Charakteristika	**Haushalt im städtischen Gebiet [%]**	71,12	69,14
Mieter oder Besitzer	**Haushalt wohnt in Eigentum [%]**	40,74	51,50

4.2.3.2 Akteursspezifische Teilnutzenfunktion Photovoltaik

Die Frage, ob Haushalte eine PV-Anlage installiert haben, wurde in SOEP bis jetzt ausschließlich im Jahr 2015 gestellt. Von den 15908 befragten Haushalten hatten 474 eine PV-Anlage. Gewichtet ergibt sich ein Anteil von 2,53 %. Die Frage wurde im Fragebogen ausschließlich an Haushalte gerichtet, welche im Eigentum wohnen, dabei ist es egal, ob es sich um ein selbst bewohntes Gebäude oder eine selbst bewohnte Wohnung handelt. Dies führt dazu, dass eine Gruppe an Privateigentümern durch die Teilnutzenfunktion nicht erfasst werden kann, die Privateigentümer, die nicht in dem Gebäude wohnen, welches sie besitzen. Der Anteil der Gebäude im Privateigentum, auf die das zutrifft, kann dabei schwer beziffert werden, weil die Datenlage nicht ausreichend ist. Auf Basis von [Destatis 2011] wurde eine Abschätzung gemacht, die ergibt, dass ca. 10 %-15 % aller Gebäude, die im Privateigentum sind, nicht durch den Besitzer bewohnt werden.

Alle Faktoren, die in SOEP abgefragt werden und in der Literaturrecherche als Einflussfaktoren gefunden werden konnten (siehe Tab. 4.6), werden zunächst in die akteursspezifische Teilnutzenfunktion aufgenommen. Durch den Likelihood Ratio Test (siehe 2.2.3.6) wird für jeden Faktor überprüft, ob er die Aussagekraft der Nutzenfunktion erhöht, nur signifikante Faktoren verbleiben in der Nutzenfunktion. Der Zeitpunkt der Installation der Photovoltaikanlage spielt in der Nutzenfunktion keine Rolle, dieser ist auch nicht bekannt. Die einzelnen Schritte zur Parametrierung der akteursspezifischen Teilnutzenfunktion sind in Abb. 4.17 dargestellt.

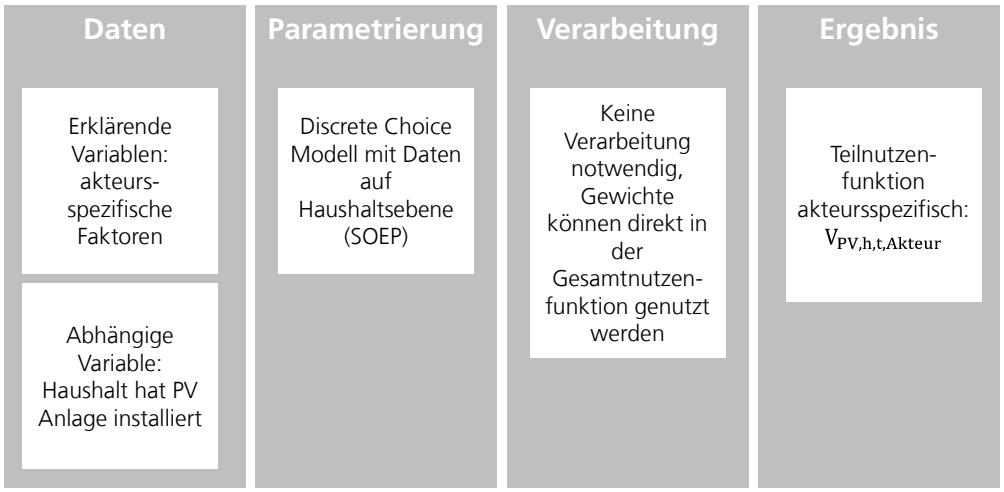


Abb. 4.17: Methode zur Parametrierung der akteursspezifischen Teilnutzenfunktion für Photovoltaik

4.2.3.3 Akteursspezifische Teilnutzenfunktion Heizungssysteme

Die Frage, welche Heizungssysteme die Haushalte nutzen, wurde bereits dreimal in SOEP gestellt, in den Jahren 1998, 2003 und 2015. Diese Frage wurde von allen Haushalten beantwortet, sowohl Mietern als auch Eigentümern, beide Gruppen werden also durch die Teilnutzenfunktion erfasst.

Die Anteile der einzelnen Heizungssysteme in den Haushalten können in Tab. 4.7 eingesehen werden, sie sind mit den Gewichten auf Deutschland hochgerechnet aus dem Haushaltsdatensatz. Die Anteile addieren sich zu einem Wert >100 %, da Haushalte auch mehr als ein Heizungssystem nutzen können. Das am häufigsten eingesetzte Heizungssystem ist der Gaskessel, sein Anteil ist zwischen 1998 und 2015 stetig gestiegen von 39,45 % auf 44,28 %, der Anteil der Ölkessel ist im gleichen

Zeitraum gesunken von 33,84 % auf 24,12 %. Fernwärme hat den Anteil leicht gesteigert von 12,8 % auf 15,8 %, Festbrennstoffe beziehungsweise Holz als Brennstoff liegen relativ konstant bei 9 % bis 10 %. Wärmepumpen wurden im Fragebogen von 2015 das erste Mal abgefragt, so dass nur für dieses Jahr Werte vorliegen, in 2015 lag der Anteil bei 1,64 %.

Tab. 4.7: Anteile der verschiedenen installierten Heizungssysteme in allen Haushalten in den SOEP Datensätzen in den Jahren 1998, 2003 und 2015 (gewichtet)

	1998 [%]	2003 [%]	2015 [%]
Gaskessel	39,45	43,38	44,28
Ölkessel	33,84	33,47	24,12
Fernwärme	12,76	12,61	15,79
Elektroheizung	9,91	7,76	7,20
Wärmepumpe			1,64
Biomassekessel			0,13
Solarthermie	0,23	0,39	2,00
Holzkessel			10,50
Flüssiggas			1,50
Kohle			2,36
Fest	9,05	8,01	
Andere	0,61	0,79	

Für die Parametrierung der akteursspezifischen Teilnutzenfunktion und somit auch für die Modellierung des Ausbaus der verschiedenen Heizungssysteme im Gesamtmodell soll die Auswahl an verschiedenen Heizungssystemen eingeschränkt werden. In den SOEP Fragebögen von 1998 und 2003 stehen den Befragten sieben verschiedene Heizungssysteme zur Auswahl, in 2015 sind es zehn. Prinzipiell können alle diese Heizungssysteme auch in Kombination auftreten, denn manche Haushalte haben zwei Heizungssysteme, andere sogar mehr als zwei. Sollen alle möglichen Kombinationen an Heizungssystemen im Modell wählbar sein, würde dies zu einer sehr großen Anzahl an Möglichkeiten im Modell führen, die nicht sinnvoll abbildbar wäre. Aus diesem Grund soll zum einen die Wahl des Heizungssystems in zwei Berechnungsschritte aufgeteilt werden und zunächst die Installation des ersten, also des hauptsächlich genutzten, und im Anschluss des zweiten Heizungssystems modelliert werden. Zum anderen sollen die vorhandenen Technologien noch weiter zusammengefasst werden, so dass insgesamt für das erste Heizungssystem 6 Optionen zur Verfügung stehen, für das zweite Heizungssystem 3 Optionen. Jedem Haushalt aus dem Datensatz muss deswegen ein erstes und ein zweites Heizungssystem zugewiesen werden. Als erstes und zweites Heizungssystem stehen folgende Technologien im Modell zur Verfügung (Tab. 4.8).

Nutzt ein Haushalt lediglich ein Heizungssystem wird dieses dem Haushalt als erstes Heizungssystem zugeordnet. Bei Haushalten, die mehr als ein Heizungssystem haben, muss berechnet werden, welches Heizungssystem hauptsächlich genutzt wird, um dieses als erstes Heizungssystem zuzuordnen. Hierfür wird die Information aus dem Fragebogen genutzt, welcher monatliche beziehungsweise jährliche Betrag für das Heizen mit den verschiedenen Heizungssystemen gezahlt wird. Diese Beträge werden für jeden Haushalt über die durchschnittlichen Wirkungsgrade und Brennstoffkosten in Energiemengen umgerechnet. Das Heizungssystem, welches die größte Energiemenge bereitstellt, entspricht dabei dem hauptsächlich genutzten Heizungssystem. Durch die Nutzung von durchschnittlichen Werten für die Effizienzen und Kosten besteht die Gefahr, dass die Bedarfe über- oder unterschätzt werden. Dadurch kann es passieren, dass bei Haushalten, die zwei Heizungssysteme ähnlich viel nutzen nicht das am meisten genutzte über die Methode ausgewählt wird, sondern eventuell das am zweit

häufigsten genutzte. Diese Gefahr besteht jedoch nur, wenn die bereitgestellten Energiemengen in ähnlicher Größenordnung liegen, und die Einteilung in erstes und zweites Heizungssystem nicht eindeutig ist.

Tab. 4.8: Im Modell implementierte Heizungssystemoptionen für das erste und das zweite Heizungssystem und ihre Entsprechungen im SOEP Fragebogen in 1998/2003 und 2015

	Erläuterung	1998/2003	2015
Erstes Heizungssystem			
Gaskessel	Alle Arten von Gaskesseln (Brennwert, Niedertemperatur, Leitungsgebunden, Flüssiggas, …)	Gas	Gas und Flüssiggas
Ölkessel	Alle Arten von Ölkesseln (Brennwert, Niedertemperatur, …)	Öl	Heizöl
Fernwärme	Nah- und Fernwärme	Fernwärme	Fernwärme
Elektroheizung	Direkte Elektroheizungen, Nachtspeicheröfen	Strom	Strom
Holzkessel	Alle Arten von Holzkesseln (Pellet, Scheitholz, Hackschnitzel, …)	feste Brennstoffe (Kohle, Brikett, Holz)	Holz, Holzpellets
Wärmepumpe	Alle Arten von Wärmepumpen (gasbetrieben, elektrisch betrieben, Luft-Wasser, Sole-Wasser, Erdsonde,…)	-	Erd- und andere Umweltwärme, Abluftwärme (Wärmepumpen, Wärmetauscher)
Zweites Heizungssystem			
Kein zweites Heizungssystem		Kein zweites Heizungssystem oder eine Technologie, welche nicht betrachtet wird	Kein zweites Heizungssystem oder eine Technologie, welche nicht betrachtet wird
Solarthermie	Alle Arten von Solarthermieanlagen	Solarthermie	Solarthermie
Holzkessel	Alle Arten von Holzkesseln (Pellet, Scheitholz, Hackschnitzel, …)	feste Brennstoffe (Kohle, Brikett, Holz)	Holz, Holzpellets
Keine Entsprechung		Sonstige Energiearten	Biomasse außer Holz; Kohle

11,68 % in 2015, 9,5 % in 2003 und 7,7 % in 1998 nutzten neben dem Hauptheizungssystem ein zweites Heizungssystem. Ein kleiner Prozentsatz nutzt sogar mehr als zwei Systeme (1,6 % in 2015). Aus diesem Grund soll im Modell auch die Entscheidung in ein zweites Heizungssystem abgebildet werden. Drei Möglichkeiten stehen im Modell zur Auswahl: Solarthermie, Holz, kein zweites Heizungssystem. Da Solarthermie nur als zweites Heizungssystem zugelassen ist, wird allen Haushalten,

welche eine Solarthermieanlage betreiben, diese als zweites Heizungssystem zugewiesen. Holz als zweites Heizungssystem haben alle Haushalte, welche einen Holzkessel betreiben und diesen nicht als ihr hauptsächliches Heizungssystem nutzen. Alle Haushalte, welche ein anderes weiteres Heizungssystem betreiben oder Keines, kriegen kein zweites Heizungssystem zugeordnet.

Während in den Fragebögen von 1998 und 2003 nach der Nutzung von Heizungssystemen mit festen Brennstoffen gefragt wurde, welche Kohle sowie auch Holz und feste Biomasse umfassten, werden die verschiedenen Energieträger seit 2015 einzeln abgefragt. Dies ist wichtig, weil im Modell für die Jahre 1998 und 2003 die Kategorie feste Brennstoffe der Kategorie Holz in 2015 entspricht, während Kohle und Biomasse in 2015 nicht in das Modell mit aufgenommen werden, da ihre Anteile gering ausfallen.

In allen drei Jahren gibt es Haushalte, die die Frage über das genutzte Heizungssystem nicht beantwortet haben, diese Haushalte werden aus dem Datensatz entfernt. Dadurch ergibt sich eine geringere Grundgesamtheit an Haushalten als in Tab. 4.5 angegeben. Da nicht alle möglichen Heizungssysteme als erstes Heizungssystem im Modell zugelassen werden, werden Haushalte, denen aufgrund der Kategorisierung ein erstes Heizsystem fehlt, ebenfalls aus dem Datensatz entfernt. Der Anteil der Haushalte mit zugeordnetem ersten Heizungssystem an allen Haushalten, die die Frage nach den genutzten Heizungssystemen beantwortet haben beträgt 96,7 % in 2015, 97,8 % in 2003 und 98,4 % in 1998.

Die sich ergebenden Anteile für das erste und das zweite Heizungssystem in den Haushalten in den drei Jahren sind in Tab. 4.9 dargestellt. Die hier dargestellten Datensätze enthalten nur noch gültige Heizungssysteme und Haushalte, bei denen für alle Faktoren gültige Werte vorhanden sind.

Tab. 4.9: Berechnete Anteile des ersten und des zweiten Heizungssystems in den drei SOEP Datensätzen 1998, 2003, 2015 (gewichtet)

	1998 [%]	2003 [%]	2015 [%]
Erstes Heizungssystem			
Gaskessel (inklusive Flüssiggas)	38,87	42,59	45,40
Ölkessel	32,80	32,41	22,92
Fernwärme	12,45	12,29	15,32
Elektro-heizung	7,72	5,46	4,36
Holz/fest	3,81	2,40	3,68
Wärme-pumpe			0,98
Zweites Heizungssystem			
Solar-thermie	0,60	1,08	3,60
Holz/Fest	5,10	5,18	5,65
Keins/And ere	94,17	93,31	89,58

Für die Berechnung des Einflusses der akteursspezifischen Faktoren auf die installierten Heizungssysteme werden wie auch bei Photovoltaik die installierten Systeme als abhängige Variablen genutzt, während die akteursspezifischen Faktoren aus Tab. 4.6 als unabhängige Variablen genutzt werden. Insgesamt wurden zur Bestimmung der akteursspezifischen Teilnutzenfunktionen 6 Regressionsanalysen durchgeführt, jeweils für das erste und das zweite Heizungssystem und für die drei Jahre 1998, 2003, 2015.

In Abb. 4.18 ist das Schema für die Bildung der akteursspezifischen Teilnutzenfunktion für Heizungssysteme dargestellt.

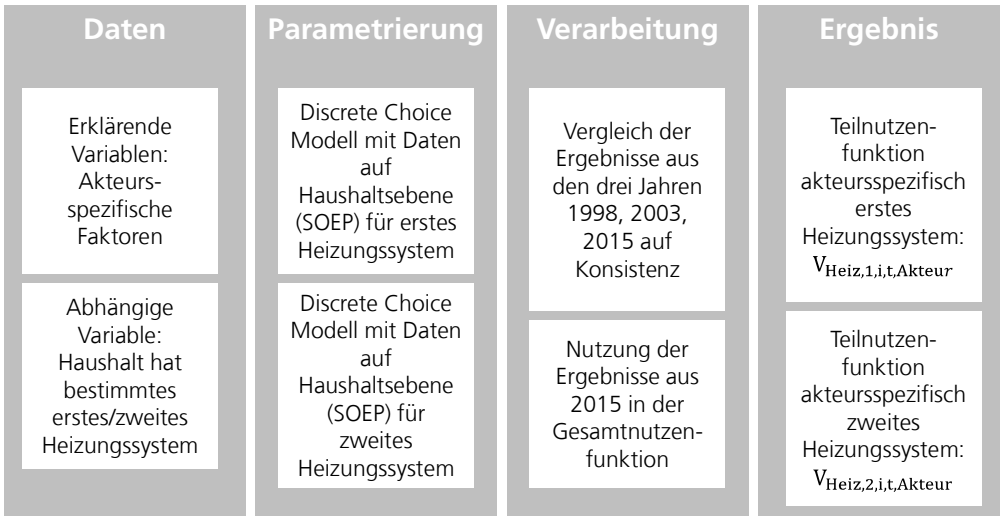


Abb. 4.18: Methode zur Parametrierung der akteursspezifischen Teilnutzenfunktion für das erste und das zweite Heizungssystem

4.2.4 Fragebogendaten

4.2.4.1 Datenbasis allgemein

Die dritte genutzte Datenbasis sind die Ergebnisse einer im Rahmen des ENsource Projektes durchgeführten Befragung in der Gemeinde Rainau (siehe 2.3). Die Befragung wurde im Juli 2017 durchgeführt. Der Fragebogen ist im Anhang F dieser Arbeit aufgeführt. Um den Fragebogen zu testen, wurde eine Pretest Gruppe ausgewählt, an die der Fragebogen zunächst verteilt wurde. Diese bestand aus 40 Haushalten. Von den 40 Haushalten der Pretest Gruppe füllten 8 den Fragebogen aus. Nach Auswertung dieser Fragebögen konnten einige Fragen noch leicht angepasst werden.

Der Fragebogen wurde am 7.7.2017 an die Bürger über das Mitteilungsblatt der Gemeinde, welches jede Woche an 1270 Haushalte ausgetragen wird, verteilt. Dem Fragebogen lag ein vom Bürgermeister gezeichneter Brief bei, der sowohl die Rahmendaten der Befragung erklärte, als auch die bisher wichtigsten Erkenntnisse der Fallstudie Rainau des ENsource Projektes zusammenfasste. Der Bearbeitungszeitraum wurde auf vier Wochen angesetzt, wobei am Samstag, den 22.07.2017 mehrere Wissenschaftler in Rainau persönlich die Haushalte aufgesucht und an das Ausfüllen des Fragebogens erinnert, sowie offene Fragen der Bürger beantwortet haben. Insgesamt lagen am Ende des Befragungszeitraumes 203 zurückgesendete Fragebögen vor.

Der Fragebogen hat vier Themengruppen plus einen allgemeinen Fragenteil, in dem demographische und gebäudespezifische Daten abgefragt wurden.
Die vier Themenblöcke sind die Folgenden:

- Energieverbrauch im Haushalt
- Mobilität
- Photovoltaiksysteme
- Heizungssysteme

Tab. 4.10: Demographische Faktoren für Rainau, Deutschland und die Befragungsergebnisse im Vergleich (Quelle für Daten Rainau und Deutschland: [Destatis 2011])

	Fragebogen	Rainau	Bundesrepublik Deutschland
Haushaltgröße	2,93	2,76	2,14
Durchschnittsalter aller über 18 Jährigen [-]	53,5	46,6	49,99
Gebäudetypen			
EFH [%]	64,4	81,2	54
RH [%]	25,6	8,3	25,3
MFH [%]	5,2	7,2	11,2
Anderer [%]	5,2	6,7	6,7
Gebäudealter			
Vor 1948 [%]	3,6	8,9	26,6
1949-1971 [%]	20,2	20,7	24,8
1972-1990 [%]	27,5	32,8	25,1
Nach 1990 [%]	48,7	37,4	23,5
Wohnfläche			
Weniger als 50 qm [%]	0	6,3	22,5
50-100 qm [%]	20,7	29,7	40,8
Mehr als 100 qm [%]	79,3	64	36,7
Jährliches Nettoeinkommen			
Unter 10.000 € [%]	2,4	Für Rainau nicht vorhanden aus dem Zensus	7,5
10.000-30.000 € [%]	30		43,3
30.000-60.000 € [%]	50,6		33,1
Über 60.000 € [%]	19		16,2
Wohnt in Eigentum [%]	91,6	77	45

Zunächst wird die demographische Statistik von Rainau und den Haushalten, welche den Fragebogen beantwortet haben im Vergleich zu Deutschland analysiert (siehe Tab. 4.10). Die durchschnittliche Haushaltsgröße der Haushalte, die an der Umfrage, teilgenommen haben, liegt mit 2,93 sowohl über dem Bundesdurchschnitt (2,14) als auch über dem Durchschnitt in Rainau (2,76). Auch ist das Durchschnittsalter der über 18 jährigen in den Fragebogendaten höher als in Rainau und Deutschland. Ein großer Teil (81,2 %) aller Haushalte lebt in Rainau in Einfamilienhäusern (EFH), im Fragebogen sind es mit 64,4 % weniger. Dafür lebt ein größerer Anteil der Haushalte aus dem Fragebogen in Reihenhäusern (RH). Die Zuordnung zu den Kategorien EFH und RH ist also eventuell durch die befragten Haushalte nicht immer richtig erfolgt, wodurch sich diese Verschiebung ergeben kann. Zusätzlich zu dem hohen Anteil EFH leben 72,9 % der Haushalte im privaten Eigentum. In den Fragebogendaten ist der Anteil noch höher mit 91,6 %. Im Bundesdurchschnitt sind es dagegen gerade einmal 45 %. Durch die hohe Anzahl an freistehenden Einfamilienhäusern und Reihenhäusern ist die Wohnfläche bei fast 80 % der Haushalte aus dem Fragebogen größer als 100qm, im Bundesdurchschnitt sind es nur 36 %. Die Gebäude in Rainau sind zu großen Teilen neueren Baujahrs, dies konnte auch durch die Erhebung der Baualtersklassen auf Basis der Bauanträge ermittelt werden, welche im ENsource Projekt durchgeführt wurde. In der Befragung ist dies ebenfalls wiederzufinden. Nur 3,6 % der Gebäude sind vor 1948 erbaut, ein Großteil stammt aus der Periode nach 1990. In Gesamtdeutschland haben alle vier Alterskategorien jeweils einen Anteil von ca. 25 %. Die Mehrheit der befragten

Haushalte (50,6 %) hat ein Nettoeinkommen von 30.000 € bis 60.000 €, dieses liegt somit über dem Bundesdurchschnitt.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass die Haushalte, welche an der Befragung teilgenommen haben, häufiger im Eigentum wohnen, größere Wohnflächen haben und neuere Gebäude bewohnen als der Rainauer Durchschnitt, diese Aussage stimmt auch für den Vergleich Rainau-Bundesdurchschnitt. Der Unterschied zwischen Befragung und Durchschnitt Rainau kann zum einen auf eine Verzerrung durch eine relativ kleine Fallzahl im Fragebogen zurückzuführen sein, es kann aber auch einen gewissen Selektionseffekt geben, dahingehend dass Personen, die in ihrem eigenen Haus wohnen eher die genutzten Technologien beeinflussen können und dementsprechend interessierter an einer Befragung zu diesem Thema sind.

Abschließend sei noch erwähnt, dass fast 80 % der Fragebogenausfüller männlich sind, obwohl in 70 % der Haushalte auch weibliche erwachsene Haushaltsmitglieder leben.

Um abschätzen zu können, welche Maßnahmen zur Umsetzung einer lokalen Energiewende in Rainau auf Akzeptanz stoßen, wurde nach akzeptierten Energiepreiserhöhungen gefragt, nach akzeptierten Veränderungen in der Landschaft und nach möglichen veränderten Verhaltensweisen, zu denen die Bürger bereit wären (Abb. 4.19). Freiwilliges Energiesparen wird von 61,6 % der Befragten als akzeptabel angesehen, sollen diese Einsparungen jedoch vorgeschrieben werden, dann sinkt die Akzeptanz auf 11,8 %.

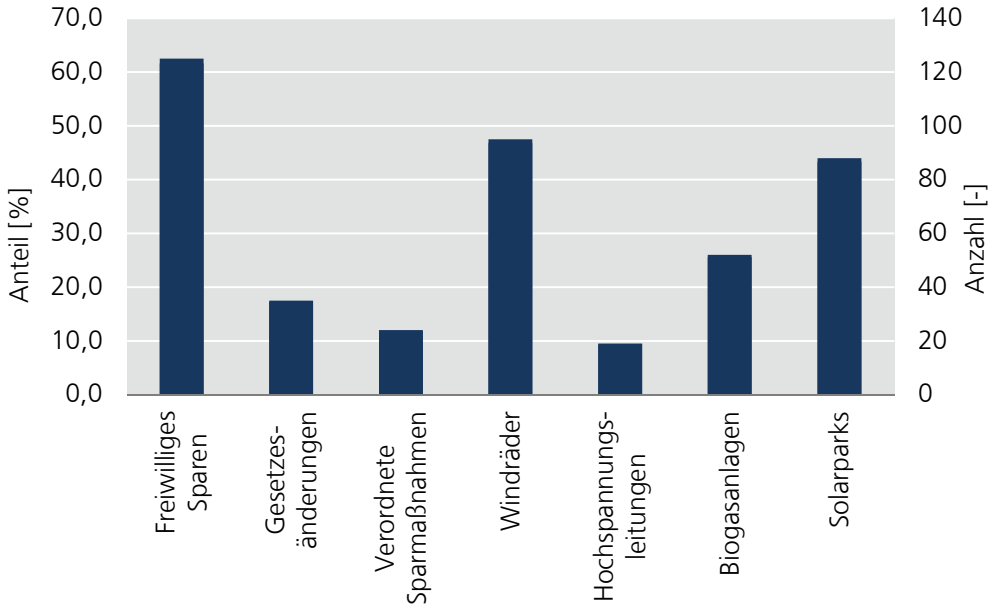


Abb. 4.19: Akzeptierte Einschränkungen/Veränderungen, um die Energiewende voran zu treiben (Ergebnisse aus der Befragung Rainau)

46,8 % der Bürger würden Windräder akzeptieren, 25,6 % Biogasanlagen und 43,3 % Solarparks. Die Akzeptanz von Hochspannungsleitungen steht in Kontrast zur Akzeptanz der verschiedenen erneuerbaren Erzeugungstechnologien, 9,4 % würden den Bau von Hochspannungsleitungen auf der Gemarkung von Rainau akzeptieren.

Der Charakter der ländlichen Gemeinde, der schon in der Auswertung der akteursspezifischen Daten sichtbar wurde, wird auch in den Antworten zum Mobilitätsverhalten deutlich. Ein Haushalt besitzt kein Fahrzeug mit Verbrennungsmotor, sonst sind alle Haushalte zu einem Großteil (67,9 %) mit

mehreren motorisierten Fahrzeugen ausgestattet. Die Bereitschaft Car Sharing zu nutzen ist gering und liegt bei 11,1 %. Dies kann am schlechten Ausbau des ÖPNV in Rainau liegen (nur einer der fünf Ortsteile ist an eine Bahnlinie angeschlossen).

4.2.4.2 Datenbasis Photovoltaik

Der Anteil der befragten Haushalte mit PV-Anlage ist vergleichsweise hoch und liegt bei 21,5 %. In Rainau gibt es insgesamt 181 PV-Anlagen [BNetzA 2000-2018]. Wie auch im Deutschland Modell muss berechnet werden, welcher Anteil an Anlagen auf Wohngebäuden installiert ist. Dies wird für Rainau über den Anteil der Wohngebäude an allen Gebäuden berechnet (siehe auch Kapitel 0). Es ergibt sich so eine Anzahl von 130 Anlagen, dies entspricht 72 % aller PV-Anlagen in Rainau. Das bedeutet, dass 10,65 % aller Haushalte in Rainau Stand 2017 eine PV-Anlage installiert haben.

Unter den Befragten sind also deutlich mehr Solaranlagenbesitzer als im Rainauer Durchschnitt. Dies könnte erneut auf den Selektionseffekt zurückzuführen sein, der dazu führt, dass Haushalte, welche sich für das Themenfeld Energie interessieren überdurchschnittlich oft den Fragebogen beantwortet haben. Auch liegt der Anteil PV-Anlagen an allen Haushalten in Rainau weit über dem Bundesdurchschnitt (SOEP Datensatz: 2,53 %). Hierfür können verschiedene Gründe angeführt werden. Zum einen der höhere Anteil der Einfamilienhäuser und die dünnere Besiedelungsdichte, die zu besseren Potentialen für den Ausbau führen. Auch breiten sich Innovationen in homogeneren Systemen besser aus, da die sozialen Kontakte zwischen den Personen besser sind [Gatignon et al. 1985]. Kleinere Gemeinden sind häufig solche homogenen Systeme.

In Abb. 4.20 ist der Anteil der PV-Anlagen in den verschiedenen Baujahren für die Fragebogendaten und für Gesamt Rainau dargestellt. Die Grundgesamtheit der PV-Anlagen in Rainau wird durch den Fragebogendatensatz nur teilweise wiedergegeben. In manchen Jahren ist eine Übereinstimmung zu beobachten (2010, 2008), während die Daten in anderen Jahren nicht übereinstimmen (2007,2011). Dies ist zum Teil auf die geringe Anzahl der PV-Anlagen, die über den Fragebogen erfasst wurden, zurückzuführen (insgesamt 42 Stück).

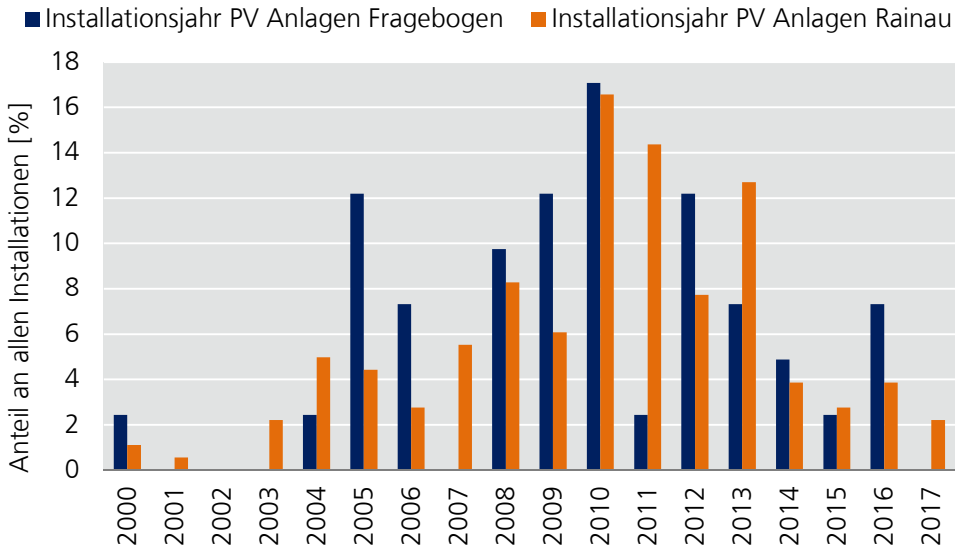


Abb. 4.20: Anteile der installierten PV-Anlagen in den verschiedenen Jahren aus der Befragung und in Gesamt Rainau

In Abb. 4.21 werden die Größen der installierten Anlagen in Rainau und dem Fragebogendatensatz verglichen, der Übersichtlichkeit halber für installierte Leistungen bis 42 kW. Die größte in Rainau installierte Anlage ist 220 kW groß [BNetzA 2000-

2018]. Die größte Anlage, die im Fragebogen vertreten ist, ist 200 kW groß. Anlagen dieser Größe sind wahrscheinlich auf landwirtschaftlichen Gebäuden installiert, sie sind deutlich zu groß für Aufdachanlagen auf privaten Wohngebäuden. In den Fragebogendaten sind kleine Anlagen bis 7 kW überrepräsentiert, während größere Anlagen unterrepräsentiert sind (siehe Abb. 4.21). Dies kann unter anderem darauf zurückgeführt werden, dass die Daten der Bundesnetzagentur alle in Rainau installierten Photovoltaikanlagen beinhalten. Diese umfassen auch größere Anlagen, die auf landwirtschaftlichen oder Gewerbegebäuden installiert sind, wohingegen die Fragebogendaten nur Anlagen beinhalten, die von Privatpersonen installiert wurden.

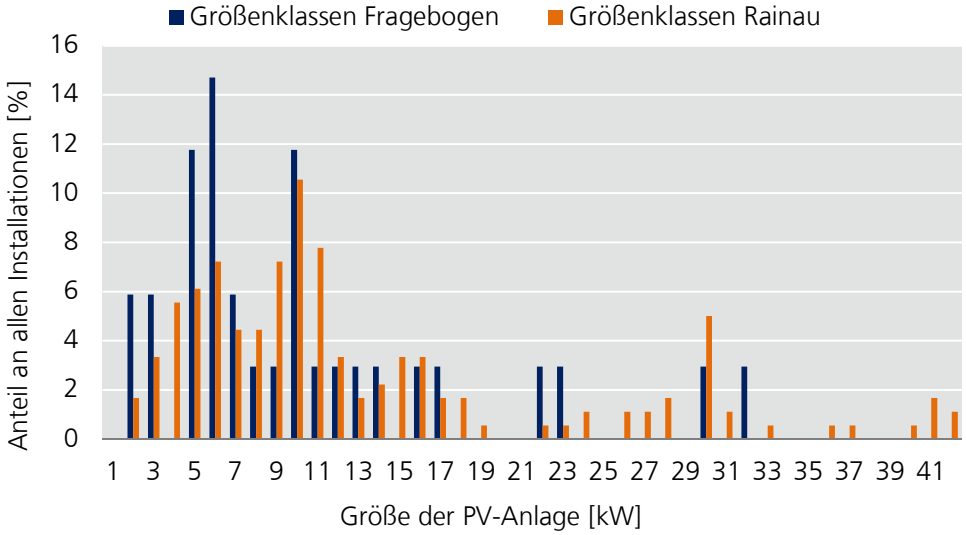


Abb. 4.21: Vergleich der installierten Leistungsklassen aus der Befragung und in Gesamt Rainau

Die Haushalte, die keine PV-Anlage besitzen, wurden gefragt, ob sie schon einmal darüber nachgedacht haben eine PV-Anlage zu installieren, sich dann aber schlussendlich dagegen entschieden haben. Durch diese Frage können die nicht PV-Anlagen Besitzer in aktive (*nein aktiv*) und passive Nicht-Besitzer (*nein passiv*) aufgeteilt werden. Von 149 Antworten haben 77 der Befragten (51,7 %) bereits darüber nachgedacht, während 72 (48,3 %) noch nicht in Betracht gezogen haben eine PV-Anlage zu installieren.

In diversen Literaturquellen (z.B. [Jager 2006; Rai et al. 2016]) wird die Art der Informationsbeschaffung über Photovoltaik als wichtiger Einflussfaktor auf die Kaufentscheidung genannt. Häufig werden Nachbarn und Freunde als positive Verstärker beschrieben, so dass sich in Netzwerken PV-Anlagen deutlich schneller verbreiten, wenn ein Mitglied des Netzwerks über eine PV-Anlage verfügt und mit dieser zufrieden ist. Zum Netzwerk können sowohl Nachbarn als auch Freunde oder Arbeitskollegen gehören [Palmer et al. 2015; Masini et al. 2012]. Als weitere wichtige Informationsquellen werden Installateure und das Internet aufgeführt. Es wird vermutet, dass sich die Informationsquellen unterscheiden, je nachdem, ob die Entscheidung für eine PV-Anlage positiv oder negativ ausgefallen ist und ob Leute sich schon einmal informiert haben oder nicht. Die Antworten werden deswegen getrennt für die drei Gruppen PV-Anlagen Besitzer (im Diagramm = *PV*), Haushalte ohne PV-Anlage, die schon mal über eine Installation nachgedacht haben (*nein aktiv*) und Haushalte die weder eine PV-Anlage haben und auch nicht darüber nachgedacht haben (*nein passiv*) dargestellt (Abb. 4.22).

Die meist genutzten Informationsquellen insgesamt sind Installateure und das Internet, wobei eine klare Unterscheidung zwischen den drei Gruppen (*PV, nein passiv, nein aktiv*) zu sehen ist. Vor allem die *nein passiv* Gruppe ist abzugrenzen. Diese hat am

häufigsten den Installateur als Informationsquelle angegeben mit 36,2 % im Vergleich zur Gruppe *PV* mit nur 21,5 %. Beim Internet zeigt sich ein genau entgegengesetztes Bild. Die Gruppe *PV* und *nein aktiv* hat sich am häufigsten im Internet informiert mit 32,7 % bis 33,8 %, in der *nein passiv* Gruppe gaben 20,3 % an, dass Internet als Informationsquelle zu nutzen, wenn sie sich informieren würden. Auch haben PV Besitzer häufiger ihre Nachbarn gefragt als es Nicht-Besitzer tun. Nicht überraschend ist, dass in der *nein passiv* Gruppe am häufigsten mit 20,35 % angegeben wurde, dass sie nicht wissen, wie sie sich informieren würden. Eine Untersuchung der Signifikanzwerte der Mittelwertunterschiede bestätigt, dass die Unterschiede zwischen der *PV* und der *nein aktiv* Gruppe nicht signifikant sind, die Unterschiede zur *nein passiv* Gruppe sind signifikant. Neben den vier vorgegebenen Antwortmöglichkeiten gab es auch die Möglichkeit in einem Freitextfeld weitere mögliche Informationsquellen zu nennen. Hier wurden fünf weitere Quellen jeweils einmal genannt: diverse Medien, Energieberater, Fernsehen, selbst in der Branche tätig, Versorger.

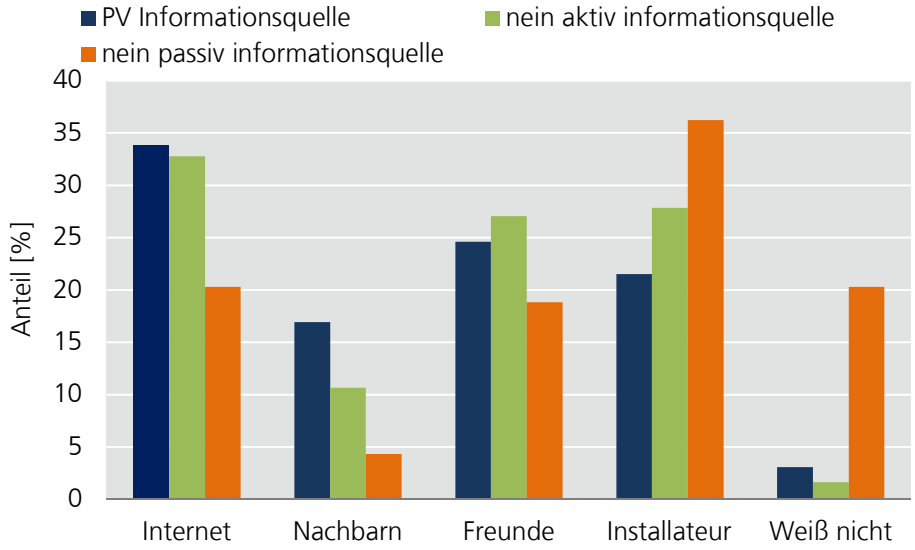


Abb. 4.22: Informationsquellen vor der Anschaffung einer Photovoltaikanlage (Ergebnisse aus der Befragung Rainau)

Diejenigen, die sich schon mal informiert haben, wurden zusätzlich gefragt, wie einfach die Informationsbeschaffung war (Abb. 4.23). Diese Frage richtete sich somit an diejenigen, die entweder eine PV-Anlage besitzen oder bereits darüber nachgedacht haben eine Anlage zu installieren. Die Mittelwertunterschiede sind signifikant mit einem Niveau von 0,05.

Sehr einfach wurde die Informationsbeschaffung von 21 % der Gruppe *PV* empfunden, weitere 68,5 % empfanden die Informationsbeschaffung als eher einfach. Knapp 90 % der PV-Anlagen Besitzer hatte also keine größeren Probleme die gewünschten Informationen zu erhalten. In der Gruppe *nein aktiv* gaben nur 4,4 % an, dass es einfach war die gewünschten Informationen zu erhalten, vor allem der höhere Anteil der Haushalte, die die Informationsbeschaffung als eher schwer bezeichnet haben (28,9 %) lässt darauf schließen, dass die Informationsbeschaffung ein Einflussfaktor bei der Entscheidung für eine PV-Anlage ist.

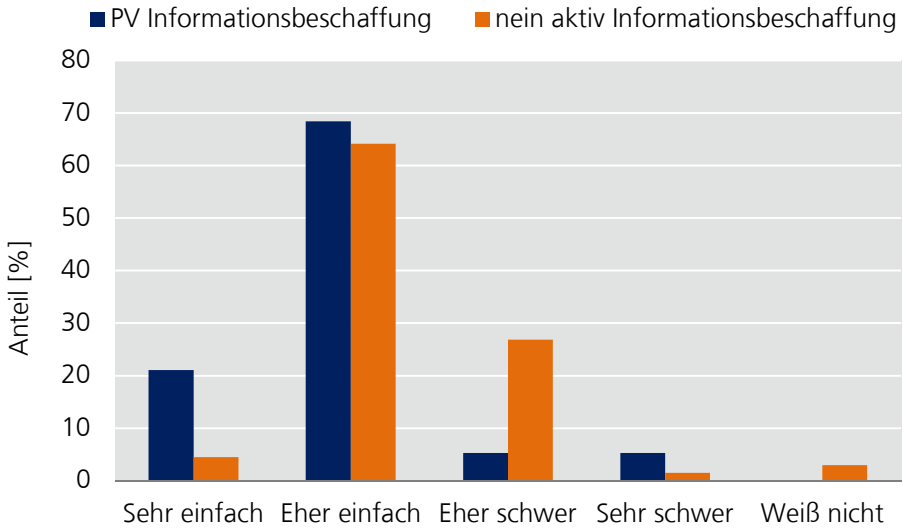


Abb. 4.23: Einfachheit der Informationsbeschaffung über Photovoltaikanlagen (Ergebnisse aus der Befragung Rainau)

Im letzten Fragenblock zu PV wurde die Meinung zu verschiedenen Aspekten von PV-Anlagen abgefragt, die in der Literatur als Einflussfaktoren beschrieben werden. Die Ergebnisse der Befragung werden an dieser Stelle außerdem mit den Ergebnissen aus der Literatur verglichen. Die Fragebogenergebnisse getrennt nach den drei Gruppen *PV*, *nein aktiv* und *nein passiv* sind in Tab. 4.11 dargestellt.

Es werden zum einen die Mittelwerte der Antworten auf einer Likert Skala von 1 (stimme voll zu) bis 4 (Stimme überhaupt nicht zu) gezeigt, sowie der Anteil der „weiß nicht" Antworten. Alle dargestellten Kategorien haben signifikante Unterschiede in ihren Mittelwerten, bis auf die Frage nach dem Umweltschutzinteresse, wobei keine signifikanten Unterschiede zwischen *nein aktiv* und *nein passiv* für die Kategorien Gute Geldanlage, Empfehlung der Nachbarn und PV ist teuer vorhanden sind. Der große Unterschied in den Antworten zwischen den Gruppen *nein aktiv* und *nein passiv* liegt an dem hohen Anteil der „weiß nicht" Antworten der *nein passiv* Gruppe.

Die Unabhängigkeit vom Stromversorger hat die höchste Zustimmung durch die Gruppe *nein aktiv*, alle drei Mittelwerte liegen eng beieinander zwischen 2,1 und 2,53. Ein möglicher Grund könnte sein, dass die Besitzer einer Photovoltaikanlage den Autarkiegrad der Anlage besser einschätzen können, da sie reale Erfahrungen gesammelt haben und im Betrieb der Anlage feststellen mussten, dass die Autarkie auch mit PV-Anlage begrenzt ist. Der Faktor wird in mehreren Literaturquellen als möglicher Grund für eine Installation genannt, obwohl die Ergebnisse auch dort ein gemischtes Bild zeigen und nicht in allen Quellen ein hoher Einfluss nachgewiesen werden kann [Jager 2006; Islam 2014; Palm et al. 2011].

Die Frage, ob Photovoltaik als teuer eingeschätzt wird erfährt die geringste Zustimmung bei *PV* und die höchste Zustimmung bei *nein aktiv*, ein möglicher Grund, warum sich diese Haushalte gegen die Investition in eine PV-Anlage entschieden haben. Hohe Investitionskosten werden auch in der Literatur als ein mögliches Hemmnis genannt [Faiers et al. 2006; Haas et al. 1999].

Die Frage ob PV eine gute Geldanlage ist, wird durch Besitzer eine PV-Anlage um fast eine Einheit besser bewertet als durch Nicht-Besitzer. Auch in der Literatur werden neben den vielen nicht ökonomischen Faktoren wirtschaftliche Kriterien als wichtig bei der Installation einer Photovoltaikanlage eingeschätzt (z.B. [Rai et al. 2012; Macal et al. 2014]). Eine positive Rendite ist eine Voraussetzung für die Installation einer Photovoltaikanlage.

Tab. 4.11: Mittelwerte der Antworten auf die Fragen nach der Meinung zu verschiedenen Aspekten der Photovoltaik auf einer Likert Skala von 1 (Stimme voll zu) – 4 (Stimme überhaupt nicht zu) und Anteil der „Weiß nicht" Antworten (Ergebnisse aus der Befragung Rainau)

	Photovoltaikanlagen-besitzer	Passive Nicht Besitzer	Aktive Nicht Besitzer
PV macht mich unabhängig vom Stromversorger			
Mittelwert	2,37	2,53	2,1
Standardabweichung	0,88	0,88	0,73
Weiß nicht [%]	2,38	34,78	6,58
Photovoltaikanlagen sind teuer			
Mittelwert	2,49	1,79	1,96
Standardabweichung	0,89	0,71	0,63
Weiß nicht [%]	2,38	30,43	3,95
PV ist eine gute Geldanlage			
Mittelwert	1,85	2,79	2,64
Standardabweichung	0,65	0,73	0,7
Weiß nicht [%]	2,38	37,68	7,89
Nachbarn/Freunde haben mir PV bereits empfohlen			
Mittelwert	2,38	2,88	2,85
Standardabweichung	0,93	0,93	0,89
Weiß nicht [%]	23,81	42,03	13,16
Nachbarn/Freunde haben bereits schlechte Erfahrungen mit PV gemacht			
Mittelwert	3,78	3,03	3,3
Standardabweichung	0,48	0,93	0,66
Weiß nicht [%]	23,81	57,97	30,26
Eine Photovoltaikanlage ist ein komplexes technisches System			
Mittelwert	2,69	2,03	2,35
Standardabweichung	1,04	0,78	0,76
Weiß nicht [%]	7,14	44,93	17,11
Ich interessiere mich für erneuerbare Energien			
Mittelwert	1,46	1,82	1,66
Standardabweichung	0,55	0,82	0,58
Weiß nicht [%]	2,3	27,54	6,58
Ich interessiere mich für Umweltschutz			
Mittelwert	1,55	1,61	1,55
Standardabweichung	0,5	0,65	0,55
Weiß nicht [%]	4,8	21,73	6,58

Die Wichtigkeit des Peer Effectes wurde über zwei Fragen erfasst, zum einen, ob PV bereits durch Nachbarn oder Freunde empfohlen wurde, zum anderen ob Nachbarn oder Freunde bereits schlechte Erfahrungen mit PV gemacht haben. Die Zustimmung zur Empfehlung von PV ist bei den Besitzern von PV höher als bei den Nicht-Besitzern. Auch stimmt die Gruppe *PV* seltener der Frage zu, ob bereits Nachbarn oder Freunde schlechte Erfahrungen gemacht haben. Der Peer Effect wurde in der Literatur in der Vergangenheit viel diskutiert und häufig als wichtig beschrieben (z.B. [Masini et al. 2012; Graziano et al. 2015]). Neben dem positiven Word-of-Mouth Effekt, wird auch der negative Word-of-Mouth Effekt in der Literatur beschrieben, der sogar stärker sein kann [Gatignon et al. 1985].

In der Gruppe *PV* wird Photovoltaik im Mittelwert seltener als komplexes technisches System wahrgenommen, die Standardabweichung ist hier jedoch höher als bei den anderen beiden Gruppen und auch als bei den anderen Fragen. Besitzer einer Photovoltaikanlage schätzen die Komplexität im Mittel als geringer ein, jedoch gibt es auch Personen die trotz Erfahrungen mit Photovoltaik diese noch immer als komplex wahrnehmen, der Besitz einer Anlage kann also nicht bei allen Personen die Wahrnehmung der Komplexität reduzieren. In [Palm et al. 2011; Claudy et al. 2011; Faiers et al. 2006] wird die Angst vor der komplexen Technik als Barriere für den Kauf einer Photovoltaikanlage beschrieben. Auf Unterschiede der Komplexitätswahrnehmung bei den Besitzern von PV wird in der Literatur bisher nicht eingegangen.

Die letzten beiden Fragen gehen nicht auf Eigenschaften von Photovoltaikanlagen ein, sondern fragen allgemein das Interesse an erneuerbaren Energien und Umweltschutz ab. Das Interesse an erneuerbaren Energien ist größer unter PV Besitzern und erfährt eine größere Zustimmung durch die Gruppe *nein aktiv* als *nein passiv*. Die Signifikanz der Unterschiede liegt jedoch auf dem Niveau von 0,1. Die Mittelwertunterschiede der Frage nach dem Umweltschutzinteresse sind nicht signifikant. Die Literatur bestätigt die Ergebnisse, dass das Umweltschutzinteresse höher ist bei Personen, die eine PV-Anlage besitzen [Jager 2006; Keirstad et al. 2012; Keirstead 2007].

Bemerkenswert ist der Anteil der „weiß nicht" Antworten in den drei Gruppen. Dieser ist bei *nein passiv* durchgehend hoch zwischen 21,73 % und 57,97 %. Hieran ist zu erkennen, dass diese Personen sich nicht über Photovoltaik informiert haben und dementsprechend auch viele der Fragen nicht beantworten können. Der Anteil der „weiß nicht" Antworten bei *nein aktiv* ist höher als bei *PV*, im Vergleich aber deutlich reduziert. Eine sehr hohe Rate an „weiß nicht" Antworten erfuhr die Frage, ob Nachbarn oder Freunde bereits schlechte Erfahrungen mit PV gemacht haben. Dies wird damit in Verbindung gebracht, dass die Personen nicht wissen, ob dies der Fall ist, was wiederum bedeutet, dass Nachbarn oder Freunde nicht über ihre schlechten Erfahrungen geredet haben und kein negativer Word-of-Mouth Effekt entstehen konnte.

Allgemein ist in der Gruppe *PV* eine größere Zustimmung zu den gestellten Fragen zu verzeichnen. Bei einer Auswertung der Einzelaussagen ist jedoch festzustellen, dass verschiedene Haushalte, die eine PV-Anlage haben, unterschiedlichen Aussagen zustimmen und anderen Aspekten nicht zustimmen. Warum die einzelnen Haushalte sich letztendlich für oder gegen PV entschieden haben, scheint sich nicht auf einen oder zwei Faktoren zurückführen zu lassen, sondern ist bei jedem Haushalt auf verschiedene der abgefragten Faktoren (und weiteren nicht abgefragten Faktoren) zurückzuführen [Korcaj et al. 2015].

4.2.4.3 Einstellungs-Teilnutzenfunktion Photovoltaik

Die im vorangegangenen Abschnitt vorgestellten Faktoren zur Meinung der befragten Haushalte zu verschiedenen Aspekten von Photovoltaik werden für die Parametrierung der Teilnutzenfunktion „Einstellung" genutzt. Auf Basis der Auswertung wird entschieden, die Faktoren dabei nicht einzeln in die Nutzenfunktion aufzunehmen, sondern die einzelnen Faktoren zu einem Gesamteinstellungsfaktor zu aggregieren. Dadurch kann abgebildet werden, dass die Investitionsmotive bei verschiedenen Haushalten unterschiedlich sind, Haushalte, welche Photovoltaik installieren, aber den abgefragten Faktoren in der Summe häufiger zustimmen.

Aus diesem Grund wird der Mittelwert aus den folgenden Faktoren gebildet

- PV macht mich unabhängig vom Stromversorger
- Photovoltaikanlagen sind teuer
- PV ist eine gute Geldanlage

- Nachbarn/Freunde haben mir PV bereits empfohlen
- Nachbarn/Freunde haben bereits schlechte Erfahrung mit Photovoltaik gemacht

Diese Auswahl ergibt sich durch den Test verschiedener Nutzenfunktionskonfigurationen hinsichtlich ihrer Modellgüte. Der Mittelwert wird nur für diejenigen Faktoren gebildet, für die im Fragebogen für den jeweiligen Haushalt Aussagen getroffen wurden. Wurde „weiß nicht" angegeben, oder nichts angekreuzt, wird der Faktor von der Mittelwertbildung ausgeschlossen. Dies erlaubt, dass nur wenige Datensätze aus der Untersuchung ausgeschlossen werden müssen, was aufgrund der geringen Fallzahlen wichtig ist, um ein aussagekräftiges Ergebnis bei der Regressionsanalyse zu erzielen. Als zweiter Faktor wird die Einfachheit der Informationsbeschaffung in die Teilnutzenfunktion mit aufgenommen. Werden alle Fälle aus der Untersuchung ausgeschlossen, für die die Berechnung der beiden hier beschriebenen Faktoren nicht erfolgen kann, verbleiben 130 Datensätze. In Abb. 4.24 ist das Schema für die Parametrierung der Teilnutzenfunktion Einstellung dargestellt.

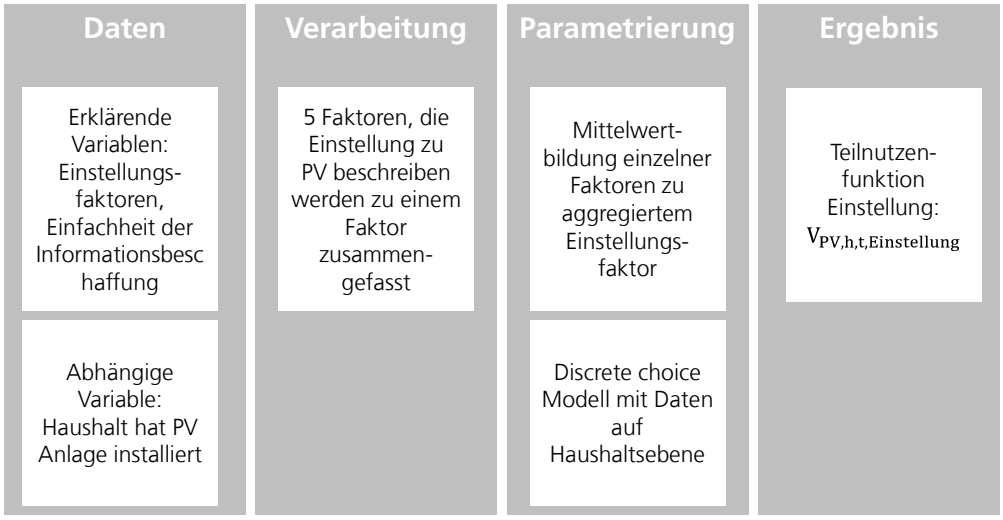


Abb. 4.24: Schema zur Parametrierung der Teilnutzenfunktion für die Einstellung zu Photovoltaikanlagen

4.2.4.4 Datenbasis Heizungssysteme

Im letzten Teil des Fragebogens wurden die Haushalte zum Thema Heizungssysteme befragt. Als Ausgangspunkt wurde im Fragebogen nach den aktuell installierten Heizungssystemen gefragt. Hierbei wurde zunächst nach dem hauptsächlich genutzten Heizungssystem gefragt, und in einer zweiten Frage nach weiteren Systemen. Da manche Haushalte bei der ersten Frage bereits mehrere Antwortmöglichkeiten angegeben haben, ist die Aufteilung nach erstem Heizungssystem und weiteren Systemen teilweise nicht ganz nachvollziehbar. Von den 41 Fällen ist bei 17 Fällen ein Kachel- oder Kaminofen angegeben, bei 17 weiteren Fällen wird zusätzlich Holz als Brennstoff angegeben. Es wird vermutet, dass hier bei einem Großteil von Zufeuerungen in Form von Öfen ausgegangen werden kann, und diese nicht als Hauptheizungssystem zu bewerten sind. In Abb. 4.25 sind die Heizungssysteme, die in den befragten Haushalten installiert sind, dargestellt.

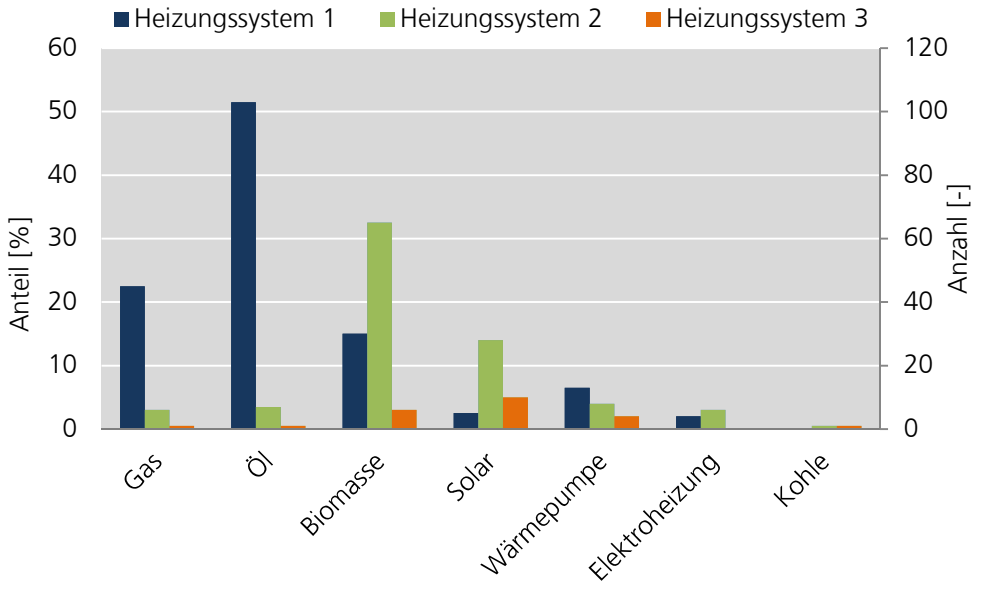


Abb. 4.25: Momentan installierte Heizungssysteme: hauptsächliches und weitere genutzte Heizungssysteme (Ergebnisse aus der Befragung Rainau)

Ölkessel sind das am häufigsten genutzte erste Heizungssystem mit 51,5 %. Gaskessel liegen auf dem zweiten Platz beim ersten Heizungssystem mit 22,5 %. Wird der Anteil über alle installierten Heizungssysteme berechnet sind allerdings Holzkessel mit 29,4 % auf dem zweiten Platz (siehe Abb. 4.26). 72 Haushalte verfügen ausschließlich über ein Heizungssystem, 98 Haushalte gaben im Fragebogen an über zwei Heizungssysteme zu verfügen, in 23 Haushalten werden sogar drei Heizungssysteme betrieben. 3 Haushalte haben keine Angaben zu ihrem Heizungssystem im Fragebogen gemacht. Die Mehrheit aller Haushalte verfügt also über zwei Heizungssysteme, das zweite System ist dabei meistens ein Holzofen, aber auch Solarthermie ist bereits in 21 % aller Haushalte installiert. Der Einsatz von erneuerbaren Energien im Wärmesektor ist also schon weiter verbreitet als im bundesdeutschen Durchschnitt.

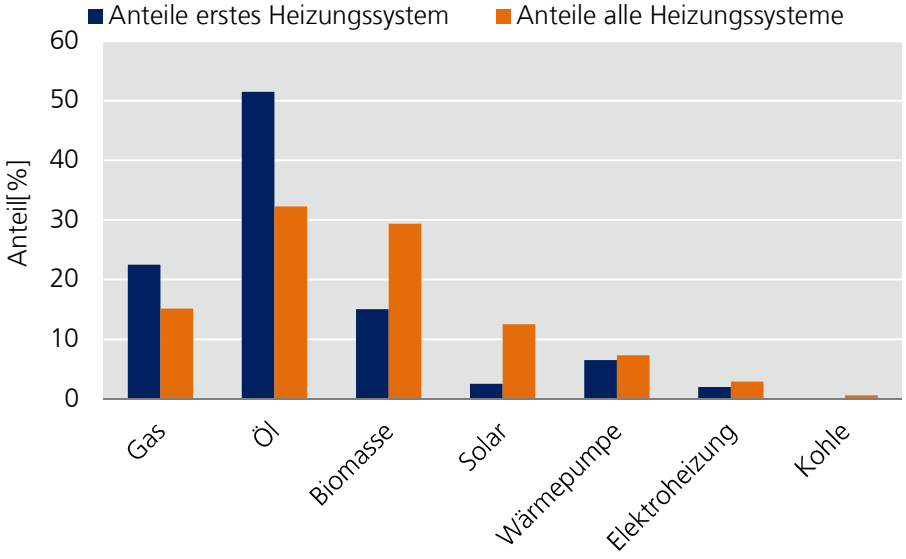


Abb. 4.26: Anteile der Technologien am hauptsächlich genutzten Heizungssystem und über alle installierten Heizungssysteme (Ergebnisse aus der Befragung Rainau)

Ähnlich wie bei den Photovoltaikanlagen ist auch bei den Heizungssystemen der Aufbau des Fragebogens so gewählt, dass es möglich ist, zwischen bereits informierten Personen und nicht informierten Personen zu unterscheiden. Aus diesem Grund wurde abgefragt, ob Haushalte vorhaben, sich in nächster Zeit eine neue Heizung anzuschaffen und wenn ja, ob sie sich bereits informiert haben (Abb. 4.27). 81,7 % der Befragten gaben dabei an, dass sie sich in nächster Zeit keine neue Heizung anschaffen wollen.

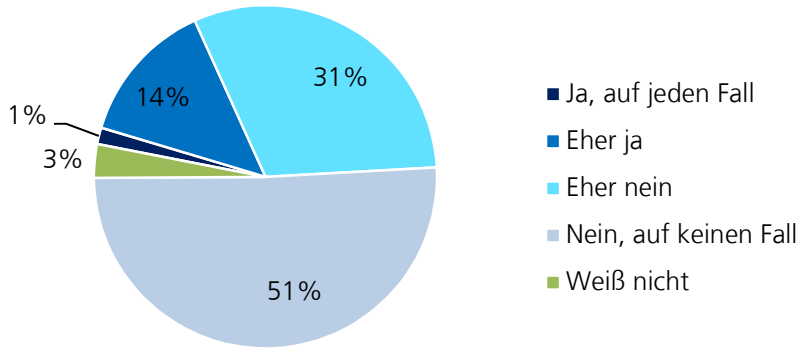


Abb. 4.27: Zustimmung zur Frage: Planen sie in nächster Zeit eine neue Heizungsanlage anzuschaffen? (Ergebnisse aus der Befragung Rainau)

107 Befragte haben nichtsdestotrotz angegeben, inwiefern sie sich schon informiert haben, obwohl nur 29 Befragte über die Anschaffung einer neuen Anlage nachdenken. Aus diesem Grund sollen hier die Antworten für alle und die Teilgruppe derer gezeigt werden, die tatsächlich eine Installation planen (Abb. 4.28).

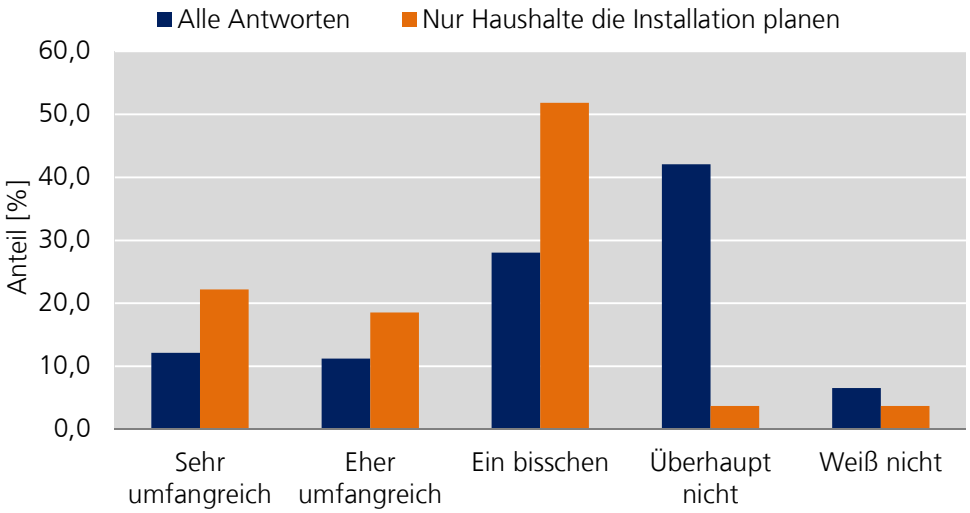


Abb. 4.28: Umfang der Informationsbeschaffung über Heizungssysteme (Ergebnisse aus der Befragung Rainau)

Unter allen Befragten ist der Anteil derer, die sich noch gar nicht informiert haben bei 42,1 %, unter denen die eine Installation in Betracht ziehen, hat sich die Mehrheit bereits ein bisschen informiert (51,9 %). 40,7 % haben sich sehr oder eher umfangreich informiert.

Neben dem Umfang der Informationsbeschaffung wurde die Frage nach den Informationsquellen wie auch bei den Photovoltaikanlagen gestellt (Abb. 4.29).

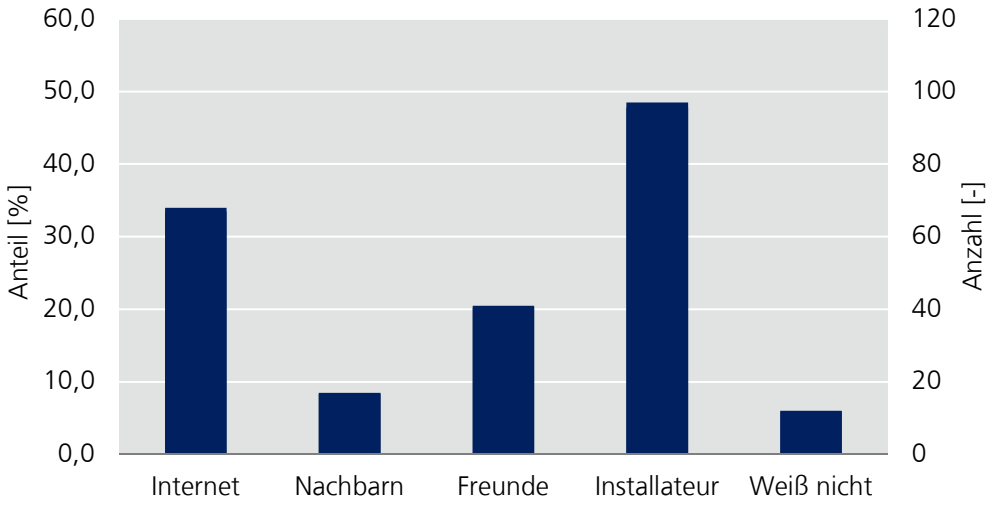


Abb. 4.29: Informationsquellen für Heizungssysteme (Ergebnisse aus der Befragung Rainau)

Auf dem ersten Platz liegen die Installateure. 47,8 % nutzen diese als Informationsquelle oder würden sie nutzen. Dies ist ein höherer Wert als bei den Photovoltaikanlagen wo unter allen Befragten 37,9 % der Befragten angaben Installateure als Informationsquelle zu nutzen. Das Internet ist die zweitwichtigste Informationsquelle (33,5 %). Bei Photovoltaik gaben 37,9 % das Internet als Informationsquelle an (gleichauf wie die Installateure bei den Heizungssystemen). Wie auch bei den Photovoltaikanlagen sind die Nachbarn die am wenigsten genutzte Informationsquelle. In den Freitextkommentaren schrieb eine Person, dass sie das Gefühl hat schlecht vom Installateur beraten worden zu sein und dieser nur das System empfiehlt, bei dem er mit dem Hersteller zusammenarbeitet.

Mit Hilfe des letzten Teils des Fragebogens soll evaluiert werden, wie die Haushalte ihre Entscheidungen für eine neue Heizungsanlage treffen. Gemäß dem Consumat Approach [Jager 2000] wurde das Entscheidungsmuster der Haushalte abgefragt (Abb. 4.30).

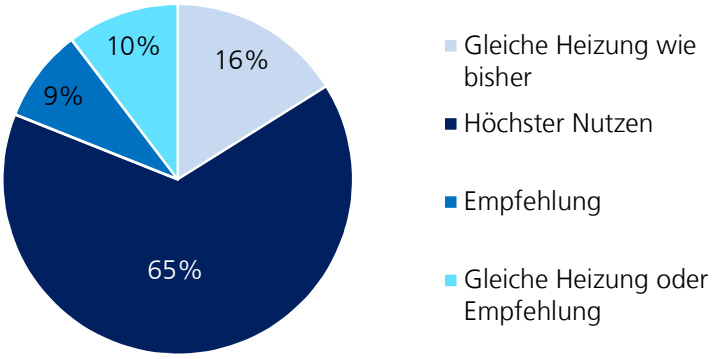


Abb. 4.30: Entscheidungsverhalten bei der Wahl eines neuen Heizungssystems nach dem Consumat Approach (Ergebnisse aus der Befragung Rainau)

Die Mehrheit der Haushalte gibt dabei an, das Heizungssystem zu wählen, welches den größten Nutzen für sie hat. Das zweithäufigste Entscheidungsverhalten ist die Wiederholung (16,1 %), also der Kauf des gleichen Systems, welches auch bisher genutzt wurde. Ca. 10 % der Befragten gaben jeweils an auf die Empfehlung von

jemandem zu hören oder zwischen einem empfohlenen und dem vorherigen System zu wählen.

Müssten die Befragten sich zum Zeitpunkt der Fragebogenbeantwortung für ein neues System entscheiden, dann sähe die zukünftige Heizungsstruktur in Rainau wie in Abb. 4.31 abgebildet aus.

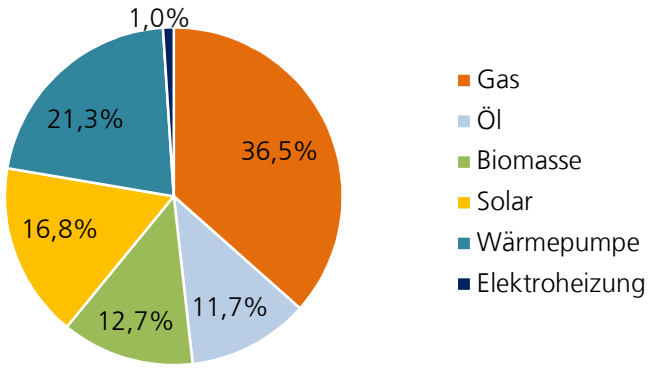


Abb. 4.31: Wahl der Technologie, wenn Heizungssystem zum jetzigen Zeitpunkt ausgetauscht würde (Ergebnisse aus der Befragung Rainau)

Es waren Mehrfachantworten zulässig, jedoch bestand nicht die Möglichkeit, hauptsächliche und weitere Heizungssysteme zu unterscheiden, so dass in dieser Ansicht die Heizungssysteme gleichwertig dargestellt werden. Das am häufigsten gewählte System ist die Gasheizung, auf Platz zwei liegt die Wärmepumpe. Es folgen Solarthermie, Biomasse und Ölkessel. Ölkessel, das Heizungssystem was momentan in 53,7 % aller Haushalte installiert ist, würde, wenn alle sich zum jetzigen Zeitpunkt eine neue Heizung nach ihren Wünschen auswählen könnten, nur noch auf dem vorletzten Platz mit 11,7 % Anteil liegen. Hier ist zu sehen, dass viele Haushalte nicht mehr zufrieden mit ihrem heutigen System sind, trotzdem planen nur 15 % sich in nächster Zeit eine neue Heizung anzuschaffen. Durch die langen Lebensdauern der Anlagen kann hier eine Pfadabhängigkeit beobachtet werden, die trotz Unzufriedenheit nicht dazu führt, dass das System ausgetauscht wird. Dies ist aufgrund hoher Kosten für das Heizungssystem selbst sowie eventuell nötig werdenden Umbaumaßnahmen im Gebäude auch durchaus verständlich.

Durch den Fragebogen wird außerdem erfasst, welche Eigenschaften den Personen bei der Wahl ihres Heizungssystems wichtig sind, um die Investitionsentscheidung besser verstehen zu können. Dafür sollten verschiedene Faktoren auf einer Skala von sehr wichtig bis sehr unwichtig beurteilt werden. Diese Information soll mit der Angabe, welches Heizungssystem heute gewählt werden würde für die Auswertung verschnitten werden, indem die Wichtigkeit der Eigenschaften unterschieden nach dem zukünftigen Heizungssystem analysiert wird. Die folgenden Eigenschaften beziehungsweise Randbedingungen verschiedener Heizungssysteme wurden auf Basis der Literaturauswertung ausgewählt.

- CO_2 Emissionen
- Innovation
- Image
- Günstiger Preis
- Einfache Bedienung
- Staatliche Förderung
- Versorgungssicherheit

Die Ergebnisse der Auswertung sind in Abb. 4.32 dargestellt. Es ist wichtig anzumerken, dass nur drei Befragte Elektroheizungen installieren würden, so dass die

Auswertung auf einer kleinen Anzahl von Datensätzen beruht. Alle Mittelwerte wurden auf ihre Signifikanz getestet, die Ergebnisse der Signifikanzuntersuchung werden zusammen mit der Auswertung der Ergebnisse besprochen.

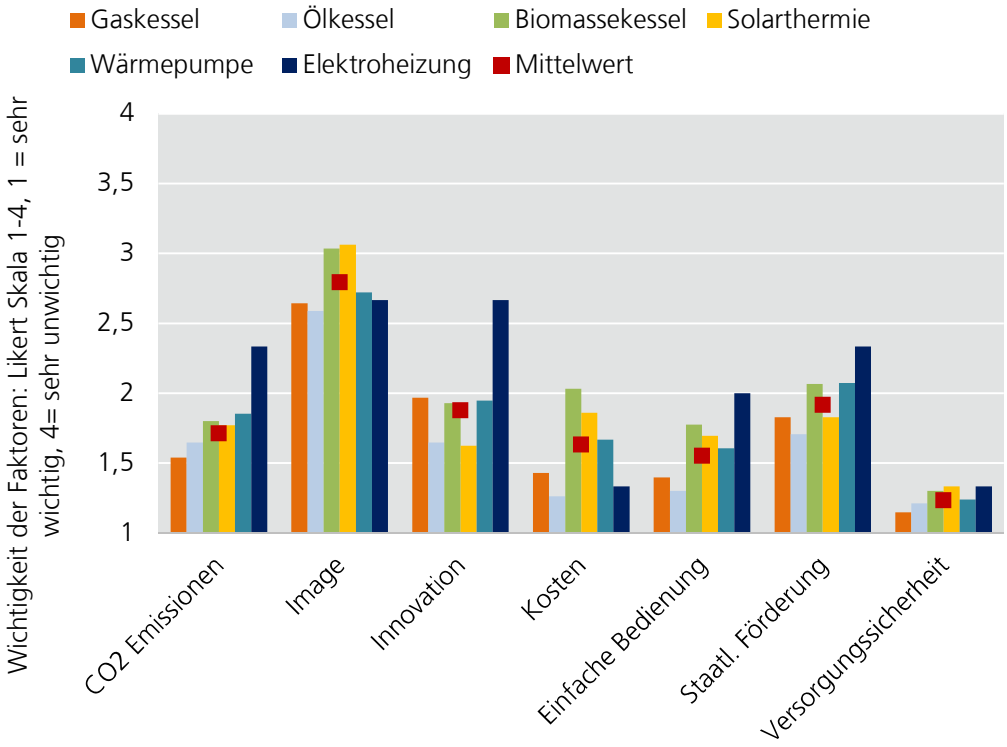


Abb. 4.32: Wichtigkeit verschiedener Einflussfaktoren in Abhängigkeit des theoretischen neuen Heizungssystems (Ergebnisse aus der Befragung Rainau)

Im Vergleich zu den anderen Faktoren liegen die CO_2 Emissionen bei einer mittleren Wichtigkeit. Am wenigsten wichtig sind die Emissionen für Personen, die Elektroheizungen wählen würden, am wichtigsten sind sie für Personen, die Gaskessel wählen würden. Die Mittelwertunterschiede der Kategorie CO_2 Emissionen sind jedoch nur für Elektroheizung und Wärmepumpe gegenüber Gas signifikant. Die Bedeutung der CO_2 Emissionen wird in verschiedenen Literaturquellen sehr unterschiedlich bewertet. In einigen Studien spielen sie im Vergleich zu anderen Faktoren eine untergeordnete Rolle ([Lillemo et al. 2013; Mahapatra et al. 2008b]). Andere Studien wiederum zeigen eine hohe Wichtigkeit der CO_2 Emissionen bei der Entscheidung für ein neues Heizungssystem ([Rouvinen et al. 2013; Caird et al. 2010]).

Das Image ist im Gesamtvergleich der am wenigsten wichtige Faktor, die Mittelwertunterschiede sind signifikant mit dem Niveau 0,05. Die geringste Zustimmung erfuhr der Faktor von Personen, die in Zukunft Holzkessel oder Solarthermie installieren würden. Das Image eines Heizungssystems wurde bereits in diversen Studien untersucht, die Ergebnisse zeigten meistens eine untergeordnete Relevanz bei der Entscheidung und bestätigen die Ergebnisse dieser Befragung ([Claudy et al. 2011, 2011; Michelsen et al. 2012]).

Der Innovationsgrad ist für zukünftige Solarthermieanlagen- und Ölkesselbesitzer am wichtigsten. Die Wärmepumpen, ebenfalls eine innovative Technologie, liegen auf gleicher Höhe wie Biomasse und Gaskessel. Die Mittelwertunterschiede sind nur für Elektrokessel gegenüber Solarthermie und Ölkesseln signifikant. Der Innovationsgrad verschiedener Heizungstechnologien ist bis jetzt als Faktor in der Literatur noch nicht häufig für die Entscheidung in ein neues Heizungssystem untersucht worden.

Kosten sind der drittwichtigste Faktor. Sie sind dabei wichtiger für Haushalte, die Gas- oder Ölkessel wählen würden, als für Haushalte, die ein erneuerbares Heizungssystem wählen würden. Die Mittelwertunterschiede sind signifikant auf einem Niveau von 0,001. Auch die Literatur bestätigt, dass Kosten immer noch einer der Hauptfaktoren bei der Entscheidung für ein neues Heizungssystem sind ([Mahapatra et al. 2008b; Karytsas et al. 2014]). Hohe Investitionskosten neuer, innovativer Technologien werden als Barriere für den Kauf angegeben ([Claudy et al. 2011; Caird et al. 2010]).

Auch bei der einfachen Bedienung sind die Unterschiede der Mittelwerte signifikant (Niveau 0,05). Für Personen, die zukünftig einen Holzkessel oder eine Elektroheizung betreiben würden ist der Faktor weniger wichtig als bei den anderen Heizungssystemen. Über alle Heizungssysteme ist dieser Faktor der zweitwichtigste. Eine einfache Bedienung wird in der Literatur mit einer mittleren Wichtigkeit eingestuft ([Sopha et al. 2011c; Michelsen et al. 2013]). Bei der getrennten Betrachtung nach verschiedenen Heizungssystemen sticht vor allem das Heizen mit Holz heraus, dass laut den Befragten deutlich zeitaufwendiger sein darf, als das Heizen mit anderen Brennstoffen ([Lillemo et al. 2013; Nyrud et al. 2008]). Viele der Befragten hantieren gerne mit dem Feuerholz und empfinden den Mehraufwand deswegen nicht als Belastung, dies wird durch die Ergebnisse dieser Umfrage bestätigt.

Die Möglichkeit der Förderung des zukünftigen Heizungssystems ist eher unwichtig (Platz 6 von 7). Die Unterschiede der Mittelwerte sind nicht signifikant, Öl und Gaskessel weisen die niedrigsten Werte auf, obwohl es für diese Technologien keine Förderung gibt. Die Förderung für Heizungstechnologien durch das Bafa ist allerdings vergleichsweise niedrig. Ein möglicher Grund, warum für Förderungen bei Heizungssystemen auch in der Literatur ein geringer Einfluss auf die Entscheidung festgestellt wurde ([Michelsen et al. 2012]).

Die Versorgungssicherheit ist über alle Heizungssysteme der wichtigste Faktor, die Unterschiede zwischen den einzelnen Systemen sind jedoch klein und nur für Gaskessel gegenüber Solarthermie signifikant, der Faktor ist bei Gaskesseln am niedrigsten bewertet. Die untersuchten Studien bestätigen die mittlere ([Mahapatra et al. 2008b]) bis hohe ([Karytsas et al. 2014]) Wichtigkeit der Versorgungssicherheit.

4.2.4.5 Technologiespezifische Teilnutzenfunktion Heizungssysteme

Die in Abb. 4.32 dargestellten Bewertungen der Wichtigkeit bestimmter Eigenschaften von Heizungssystemen werden zur Parametrierung der technologiespezifischen Teilnutzenfunktion für die Heizungssysteme genutzt. Aufgrund der geringen Fallzahlen kann keine sinnvolle Auswertung mittels Regression stattfinden, sondern die Werte werden direkt in die Teilnutzenfunktion als Gewichte integriert. Dafür werden die Bewertungen, die ursprünglich auf einer Skala von 1 = sehr wichtig, bis 4 = sehr unwichtig vorliegen auf Werte von 0 bis 1 skaliert und abschließend von 1 dividiert, so dass ein Wert von 1 der höchsten Zustimmung entspricht und ein Wert von 0 der niedrigsten Zustimmung. Somit sind die Vorzeichen in dieser Teilnutzenfunktion gleich zu denen in den anderen Teilnutzenfunktionen definiert. Die in der Teilnutzenfunktion genutzten Gewichte sind im Anhang F zu finden. Die historischen Werte der Einflussfaktoren, welche in der Teilnutzenfunktion vertreten sind, sind in Anhang B dargestellt. Das Schema für die Parametrierung der technologiespezifischen Teilnutzenfunktion für die Heizungssysteme ist in Abb. 4.33 dargestellt.



Abb. 4.33: Schema zur Parametrierung der technologiespezifischen Teilnutzenfunktion für das erste und das zweite Heizungssystem

4.3 Modellstruktur

In diesem Kapitel wird der Aufbau des Modells erläutert. Zunächst wird das Verfahren der Zusammenfassung der Teilnutzenfunktionen zur Gesamtnutzenfunktion anhand der Theorie der Discrete Choice Methode dargestellt. Ausgehend von den Gesamtnutzenfunktionen für Photovoltaik und Heizungssysteme wird die Berechnung des Ausbaus der verschiedenen Technologien in den einzelnen Haushalten in Kapitel 4.3.2 beschrieben, um dann in 4.3.3 den Gesamtmodellablauf darzustellen. In den nachfolgenden Kapiteln werden Modellspezifika für den Photovoltaik-Modellteil, den Modellteil Heizungssysteme und die Szenarienrechnungen erklärt.

4.3.1 Bildung der Gesamtnutzenfunktion aus den Teilnutzenfunktionen

Die drei Teilnutzenfunktionen geben jeweils den Nutzen einer Installation von Photovoltaik oder einem bestimmten Heizungssystem auf Basis der in die Funktion integrierten Faktoren wieder. Der Theorie nach sind alle nicht in das Modell integrierten Faktoren im Fehlerterm nach folgender Gleichung enthalten:

$$U_{i,h,t} = V_{i,h,t} + \epsilon_{i,h,t} \qquad \textbf{Gl. 4.9}$$

Mit:
$U_{i,h,t}$ = Nutzenfunktion inklusive Fehlerterm
$V_{i,h,t}$ = Nutzenfunktion mit allen wahrgenommenen Faktoren
$\epsilon_{i,h,t}$ = Fehlerterm, der alle nicht wahrgenommenen Faktoren enthält

Wird zum Beispiel die akteursspezifische Teilnutzenfunktion für Photovoltaik herangezogen, dann kann der Fehlerterm dieser Nutzenfunktion auch wie folgt dargestellt werden:

$$\epsilon_{PV,h,t,Akteur} = V_{PV,t,Techno} + V_{PV,h,t,Einstellung} + V_{PV,h,t,nicht\ wahrgenommen} \qquad \textbf{Gl. 4.10}$$

Mit:
$\epsilon_{PV,h,t,Akteur}$ = Fehlerterm der akteursspezifischen Teilnutzenfunktion Photovoltaik
$V_{PV,t,Techno}$ = Teilnutzenfunktion technologiespezifisch

$V_{PV,h,t,Einstellung}$ = Teilnutzenfunktion Einstellung
$V_{PV,h,t,nicht\ wahrgenommen}$ = Teilnutzenfunktion mit allen nicht wahrgenommenen Faktoren

Das bedeutet, dass die Einflussfaktoren, die in der Einstellungs- und der technologiespezifischen Teilnutzenfunktion stehen, im Fehlerterm der akteursspezifischen Teilnutzenfunktion enthalten sind, denn sie werden in diesem Modell nicht wahrgenommen. Dies sieht für die anderen beiden Teilnutzenfunktionen entsprechend aus.

Würde die Nutzenfunktion über einen gemeinsamen Datensatz in einem Discrete Choice Modell angepasst, könnte diese folgendermaßen geschrieben werden:

$$U_{PV,h,t,ges} = V_{PV,h,t,Akteur} + V_{PV,t,Techno} + V_{PV,h,t,Einstellung} + \epsilon_{PV,h,t} \quad \textbf{Gl. 4.11}$$

Mit:
$U_{PV,h,t,ges}$ = Gesamtnutzenfunktion für die Investitionsentscheidung in PV
$\epsilon_{PV,h,t}$ = Fehlerterm der Gesamtnutzenfunktion für die Investitionsentscheidung in PV, der alle Faktoren enthält, die in keiner der drei Teilnutzenfunktionen enthalten sind

Da die Teilnutzenfunktionen nicht in einem gemeinsamen Discrete Choice Modell angepasst werden, müssen diese jedoch zueinander skaliert werden. Weitere Details über die Skalierung von Nutzenfunktionen zueinander, die auf verschiedenen Datensätzen beruhen, können in [Train 2002] gefunden werden. Dies führt zu einer Gleichung der folgenden Form:

$$U_{PV,h,t,ges} = \Omega_{PV} + A * V_{PV,h,t,Akteur} + B * V_{PV,t,Techno} + \Gamma * V_{PV,h,t,Einstellung} + \epsilon_{PV,h,t} \quad \textbf{Gl. 4.12}$$

Mit:
Ω_{PV} = Alternativenspezifische Konstante der Gesamtnutzenfunktion
A, B, Γ= Skalierungsparameter (Kalibrierungsparameter) der Teilnutzenfunktionen

Die Wahrscheinlichkeit einer Installation durch Haushalt h für PV ist dann:

$$P_{PV,h,t} = \frac{e^{V_{PV,h,t,ges}}}{\sum_1^J e^{V_{j,h,t,ges}}} \quad \textbf{Gl. 4.13}$$

Mit:
$P_{PV,h,t}$ = Installationswahrscheinlichkeit für Haushalt h für PV zum Zeitpunkt t

Für die Heizungssysteme gilt dies gleichermaßen.
Zu beachten ist, dass in den jeweiligen Teilnutzenfunktionen keine alternativenspezifischen Konstanten mehr enthalten sind. Diese werden entfernt, da eine gemeinsame alternativenspezifische Konstante eingeführt wird, Ω. Die Skalierungsparameter der Teilnutzenfunktionen sind unbekannt und sollen durch die Kalibrierung des Modells bestimmt werden. Deswegen werden sie im Folgenden als Kalibrierungsparameter bezeichnet.

4.3.2 Ausbau der Technologien in den Haushalten

Im Modell werden die Installationen der Technologien auf Haushaltsebene berechnet, weswegen im Modell einzelne Haushalte abgebildet werden müssen. Hierfür wird im Deutschland-Modell und im Rainau-Modell SOEP der SOEP Datensatz verwendet, im Rainau-Modell Fragebogen wird der Fragebogendatensatz verwendet mit Daten zu 203 Einzelhaushalten. In beiden Datensätzen liegen alle nötigen Informationen zur Berechnung der Gesamtnutzenfunktion für alle Haushalte vor, zusätzlich haben die

Haushalte im SOEP Datensatz einen Gewichtungsfaktor, der eine Hochrechnung auf das jeweilige Betrachtungsgebiet erlaubt.

Im Modell sind drei Verhaltensweisen abgebildet, jedes Jahr wendet jeder Haushalt eine der drei Verhaltensweisen an. Zum einen kann ein Haushalt gar keine bewusste Entscheidung treffen, er kann sich bewusst für eine neue Heizungsanlage oder eine PV-Anlage entscheiden, oder bewusst dagegen. Diese drei Verhaltensweisen sind in den beiden Modellteilen PV und Heizungssysteme verschieden implementiert. Dass Mieter beim Ausbau der Heizungssysteme gar nicht die Entscheidungsträger sind und wie das im Modell abgebildet wird, wird in Kapitel 4.3.5 näher erläutert. Der Einfachheit halber wird in diesem Teilkapitel für alle Haushalte der Begriff der getroffenen Entscheidung verwendet, ungeachtet wer diese Entscheidung wirklich trifft.

Bei den Heizungssystemen ist aus historischen Daten bekannt, wie viele Haushalte im Mittel jährlich ihre Heizung austauschen, dies waren in der Vergangenheit ca. 3,27 %, diese 3,27 % haben sich bewusst für eine neue Heizung entschieden. Die anderen 96,63 % haben sich entweder bewusst gegen die Installation entschieden oder trafen in diesem Jahr gar keine bewusste Entscheidung. Bei der Entscheidung für oder gegen PV ist die Option sich bewusst gegen eine PV-Anlage zu entscheiden in der Nutzenfunktion enthalten, denn dort ist die bewusste Entscheidung gegen eine PV-Anlage die Gegenwahrscheinlichkeit zur bewussten Entscheidung für eine PV-Anlage. Zusätzlich wird es aber auch jedes Jahr Haushalte geben, die gar keine bewusste Entscheidung treffen. Der Anteil derer, die eine bewusste Entscheidung treffen ist nicht bekannt, aber auch hier kann davon ausgegangen werden, dass dieser Wert im einstelligen Bereich liegt. Der im Modell genutzte Anteil soll durch die Kalibrierung bestimmt werden.

In beiden Fällen ist nicht bekannt, welche Haushalte wann eine Entscheidung treffen. Bei den Heizungssystemen ist die Entscheidung unter anderem vom Alter des vorhandenen Heizungssystems abhängig, beziehungsweise vom Zeitpunkt des letzten Heizungstausches. Diese Informationen sind für die Haushalte im SOEP Datensatz unbekannt. Auch bei den Photovoltaiksystemen ist in SOEP nicht bekannt, seit wann die Haushalte die Photovoltaikanlage besitzen und auch nicht wie der Entscheidungsprozess für die Anlage in den Haushalten abgelaufen ist. Für den Fragebogendatensatz ist bekannt, welche Haushalte schon mal darüber nachgedacht haben, eine Anlage zu installieren, sich dann aber dagegen entschieden haben, aber auch hier sind keine weiteren Informationen über den Entscheidungsprozess abgefragt worden. Aus diesem Grund wird in beiden Berechnungen eine zufällige Auswahl getroffen welche Haushalte eine Entscheidung über eine neues Heizungssystem beziehungsweise eine PV-Anlage treffen.

Durch die Nutzung von Zufallsvariablen im Modell ist das Ergebnis der Simulation nicht reproduzierbar und wird jedes Mal etwas anders ausfallen. Dieser Effekt wird dadurch eingedämmt, dass das Modell mehrmals läuft und die Ergebnisse aller Modellläufe gemittelt werden. Wie viele Läufe für die Generierung eines reproduzierbaren Ergebnisses nötig sind, wird in Kapitel 5.3 beschrieben.

Die Haushalte, die durch den Zufallsalgorithmus ausgewählt werden, treffen ihre Entscheidung auf Basis der Nutzenfunktionen im Modellteil Photovoltaik. Für die Entscheidung bei den Heizungssystemen sind noch drei weitere Entscheidungstrategien implementiert, welche in Kapitel 4.3.5. beschrieben werden. Durch die nicht wahrgenommenen Faktoren, welche im Fehlerterm enthalten sind, kann für die Haushalte nicht berechnet werden, welche Entscheidung sie treffen werden, sondern nur eine Wahrscheinlichkeit für jede der Alternativen. Auf Basis von Gl. 4.13 kann auf Basis der Gesamtnutzenfunktion die Installationswahrscheinlichkeit für jeden Haushalt und jede Technologie berechnet werden. Diese Wahrscheinlichkeit kann als Anteil eines Haushaltes interpretiert werden, der eine bestimmte Technologie installiert. Das bedeutet, dass jeder Haushalt nachdem er eine Investitionsentscheidung getroffen hat,

nicht ein oder zwei Heizungssysteme und entweder eine Photovoltaikanlage oder keine hat, sondern jede mögliche Kombination an Systemen in gewissen Anteilen in diesem Haushalt auftreten kann. Insgesamt existieren 24 Kombinationen aus Photovoltaik/keine Photovoltaik, erstem Heizungssystem und zweitem Heizungssystem/keinem zweiten Heizungssystem.

Zuletzt können in der Simulation die Anteile der verschiedenen Kombinationen in den Haushalten aufaggregriert werden, um den aggregierten Ausbaupfad für die einzelnen Technologien zu bestimmen. Im Fragebogendatensatz werden die Anteile dafür lediglich aufsummiert, im SOEP Datensatz werden die Anteile mit den Gewichtungsfaktoren der Haushalte verrechnet.

4.3.3 Gesamtmodellablauf

In Abb. 4.34 ist in einer gemeinsamen Darstellung sowohl der Gesamtmodellablauf in den Kalibrierungsrechnungen als auch in den Szenarienrechnungen dargestellt. Während einige Abläufe in beiden Simulationen die gleichen sind, gibt es auch einige Unterschiede, auf die im Folgenden in den beiden Unterpunkten Gesamtmodellablauf in der Kalibrierungsphase und Gesamtmodellablauf zur Berechnung der Szenarien eingegangen wird. Aus Gründen der einfacheren Darstellung wurde nicht eingezeichnet, dass mehrere Modellläufe durchgeführt werden über die im Anschluss gemittelt wird.

Gesamtmodellablauf in der Kalibrierungsphase
In der Kalibrierungsphase berechnet das Modell den Ausbau für den Zeitraum 1998 bis 2015. Für alle Kalibrierungsparameter werden mögliche Werte festgelegt und die Modellrechnungen werden für alle Kombinationen aus diesen Kalibrierungsparametern durchgeführt. Anschließend werden die Ergebnisse der verschiedenen Modellrechnungen mit den historischen Ausbauraten verglichen und mit der Methode der kleinsten Fehlerquadrate werden die Kombinationen an Kalibrierungsparametern ausgewählt, welche die beste Anpassung der Modellergebnisse an den historischen Ausbau erlauben. Es werden für alle drei Modellteile (PV, erstes Heizungssystem, zweites Heizungssystem) drei Kombinationen an Kalibrierungsparametern ausgewählt. Die Szenarienrechnungen werden dann mit allen drei Kombinationen an Parametern durchgeführt, dies erhöht die Robustheit der Ergebnisse der Szenarienrechnungen, da der Einfluss der Kalibrierungsparameter auf das Ergebnis eingeschätzt werden kann. Dieser Prozess wird näher in Kapitel 5.4 erläutert.

Im Deutschland-Modell wird wie dargestellt der SOEP Haushaltsdatensatz des jeweiligen Jahres der Simulation genutzt. Das Modell wird im Jahr 1998 mit dem SOEP Haushaltdatensatz aus demselben Jahr gestartet. Jedes Jahr werden die akteursspezifischen Informationen der Haushalte aktualisiert mit den Werten aus den Haushaltsdatensätzen der Folgejahre. Dadurch sind auch Änderungen in den akteursspezifischen Faktoren wie Renovierung, Neubau sowie zum Beispiel Einkommensänderungen erfasst. Der Nachteil dieses Vorgehens ist, dass immer nur die Haushalte im Modelldatensatz verbleiben können, für die im neuen Haushaltdatensatz Informationen hinterlegt sind. Da jedoch jedes Jahr Haushalte aus der Befragung ausscheiden, scheiden diese Haushalte auch aus der Modellberechnung aus. Dies führt dazu, dass der Datensatz von 7492 Einzelhaushalten in 1998 auf 2036 Haushalte in 2015 schrumpft (siehe auch Tab. 4.5). Zwei weitere Möglichkeiten die Datensätze zu verarbeiten, wurden getestet, aber als nachteiliger als die genutzte bewertet. Zum einen kann durchgehend mit dem Datensatz von 1998 gerechnet werden, ohne dass die akteursspezifischen Faktoren aktualisiert werden. Dies hat aber vor allem im Gebäudebereich Nachteile, denn Renovierung und Neubau können so nicht erfasst werden. Das Gebäudealter hat aber einen signifikanten Einfluss auf den Ausbau der verschiedenen Technologien. Die zweite Möglichkeit ist bereits in 1998 mit einem verkleinerten Datensatz zu starten, der nur die Haushalte enthält, die bis zum Jahr 2015 an der Befragung teilgenommen haben. Diese Möglichkeit ist als besser zu

bewerten, als die zuvor vorgestellte, führt jedoch zu einer veränderten Startstruktur an Heizungssystemen. Trotz der ebenfalls vorhandenen Nachteile wurde deswegen die zuerst vorgestellte Methode gewählt. Welche Implikationen diese Methode während der Berechnung auf die Ergebnisse hat, wird in 5.4.3 erläutert.

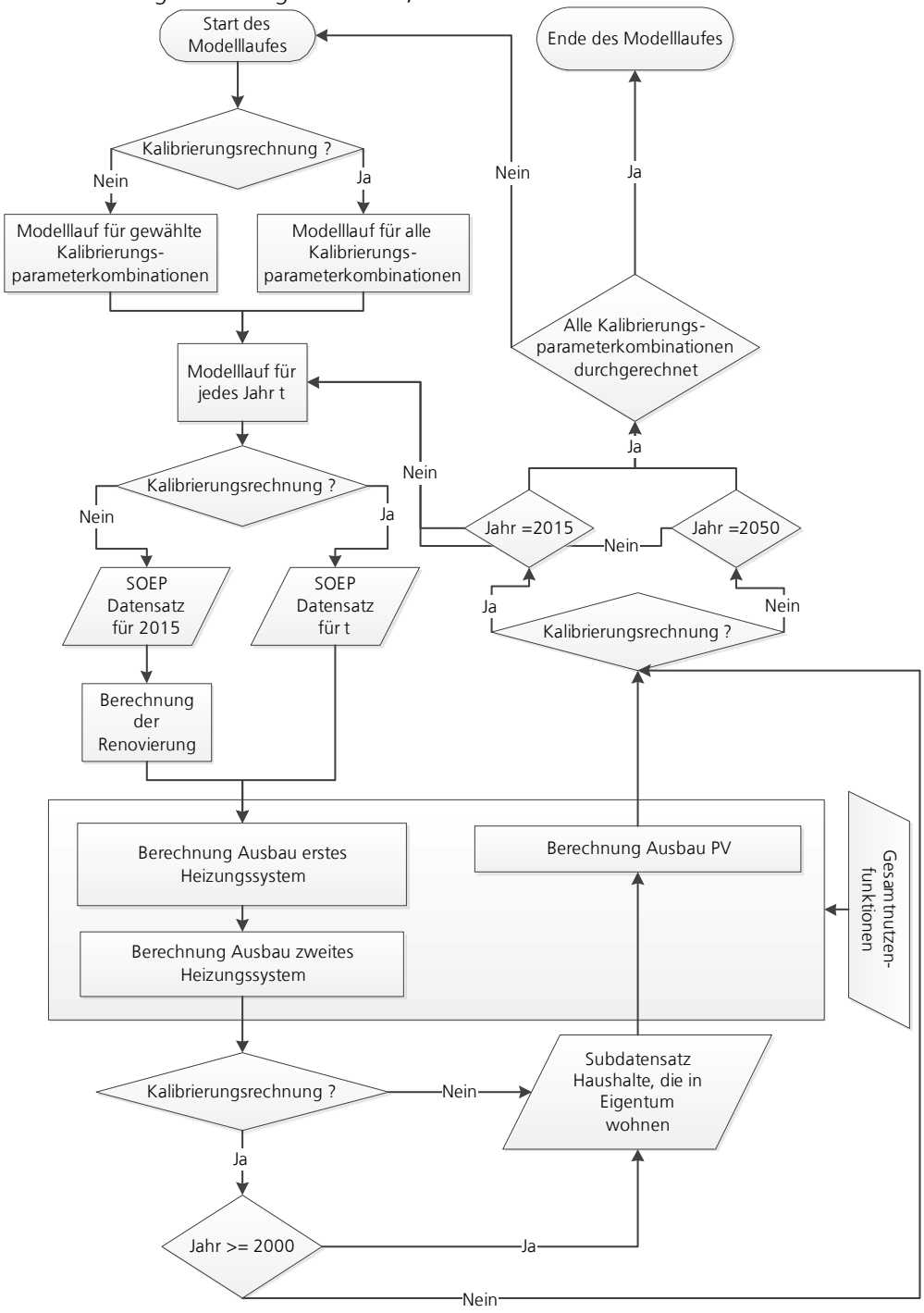


Abb. 4.34: Gesamtmodellablauf im Deutschland-Modell in der Kalibrierungsphase und in den Szenarienberechnungen

In den Rainau Modellen ist der genutzte Datensatz für den gesamten Kalibrierungszeitraum konstant. Der Fragebogendatensatz ist nur für das Jahr der Befragung (2017) vorhanden und die Anpassung des Datensatzes für Rainau auf Basis von SOEP kann nicht für jedes Jahr erfolgen, da die akteursspezifischen Merkmale der Haushalte nicht jahresscharf für Rainau vorhanden sind.

Zuerst wird der Ausbau der ersten Heizungssysteme berechnet, es folgt der Ausbau der zweiten Heizungssysteme. Aus Gründen der Datenverfügbarkeit für die Teilnutzenfunktion Photovoltaik (siehe Kapitel 4.3.4) erfolgt die Berechnung des Ausbaus für Photovoltaik erst ab dem Jahr 2000, diese erfolgt nach der Berechnung für die Heizungssysteme.

Gesamtmodellablauf zur Berechnung der Szenarien
Die Szenarien werden für den Zeitraum 2016 bis 2050 berechnet. Die Szenarienrechnungen erfolgen für alle in der Kalibrierungsphase ausgewählten Kombinationen an Kalibrierungsparametern. Um eine robustere Auswertung der Szenarien zu erlauben, werden für jede der drei Technologien bzw. Technologiegruppen drei Sets an Kalibrierungsparametern ausgewählt und alle Szenarien werden mit allen Kalibrierungsparametersets berechnet.

Der genutzte Haushaltsdatensatz ist in allen drei Modelltypen jedes Jahr der gleiche, da für die Zukunft keine Haushaltsdatensätze vorliegen. In den beiden Modelltypen basierend auf SOEP wird der Datensatz aus 2015 genutzt, im Rainau-Modell Fragebogen wird der Fragebogendatensatz verwendet. In den Szenarien wird vor der Berechnung des Ausbaus noch bestimmt welche Gebäude renoviert werden, diesen Gebäuden wird anschließend ein neues Baualter zugewiesen. Dieser Prozess wird näher in Kapitel 4.3.6 beschrieben.

Die Berechnung des Ausbaus erfolgt analog zur Kalibrierungsphase, die Gesamtnutzenfunktion mit ihren Gewichten wird unverändert für die Berechnung der Szenarien übernommen.

4.3.4 Modellspezifika Photovoltaik-Teilmodell

Die Frage nach dem Besitz einer Photovoltaikanlage wurde in SOEP nur Haushalten gestellt, die im Eigentum wohnen, sei es eine Wohnung oder ein Haus. Auch können normalerweise nur Eigentümer selbstständig die Entscheidung für eine PV-Anlage treffen. Aus diesen Gründen werden im Teilmodell PV nur Eigentümer abgebildet, es wird für die Photovoltaik Entscheidungsberechnung also ein Subdatensatz gebildet, der nach der Berechnung des Ausbaus von PV wieder mit den restlichen Daten zusammengeführt wird.

In Kapitel 4.2.3.2 wurde schon dargelegt, dass Eigentümer nicht im Modell erfasst sind, wenn die Eigentümer nicht selbst im Gebäude wohnen. Zusätzlich kann jeder Haushalt, der im Eigentum wohnt eine Investitionsentscheidung treffen, auch wenn das Gebäude durch eine Eigentümergemeinschaft besessen wird. Somit steht die Dachfläche des Gebäudes nur einmal zur Verfügung, auch wenn mehrere Haushalte in diesem Gebäude Eigentümer einer Wohnung sind und somit im Modell die Berechtigung zum Ausbau einer Photovoltaikanlage haben. Im SOEP Datensatz sind 17.248.566 Eigentümer enthalten, gegenüber 17.735.292 Gebäuden in Deutschland im Privatbesitz [Destatis 2011], diese beiden Werte passen gut zueinander, allerdings stimmen die Gebäudetypen, in denen diese Eigentümer wohnen nicht exakt überein. Es wird in der Kalibrierung überprüft, ob der Ausbau im Modell in den verschiedenen Gebäudetypen und der historische Ausbau von Anlagen <10 kW und 10-40 kW gut übereinstimmt (Kapitel 5.4.3).

In der Kalibrierungsphase läuft das Modell für den Zeitraum von 1998 bis 2015. Im SOEP Datensatz wird für die Jahre 1998, 2003 und 2015 abgefragt, welche Heizungssysteme die Haushalte besitzen und somit kann im Jahr 1998 mit der zu diesem Zeitpunkt aktuellen Struktur der Heizungssysteme in der Simulation gestartet werden. Der Modellteil PV läuft jedoch erst ab 2000, in den Jahren 1998 und 1999 können im Modell noch keine Photovoltaikanlagen installiert werden. Dies ist in der Datenverfügbarkeit begründet. Im Jahr 2000 ist das erste Erneuerbaren Energien Gesetz in Kraft getreten [Deutscher Bundestag 2000], seit diesem Jahr wird eine

Einspeisevergütung auf eingespeisten Photovoltaik Strom ausgezahlt und zudem für jede installierte Photovoltaikanlage verzeichnet wann sie installiert wurde und welche installierte Leistung diese hat. Mit diesen Daten wird die technologiespezifische Teilnutzenfunktion angepasst und dementsprechend existieren auch erst ab diesem Jahr Werte für diese Teilnutzenfunktion.

4.3.5 Modellspezifika Heizungs-Teilmodell

Im Modellteil Heizungssysteme wird der gesamte Haushaltsdatensatz genutzt, das heißt es wird der Ausbau von Heizungssystemen sowohl in Haushalten, welche im Eigentum leben, als auch in Haushalten, welche zur Miete wohnen im Modell dargestellt. Bei den Heizungssystemen wird somit eine Gruppe im Modell abgebildet, die in der Realität meist gar keine Investitionsentscheidung treffen, dies sind die Mieter. Die Frage ist also inwiefern der Austausch von Heizungssystemen in Mietwohnungen oder vermieteten Häusern im Modell genügend genau dargestellt wird. Dies ist abhängig von den Spezifikationen der Teilnutzenfunktionen. Die akteursspezifische Teilnutzenfunktion enthält den Einfluss akteursspezifischer Faktoren auf die Art des installierten Heizungssystems und bildet dabei alle Haushalte ab, sowohl Haushalte, welche zur Mieter wohnen, als auch Haushalte, welche im Eigentum leben. Neben dem Faktor, ob ein Haushalt Eigentümer oder Mieter ist, welcher explizit in der Teilnutzenfunktion enthalten ist, unterscheiden sich Mieter von Eigentümern auch in anderen Faktoren wie ihrem Einkommen, dem Gebäudetyp in dem sie wohnen, etc. All diese Faktoren sind Teil der akteursspezifischen Teilnutzenfunktion und somit sind andere Wahrscheinlichkeiten für bestimmte Heizungssysteme in Haushalten, welche zur Miete wohnen, im Gegensatz zu Eigentümern im Modell abgebildet. Für die Parametrierung der technologiespezifischen Teilnutzenfunktion wurden die Ergebnisse der Befragung aus dem Rainau Fragebogen genutzt, in dem sowohl Mieter als auch Eigentümer zur Wichtigkeit verschiedener Merkmale von Heizungssystemen befragt wurden. Vermieter wurden nicht befragt. Es kann also durchaus sein, dass Vermieter die verschiedenen Merkmale anders bewerten würden und die Teilnutzenfunktion für die Investitionsentscheidung für Vermieter andere Gewichte für die Faktoren enthalten würde. Auch die Kostenberechnung ist aus Vermietersicht eine andere als aus Haushaltssicht, da die Kosten vom Vermieter, zumindest in Teilen, auf den Mieter durch zum Beispiel eine Mieterhöhung umgelegt werden.

Die Abbildung aller Haushalte im Modellteil Heizungssysteme erlaubt eine vollständige Darstellung der Entwicklung des deutschen Heizungsbestandes in Privathaushalten und auch nur so ist ein Vergleich mit den Zielenergiesystemen möglich, denn in diesen ist der erforderliche Heizungsbestand zu Erreichung der Klimaziele im Jahr 2050 ebenfalls für alle Privathaushalte dargestellt. Auch die Kalibrierung erfolgt mit Daten für den Heizungsbestand für alle Haushalte. Die Abbildung der Mieter im Modell erfolgt also im Wesentlichen aus zwei Gründen. Andere Wahrscheinlichkeiten für Mieter für die verschiedenen Heizungssysteme sind über die akteursspezifische Nutzenfunktion abgebildet, die technologiespezifische Nutzenfunktion gibt den Nutzen der Investition nicht exakt wieder, stellt aber eine erste Näherung dar. Zusätzlich sind die genutzten Vergleichsdaten (historische Daten zur Kalibrierung und Zielenergiesysteme) nur für alle Haushalte und nicht getrennt nach Mietern und Eigentümern bekannt.

Im Modellteil PV werden alle Entscheidungen auf Basis der Nutzenfunktionen getroffen, alle Entscheider handeln also im Rahmen einer Nutzenmaximierung. Dies bedeutet, dass die Entscheider vollständiges Wissen über ihre Möglichkeiten haben und somit alle Faktoren gegeneinander abwägen können. Für Heizungssysteme kann jedoch nicht davon ausgegangen werden, dass alle Entscheider umfassend über alle ihre Möglichkeiten informiert sind und dementsprechend auch nicht, dass sie ihre Entscheidung immer nach dem Prinzip der Nutzenmaximierung treffen. Aus diesem Grund wird der Consumat Approach angewendet, welcher in Kapitel 2.2.3.1 eingeführt wurde [Jager 2000]. Im Consumat Approach werden vier verschiedene Entscheidungsmuster beschrieben, nach denen gehandelt werden kann:

- Repetition: die Wiederholung des Vorherigen
- Deliberation: Treffen einer Entscheidung unter Abwägung aller Optionen
- Imitation: Imitieren des Verhaltens von Personen aus der Peer Group
- Social Comparison: Abwägen des Nutzens des Verhaltens der Anderen und Vergleich mit dem Nutzen der Wiederholung der vorherigen Handlung

Diese vier Entscheidungsmuster sollen im Modell genutzt werden und werden dort wie folgt abgebildet

- Repetition: das gleiche Heizungssystem wie vorher wird installiert
- Deliberation: es wird auf Basis der Nutzenfunktion entschieden, welches Heizungssystem installiert wird
- Imitation: das Heizungssystem, welches die Mehrheit installiert hat, wird gewählt
- Social Comparison: der Nutzen des eigenen Systems wird mit dem Nutzen des am meisten gewählten Systems verglichen

Jedes dieser Muster wird durch einen bestimmten Anteil der Haushalte angewendet, dieser Anteil wurde über den Fragebogen erhoben. Das hier vorgestellte Vorgehen wurde mit einigen Änderungen aus [Sopha et al. 2011b] übernommen. In [Sopha et al. 2011b] ergeben sich die Anteile der vier Entscheidungsmuster ebenfalls aus einem Fragebogen, die Ergebnisse der Befragungen sind in Abb. 4.35 verglichen.

Die Übereinstimmung der Ergebnisse der beiden Befragungen ist gut. Nichtsdestotrotz darf nicht unterschätzt werden, dass Befragte versuchen der sozialen Norm zu entsprechen und dies ihre Antwort im Zweifel beeinflussen kann. Dies kann ein Grund sein, weshalb Entscheidungsmuster zwei (Nutzenmaximierung) einen sehr hohen Anteil hat, in der Realität die Entscheidung jedoch trotzdem anders getroffen wird. Auch die Situation in der die Entscheidung getroffen werden muss, beeinflusst das Ergebnis. Wenn die Entscheidung zum Beispiel unter hohem Zeitdruck getroffen werden muss, dann greifen andere Entscheidungsmuster, als wenn in Ruhe alle Möglichkeiten gegeneinander abgewogen werden können. Die Ergebnisse der Befragung sollen trotz der dargestellten Einschränkungen für das Modell genutzt werden.

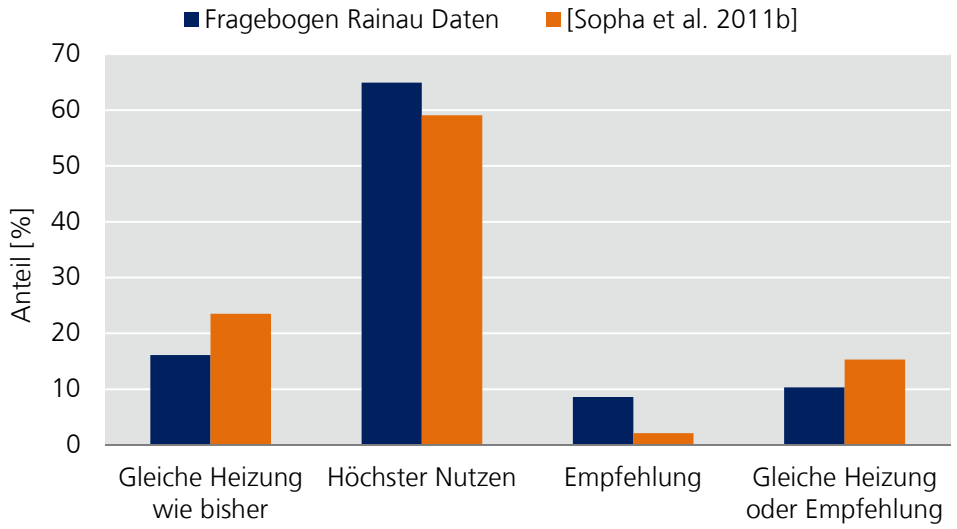


Abb. 4.35: Vergleich der Anteile der vier Entscheidungsmuster beim Erwerb eines Heizungssystems in der Befragung in Rainau und der in [Sopha et al. 2011b]

In Abb. 4.36 ist dargestellt, wie die Entscheidungsmuster im Modell umgesetzt werden. Die Berechnung wird dabei für jedes erste und jedes zweite Heizungssystem

durchgeführt. In Abb. 4.36 ist der Prozess beispielhaft für ein erstes Heizungssystem dargestellt. Jedes erste Heizungssystem liegt in Kombination mit einem zweiten Heizungssystem und eventuell einer PV-Anlage vor, die Anteile dieser beiden Technologien sind vom Entscheidungsprozess für das erste Heizungssystem nicht betroffen und bleiben für jeden Haushalt bestehen.

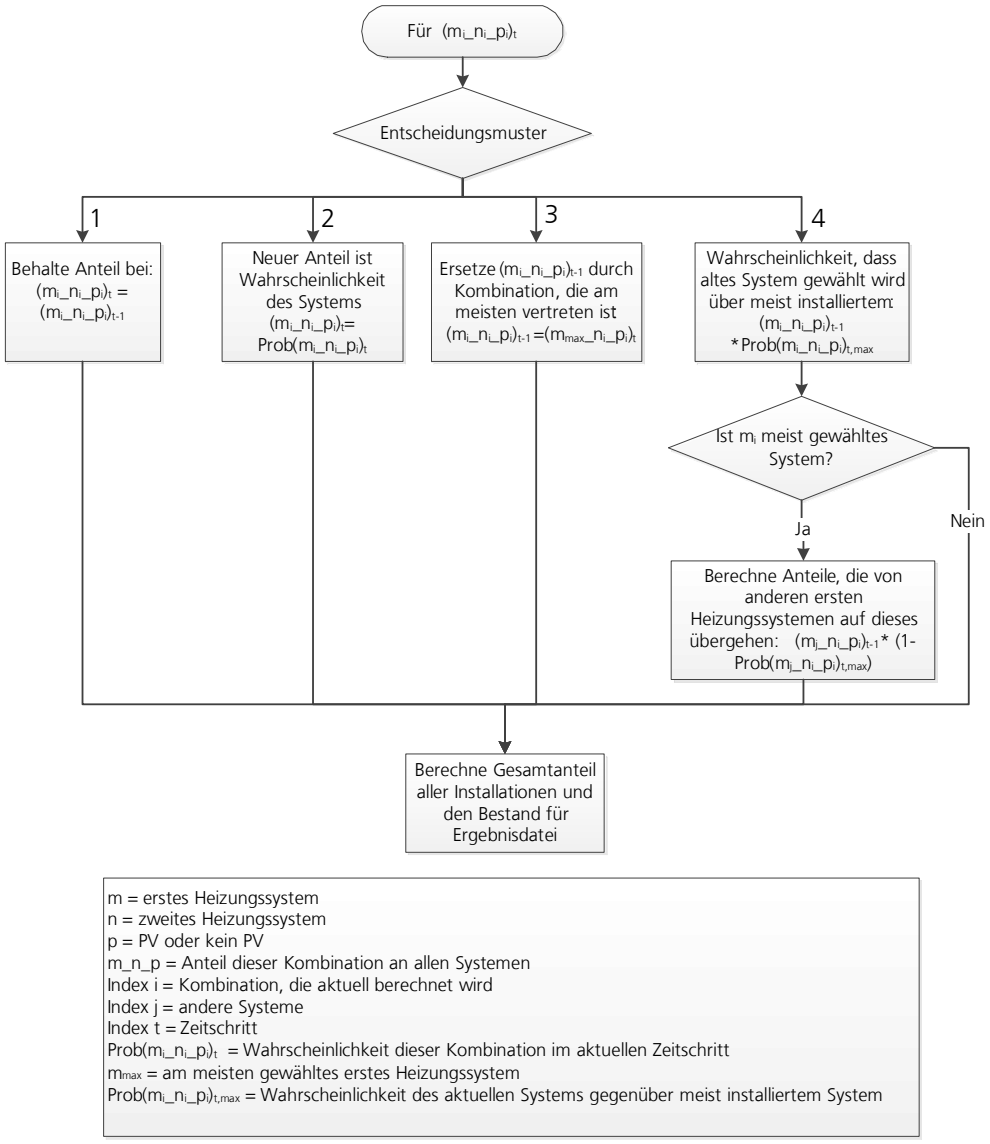


Abb. 4.36: Abbildung der vier Entscheidungsmuster für die Wahl des Heizungssystems im Modell

Bei Entscheidungsmuster eins wird der Anteil des ersten Heizungssystems aus dem vorherigen Zeitschritt beibehalten. In Muster zwei, der Nutzenmaximierung beträgt der neue Anteil die Wahrscheinlichkeit des jeweiligen ersten Heizungssystems, welche aus der Nutzenfunktion berechnet wurde. Bei Muster drei wird das vorhandene System ersetzt durch die Empfehlung, also das Heizungssystem, welches die höchsten Anteile am Bestand hat. Beim vierten Entscheidungsmuster gibt es zwei Berechnungsschritte. Zum einen wird der Anteil berechnet zu dem das alte System bestehen bleibt. Dieser Anteil wird berechnet über die Wahrscheinlichkeit, dass das bestehende System gewählt wird über das am meisten vertretene Heizungssystem. In einem zweiten Schritt wird abgefragt, ob das bestehende erste Heizungssystem das System mit den höchsten Anteilen am Bestand ist. In diesem Fall werden die Anteile aller anderen ersten Heizungssysteme bestimmt, die auf das gerade berechnete erste Heizungssystem

übergehen, in dem ihr Anteil mit der Gegenwahrscheinlichkeit multipliziert wird, dass das jeweilige System bestehen bleibt.

Im Photovoltaik-Teilmodell ist die technologiespezifische Nutzenfunktion unabhängig von den Haushaltscharakteristika, da die notwendigen Daten, um die Faktoren spezifisch anzupassen nicht bekannt sind (z.B. individueller Strompreis der Haushalte). Im Teilmodell Heizungssysteme enthält die technologiespezifische Teilnutzenfunktion den Faktor Kosten, für den die jährlichen Gesamtkosten berechnet werden, die der jeweilige Haushalt für das Heizen mit den einzelnen Technologien ausgeben müsste. Der jährliche Wärmebedarf der Haushalte wird dabei auf Basis des Gebäudetyps und des Baualters sowie der Größe der Wohnung abgeschätzt und darauf aufbauend werden die Kosten für alle Heizungssysteme berechnet. Die Investitionskosten werden dabei auf Basis der Annuität in jährliche Zahlungsströme umgerechnet

$$a = I_o * AF \qquad \textbf{Gl. 4.14}$$

Mit:

$$AF = \frac{(1+i)^n * i}{(1+i)^n * -1} \qquad \textbf{Gl. 4.15}$$

Mit:
a = Annuität
I_o = Kapitalwert, in diesem Fall die Investitionskosten
AF = Annuitätenfaktor
i = Zinssatz = 5 %
n = Nutzungsdauer = 20 Jahre

Die Werte, welche für den Wärmebedarf pro Quadratmeter und die installierte Leistung herangezogen werden, sind [IWU 2015] entnommen.

4.3.6 Modellspezifika in den Szenarien

In den Szenarien werden die technologiespezifischen Faktoren für alle Systeme (PV und Heizung) in die Zukunft prognostiziert. Für die akteursspezifischen Faktoren ist dies weitaus schwieriger, weil über die Entwicklung einzelner Haushalte keine Informationen gegeben sind und wenn nur alle Haushalte der gleichen Entwicklung in der Zukunft unterlegen sein können (zum Beispiel der Erhöhung der Wohnfläche pro Kopf). Aus diesem Grund wird nur ein Faktor im Basisszenario angepasst, die Baualtersklasse. Der Einfluss aller anderen akteursspezifischen Faktoren wird über eine Sensitivitätsanalyse festgestellt.

In der Realität bleibt die Baualtersklasse aller bestehenden Gebäude gleich, sie können lediglich renoviert werden. Zusätzlich werden alte Gebäude abgerissen und durch Neubauten ersetzt. Diese beiden Vorgänge werden durch ein gemeinsames vereinfachtes Verfahren im Modell abgebildet. Im Modell wird bei einer Sanierung das Baualter des Gebäudes für die Berechnung in der akteursspezifischen Teilnutzenfunktion geändert auf das neueste Baualter nach 2011, dies gibt den Sachverhalt einer Sanierung nur eingeschränkt korrekt wieder, stellt aber eine akzeptable Vereinfachung dar. Warum soll kurz dargelegt werden.

In den akteursspezifischen Teilnutzenfunktionen ist die Baualtersklasse enthalten, nicht enthalten ist der Sanierungsstand der Gebäude, da dieser über den SOEP Datensatz nicht bekannt ist. Neuere Gebäude haben dabei für erneuerbare Energien ein höheres Gewicht in der Teilnutzenfunktion und erhöhen somit die Wahrscheinlichkeit, dass erneuerbare Energien in diesen Haushalten installiert werden. Dies soll durch eine Aktualisierung der Baualtersklasse nach einer erfolgten Sanierung oder einem Abriss

und Neubau des Gebäudes abgebildet werden. Diese erhöhte Wahrscheinlichkeit wird an verschiedenen Effekten liegen. Zum einen waren diese Technologien schon im Markt etabliert, als das Gebäude gebaut wurde und konnten direkt installiert werden, zweitens haben die Heizungsanlagen heutzutage normalerweise niedrigere Vorlauftemperaturen und somit können besser Heizungssysteme eingesetzt werden wie Wärmepumpen und Solarthermie, die Wärme auch auf einem niedrigeren Temperaturniveau bereitstellen. Werden Gebäude auf einen höheren Dämmstandard saniert, dann wird auch häufig das Heizungssystem ausgetauscht, nicht immer jedoch die raumseitigen Systeme, so dass auch nicht immer problemlos der Einsatz anderer Technologien, vor allem von Niedertemperaturheizsystemen wie Solarhermie oder Wärmepumpen, möglich ist, dies kann durch eine Aktualisierung der Baualtersklasse also nicht korrekt wiedergegeben werden. Bei einem Abriss und Neubau ist der Einsatz anderer Technologien natürlich möglich.

Der Renovierungszeitpunkt für jedes Gebäude wird über das Baualter berechnet. Da dieses nur in Abschnitten bekannt ist, werden für die verschiedenen Abschnitte folgende Bauzeitpunkte festgelegt (Tab. 4.12):

Tab. 4.12: Zuordnung eines Bauzeitpunktes für jedes Gebäude in den SOEP Datensätzen auf Basis der Bauabschnitte aus SOEP

Baualter aus SOEP	Bauzeitpunkt für die Berechnung der Sanierung
Vor 1948	1907
1949-1971	1960
1972-1990	1981
1991-2010	1996
Nach 2011	2015

Die Renovierungszeitpunkte werden über eine Weibullfunktion der folgenden Form berechnet (nach [Hansen 2009]):

$$f(t) = \frac{m}{t_L - t_0} * \left[\frac{t - t_0}{t - t_L}\right]^{m-1} * e^{-\left(\frac{t-t_0}{t_L-t_0}\right)^m} \qquad \textbf{Gl. 4.16}$$

Mit:
$f(t)$ = Ausfallwahrscheinlichkeit
m = Alterungsexponent [-] = 7
t_L= Technische Lebensdauer [a] = 48 a
t_0 = Ausfallfreie Zeit [a] = 23 a

Mit der Gleichung Gl. 4.16 wird die Ausfallwahrscheinlichkeit für Gebäude mit einem bestimmten Bauzeitpunkt für ein bestimmtes Jahr nach diesem Bauzeitpunkt berechnet. Welche Gebäude saniert werden, wird dann über eine Zufallsvariable entschieden. Der neue Renovierungszeitpunkt wird dann für jedes Gebäude abgespeichert, um spätere Renovierungszeitpunkte auf Basis dieses Jahres zu berechnen. Somit wird vor der eigentlichen Simulation der Szenarien für jedes Gebäude der letzte Renovierungszeitpunkt vor 2016 bestimmt. In der Simulation wird dann auf Basis dieser letzten Renovierungszeitpunkte mit gleicher Formel jedes Jahr berechnet, welche Gebäude saniert werden. Diesen wird die Baualtersklasse nach 2011 für die Berechnung in der akteursspezifischen Teilnutzenfunktion zugewiesen und ihre Wärmebedarfsberechnung wird ab diesem Zeitpunkt für ein konventionell saniertes Gebäude (Definition nach [IWU 2015]) der ursprünglichen Baualtersklasse durchgeführt.

In den Szenarien werden die Einflussfaktoren angepasst, die Modellstruktur wird jedoch nicht geändert. Zwei zukünftige Szenarien erfordern jedoch eine Anpassung des Berechnungsalgorithmus. Zum einen wird ein Szenario berechnet, in dem die

Neuinstallation eines Heizungssystems verboten wird, in dem Fall der Einsatz von Ölkesseln. Dies wird modelltechnisch so umgesetzt, dass dieses System ab dem Zeitpunkt des Verbots, der im Modell frei gewählt werden kann, nicht mehr zur Verfügung steht. Die Umsetzung im Modell erfolgt folgendermaßen: Die Entscheidungen werden unter der Einbeziehung von Öl berechnet, danach werden alle installierten Kombinationen mit Öl auf null gesetzt und die Anteile der anderen Kombinationen dementsprechend in ihrem Anteil erhöht. Es wird kontrolliert, dass Öl nicht das erste Heizungssystem mit den höchsten Anteilen am Bestand ist, denn dann würde es in Muster 3 und 4 gewählt werden. Ist dies der Fall, dann wird das am zweitmeisten vertretene System in Muster drei und vier gewählt. Die proportionale Erhöhung der Anteile ergibt auch inhaltlich Sinn, wie in Tab. 4.13 dargelegt ist.

Tab. 4.13: Angepasste Entscheidungsmuster in der Modellanpassung „Ölverbot" für Haushalte, welche eine Ölheizung installiert haben

1	Diejenigen, die nicht wieder Öl wählen können, entscheiden sich proportional nach den Anteilen der installierten Heizungssysteme für die anderen Heizungssysteme
2	Öl fällt aus der Berechnung der Wahrscheinlichkeiten heraus, die Wahrscheinlichkeiten der anderen Systeme erhöhen sich um den gleichen Prozentsatz (IIA Hypothese)
3	Es wird das am meisten oder zweitmeisten installierte System gewählt
4	Siehe Muster eins plus Muster drei jeweils gemäß ihren Wahrscheinlichkeiten bei der Wahl zwischen dem meist vertretenen (oder zweitmeist vertretenen) und dem vorhandenen

In der zweiten Modellanpassung muss nach dem Austausch des Heizungssystems ein bestimmter Anteil des Wärmebedarfs über erneuerbare Energien gedeckt werden. Dies ist in Baden-Württemberg auch schon Landesgesetz [Landtag Baden-Württemberg 2015]. Dies bedeutet eine generelle Abänderung der ursprünglichen Modellidee, die Entscheidung in die beiden Heizungssysteme getrennt zu betrachten. In dieser angepassten Form des Modells wird die Entscheidung in die beiden Heizungssysteme gemeinsam getroffen und auch gemeinsame Nutzenfunktionen für die Kombinationen berechnet. Wichtig zu beachten ist, dass das Modell nicht für diese Konfiguration parametriert und kalibriert ist. In Tab. 4.14 ist dargestellt, wie sich diese Modellanpassung auf die vier Entscheidungsmuster auswirkt, wenn ein fossil betriebenes Heizungssystem im Haushalt installiert ist.

Tab. 4.14: Angepasste Entscheidungsmuster in der Modellanpassung „minimaler erneuerbarer Energien Anteil" für Haushalte, welche ein fossil betriebenes erstes Heizungssystem und kein zweites Heizungssystem installiert haben

1	Das erste Heizungssystem wird in Kombination mit Solarthermie oder Holzheizung neu installiert, wobei die beiden Kombinationen gemäß ihrer Wahrscheinlichkeit gewählt werden
2	Die verschiedenen Kombinationen werden gemäß ihrer Wahrscheinlichkeit installiert, wobei Kombinationen mit erstem fossilem und ohne zweites Heizungssystem nicht zur Verfügung stehen
3	Das am meisten vertretene System wird gewählt, welches den Anforderungen an einen minimalen EE Anteil entspricht
4	Siehe Muster eins plus Muster drei jeweils gemäß ihren Wahrscheinlichkeiten bei der Wahl zwischen dem meist vertretenen und dem vorhandenen

4.4 Modellanpassung auf lokale Betrachtungsgebiete

Ein erklärtes Ziel dieser Arbeit ist der Aufbau eines Modells, welches auch für einzelne Städte oder Regionen genutzt werden kann, für die zum Beispiel mit dem Optimierungstool KomMod optimierte Zielenergiesysteme berechnet wurden. Für diese lokalen Betrachtungsgebiete müssen einige Modellanpassungen vorgenommen werden, die in diesem Kapitel erläutert werden.

4.4.1 Anpassung der Datenbasis

Die Anpassung der Datenbasis hat zwei Ausprägungen, zum einen muss der im Modell genutzte Haushaltsdatensatz die Haushalte im Betrachtungsgebiet in ihren Ausprägungen der akteursspezifischen Einflussfaktoren wiederspiegeln. Dafür gibt es zwei Möglichkeiten. Zum einen kann der SOEP Datensatz auf bestimmte Betrachtungsgebiete mit einem in dieser Arbeit entwickelten Verfahren angepasst werden, zum anderen kann ein anderer zur Verfügung stehender Datensatz genutzt werden. Die zweite Ausprägung der Datenanpassung bezieht sich auf die in der Parametrierung und in der Kalibrierung genutzten Daten und soll deswegen in den späteren Teilkapiteln erläutert werden.

Im Folgenden wird das Vorgehen für die Anpassung des SOEP Datensatzes auf lokale Betrachtungsgebiete erläutert.

Der Kern des Verfahrens ist das Ändern der Gewichtungsfaktoren, die jedem Haushalt im SOEP Datensatz zugeordnet sind und die eine Hochrechnung vom SOEP Datensatz auf Gesamtdeutschland erlauben. Durch die Änderung der Gewichtungsfaktoren sollen die Ausprägungen der Merkmale der Haushalte nach der Anpassung des Datensatzes denen im betrachteten Gebiet entsprechen. Als Beispiel sei genannt, dass im Deutschlanddatensatz der Anteil von Haushalten in einem Mehrfamilienhaus 46,91 % beträgt. Das Merkmal MFH hat also einen Anteil von 46,91 % im SOEP Datensatz, in Rainau liegt dieser Anteil bei 11,2 %. Der Anteil dieses Merkmals muss also durch eine Anpassung der Gewichtungsfaktoren der Haushalte im Datensatz geändert werden. Wichtig anzumerken ist, dass die Anteile der Merkmale für das neue Betrachtungsgebiet natürlich bekannt sein müssen, eine mögliche Quelle für fast alle in dieser Arbeit genutzten Merkmale der Haushalte ist [Destatis 2011].

In den Datensätzen können zwei verschiedene Arten von Merkmalen unterschieden werden, für die verschiedene Methoden für die Änderungen der Größenordnungen angewendet werden. Zum einen diskrete Merkmale, also Merkmale, die entweder vorliegen, oder nicht. So zum Beispiel ob ein Haushalt in einem ländlichen Gebiet wohnt, oder ob das Baualter des bewohnten Gebäudes vor 1948 liegt. Diese Merkmale lassen sich außerdem in Gruppen zusammenfassen, in denen für jeden Haushalt ein Merkmal wahr ist und alle anderen falsch. Jedes Gebäude muss zum Beispiel einer der vier Baualtersklassen entsprechen. Die zweite Art von Merkmalen sind kontinuierliche Merkmale, wie zum Beispiel die Größe der Wohnung. Zunächst wird die Methode für die Anpassung der diskreten Merkmale beschrieben, im Anschluss die Methode für die Änderung der kontinuierlichen Merkmale. Das entwickelte Vorgehen zur Anpassung der Gewichtungsfaktoren im SOEP Datensatz ist in Abb. 4.37 dargestellt.

Bei der Anpassung der Anteile der diskreten Merkmale sollen die Charakteristika der einzelnen Haushalte erhalten bleiben, das heißt, innerhalb eines Haushaltsdatensatzes sollen keine Merkmale verändert werden. Grund hierfür ist, dass davon auszugehen ist, dass sich die Merkmale der Haushalte zum Teil bedingen. Werden einzelne Merkmale von Haushalten geändert, werden eventuell Merkmale kombiniert, deren Kombination in der Realität nicht oder nur sehr selten vorkommt.

Zunächst wird der Datensatz für die Änderung der Merkmalsanteile vorbereitet. Dieser vorbereitete Datensatz wird im weiteren Verlauf manipulierter Datensatz genannt. Um

die entwickelte Methode anzuwenden, muss jeder Haushalt im manipulierten Datensatz einzeln vorliegen, das heißt, wenn ein Haushalt im SOEP Datensatz einen Gewichtungsfaktor von zum Beispiel 500 hat, dann soll er im manipulierten Datensatz 500 mal angelegt sein. Würde der SOEP Datensatz aus 2015 in seiner ursprünglichen Form dazu genutzt, würde dies zu einer Datei mit 42.000.000 Einzeldatenpunkten, also Haushalten führen, so viele Haushalte wie in Deutschland vorzufinden sind. Dies würde zu sehr langen Rechenzeiten führen, weswegen der Datensatz verkleinert wird. Zunächst werden alle Haushalte entfernt, die nur wenige Entsprechungen in Deutschland, also einen niedrigen Gewichtungsfaktor, haben. Als Untergrenze wird ein Gewichtungsfaktor von 100 ausgewählt. Dann werden alle Gewichtungsfaktoren durch den kleinsten im Datensatz vorhandenen Gewichtungsfaktor dividiert, der Datensatz wird also auf den kleinsten Gewichtungsfaktor normiert. Mit diesen beiden Maßnahmen kann die Anzahl der Datenpunkte im manipulierten Datensatz auf 322412 (0,77 % des ursprünglichen Datensatzes) reduziert werden.

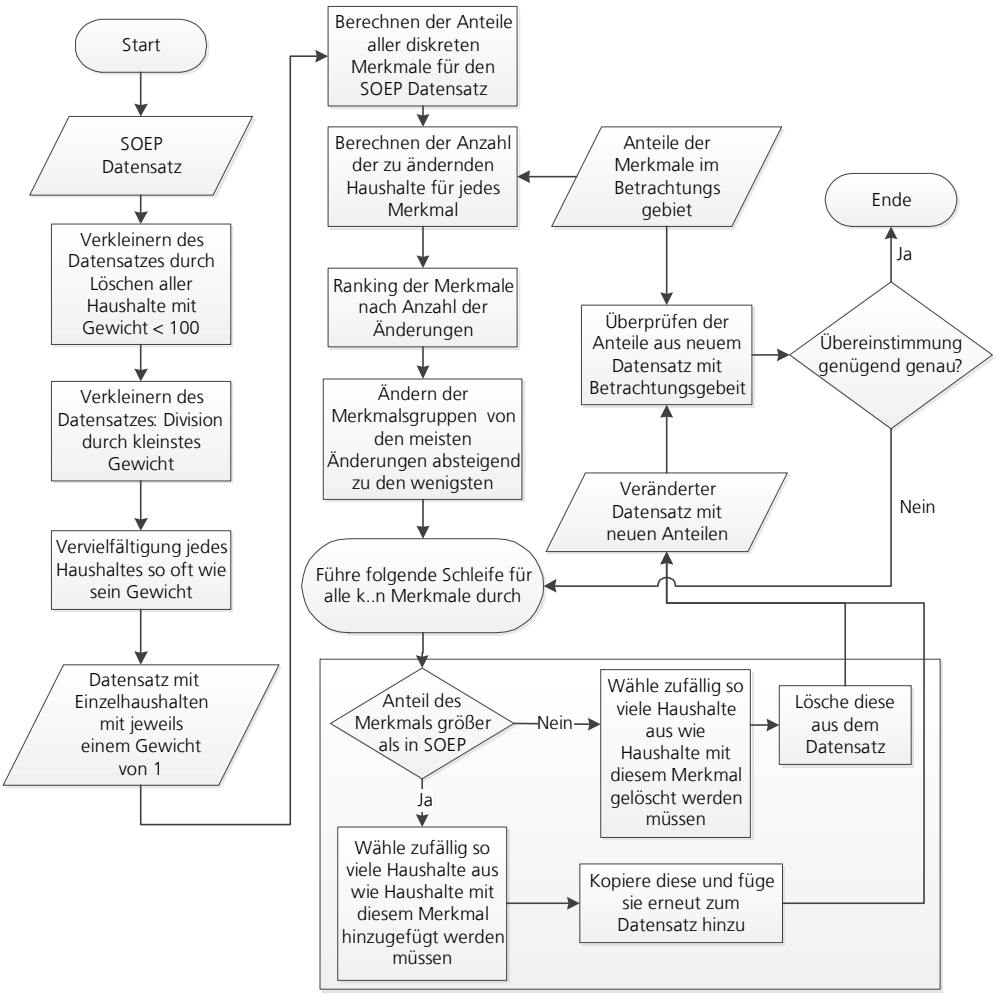


Abb. 4.37: Methode zur Anpassung des SOEP Datensatzes Deutschland auf lokale Betrachtungsgebiete

Für den manipulierten Datensatz werden im nächsten Schritt die Anteile der diskreten Merkmale berechnet. Sind die Anteile der einzelnen diskreten Merkmale im Ausgangsdatensatz bestimmt, können sie mit denen des Betrachtungsgebietes verglichen werden. Auf Basis der Anteile und der Anzahl der Haushalte im Datensatz kann berechnet werden, wie viele Änderungen (positive, also durch Hinzufügen oder negative, also durch Löschen) durchgeführt werden müssen, um dem Anteil des Merkmals im Betrachtungsgebiet zu entsprechen.

$$N_{\text{Änderung,Merkmal,SOEP-lokal}} = \left(x_{\text{Merkmal,lokal}} - x_{\text{Merkmal,SOEP}}\right) * N_{\text{Datensatz}} \quad \textbf{Gl. 4.17}$$

Mit:
$N_{\text{Änderung,Merkmal,SOEP-lokal}}$ = Anzahl absolute Änderungen von einem Merkmal, damit dieses dem Anteil im lokalen Betrachtungsgebiet entspricht
$x_{\text{Merkmal,lokal}}$ = Anteil eines Merkmals im lokalen Betrachtungsgebiet
$x_{\text{Merkmal,SOEP}}$ = Anteil eines Merkmals in SOEP
$N_{\text{Datensatz}}$= Größe des manipulierten Datensatzes

Die Merkmalsgruppen (Gebäudetyp, Gebäudealter, etc.) können anhand der vorzunehmenden Anzahl an Änderungen sortiert werden. Es sollten zuerst die Merkmalsgruppen angepasst werden, in denen die meisten Änderungen vorzunehmen sind. Da die Merkmale nacheinander angepasst werden, werden durch das Anpassen von Merkmalsanteilen, die als zweites, drittes etc. angepasst werden, wieder die Anteile der Merkmale, die bereits davor angepasst wurden, geändert. Werden zuerst große Änderungen vorgenommen und später kleinere, muss der iterative Vorgang weniger häufig durchgeführt werden.
Für jedes Merkmal erfolgt die Änderung nach folgendem Schema: zunächst werden zufällig so viele Haushalte ausgewählt wie entweder Haushalte mit diesem Merkmal gelöscht oder hinzugefügt werden müssen, um dem Anteil im lokalen Betrachtungsgebiet zu entsprechen. Ist der Anteil im Betrachtungsgebiet dieses Merkmals kleiner als in SOEP, dann werden die zufällig ausgewählten Datensätze gelöscht. Muss der Anteil erhöht werden, dann werden die zufällig ausgewählten Datensätze kopiert und erneut hinzugefügt.

Sind alle Merkmale geändert, können die Anteile der Merkmale im Datensatz mit denen im Betrachtungsgebiet verglichen werden. Da sich wie oben beschrieben die Anteile der zuerst angepassten Merkmale durch die späteren Änderungen anderer Merkmale wieder verschieben können, ist es nötig, die Anpassungen mehrmals durchzuführen, bis die Anteile hinreichend genau mit dem neuen Betrachtungsgebiet übereinstimmen. Es hat sich gezeigt, dass der Prozess ca. zwei- bis fünfmal durchgeführt werden muss, bis die Anteile der Merkmale weniger als 0,5 %-Punkte von denen aus dem Betrachtungsgebiet abweichen. Dies wird als genügend genau angesehen.

Als Letztes muss noch die Anpassung der kontinuierlichen Merkmale erfolgen, diese werden für alle Haushalte um den gleichen Prozentwert angepasst. Ist also zum Beispiel die Wohnfläche im Betrachtungsgebiet um 5% höher als im SOEP Datensatz, dann wird die Wohnfläche aller Haushalte um 5% angehoben. Sind alle Merkmalsanteile richtig eingestellt, können gleiche Haushalte wieder zusammengefasst und mit einem Gewichtungsfaktor entsprechend ihrer Anzahl versehen werden.

4.4.2 Anpassungen bei der Parametrierung und Kalibrierung sowie in den Szenarienrechnungen

Parametrierung
Idealerweise sollte die Parametrierung der Teilnutzenfunktionen auf Basis von Daten des Betrachtungsgebietes erfolgen, also bei der Anpassung des Modells neu vorgenommen werden. Für die technologiespezifische Teilnutzenfunktion sollte die Regression also mit Ausbauraten für die Technologien aus diesem Betrachtungsgebiet vorgenommen werden. Bei der Parametrierung der akteursspezifischen Teilnutzenfunktion sollte ein Haushaltsdatensatz spezifisch für dieses Betrachtungsgebiet genutzt werden. Dadurch können nicht nur die Gewichte der Einflussfaktoren anders ausfallen, es können sogar andere Einflussfaktoren in den Teilnutzenfunktionen enthalten sein oder sogar andere Teilnutzenfunktionen in die Gesamtnutzenfunktion integriert werden. Dies ist von der Datenlage und auch der Signifikanz verschiedener Einflussfaktoren in der Regression abhängig. Wird keine

erneute Parametrierung der Teilnutzenfunktionen (zum Beispiel aufgrund einer schlechten Datenlage) vorgenommen, wird dadurch die Annahme getroffen, dass sich die Wichtigkeit der Einflussfaktoren im betrachteten Gebiet nicht von Deutschland unterscheidet.

In Kapitel 5.6.4 wird dargestellt wie bei der Parametrierung für das Betrachtungsgebiet Rainau in diesem Fall vorgegangen wurde.

Kalibrierung
In der Kalibrierung wird der Ausbau der Technologien im Modell an den historischen Ausbau angepasst. Dieser Schritt sollte mit Ausbauraten aus dem Betrachtungsgebiet durchgeführt werden. Wie bereits bei der Parametrierung stellt sich die Frage der Datenverfügbarkeit. Für die Kalibrierung des Teilmodells PV stehen über die Bundesnetzagentur die Ausbauzahlen auf Postleitzahlenebene zur Verfügung, diese räumliche Auflösung sollte genügen. Anders sieht es bei der Kalibrierung des Teilmodells Heizung aus, für diese Arbeit konnte keine Datenquelle gefunden werden, welche räumlich aufgelöste Installationszahlen verschiedener Heizungssysteme enthält.
In Kapitel 5.6.4 wird dargestellt wie bei der Kalibrierung für das Betrachtungsgebiet Rainau vorgegangen wurde.

Szenarienrechnungen
Für die technologiespezifischen Faktoren kann davon ausgegangen werden, dass die für diese Arbeit recherchierten Entwicklungen auch auf einzelne Teilgebiete in Deutschland zutreffen. Anders sieht es bei den akteursspezifischen Faktoren aus, deren Entwicklung regional sehr unterschiedlich sein kann. Gegebenenfalls liegen Entwicklungsszenarien für das Betrachtungsbiet vor, aus denen solche Werte entnommen werden können. Ein Beispiel aus dieser Arbeit wäre der Klimaschutzplan Rainau 2030, in dem auch einzelne Angaben zur Entwicklung der Bevölkerung und des Gebäudebestandes gemacht werden [EnBW 2017]. Bei der Zusammenstellung sinnvoller zukünftiger Szenarien sollten lokale Gegebenheiten beachtet werden, die sich zum Beispiel durch die politischen Handlungsspielräume einzelner Gemeinden auszeichnen, die sich von denen des Bundes stark unterscheiden (siehe Kapitel 2.6).

Für Rainau wird auf die Szenarienausprägungen und ihre möglichen Umsetzungen in der Gemeinde in Kapitel 5.6.5 eingegangen.

4.5 Kritische Würdigung des Modells

Ein Modell stellt immer eine Vereinfachung der realen Umstände dar. Zum einen, weil es gar nicht möglich ist, jedes Detail in einem Modell zu erfassen, zum anderen, weil es auch nicht nötig ist. Ein Modell soll die wesentlichen Vorgänge eines Prozesses abbilden und dabei einen Fokus auf diejenigen Vorgänge legen, welche im Untersuchungsrahmen der Arbeit sind. Ein komplexeres Modell erfordert mehr Daten, durch die mehr Unsicherheit in die Berechnung hineingebracht wird, dies muss abgewogen werden gegenüber einer verfeinerten Darstellung, die es auch erlaubt einzelne Vorgänge besser zu verstehen. Das Ziel ist es deshalb, den Detaillierungsgrad zu finden, der notwendig ist, um die zu untersuchende Frage mit der gewünschten Genauigkeit zu beantworten und dabei das Modell so einfach wie möglich zu halten. Im Folgenden wird auf Vereinfachungen und Annahmen eingegangen, welche im hier vorgestellten Modell getroffen wurden.

Abbildung des Entscheidungsprozesses im Modell

- Haushalte, die zur Miete wohnen, können im Modell eine bewusste Entscheidung für ein neues Heizungssystem treffen, obwohl dies in der Realität durch den Vermieter entschieden wird. Der veränderte Nutzen von Mietern gegenübern Eigentümern ist in der akteursspezifischen Nutzenfunktion

abgebildet, jedoch nicht in der technologiespezifischen Teilnutzenfunktion (für eine ausführliche Erläuterung siehe Kapitel 4.3.5).

- Die Entscheidung für das erste und das zweite Heizungssystem wird unabhängig voneinander getroffen, um die Auswahl der Heizungssysteme in den jeweiligen Entscheidungsprozessen zu minimieren und das Modell dadurch übersichtlicher zu gestalten. Allerdings ist der Einfluss des jeweils anderen Heizungssystems auf die Entscheidung über die akteursspezifische Teilnutzenfunktion im Modell enthalten.
- Der Anschluss an die Fernwärme ist im Modell eine immer mögliche und bewusste Entscheidung, während es in der Realität einerseits häufig einen Anschlusszwang gibt und andererseits Fernwärme auch nur gewählt werden kann, wenn sie verfügbar ist. Dass sie in bestimmten Gebieten häufiger verfügbar und somit wahrscheinlicher ist, wird über die akteursspezifische Teilnutzenfunktion abgebildet.
- Bei der Abbildung der Photovoltaik im Modell ergeben sich methodische Einschränkungen durch die Einbindung der Mehrfamiliengebäude. Zum einen sind Eigentümer von Gebäuden, die nicht selbst in ihrem Eigentum wohnen, in der demographischen Teilnutzenfunktion nicht erfasst. Zum anderen kann jeder Haushalt, der im Eigentum wohnt, eine Entscheidung für eine Photovoltaikanlage treffen, auch wenn mehrere Eigentümer im gleichen Gebäude wohnen und die Dachfläche nur einmal belegt werden kann. Nichtsdestotrotz stimmt die Anzahl der Eigentümer im Modell gut mit der Anzahl der Gebäude im Privateigentum überein.
- Die Haushalte, die eine Entscheidung treffen, sowohl bei der Entscheidung für ein neues Heizungssystem als auch der Entscheidung für eine Photovoltaikanlage, werden zufällig ausgewählt. Bei Heizungssystemen ist zum Beispiel davon auszugehen, dass die Wahrscheinlichkeit erhöht ist bei Haushalten, deren Heizungssysteme älter sind. Da das Alter der Heizungssysteme in den Haushalten jedoch unbekannt ist, kann dies nicht im Modell berücksichtigt werden

Genutzte Datenbasis

- An mehreren Stellen werden Daten aus dem Fragebogen zur Parametrierung des Modells genutzt, dieses Modell wird dann zur Berechnung von Szenarien auch für ganz Deutschland angewendet. Der Fokus dieser Arbeit liegt auf der Entwicklung der Modell-Methodik, besonders auf der Kombination verschiedener Datensätze und der Einbindung anderer als nur ökonomischer Faktoren in ein Modell, welches den Ausbau von erneuerbaren Energien berechnen kann. Die genutzten Daten stellen dabei beispielhaft Daten dar, die zur Parametrierung in einem solchen Modell genutzt werden können. Der Autorin ist klar, dass die für Deutschland nicht repräsentativen Daten zu einer Einschränkung bei der Aussagekraft der Deutschlandszenarien führen. Generell wird bei der Auswertung der Szenarien durch die Sensitivitätsanalysen ein Fokus auf die Veränderungen zwischen den Szenarien gelegt, um ein Verständnis für wichtige Stellschrauben beim Ausbau erneuerbarer Technologien zu entwickeln und weniger auf die absoluten Ergebnisse.

Discrete Choice Methode zur Bestimmung der Gewichte in den Teilnutzenfunktionen

- Durch Discrete Choice Modelle, welche auf Regressionsanalysen beruhen, können außerdem immer nur Korrelationen zwischen verschiedenen Parametern bestimmt werden, niemals aber Kausalitäten. Das bedeutet, dass der Wirkzusammenhang zwar im Modell eindeutig eine bestimmte Richtung einnimmt, also zum Beispiel der Faktor höheres Umweltbewusstsein führt zu einer höheren Wahrscheinlichkeit für Solarthermieanlagen, auch wenn die Anschaffung einer Solarthermieanlage in Wirklichkeit bei manchen Haushalten das Umweltbewusstsein erhöht hat.

- Die Gewichte in den Teilnutzenfunktionen werden auf Basis von Regressionsanalysen berechnet, die auf einer Zeitreihe beruhen oder auf Daten aus einzelnen Jahren in der Vergangenheit, im Modell werden sie unverändert für die Berechnung der Szenarien verwendet, auch wenn sich die Wichtigkeit der Faktoren zueinander in der Zukunft durchaus ändern kann. Dies ist jedoch eine gängige Modellanahme, die auch in den aus der Literatur analysierten Modellen, wo beschrieben, so angewendet wurde.

5 Ergebnisse

Im folgenden Kapitel werden zunächst die Ergebnisse der Parametrierung der einzelnen Teilnutzenfunktionen vorgestellt. Die Gewichte der Faktoren und somit ihr Einfluss auf die Entscheidung wie er in dieser Arbeit berechnet wurde, wird mit den Werten aus der Literaturrecherche verglichen (Kapitel 5.1: Photovoltaik und Kapitel 5.2: Heizungssysteme). Darauf folgend wird auf die Anzahl der benötigten Simulationsläufe für ein stabiles Rechenergebnis eingegangen. In Kapitel 5.4 werden die Ergebnisse der Kalibrierung des Gesamtmodells vorgestellt, in Kapitel 5.5 wird das Deutschland-Modell für die Berechnung von Zukunftsszenarien angewendet. Die Ergebnisse aus den Szenarienrechnungen werden außerdem mit Zielszenarien aus verschiedenen Studien für das Jahr 2050 verglichen. In Kapitel 5.6 erfolgt die Anpassung und Anwendung des Modells für das Betrachtungsgebiet Rainau. Es wird zunächst die Ausgangslage in Rainau beschrieben sowie die berechneten Zielenergiesysteme für das Jahr 2030 und 2050 vorgestellt. Auch hier wird ein Vergleich zwischen den Zielenergiesystemen und den berechneten Ausbauszenarien angestellt.

5.1 Teilnutzenfunktionen Photovoltaik

Zunächst werden die Ergebnisse der Parametrierung der drei Teilnutzenfunktionen für Photovoltaik vorgestellt.

5.1.1 Technologiespezifische Teilnutzenfunktion Photovoltaik

Das Discrete Choice Modell für die technologiespezifische Teilnutzenfunktion wird nach dem Verfahren, welches in [Berry 1994] beschrieben wird, angepasst (siehe 2.2.3.6). Um zu bestimmen, welche Faktoren in der Teilnutzenfunktion signifikant sind und die bestmöglichste Modellgüte zu erreichen, wird die Signifikanz verschiedener Einflussfaktoren in der Teilnutzenfunktion getestet. Die ausgewählte Spezifikation der Teilnutzenfunktion ist Folgende:

$$V_{PV,t,Techno} = \beta_{PV,1} + \beta_{PV,2} * x_{Amortisationszeit,t} + \beta_{PV,3} * x_{Änderung\ Einspeisevergütung,t} + \beta_{PV,4} * x_{Klima,t} + \beta_{PV,5} * x_{Medien,t} \quad \textbf{Gl. 5.1}$$

Mit:
$V_{PV,t,Techno}$ = Technologiespezifische Teilnutzenfunktion für PV in Abhängigkeit des Zeitpunkts
$\beta_{PV,1}$ = Alternativenspezifische Konstante in der technologiespezifischen Teilnutzenfunktion für PV
$\beta_{PV,2} \dots \beta_{PV,5}$ = Gewichte der Einflussfaktoren in der technologiespezifischen Teilnutzenfunktion für PV
$x_{Amortisationszeit,t}$ = Amortisationszeit der Photovoltaikanlage
$x_{Änderung\ Einspeisevergütung,t}$ = Änderung der Einspeisevergütung zum nächsten Monat
$x_{Klima,t}$ = Durchschnittliche Temperatur in diesem Monat für Deutschland
$x_{Medien,t}$ = Anzahl Presseartikel über Photovoltaik in diesem Jahr

In Tab. 5.1 sind die Ergebnisse der Modellregression dargestellt. Alle ausgewählten Faktoren und die Konstante sind signifikant mit Signifikanzlevel unter 0,001. Alle Ergebnisse aus Discrete Choice Modellen werden in dieser Arbeit als Marginal Effects angegeben. Diese stellen die Änderung der Wahrscheinlichkeit dar, wenn die erklärende Variable um eine Einheit verändert wird (siehe Kapitel 2.2.3.6). Die Gewichte der Teilnutzenfunktionen sind im Anhang A zu finden und werden im Hauptteil der Arbeit der Übersichtlichkeit halber nicht aufgeführt.

Tab. 5.1: Average Marginal Effects für die Faktoren der technologiespezifischen Teilnutzenfunktion PV, Periode der Parametrierung: Januar 2000 bis August 2016

Einflussfaktor	Average Marginal Effect [%-Punkte]
Änderung Einspeisevergütung [5,44 ct/kWh]	6,03
Amortisationszeit [17,22 Jahre]	-10,00
Klima [21,99 Grad]	2,87
Medien [20.000 Medienberichte]	4,9

Den größten Marginal Effect weist die Amortisationszeit auf. Eine Änderung um eine Einheit entspricht in diesem Fall 17,22 Jahren, da die Amortisationszeit mit diesem Wert normiert wurde. Wird eine Änderung der Amortisationszeit um eine Einheit vorgenommen, also die Amortisationszeit um 17,22 Jahre erhöht, sinkt die Wahrscheinlichkeit für die Investition um 10 %-Punkte.

Der optische Vergleich der simulierten und realen Ausbaurate zeigt, dass der Ausbau durch das Modell gut dargestellt werden kann (Abb. 5.1). Manche der hohen Ausbauspitzen werden durch das Modell korrekt abgebildet (Dez 08, Dez 09, Dez 11), manche werden überschätzt (Jun 10, Mrz 12), drei werden durch das Modell nicht abgebildet. Diese drei Ausbauspitzen sind nicht auf eine Absenkung der Einspeisevergütung zum nächsten Monat zurückzuführen, sondern auf andere Ereignisse, welche durch das Modell nicht erfasst werden. So wurde zum Beispiel im Juni 2011 die EEG Novelle 2012 veröffentlicht [Deutscher Bundestag 2012], was zu einem Anstieg des Ausbaus geführt hat. Auch sank im Zeitraum 2009 bis 2012 der Ausbau nach den hohen Ausbauspitzen meist bis fast auf null ab, während er im Modell auf einem höheren Niveau verbleibt. Der Zeitraum auf der linken Seite der roten Linie im August 2016 wurde für die Parametrierung des Modells genutzt, die Werte auf der rechten Seite der roten Linie wurden für die Validierung genutzt.

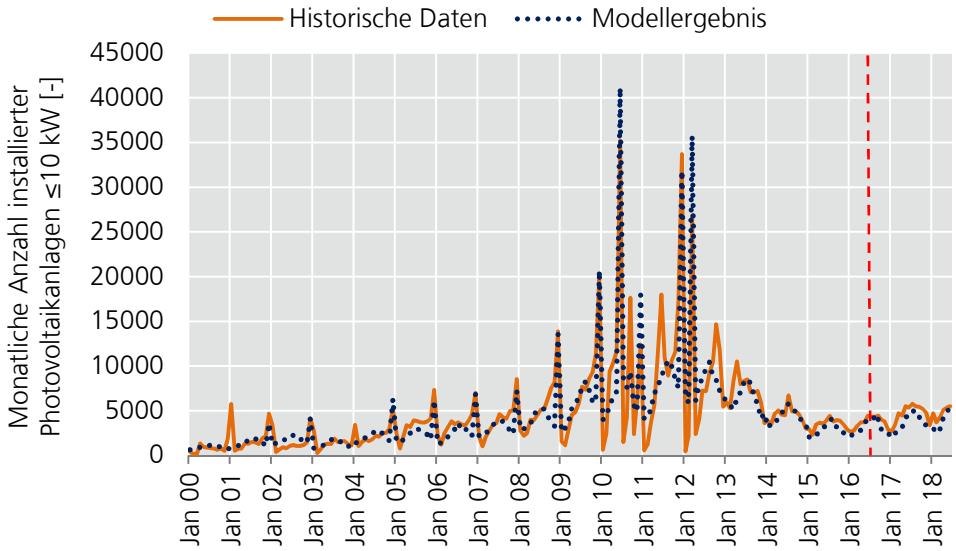


Abb. 5.1: Monatliche Anzahl installierter PV-Anlagen < 10 kW von Januar 2000 bis August 2016: Vergleich der Simulationsergebnisse mit der historischen Ausbaurate

Für die mathematische Bewertung der Modellgüte wird die normalisierte Wurzel aus der mittleren quadratischen Abweichung (NRMSE = Normalized Root Mean Square Error) herangezogen, die wie folgt definiert ist:

$$\mathrm{NRMSE} = \frac{\sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n}(\hat{y}_i - y_i)^2}{n}}}{\max(y_i) - \min(y_i)} \qquad \textbf{Gl. 5.2}$$

Mit:
NRMSE = Normalisierte Wurzel aus der mittleren quadratischen Abweichung
$\hat{y}_i$ = Modellergebnis am Punkt i
y_i = historischer Wert am Punkt i
n = Gesamtanzahl aller historischen Werte
$\max(y_i)$ = Maximaler historischer Wert
$\min(y_i)$ = Minimaler historischer Wert

Der NRMSE für den gesamten Zeitraum von Januar 2000 bis Juni 2018 beträgt 6,1. Im Zeitraum der Parametrierung ist der NRMSE leicht höher mit 6,4 %, in der Validierung niedriger mit 3 %, dies liegt unter anderem an der schlechteren Abbildung der Ausbauspitzen im Zeitraum 2009 bis 2012.

Es liegt nahe, dass sich die Einflussfaktoren auf den Ausbau in der Zeit von 2000 bis 2016 geändert haben. Zu Beginn haben vor allem Personen Photovoltaikanlagen installiert, die in Rogers Diffusionsmodell als so genannte Innovators und Early Adopters zu bezeichnen sind. Sie sind interessiert an Innovationen und nicht vorrangig ökonomisch motiviert, sondern glauben im Falle der PV an erneuerbare Energien und wollten hier eine Vorreiterrolle einnehmen (siehe Kapitel 2.2.3.2). Eventuell sollte die Datenreihe für einen besseren Modellfit also auf Basis der verschiedenen Investortypen aufgeteilt werden. In Rogers Diffusionstheorie beträgt der Anteil der Innovators 2,5 %. Bezogen auf die angesetzte Obergrenze für Installationen – alle Einfamilien- und Reihenhäuser Deutschlands (15006000), sind das 375000 installierte PV-Anlagen. Dieser Wert wurde im Dezember 2009 überschritten. Rein optisch kann die Grenze auch schon ein Jahr früher gezogen werden (Januar 2009), denn ab dort ist zu beobachten, dass der Ausbau gegenüber den Vorjahren deutlich ansteigt. Da die Prozentzahlen von Rogers nur Richtwerte darstellen, wird die Datenreihe vor dem Januar 2009 in zwei Teile geteilt. Für beide Datenreihen (2000-2008 und 2009-2016) werden eigene Teilnutzenfunktionen angepasst. Die in der Teilnutzenfunktion auf Basis der gesamten Zeitreihe nicht signifikanten Faktoren werden für diese Teilnutzenfunktionen wieder in Betracht gezogen, denn wie weiter oben erläutert, liegt es nahe, dass sich diese Faktoren durchaus für die verschiedenen Diffusionsperioden unterscheiden können.

Für beide Perioden wird jedoch die höchste Modellgüte mit den gleichen vier Faktoren wie in der Teilnutzenfunktion basierend auf dem gesamten Zeitraum erzielt. Die Teilnutzenfunktionen, welche durch die Regressionsanalyse mit der Hälfte des Datensatzes parametriert wurden, werden jeweils genutzt, um die andere Hälfte des Datensatzes zu prognostizieren. Für die Periode von Januar 2000 bis Dezember 2008 sind die Modellergebnisse im Vergleich zu den historischen Ausbauraten in Abb. 5.2 dargestellt. In Tab. 5.2 sind die Marginal Effects der 4 Faktoren angegeben.

Tab. 5.2: Average Marginal Effects für die Faktoren der technologiespezifischen Teilnutzenfunktion PV, Periode der Parametrierung: Januar 2000 bis Dezember 2008

Einflussfaktor	Average Marginal Effect [%-Punkte]
Änderung Einspeisevergütung [5,44 ct/kWh]	3,24
Amortisationszeit [17,22 Jahre]	-8,19
Klima [21,99 Grad]	0,99
Medien [20.000 Medienberichte]	3,76

Alle vier Faktoren sind signifikant, jedoch kann für die alternativenspezifische Konstante diesmal nur ein Signifikanzniveau von unter 0,05 erreicht werden, das Signifikanzniveau für den Faktor Klima liegt bei unter 0,01.

Modellergebnisse und historische Daten passen auch hier gut zusammen, die Ausbauspitzen in den Jahren 2010 bis 2012 werden überschätzt, aber auch der Zeitraum ab 2013 kann gut durch das Modell widergegeben werden. Der NRMSE für den gesamten Zeitraum liegt bei 8,5 %.

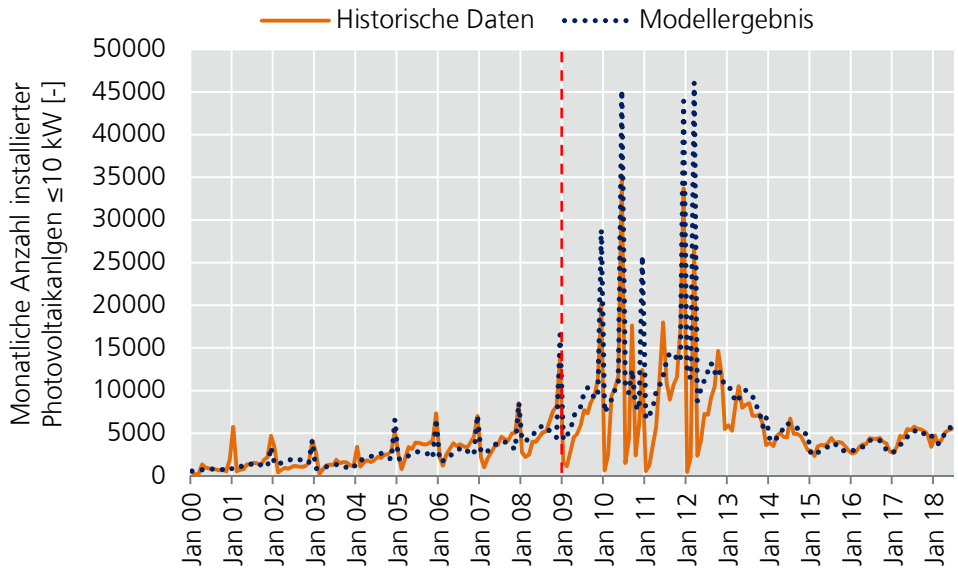


Abb. 5.2: Monatliche Anzahl installierter PV-Anlagen < 10 kW; Parametrierung mit Daten von Januar 2000 bis Dezember 2008, Validierung für Januar 2009 bis August 2016: Vergleich der Simulationsergebnisse mit der historischen Ausbaurate

Bei der dritten Parametrierung der Teilnutzenfunktion wird die zweite Periode (2009-2016) für die Parametrierung des Modells genutzt und die erste Periode (2008-2008) prognostiziert. Die Modellergebnisse sind in Tab. 5.3 als Marginal Effects dargestellt, wieder sind alle Faktoren im Modell signifikant. In Abb. 5.3 erfolgt der optische Vergleich der Modellergebnisse mit den historischen Daten.

Tab. 5.3: Average Marginal Effects für die Faktoren der technologiespezifischen Teilnutzenfunktion PV, Periode der Parametrierung: Januar 2009 bis August 2016

Einflussfaktor	Average Marginal Effect [%-Punkte]
Änderung Einspeisevergütung [5,44 ct/kWh]	9,81
Amortisationszeit [17,22 Jahre]	-9,4
Klima [21,99 Grad]	5,85
Medien [20.000 Medienberichte]	4,98

Im optischen Vergleich fällt auf, dass der Ausbau, insbesondere der unterjährige Ausbau nun überschätzt wird, der Ausbau ab Mitte 2014 schwankt stärker als in den anderen beiden Spezifikationen der Teilnutzenfunktionen. Der NRMSE für den gesamten Zeitraum beträgt 6,7 %.

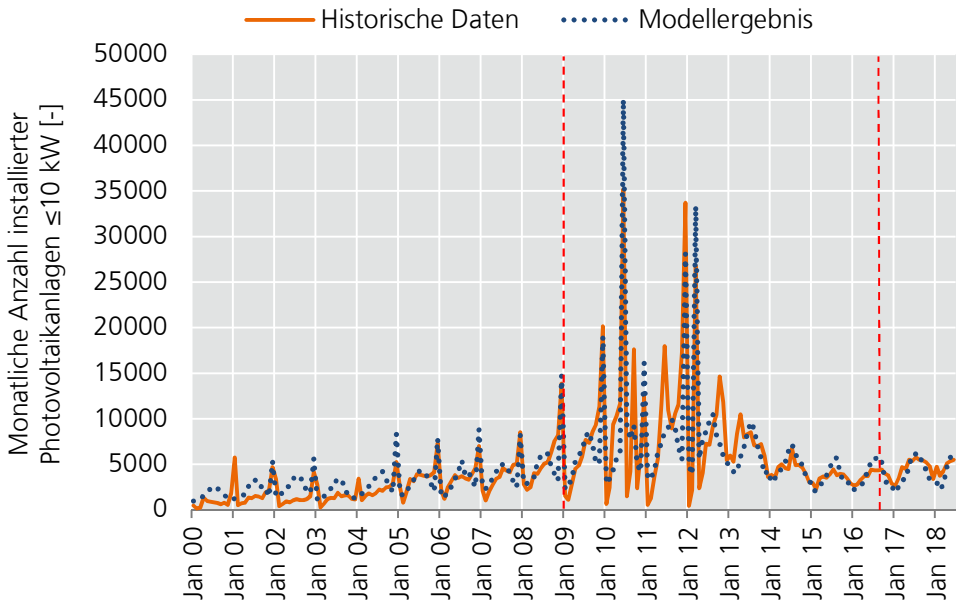


Abb. 5.3: Monatliche Anzahl installierter PV-Anlagen < 10 kW; Parametrierung mit Daten von Januar 2009 bis August 2016, Validierung für Januar 2000 bis Dezember 2008 und September 2016 bis Mai 2017: Vergleich der Simulationsergebnisse mit der historischen Ausbaurate

In der kurzfristigen Prognose ist die Teilnutzenfunktion also geeignet den Ausbau von Photovoltaik wiederzugeben. Beim Vergleich der drei Spezifikationen der Teilnutzenfunktionen für die unterschiedlichen Zeiträume sind die gleichen Einflussfaktoren als signifikant identifiziert worden. Beide Teilnutzenfunktionen, die nur mit einem Teil der Daten parametriert wurden, können den anderen Zeitraum ebenfalls darstellen. Zum einen zeigt dies, dass der Wechsel laut Diffusionstheorie zu einer neuen Nutzergruppe und die Entwicklung von einer Nischentechnik in 2000 zu einer ökonomischen Möglichkeit Strom zu produzieren scheinbar keine zu großen Auswirkungen auf die hier untersuchten Faktoren und ihren Einfluss auf den Ausbau hat. Nichtsdestotrotz lässt sich natürlich nicht darauf schließen, ob dies auch in Zukunft der Fall sein wird und das Modell dementsprechend in der Lage ist den Ausbau auch weiter als wenige Jahre in die Zukunft zu prognostizieren. Für die Bildung der Gesamtnutzenfunktion werden die Ergebnisse der Parametrierung basierend auf dem gesamten Zeitraum genutzt, da diese Spezifikation den geringsten NRMSE aufweist.

Die schon kurz erläuterten Marginal Effects der Einflussfaktoren sollen für die gewählte Spezifikation der Teilnutzenfunktion noch näher diskutiert werden (
Abb. 5.4). Die Average Marginal Effects für kontinuierliche Variablen sind nur bedingt aussagekräftig, dies wurde bereits in Kapitel 2.2.3.6 anhand der Herleitung dargelegt. Aus diesem Grund soll die Abhängigkeit der Installationswahrscheinlichkeit von den vier erklärenden Faktoren über das gesamte Spektrum der Werte für den Zeitraum 2000 bis 2016 untersucht werden. Zu beachten ist, dass sich diese Investitionswahrscheinlichkeit auf den Fall bezieht, dass jeder zehnte Einfamilienhausbesitzer einmal im Jahr eine Entscheidung trifft, das heißt eine Wahrscheinlichkeit von 1 würde einem Ausbau von 125050 PV-Anlagen in einem Monat entsprechen.

Der Faktor „Anzahl der Medienartikel“ hat einen positiven Effekt auf die Ausbauwahrscheinlichkeit. In den Jahren 2000 bis 2016 lag die maximale Anzahl der Medienartikel in einem Jahr bei ca. 20.000, liegen die anderen Faktoren bei ihrem Mittelwert ist die Wahrscheinlichkeit eines Ausbaus bei 5,6 %, bei 10.000 Medienartikeln sinkt die Wahrscheinlichkeit auf 2,7 % ab, also fast die Hälfte. In der Literatur ist der Einfluss der Medien nicht sehr präsent vertreten, der Einfluss von Peers

wurde in vielen Studien analysiert und als wichtig empfunden, Medienpräsenz von Photovoltaik wird nur in [Rai et al. 2016] als Faktor explizit diskutiert, hier wird Werbung als ein Faktor genannt, der die Investoren initial auf Photovoltaik aufmerksam macht. Die hier präsentierten Ergebnisse sprechen den Medien eine größere Bedeutung zu als die Ergebnisse vorheriger Arbeiten.

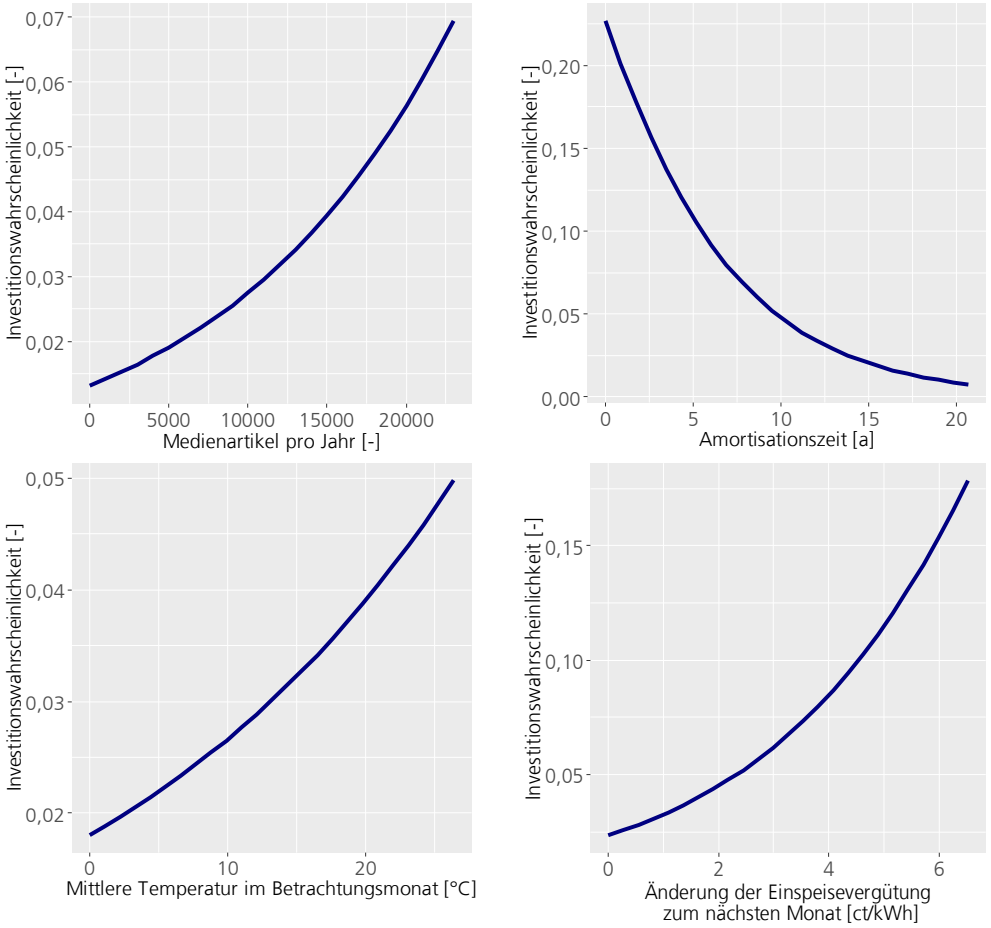


Abb. 5.4: Abhängigkeit der Installationswahrscheinlichkeit für PV-Anlagen von den erklärenden Variablen in der technologiespezifischen Teilnutzenfunktion Photovoltaik

Von den vier analysierten Faktoren hat die Amortisationszeit den größten Einfluss auf die Investitionswahrscheinlichkeit. Während bei einer Amortisationszeit von 17 Jahren, die zu Beginn des analysierten Zeitraumes vorlag, die Wahrscheinlichkeit einer Installation bei 1,4 % liegt, liegt bei einer Amortisationszeit von 10 Jahren, wie sie zwischen 2009 und 2012 immer wieder vorlag, die Wahrscheinlichkeit bei 4,5 %. bei 5 Jahren Amortisationszeit liegt sie bei 10,4 %. Auch in der Literatur wird die Amortisationszeit als das von Privatleuten am häufigsten gewählte ökonomische Kriterium genannt [Rai et al. 2012].

Die mittlere monatliche Temperatur beeinflusst den unterjährigen Ausbau und spielt für den summierten jährlichen Ausbau keine entscheidende Rolle. Für den stärkeren Ausbau im Sommer als im Winter gibt es zwei mögliche Gründe, zum einen, dass Photovoltaik als Möglichkeit Strom zu erzeugen bei potentiellen Investoren präsenter ist, wenn die Sonne scheint, zweitens werden die Installateure die Systeme eher im Sommer installieren, wenn die Dächer zum Beispiel frei von Schneelasten sind.

Der letzte Faktor ist die Änderung der Einspeisevergütung zum nächsten Monat, diese lag in der Vergangenheit bei maximal 5,44 ct/kWh im Juni 2010. Bei diesem Wert liegt eine Installationswahrscheinlichkeit von 13 % vor. Im Jahr 2018 hat sich die

Einspeisevergütung nicht verändert, da der Ausbau unterhalb des angestrebten Ausbaukorridors lag, dies führt zu einer Investitionswahrscheinlichkeit von 2,3 %.

5.1.2 Akteursspezifische Teilnutzenfunktion Photovoltaik

Die zweite Teilnutzenfunktion enthält den Einfluss akteursspezifischer Faktoren auf den Ausbau von Photovoltaik. Alle in Tab. 4.6 vorgestellten Faktoren wurden auf ihre Signifikanz im Discrete Choice Modell untersucht. Die Nutzenfunktion, welche alle signifikanten Faktoren enthält ist in Gl. 5.3 dargestellt, die genutzten Abkürzungen der Faktoren sind in Tab. 5.4 aufgeführt.

$$V_{PV,h,Akteur} = \alpha_{PV,1} + \alpha_{PV,2} * x_{Größe,h} + \alpha_{PV,3} * x_{RH,h} + \alpha_{PV,4} * x_{FARMH,h} + \alpha_{PV,5} * x_{MFH,h} + \alpha_{PV,6} * x_{Baujahr48,h} + \alpha_{PV,7} * x_{Baujahr71,h} + \alpha_{PV,8} * x_{Baujahr1015,h} + \alpha_{PV,9} * x_{Umwelt,h} + \alpha_{PV,10} * x_{Einkommen\ hoch,h} + \alpha_{PV,11} * x_{Land,h} + \alpha_{PV,12} * x_{Heizung\ EC,h} + \alpha_{PV,13} * x_{Heizung\ Holz,h} + \alpha_{PV,14} * x_{Heizung\ WP,h} + \alpha_{PV,15} * x_{Heizung\ ST,h} \quad \textbf{Gl. 5.3}$$

Mit:
$V_{PV,h,Akteur}$ = Akteursspezifische Teilnutzenfunktion für PV in Abhängigkeit vom Haushalt
$\alpha_{PV,1}$ = Alternativenspezifische Konstante der akteursspezifischen Teilnutzenfunktion für PV
$\alpha_{PV,2} - \alpha_{PV,14}$ = Gewichte der Einflussfaktoren der akteursspezifischen Teilnutzenfunktion für PV
x_h = Akteursspezifische Einflussfaktoren bei PV

Zusätzlich wurde für alle in der Parametrierung genutzten erklärenden Faktoren untersucht, ob diese untereinander korreliert sind. Wäre dies der Fall, dann würden diese Faktoren keinen Mehrwert zur Erklärung des Ausbaus von PV liefern, weil sie nur Kombinationen aus anderen erklärenden Faktoren sind und könnten aus der Teilnutzenfunktion entfernt werden. Es sind keine Korrelationen zwischen den erklärenden Faktoren vorhanden. Die Signifikanzniveaus der Korrelationsuntersuchung mit Hilfe des Chi Quadrat Tests können im Anhang A eingesehen werden. Die Ergebnisse des Modells lassen sich am besten anhand der Marginal Effects beschreiben (Tab. 5.4).

Die Modellgüte ist vergleichsweise niedrig (McFadden's $R^2 = 0{,}1$), wie zu erwarten lässt sich die Investitionsentscheidung für Photovoltaik also nicht ausschließlich über akteursspezifische Faktoren erklären.

Die Ergebnisse der Marginal Effects beziehen sich auf den Basisfall eines Haushaltes, der in einem Einfamilienhaus lebt, welches zwischen 1972 und 1990 erbaut worden ist mit einen Nettoeinkommen von 2000-4000 €/Monat, wohnhaft in einer städtischen Gegend. Im Gegensatz zu den Marginal Effects bei kontinuierlichen Faktoren, können die Marginal Effects für diskrete Faktoren direkt interpretiert werden, sie beschreiben die Änderung der Investitionswahrscheinlichkeit wenn der Faktor von 0 auf 1 geändert wird. Der einzige Faktor, der in Tab. 5.4 also nicht direkt interpretierbar ist, ist der Einfluss der Wohnungsgröße, da dies eine kontinuierliche Variable ist. Nichtsdestotrotz kann die Tendenz des Einflusses am Vorzeichen des Faktors und an der Größenordnung des Marginal Effect im Vergleich zu den anderen Faktoren interpretiert werden.

Eine größere Wohnung erhöht die Wahrscheinlichkeit für die Installation von Photovoltaik. In einem Ein- oder Zweifamilienhaus ist eine größere Wohnung gleichzusetzen mit einem größeren Dach, welches für die Installation einer PV-Anlage

genutzt werden kann. In [Rai et al. 2012] haben Photovoltaikbesitzer im Durchschnitt ein größeres und teureres Haus als nicht PV Besitzer. Gebäudeeigenschaften werden jedoch in wenigen der untersuchten Studien als wichtige Faktoren für die Entscheidung genannt (insgesamt drei). In dieser Untersuchung spielen sie eine wichtige Rolle, nicht nur die Größe der Wohnung hat einen signifikanten Einfluss auf die Investitionsentscheidung, sondern auch der Gebäudetyp und das Gebäudealter. Bewohner eines Reihenhauses oder Mehrfamilienhauses haben eine geringere Wahrscheinlichkeit eine Photovoltaikanlage zu installieren, dies liegt nicht an der höheren Mietquote, denn die Frage nach dem Besitz einer Photovoltaikanlage wurde nur durch Eigentümer in SOEP beantwortet. Für Bewohner eines Bauernhauses ist die Wahrscheinlichkeit gegenüber Bewohnern in einem herkömmlichen Einfamilienhaus erhöht. Für Gebäude älter als die Bezugsgröße 1972-1990 ist die Wahrscheinlichkeit geringer, für Gebäude neueren Baujahres höher. Dies sind wichtige Erkenntnisse, denn wenn hohe Anteile von PV-Anlagen im Gebäudebestand erreicht werden sollen, müssen auch in Gebäuden älteren Baujahrs, vermehrt PV-Anlagen ausgebaut werden.

Tab. 5.4: Average Marginal Effects für die Faktoren der akteursspezifischen Teilnutzenfunktion für PV

Einflussfaktor	Einflussfaktor Abkürzung	Average Marginal Effect [%-Punkte]
Größe [100m²]	Größe	2,46
Gebäudetyp		
Reihenhaus [-]	RH	-1,25
Bauernhaus [-]	FARMH	3,44
Mehrfamilienhaus [-]	MFH	-5,56
Baualter		
Baujahr vor 1948 [-]	Baujahr48	-1,81
Baujahr zwischen 1949 und 1971 [-]	Baujahr71	-1,33
Baujahr nach 1991 [-]	Baujahr1015	1,36
Interesse an Umwelt [1: großes Interesse, 3: kein Interesse]	Umwelt	-1,50
Einkommen >4000€ netto/Monat [-]	Einkommen hoch	1,50
ländliche Gegend [-]	Land	0,68
Heizungssystem (mehrere sind möglich)		
Elektroheizung [-]	Heizung EC	2,33
Holzheizung [-]	Heizung Holz	2,23
Wärmepumpe [-]	Heizung WP	3,89
Solarthermieanlage [-]	Heizung ST	5,80

Für den Einflussfaktor Interesse an Umwelt ist der Einfluss wie erwartet: ein größeres Interesse führt zu einer höheren Wahrscheinlichkeit für die Installation einer Photovoltaikanlage. Dieser Faktor wird auch in der Literatur immer wieder als ein wichtiger Beweggrund für die Installation einer Photovoltaikanlage genannt, die Ergebnisse dieser Studie können das nochmal bestätigen.

Neben den Eigenschaften des Gebäudes spielen auch regionale Charakteristika eine Rolle, Bewohner einer ländlichen Gegend haben eine höhere Wahrscheinlichkeit eine Photovoltaikanlage zu installieren. Dies bestätigt ebenfalls die Ergebnisse aus der Literatur. In [Haas et al. 1999; Claudy et al. 2011; Graziano et al. 2015] wird dieser Einflussfaktor ebenfalls untersucht. Auch hier ist auffällig, dass der Faktor im Vergleich zu den technologiespezifischen Faktoren in deutlich weniger Literaturquellen Beachtung findet.

Der Zusammenhang zwischen verschiedenen Heizungssystemen und dem Besitz einer Photovoltaikanlage wird in keiner der Literaturquellen untersucht, die hier präsentierten Ergebnisse zeigen jedoch eine Korrelation. Dargestellt sind nur die Systeme, für die eine Signifikanz des Faktors in der Regressionsanalyse gemessen werden konnte, die anderen Heizungssysteme wurden aus der Nutzenfunktion entfernt. Alle vier Heizungssysteme erhöhen die Wahrscheinlichkeit, dass auch eine PV-Anlage durch den Haushalt besessen wird. Sowohl bei der Elektroheizung als auch bei der Wärmepumpe ergibt es Sinn diese Technologien gemeinsam mit einer Photovoltaikanlage zu betreiben, denn sie werden mit Strom betrieben, der in diesem Falle, zumindest zum Teil, aus der eigenen Photovoltaikanlage stammen kann. Interessanterweise ist die Wahrscheinlichkeit erhöht, wenn auch eine Solarthermieanlage installiert ist, es scheinen also durchaus viele Haushalte beide Systeme installiert zu haben.

Ein hohes Einkommen ist positiv korreliert mit dem Besitz einer PV-Anlage, dieser Effekt ist in der Literatur ebenfalls zu finden [Rai et al. 2012; Palmer et al. 2015].

Weitere akteursspezifische Faktoren, die im Modell keine Signifikanz aufweisen, jedoch in der Literatur untersucht wurden, sind die Familienzusammensetzung, das Alter der Haushaltsmitglieder sowie das Bildungsniveau. Die Korrelation zwischen Haushalten im Eigentum und PV-Anlage, konnte nicht gemessen werden, da in SOEP nur für Haushalte in Eigentum abgefragt wird, ob diese eine Photovoltaikanlage besitzen.

5.1.3 Einstellungs-Teilnutzenfunktion Photovoltaik

In Kapitel 4.2.4.2 wurde bereits die statistische Auswertung der Fragebogenergebnisse vorgenommen und der Zusammenhang zwischen der Bewertung verschiedener Aussagen über Photovoltaik im Fragebogen und des festgestellten Einflusses dieser Faktoren in der Literatur hergestellt. Diese Faktoren werden für die Einstellungs-Teilnutzenfunktion zu einem in dieser Arbeit Einstellungsfaktor genannten Gesamtfaktor zusammengefasst. Es werden verschiedene Konfigurationen für die Zusammenfassung der 8 Einzelfaktoren zu einem Gesamtfaktor getestet, um die Konfiguration zu bestimmen, welche die beste Modellgüte liefert. Von den 8 abgefragten Faktoren werden schließlich die folgenden in den Gesamtfaktor aufgenommen

- Photovoltaik ist eine gute Geldanlage
- PV macht mich unabhängig vom Stromversorger
- Photovoltaikanlagen sind teuer (Likert Skala umgekehrt)
- Nachbarn/Freunde haben mir Photovoltaik bereits empfohlen
- Nachbarn/Freunde haben bereits schlechte Erfahrung mit PV gemacht (Likert Skala umgekehrt)

Als zweiter Faktor wird die Einfachheit der Informationsbeschaffung in die Teilnutzenfunktion aufgenommen. Da der Faktor nur auf dem Niveau von 0,1 signifikant ist, wird mit dem Likelihood Ratio Test und dem Waldtest überprüft (siehe 2.2.3.6), ob er einen signifikanten Mehrwert zu dem Modell beiträgt, dies ist laut beiden Tests der Fall.

Die Modellgüte ausgedrückt durch McFaddens R^2 erreicht in diesem Modell einen Wert von 0,23 und liegt damit in einer Größenordnung, wo man laut Literatur bereits von einem guten Modellfit sprechen kann [McFadden 1977].

Die Teilnutzenfunktion lautet dann wie folgt (Gl. 5.4):

$$V_{PV,h,Einstellung} = \gamma_{PV,1} + \gamma_{PV,2} * x_{Einstellung,h} + \gamma_{PV,3} * x_{Information,h} \qquad \textbf{Gl. 5.4}$$

Mit:
$V_{PV,h,Einstellung}$ = Einstellungs-Teilnutzenfunktion für PV in Abhängigkeit des Haushaltes
$\gamma_{PV,1}$ = Alternativenspezifische Konstante der Einstellungs-Teilnutzenfunktion für PV
$\gamma_{PV,2} - \gamma_{PV,3}$ = Gewichte der Einflussfaktoren der Einstellungs-Teilnutzenfunktion für PV
$x_{h,t}$ = Einstellungsspezifische Einflussfaktoren bei PV

Zum besseren Verständnis der Faktoren werden die Marginal Effects untersucht (siehe Tab. 5.5).

Tab. 5.5: Average Marginal Effects für die Faktoren der Einstellungs-Teilnutzenfunktion für PV

Einflussfaktor [Likert Skala von 1-4]	Average Marginal Effect [%-Punkte]
Einstellung	15,65
einfache Informationsbeschaffung	4,16

Wie auch im technologiespezifischen Discrete Choice Modell sind die untersuchten Faktoren nicht diskret sondern kontinuierlich, ein höherer Wert bedeutet in beiden Fällen eine höhere Zustimmung zu den Faktoren. Aus diesem Grund wird neben den Average Marginal Effects auch der Verlauf der Investitionswahrscheinlichkeit bei sich ändernden Faktoren untersucht, wenn der jeweils andere Faktor festgehalten wird (Abb. 5.5).

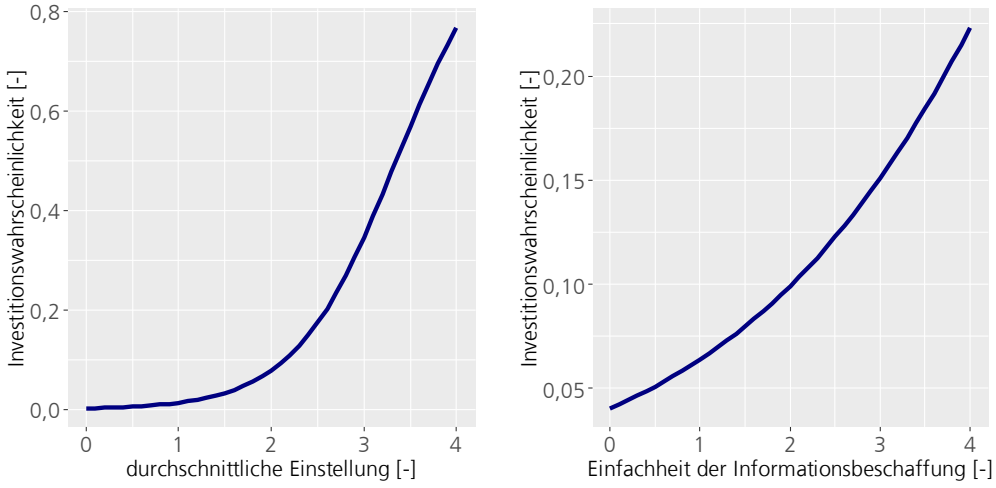


Abb. 5.5: Abhängigkeit der Installationswahrscheinlichkeit für PV-Anlagen von den erklärenden Variablen in der Einstellungs-Teilnutzenfunktion Photovoltaik

Der Faktor Einstellung stellt den Mittelwert aus den oben genannten fünf Faktoren dar und kann Werte zwischen 1 und 4 annehmen, wobei 4 eine sehr hohe Zustimmung zu den abgefragten Aspekten von PV bedeutet und 1 eine sehr niedrige. Der durchschnittliche Marginal Effect liegt bei 15 %, die Wahrscheinlichkeit steigt jedoch ab 2,5 deutlich stärker an, eine Erhöhung von 1 nach 2 bedeutet eine Erhöhung der Wahrscheinlichkeit um 6,4 %-Punkte, während eine Erhöhung des Einstellungsfaktors von 2 nach 3 eine Erhöhung der Wahrscheinlichkeit um 26,5 %-Punkte zur Folge hat. Bei der Einfachheit der Informationsbeschaffung ist der Anstieg der Wahrscheinlichkeit flacher und gleichmäßiger über den Bereich von 0 bis 4. Der durchschnittliche Marginal Effect beträgt 4,16 %-Punkte. Wird die Informationsbeschaffung um eine Einheit einfacher, steigt die Wahrscheinlichkeit um 4,16 %-Punkte. Im Umkehrschluss: wird das Auffinden der gewünschten Informationen erschwert, kann dies also dazu führen, dass nicht investiert wird. Die genutzten Informationskanäle werden zwar in vielen Quellen analysiert, die Einfachheit der Informationsbeschaffung jedoch nicht, die

Ergebnisse dieser Untersuchung belegen, dass dieser Faktor nicht unterschätzt werden darf.

5.1.4 Zwischenfazit

Die technologiespezifische Teilnutzenfunktion, welche mit historischen Installationsdaten angepasst wurde, kann den historischen Ausbau gut wiedergeben und ist auch in der Lage die Entwicklung kurzfristig in die Zukunft zu prognostizieren (wenige Jahre). Der Faktor mit dem größten Einfluss auf die Investitionswahrscheinlichkeit ist die Amortisationszeit, ebenfalls einen Einfluss hat die Präsenz von Photovoltaik in den Medien, welche bis jetzt in der Literatur nicht besonders viel Beachtung fand.

Bei der Interpretation der Einflussfaktoren der demographischen Teilnutzenfunktion ist eine hohe Korrelation zwischen Gebäudetyp/Gebäudealter und dem Besitz von PV vorhanden, welche bis jetzt ebenfalls in der Literatur selten zu finden ist. Neuere Gebäude haben eine erhöhte Wahrscheinlichkeit für Photovoltaik, eventuell wird die Anlage direkt mit dem neuen Gebäude errichtet. Es kann zum Beispiel bei einer Renovierung ein Anreiz bei älteren Gebäuden geschaffen werden ebenfalls eine PV-Anlage zu installieren, eventuell kann dies durch gezielte Fördermaßnahmen unterstützt werden. Dies ist in Baden-Württemberg durch das erneuerbare Energien Wärmegesetz der Fall [Landtag Baden-Württemberg 2015], in welchem unter anderem festgeschrieben ist, dass bei einem Heizungstausch in Bestandsgebäuden ab diesem Zeitpunkt der Wärmebedarf zu mindestens 15 % über erneuerbare Energien gedeckt werden muss. Alternativ müssen Ersatzmaßnahmen getroffen werden, wie zum Beispiel die Installation einer Photovoltaikanlage.

In der Einstellungs-Teilnutzenfunktion sind zwei Faktoren enthalten, welche beide einen positiven Effekt auf den Besitz von PV haben, einer von ihnen ist die Einfachheit der Informationsbeschaffung, welche durch Nicht-Besitzer als schlechter eingestuft wird als durch Besitzer einer PV-Anlage. Hier scheint ebenfalls ein Ansatzpunkt zu sein, um PV zu fördern.

5.2 Teilnutzenfunktionen Heizungssysteme

Die Gesamtnutzenfunktion für die Berechnung der Investitionen in Heizungssysteme besteht aus zwei Teilnutzenfunktionen, einer technologiespezifischen und einer akteursspezifischen, die in diesem Kapitel vorgestellt werden

5.2.1 Technologiespezifische Teilnutzenfunktion Heizungssysteme

Die Parametrierung der technologiespezifischen Teilnutzenfunktion wurde bereits in Kapitel 4.2.4.5 erläutert. Die sich ergebende Funktion ist die Folgende:

$$V_{Heiz,i,h,t,Techno} = \beta_{Heiz,i,1} * x_{CO2,i,t} + \beta_{Heiz,i,2} * x_{Innovation,i,t} + \beta_{Heiz,i,3} * x_{Image,i,t} + \beta_{Heiz,i,4} * x_{Kosten,i,h,t} + \beta_{Heiz,i,5} * x_{einfache\ Bedienung,i,t} + \beta_{Heiz,i,6} * x_{staatl.Förderung,i,t} + \beta_{Heiz,i,7} * x_{Versorungssicherheit,i,t} \quad \textbf{Gl. 5.5}$$

Mit:
$V_{Heiz,i,h,t,Techno}$ = Technologiespezifische Teilnutzenfunktion für die Heizungssysteme in Abhängigkeit des Haushaltes und des Zeitpunktes
$\beta_{Heiz,i,1} - \beta_{Heiz,i,7}$ = Gewichte der Einflussfaktoren der technologiespezifischen Teilnutzenfunktion für die Heizungssysteme
$x_{i,h,t}$ = Technologiespezifische Einflussfaktoren bei Heizungssystemen

5.2.2 Akteursspezifische Teilnutzenfunktion Heizungssysteme

Da die Frage nach den vorhandenen Heizungssystemen im SOEP in den Jahren 1998, 2003 und 2015 gestellt wurde, kann auch mit den Daten aus allen drei Jahren eine Regressionsanalyse durchgeführt werden. Diese wird außerdem für den Besitz des ersten und des zweiten Heizungssystems durchgeführt, so dass insgesamt 6 Teilnutzenfunktionen vorliegen. Die drei Teilnutzenfunktionen für das erste Heizungssystem sind in Gl. 5.6 bis Gl. 5.9 dargestellt. Die Teilnutzenfunktionen unterscheiden sich in den drei Jahren, da in den Regressionsanalysen teilweise verschiedene Einflussfaktoren signifikant waren.

$$V_{Heiz1,i,h,t,Akteur} = \alpha_{Heiz1,i,t,1} + \alpha_{Heiz1,i,t,2} * x_{Größe,h,t} + \alpha_{Heiz1,i,t,3} * x_{RH,h,t} + \alpha_{Heiz1,i,t,4} * x_{FARMH,h,t} + \alpha_{Heiz1,i,t,5} * x_{MFH,h,t} + \alpha_{Heiz1,i,t,6} * x_{Baujahr48,h,t} + \alpha_{Heiz1,i,t,7} * x_{Baujahr71,h,t} + \alpha_{Heiz1,i,t,8} * x_{Baujahr10,h,t} + \alpha_{Heiz1,i,t,9} * x_{Einkommen\ niedrig,h,t} + \alpha_{Heiz1,i,t,10} * x_{Stadt,h,t} + \alpha_{Heiz1,i,t,11} * x_{Hochschule,h,t} + \alpha_{Heiz1,i,t,12} * x_{Eigentum,h,t} + \alpha_{Heiz1,i,t,13} * x_{Heiz2\ Holz,h,t} \quad \textbf{Gl. 5.6}$$

$$V_{Heiz1,i,h,2015,Akteur} = V_{Heiz1,i,h,t,Akteur} + \alpha_{Heiz1,i,2015,14} * x_{Heiz2\ ST,h,2015} + \alpha_{Heiz1,i,2015,15} * x_{PV,h,2015} + \alpha_{Heiz1,i,2015,16} * x_{Baujahr15,h,2015} + \alpha_{Heiz1,i,2015,16} * x_{Alter\ hoch,h,2015} + \alpha_{Heiz1,i,2015,17} * x_{Einkommen\ hoch,h,2015} \quad \textbf{Gl. 5.7}$$

$$V_{Heiz1,i,h,2003,Akteur} = V_{Heiz1,i,h,t,Akteur} + \alpha_{Heiz1,i,2003,14} * x_{Heiz2\ ST,h,2003} + \alpha_{Heiz1,i,2003,18} * x_{Umwelt,h,2003} + \alpha_{Heiz1,i,2003,19} * x_{Alter\ niedrig,h,2015} \quad \textbf{Gl. 5.8}$$

$$V_{Heiz1,i,h,1998,Akteur} = V_{Heiz1,i,h,t,Akteur} + \alpha_{Heiz1,i,1998,19} * x_{Alter\ niedrig,h,1998} \quad \textbf{Gl. 5.9}$$

Mit:
$V_{Heiz1,i,h,t,Akteur}$ = Akteursspezifische Teilnutzenfunktion für das erste Heizungssystem in Abhängigkeit vom Heizungssystem und vom Haushalt
$\alpha_{Heiz1,i,t,1}$ = Alternativen spezifische Konstante der akteursspezifischen Teilnutzenfunktion für das erste Heizungssystem
$\alpha_{Heiz1,i,t,2} - \alpha_{Heiz1,i,t,19}$ = Gewichte der Einflussfaktoren der akteursspezifischen Teilnutzenfunktion für das erste Heizungssystem
$x_{h,t}$ = Akteursspezifische Einflussfaktoren beim ersten Heizungssystem

Wie in 2.2.3.6 erläutert, muss bei der Anwendung des Logit Modells mit mehreren Alternativen die IIA Hypothese überprüft werden, welche aussagt, dass wenn die Wahrscheinlichkeit einer Alternative sich verändert, sich die Wahrscheinlichkeiten aller anderen Alternativen um den gleichen Wert verändern. Kann die IIA Hypothese nicht gehalten werden, können laut Train [2002] drei Möglichkeiten in Betracht gezogen werden:

- Einen anderen Modelltyp nutzen wie zum Beispiel Mixed Logit
- Die wahrgenommene Nutzenfunktion neu spezifizieren, also andere Faktoren in sie mit aufnehmen
- Die Ergebnisse nutzen und als Näherung betrachten

Laut Train [2002] ist Logit jedoch einigermaßen robust gegen Missspezifikationen und kann auch bei Fällen, in denen eine anderes Modell wie Mixed Logit gewählt werden sollte, weil die Gewichte nicht konstant über die Bevölkerung sind, das mittlere Gewicht gut wiedergeben.

Die IIA Hypothese wurde für beide SOEP Heizungsnutzenfunktionen mit den Daten von 2015 getestet und IIA kann in beiden Fällen nicht gehalten werden. Aus diesem Grund wurde ebenfalls ein Mixed Logit Modell angepasst. Im Mixed Logit Modell können die Gewichte der Einflussfaktoren als veränderlich über die Bevölkerung angenommen werden, hierfür wird eine gewisse Verteilung (zum Beispiel Normalverteilung) für die Gewichte angenommen. Es wurden verschiedene Spezifikationen für Mixed Logit Modelle mit dem Datensatz getestet und über den Likelihood Ratio Test überprüft, ob die Mixed Logit Modelle eine signifikant bessere Modellgüte erreichen können als das Logit Modell (siehe [Mariel et al. 2013]), dies war jedoch nicht der Fall. Aus diesem Grund werden die Ergebnisse des Logit Modells in dieser Arbeit genutzt.

In Tab. 5.6 bis Tab. 5.8 sind die Marginal Effects der Einflussfaktoren der akteursspezifischen Teilnutzenfunktion für die ersten Heizungssysteme für alle drei Jahre dargestellt.

Tab. 5.6: Average Marginal Effects für die Faktoren der akteursspezifischen Teilnutzenfunktion für die ersten Heizungssysteme, SOEP Datensatz von 2015

Einflussfaktor	Abkürzung Einflussfaktor	Gas-Kessel [%-Punkte]	Ölkessel [%-Punkte]	Fernwärme [%-Punkte]	Elektro-heizung [%-Punkte]	Holzkessel [%-Punkte]	Wärme-pumpe [%-Punkte]
Einkommen <2000 € netto/Monat	Einkommen niedrig	-3,27	0,64	1,56	1,13	0,06	-0,12
Einkommen >4000 € netto/Monat	Einkommen hoch	1,20	-2,58	2,04	-0,30	-0,35	-0,01
Baujahr vor 1948	Baujahr48	14,70	-9,27	-6,35	0,43	0,83	-0,33
Baujahr zwischen 1949 und 1971	Baujahr71	1,22	1,83	-2,62	-0,27	0,53	-0,69
Baujahr zwischen 1991 und 2010	Baujahr10	20,56	-18,6	-1,75	-0,17	-0,49	0,47
Baujahr nach 2011	Baujahr15	20,15	-34,1	7,08	3,47	1,89	1,54
Mehrfamilienhaus	MFH	-0,79	-13,35	19,75	-1,44	-3,77	-0,40
Reihenhaus	RH	9,19	-12,85	7,63	-1,65	-2,05	-0,27
Bauernhaus	FARMH	-14,58	5,60	4,34	0,18	4,21	0,25
Größe der Wohnung/des Hauses	Größe	0,04	0,05	-0,08	-0,02	0,01	0,00
mind. Eine Person des Haushaltes hat Hochschulabschluss	Hochschule	3,45	-4,11	2,24	-0,24	-1,27	-0,07
städtische Gegend	Stadt	3,94	-2,40	-1,03	0,50	-1,01	-0,01
PV-Anlage vorhanden	PV	-7,36	0,01	1,67	4,15	1,12	0,40
Bewohner des Haushaltes älter als 60 Jahre	Alter hoch	-0,61	2,45	0,00	-0,33	-1,48	-0,03
Haushalt wohnt im Eigentum	Eigentum	1,94	2,13	-5,54	0,66	0,76	0,06
zweites Heizungssystem ist Solaranlage	Heiz2 ST	6,35	2,59	-10,80	-2,11	3,76	0,21
zweites Heizungssystem ist Holzkessel	Heiz2 Holz	0,06	18,72	-4,87	0,03	-13,42	-0,53

Tab. 5.7: Average Marginal Effects für die Faktoren der akteursspezifischen Teilnutzenfunktion für die ersten Heizungssysteme, SOEP Datensatz von 2003

Einflussfaktor	Abkürzung Einflussfaktor	Gaskessel [%-Punkte]	Ölkessel [%-Punkte]	Fernwärme [%-Punkte]	Elektro-heizung [%-Punkte]	Holzkessel [%-Punkte]
Einkommen <2000 € netto/Monat	Einkommen niedrig	-4,22	3,14	0,13	0,22	0,73
Einkommen >4000 € netto/Monat	Einkommen hoch	5,32	-4,77	0,70	-1,17	-0,09
Baujahr vor 1948	Baujahr48	16,88	-12,65	-6,38	0,63	1,51
Baujahr zwischen 1949 und 1971	Baujahr71	3,12	0,54	-3,41	-0,84	0,58
Baujahr zwischen 1991 und 2010	Baujahr10	24,33	-18,21	-1,91	-3,35	-0,85
Mehrfamilienhaus	MFH	9,39	-16,36	10,68	-2,23	-1,49
Reihenhaus	RH	13,66	-16,58	4,85	-1,61	-0,32
Bauernhaus	FARMH	-12,91	7,11	2,11	2,18	1,51
Größe der Wohnung/des Hauses	Größe	-0,01	0,09	-0,06	-0,02	0,00
mind. Eine Person des Haushaltes hat Hochschulabschluss	Hochschule	6,21	-5,57	1,54	-1,30	-0,89
städtische Gegend	Stadt	4,77	-4,10	-0,94	1,17	-0,89
Bewohner des Haushaltes jünger als 40 Jahre	Alter niedrig	-0,54	1,04	-1,05	0,12	0,44
Haushalt wohnt im Eigentum	Eigentum	2,56	3,09	-4,24	-1,28	-0,12
zweites Heizungssystem ist Solaranlage	Heiz2 ST	-11,15	18,91	-7,89	-1,16	1,28
zweites Heizungssystem ist Holzkessel	Heiz2 Holz	-10,35	19,10	-9,32	5,56	-4,99
Interesse an Umwelt	Umwelt	-1,60	2,48	-0,38	-0,50	0,01

Personen mit einem Einkommen niedriger als 2000 €/Monat haben eine höhere Wahrscheinlichkeit feste Brennstoffe oder Elektroheizungen zu nutzen. Dies sind Heizungssysteme, die häufig älter sind und somit kann ein Grund sein, dass diesen Haushalten nicht die nötigen finanziellen Mittel für einen Heizungstausch zur Verfügung stehen. Bei den anderen Heizungssystemen ist der Effekt in 1998 umgekehrt zu den Jahren 2003 und 2015 (ausgenommen Wärmepumpen, da diese nur im Fragebogen von 2015 gewählt werden konnten). In 2003 und 2015 hat ein geringes Einkommen eine negative Korrelation mit Gas- und eine positive mit Ölkesseln und Fernwärme. Fernwärme ist zu einem großen Teil in Mehrfamiliengebäuden verlegt, in denen auch tendenziell Personen mit einem niedrigeren Einkommen wohnen. Ein niedriges Einkommen hat außerdem eine negative Korrelation mit Wärmepumpen, eine Technologie, die erst in den letzten Jahren verstärkt eingesetzt wird und vergleichsweise hohe Investitionskosten hat. Ein hohes Einkommen weist außer bei Fernwärme den gegenteiligen Effekt zum niedrigen Einkommen auf, nur Fernwärme hat für das hohe Einkommen gegenüber dem mittleren Einkommen ebenfalls eine erhöhte Wahrscheinlichkeit. In der Literatur wird ebenfalls in mehreren Untersuchungen ein Zusammenhang zwischen einem höheren Einkommen und der Investition in ein innovatives Heizungssystem genannt ([Mahapatra et al. 2008b; Caird et al. 2010]). In [Michelsen et al. 2012] wird ebenfalls der Zusammenhang zwischen höherem Einkommen und Gaskesseln und niedrigerem Einkommen und Ölkesseln beschrieben.

Tab. 5.8: Average Marginal Effects für die Faktoren der akteursspezifischen Teilnutzenfunktion für die ersten Heizungssysteme, SOEP Datensatz von 1998

Einflussfaktor	Abkürzung Einflussfaktor	Gaskessel [%-Punkte]	Ölkessel [%-Punkte]	Fernwärme [%-Punkte]	Elektro-heizung [%-Punkte]	Holzkessel [%-Punkte]
Einkommen <2000 € netto/Monat	Einkommen niedrig	0,12	-2,91	-0,33	1,35	1,77
Baujahr vor 1948	Baujahr48	14,75	-8,95	-10,19	-0,17	4,56
Baujahr zwischen 1949 und 1971	Baujahr71	3,29	1,54	-6,66	-0,01	1,83
Baujahr zwischen 1991 und 2010	Baujahr10	27,71	-13,39	-5,35	-2,24	-6,73
Mehrfamilienhaus	MFH	8,89	-18,79	12,50	-1,90	-0,70
Reihenhaus	RH	11,51	-13,49	3,58	0,35	-1,94
Bauernhaus	FARMH	-19,25	8,13	2,70	2,95	5,47
Größe der Wohnung/des Hauses	Größe	0,06	0,08	-0,08	-0,04	-0,02
mind. Eine Person des Haushaltes hat Hochschulabschluss	Hochschule	5,31	-5,55	2,89	-1,69	-0,95
städtische Gegend	Stadt	4,36	-1,31	-1,21	1,15	-2,99
Bewohner des Haushaltes jünger als 40 Jahre	Alter niedrig	1,11	1,26	-1,18	-0,47	-0,73
Interesse an Umwelt	Umwelt	-4,69	4,26	-0,36	0,17	0,62
Haushalt wohnt im Eigentum	Eigentum	2,40	4,84	-5,68	-1,26	-0,30
zweites Heizungssystem ist Holzkessel	Heiz2 Holz	-4,59	17,92	-12,21	10,68	-11,79

Gaskessel haben eine erhöhte Wahrscheinlichkeit für den Einsatz in Gebäuden, die vor 1948 erbaut worden sind, die Werte liegen in allen drei Jahren in einer ähnlichen Größenordnung zwischen 14,75-16,88 %-Punkten. Noch höher ist die Wahrscheinlichkeit für Gebäude mit einem Baualter von 1991-2010 und einem Baujahr nach 2011. Wie auch in Kapitel 4.2.2.3 dargestellt, nimmt der Anteil von Gaskesseln seit 1998 stetig zu, Gaskessel werden dabei nicht nur bei einem Austausch des Heizungssystems in Bestandsgebäuden eingesetzt, sondern auch im Neubau. Ölkessel sind seltener in Gebäuden vor 1948 installiert, Öl wird als Brennstoff zur Wärmebedarfsdeckung vermehrt seit Ende des zweiten Weltkrieges genutzt und hat deswegen auch in Gebäuden, die zwischen 1949 und 1971 erbaut wurden, eine erhöhte Installationswahrscheinlichkeit. In neueren Gebäuden als dem Basisfall haben Ölkessel durchweg eine verringerte Wahrscheinlichkeit. Fernwärme ist ebenfalls seltener in Gebäuden mit einem Baujahr vor 1948 anzutreffen, es gab zwar schon erste Fernwärmenetze Anfang des 20. Jahrhunderts, jedoch sind viele Netze erst nach dem zweiten Weltkrieg in Betrieb genommen worden. Deswegen ist Fernwärme vermehrt in Gebäuden mit Baujahren nach dem zweiten Weltkrieg anzutreffen. Feste Brennstoffe dagegen haben eine erhöhte Wahrscheinlichkeit in Gebäuden vor 1948. Diese hat über die Zeit von 1998 bis 2015 abgenommen (1998: 4,56 %-Punkte, 2003: 1,51 %-Punkte, 2015: 0,83 %-Punkte), was darauf hinweist, dass in diesen Gebäuden vermehrt Heizungstäusche in diesem Zeitraum stattgefunden haben und auch dort inzwischen weniger feste Brennstoffe eingesetzt werden. In [Michelsen et al. 2012] und [Laureti et al. 2012] sind Gaskessel negativ assoziiert mit dem Gebäudealter, jüngere Gebäude haben also eher einen Gaskessel, dies passt zu einem Teil zu den Ergebnissen dieser Studie, denn in den hier gezeigten Ergebnissen haben Gebäude vor 1972 auch eine erhöhte Wahrscheinlichkeit für Gas und die Gebäude mit den Baualtern 1972-

1990 haben eine geringere Wahrscheinlichkeit. Die Wahrscheinlichkeit für Öl ist in [Michelsen et al. 2012] positiv mit dem Alter des Gebäudes assoziiert. Dieser Zusammenhang wird auch in [Vaage 2000] gefunden. Dies kann hier ebenfalls nur zum Teil wiedergefunden werden, denn Gebäude, die zwischen 1949 und 1990 erbaut wurden, haben zwar eine erhöhte Wahrscheinlichkeit für Öl, sehr alte Gebäude aber wiederum nicht. Diese Unterschiede in den Ergebnissen können unter anderem darauf zurückgeführt werden, dass in den Studien das Alter linear in die Analyse aufgenommen wurde und nicht wie hier in drei Kategorien.

Der Gebäudetyp beeinflusst ebenfalls welches Heizungssystem installiert ist. Das Mehrfamilienhaus hat eine stark erhöhte Wahrscheinlichkeit für Fernwärme (10,6 %-Punkte -19,75 %-Punkte) und in 1998 und 2003 auch für Gaskessel, für alle anderen Heizungssysteme ist die Wahrscheinlichkeit geringer als im Basisfall des freistehenden Einfamilienhauses. Für das Reihenhaus gelten die gleichen Tendenzen wie für das Mehrfamilienhaus, die Werte sind jedoch höher für Gas (9,19 %-Punkte -13,66 %-Punkte) und niedriger für Fernwärme (3,58 %-Punkte - 7,63 %-Punkte). Auch in Gebieten mit Reihenhäusern liegen hohe Wärmebedarfsdichten vor, die für den wirtschaftlichen Betrieb von Wärmenetzen nötig sind, in Gebieten mit vielen Mehrfamiliengebäuden sind die Wärmebedarfsdichten jedoch noch höher und Fernwärme somit noch wirtschaftlicher einsetzbar. Der positive Zusammenhang zwischen Fernwärme und Bauernhaus ist nicht signifikant und hat somit nichts zu bedeuten. Die Wahrscheinlichkeit für Gaskessel in Bauernhäusern ist reduziert gegenüber dem Basisfall, in sehr ländlichen Gebieten ist häufig kein Gas verlegt, dementsprechend werden vermehrt Ölkessel, Elektroheizungen und feste Brennstoffe genutzt. In [Lillemo et al. 2013] wird eine erhöhte Wahrscheinlichkeit zwischen einem freistehenden Gebäude und Wärmepumpen und Holzkesseln festgestellt, dies passt zu den hier gezeigten Ergebnissen. Die Ergebnisse in [Vaage 2000] zeigen einen positiven Zusammenhang zwischen Mehrfamilienhaus und Elektroheizung, der in den Ergebnissen dieser Untersuchung nicht vorhanden ist.

In den negativen Gewichten für bestimmte Gebäudetypen und/oder Gebäudealter ist auch enthalten, dass bestimmte Gebäudetypen/Baualter in ihrem jetzigen Zustand nicht für alle Heizungssysteme geeignet sind. Zum Beispiel weil die raumseitigen Systeme nicht für die Nutzung von Niedertemperaturheizsystemen ausgelegt sind. Dies muss aus diesem Grund nicht mehr an anderer Stelle im Modell abgebildet werden.

Die Wahrscheinlichkeit für Öl- und Gaskessel steigt mit der Größe der Wohnung, während sie bei Fernwärme und Elektroheizungen sinkt, die Effekte sind verhältnismäßig klein, sie beziehen sich auf die Änderung der Wohungsgröße um 1 m², welche ebenfalls als gering zu bewerten ist. Größere Wohnungen liegen häufiger in freistehenden Gebäuden, welche auch häufiger Öl- und Gasheizungen installiert haben. Auch ist bei einer größeren Wohnung der Anreiz zur Modernisierung größer, da der Wärmebedarf und somit auch die Heizkosten höher sind, deswegen könnten hier weniger Elektroheizungen installiert sein. Die Vermutung, dass eine größere Wohnfläche die Investitionsbereitschaft erhöht wird durch die Untersuchung von [Lillemo et al. 2013] bestätigt. Caird et al. [2010] stellen einen Zusammenhang zwischen größerer Wohnfläche und dem Einsatz von Wärmepumpen fest, die Korrelation zwischen der Wohnfläche und dem Einsatz von Wärmepumpen ist in dieser Arbeit zwar positiv, jedoch marginal. In [Laureti et al. 2012] kann der auch in den hier gezeigten Ergebnissen vorhandene positive Zusammenhang zwischen Wohnfläche und Ölkesseln gefunden werden.

Ein Hochschulabschluss erhöht die Wahrscheinlichkeit eines Fernwärmeanschlusses und senkt die Wahrscheinlichkeit für einen Holzkessel. Der negative Zusammenhang zwischen Bildung und dem Einsatz von Holzkesseln kann auch mehrmals in der Literatur gefunden werden. In [Michelsen et al. 2012], [Laureti et al. 2012] und [Sopha et al. 2010] wird dieser Zusammenhang ebenfalls genannt.

Auch regionale Aspekte spielen für den Einsatz bestimmter Heizungssysteme eine Rolle, so zum Beispiel ob der Haushalt in einer ländlichen oder städtischen Gegend wohnt, die Bebauungsdichte, die Häufigkeiten bestimmter Gebäudetypen und Baualtersklassen und auch die Verfügbarkeit der Brennstoffe spielen in diesen Faktor mit hinein. Dementsprechend ist die Wahrscheinlichkeit für Gas in einer städtischen Gegend gegenüber einer ländlichen Gegend erhöht, da in ländlichen Gebieten teilweise kein Gas verlegt ist, oder erst in den letzten Jahren dort verlegt wurde, wie es auch in Rainau der Fall ist. Öl ist dagegen deutlich häufiger in ländlichen Gebieten anzutreffen, die Wahrscheinlichkeit in einer städtischen Gegend ist niedriger. Die geringere Wahrscheinlichkeit der Fernwärme in städtischen Gegenden lässt sich hingegen nicht erklären, sie ist in allen drei Jahren zu finden und ist auch signifikant im Modell. Der Holzkessel ist häufiger in ländlichen Gegenden anzutreffen, der Brennstoff ist hier einfacher verfügbar und es gibt weniger Komplikationen mit lokalen Emissionen, wenn die Bebauungsdichte niedriger ist. Die höhere Wahrscheinlichkeit des Ölkessels in ländlichen Gebieten wird durch die Untersuchung von Michelsen et al. [2012] bestätigt, sie stellen außerdem eine niedrigere Wahrscheinlichkeit für Wärmepumpen in ländlichen Gebieten fest, die durch diese Untersuchungen aber nicht bestätigt werden kann, der Faktor städtisches Gebiet ist nicht signifikant mit der Installation von Wärmepumpen korreliert.

Für das Jahr 2015 kann auch der Einfluss einer vorhandenen PV-Anlage auf das installierte Heizungssystem gemessen werden. Die Wahrscheinlichkeit steigt bei Vorhandensein für Wärmepumpen und Elektroheizungen. Diese Heizungen werden mit Strom betrieben, der in diesem Fall aus der eigenen PV-Anlage stammen kann. Die Wahrscheinlichkeit für Gaskessel ist hingegen verringert um 7,36 %-Punkte. Der Zusammenhang zwischen einer installierten PV-Anlage und dem installierten Heizungssystem wurde in keiner der analysierten Studien untersucht, in [Lillemo et al. 2013] wird jedoch eine höhere Investitionsbereitschaft für ein neues Heizungssystem in Haushalten, die umweltfreundliche Produkte kaufen, festgestellt. In [Caird et al. 2010] wird erläutert, dass 1/5 der befragten Haushalte, die ein innovatives, umweltfreundliches Heizungssystem haben, in einem Bereich arbeiten, der mit diesen Themenfeldern verknüpft ist und sich für die Produkte generell interessieren. Dies trifft dementsprechend auch auf Photovoltaikanlagen zu, wo das Interesse an umweltfreundlichen Technologien ebenfalls als Kaufgrund in einigen Quellen angegeben wird ([Haas et al. 1999; Rai et al. 2016]).

Auch das Durchschnittsalter des Haushaltes hat einen Einfluss auf das installierte Heizungssystem, diese Effekte sind jedoch verschieden in den drei Jahren. Für das Jahr 2015 ist der Faktor älter als 60 Jahre signifikant für die Heizungssysteme Öl- und Holzkessel. In 2003 und 1998 ist der Faktor jünger als 40 Jahre signifikant für Elektroheizungen und Holzkessel. Ältere Menschen haben eine erhöhte Wahrscheinlichkeit für Ölkessel und eine geringere Wahrscheinlichkeit für Gaskessel, was darauf hinweist, dass sie eher ältere Systeme betreiben, dieser Zusammenhang wird auch in [Mahapatra et al. 2008b] und [Willis et al. 2011] genannt. Die Untersuchung von [Michelsen et al. 2012] bestätigt die höhere Wahrscheinlichkeit älterer Personen Ölkessel zu betreiben.

Das Interesse an Umwelt führt zu einer geringeren Wahrscheinlichkeit für Ölkessel und ist auch nur in 1998 und 2003 für dieses Heizungssystem signifikant. Da der Faktor in 2015 keine Signifikanz aufweist, ist er nicht im Berechnungsmodell für die Investitionsentscheidungen enthalten. In der Befragung von [Mahapatra et al. 2008b] wird den CO_2 Emissionen des Heizungssystems keine große Bedeutung zugeschrieben, was die Ergebnisse bestätigt, in mehreren anderen Quellen hat die Umweltfreundlichkeit der Technologie doch sehr wohl einen Einfluss auf die Entscheidung bei der Wahl eines Heizungssystems [Michelsen et al. 2013; Nyrud et al. 2008].

Haushalte, die in Eigentum wohnen, haben eine erhöhte Wahrscheinlichkeit für Öl- und Gaskessel, Heizungssysteme, die auch häufig in Einfamilien- und Reihenhäusern installiert sind. Für Fernwärme ist die Wahrscheinlichkeit verringert, dieses Heizungssystem ist überdurchschnittlich häufig in Mehrfamilienhäusern installiert (siehe oben). Der positive Zusammenhang zwischen Eigentümern und der Nutzung eines Gaskessel wird ebenfalls in [Laureti et al. 2012] genannt, während in [Lillemo et al. 2013] herausgestellt wird, dass Besitzer generell häufiger investieren als Mieter, was innovative, neue Heizungssysteme wahrscheinlicher machen sollte, der Zusammenhang zwischen Eigentum und Wärmepumpe ist in der Auswertung dieser Arbeit jedoch nicht signifikant.

Der letzte untersuchte Faktor ist das zweite installierte Heizungssystem. Für Fernwärme hat sowohl Holz als auch Solarthermie eine verringerte Wahrscheinlichkeit. Wie auch schon bei dem Faktor Eigentum lässt sich dies auf die Mehrfamilienhäuser mit geringer Eigentumsquote zurückführen. Eine Solarthermieanlage ist positiv korreliert mit einem Holzkessel (oder anders herum) und negativ korreliert mit einer Elektroheizung. Wie auch schon bei der PV-Anlage kann bei diesem Faktor kein Vergleich zur Literatur gezogen werden, da dieser Zusammenhang in keiner der untersuchten Quellen aufgegriffen wird.

Wie in Kapitel 4.2.3.3 diskutiert, wird Wahl des Heizungssystems in zwei Einzelentscheidungen aufgeteilt. Neben der Wahl eines ersten Heizungssystems kann ein zweites Heizungssystem installiert werden. Hier stehen Solarthermie und Holzkessel zur Verfügung sowie die Möglichkeit kein zweites System zu installieren. Dementsprechend werden auch unterschiedliche Teilnutzenfunktionen parametriert, die den Einfluss der akteursspezifischen Faktoren auf den Besitz des zweiten Heizungssystems abbilden. Die sich ergebenden Teilnutzenfunktionen sind in Gl. 5.10 bis Gl. 5.13 dargestellt.

$$V_{Heiz2,i,h,t,Akteur} = \alpha_{Heiz2,i,t,1} + \alpha_{Heiz2,i,t,2} * x_{Größe,h,t} + \alpha_{Heiz2,i,t,3} * x_{RH,h,t} + \alpha_{Heiz2,i,t,4} * x_{FARMH,h,t} + \alpha_{Heiz2,i,t,5} * x_{MFH,h,t} + \alpha_{Heiz2,i,t,6} * x_{Baujahr71,h,t} + \alpha_{Heiz2,i,t,7} * x_{Land,h,t} + \alpha_{Heiz2,i,t,8} * x_{Eigentum,h,t} + \alpha_{Heiz2,i,t,9} * x_{Heiz\ Holz,h,t} + +\alpha_{Heiz2,i,t,10} * x_{Heiz1\ Öl,h,t} + \alpha_{Heiz2,i,t,11} * x_{Heiz1\ Fernwärme,h,t} + \alpha_{Heiz2,i,t,12} * x_{Heiz1\ Elektroheizung,h,t} \quad \textbf{Gl. 5.10}$$

$$V_{Heiz2,i,h,2015,Akteur} = V_{Heiz2,i,h,t,Akteur} + \alpha_{Heiz2,i,2015,13} * x_{Einkommen\ hoch,h,2015} + \alpha_{Heiz2,i,2015,14} * x_{Einkommen\ niedrig,h,2015} + \alpha_{Heiz2,i,2015,15} * x_{Baujahr48,h,2015} + \alpha_{Heiz2,i,2015,16} * x_{Baujahr10,h,2015} + \alpha_{Heiz2,i,2015,17} * x_{Baujahr15,h,2015} + \alpha_{Heiz2,i,2015,18} * x_{Hochschule,h,2015} + \alpha_{2,i,2015,19} * x_{Alter\ hoch,h,2015} + \alpha_{Heiz2,i,2015,20} * x_{Heiz1\ WP,h,2015} + \alpha_{Heiz2,i,2015,21} * x_{PV,h,2015} + \alpha_{Heiz2,i,2015,22} * x_{Eigentum,h,2015} \quad \textbf{Gl. 5.11}$$

$$V_{Heiz1,i,h,2003,Akteur} = V_{Heiz1,i,h,t,Akteur} + \alpha_{Heiz2,i,2003,13} * x_{Einkommen\ hoch,h,2003} + \alpha_{Heiz2,i,2003,14} * x_{Einkommen\ niedrig,h,2003} + \alpha_{Heiz2,i,2003,15} * x_{Baujahr48,h,2003} + \alpha_{Heiz2,i,2003,16} * x_{Baujahr10,h,2003} + \alpha_{Heiz2,i,2003,18} * x_{Hochschule,h,2003} + \alpha_{2,i,2003,19} * x_{Alter\ hoch,h,2003} + \alpha_{Heiz2,i,2003,22} * x_{Eigentum,h,2003} \quad \textbf{Gl. 5.12}$$

$$V_{Heiz2,i,h,1998,Akteur} = V_{Heiz2,i,h,t,Akteur} \quad \textbf{Gl. 5.13}$$

In den Tabellen Tab. 5.9 bis Tab. 5.11 sind die Marginal Effects der Einflussfaktoren aus den drei Regressionsanalysen für die Jahre 2015, 2003 und 1998 dargestellt. Wie auch

beim ersten Heizungssystem werden die Ergebnisse der Marginal Effects mit den Ergebnissen aus der Literatur verglichen. Dieser Vergleich wird nur für das Heizungssystem Solarthermie durchgeführt, da die Vergleiche aus der Literatur für das Heizungssystem Holzkessel bereits oben genannt worden sind.

Tab. 5.9: Average Marginal Effects für die Faktoren der akteursspezifischen Teilnutzenfunktion für die zweiten Heizungssysteme, SOEP Datensatz von 2015

Einflussfaktor	Abkürzung Einflussfaktor	kein zweites Heizungs-system [%-Punkte]	Solar-Thermie [%-Punkte]	Holz-Kessel [%-Punkte]
Einkommen <2000 € netto/Monat	Einkommen niedrig	1,35	-0,60	-0,76
Einkommen >4000 € netto/Monat	Einkommen hoch	-0,22	0,40	-0,18
Baujahr vor 1948	Baujahr48	0,59	-0,90	0,32
Baujahr zwischen 1949 und 1971	Baujahr71	0,51	-0,47	-0,03
Baujahr zwischen 1991 und 2010	Baujahr10	0,39	-0,18	-0,21
Baujahr nach 2011	Baujahr15	-2,23	2,67	-0,45
Mehrfamilienhaus	MFH	5,16	-1,93	-3,23
Reihenhaus	RH	1,25	-0,33	-0,92
Bauernhaus	FARMH	-0,33	-0,84	1,17
Größe der Wohnung/des Hauses	Größe	-0,02	0,01	0,01
mind. Eine Person des Haushaltes hat Hochschulabschluss	Hochschule	-0,30	0,67	-0,37
städtische Gegend	Stadt	1,10	-0,19	-0,91
Bewohner des Haushaltes älter als 60 Jahre	Alter hoch	0,76	0,04	-0,79
erstes Heizungssystem ist Holz	Heiz1 Holz	5,21	3,22	-8,44
erstes Heizungssystem ist Öl	Heiz1 Öl	-1,54	0,07	1,46
erstes Heizungssystem ist Fernwärme	Heiz1 FW	3,98	-2,65	-1,33
erstes Heizungssystem ist Elektroheizung	Heiz1 EC	1,31	-1,22	-0,09
erstes Heizungssystem ist Wärmepumpe	Heiz1 WP	1,10	0,44	-1,53
Haushalt wohnt im Eigentum	Eigentum	-3,43	1,22	2,21
PV-Anlage vorhanden	PV	-3,69	3,04	0,64

Haushalte mit einem niedrigen Einkommen haben eine erhöhte Wahrscheinlichkeit kein zweites Heizungssystem zu nutzen, Haushalte mit einem hohen Einkommen haben dagegen eine erhöhte Wahrscheinlichkeit für Solarthermie. Die Untersuchung von [Mills et al. 2009] kommt nicht zu diesem Ergebnis, in der Studie hat das Einkommen keine signifikanten Einfluss auf die Entscheidung für eine Solarthermieanlage. Die Untersuchung von [Schelly 2009] hingegen stellt den gleichen Effekt fest, allerdings mit einem aggregierten Index, der neben dem Einkommen auch den Wert des bewohnten Gebäudes, den Anteil der Haushalte in einem Bezirk, in welchen Personen leben, die einer Arbeit nachgehen, und das Bildungsniveau dieser Personen enthält. Zusammen haben diese Faktoren einen positiven Einfluss auf den Ausbau von Solarthermie. Die Ergebnisse in [Woersdorfer et al. 2011] zeigen ebenfalls ein höheres Einkommen bei den Besitzern von Solarthermie im Vergleich zu Haushalten, die keine Solarthermieanlage installiert haben.

Tab. 5.10: Average Marginal Effects für die Faktoren der akteursspezifischen Teilnutzenfunktion für die zweiten Heizungssysteme, SOEP Datensatz von 2003

Einflussfaktor	Abkürzung Einflussfaktor	kein zweites Heizungs-system [%-Punkte]	Solar-thermie [%-Punkte]	Holz-kessel [%-Punkte]
Einkommen <2000 € netto/Monat	Einkommen niedrig	0,44	0,09	-0,54
Einkommen >4000 € netto/Monat	Einkommen hoch	-0,27	0,37	-0,11
Baujahr vor 1948	Baujahr48	-0,41	-0,14	0,55
Baujahr zwischen 1949 und 1971	Baujahr71	0,35	0,19	-0,55
Baujahr zwischen 1991 und 2010	Baujahr10	-0,77	0,66	0,11
Mehrfamilienhaus	MFH	2,88	-0,24	-2,64
Reihenhaus	RH	1,04	-0,32	-0,71
Bauernhaus	FARMH	-1,52	0,54	0,97
Größe der Wohnung/des Hauses	Größe	-0,01	0,00	0,01
mind. Eine Person des Haushaltes hat Hochschulabschluss	Hochschule	0,72	0,21	-0,93
städtische Gegend	Stadt	0,61	0,27	-0,88
Bewohner des Haushaltes älter als 60 Jahre	Alter hoch	1,18	-0,50	-0,69
erstes Heizungssystem ist Holz	Heiz1 Holz	7,18	1,10	-8,27
erstes Heizungssystem ist Öl	Heiz1 Öl	-1,66	0,43	1,23
erstes Heizungssystem ist Fernwärme	Heiz1 FW	4,10	-0,95	-3,15
erstes Heizungssystem ist Elektroheizung	Heiz1 EC	-2,17	-0,16	2,33
Haushalt wohnt im Eigentum	Eigentum	-3,11	0,86	2,26

Tab. 5.11: Average Marginal Effects für die Faktoren der akteursspezifischen Teilnutzenfunktion für die zweiten Heizungssysteme, SOEP Datensatz von 1998

Einflussfaktor	Abkürzung Einflussfaktor	kein zweites Heizungs-system [%-Punkte]	Solar-thermie [%-Punkte]	Holz-kessel [%-Punkte]
Baujahr zwischen 1949 und 1971	Baujahr48	0,85	-0,16	-0,68
Mehrfamilienhaus	MFH	2,39	-0,33	-2,06
Reihenhaus	RH	1,03	-0,14	-0,89
Bauernhaus	FARMH	-1,77	0,24	1,53
Größe der Wohnung/des Hauses	Größe	-0,01	0,00	0,01
städtische Gegend	Stadt	0,45	0,09	-0,54
erstes Heizungssystem ist Holz	Heiz1 Holz	7,73	-0,15	-7,58
erstes Heizungssystem ist Öl	Heiz1 Öl	-1,12	0,06	1,05
erstes Heizungssystem ist Fernwärme	Heiz1 FW	4,11	-0,10	-4,00
erstes Heizungssystem ist Elektroheizung	Heiz1 EC	-2,91	0,17	2,74
Haushalt wohnt im Eigentum	Eigentum	-1,32	0,13	1,20

Haushalte, die in Gebäuden mit einem Baualter vor 1948 wohnen, haben eine erhöhte Wahrscheinlichkeit für die Nutzung fester Brennstoffe, diese Haushalte könnten noch alte Heizungssysteme installiert haben, die zum Beispiel Kohle oder Holz als Brennstoff nutzen. Haushalte mit Baujahr nach 2011 haben eine erhöhte Wahrscheinlichkeit für

die Nutzung von Solarthermie und generell eines zweiten Heizungssystems. Der positive Zusammenhang zwischen neuen Gebäuden und der Installation von Solarthermie ist auch in [Mills et al. 2009] und [Caird et al. 2010] zu finden, wobei in [Caird et al. 2010] nicht explizit der Zusammenhang zwischen Gebäudealter und Solarthermie sondern allgemein innovativen Heizungstechnologien untersucht wird.

Im Mehrfamilienhaus und im Reihenhaus ist die Wahrscheinlichkeit der Nutzung eines zweiten Heizungssystems reduziert gegenüber dem Basisfall des Einfamilienhauses. Im Bauernhaus dagegen ist die Wahrscheinlichkeit erhöht. Sowohl Solarthermie als auch Holzkessel werden hier häufiger genutzt als im Einfamilienhaus. Zum einen ist in ländlichen Gebieten häufiger Holz als Brennstoff vorhanden, vielfach vom eigenen Grundstück, und somit auch deutlich günstiger als zu normalen Bezugskosten. Die Gebäude sind außerdem im Schnitt größer und bieten somit mehr Dachfläche für die Installation von Solarthermieanlagen. Die Größe der bewohnten Wohnung hat dementsprechend auch einen positiven Einfluss auf die Nutzung eines zweiten Heizungssystems. Dies ergibt auch die Untersuchung in [Mills et al. 2009]. In der Untersuchung von [Caird et al. 2010] ist Solarthermie allerdings nicht häufiger in ländlichen Gebieten vertreten als in städtischen Gebieten.

Ein Hochschulabschluss erhöht die Wahrscheinlichkeit für die Nutzung von Solarthermie, verringert aber die Wahrscheinlichkeit für die Nutzung von Holzkesseln. In [Mills et al. 2009] hat ein Hochschulabschluss ebenfalls einen positiven Einfluss auf die Installation von Solarthermie, der Zusammenhang zwischen Holz und dem Bildungsniveau wurde bereits bei der Analyse der Ergebnisse für das erste Heizungssystem diskutiert.

Falls das erste Heizungssystem Holz ist, ist die Wahrscheinlichkeit erhöht, dass auch Solarthermie genutzt wird. Fernwärme hingegen verringert die Wahrscheinlichkeit für die Nutzung eines zweiten Heizungssystems. Dies kann erklärt werden mit einer vermehrten Nutzung in Mehrfamilienhäusern und somit auch bei Haushalten, die insbesondere zur Miete wohnen. Bei einer Ölheizung als erstem Heizungssystem ist die Wahrscheinlichkeit für ein zweites Heizungssystem erhöht, und zwar sowohl für Solarthermie als auch Holzkessel. Wie schon bei der Analyse der Ergebnisse für das erste Heizungssystem erläutert, wurde der Zusammenhang zwischen verschiedenen Heizungssystemen in der Literatur bis jetzt nicht untersucht, so dass kein Vergleich durchgeführt werden kann.

Haushalte, die im Eigentum wohnen, haben sowohl häufiger Solarthermieanlagen installiert, als auch Holzkessel. Der Zusammenhang zwischen Eigentum und Solarthermie ist auch in [Mills et al. 2009] beschrieben.

Ein Faktor, der nur mit dem Datensatz von 2015 untersucht werden kann, ist die Korrelation zwischen einer PV-Anlage und dem zweiten Heizungssystem. Hat ein Haushalt eine PV-Anlage erhöht dies die Wahrscheinlichkeit ein zweites Heizungssystem zu haben um 3,69 %-Punkte. Die Wahrscheinlichkeit für Solarthermie ist dabei deutlich höher als für Holzkessel.

5.2.3 Zwischenfazit

Wie auch bei Photovoltaik spielen Gebäudeeigenschaften eine wichtige Rolle in Bezug auf das installierte Heizungssystem, dieser Zusammenhang wurde auch schon in vielen der untersuchten Studien dargestellt. Dabei können viele der Zusammenhänge aus der Literatur durch diese Untersuchung bestätigt werden. Beim Gebäudealter sind Unterschiede zwischen einigen der Studien und den Ergebnissen dieser Arbeit zu verzeichnen. Dies kann darauf zurückzuführen zu sein, dass in diesen Studien das Alter als kontinuierlicher Faktor in die Untersuchung mit aufgenommen wurde und der Effekt somit nur steigend oder fallend über das gesamte Spektrum der Gebäudealter

sein kann, während durch die Aufnahme des Gebäudealters in Kategorien auch über die Zeit wechselnde Effekte dargestellt werden können.

Auch wenn die Einflussfaktoren auf die installierten Heizungssysteme in verschiedenen Haushalten untersucht wurden, kann durch die Untersuchung teilweise auch darauf geschlossen werden, wo der Sanierungsstau am höchsten ist und zu wenig veraltete Heizungssysteme gegen neue ausgetauscht werden, da dort deutlich höhere Wahrscheinlichkeiten für „ältere" Technologien wie Ölkessel und Elektroheizungen vorliegen. Dies ist insbesondere bei alten Personen, Personen mit niedrigem Einkommen und Haushalten, die in einem Mietverhältnis wohnen, der Fall. Neben den Personengruppen selbst, müssen also auch die Vermieter gezielt durch Fördermaßnahmen angesprochen werden, um innovative Technologien stärker im Markt zu verbreiten und die Austauschrate zu erhöhen.

5.3 Implikationen durch die Nutzung von Zufallsvariablen im Modell

Der gewählte Modellansatz enthält Zufallsvariablen, die festlegen, welche Haushalte jedes Jahr eine Entscheidung treffen und im Heizungsmodell zusätzlich welches Entscheidungsmuster sie wählen (siehe Kapitel 4.3.3 und 4.3.5). Aufgrund dessen wird die Berechnung mehrmals durchgeführt und über alle diese Berechnungen (im Folgenden: Modellläufe) gemittelt, um die Ergebnisse reproduzierbar zu machen.

Um zu bestimmen, was eine ausreichende Anzahl an Modellläufen ist, wird die Simulation für verschiedene Anzahlen an Modellläufen jeweils dreimal durchgeführt und die relative Standardabweichung zwischen diesen drei Modellläufen wird verglichen. Ein Modelllauf bezeichnet im Folgenden also einen einzigen Lauf des Modells, während eine Simulation eine gewisse Anzahl an Modelläufen beschreibt, über die im Anschluss gemittelt wird.

Das beschriebene Verfahren wird für 1, 10 und 50 Modellläufe durchgeführt. Die relative Standardabweichung wird für jeden Zeitschritt zwischen den drei Simulationen gebildet und dann über alle Zeiträume zum einen gemittelt, zum anderen wird auch der Maximalwert betrachtet. Es werden hier beispielhaft die Ergebnisse für den SOEP Datensatz Deutschland vorgestellt. Für die beiden Datensätze, welche im Rainau Modell genutzt wurden, wurde die Untersuchung ebenfalls durchgeführt, die Ergebnisse sind im Anhang 0 dargestellt. Die Ergebnisse für den Photovoltaikmodellteil sind in Tab. 5.12 dargestellt.

Tab. 5.12: Relative Standardabweichungen zwischen den drei Simulationen für verschiedene Anzahlen an Modellläufen für das PV-Teilmodell im SOEP Deutschland Modell

Anzahl Modellläufe, über die gemittelt wird	1	10	50
Mittelwert relative Standardabweichung zwischen den drei Simulationen	0,239	0,055	0,029
Maximum relative Standardabweichung zwischen den drei Simulationen	0,464	0,127	0,062

Bei einem Modelllauf liegt die durchschnittliche Abweichung der Ergebnisse der drei Simulationen voneinander bei 23,9 % und im Maximum bei 46,6 %. Wird der Modelllauf zehnmal durchgeführt und über diese Modellläufe gemittelt, liegt die

Abweichung der drei Simulationen im Mittel bei 5,5 % und maximal bei 12,7 %. Bei 50 Wiederholungen liegt die mittlere Abweichung bei 2,9 % und geht hoch bis auf 6,2 %.

Für das erste Heizungssystem sind die Ergebnisse in Tab. 5.13 dargestellt. Da sechs verschiedene Heizungssysteme installiert werden können, können auch sechs verschiedene Standardabweichungen für jeden Zeitschritt berechnet werden. Diese werden für jede Technologie gemittelt. Die Standardabweichungen liegen für Öl, Fernwärme, Holz und Wärmepumpe in ähnlichen Größenordnungen wie für Photovoltaik. Für Gas liegen sie tiefer, weil hier auch die absoluten Werte, also die Anteile am Bestand, am höchsten sind und für Stromheizungen liegen sie höher, denn hier sind die absoluten Werte sehr klein.

Tab. 5.13: Relative Standardabweichungen zwischen den drei Simulationen für verschiedene Anzahlen an Modellläufen für das Heizungs-Teilmodell erstes Heizungssystem im SOEP Deutschland Modell

Anzahl Modellläufe, über die gemittelt wird	1	10	50
Gas: Mittelwert relative Standardabweichung	0,059	0,019	0,007
Gas: Maximum relative Standardabweichung	0,139	0,045	0,015
Öl: Mittelwert relative Standardabweichung	0,145	0,045	0,018
Öl: Maximum relative Standardabweichung	0,325	0,091	0,044
Fernwärme: Mittelwert relative Standardabweichung	0,188	0,074	0,026
Fernwärme: Maximum relative Standardabweichung	0,661	0,185	0,043
Elektro: Mittelwert relative Standardabweichung	0,787	0,344	0,167
Elektro: Maximum relative Standardabweichung	1,588	0,633	0,353
Holz: Mittelwert relative Standardabweichung	0,229	0,101	0,045
Holz: Maximum relative Standardabweichung	0,477	0,205	0,087
Wärmepumpe: Mittelwert relative Standardabweichung	0,180	0,051	0,025
Wärmepumpe: Maximum relative Standardabweichung	0,333	0,096	0,067

Zuletzt werden noch die Standardabweichungen für das Teilmodell zweites Heizungssystem diskutiert (Tab. 5.14). Diese liegen bei den jeweiligen Modellwiederholungen ebenfalls in ähnlichen Größenordnungen wie bei Photovoltaik und den meisten ersten Heizungssystemen.

Tab. 5.14: Relative Standardabweichungen zwischen den drei Simulationen für verschiedene Anzahlen an Modellläufen für das Heizungs-Teilmodell zweites Heizungssystem im SOEP Deutschland Modell

Anzahl Modellläufe, über die gemittelt wird	1	10	50
Solarthermie: Mittelwert relative Standardabweichung	0,12	0,039	0,019
Solarthermie: Maximum relative Standardabweichung	0,265	0,084	0,051
Holz: Mittelwert relative Standardabweichung	0,249	0,057	0,024
Holz: Maximum relative Standardabweichung	0,519	0,128	0,05

Auf Basis der drei Untersuchungen wird festgelegt, dass eine Simulation aus 50 Modellläufen besteht, um eine relative Standardabweichung unter 0,1 zu erreichen. Nur bei den Elektroheizungen kann dieser Wert nicht gehalten werden.

5.4 Kalibrierung des Modells

Die parametrierten Teilnutzenfunktionen werden nach dem in Kapitel 4.3.1 vorgestellten Verfahren zu einer Gesamtnutzenfunktion jeweils für PV, erstem Heizungssystem und zweitem Heizungssystem zusammengefasst. In einem nächsten Schritt erfolgt die Kalibrierung des gesamten Modells, deren Ablauf in 4.3.3 bereits kurz beschrieben wurde. In diesem Kapitel werden sowohl das detaillierte Vorgehen bei der Kalibrierung als auch deren Ergebnisse vorgestellt. Der Zeitraum der Kalibrierung ist 1998-2015.

Die Grundlage für die Kalibrierung des Modells stellt eine Modellberechnung mit einem unkalibrierten Modell dar, in dem die Kalibrierungsparameter festgelegt werden auf Basis von Annahmen und Werten aus der Parametrierung. Die Berechnung mit dem unkalibrierten Modell wird aus zwei Gründen durchgeführt. Zum einen sollte das Modell nicht nur aufgrund der Kalibrierung den historischen Ausbau korrekt wiedergeben können, sondern auch auf Basis der hinterlegten Theorie, also der Parametrierung und des im Modell abgebildeten Entscheidungsprozesses. Zweitens dient die Modellgüte des unkalibrierten Modells als Vergleich für die Modellgüte des kalibrierten Modells, um einschätzen zu können wie viel die Wiedergabe der historischen Daten durch das Modell aufgrund des Kalibrierungsprozesses verbessert werden kann.

Neben der Kalibrierung mit Daten des gesamten Zeitraumes, also von 1998-2015, wird auch eine Kalibrierung nur mit den Daten von 1998-2009 durchgeführt und der Zeitraum von 2010-2015 für die Validierung der Ergebnisse genutzt. Beide Vorgänge werden hinsichtlich der sich ergebenden Modellgüte verglichen.

5.4.1 Kalibrierungsprozess und Kalibrierungsparameter

Zur Bestimmung der Kalibrierungsparameter, welche in den Szenarien genutzt werden, werden die Kalibrierungsparameter ausgehend von Startwerten variiert. Die Startwerte sind aus dem unkalibrierten Modell übernommen. Für alle Kombinationen an Kalibrierungsparametern, für die eine Simulation durchgeführt wird, werden die historischen Installationsraten der Technologien mit den Modellergebnissen verglichen. Die Bewertung der Modellgüte erfolgt über die Methode der kleinsten Fehlerquadrate (Gl. 5.14). So kann bestimmt werden, mit welcher Kombination an

Kalibrierungsparametern der historische Verlauf durch das Modell am besten wiedergegeben werden kann.

$$Q_{Fehler} = \sum_{t=1}^{T} (\hat{y}_t - y_t)^2 \qquad \textbf{Gl. 5.14}$$

Mit:
Q_{Fehler} = Summe der kleinsten Fehlerquadrate
$\hat{y}_t$= Modellergebnis zum Zeitpunkt t
y_t = Historischer Wert zum Zeitpunkt t

Neben der Kalibrierung anhand der historischen Installationsraten, kann diese außerdem anhand der Haushalte erfolgen. Dafür wird zum Endjahr der Kalibrierung in 2015 verglichen welche Haushalte im Modell welches Heizungssystem und eine PV-Anlage installiert haben und welche Technologien sie in der Realität installiert haben. Diese akteursspezifische Kalibrierung wurde beispielhaft für Photovoltaik im Deutschland-Modell durchgeführt. Hierbei hatten die gleichen Modellkonfigurationen die kleinste Summe der Fehlerquadrate, sowohl beim Vergleich mit dem Haushaltsdatensatz als auch beim Vergleich mit den historischen Installationsraten. Dies ist darauf zurückzuführen, dass bei einem passenden zeitlichen Verlauf der Installation zum Endzeitpunkt 2015 die richtige Anzahl an Haushalten eine Photovoltaikanlage besitzt und deswegen auch die Kalibrierung anhand der Haushalte das beste Ergebnis liefert. Die Kalibrierung anhand der Haushalte erfolgt jedoch nur zum Endzeitpunkt und ist deswegen weniger genau als die Kalibrierung anhand des zeitlichen Verlaufs der Installationen. Deswegen wurde im weiteren Verlauf des Prozesses auf die Kalibrierung anhand der Haushalte verzichtet.

Die Gesamtnutzenfunktion in jedem Teilmodell setzt sich aus den Teilnutzenfunktionen nach folgendem Schema zusammen:

$$V_{i,h,t,ges} = \Omega_i + A * V_{i,h,t,Akteur} + B * V_{i,h,t,Techno} (+\Gamma * V_{i,h,t,Einstellung}) \qquad \textbf{Gl. 5.15}$$

Mit:
Ω_i = Kalibrierungsparameter alternativenspezifische Konstante
A = Kalibrierungsparameter der akteursspezifischen Teilnutzenfunktion
B = Kalibrierungsparameter der technologiespezifischen Teilnutzenfunktion
Γ = Kalibrierungsparameter der Einstellungs Teilnutzenfunktion (wenn vorhanden)

Prinzipiell kann also sowohl die alternativenspezifische Konstante Ω_i, die alle nicht wahrgenommenen Faktoren in ihren Mittelwerten enthält, als auch die Niveaus der Teilnutzenfunktionen untereinander und zur alternativenspezifischen Konstante durch eine Kalibrierung des Modells bestimmt werden. Es werden jedoch weniger Parameter in der Kalibrierung veränderbar gelassen. Der Grund ist, dass manche der Kalibrierungsparameter abhängig voneinander sind und der beste Parametersatz nicht eindeutig bestimmt werden kann, wenn nur eine einzige Zeitreihe zum Vergleich mit den Modellergebnissen genutzt wird. Dieses ist in diesem Fall die Installationsrate der Technologien.

Für Photovoltaik nimmt die Nutzenfunktion inklusive der Kalibrierungsparameter die folgende Form an:

$$V_{PV,h,t,ges} = z + a * V_{PV,h,t,Akteur} + B_1 * V_{PV,h,t,Techno,hoch} + B_2 * V_{PV,h,t,Techno,mittel} + (\Gamma * V_{PV,h,t,Einstellung}) \qquad \textbf{Gl. 5.16}$$

Mit:
z = Alternativenspezifische Konstante: wird festgesetzt
a = Kalibrierungsparameter der akteursspezifischen Teilnutzenfunktion: wird festgesetzt
B_1 = Erster Kalibrierungsparameter der technologiespezifischen Teilnutzenfunktion: veränderlich
B_2 = Zweiter Kalibrierungsparameter der technologiespezifischen Teilnutzenfunktion: veränderlich
Γ = Kalibrierungsparameter der Einstellungs Teilnutzenfunktion (wenn vorhanden): veränderlich

Groß geschriebene griechische Buchstaben kennzeichnen dabei veränderliche Kalibrierungsparameter, während klein geschriebene lateinische Buchstaben feste Parameter beschreiben, die vor der Kalibrierung festgelegt werden.

Die alternativenspezifische Konstante z wird auf den Wert aus der technologiespezifischen Teilnutzenfunktion festgelegt, welcher -2,392 ist. Das Gewicht der akteursspezifischen Teilnutzenfunktion ist auf 1 festgesetzt.

Für die technologiespezifische Teilnutzenfunktion gibt es zwei Anteile in der Gesamtnutzenfunktion. Die ursprüngliche technologiespezifische Teilnutzenfunktion ist auf Monatsbasis, im Gegensatz zur Berechnung im Gesamtmodell, welche auf Jahresbasis erfolgt. Die monatlich aufgelösten Werte der Teilnutzenfunktion müssen auf Jahreswerte zusammengefasst werden, bevor sie in der Gesamtnutzenfunktion genutzt werden können. Dies kann auf verschiedene Arten und Weisen geschehen. Zum einen wird der Mittelwert aus den monatlichen Werten für jedes Jahr berechnet ($V_{PV,h,t,Techno,mittel}$), zum anderen der Maximalwert ($V_{PV,h,t,Techno,hoch}$). Der Mittelwert steht stellvertretend für das durchschnittliche Niveau des Nutzens für jedes Jahr, während der Maximalwert in der Vergangenheit vor allem durch die Änderung der Einspeisevergütung bestimmt wurde, und somit zum Ausdruck bringt in welchen Jahren diese Änderung besonders hoch war. Beide Teilnutzenwerte werden in der Gesamtnutzenfunktion genutzt und die Gewichte beider (B_1 und B_2) sollen im Kalibrierungsprozess bestimmt werden. Im unkalibrierten Modell werden sie jeweils zu 0,5 gesetzt und somit ausgesagt, dass der technologiespezifische Nutzen und der akteursspezifische Nutzen von gleicher Bedeutung für die Entscheidung sind, außerdem hat das allgemeine Niveau des technologiespezifischen Nutzens den gleichen Einfluss wie hohe Peaks des Nutzens.

Im Rainauer Modell, welches auf dem Fragebogen basiert, wird außerdem noch das Gewicht der Einstellungs-Teilnutzenfunktion kalibriert. Zusätzlich wird die Anzahl der bewusst getroffenen Entscheidungen in der Kalibrierung bestimmt. Die Festlegung des Wertes für die Anzahl der getroffenen Entscheidungen für die Berechnung im unkalibrierten Modell unterliegt besonders großen Unsicherheiten, da es für geeignete Werte nur wenige Anhaltspunkte gibt. Für die Parametrierung der technologiespezifischen Teilnutzenfunktion ist die Annahme genutzt worden, dass jeder 10. Haushalt einmal im Jahr eine Entscheidung trifft. Im Fragebogen wurden die Rainauer Haushalte, die noch keine PV-Anlage haben, gefragt, ob sie schon mal darüber nachgedacht haben eine PV-Anlage zu installieren. Rechnet man zusammen wie viele Haushalte eine PV-Anlage haben plus wie viele bereits darüber nachgedacht haben, ergibt sich ein jährlicher Anteil an Entscheidungen von 3,4 %, unter der Annahme, dass jeder Haushalt bis jetzt erst einmal die Entscheidung getroffen hat. Der Anteil der jährlich getroffenen Entscheidungen an allen Haushalten soll also auf den Prozentsatz von 3-10 % für das unkalibrierte Modell festgelegt werden.

Die Gesamtnutzenfunktion für die Berechnungen der Entscheidung für das erste und zweite Heizungssystem sieht inklusive der Kalibrierungsparameter wie folgt aus:

$$V_{Heiz,h,t,ges} = \Omega_i + a * V_{Heiz,h,t,Akteur} + b * V_{Heiz,h,t,Techno} \qquad \textbf{Gl. 5.17}$$

Mit:
Ω_i = Alternativenspezifische Konstante: veränderlich
a = Kalibrierungsparameter der akteursspezifischen Teilnutzenfunktion: wird festgesetzt
b = Kalibrierungsparameter der technologiespezifischen Teilnutzenfunktion: wird festgesetzt

Bei den Heizungssystemen wird für alle Heizungssysteme eine alternativenspezifische Konstante Ω_i in der Kalibrierung angepasst, die Kalibrierungsparameter für die technologiespezifische (a) und die akteursspezifische Teilnutzenfunktion (b) werden auf 1 gesetzt.

5.4.2 Ergebnisse für das unkalibrierte Modell

Zunächst sollen die Ergebnisse der unkalibrierten Modelle vorgestellt und diskutiert werden.

5.4.2.1 Photovoltaik

Für Photovoltaik ergeben sich die in Abb. 5.6 dargestellten Modellergebnisse im Vergleich zu den historischen Ausbauzahlen. Dargestellt sind jeweils die jährlichen Ausbauzahlen im Modell im Vergleich zur oberen und unteren Grenze des historischen Ausbaus (siehe Kapitel 4.2.2.1 für die Bestimmung des historischen Ausbaus). Dargestellt sind keine absoluten Installationszahlen, sondern Anteile an Haushalten, die eine positive Investitionsentscheidung getroffen haben, also eine PV-Anlage in einem Jahr installiert haben, bezogen auf alle Haushalte im Modell beziehungswiese in Deutschland. Eine Modellkonfiguration beschreibt dabei ein Modell, welches mit einer bestimmten Kombination an Kalibrierungsparametern genutzt wird.

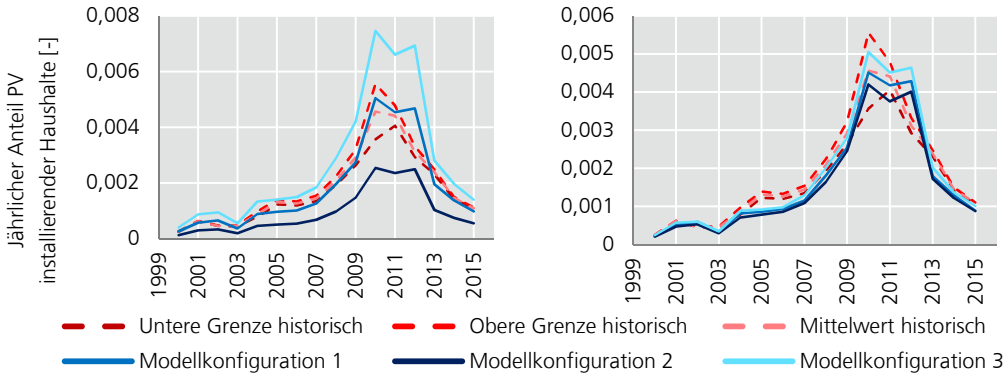


Abb. 5.6: Jährliche Anteil PV installierender Haushalte: unkalibriertes Modell (links) und Modell über die Anteile der getroffenen Entscheidungen kalibriert (rechts) im Vergleich mit der historischen Ausbaurate für den Zeitraum 2000-2015

Im linken Diagramm sind alle Kalibrierungsparameter wie in 5.4.1 beschrieben festgesetzt worden, der Anteil der Entscheidungen wurde auf die oben begründeten Annahmen 10 %, 3,4 % und den Mittelwert 6,7 % festgelegt. Im rechten Diagramm wurde einzig der Anteil der Entscheidungen als Kalibrierungsparameter offen gelassen. Dadurch kann die Abbildung der historischen Daten durch die Simulation bereits deutlich verbessert werden. Der Anteil der Entscheidungen liegt in diesem Fall bei 5,5 % bis 6,5 % bei den drei Modellkonfigurationen, für die das Modell jeweils an die untere historische Ausbaukurve, die obere historische Ausbaukurve und den Mittelwert aus den beiden angepasst wurde. Die Kalibrierungsparameter, die die beste Modellanpassung liefern, werden auf Basis einer Auswertung der kleinsten Fehlerquadrate ausgewählt (Gl. 5.14), für die Darstellung hier im Text wird jedoch der

Root Mean Square Error (RMSE) verwendet, da seine Werte etwas einfacher zu interpretieren sind, da die Summe der Fehlerquadrate noch auf die Anzahl der Beobachtungen normalisiert wird (Gl. 5.18).

$$\mathrm{RMSE} = \sqrt{\frac{\sum_{t=1}^{T}(\hat{y}_t - y_t)^2}{T}} \qquad \textbf{Gl. 5.18}$$

Mit:
RMSE = Root Mean Square Error
$\hat{y}_t$ = Modellergebnis zum Zeitpunkt t
y_t = Historischer Wert zum Zeitpunkt t
T = Gesamtanzahl Zeitpunkte

Für die drei Modellkonfigurationen im rechten Diagramm liegt der RMSE zwischen 0,00039 und 0,00043251. Die Einheit ist dabei die gleiche wie die der ursprünglichen Werte, also Anteile PV installierender Haushalte. Durch die kleinen Werte fällt die Interpretation schwer, weswegen für Photovoltaik auch der NRMSE zur Bewertung herangezogen werden soll (siehe Gl. 5.2 in 5.1.1). Der NRMSE bezieht den RMSE auf den Bereich, in dem sich die Vergleichsdaten im betrachteten Zeitraum bewegen, und beschreibt somit den Fehler in der Einheit Prozent.

Der NRMSE der drei Konfigurationen für das unkalibrierte Modell (linkes Diagramm) liegt bei ca. 22 % für den oberen (Modellkonfiguration 3) und unteren Ausbau (Modellkonfiguration 2), für den mittleren Ausbau liegt der NRMSE bei 10,3 %. Mit der Kalibrierung über den jährlichen Anteil installierender Haushalte, liegt der NRMSE bezogen auf die Installationen zwischen 8,1 % und 10,7 %.

Zusätzlich zur Kalibrierung über die jährlichen Ausbauzahlen wurde auch eine Bewertung der Summe der kleinsten Fehlerquadrate zwischen dem Modell und dem kumulierten Ausbau durchgeführt (Abb. 5.7). Das Modell ist besser in der Lage den kumulierten Ausbau wiederzugeben, da eine Über- und Unterschätzung des Ausbaus in einzelnen Jahren in der Summe ausgeglichen wird. Der NRMSE liegt bei 20-30 % für das unkalibrierte Modell für Modellkonfiguration 2 und 3, für Modellkonfiguration 1 liegt er bei 2 % (linke Seite in Abb. 5.7). Für das über die Anzahl der Entscheidungen kalibrierte Modell (rechte Seite in Abb. 5.7) liegt er zwischen 4 % und 4,6 %.

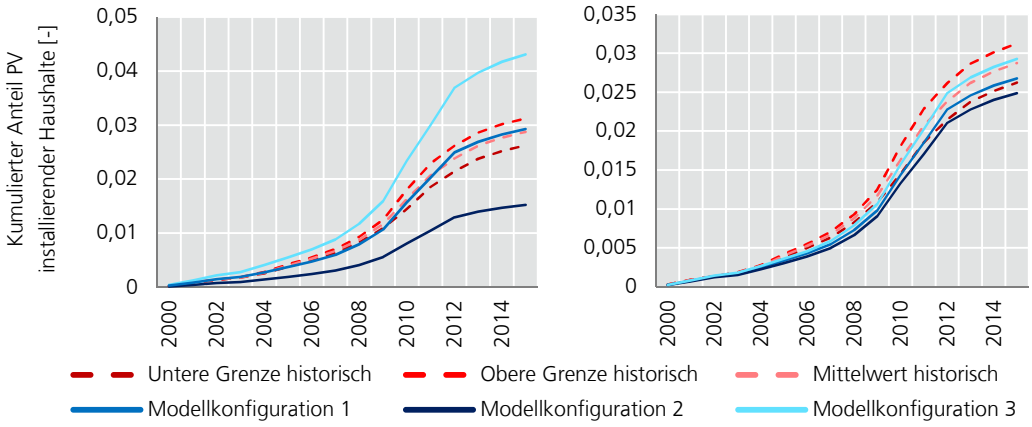


Abb. 5.7: Kumulierter Anteil PV installierender Haushalte: unkalibriertes Modell (links) und Modell über die Anteile der getroffenen Entscheidungen kalibriert (rechts) im Vergleich mit der historischen Ausbaurate für den Zeitraum 2000-2015

5.4.2.2 Heizungssysteme

Für die Berechnung des Ausbaus der Heizungssysteme werden im unkalibrierten Modell die alternativenspezifischen Konstanten Ω_i aus der akteursspezifischen Teilnutzenfunktion entnommen. Wie auch bei Photovoltaik kann der Vergleich des Modells mit den historischen Daten sowohl über die jährlichen Neuinstallationen als auch über den gesamten Bestand erfolgen. Für den Vergleich der Installationen liegen zwei historische Datensätze vor, die Daten des [BDEW 2017] und des [BDH 2015], die für die Berechnung der Summe der kleinsten Fehlerquadrate (und auch der RMSE's) genutzt werden können (siehe Kapitel 4.2.2.3. zur Berechnung dieser Datenbasis). Die Fehlerquadrate werden in diesem Fall bezogen auf die einzelnen Datensätze des BDH und BDEW und auf den Mittelwert aus den Datensätzen für jedes Jahr berechnet. Für den Vergleich des Bestandes im Modell mit den historischen Daten können die Daten des [BDEW 2017] genutzt werden.

Die alternativenspezifischen Konstanten für alle Heizungstechnologien mit den dazugehörigen RMSE Werten bezogen auf die Installationen sind in Tab. 5.15 dargestellt. Bei der Bewertung des Heizungsmodells wird der NRMSE nicht genutzt, da er den Vergleich der Fehler zwischen verschiedenen Heizungssystemen erschwert, da sie unterschiedliche Anteile an Bestand und Installationen haben, die zur Bildung des NRMSE genutzt werden. Der RMSE stellt die Abweichung in Prozentpunkten der Installation beziehungsweise des Bestandes des Modells von den historischen Werten dar.

Tab. 5.15: Unkalibriertes Modell: alternativenspezifische Konstanten für alle Heizungstechnologien und die RMSE Werte der Modellergebnisse im Vergleich zu den historischen Daten

Heizungs-system	Alternativen-spezifische Konstante	RMSE bezogen auf die Installation [-]	RMSE bezogen auf den Bestand [-]
Gaskessel	0	0,041-0,114	0,016
Ölkessel	-0,18	0,046-0,062	0,011
Fernwärme	-1,31	0,031	0,012
Elektroheizung	-1,77	0,015	0,022
Holzkessel	-1,9	0,015-0,052	0,015
Wärmepumpe	-4,58	0,035	0,007
Solarthermie (zweites)	-3,66		0,014
Holzkessel (zweites)	-3,088		0,0072

Der durchschnittliche RMSE über alle Technologien für das unkalibrierte Modell beträgt bezogen auf die Installationen 0,0379 und bezogen auf den Bestand 0,0148. Damit kann das Modell als gute Näherung betrachtet werden, durch die Kalibrierung soll der Fehler noch reduziert werden.

5.4.3 Ergebnisse für das kalibrierte Modell

Auf Basis der Auswertungen der Ergebnisse der unkalibrierten Modelle werden in einem nächsten Schritt die Modelle unter Variation der Kalibrierungsparameter an die historischen Daten angepasst. Für jedes Teilmodell (PV, erstes Heizungssystem, zweites Heizungssystem) werden drei Sätze an Kalibrierungsparametern, also drei Modellkonfigurationen, für die Verwendung in den Szenarien ausgewählt.

5.4.3.1 Photovoltaik

Für Photovoltaik werden zusätzlich zum Anteil der entscheidenden Haushalte die Gewichte B_1 und B_2 der technologiespezifischen Teilnutzenfunktion verändert wie in Gl. 5.16 dargestellt. Wieder werden durch eine Berechnung und Analyse der kleinsten Fehlerquadrate die Modellkonfigurationen ausgewählt, die die beste Anpassung an die historischen Ausbauzahlen zeigen.

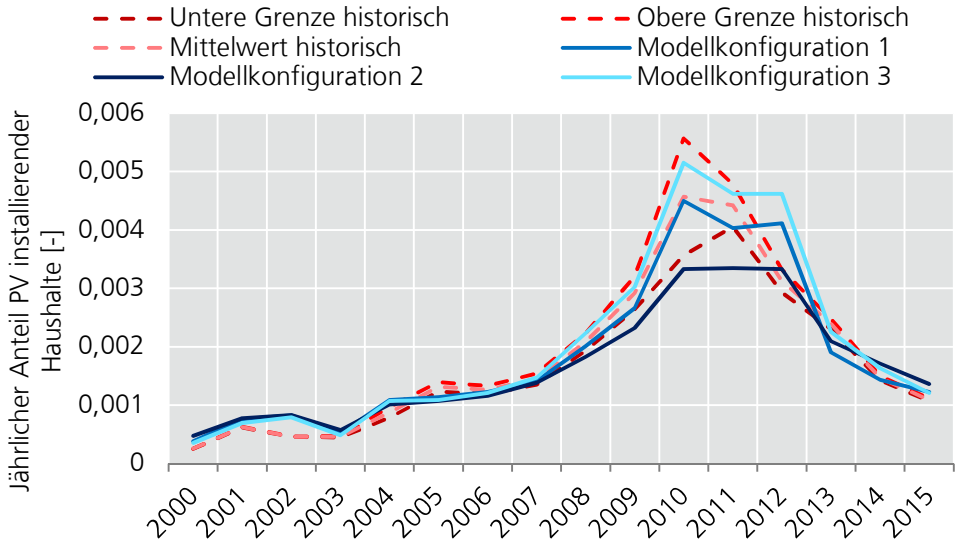


Abb. 5.8: Jährlicher Anteil PV installierender Haushalte: kalibrierte Modellkonfigurationen für Photovoltaik im Vergleich mit der historischen Ausbaurate für den Zeitraum 2000-2015

Das Modellergebnis für die jährlichen Anteile PV installierender Haushalte an allen Haushalten im Vergleich zu den historischen Installationsanteilen ist in Abb. 5.8 dargestellt. Optisch passen die drei Modellkonfigurationen gut zu den historischen Daten, lediglich die Maxima sowohl der oberen als auch der unteren Grenze der historischen Ausbaukurve können nicht getroffen werden. Auch wird der Ausbau in den Modellkonfigurationen 1 und 3 im Jahr 2012 überschätzt. Der RMSE liegt zwischen 0,00029 und 0,00037 der NRMSE liegt zwischen 7 % und 7,6 %.

Zusätzlich soll die kumulierte Ausbaukurve mit den historischen Daten verglichen werden, in dieser werden Abweichungen einzelner Jahre weniger sichtbar, dafür kann besser verglichen werden, inwiefern die Gesamtinstallation von PV in einem längeren Zeitraum durch das Modell wiedergegeben werden kann. Diese Information ist für die langfristige Prognose weitaus entscheidender (Abb. 5.9).
Der optische Vergleich für die Wiedergabe der kumulierten Installationen durch das Modell zeigt, dass die drei Konfigurationen sehr gut die historischen Daten wiedergeben können. Der NRMSE ist dementsprechend niedrig zwischen 1,4 % und 2,5 %.

Insgesamt kann durch eine Veränderung der Kalibrierungsparameter der technologiespezifischen Teilnutzenfunktionen der Standardfehler gegenüber dem Modell, in dem nur der Anteil der Entscheidungen variiert wird, noch verbessert werden. Bei der Berechnung des kumulierten Ausbaus um ca. 46 %-65 % bezogen auf den Ausgangswert von 4 %-4,6 %. Jedoch sind die Änderungen nicht mehr so groß wie durch die Variation des Anteils der Entscheidungen. Soll das Modell möglichst einfach gehalten werden, könnte auf die Variation der Kalibrierungsparameter der technologiespezifischen Teilnutzenfunktionen auch verzichtet werden.

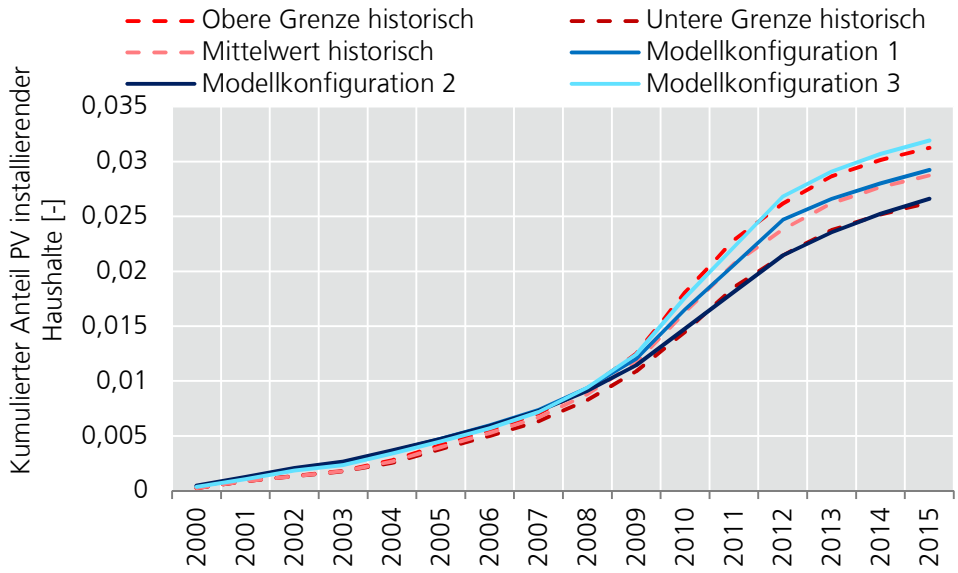


Abb. 5.9: Kumulierter Anteil PV installierender Haushalte: kalibrierte Modellkonfigurationen für Photovoltaik im Vergleich mit der historischen Ausbaurate für den Zeitraum 2000-2015

Neben der guten Abbildung des gesamten Ausbaus, kann auch validiert werden, ob der Ausbau zum einen bei den Mehrfamiliengebäuden und zum anderen bei den Einfamiliengebäuden im Modell zu den historischen Werten passt. Im niedrigen Ausbauszenario im Modell (Modellkonfiguration 2 in Abb. 5.8 und Abb. 5.9) liegt der Ausbau auf Einfamiliengebäuden bei 988.655 bis Ende 2015, in Deutschland lag er bei 910.702 [BNetzA 2000-2018], also 8 % niedriger. Der Ausbau auf Einfamiliengebäuden wird also leicht überschätzt. Auf Mehrfamiliengebäuden wird er unterschätzt. Im unteren historischen Ausbaupfad für Deutschland liegt die Anzahl der Installationen von Anlagen mit einer Größe von 10-40 kW bei 134.234, im Modell liegt sie bei 99.567, also 25 % niedriger. Da die Anlagen auf Mehrfamiliengebäuden größer sind, wird dadurch die kumulierte installierte Leistung im Jahr 2015 durch das Modell leicht unterschätzt mit 7873 MW im Modell im Vergleich zu 8200 MW in der Realität.

Für das kalibrierte Modell ergeben sich die folgenden Kalibrierungsparameter in den drei Konfigurationen (Tab. 5.16). Die dazugehörige Gesamtnutzenfunktion ist in Gl. 5.16 dargestellt.

Die beispielhaften Werte der Teilnutzenfunktionen für die Jahre 2000 und 2010 zeigen das Verhältnis der einzelnen Teile der Gesamtnutzenfunktion zueinander, dies gibt Aufschluss darüber welche Anteile der Gesamtnutzenfunktion den Ausbau der Technologie wie beeinflussen. Die Berechnung der Installationswahrscheinlichkeit aus der Gesamtnutzenfunktion erfolgt nach Gl. 4.13.

Würde die Nutzenfunktion ausschließlich aus der alternativenspezifischen Konstante z_i bestehen, dann läge die Installationswahrscheinlichkeit bei 8,4 % für die Haushalte, die ausgewählt wurden, eine Entscheidung zu treffen. In den frühen Jahren ist diese Wahrscheinlichkeit reduziert durch die technologiespezifische Teilnutzenfunktion. Wird z_i, $V_{Techno,mean}$ und $V_{Techno,high}$ in der Gesamtnutzenfunktion genutzt, führt dies zu einer Installationswahrscheinlichkeit von 1,5 % im Jahr 2000, in 2010 liegt diese bei 16,5 %. Durch Hinzufügen der akteursspezifischen Teilnutzenfunktion (hier beispielhaft die von Ölkessel, plus PV und Solarthermie aufgeführt) kann sich zum Beispiel in 2010 die Wahrscheinlichkeit bei unterschiedlichen Haushalten zwischen 8,08 % und 71,8 % bewegen, vor allem zum positiven kann die akteursspezifische Teilnutzenfunktion die Gesamtnutzenfunktion in diesem Fall stark beeinflussen.

Tab. 5.16: Kalibrierungsparameter in den drei Modellkonfigurationen für das PV-Teilmodell Deutschland und beispielhafte Werte der Teilnutzenfunktionen für zwei ausgewählte Jahre

Werte der Kalibrierungsparameter					
	z_i	a	B_1	B_2	Anteil Entscheidungen
Niedriger Ausbau	-2,392	1	0,5	0,2	0,065
Mittlerer Ausbau	-2,392	1	0,25	0,5	0,055
Hoher Ausbau	-2,392	1	0,5	0,4	0,075
Werte der Teilnutzenfunktionen für zwei ausgewählte Jahre für den mittleren Ausbau					
	z_i	V_{Akteur} (Öl_PV_ST)	$V_{Techno,mean}$	$V_{Techno,high}$	
2000	-2,392	-0,836 bis 2,57	-0,558	-1,265	
2010	-2,392	-0,808 bis 2,56	-0,07	0,839	

5.4.3.2 Heizungssysteme

Für die Heizungssysteme werden die berechneten Modellkonfigurationen ebenfalls sowohl mit den historischen Installationsraten als auch mit dem Anteil des jeweiligen Heizungssystems am Bestand für jedes Jahr verglichen. Zur Erklärung der historischen Vergleichsdaten sei auf 4.2.2.3 verwiesen, dort wird auch auf die Grundlagen und Unterschiede der beiden Datenbasen von [BDEW 2017] und [BDH 2015] eingegangen und worin diese begründet sind.

Gaskessel

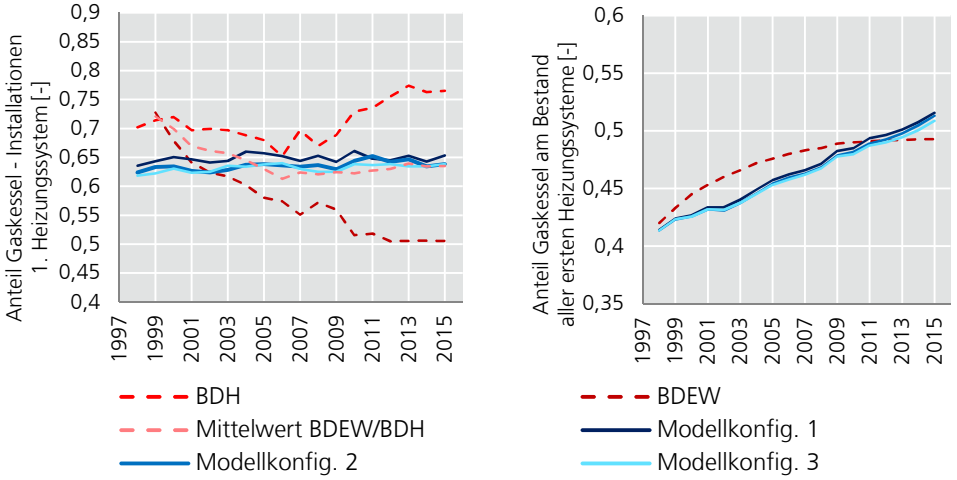


Abb. 5.10: Vergleich der Modellergebnisse für das kalibrierte Modell für Gaskessel für den Anteil an den jährlichen Installationen und den Anteil am Bestand aller ersten Heizungssysteme mit den historischen Daten

Im optischen Vergleich der Simulationsergebnisse mit den historischen Werten für die Technologie Gaskessel (Abb. 5.10), passen die Installationsraten sehr gut zum Mittelwert aus den beiden historischen Datensätzen. Der Datensatz des BDH gibt steigende Installationsraten an, während die Daten des BDEW sinkende Installationsraten zeigen. Da das Modell an den Mittelwert aus beiden Datensätzen

angepasst wird, ergibt sich ein gleichbleibendes Installationsniveau in allen drei Modellkonfigurationen bei einem Wert um die 0,65. Der RMSE bezogen auf den Mittelwert liegt zwischen 0,031 und 0,034. Für den Vergleich mit dem Anteil am Bestand stehen nur die Daten des BDEW zur Verfügung, der historische Anteil am Bestand flacht zum Ende des Betrachtungszeitraumes ab, während die Modellergebnisse eine gleichleibende Steigung zeigen. Der Standardfehler liegt bei 0,017-0,018.

Ölkessel

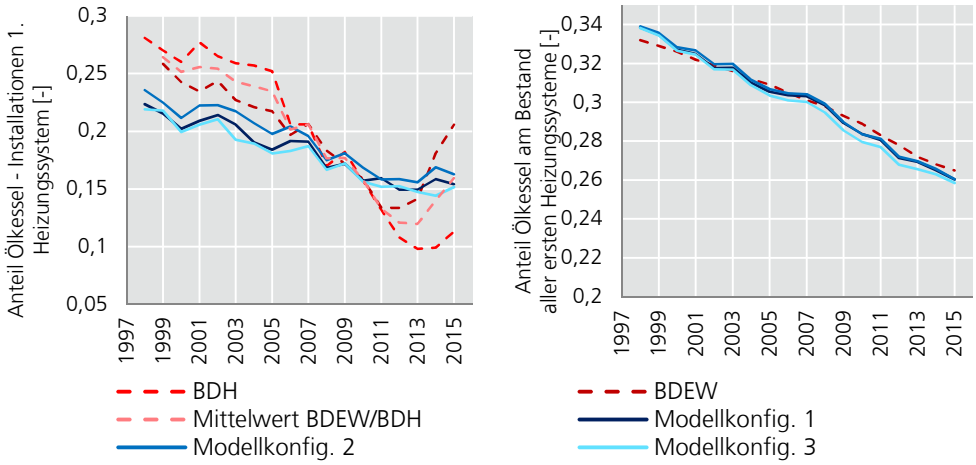


Abb. 5.11: Vergleich der Modellergebnisse für das kalibrierte Modell für Ölkessel für den Anteil an den jährlichen Installationen und den Anteil am Bestand aller ersten Heizungssysteme mit den historischen Daten

Beim Vergleich der Modellergebnisse mit den historischen Installationsanteilen für Ölkessel fällt optisch auf, dass der Abfall der Installationsrate im Modell und den BDEW Daten geringer ist, als es die historischen Daten des BDH zeigen (Abb. 5.11). Während bei den historischen Daten gegen Ende des Betrachtungszeitraumes die Installation wieder ansteigt kann dies bei den Modellergebnissen nicht beobachtet werden (RMSE Mittelwert zwischen 0,027 und 0,034). Der Anteil der Ölkessel am Bestand kann wiederum sehr gut durch das Modell wiedergegeben werden, dies zeigt auch der niedrige RMSE von 0,003 bis 0,005. Die bessere Passweise beim Anteil am Bestand als bei den Installationsraten (vor allem des BDH) kann unter anderem darauf zurückgeführt werden, dass die Austauschrate im Modell auf 3,27 % festgesetzt ist. Dieser Wert ist nicht technologiespezifisch. Es kann jedoch davon ausgegangen werden, dass sich dieser für verschiedene Technologien unterscheidet. Ältere Technologien wie Elektroheizungen und Ölkessel werden höhere Austauschraten aufweisen als neue Technologien wie Wärmepumpen oder Technologien mit einer längeren Lebensdauer wie Fernwärmeanschlüsse. Deswegen ist der Abfall bei den BDEW Installationsdaten auch geringer als bei den BDH Daten, da diese auch mit einer Austauschrate von 3,27 % aus den Bestandsdaten berechnet wurden (siehe Kapitel 4.2.2.3).

Bei Holzkesseln liegt eine hohe Abweichung zwischen den beiden historischen Datensätzen vor (Abb. 5.12). Die BDEW Installationsraten sind aus den Daten zum Bestand berechnet worden, so dass nahe liegt, dass die Annahmen, die zur Berechnung der Daten getroffen wurden in diesem Fall nicht stimmen. In den historischen Bestandsdaten fällt der Anteil der Holzheizungen zunächst ab, um dann wieder anzusteigen. Der Grund für den Abfall ist, dass diese Daten nicht nur Holzkessel enthalten, sondern alle Heizungssysteme, welche mit festen Brennstoffen betrieben werden, also zum Beispiel auch Kohle. Diese Heizungssysteme wurden Ende der 90er Jahre gegen moderne Systeme ausgetauscht. Der Anstieg der Installationszahlen ab Mitte der 2000er ist auf einen Anstieg der Installation von Holzkesseln zurückzuführen. Inwiefern die Installationsrate nach 2007 auf dem Niveau der BDH Daten lag oder der

BDEW Daten kann nicht überprüft werden, der sehr starke Anstieg und dann wieder Abfall bei den BDEW Daten erscheint jedoch extrem, so dass das Modell an die BDH Installationsraten angepasst wurde, der RMSE beträgt hier 0,016.

Holzkessel

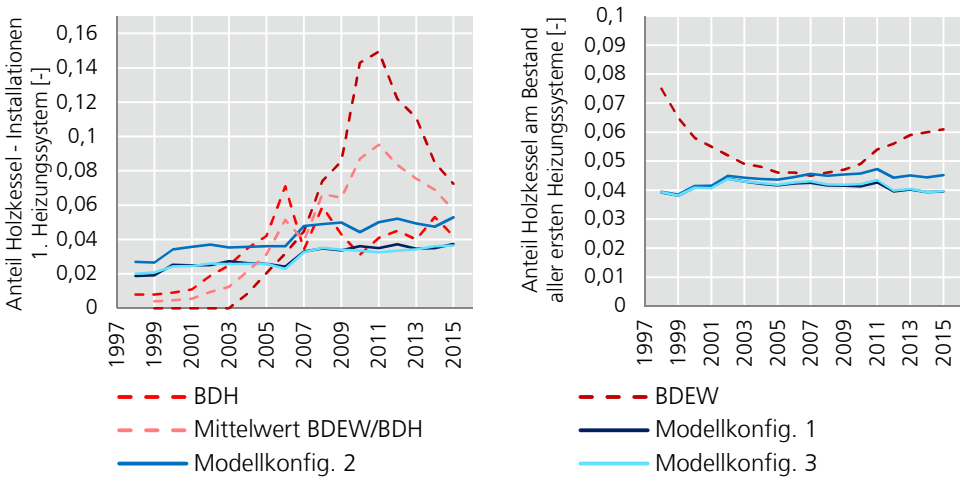


Abb. 5.12: Vergleich der Modellergebnisse für das kalibrierte Modell für Holzkessel für den Anteil an den jährlichen Installationen und den Anteil am Bestand aller ersten Heizungssysteme mit den historischen Daten

Wärmepumpen

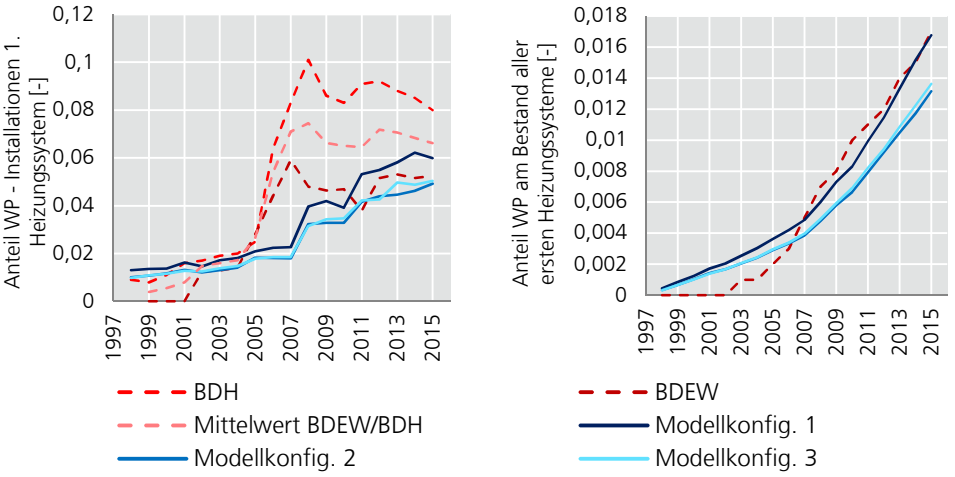


Abb. 5.13: Vergleich der Modellergebnisse für das kalibrierte Modell für Wärmepumpen für den Anteil an den jährlichen Installationen und den Anteil am Bestand aller ersten Heizungssysteme mit den historischen Daten

Auch bei den Wärmepumpen zeigt der Vergleich der beiden historischen Datenbasen Diskrepanzen, diesmal liegen die BDH Installationsraten höher als die des BDEW (Abb. 5.13). Die Modellergebnisse, angepasst an den Mittelwert aus beiden erreichen dabei nur das Niveau der BDEW Installationsraten. Zu beachten bei einem Vergleich mit den Daten des BDH ist immer, dass diese nur 4 verschiedene Systeme enthalten, deren Installationsrate zusammen 1 ergeben muss, während beim BDEW und in dieser Arbeit 6 verschiedene Systeme betrachtet werden. Dadurch liegen die Installationsraten des BDH natürlicherweise höher. Auf den Mittelwert der Installationsraten aus BDH und BDEW bezogen ergibt sich ein RMSE von 0,02 bis 0,025. Sowohl in den BDH als auch den BDEW Daten steigt der Ausbau ab 2005 an, während er es im Modell erst ab 2007 tut. Modellkonfiguration 1 kann am besten den Anteil der Wärmepumpen am Bestand beschreiben, der Wert in 2015 liegt exakt aufeinander. In der Gesamtbetrachtung ist

die Veränderung des Anteils am Bestand im Modell etwas flacher und startet dafür früher als es die historischen Daten zeigen. Der RMSE für den Anteil am Bestand liegt zwischen 0,0012 und 0,0023.

Fernwärme

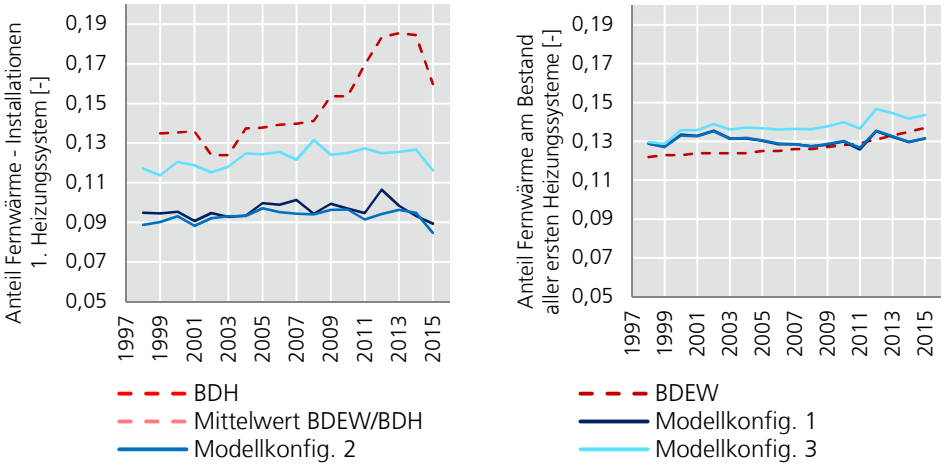


Abb. 5.14: Vergleich der Modellergebnisse für das kalibrierte Modell für Fernwärmeanschlüsse für den Anteil an den jährlichen Installationen und den Anteil am Bestand aller ersten Heizungssysteme mit den historischen Daten

Im optischen Vergleich mit der historischen Installationsrate fällt bei Fernwärme auf, dass die Modellergebnisse deutlich niedriger liegen, als die historischen Daten (Abb. 5.14). Der Bestand im Vergleich zwischen Modell und historischen Werten passt besser zueinander. Dies ist darauf zurückzuführen, dass jedes Jahr ein gewisser Teil der Haushalte aus dem Datensatz ausscheidet, wie in Kapitel 4.3.3 beschrieben, da diese ab dem Folgejahr nicht mehr an der Befragung teilgenommen haben und somit keine aktuellen akteursspezifischen Daten über sie bekannt sind. Diese Haushalte haben unterdurchschnittlich häufig Fernwärme, so dass die im Datensatz verbleibenden Haushalte überdurchschnittlich häufig Fernwärme haben und trotz niedrigerer Installationsrate der Anteil am Bestand konstant auf 13 % verbleibt. Dementsprechend ergibt sich ein RMSE von 0,032 bis 0,059 beim Vergleich mit der Installationsrate, jedoch ein RMSE von 0,0058 bis 0,011 beim Vergleich mit dem Bestand.

Elektroheizung

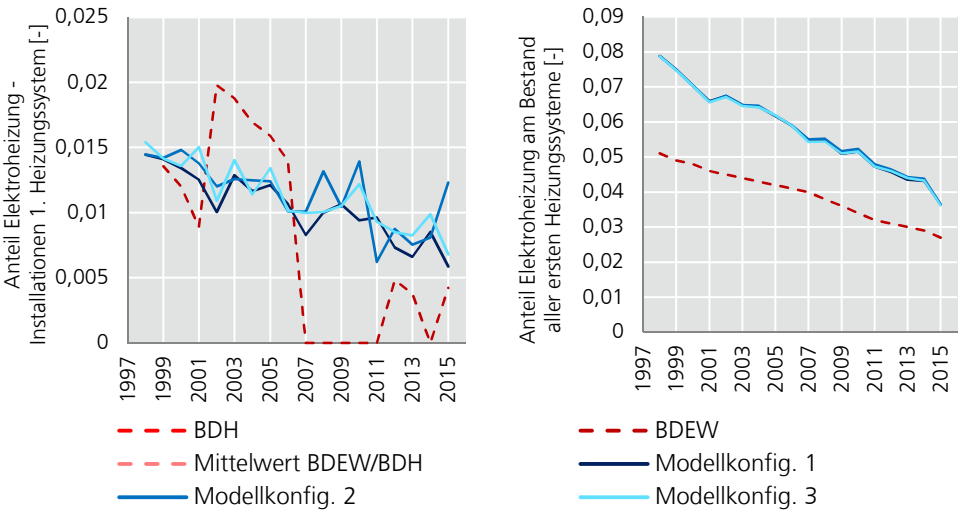


Abb. 5.15: Vergleich der Modellergebnisse für das kalibrierte Modell für Elektroheizungen für den Anteil an den jährlichen Installationen und den Anteil am Bestand aller ersten Heizungssysteme mit den historischen Daten

Bei den Elektroheizungen liegen die Installationsraten der drei Modellkonfigurationen und der historischen Daten auf einem ähnlichen Niveau (Abb. 5.15). Wie jedoch auch schon bei Ölkesseln ist die durchschnittliche Austauschrate der Heizungssysteme nicht repräsentativ für Elektroheizungen. Aufgrund der stark angestiegenen Nachtstrompreise (siehe auch 4.2.2.3) und der größtenteils veralteten Technik kann davon ausgegangen werden, dass die Austauschrate bei Elektroheizungen höher liegen wird. Dies führt dazu, dass die berechnete Installationsrate sogar unter null fällt, die Werte wurden dann in der Datenaufbereitung auf null gesetzt. Auffällig beim Vergleich des Bestands ist, dass im SOEP Datensatz ein deutlich höherer Anteil an Elektroheizungen in 1998 vorliegt als in den BDEW Daten. Der RMSE für die Installationsrate liegt bei 0,007; für den Anteil am Bestand liegt er bei 0,018.

Die Durchschnitts-RMSE über alle Anlagen liegen bezogen auf die Installation bei 2,9 %-Punkten bis 3,3 %-Punkten und bezogen auf den Anteil am Bestand bei 1,2 %-Punkten bis 1,3 %-Punkten. Sie können durch die Kalibrierung bezogen auf die Installation also um ca. 1 %-Punkt und bezogen auf den Anteil am Bestand um 0,2 %-Punkte - 0,3 %-Punkte verringert werden.

Bei der Kalibrierung für den Modellteil zweites Heizungssystem stehen zum Vergleich keine Installationszahlen als Anteile aller installierten zweiten Heizungssysteme zur Verfügung. Verglichen werden die Modellergebnisse mit dem Bestand der zweiten Heizungssysteme in SOEP, hier stehen Werte in den Jahren 1998, 2003 und 2015 zum Vergleich zur Verfügung, wobei die Werte aus 1998 als Startwerte in der Simulation genutzt werden (Abb. 5.16).

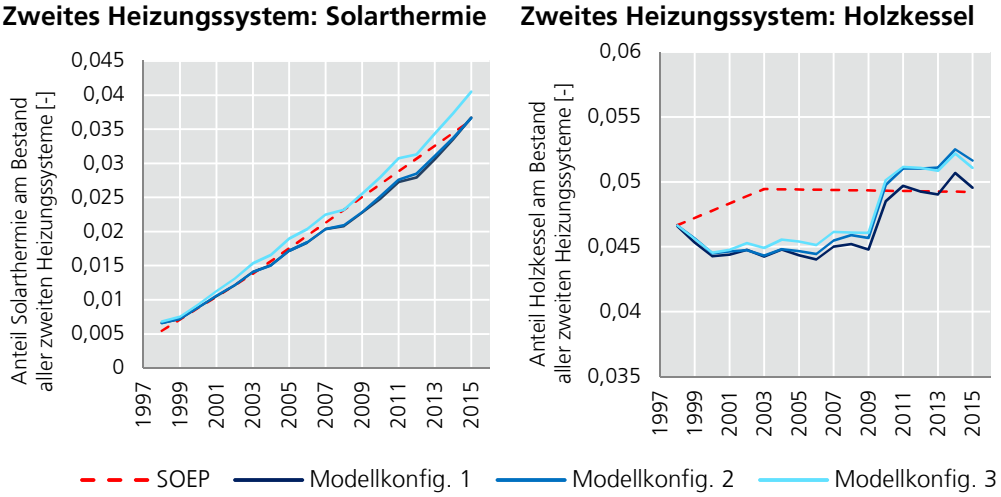


Abb. 5.16: Vergleich der Modellergebnisse für das kalibrierte Modell für Solarthermie und Holzheizungen für den Anteil am Bestand aller zweiten Heizungssysteme mit den historischen Daten

Optisch passen die Modellergebnisse für Solarthermie gut zum Bestand in SOEP, bei Holz als zweitem Heizungssystem ist zwar der Anteil am Bestand gegen Ende des Betrachtungszeitraumes der gleiche wie im Modell, jedoch ist der Verlauf verschieden. Für das Jahr 2003 liegt der Anteil im SOEP Datensatz über dem aus 1998 bei 0,049, während er im Modell zunächst absinkt auf einen Wert von 0,04, bevor er dann in 2009 wieder ansteigt. Der RMSE für Solarthermie liegt zwischen 0,0003 und 0,0031. Für Holz liegt er zwischen 0,0035 und 0,0037.

Die gewählten Kalibrierungsparameter für die Modellteile erstes und zweites Heizungssystem und beispielhafte Werte für die Teilnutzenfunktionen für das erste Heizungssystem sind in Tab. 5.17 dargestellt.

Tab. 5.17: Kalibrierungsparameter in den drei Modellkonfigurationen für die Teilmodelle erstes und zweites Heizungssystem Deutschland und beispielhafte Werte der Teilnutzenfunktionen für Ölkessel und Wärmepumpen für zwei ausgewählte Jahre

	$\Omega_{Öl}$	$\Omega_{Fern\ wärme}$	$\Omega_{Elektro\ heizung}$	Ω_{Holz}	$\Omega_{Wärme\ pumpe}$	
Modell-konfiguration 1	0,05	-1,7	-4	-2	-2,1	
Modell-konfiguration 2	0,15	-1,7	-3,5	-1,5	-2,3	
Modell-konfiguration 3	0,05	-1,3	-3,5	-2	-2,3	
	Ω_{ST}	$\Omega_{Holz\ 2}$				
Modell-konfiguration 1	-2,65	-2,45				
Modell-konfiguration 2	-2,65	-2,4				
Modell-konfiguration 3	-2,5	-2,35				
Werte der Teilnutzenfunktionen für zwei ausgewählte Jahre für Ölkessel und Wärmepumpen für die Teilnutzenfunktion erstes Heizungssystem						
	$\Omega_{Öl}$	$V_{Akteur,Öl}$ Mit PV und ST	$V_{Techno,\ Öl}$	$\Omega_{Wärme\ pumpe}$	$V_{Akteur,\ Mit\ WP}$ PV und ST	$V_{Techno,\ WP}$
2000	0,05	-1,92 bis 0,7	2,34 bis 2,45	-2,1	-1,12 bis 3,43	-0,105
2010	0,05	-1,92 bis 0,54	2,21 bis 2,22	-2,1	-0,88 bis 3,36	0,89 bis 0,97

Die Wahrscheinlichkeit für Ölkessel auf Basis der alternativenspezifischen Konstante liegt bei 42 %, die von Wärmepumpen bei 4,8 %. Die technologiespezifischen Teilnutzenfunktionen unterscheiden sich zwischen den verschiedenen Haushalten nur sehr wenig, da sich nur die Kosten in Abhängigkeit des Gebäudetyps unterscheiden. Für die Wärmepumpe ist die technologiespezifische Teilnutzenfunktion in 2000 für alle Haushalte gleich, da dies für alle Haushalte die teuerste Technologie ist und die Kosten für alle Technologien bei jedem Haushalt mit dem höchsten Wert normiert werden. Wird die technologiespezifische Teilnutzenfunktion der Gesamtnutzenfunktion für die Berechnung der Wahrscheinlichkeiten hinzugefügt, dann beträgt die durchschnittliche Wahrscheinlichkeit für Ölkessel im Jahr 2000 36,2 % und für Wärmepumpen 0,35 %. Im Jahr 2010 ist die Wahrscheinlichkeit für Ölkessel 30,3 % und für Wärmepumpen 0,98 %. Die Wahrscheinlichkeit für Wärmepumpen ist also gestiegen, während sie für Ölkessel gesunken ist.

Durch Hinzufügen der akteursspezifischen Teilnutzenfunktion verschiebt sich die Wahrscheinlichkeit zwischen den Haushalten und den Technologien. Im Jahr 2000 liegt sie für Ölkessel zwischen 6,6 % und 35,6 %, für Wärmepumpen zwischen 0,814 % und 39 %. In 2010 liegt die Wahrscheinlichkeit für Ölkessel inklusive Betrachtung der akteursspezifischen Teilnutzenfunktion bei 2,8 % bis 24,7 %, für Wärmepumpen bei 2,6 % bis 60,9 %. Gerade bei den Wärmepumpen ist die Spannbreite der Wahrscheinlichkeiten groß, die Haushaltsspezifika haben einen großen Einfluss darauf, welche Technologien mit welcher Wahrscheinlichkeit installiert werden. Wichtig zu beachten ist jedoch, dass diese Untersuchung nur für das Entscheidungsmuster 2 gilt, denn nur in diesem Entscheidungsmuster wird die reine Nutzenmaximierung angewendet (siehe Kapitel 4.3.5).

5.4.4 Ergebnisse für die Kalibrierung mit Daten von 1998-2009

Sowohl für das Photovoltaik-Teilmodell als auch für das Teilmodell Heizungssysteme wird außerdem die Kalibrierung mit den ersten zwölf (beziehungsweise 10 für PV) Datenpunkten durchgeführt, und die Daten aus dem zweiten Zeitraum für die Validierung genutzt, um zu analysieren, ob das Modell in der Lage ist, kurzfristige Entwicklungen wiederzugeben (2010-2015).

5.4.4.1 Photovoltaik

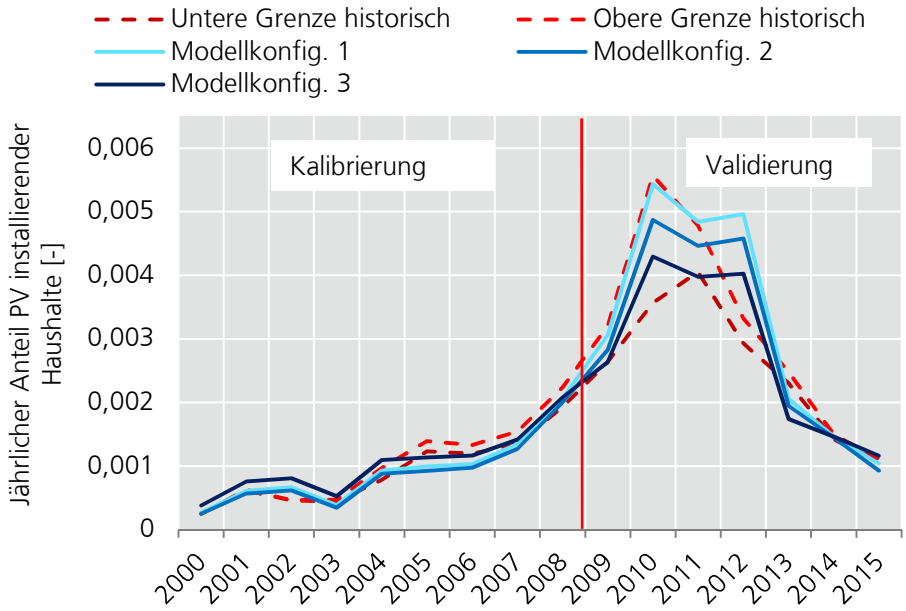


Abb. 5.17: Jährlicher Anteil PV installierender Haushalte: Ergebnisse des PV Modells im Vergleich mit den historischen Daten für den Zeitraum 2000-2015, kalibriert mit den Daten von 2000-2009

In Abb. 5.17 ist das Ergebnis der Kalibrierung im Vergleich zu den historischen Ausbauzahlen für den jährlichen Anteil PV installierender Haushalte dargestellt. Der NRMSE bezogen auf die Installation liegt zwischen 7,8 % und 9,6 %, bezogen auf den kumulierten Ausbau (nicht dargestellt) zwischen 1,7 % und 2,1 %. Diese Werte liegen etwas höher als für das Modell, welches mit allen Daten kalibriert wurde, aber besonders die NRMSE Werte bezogen auf den kumulierten Ausbau weisen akzeptable Werte auf. Das Modell ist also in der Lage kurzfristige Prognosen der zukünftigen Entwicklung zu treffen.

5.4.4.2 Heizungssysteme

Die Kalibrierung mit den Daten von 1998-2009 wird nur für die ersten Heizungssysteme durchgeführt, da für die zweiten Heizungssysteme nur Datenpunkte für den Vergleich für 2003 und 2015 vorliegen und die Berechnung der Fehlerquadrate dementsprechend mit nur einem einzigen historischen Datenpunkt, für das Jahr 2003, erfolgen könnte, welcher nicht am Ende des Kalibrierungszeitraumes liegt.

Die Kalibrierungsparameter (Alternativenspezifische Konstante Ω_i) und die RMSE Werte für den gesamten Zeitraum 1998-2015 für das Modell, welches mit Daten von 1998-2009 kalibriert wurde, sind in Tab. 5.18 dargestellt.

Tab. 5.18: RMSE Werte für das Teilmodell Heizung im Vergleich zu den historischen Daten, kalibriert mit Daten von 1998-2009, validiert mit Daten von 2010-2015

Heiz-system	Histor-ische Werte	Alternativen spezifische Konstante Ω_i	RMSE bezogen auf die Installation	RMSE bezogen auf den Bestand
Gaskessel	BDEW	0	0,094-0,104	0,016-0,017
	BDH		0,069-0,080	
	Mittelwert		0,031-0,034	
Ölkessel	BDEW	0	0,029-0,032	0,005-0,007
	BDH		0,047-0,048	
	Mittelwert		0,035	
Fern-wärme	BDEW	-1,5	0,046-0,047	0,008
Elektro-heizung	BDEW	-4	0,007	0,018
Holz-kessel	BDEW	-2,5/-2/-3	0,055-0,064	0,014-0,017
	BDH		0,016-0,025	
	Mittelwert		0,031-0,042	
Wärme-pumpe	BDEW	-2	0,013-0,014	0,0013-0,0014
	BDH		0,029-0,030	
	Mittelwert		0,017-0,018	

Die RMSE Werte für die Heizungssysteme Gaskessel, Ölkessel, Fernwärme und Elektroheizung unterscheiden sich nur geringfügig von den RMSE Werten des Modells, welches mit allen Datenpunkten kalibriert wurde. Der durchschnittliche RMSE über alle Technologien bezogen auf die Installation liegt bei 3,1 %-Punkten - 3,3 %-Punkten, bezogen auf den Bestand liegt er bei 1,23 %-Punkten - 1,25 %-Punkten. Bei Holzkesseln liegen die RMSE Werte etwas höher als im Modell, welches mit den Daten des gesamten Zeitraumes kalibriert worden ist, bei den Wärmepumpen liegen sie sogar etwas niedriger. Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass wie auch schon im Photovoltaik Modell die Kalibrierung über die Daten von 1998-2009 gute Ergebnisse liefert und das Modell in der Lage ist in der Kurzfristprognose den Ausbau wiederzugeben.

5.4.5 Zwischenfazit

Die unkalibrierten Modelle, sowohl für Heizung als auch Photovoltaik, sind zum Teil in der Lage den Ausbau wiederzugeben. Bei Photovoltaik stellt die richtige Abschätzung des Anteils der Haushalte, die jedes Jahr eine Entscheidung treffen, die größte Herausforderung dar. Hierfür konnten in der Literatur keine Anhaltspunkte gefunden werden und auch eigene Auswertungen ergaben kein klares Bild.

Bei der Berechnung des Ausbaus für die verschiedenen Heizungssysteme passt das unkalibrierte Modell für einige Heizungssysteme gut, für andere jedoch nicht, vor allem für Öl und Wärmepumpen sind die Modellergebnisse nicht passend. Bei Photovoltaik kann gegenüber den Ergebnissen mit dem unkalibrierten Modell bereits eine deutliche Verbesserung der Modellergebnisse dadurch erreicht werden, dass der Anteil der Entscheidungen kalibriert wird, also ein Kalibrierungsparameter eingeführt wird. Die Einführung weiterer Kalibrierungsparameter verbessert die Modellergebnisse, aber im Vergleich zur Kalibrierung des Anteils der Entscheidungen sind die Änderungen klein.

Wird die Kalibrierung des Modells nur mit einem Teil der Daten durchgeführt und der andere Teil wird zur Validierung genutzt, kann das Modell den Ausbau in der Validierung gut wiedergeben, in der Kurzfristprognose kann das Modell also den Ausbau sowohl von PV als auch den verschiedenen Heizungssystemen darstellen.

Die akteursspezifische Teilnutzenfunktion hat in beiden Modellteilen einen entscheidenden Einfluss darauf, welche Haushalte welche Art von Entscheidung treffen. Im Heizungsmodell liegt die Wahrscheinlichkeit für eine Wärmepumpe zum Beispiel zwischen 2,6 % und 60,9 % im Jahr 2010, je nach Haushalt. Bei PV ist die Spannbreite für eine positive Entscheidung im gleichen Jahr zwischen 8,08 % und 71,8 %.

5.5 Szenarien Deutschland

Das folgende Kapitel umfasst drei Teilaspekte. Zunächst werden die Ergebnisse einer Recherche zu deutschlandweiten Energieszenarien vorgestellt, in denen der zukünftige Ausbau von Photovoltaik und Heizungssystemen in Trend- und Zielszenarien berechnet wird. Anschließend wird das Photovoltaik Potential auf Wohngebäuden, Nichtwohngebäuden und Freiflächen untersucht, um zu bestimmen, welcher Anteil durch die in dieser Arbeit betrachteten Akteure ausgebaut werden muss, wenn von einer gleichmäßigen Verteilung des Ausbaus unter allen Akteuren ausgegangen wird. Im dritten Teil werden die Ausbauszenarien vorgestellt, welche mit dem in dieser Arbeit entwickelten Modell berechnet wurden. Die Ergebnisse der Zielszenarien aus den Studien und die Berechnungsergebnisse dieser Arbeit werden schließlich verglichen. Dieser Vergleich zeigt wie sich wahrscheinlicher Ausbau und gewünschter Ausbau bei den einzelnen Technologien unterscheiden. Auf Basis dessen werden abschließend Szenarien entwickelt, in denen der Ausbau von Technologien, deren Ausbau in den Trendszenarien unzureichend war, durch eine Anpassung der Randbedingungen erhöht ist.

5.5.1 Auswertung von Studien zu Zielenergiesystemen 2050 für Deutschland

Insgesamt werden neun verschiedene Studien für den Vergleich mit den Szenarienergebnissen dieser Arbeit ausgewertet, alle Studien sind in Tab. 5.19 zusammengefasst.

In allen neun ausgewerteten Studien sind auch Angaben über die zu installierende Leistung an Photovoltaik im Jahr 2050 aufgeführt. Einige unterscheiden zwischen Trendszenarien, also wie sich der Ausbau verschiedener Technologien nach heutigem Stand entwickeln wird und Zielszenarien, also wie der Ausbau sein muss, damit die Klimaziele erreicht werden können. Die untersuchten Ziele liegen zwischen 80 % und 100 % CO_2 Reduktion bezogen auf 1990 bis zum Jahr 2050.

Tab. 5.19: Untersuchte Studien zur Bestimmung der benötigten installierten Photovoltaik Leistung und der Struktur des Heizungsbestandes in 2050 zur Erreichung der Klimaschutzziele

Autor/ Institution	Name der Studie	Jahr	Untersuchte Szenarien	Name in dieser Arbeit	PV und/oder Heizung
Palzer, Andreas et al./ Fraunhofer ISE	Was kostet die Energiewende?	2015	Sechs verschiedene Szenarien mit 80-90 % CO_2 Reduktion	[FhG ISE 2015]	PV
Joachim Nitsch et al./ deutsches Zentrum für Luft und Raumfahrt	Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global	2012	Vier Szenarien mit 80-95 % CO_2 Reduktion	[DLR 2012]	PV und Heizung
Michael Schlesinger et al./ Prognos, ewi, gws	Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenz-prognose	2014	Ein Trend- und ein Zielszenario	[Prognos 2014]	PV und Heizung
Julia Repenning et al./ Öko Institut, Fraunhofer ISI	Klimaschutzszenario 2050	2015	Drei Szenarien: Aktuelle Maßnahmen, 80 % CO_2 Minderung, 95 % CO_2 Minderung	[Öko Institut 2015]	PV und Heizung
Rosemarie Benndorf et al/ Umweltbundesamt	Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050	2014	Ein Szenario mit 100 % CO_2 Einsparung	[UBA 2014]	PV
Norman Gerhardt et al./ Fraunhofer IWES	Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr	2015	Ein Szenario mit 95 % CO_2 Einsparung	[FhG IWES 2015]	PV und Heizung
Joachim Nitsch/ Bundesverband erneuerbare Energien	GROKO-II	2014	Ein Referenz und ein Zielszenario mit 86 % CO_2 Einsparung	[BEE 2014]	PV
Florian Ausfelder/ Acatech	„Sektorkopplung"	2017	7 Szenarien mit 60-85 % CO_2 Einsparung	[Acatech 2017]	PV
Benjamin Pfluger/ Fraunhofer ISI	Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems Deutschland	2017	Bisher 5 Szenarien, ein Referenzszenario und 4 Szenarien mit 80 % CO_2 Einsparung	[FhG ISI 2017]	PV und Heizung

Die aus den Studien entnommenen zu installierenden Leistungen für PV in den Trend- und Zielszenarien sind in Abb. 5.18 zusammengefasst. Die installierten PV-Leistungen in den Trendszenarien sind nur leicht unter denen in den 80 % Szenarien. Wenn die Trendszenarien eintreffen, wäre hier der Ausbau also auf einem guten Weg. Auch die Studien, die 95-100 % Szenarien angeben, nennen kaum höhere Leistungen als in den 80 % Szenarien, der Maximalwert ist in 2050 sogar niedriger. Die Bandbreite der installierten Leistungen sowohl in den Zielszenarien als auch in den Trendszenarien ist hoch. Die höchsten Werte sind in den 85 %-90 % Szenarien in [FhG ISE 2015] und [Acatech 2017] angegeben, die niedrigste installierte Leistung für PV in [FhG ISI 2017]. Diese Unterschiede sind unter anderem auf verschiedenste Randbedingungen in den Szenarien begründet. Einige der wesentlichen Unterschiede sind in Tab. 5.20 dargestellt, diese Liste erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit, andere Randbedingungen werden dieses Ergebnis ebenfalls beeinflussen, es soll nur beispielhaft gezeigt werden, wie die Unterschiede in den Studien zustande kommen können.

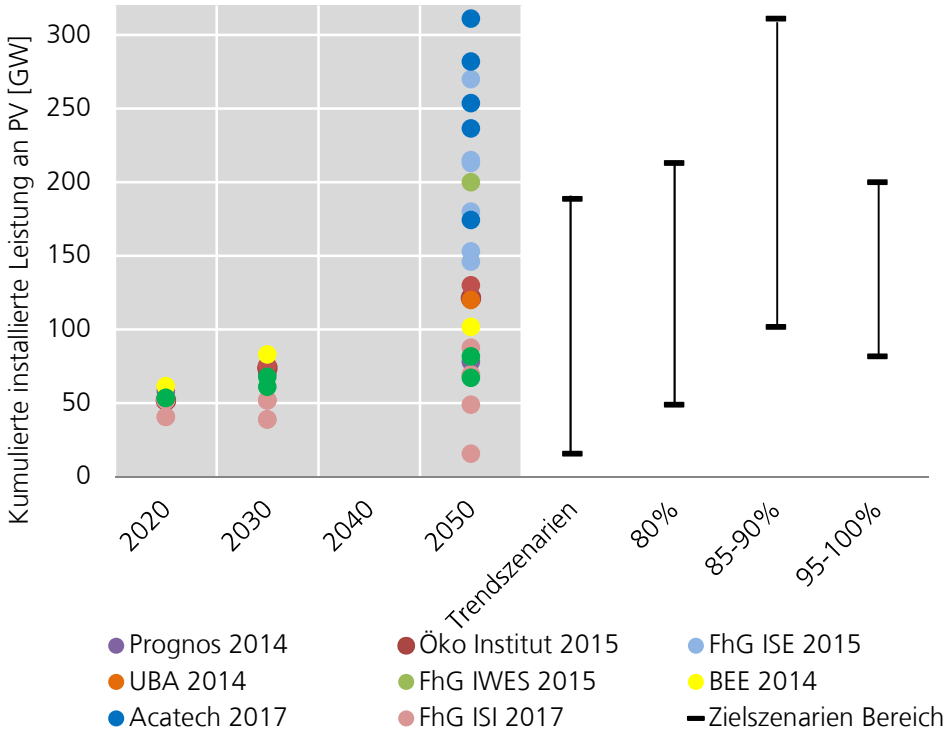


Abb. 5.18: Spannweiten der installierten PV Leistung in den verschiedenen Studien für das deutsche Energiesystem in den Jahren 2020, 2030 und 2050 (Quellen siehe Tab. 5.19)

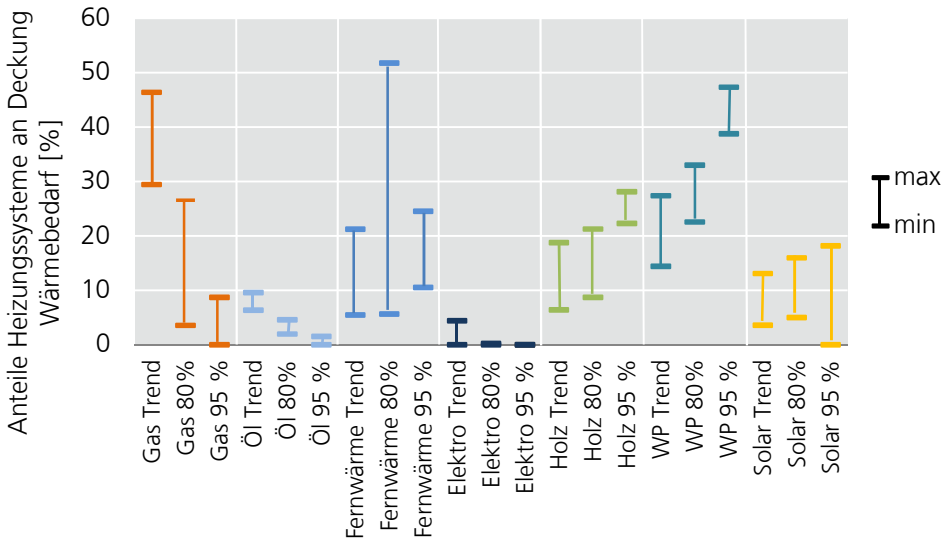
Die fünf aufgeführten Punkte verdeutlichen wie der starke Unterschied im Ausbau unter anderem zustande kommt. Der Strombedarf in [FhG ISE 2015] ist höher, zum Beispiel durch die Nutzung von synthetischen Kraftstoffen, wodurch durch die Umwandlungsverluste mehr Strom benötigt wird, als bei direkt elektrisch betriebenen Fahrzeugen. Da kein CCS angewendet wird, kann weniger Strom mit fossilen Kraftwerken bereitgestellt werden. Dadurch, dass quasi kein Stromimport stattfindet, muss außerdem der gesamte deutsche Strombedarf aus internen Quellen gedeckt werden. Auch das Potential, welches für den Ausbau von Photovoltaik im Modell gesetzt wird, kann eine Beschränkung darstellen, wenn dieses in den Szenarien voll ausgeschöpft wird, dieses ist in [FhG ISI 2017] für Flächen auf Gebäuden allerdings unbekannt.

Tab. 5.20: Auswahl einiger wesentlicher Unterschiede zwischen den Szenarien in [FhG ISI 2017] und [FhG ISE 2015] bezogen auf den Ausbau von Photovoltaik

	[FhG ISE 2015]	[FhG ISI 2017]
Betrachtete Sektoren	Strom, Wärme, Verkehr	Strom, Wärme, Verkehr
Strombedarf	800 TWh	629 TWh
CCS Technologie betrachtet	Nein	Ja, im großen Umfang
Welche Antriebstechnologien im Verkehr	Elektrifizierung, Methan, Wasserstoff, synthetische Kraftstoffe	Elektrifizierung, der Einsatz von Power to Gas lohnt sich wirtschaftlich gesehen nicht
Import von Strom	Auf ein Minimum begrenzt	Starker Ausbau von PV in Südeuropa und Stromimport nach Deutschland
Maximales Potential für Photovoltaik	300 GW (25 GW Freifläche, 275 GW Dachfläche)	Ca. 70 GW Freifläche, Aufdach wird nicht genannt

Auch für Heizungssysteme sollen die Modellergebnisse mit den Ergebnissen aus Szenarien für ein den Klimaschutzzielen entsprechendes Energiesystem verglichen werden. Insgesamt wurden 9 Studien analysiert, in denen zukünftige Wärmeversorgungsszenarien beschrieben werden. Eine Studie berechnet nur bis zum Jahr 2035 und wird deswegen nicht näher betrachtet [UBA 2018]. Mehrere Studien geben außerdem nur die Struktur der Wärmeversorgung für das Gesamtsystem an, also inklusive Industrie, GHD und somit auch inklusive der Deckung von zum Beispiel Prozesswärme ([FhG ISE 2015; BEE 2014; BMVBS 2013]). Diese Studien werden ebenfalls nicht in den Vergleich mit aufgenommen. Die fünf im Vergleich verbleibenden Studien sind in Tab. 5.19 gekennzeichnet.

Die Heizungssysteme in den Studien werden zu den in der Simulation dieser Arbeit untersuchten Heizungssystemen zusammengefasst, so werden zum Beispiel in manchen Studien verschiedene Arten von Wärmepumpen untersucht oder es wird zwischen Nah- und Fernwärme unterschieden. In Abb. 5.19 ist eine Zusammenfassung der Studienergebnisse für alle in dieser Arbeit betrachteten Heizungssysteme dargestellt, die jeweils, die Spannbreiten der Ergebnisse für die Trendszenarien, Szenarien mit 80 % Einsparung und für Szenarien mit 95 % Einsparung zeigt. Die Einzelergebnisse aufgeschlüsselt nach Studien für alle Heizungssysteme sind im Anhang D dargestellt.



Gas = Gaskessel, Öl = Ölkessel, Elektro = Elektroheizung, Holz = Holzkessel, WP = Wärmepumpe, Solar = Solarthermie

Abb. 5.19: Spannweiten der Anteile der verschiedenen Heizungstechnologien in den verschiedenen Studien für das deutsche Energiesystem 2050 (Quellen siehe Tab. 5.19)

Für Gaskessel ist ein deutlicher Rückgang an der Deckung des Gesamtwärmebedarfs zwischen den Trendszenarien und den Zielszenarien zu verzeichnen. Während in den Trendszenarien der Anteil an Gaskesseln zwischen 30 % und 48 % liegt, geht der Anteil in den Zielszenarien auf 0 % bis 27 % herunter. Bei Ölkesseln ist der Anteil in allen Szenarien deutlich geringer und der Unterschied zwischen Trend- und Zielszenaren auch weniger stark ausgeprägt. Insgesamt liegen die Anteile von Ölkesseln in allen Szenarien unter 10 %. Bei Fernwärme ist die größte Spannbreite der Anteile aller Heizungssysteme zu verzeichnen. In den 80 % Szenarien reichen die Anteile von 6 % bis hoch auf 52 %. Die 95 % Szenarien dagegen unterscheiden sich nur geringfügig von den Trendszenarien mit Anteilen zwischen 5 % und 25 %. Direkte Elektroheizungen werden in manchen der Studien gar nicht betrachtet, die Anteile sind über alle Szenarien gering und liegen unter 5 %. Bei Holzkesseln ist ausgehend von den Trendszenarien zu den 95 % Szenarien ein steigender Anteil zu beobachten, das gleiche trifft auf die Wärmepumpen zu. Bei den Wärmepumpen sind in den

Trendszenarien Anteile von 14 % bis 27 % zu verzeichnen, in den 95 % Szenarien gehen die Anteile hoch bis auf 47 %. Bei Solarthermie steigen die maximalen Anteile von den Trendszenarien zu den 95 % Szenarien an. Jedoch liegt in einer der 95 % Szenarien der Anteil von Solarthermie bei 0 %, der Maximalwert in den 95 % Szenarien liegt bei 18 %.

Die Ergebnisse dieser Auswertung werden genutzt, um die in dieser Arbeit berechneten Szenarien im Vergleich einordnen zu können. Zum einen können die Ergebnisse der Trendszenarien genutzt werden, um zu überprüfen, inwiefern sich die Ergebnisse der Trendszenarien dieser Arbeit mit denen aus den Stdudien gleichen. Die Zielszenarien müssen wiederrum erreicht werden, um die Klimaschutzziele der Bundesregierung zu erreichen und gelten somit als Benchmark. Durch die Variation der Einflussfaktoren auf den Ausbau der verschiedenen Technologien wird jeweils überprüft, welche Entwicklung der Einflussfaktoren ein Erreichen der Ziele unterstützt.

5.5.2 Solarenergiepotentiale auf und an Wohngebäuden

Bei Photovoltaik muss die in 2050 installierte Leistung von Photovoltaik aus den oben vorgestellten Studien auf die in dieser Arbeit betrachtete Akteursgruppe heruntergebrochen werden, denn in den ausgewerteten Studien wird die installierte Gesamtleistung über alle nutzbaren Flächen angegeben. Dies umfasst neben Aufdachanlagen auf Wohngebäuden auch Freiflächenanlagen, Anlagen auf Industriebetrieben, Gewerbebetrieben oder auch städtischen Liegenschaften. Es wird der einfache Ansatz gewählt, dass alle nutzbaren Flächen zu gleichen Anteilen belegt werden sollen. In Tab. 5.21 ist das Potential auf Wohn- und Nichtwohngebäuden aus verschiedenen Studien zusammengefasst.

Tab. 5.21: Vergleich der Solarenergiepotentiale auf Wohngebäuden und Nichtwohngebäuden in km² aus verschiedenen Studien

	Wohngebäude			Nichtwohngebäude			Verhältnis Fläche Wohn-gebäude zu Gesamt-fläche
	Dach [km²]	Fassade [km²]	Summe [km²]	Dach [km²]	Fassade [km²]	Summe [km²]	
[Kaltschmitt 2014]	530	183	713	211	26	237	0,75
[Fath 2018]	3556	6601	10157	9709	17320	27029	0,27
[Quaschning 2000]			600			703	0,46
[Defaix et al. 2012]	504	251	755	144	121	265	0,74
[IEA 2002]	722	271	993	574	215	789	0,56
[Carr et al. 2013] (umgerechnet mit 150 W/km²)			733			600	0,55

Sowohl die absoluten Flächenpotentiale als auch das Verhältnis der nutzbaren Fläche auf Wohngebäuden zur Gesamtfläche unterscheiden sich teilweise stark zwischen den Studien. Besonders heraus stechen die Werte aus [Fath 2018], die absoluten Flächen weichen zwischen dem 20- und dem 39-fachen von den Flächen aus den anderen Studien ab. Die Abweichung ist dabei höher bei den Nichtwohngebäuden mit einem Faktor zwischen 34 und 101. Das Verhältnis der Wohngebäudefläche zur Gesamtfläche liegt in [Fath 2018] bei 0,27, in den anderen Studien liegt es zwischen 0,46-0,75. Aufgrund der hohen Abweichung der Werte aus [Fath 2018] zu den anderen Studien, sollen diese Werte in der weiteren Analyse nicht genutzt werden.

Drei Studien wurden analysiert, um das Freiflächenpotential zu bestimmen, die Ergebnisse sind in Tab. 5.22 dargestellt.

Tab. 5.22: Vergleich der Solarenergiepotentiale auf Freiflächen in km² aus verschiedenen Studien

	Freiflächenpotential [km²]
[IWES 2011]	1405
[FhG ISI 2017]	460
[Palzer et al. 2014]	166

Bei den Werten für das Freiflächenpotential liegt der Faktor zwischen dem höchsten und dem niedrigsten Wert bei 8,5. Wird das höchste und das niedrigste Freiflächenpotential jeweils zu den Dachflächenpotentialen aus Tab. 5.21 hinzugerechnet und der Anteil der Wohngebäudefläche an der Gesamtpotentialfläche bestimmt, liegt dieser Anteil zwischen 0,22 und 0,64. Wird also eine gleichmäßige Verteilung aller errichteten Photovoltaikanlagen auf alle Potentialkategorien vorgenommen, dann müssen 22 % bis 64 % aller installierten Anlagen auf und an Wohngebäuden errichtet werden. Davon sind 93,7 % der Gebäude im Besitz von privaten Eigentümern [Destatis 2011], es ergibt sich also ein Anteil von 20,31 % bis 59,97 % der gesamt installierten Photovoltaikleistung, die durch die im Modell betrachteten Akteure ausgebaut werden muss. Die Spannweite dieser Werte ist hoch und erschwert den Vergleich der Ergebnisse dieser Arbeit mit den Ergebnissen der Zielenergiesysteme aus den Studien. Der Vergleich ist in Abb. 5.21 dargestellt.

5.5.3 Zukunftsszenarien für Deutschland

Das in dieser Arbeit entwickelte Ausbaumodell wird genutzt, um Szenarien für den Ausbau von Photovoltaikanlagen und Heizungssystemen in Privathaushalten bis 2050 zu berechnen. Dabei müssen zunächst alle im Modell genutzten Faktoren in die Zukunft prognostiziert werden. Die prognostizierten Werte für die Faktoren sollen in ihren Basisausprägungen dabei einen wahrscheinlichen Trend wiederspiegeln, um als Basisszenario eine wahrscheinliche Entwicklung zu berechnen, ein sogenanntes Trendszenario. Für die Prognose der Faktoren wird, so weit möglich auf veröffentlichte Studien zurückgegriffen. Falls keine Werte in der Literatur gefunden werden konnten, wurden eigene Annahmen getroffen. Sowohl für PV als auch für Heizungssysteme werden zunächst diese Basisszenarien vorgestellt, die auf den prognostizierten Entwicklungen der Faktoren beruhen. Es werden drei Basisszenarien für PV und eins für Heizungssysteme berechnet.

Neben der Berechnung der Basisszenarien wurden umfangreiche Sensitivitätsanalysen durchgeführt, sowohl für die technologiespezifischen als auch für die akteursspezifischen Faktoren. In diesen Sensitivitätsanalysen werden alle technologiespezifischen und akteursspezifischen Faktoren variiert, um ihren jeweiligen Einfluss auf den Ausbau der verschiedenen Technologien zu quantifizieren. Durch die Sensitivitätsanalyse werden zwei Ziele verfolgt. Zum einen sollen die Faktoren gefunden werden, welche den Ausbau erneuerbarer Technologien steigern können. Aber eine Sensitivitätsanalyse aller Faktoren, die in einem Modell verwendet werden, zeigt auch wodurch die Berechnungsergebnisse wie beeinflusst werden und hilft das Verständnis für die Modellergebnisse zu erhöhen. Werden hohe Änderungen der Modellergebnisse durch einzelne Faktoren hervorgerufen, sollte bei der Entwicklung der Szenarien ein besonderes Augenmerk auf diese Faktoren gelegt werden. Aus diesem Grund werden auch Faktoren in der Sensitivitätsanalyse variiert, die nicht oder nur sehr geringfügig in der Praxis beeinflusst werden können.

Abschließend werden praktisch relevante Faktoren mit einem positiven Einfluss auf den Ausbau der EE Technologien in verschiedenen Szenarien kombiniert und analysiert wie eine Umsetzung dieser Szenarien erfolgen kann.

5.5.3.1 Photovoltaik

Für Photovoltaik wurden drei Basisszenarien berechnet, die sich in den technologiespezifischen Faktoren unterscheiden. Das erste Basisszenario stellt den unteren Ausbaupfad, das zweite den mittleren und das dritte den oberen Ausbaupfad dar. Hierzu wurden Minimal- und Maximalwerte für die technologiespezifischen Faktoren entsprechend ausgewählt. Der mittlere Pfad nutzt den Mittelwert des jeweiligen Faktors aus dem unteren und oberen Pfad.

In Tab. 5.23 sind die Quellen und Annahmen für die Entwicklung der technologiespezifischen Faktoren zusammengefasst, die Einzelwerte können im Anhang B eingesehen werden. Da in Zukunft auch immer mehr PV-Anlagen mit Batterie zusammen installiert werden, muss dies auch im Modell abgebildet werden. Durch die Installation einer PV-Anlage zusammen mit einer Batterie verändert sich die Wirtschaftlichkeit des Systems, welche im Modell durch die Amortisationszeit dargestellt wird. Bei der Berechnung der zukünftigen Amortisationszeiten wurden deswegen auch PV-Batteriesysteme betrachtet. Mit Hilfe des Optimierungstools KomMod [Eggers 2018] wurden für verschiedene Größen von PV-Anlagen kombiniert mit verschiedenen Batteriespeichergrößen für Einfamilienhäuser und Mehrfamilienhäuser die Eigenverbrauchsanteile für die Nutzung des PV-Stroms bestimmt und für jede der Anlagenkombinationen die Amortisationszeit berechnet. Die niedrigsten und höchsten Amortisationszeiten wurden für den oberen und den unteren Ausbaupfad der Basisszenarien ausgewählt.

Tab. 5.23: Entwicklung der technologiespezifischen und allgemeinen Faktoren für Photovoltaik von 2016-2050 in den drei Basisszenarien

Einflussfaktor	Oberer Ausbaupfad	Unterer Ausbaupfad	Genutzte Quellen
Investitions-kosten PV	Minimalwert aus Studie	Maximalwert aus Studie	[Agora 2015]
Investitions-kosten Batterie	Unterer Preispfad aus eigenen Berechnungen	oberer Preispfad aus eigenen Berechnungen	[ISEA 2015], [ISEA 2017], eigene Annahmen
Haushalts-strompreis	Untere Entwicklung Haushaltsstrom-preis bei niedrigem Börsenstrompreis	Obere Entwicklung Haushaltsstrom-preis bei hohem Börsenstrompreis	[Prognos 2014; Agora 2015]
Einspeise-vergütung	Absenkung mit -0,25 % im Monat	Absenkung mit -0,5 % im Monat	Auf Basis von [Deutscher Bundestag 2000] in der Fassung von 2017
Kombination PV-Anlage/Batterie	2 kWp PV/keine Batterie	10 kWp PV/ 5 kWh Batterie	Eigene Berechnungen
Amortisations-zeit	2016: 5,47 a 2050: 2,64 a	2016: 18,2 a 2050: 7,81 a	Eigene Berechnungen
Änderung Einspeise-vergütung	Änderung am Jahresende	Änderung jeden Monat	Berechnet aus Einspeise-vergütung
Medienpräsenz	Maximalwert von 2000 bis 2016	0,3 (entspricht einem Mittelwert aus den Jahren 2005-2008)	[Dehler et al. 2017] und eigene Annahmen
Klima	TRY Datensatz 2035 Göttingen	TRY Datensatz 2035 Göttingen	[DWD 2018]

Die niedrigste Amortisationszeit hat ein System ohne Batterie mit einer PV-Modulgröße von 2 kW, wodurch auch ohne den Einsatz einer Batterie 80 % des Stroms unter Annahme eines Standardlastprofils für einen Einfamilienhaushalt genutzt werden kann. Diese beträgt im Jahr 2016 5,47 Jahre und im Jahr 2050 2,64 Jahre. Diese Amortisationszeit wird für den oberen Ausbaupfad genutzt. Die höchste Amortisationszeit ergibt sich aus der Kombination einer PV-Anlage mit 10 kW Peakleistung und einer Batterie mit 5 kWh Leistung, ebenfalls auf einem Einfamilienhaus. Dadurch ergibt sich ein Eigennutzungsanteil von 34,8 %. Die Amortisationszeit liegt in diesem Fall bei 18,2 Jahren in 2016 und 7,81 Jahren in 2050. Höhere Amortisationszeiten können natürlich ebenfalls durch andere Kombinationen von PV-Anlagen Leistung und Batteriekapazität erreicht werden, werden aber nicht als realistisch angesehen. Es ist zu beachten, dass diese beiden berechneten Amortisationszeiten als äußerer Rahmen der Entwicklung anzusehen sind und sie deswegen auch im oberen und unteren Ausbauszenario eingesetzt werden. Diese beiden Pfade flankieren die Entwicklung des Ausbaus in den drei Basisszenarien, alle weiteren Anlagenkombinationen und sich dadurch ergebende Eigennutzungsanteile hatten in den Berechnungen Amortisationszeiten, die zwischen diesen beiden genannten Konfigurationen lagen. Zu beachten ist, dass andere Geschäftsmodelle als die Einspeisung und die eigene Nutzung des Stroms in dieser Arbeit nicht betrachtet werden, also zum Beispiel der Verkauf des Stroms an Dritte.

Mit den in Tab. 5.23 dargestellten Ausprägungen der technologiespezifischen Faktoren, den akteursspezifischen Faktoren wie sie im SOEP Datensatz im Jahr 2015 vorliegen und dem aktualisierten Baualter der Gebäude auf Basis der Sanierungsberechnung (siehe Kapitel 4.3.6) werden die drei Basisszenarien berechnet. Da in der Kalibrierungsphase drei Modellkonfigurationen basierend auf drei Kalibrierungsparametersätzen ausgewählt wurden, wird jedes der drei Basisszenarien mit allen drei Modellkonfigurationen berechnet.

In Abb. 5.20 sind die sich ergebenden kumulierten Anteile PV installierender Haushalte in den drei Szenarienausprägungen dargestellt. Der zeitliche Verlauf der Installationen ist in Anhang E dargestellt.

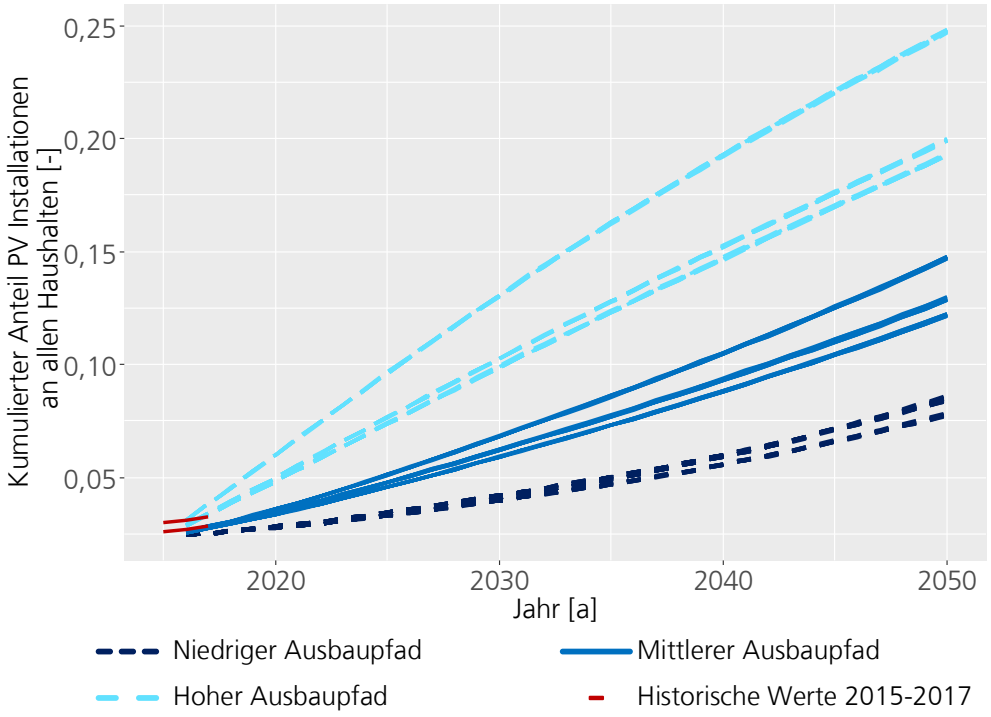


Abb. 5.20: Kumulierter Anteil PV installierender Haushalte: Ergebnisse der drei Basisszenarien für den Zeitraum 2016-2050 für Deutschland

Im unteren Ausbaupfad werden Anteile in 2050 zwischen 7,8 % und 8,6 % erreicht, die drei Modellkonfigurationen liegen dicht beieinander. Im mittleren Basisszenario liegen die Anteile ca. doppelt so hoch bei 12,2 %-14,7 %. Die Spreizung zwischen den drei Modellkonfigurationen liegt etwas höher. Im oberen Szenario liegen die Installationen erneut doppelt so hoch bei nun 20 %-24,7 %. Auch die Spreizung zwischen den Modellkonfigurationen ist nochmal gestiegen, vor allem die Modellkonfiguration welche den oberen Ausbau in den historischen Daten wiedergibt, liegt deutlich über den anderen beiden Konfigurationen.

Die berechneten Anteile Haushalte mit PV-Anlagen werden im nächsten Schritt in die installierte PV-Leistung umgerechnet, da diese Werte mit den deutschlandweiten Szenarien verglichen werden können. Hierfür wird für die Anlagen auf Ein- und Zweifamiliengebäuden eine durchschnittliche Größe von 6 kW angenommen und für die Anlagen auf Mehrfamiliengebäuden eine durchschnittliche Größe von 22 kW. Dies entspricht den heutigen Mittelwerten [BNetzA 2000-2018]. Wird mit diesen Werten das sich in dieser Arbeit ergebende Gesamtpotential für den Ausbau an PV-Anlagen durch private Eigentümer auf eigenen Gebäuden ausgerechnet, liegt dieses bei ca. 164 GW und damit in einer ähnlichen Größenordnung wie die Werte aus den ausgewerteten Studien in Tab. 5.19. In diesen Studien liegt das Potential auf Wohngebäuden zwischen 120 und 199 GW.

Aufgrund des festen SOEP Datensatzes im Modell für den Zeitraum 2016-2050 ist auch die Anzahl der Haushalte über den gesamten Zeitraum konstant. Aus diesem Grund wird die Anzahl der Haushalte in Einfamilienhäusern und in Mehrfamilienhäusern für die Berechnung der installierten Leistung für jedes Jahr mit Werten aus [Prognos 2014] angepasst. Der Vergleich der drei Basisszenarien mit den Ergebnissen der deutschlandweiten Studien ist in Abb. 5.21 dargestellt.

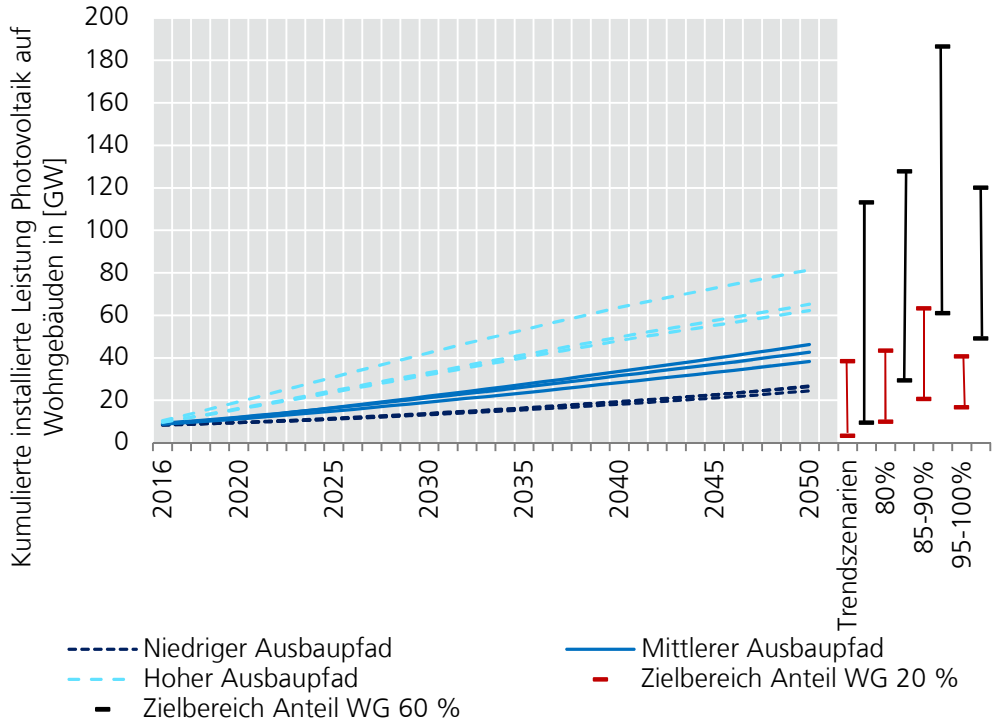


Abb. 5.21: Installierte Leistung Photovoltaik auf Wohngebäuden: Ergebnisse der drei Basisszenarien im Vergleich zu den Resultaten der Studien zu Trend- und Zielszenarien für Deutschland

Der Vergleich der Ausbauszenarien mit den Zielszenarien wird durch die große Spannweite der Zielbereiche erschwert. Die Spannweite wird durch zwei Faktoren bestimmt. Zum einen durch den Anteil des PV-Potentials auf Wohngebäuden, der je

nach ausgewerteter Studie zwischen ca. 20 % und ca. 60% am Gesamtpotential liegt. Zum anderen durch die unterschiedlichen Konfigurationen der Zielenergiesysteme in den untersuchten Studien, welche verschiedene installierte Leistungen für Photovoltaik für das Jahr 2050 ausweisen.

Die Zielbereiche bei der Annahme eines Potentialanteils der Wohngebäude von 20 % können durch alle berechneten Ausbaupfade erreicht werden, vom hohen Ausbaupfad werden sie sogar übertroffen. Wird von einem Potentialanteil der Wohngebäude von 60 % ausgegangen liegen die drei Ausbaupfade mittig in den Trendszenanrien. Die Zielszenarien, in welchen eine Einsparung von 80 % CO_2 erreicht werden soll, können noch mit dem oberen und mittleren Ausbaupfad erreicht werden. Die 85-90 % und die 95-100 % Szenarien können nur noch mit dem höchsten Ausbaupfad erreicht werden. Auch der obere Ausbaupfad liegt im unteren Teil des Zielbereiches. Der höchste berechnete Ausbau liegt bei 81 GW, in den Zielszenarien 85-90% liegt er bei 186 GW, also mehr als doppelt so hoch.

Explorative Szenarien sind durch die vielen Eingangsdaten, welche in die Zukunft entwickelt werden müssen, gepaart mit einer Unsicherheit durch die Modellannahmen, nie als eine Voraussage in die Zukunft zu verstehen, sondern als eine mögliche Entwicklung unter den gegebenen Randbedingungen. Für die in dieser Arbeit berechneten Szenarien bedeutet dies, dass der Fokus auf den Vergleich verschiedener Szenarien gelegt werden soll, um den Einfluss verschiedener Faktoren auf den Ausbau von Photovoltaik besser zu verstehen.

Sensitivitätsanalyse der technologiespezifischen Faktoren

Durch eine Sensitivitätsanalyse der technologiespezifischen Faktoren wird der Einfluss dieser auf den Ausbau von Photovoltaik bestimmt. Alle impliziten (zur Berechnung der Amortisationszeit verwendet) und expliziten technologiespezifischen Eingangsdaten werden in der Sensitivitätsanalyse variiert und die Abweichungen zum Basisszenario werden berechnet, die Ergebnisse sind in Abb. 5.22 dargestellt. Dabei wird jeweils der Bereich des berechneten kumulierten Anteils an installierten PV-Anlagen an allen Haushalten im Jahr 2050 angegeben. Dargestellt sind die Ergebnisse für alle drei Ausbaupfade. Die Faktoren wurden für die Sensitivitätsanalyse jeweils um 50 % im Vergleich zum Ausgangswert angehoben und abgesenkt. Die Beschriftung für die Höhe der Änderung der Faktoren am niedrigen Ausbaupfad gilt jeweils auch für den mittleren und hohen Ausbaupfad.

Ein Absenken des Strompreises sorgt für eine größere Änderung der Ausbaurate als ein Anstieg des Strompreises. Dieser Effekt kann mit der Funktion der Amortisationszeit begründet werden. In dieser steht der Strompreis im Nenner, bezogen auf den Strompreis liegt also eine Hyperbelfunktion vor, welche bei Strompreisen nahe null stark abfällt und sich bei größeren Strompreisen immer flacher werdend null annähert.

Der Modulpreis steht in der Funktion der Amortisationszeit im Zähler und im Nenner, wobei er im Nenner nur mit 2 % des Wertes als Form der Wartungskosten enthalten ist. Aus diesem Grund ist die Abweichung nach oben und unten fast gleich. Der Einfluss ist etwas höher als der des Strompreises.

Die Einspeisevergütung hat einen geringen Einfluss. Zum einen ist ihr absoluter Wert niedriger als der des Strompreises. Außerdem wird im hohen Ausbaupfad von einer sehr hohen Selbstnutzungsrate ausgegangen, was den Einfluss der Einspeisevergütung weiter absenkt.

Der Einfluss der Medien ist stärker im hohen Ausbau, da der absolute Wert der Medienpräsenz im Basisszenario des hohen Ausbaus auch deutlich höher ist als in den anderen beiden Basisszenarien. Somit wirkt sich auch eine prozentuale Änderung stärker aus.

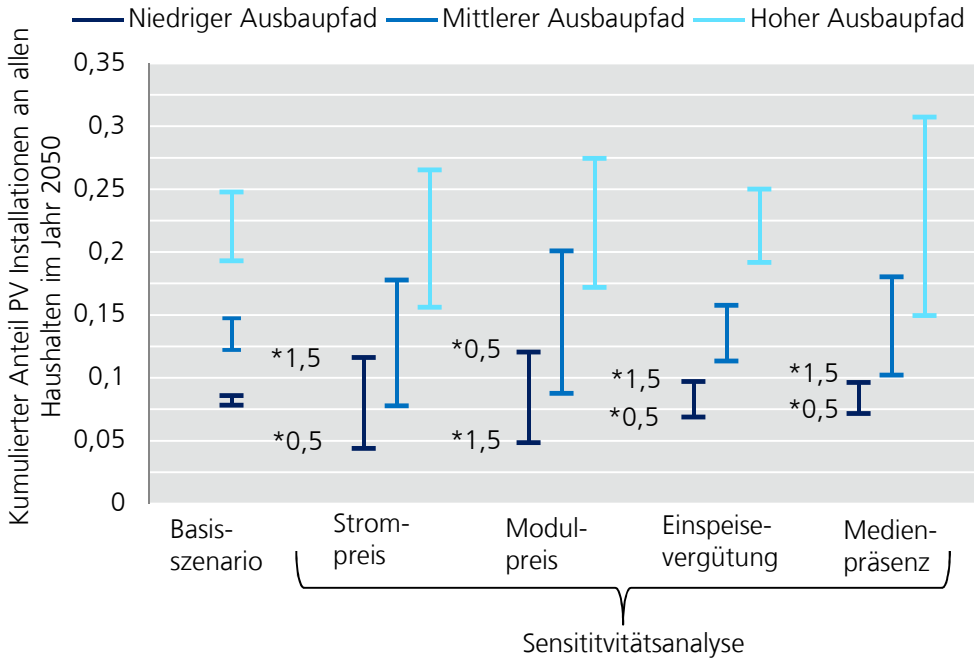


Abb. 5.22: Sensitivitätsanalyse der technologiespezifischen Einflussfaktoren auf den Ausbau von Photovoltaik, Vergleich der Ergebnisse der drei Basisszenarien mit den Ergebnissen bei einer jeweiligen Erhöhung und Absenkung der Faktoren um 50% (Beschriftung an den Balken des niedrigen Ausbaupfades gilt auch für den mittleren und hohen Ausbaupfad)

Sensitivitätsanalyse der akteursspezifischen Daten

Um den Einfluss der akteursspezifischen Faktoren zu bestimmen, wird jeder der Faktoren im Modell für alle Haushalte für den gesamten Zeitraum auf den Wert 1 gesetzt, während die Faktoren der gleichen Gruppe alle auf 0 gesetzt werden. Ist also das ländliche Gebiet zum Beispiel auf 1 gesetzt, ist das städtische Gebiet auf 0. Die Ergebnisse der akteursspezifischen Sensitivitätsanalyse sind in Tab. 5.24 dargestellt. Es wird die mittlere Abweichung über alle drei Modellkonfigurationen angegeben. Im Gegensatz zur technologiespezifischen Sensitivitätsanalyse, die für alle drei Basisszenarien berechnet wurde, wird die Sensitivitätsanalyse der akteursspezifischen Faktoren nur für den mittleren Ausbaupfad durchgeführt.

Die größten negativen Einflüsse auf den Ausbau von PV haben das Mehrfamilienhaus mit -5,7 %-Punkten Abweichung zum ursprünglichen Ausbau, das Baujahr vor 1948 mit -1,4 %-Punkten Abweichung und ein niedriges Interesse am Umweltschutz mit -2,3 %-Punkten. Einen großen positiven Einfluss auf den Ausbau haben das landwirtschaftliche Haus (mit 8,3 %-Punkten Abweichung), ein neueres Baualter und wenn alle Haushalte im Eigentum wohnen. Die Änderung der Eigentumsverhältnisse hat einen besonderen Effekt, denn sie erhöht das Marktpotential, denn nur Haushalte im Eigentum können überhaupt in Photovoltaik im Modell investieren. Wie auch schon bei der Analyse der Marginal Effects der demographischen Teilnutzenfunktion (siehe 5.1.2) wird deutlich, dass Gebäudeeigenschaften ein wichtiger Einflussfaktor bei der Entscheidung für oder gegen eine PV-Anlage sind. Neuere Gebäude sowie Einfamilienhäuser haben deutlich erhöhte Wahrscheinlichkeiten für den Erwerb einer PV-Anlage. Mehrfamilienhausbesitzer, sowie Besitzer älterer Gebäude sollten gezielt angesprochen und gefördert werden, um auch dort den Ausbau von PV voranzutreiben.

Tab. 5.24: Sensitivitätsanalyse der akteursspezifischen Faktoren in den PV Szenarien

Variierter Faktor (jeweils auf 1 gesetzt)	Mittlere Abweichung zum mittleren Basisszenario im Jahr 2050 [%-Punkte]
Regionaler Charakter	
Ländliches Gebiet	0,7
Städtisches Gebiet	-0,3
Eigentum	5,9
Gebäudetyp	
Einfamilienhaus	2,0
Mehrfamilienhaus	-5,7
Reihenhaus	-0,2
Landwirtschaftliches Haus	8,3
Gebäudealter	
Baujahr vor 1948	-1,4
Baujahr 1948-1971	-0,9
Baujahr 1972-1990	0,7
Baujahr 1991-2010	2,2
Baujahr 2011 und später	4,0
Einkommen	
Hohes Einkommen	1,7
Mittleres Einkommen	-0,5
Niedriges Einkommen	-0,7
Interesse an Umweltschutz	
niedriges Interesse am Umweltschutz	-2,3
Hohes Interesse am Umweltschutz	1,9

Weitere Szenarien

Auf Basis der Auswertungen der Sensitivitätsanalysen werden Szenarien entwickelt, in denen der Ausbau von Photovoltaik gegenüber den drei Basisszenarien gesteigert werden kann. Zusätzlich sollen diskutierte politische Maßnahmen in den Szenarien abgebildet werden. Eine Beschreibung der untersuchten Szenarien ist in Tab. 5.25 aufgeführt, die Ergebnisse sind in Abb. 5.23 dargestellt.

Tab. 5.25: Beschreibung der weiteren Szenarien für den Ausbau von Photovoltaik

Name des Szenarios	Beschreibung des Szenarios
CO_2 Steuer	Ersetzen des EU-ETS CO_2 Preises (Entwicklung nach [Prognos 2014]) durch eine CO_2 Steuer (Entwicklung nach [CO2 Abgabe 2017])
Abschaffung Einspeisevergütung in 2020	Absenkung der Einspeisevergütung wie in den Basisszenarien, jedoch vollständige Abschaffung dieser im Jahr 2020
Einspeisevergütung konstant	Festlegung der Einspeisevergütung auf den Wert von Januar 2016 bis zum Jahr 2050
PV forcierter Ausbau	1,5 mal höhere Medienpräsenz als im Basisszenario, festgesetzte Einspeisevergütung auf den Wert von Januar 2016, Umweltbewusstsein um eine Einheit erhöht

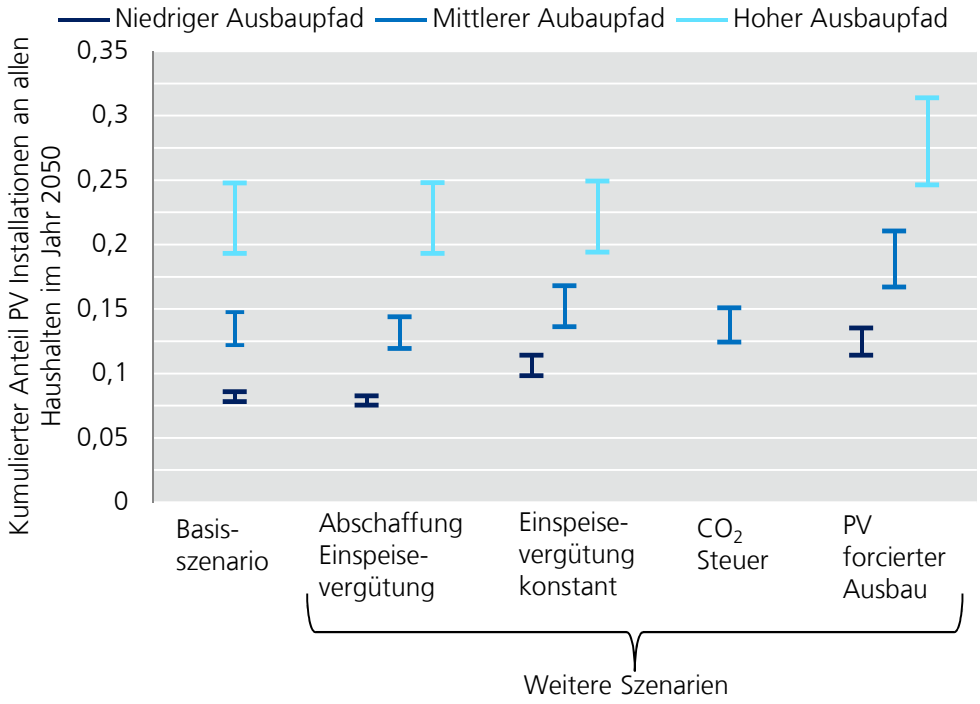


Abb. 5.23: Ergebnisse der weiteren Szenarien für Photovoltaik im Vergleich zu den drei Basisszenarien für Deutschland

Beim mittleren Ausbaupfad hat eine Festsetzung der Einspeisevergütung auf den heutigen Wert einen ähnlichen Effekt auf den Ausbau wie eine Förderung auf die Modulkosten von 20 %. Werden die Kosten für diese beiden Fördermaßnahmen gegengerechnet, ist jedoch die Auszahlung einer Einspeisevergütung günstiger als eine Investitionsförderung. Eine Abschaffung der Einspeisevergütung im Jahr 2020 hat nur geringe Auswirkungen. Zum einen ist vor allem im hohen Ausbauszenario die Eigennutzungsquote des erzeugten PV Stroms sehr hoch (80 %), auch wird weiterhin der Börsenstrompreis gezahlt, wenn die Einspeisevergütung wegfällt oder unter den Börsenstrompreis fällt. Im niedrigen Ausbauszenario ist die Einspeisevergütung im Jahr 2033 unter den Börsenstrompreis abgesunken, ab diesem Zeitpunkt wird der Börsenstrompreis gezahlt und nicht mehr die Einspeisevergütung. Auch eine CO_2 Steuer hat auf den Ausbau nur geringe Auswirkungen. In den genutzten Strompreisen ist ein CO_2 Preis aus dem EU-ETS hinterlegt (Prognose nach [Prognos 2014]), welcher durch die CO_2 Steuer ersetzt werden würde (Prognose nach [CO2 Abgabe 2017]). Dadurch würde sich der Strompreis für den Haushaltsendkunden unter den hier angenommenen Randbedingungen kaum ändern.

Im Szenario „PV forcierter Ausbau“ wird eine starke Verbreitung von PV in den Medien (1,5-mal höher) mit einer festen Einspeisevergütung und einem erhöhten Umweltbewusstsein (eine Einheit höher) kombiniert. Durch diese Maßnahmen kann eine Steigerung des PV Ausbaus von 4,1 bis 5,8 %-Punkte erreicht werden. Dies würde zu einer installierten Leistung in 2050 im hohen Ausbaupfad von bis zu 111 GW führen, im mittleren Ausbaupfad bis zu 67 GW.

Fazit

Die drei Basisszenarien zeigen im Vergleich zueinander eine relativ große Spreizung, die auf die starke Variation vor allem der Amortisationszeit und der Medienpräsenz zurückzuführen ist. Der Vergleich mit den Zielenergiesystemen wird durch eine große Spannweite der installierten PV-Leistungen in den Zielenergiesystemen erschwert. Diese große Spannweite ist auf zwei Gründe zurückzuführen. Zum einen haben die untersuchten Studien verschiedene Randbedingungen für den Ausbau von PV in ihren Modellen hinterlegt, die zu unterschiedlichen installierten PV Leistungen führen (siehe

Tab. 5.20). Zum anderen konnte in verschiedenen Untersuchungen zum Anteil des PV Potentials auf Wohngebäuden an allen Potentialflächen eine große Spreizung zwischen 20 % und 60 % gefunden werden. Wird von einem Anteil des Potentials auf Wohngebäuden von 20 % ausgegangen, können die Zielenergiesysteme in allen Ausbaupfaden erreicht werden, bei einem Anteil am Potential von 60 % gelingt dies jedoch nur mit dem hohen Ausbaupfad im Basisszenario.

Die Sensitivitätsanalyse der technologiespezifischen Faktoren zeigt, dass der Einfluss der Modulkosten und der Stromkosten in einer ähnlichen Größenordnung liegen, die Einspeisevergütung beeinflusst den Ausbau geringfügiger. Bei den akteursspezifischen Einflussfaktoren ist die Wichtigkeit der Gebäudeeigenschaften hervorzuheben, besonders die Baualtersklasse spielt eine wichtige Rolle, je neuer das Gebäude desto höher die Wahrscheinlichkeit für den Ausbau von Photovoltaik. In weiteren Szenarien wird der Einfluss verschiedener politischer Maßnahmen auf den Ausbau von PV quantifiziert. Ein Investitionskostenzuschuss von 20 % hat in den Szenarien einen ähnlichen Einfluss auf den Ausbau wie ein Einfrieren der Einspeisevergütung auf den heutigen Wert. Jedoch ist das Zahlen einer Einspeisevergütung günstiger und sollte deswegen bevorzugt werden. Die Einführung einer CO_2 Steuer dagegen hat gegenüber einem Strompreis, welcher eine Belastung durch CO_2 Zertifikate aus dem EU-ETS enthält kaum Auswirkungen auf den Ausbau, da sich der Strompreis nur geringfügig verändert.

Werden drei der positiv auf den Ausbau wirkenden Faktoren zu einem Szenario „PV forcierter Ausbau“ kombiniert, kann der Ausbau um bis zu 5,8 %-Punkte gesteigert werden. Hierfür wird das Umweltbewusstsein um eine Einheit bei jedem Haushalt angehoben, die Medienpräsenz auf das 1,5 fache des ursprünglichen Wertes gesetzt und die Einspeisevergütung auf den heutigen Wert eingefroren. Letzteres kann durch den Staat sofort umgesetzt werden, wenn Photovoltaik stärker gefördert werden soll. Die Medienpräsenz von Photovoltaik kann über Marketingkampagnen durch die Bundesregierung beziehungsweise das BMWI gesteigert werden. Die Erhöhung des Umweltbewusstseins der Haushalte kann nur indirekt erreicht werden. Hier können Aufklärungskampagnen helfen, zusätzlich können durch Fördermaßnahmen für Gebäudesanierung, nachhaltige Elektromobilität etc. auch Anreize geschaffen werden, umweltbewusster im Alltag zu handeln, was sich dann auch auf das Umweltbewusstsein selbst positiv auswirkt. Nicht im Szenario „PV forcierter Ausbau“ integriert, aber nicht zu vergessen, ist der Einfluss des Baualters des bewohnten Gebäudes, der darauf hinweist, dass eine gezielte Förderung von Photovoltaik auf Gebäuden älteren Baujahrs ein gutes Instrument darstellen kann. Auf diesen Gebäuden ist PV bis jetzt unterrepräsentiert.

5.5.3.2 Heizungssysteme

Für die Berechnung der zukünftigen Entwicklung des Ausbaus der Heizungssysteme wird im Gegensatz zur Photovoltaik nur ein Basisszenario berechnet. Da die Entwicklung von insgesamt 8 Heizungssystemen parallel untersucht wird, ist es nicht möglich Eingangsdaten zu einem hohen, mittleren und niedrigen Ausbau zu kombinieren. In den Sensitivitätsanalysen wird jedoch untersucht, welche Faktoren einen Einfluss auf welche Heizungssysteme haben und wie der Ausbau bestimmter Technologien gefördert beziehungsweise gedämpft werden kann. Hierfür werden die Erkenntnisse aus dem Vergleich des Basisszenarios mit den untersuchten Studien für das Energiesystem Deutschland im Jahr 2050 genutzt. Denn durch diesen Vergleich wird deutlich, welche Technologien im Basisszenario nicht den gewünschten Entwicklungspfad verfolgen.

Die Spezifikationen des Basisszenarios sind in Tab. 5.26 zusammengefasst, die Einzelwerte können im Anhang B eingesehen werden. Wie auch bei Photovoltaik entspricht das Basisszenario einem Trendszenario, da für die Zukunftswerte der Faktoren wahrscheinliche Entwicklungen aus Studien entnommen wurden.

Tab. 5.26: Entwicklung der technologiespezifischen Faktoren für die verschiedenen Heizungssysteme von 2016-2050 im Basisszenario

Einflussfaktor	Technologie	Entwicklung	Quelle
Förderung	Solarthermie, Wärmepumpe, Holzkessel	Förderung bleibt auf Wert von 2016	[Bafa 2000-2016]
CO_2 Emissionen	Gas, Öl, Holz, Solarthermie	Konstant gemäß Emissionsfaktor des Brennstoffes	[UBA 2017]
	Strom, Wärmepumpe	Absenkung gemäß erwarteter Entwicklung des Emissionsfaktors Strom	[UBA 2017] und eigene Berechnungen
	Fernwärme	Fortschreibung der Entwicklung von 2010-2015 (Absenkung)	[UBA 2017] und eigene Berechnungen
Brennstoffkosten	Gas, Öl, Strom	Entwicklung gemäß Quelle	[Prognos 2014]
	Nachtstrom (Elektroheizung)	70 % des Tagstrompreises	Eigene Berechnungen
	Holz	Konstant auf heutigem Wert	[HeizPellets24 2018]
	Fernwärme	Mischkalkulation aus Gas und Holz-preis als genutzte Brennstoffe	Eigene Berechnungen
	Wärmepumpe	Mischkalkulation aus Netzstrom und PV Strom	Eigene Berechnungen
Investitionskosten	Ölkessel, Gaskessel, Fernwärmeanschluss, Elektroheizung, Biomassekessel	Heutige Investitionskosten	[BMVBS 2012]
	Wärmepumpe	Mittelung verschiedener Szenarien aus der Literatur	[AEE 2016]
	Solarthermie	Mittelung verschiedener Szenarien aus der Literatur	[AEE 2016]

Mit diesen Ausprägungen der Faktoren wird das Basisszenario berechnet. Wie auch bei den Ausbauszenarien für Photovoltaik bleiben die demographischen Faktoren, außer dem Baualter (siehe Kapitel 4.3.6) konstant. Die Ergebnisse sind in Abb. 5.24 und Abb. 5.25 dargestellt

Gas bleibt auch für den Zeitraum 2016-2050 das meist installierte Heizungssystem mit Anteilen am Bestand um die 50 %. Zunächst steigt der Anteil noch leicht an bis zum Jahr 2035, ab diesem Zeitpunkt sinkt der Anteil von Gas, da die Installationen über den gesamten Zeitraum von anfänglich 63 % an allen Installationen auf 41 % in 2050 absinken. Der Anteil von Öl sinkt weiter kontinuierlich von 25 % im Jahr 2016 auf 15 % im Jahr 2050 ab, die Installationsanteile liegen im Jahr 2050 bei noch 6-7 %. Der Anteil sowohl von Fernwärme als auch von Holzkesseln bleibt konstant über den betrachteten Zeitraum. Bei Fernwärme liegt er um die 15 %, bei Holzkesseln um die

4 %. Der sowieso schon niedrige Anteil von Elektroheizungen verringert sich weiter von 4,5 % auf knapp 2 %. Die Wärmepumpen sind die einzige Technologie mit signifikantem Wachstum. Sie können ihren Anteil von 1,2 % auf 13,6 % erhöhen, ihr Anteil an allen Installationen liegt bei 35 % in 2050.

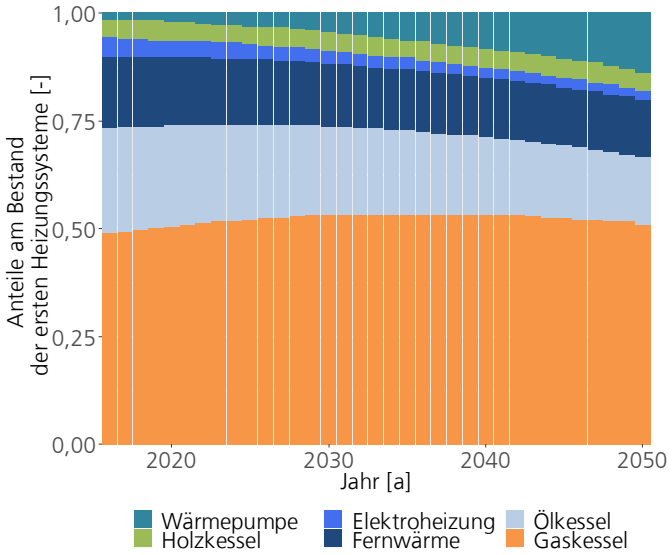


Abb. 5.24: Zusammensetzung des Bestandes für das erste Heizungssystem im Basisszenario für die Jahre 2016-2050 für Deutschland (Mittelung über alle Modellkonfigurationen)

Der Anteil an Haushalten, die im Basisszenario ein zweites Heizungssystem nutzen, steigt von 2016 bis 2050 von 9 % auf knapp 18 % an. Der Anteil der Holzkessel bleibt dabei nahezu konstant. Der Anteil der Solarthermieanlagen dagegen steigt an von knapp 4 % in 2016 auf knapp 13 % in 2050.

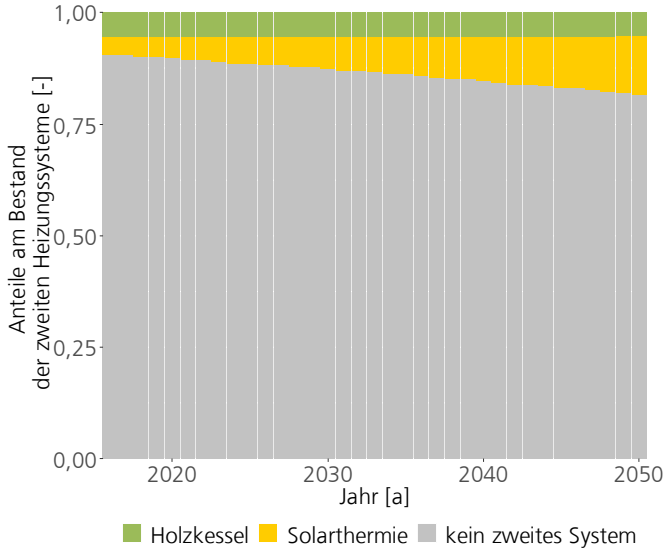


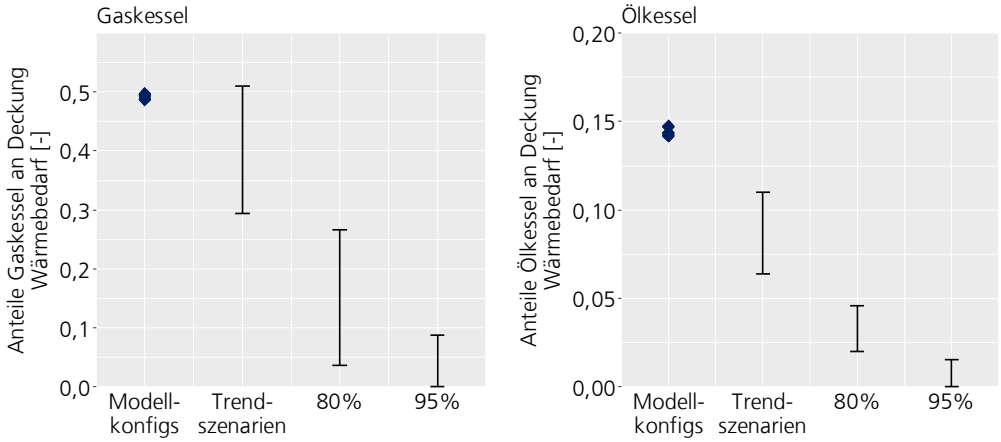
Abb. 5.25: Zusammensetzung des Bestandes für das zweite Heizungssystem im Basisszenario für die Jahre 2016-2050 für Deutschland (Mittelung über alle Modellkonfigurationen)

Für den Vergleich mit den ausgewerteten Studien müssen die ersten und zweiten Heizungssysteme gemäß ihrem Anteil an der Wärmebereitstellung zusammengefasst

werden. Dafür wird in erster Näherung davon ausgegangen, dass das zweite Heizungssystem für einen Anteil an der Wärmebereitstellung genutzt wird, der dem des Anteils des Warmwasserbedarfs am gesamten Nutzwärmebedarf (Heizung und Warmwasser) entspricht. Zusätzlich soll dieser Anteil nicht für jeden Haushalt einzeln berechnet werden, sondern die aggregierten Endergebnisse werden mit Hilfe eines Faktors umgerechnet. Um den durchschnittlichen Anteil des Warmwasserbedarfs am gesamten Nutzwärmebedarf über alle Gebäudetypen für 2050 zu bestimmen, wird ein gewichteter Mittelwert bestimmt für jede Kombination aus Gebäudetyp und Baualter gemäß der Verteilung im Datensatz im Jahr 2050. Da im Basisszenario von einer konventionellen Sanierung ausgegangen wird, werden die Werte für den Heizwärme- und den Warmwasserbedarf aus der IWU Gebäudetypologie [IWU 2015] für diesen Sanierungstyp entnommen. Gemäß diesem Vorgehen ergibt sich ein Anteil der zweiten Heizungssysteme an der Gesamtwärmebereitstellung von ca. 20 %. Das bedeutet, dass die Zusammenfassung beider Heizungssysteme gemäß der Aufteilung erstes Heizungssystem deckt 80 % des Wärmebedarfs und zweites Heizungssystem deckt 20 % des Wärmebedarfs vorgenommen wird.

In Abb. 5.26 werden die Ergebnisse des Basisszenarios für alle Modellkonfigurationen für das Jahr 2050 verglichen mit den Resultaten der Trend- und Zielszenarien der ausgewerteten Studien. Die einzelnen Modellkonfigurationen liegen dicht beieinander, die größte Abweichung zwischen den Modellkonfigurationen liegt bei Fernwärme vor mit einem Unterschied zwischen dem minimalen und dem maximalen Ausbau von 2,7 %-Punkten. Der Vergleich mit den Trendszenarien zeigt auf, inwiefern das in dieser Arbeit entwickelte Modell ähnliche Ergebnisse liefert wie andere Modelle, mit denen ebenfalls Trendszenarien berechnet wurden. Der Vergleich mit den Zielszenarien hingegen zeigt, welche Technologien im Basisszenario nicht die gewünschte Entwicklung zeigen.

Im Vergleich zu den Trendszenarien liegen die fossilen Technologien im Basisszenario am oberen Ende des Bereichs oder sogar darüber (Öl: 4 % über dem Bereich der Trendszenarien). Fernwärme liegt mittig im Bereich der Trendszenarien und die erneuerbaren Technologien liegen am unteren Ende des Bereichs der Trendszenarien oder leicht darunter. Die Ergebnisse des Modells können also im Vergleich zu den ausgewerteten Studien als konservativer eingestuft werden. Die fossilen Technologien sinken langsamer in ihren Anteilen am Bestand und die erneuerbaren Technologien steigen langsamer an als in den untersuchten Studien. Im Vergleich zu den Zielszenarien muss der Anteil an Öl- und Gaskesseln deutlich abnehmen, in den 95 % Szenarien sinken beide Technologien in ihren Anteilen bis auf 0. Vor allem bei Gas, mit einem Anteil von knapp 50 % in 2050 im Basisszenario, ist der Unterschied erheblich.



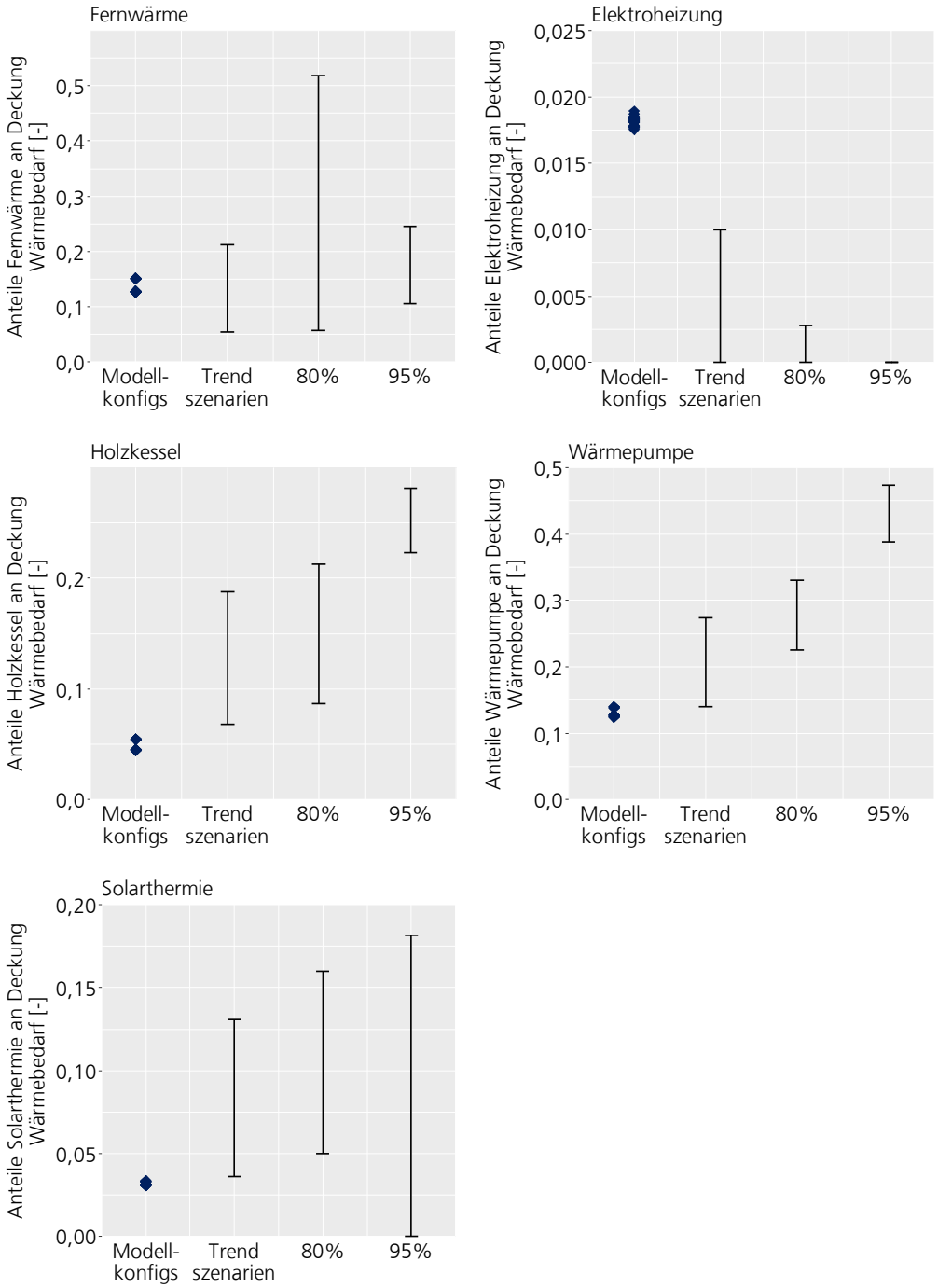


Abb. 5.26: Anteile der verschiedenen Heizungssysteme am Bestand in 2050: Vergleich der Ergebnisse des Basisszenarios mit den Trend- und Zielszenarien aus den untersuchten Studien für Deutschland

Sensitivitätsanalyse der technologiespezifischen Faktoren

Für die technologiespezifische Sensitivitätsanalyse des Teilmodells Heizungssysteme wird jeweils einer der normierten Faktoren für den gesamten Zeitraum einmal auf eins und einmal auf null gesetzt, während alle anderen Faktoren auf ihrem ursprünglichen Wert festgehalten werden. Die Kosten nehmen eine Sonderstellung ein, denn bei diesen werden für jeden Haushalt in Abhängigkeit des Gebäudetyps und der Größe der Wohnung die jährlichen Heizkosten mit den einzelnen Technologie berechnet und dann werden die jährlichen Kosten für die jeweiligen Technologien normiert mit den höchsten jährlichen Kosten, die dieser Haushalte haben könnte, wenn er die für ihn

teuerste Technologie nutzt. In der Sensitivitätsanalyse der jährlichen Kosten werden für jede Technologie die Brennstoffkosten und die Investitionskosten jeweils einmal auf den höchsten und den niedrigsten vorliegenden Wert gesetzt und die Kostenberechnung mit diesen Werten durchgeführt.

Tab. 5.27: Ergebnisse der technologiespezifischen Sensitivitätsanalyse für den Ausbau der Heizungssysteme: Änderungen der Anteile der Technologien am Bestand in 2050 in Prozentpunkten im Vergleich zum Basisszenario, Farbkodierung: große Änderungen rot, kleine Änderungen gelb

Einflussfaktor	Gaskessel [%-Punkte]	Ölkessel [%-Punkte]	Fernwärme [%-Punkte]	Elektroheizung [%-Punkte]	Holzkessel [%-Punkte]	Wärmepumpe [%-Punkte]	Zweites: Solar-Thermie [%-Punkte]	Zweites: Holz [%-Punkte]
Innovation = 1: Öl	-2,99	4,60	-0,75	-0,02	-0,32	-0,52	-0,88	-0,38
Innovation = 1: Fernwärme	-2,65	-0,52	4,23	-0,02	-0,09	-0,95	-0,34	-0,04
Innovation = 1: Holz	-0,69	-0,12	-0,11	0,00	1,39	-0,47	-0,92	1,95
Innovation = 1: Solarthermie	-0,04	-0,01	-0,06	0,00	0,10	0,02	3,80	-0,49
Versorgungssicherheit = 0: Fernwärme	2,44	0,55	-3,98	0,02	0,07	0,90	0,41	0,06
Versorgungssicherheit = 0: Holz	0,40	0,08	0,05	0,00	-0,88	0,35	0,60	-1,27
Versorgungssicherheit = 0: Wärmepumpe	1,91	0,30	0,81	0,02	0,32	-3,37	0,45	0,06
Versorgungs-sicherheit = 0: Solarthermie	0,03	0,02	0,06	0,00	-0,13	0,02	-4,04	0,60
Einfache Handhabung = 0: Gas	-8,59	2,75	2,77	0,05	0,85	2,17	2,63	0,76
Einfache Handhabung = 0: Fernwärme	2,22	0,51	-3,57	0,01	0,08	0,75	0,31	0,06
Einfache Handhabung = 0: Holz	0,38	0,08	0,04	0,01	-0,74	0,24	0,48	-1,08
Einfache Handhabung = 0: Solarthermie	0,05	0,05	0,05	0,00	-0,09	-0,06	-3,41	0,51
CO_2 Emissionen = 1: Holz	0,21	-0,03	0,22	0,00	-0,91	0,51	0,75	-1,32
CO_2 Emissionen = 1: Wärmepumpe	1,64	0,16	0,91	0,01	0,36	-3,08	0,53	0,13
CO_2 Emissionen = 1: Solarthermie	-0,21	-0,08	0,22	-0,01	-0,08	0,15	-4,19	0,71

Alle Ergebnisse der Analyse sind im Anhang E aufgeführt, an dieser Stelle wird auf die 15 Faktoren eingegangen, die die größte prozentuale Änderung des Anteils einer Technologie am Bestand in 2050 im Vergleich zum Ausgangswert zur Folge haben. Es werden die prozentualen Änderungen der Anteile am Bestand zur Auswahl dieser 15 Faktoren herangezogen, da bei einer Betrachtung der absoluten Änderungen Technologien mit hohen Anteilen (allen voran Gas) klar bevorzugt werden. Die Werte in Tab. 5.27 sind nichtsdestotrotz in %-Punkten (also absoluten Änderungen) angegeben, da dies die Vergleichbarkeit der Werte zwischen den Technologien vereinfacht.

Es wurde bereits erwähnt, dass eine Variation aller Faktoren in der Sensitivitätsanalyse durchgeführt wurde, auch wenn eine Veränderung mancher Faktoren keine praktische Relevanz hat. Dies trifft auf einige der technologiespezifischen Faktoren in Tab. 5.27 (und auch in Tab. 5.28) zu. Als Beispiel seien die CO_2 Emissionen von Solarthermie genannt, welche unveränderlich sind. Diese Faktoren werden dementsprechend auch in den Szenarien nicht verändert.

Unter den 15 Faktoren mit dem größten Einfluss sind 4 verschiedene Kategorien an Faktoren zu finden. Dies hängt auch mit den Ausgangswerten in diesen Kategorien zusammen. So ist zum Beispiel die Innovativität der meisten Heizungssysteme abnehmend oder sogar schon heute als gering einzustufen, was dazu führt, dass eine Erhöhung der Innovativität auf den Höchstwert 1 den Ausbau der jeweiligen Technologie dementsprechend mehr erhöht, als wenn die Innovativität von einem geringen Ausgangswert (zum Beispiel 0,2) auf null herabgesetzt wird. Die anderen drei Kategorien, die einen hohen Einfluss haben sind die Versorgungssicherheit auf null, die einfache Handhabung auf null und die CO_2 Emissionen auf eins.

In Tab. 5.27 sind die maximalen Anteilsänderungen aufgeführt, die bei einer Änderung der Faktoren auf null und eins ausgehend von den prognostizierten Werten erreicht werden können. Diese Änderung ist aber abhängig vom Ausgangswert, wie das Beispiel für dem Faktor Innovation gezeigt hat. Zusätzlich kann die Änderung der Ergebnisse analysiert werden, wenn die Einflussfaktoren alle um den gleichen Wert geändert werden. Dafür wird die Änderung der Anteile am Bestand im Vergleich zum Basisszenario normiert mit der Änderung der Einflussfaktoren. Die dafür angewendete Gleichung lautet:

$$\Delta\mathrm{Ausbau}_{\mathrm{sens-Basis,norm}} = \frac{\Delta\mathrm{Ausbau}_{\mathrm{sens-Basi}}}{\frac{\sum_{\mathrm{i=2016}}^{2050}\mathrm{Faktor}_{\mathrm{i,sens}} - \sum_{\mathrm{i=201}}^{2050}\mathrm{Faktor}_{\mathrm{i,Basis}}}{\max(\sum_{\mathrm{i=2016}}^{2050}\mathrm{Faktor}_{\mathrm{i,sens}} - \sum_{\mathrm{i=2016}}^{2050}\mathrm{Faktor}_{\mathrm{i,Basis}})}} \qquad \textbf{Gl. 5.19}$$

Mit:
$\Delta\mathrm{Ausbau}_{\mathrm{sens-Basis,norm}}$ = Normierte Änderung zwischen Basisszenario und Sensitivität
$\Delta\mathrm{Ausbau}_{\mathrm{sens-Basis}}$ = Änderung des Ausbaus in 2050 zwischen Basisszenario und Sensitivität (entweder in Prozentpunkten oder in Prozent)
$\sum_{\mathrm{i=2016}}^{2050}\mathrm{Faktor}_{\mathrm{i,sens}}$ = Summe des Einflussfaktors im Sensitivitätsszenario für den Zeitraum 2016 bis 2050
$\sum_{\mathrm{i=2016}}^{2050}\mathrm{Faktor}_{\mathrm{i,Basis}}$ = Summe des Einflussfaktors im Basisszenario für den Zeitraum 2016 bis 2050
$\max(\sum_{\mathrm{i=2016}}^{2050}\mathrm{Faktor}_{\mathrm{i,sens}} - \sum_{\mathrm{i=2016}}^{2050}\mathrm{Faktor}_{\mathrm{i,Basis}})$ = Maximale Änderung des Einflussfaktors für den gesamten Zeitraum von 2016 bis 2050 = 35

Wie auch bei den absoluten Änderungen werden hier die 15 größten prozentualen Änderungen diskutiert. Dargestellt in Tab. 5.28 sind jedoch die normierten Änderungen in %-Punkten, damit die Werte zwischen den Technologien besser vergleichbar sind.

Bei den normierten Änderungen sind die Kategorien vielfältiger, insgesamt sind 9 Kategorien in den 15 größten Änderungen enthalten. Einzelne Technologien sind dabei häufiger in diesen TOP 15 enthalten als andere, besonders häufig sind die Solarthermie und Holz als zweites Heizungssystem vertreten. Durch die Auswahl von nur drei Technologien bei der Wahl des zweiten Heizungssystems haben die Änderungen der Faktoren und somit der Nutzenfunktion größere Änderungen in den Wahrscheinlichkeiten zur Folge. Positive Änderungen des Anteils der Wärmepumpen haben grundsätzlich negative Änderungen des Anteils der Gaskessel zur Folge und anders herum. Besonders deutlich tritt dies hervor bei dem Hochsetzen der Förderung auf 1 für die Wärmepumpen, wodurch der Ausbau um 7 %-Punkte gesteigert werden kann, dadurch nimmt Gas gleichzeigt um 6,55 %-Punkte ab. Einen großen Einfluss auf den sich ergebenden Heizungsbestand hat die Versorgungssicherheit, diese hat auch in der Nutzenfunktion eine hohe Gewichtung. Auch die ökonomischen Faktoren wie die Förderung und die jährlichen Kosten sind mehrmals in den 15 größten Änderungen vertreten.

Tab. 5.28: Ergebnisse der technologiespezifischen Sensitivitätsanalyse für den Ausbau der Heizungssysteme: Änderungen der Anteile der Technologien am Bestand in 2050 normiert mit der Änderung der Einflussfaktoren, Farbkodierung: große Änderungen rot, kleine Änderungen gelb

Einflussfaktor	Gaskessel [%-Punkte]	Ölkessel [%-Punkte]	Fernwärme [%-Punkte]	Elektroheizung [%-Punkte]	Holzkessel [%-Punkte]	Wärmepumpe [%-Punkte]	Zweites: Solar-Thermie [%-Punkte]	Zweites: Holz [%-Punkte]
Innovation = 1: Holz	-0,75	-0,13	-0,12	0,00	1,51	-0,51	-0,99	2,11
Innovation = 1: Solarthermie	-0,07	-0,02	-0,10	-0,01	0,16	0,03	6,15	-0,80
Versorgungssicherheit = 0: Solarthermie	0,03	0,03	0,08	0,00	-0,16	0,02	-5,05	0,75
Versorgungssicherheit = 1: Holz	-0,89	-0,18	-0,19	0,02	1,64	-0,39	-1,10	2,40
Versorgungssicherheit = 1: Wärmepumpe	1,37	0,32	0,46	0,00	0,20	-2,35	0,32	0,08
Versorgungssicherheit = 1: Solarthermie	-0,12	-0,10	-0,23	0,00	0,13	0,32	5,95	-0,82
Einfache Handhabung = 1: Holz	-0,72	-0,15	-0,11	-0,01	1,35	-0,36	-0,94	1,96
Förderung = 0: Solarthermie	-0,36	-0,20	0,37	-0,01	-0,06	0,26	-5,34	0,95
Förderung = 1: Wärmepumpe	-6,55	-2,89	2,06	-0,26	0,62	7,02	1,36	1,22
Förderung = 1: Holz	-1,45	-0,51	0,23	-0,02	1,77	-0,03	-0,80	2,54
Preis = max: Öl	2,45	-5,50	1,69	0,05	0,30	1,01	0,63	0,57
Preis = max: Fernwärme	3,16	0,95	-6,37	0,04	0,11	2,10	0,22	0,39
Preis = max: Holz	-0,33	0,44	0,85	0,03	-1,75	0,76	0,23	-2,30
Preis = max: Solarthermie	-1,84	-1,01	1,15	-0,05	0,12	1,64	-5,50	1,38
CO_2 Emissionen = 0: Öl	-3,12	9,59	-1,13	-0,04	-0,62	-0,26	-1,61	-0,68

Sensitivitätsanalyse der akteursspezifischen Faktoren

Der Einfluss der akteursspezifischen Faktoren auf den Ausbau der verschiedenen Technologien ist in Tab. 5.29 dargestellt. Jeder der Faktoren, ist wie bei der Untersuchung für Photovoltaik jeweils auf 1 gesetzt worden und die anderen Faktoren der Gruppe auf 0. Dargestellt sind die Änderungen im Bestand gegenüber dem Basisszenario im Jahr 2050.

Der Einfluss des Einkommens ist gering, am höchsten ist er für Solarthermie, deren Anteil bei einem hohen Einkommen um 1,72 %-Punkte erhöht und bei einem niedrigen Einkommen um 1,17 %-Punkte erniedrigt ist. Das Baualter ist der akteursspezifische Faktor mit dem größten Einfluss. Sind alle Gebäude auf das neueste Baualter (nach 2011) gesetzt, ist der Anteil der Wärmepumpen um 22,13 %-Punkte gegenüber dem Basisszenario erhöht, Gaskessel sinken in ihrem Anteil dafür um 14,53 %-Punkte ab. Eine Beschleunigung der Sanierungsaktivitäten verbunden mit dem Austausch der Heizungsanlage kann also einen positiven Einfluss auf die Erreichung der Klimaschutzziele haben. Ebenfalls positiv auf den Ausbau der Wärmepumpen wirken sich die Gebäudetypen Einfamilien- und Bauernhaus aus, die Steigerung des Ausbaus ist jedoch geringer als durch die Änderung des Baualters auf den neuesten Gebäudetyp (EFH: 3,34 %-Punkte, FARMH: 4,92 %-Punkte). Der Einfluss der Region, der Besitzverhältnisse und des Alters und der Bildung kann im Vergleich als gering eingestuft werden.

Tab. 5.29: Ergebnisse der akteursspezifischen Sensitivitätsanalyse für den Ausbau der Heizungssysteme: Änderungen der Anteile der Technologien am Bestand in 2050 im Vergleich zum Basisszenario, Farbkodierung: große Änderungen rot, kleine Änderungen gelb

Einflussfaktor	Gaskessel [%-Punkte]	Ölkessel [%-Punkte]	Fernwärme [%-Punkte]	Elektroheizung [%-Punkte]	Holzkessel [%-Punkte]	Wärmepumpe [%-Punkte]	Zweites: Solar-Thermie [%-Punkte]	Zweites: Holz [%-Punkte]
Einkommen <2000 € netto/Monat	-0,17	0,28	0,46	0,02	0,14	-0,73	-1,17	-0,33
Einkommen 2000-4000 € netto/Monat	0,34	0,00	-0,90	-0,02	-0,03	0,61	0,28	0,38
Einkommen >4000 € netto/Monat	0,24	-0,64	0,24	-0,02	-0,21	0,39	1,72	-0,11
Baujahr vor 1948	3,63	-1,00	-1,62	0,01	0,48	-1,51	-0,92	0,56
Baujahr zwischen 1949 und 1971	-0,31	1,94	0,48	0,00	0,55	-2,67	0,18	0,16
Baujahr zwischen 1972-1990	-2,96	0,62	1,52	-0,01	-0,16	0,99	1,10	-0,06
Baujahr zwischen 1991 und 2010	0,48	-3,16	-0,73	-0,03	-0,93	4,37	0,13	-0,60
Baujahr nach 2011	-14,53	-5,24	-1,07	-0,06	-1,22	22,13	8,39	-1,85
Einfamilienhaus	-0,45	2,40	-6,55	0,03	1,24	3,34	3,02	1,35
Mehrfamilienhaus	1,35	-0,80	2,50	-0,02	-1,29	-1,74	-3,27	-1,86
Reihenhaus	5,43	-0,60	-4,74	-0,01	-0,40	0,32	1,95	0,00
Bauernhaus	-9,81	1,90	-6,30	-0,01	9,30	4,92	0,66	4,27
mind. Eine Person des Haushaltes hat Hochschulabschluss	0,77	-0,67	1,07	-0,01	-0,55	-0,61	1,53	-0,52
Keiner hat Hochschulabschluss	-0,40	0,23	-0,32	0,00	0,20	0,29	-0,62	0,21
städtische Gegend	0,59	-0,19	-0,18	0,03	-0,29	0,05	-0,08	-0,42
Ländliche Gegend	-1,26	0,34	0,48	-0,01	0,47	-0,03	0,20	0,70
Bewohner des Haushaltes älter als 60 Jahre	0,14	0,36	0,06	-0,01	-0,55	-0,01	0,14	-0,52
Bewohner jünger als 60 Jahre	-0,13	-0,28	-0,05	0,00	0,46	0,00	-0,15	0,46
Haushalt wohnt im Eigentum	1,12	0,43	-2,65	0,04	0,25	0,81	1,89	0,83

Weitere Szenarien

Abschließend werden Szenarien betrachtet, welche bestimmte politische Maßnahmen abbilden oder in denen bestimmte Technologien gezielt gefördert werden. Eine Übersicht über die Szenarien ist in Tab. 5.30 dargestellt, die Ergebnisse in Tab. 5.31.

Durch die Untersuchung des Ausbaus von Photovoltaik und Heizungssystemen in einem Modell kann auch der Einfluss des Ausbaus der einen Technologie auf den Ausbau der Anderen untersucht werden. In den hier vorgestellten Szenarien für die Entwicklung des Bestandes der Heizungssysteme wird das mittlere Basisszenario für den Ausbau von Photovoltaik als Standard angesetzt. Wird dagegen der hohe Ausbaupfad der Photovoltaik betrachtet, hat dies auch einen Einfluss auf den Ausbau der verschiedenen Heizungssysteme. Dieser ist jedoch vergleichsweise gering. Gaskessel haben in 2050 einen um 0,28 %-Punkte geringeren Anteil am Bestand, Wärmepumpen einen um 0,3 %-Punkte erhöhten Anteil.

Tab. 5.30: Beschreibung der weiteren Szenarien für den Ausbau der Heizungssysteme

Name des Szenarios	Beschreibung des Szenarios
PV Ausbau hohes Basisszenario	Um den Einfluss des Ausbaus von Photovoltaik auf den Ausbau der Heizungssysteme zu bestimmen wird der Unterschied des Heizungsbestandes im Basisszenario Heizung zwischen dem mittleren Basisszenario PV und dem hohen Basisszenario PV untersucht
CO_2 Steuer	Ersetzen des EU-ETS CO_2 Preises (Entwicklung nach [Prognos 2014]) durch eine CO_2 Steuer (Entwicklung nach [CO2 Abgabe 2017])
Stärkerer Brennstoffkostenanstieg Öl und Gas	Anstieg Öl- und Gaspreis gemäß den oberen Preisprojektionen von [eia 2018] und [Prognos 2014], womit der Ölpreis in 2050 um 60 % höher liegt, als im Basisszenario und der Gaspreis um 15 %
Verdoppelung Austauschrate	Austauschrate steigt von 3,27% auf 6,54 %
Erhöhung Förderung auf EE Heizungssysteme	Die Förderung für alle drei erneuerbaren Heizungssysteme (Solarthermie, Holzkessel und Wärmepumpe) wird verdoppelt
Wärmepumpe forcierter Ausbau	Image, einfache Handhabung und Versorgungssicherheit auf eins, Förderung für Wärmepumpen verdoppelt, Austauschrate verdoppelt
Sanierung auf zukunftsweisenden Standard statt konventionell	Sanierung der Gebäude auf zukunftsweisenden Sanierungsstandard anstatt konventionellen Sanierungsstandard nach [IWU 2015]
Verbot Ölkessel	Ölkessel dürfen ab 2026 nicht mehr installiert werden
Minimaler Anteil erneuerbare Energien	In jedem Haushalt muss 20 % des Heizwärmebedarfs durch erneuerbare Energien gedeckt werden
EE forcierter Ausbau ohne minimalen Anteil erneuerbarer Energien	Förderung für Wärmepumpe, Holzkessel und Solarthermie auf 200 €/kW bzw. €/m², Öl und Gasbrennstoffkosten wie in Szenario Stärkerer Brennstoffkostenanstieg Öl und Gas, Austauschrate verdoppelt
EE forcierter Ausbau plus minimaler Anteil EE	Förderung für Wärmepumpe, Holzkessel und Solarthermie auf 200 €/kW bzw. €/m², Öl und Gasbrennstoffkosten wie in Szenario Stärkerer Brennstoffkostenanstieg Öl und Gas, Austauschrate verdoppelt. In jedem Haushalt muss 20 % des Heizwärmebedarfs durch erneuerbare Energien gedeckt werden

Eine CO_2 Steuer nach Vorschlag von [CO2 Abgabe 2017] hat nur einen geringen Einfluss auf die Änderung des Heizungsbestandes. Die Kostenänderung für die Brennstoffe Gas, Öl und Strom aufgrund eines Ersetzens der EU-ETS nach Prognose von [Prognos 2014] durch eine Steuer ist gering. Auch bei den PV-Szenarien konnte kein großer Einfluss der CO2 Steuer auf den Ausbau festgestellt werden. Steigt dagegen der Öl- und Gaspreis gemäß den oberen Preisprojektionen von [eia 2018] und [Prognos 2014], womit der Ölpreis in 2050 um 60 % höher liegt, als im Ausgangsszenario und der Gaspreis um 15 %, dann sind auch deutlichere Auswirkungen auf das Ergebnis zu sehen. Obwohl die Ölkosten deutlich stärker ansteigen als die Gaskosten, ist die Veränderung des Anteils der Gaskessel trotzdem höher. Dies liegt daran, dass Gaskessel im Basisszenario hohe Installationsraten von 60 % in 2016 und 40 % in 2050 haben, Ölkessel werden auch schon im Basisszenario nur noch zu 15 % in 2016 und 6,5 % in 2050 als neue Systeme installiert, da der Wert der Nutzenfunktionen gering ist im Vergleich zu den anderen Technologien. Ein Teil dieser Installationen ist auf die Entscheidungsmuster 1 und 4, also die Wiederholung zurückzuführen, so dass die Kosten in der technologiespezifischen Teilnutzenfunktion von Öl nur noch einen geringen Einfluss auf die Wahl des Heizungssystems haben. Durch die Preiserhöhung der fossilen Brennstoffe können alle erneuerbaren Heiztechnologien an Anteilen gewinnen, am stärksten die Solarthermie.

Tab. 5.31: Ergebnisse der weiteren Szenarien für den Ausbau der Heizungssysteme: Änderung des Anteils am Bestand in 2050 im Vergleich zum Basisszenario

Name des Szenarios, bis auf die erste Zeile ist die Änderung in [%-Punkten] dargestellt	Gaskessel	Ölkessel	Fernwärme	Elektroheizung	Holzkessel	Wärmepumpe	Zweites: Solarthermie	Zweites: Holz
Anteil am Bestand im Jahr 2050 im Basisszenario in [%]	51,5	15,1	14,1	1,9	3,8	13,6	13,3	5,1
PV Ausbau hohes Basisszenario	-0,28	-0,04	-0,03	0,01	0,04	0,30	0,20	0,05
CO_2 Steuer	-0,27	-0,09	0,12	0,00	0,05	0,18	0,20	0,05
Stärkerer Brennstoffkostenanstieg Öl und Gas	-3,20	-1,16	-0,88	0,00	2,14	3,10	5,54	1,50
Verdoppelung Sanierungsrate	-1,32	-4,29	-0,87	-1,06	0,01	7,54	4,44	-0,53
Erhöhung Förderung auf EE Heizungssysteme	-1,78	-5,21	-0,67	-1,06	1,15	7,56	6,83	0,27
Wärmepumpe forcierter Ausbau	-6,47	-5,27	-2,80	-1,10	-0,76	16,41	-0,83	-0,11
Sanierung auf zukunftsweisenden Standard statt konventionell	0,03	-0,10	0,22	-0,01	0,07	-0,23	-0,02	0,06
Verbot Ölkessel	3,51	-5,79	0,87	0,03	0,40	0,98	-0,12	-0,23
Minimaler Anteil erneuerbare Energien	-8,61	1,22	0,81	0,15	5,19	1,42	23,40	13,23
EE forcierter Ausbau ohne minimalen Anteil erneuerbarer Energien	-1,78	-5,21	-0,67	-1,06	1,15	7,56	6,83	0,27
EE forcierter Ausbau plus minimaler Anteil EE	-11,70	-3,75	-0,17	-0,84	7,74	8,84	36,12	15,56

Auch eine Erhöhung der Austauschrate geht zulasten der fossilen und zugunsten der erneuerbaren Technologien. In diesem Fall ist Öl jedoch deutlich stärker betroffen als Gas mit einer Abnahme des Anteils in 2050 von 4,29 %-Punkten gegenüber Gas mit 1,32 %-Punkten. Wärmepumpen können in diesem Fall am stärksten ihren Anteil ausbauen, um 7,54 %-Punkte. Ein stärkerer Ausbau der erneuerbaren Energien kann auch durch eine Erhöhung der Förderungen bei diesen Technologien erreicht werden. Die Effekte sind sehr ähnlich zu denen der Verteuerung der Gas und Öl Brennstoffkosten.

Verschiedene positive Effekte auf den Ausbau von Wärmepupen werden im Szenario „Wärmepumpen forcierter Ausbau" zusammengefasst. Image, einfache Handhabung und die Versorgungssicherheit werden auf 1 gesetzt, die Förderung wird auf das doppelte des heutigen Wertes angehoben und die Austauschrate ist auf dem doppelten Wert von heute. Durch diese klare Bevorzugung von Wärmepumpen auch gegenüber den anderen erneuerbaren Technologien, kann der Ausbau von Wärmepumpen um 16,41 %-Punkte gesteigert werden. Damit liegt der Anteil der Wärmepumpen im Bereich der 80 % Szenarien, allerdings nehmen alle anderen Technologien in ihren Anteilen ab, auch Holz und Solarthermie.

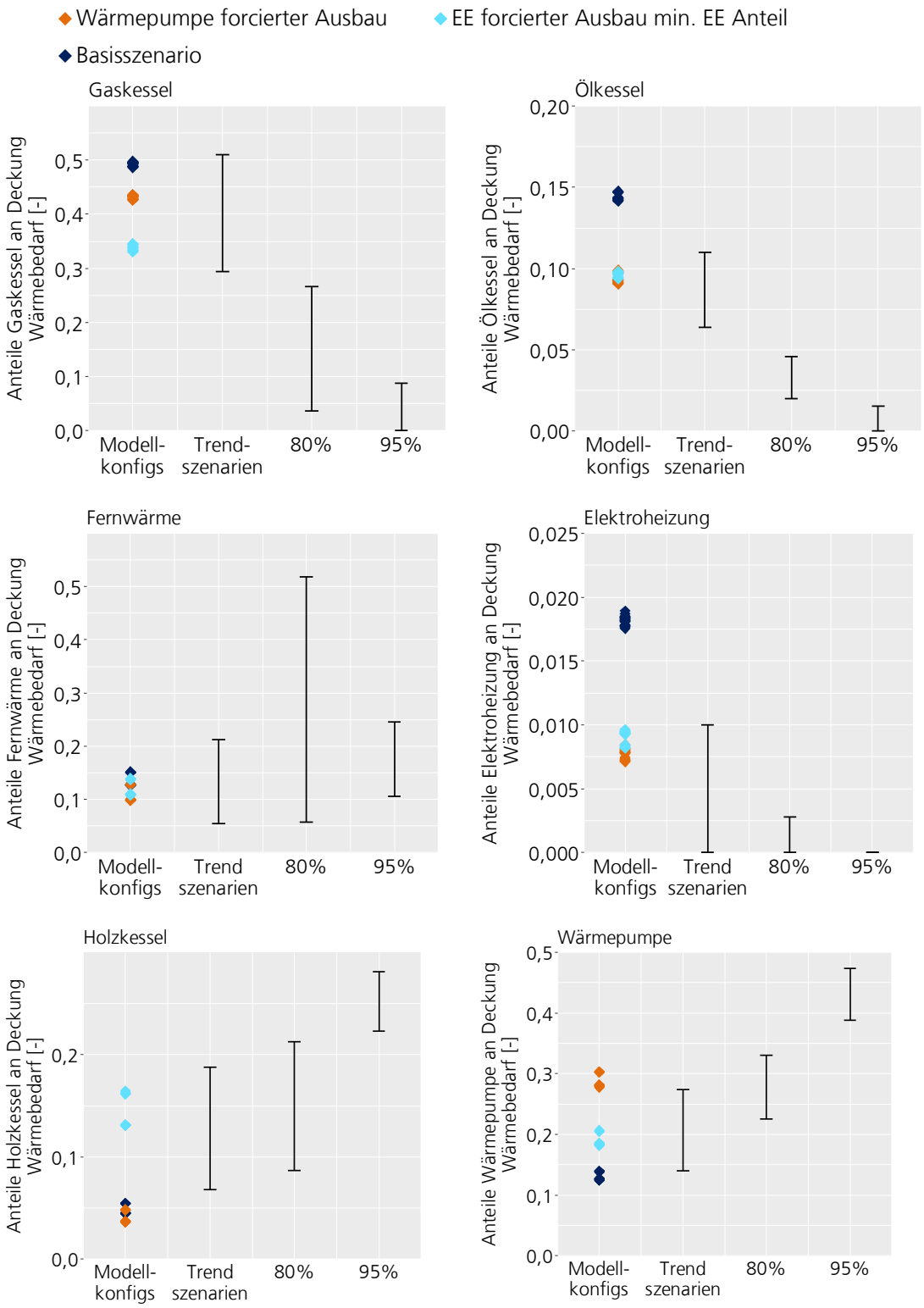
Im Basisszenario werden alle Gebäude bei einer Sanierung auf den konventionellen Sanierungsstandard nach [IWU 2015] saniert. Im Szenario Sanierung zukunftsweisend findet die Sanierung stattdessen in allen Gebäuden auf den zukunftsweisenden Standard statt. Diese Änderung hat kaum Auswirkungen auf das Ergebnis. In den

verschiedenen Sanierungsstufen sind die Wärmebedarfe und auch die installierten Leistungen der Technologien in den Haushalten unterschiedlich, in der Berechnung verschiebt sich der Nutzen der Technologien aufgrund der Kosten jedoch nur untereinander, wenn sich der Quotient aus Wärmebedarf und installierter Leistung ändert, denn dadurch ändert sich das Verhältnis der Investitionskosten zu den Brennstoffkosten. Dies ist zwar beim zukunftsweisenden gegenüber dem konventionellen Standard der Fall, die Änderungen sind allerdings gering. Die absoluten Änderungen des Wärmebedarfs und der Leistung zwischen den Sanierungsstufen hat dagegen keine Auswirkung, weil diese nicht das Verhältnis der Kosten zwischen den Technologien verändern.

Werden Ölkessel im Modell im Jahr 2026 verboten, sinkt ihr Anteil bis 2050 auf 9,62 % am Bestand. Die höchste Zunahme ist bei den Gaskesseln zu verzeichnen. Ein Grund für die langsam absinkende Anzahl an Ölkesseln ist in der niedrigen Austauschrate begründet, ein weiterer Grund ist aber auch die Methode der zufälligen Auswahl der Haushalte, die ihr Heizungssystem austauschen, egal welches sie installiert haben. Wird ein minimaler Anteil an erneuerbaren Energien an der Deckung des Heizwärmebedarfs von 20 % festgelegt, sinkt vor allem der Anteil von Gas (-8,61 %-Punkte), der Anteil von Öl steigt sogar an um 1,22 %-Punkte. Besonders stark ist der Anstieg bei den zweiten Heizungssystemen, weil die fossilen Systeme nicht mehr ohne ein zweites Heizungssystem installiert werden dürfen. Dies führt zu einer Steigerung des Anteils von Solarthermie von 23,4 %-Punkten.

Im Szenario „EE forcierter Ausbau" werden mehrere der Einflussfaktoren, welche einen positiven Einfluss auf den Ausbau der erneuerbaren Heiztechnologien Solarthermie, Wärmepumpe und Holz haben, kombiniert. Zum einen wird die Förderung der drei Technologien hochgesetzt auf 200 €/kW bzw. €/m² (Solarthermie), des Weiteren sind die Öl- und Gaskosten erhöht wie im Szenario „Stärkerer Brennstoffkostenanstieg Öl und Gas". Die Austauschrate ist auf den doppelten Wert von heute gesetzt. Der Anteil der Wärmepumpen und der Solarthermie kann durch diese Maßnahmen um 7,6 %-Punkte bzw. 6,83 %-Punkte gesteigert werden, den stärksten Anteilsverlust hat Öl mit 5,21 %-Punkten zu verzeichnen. In einem zweiten Szenario „EE forcierter Ausbau" ist zusätzlich der ausschließliche Einsatz von fossilen Technologien nicht möglich und ein Anteil erneuerbarer Energien an der Wärmebereitstellung von 20 % festgeschrieben. Dadurch kann der Anteil der Wärmepumpen nochmal leicht um insgesamt 8,84 %-Punkte gesteigert werden. Am stärksten profitieren jedoch die zweiten Heizungssysteme Solarthermie und Holz. Gaskessel verlieren einen Anteil von 11,7 %-Punkten.

In Abb. 5.27 sind die Szenarien „WP forcierter Ausbau", „EE forcierter Ausbau plus minimaler Anteil EE" und das Basisszenario im Vergleich zu den Zielenergiesystemen dargestellt. In beiden EE förderlichen Zukunftsszenarien liegt der Ausbau von Gas und Öl weiterhin deutlich zu hoch in 2050 und kann nicht den Anteil der 80 % und 95 % Szenarien erreichen. Fernwärme wird kaum durch die Szenarien beeinflusst und liegt auf gleichem Niveau wie im Basisszenario. Holzheizungen und Solarthermie liegen im Szenario „EE forcierter Ausbau" deutlich höher und mittig in den 80 % Szenarien mit ihren Anteilen, ihr Ausbau entspricht also den Zielen. Der Ausbau der Wärmepumpen ist allerdings im Szenario „EE forcierter Ausbau" noch immer zu niedrig und kann nur im Szenario „WP forcierter Ausbau" einen ausreichenden Anteil für ein Erreichen der 80 % Zielszenarien erreichen. In diesem Szenario liegt jedoch wiederum der Ausbau von Solarthermie und Holzkesseln deutlich niedriger.


Wärmepumpe forcierter Ausbau
EE forcierter Ausbau min. EE Anteil
Basisszenario
Gaskessel
Anteile Gaskessel an Deckung Wärmebedarf [-]
0,0
0,1
0,2
0,3
0,4
0,5
Modell-konfigs
Trend-szenarien
80%
95%
Ölkessel
Anteile Ölkessel an Deckung Wärmebedarf [-]
0,00
0,05
0,10
0,15
0,20
Modell-konfigs
Trend-szenarien
80%
95%
Fernwärme
Anteile Fernwärme an Deckung Wärmebedarf [-]
0,0
0,1
0,2
0,3
0,4
0,5
Modell-konfigs
Trend szenarien
80%
95%
Elektroheizung
Anteile Elektroheizung an Deckung Wärmebedarf [-]
0,000
0,005
0,010
0,015
0,020
0,025
Modell-konfigs
Trend szenarien
80%
95%
Holzkessel
Anteile Holzkessel an Deckung Wärmebedarf [-]
0,0
0,1
0,2
Modell-konfigs
Trend szenarien
80%
95%
Wärmepumpe
Anteile Wärmepumpe an Deckung Wärmebedarf [-]
0,0
0,1
0,2
0,3
0,4
0,5
Modell-konfigs
Trend szenarien
80%
95%

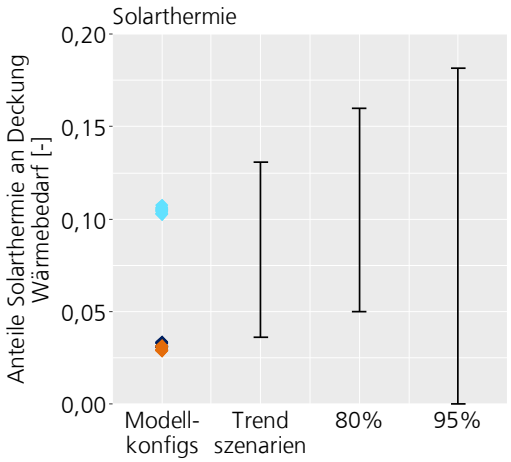


Abb. 5.27: Anteile der verschiedenen Heizungssysteme am Bestand in 2050: Vergleich der Ergebnisse des Basisszenarios, des Szenarios „Wärmepumpe forcierter Ausbau" und des Szenarios „EE forcierter Ausbau min. EE Anteil" mit den Trend- und Zielszenarien aus den untersuchten Studien für Deutschland

Fazit

Im Basisszenario ist der Anteil der fossilen Technologien, Gas- und Ölkessel im Vergleich zu den Trendszenarien aus den untersuchten Studien teilweise deutlich höher, der Ausbau der erneuerbaren Heiztechnologien dementsprechend niedriger. Das in dieser Arbeit entwickelte Modell berechnet die Entwicklung des Heizungssektors konservativer als es die Modelle der ausgewerteten Studien tun.

In der Sensitivitätsanalyse der technologiespezifischen Faktoren haben vor allem ökonomische Faktoren einen großen Einfluss, also Kosten und Förderungen. Aber auch die Versorgungssicherheit, Innovativität und die CO_2 Emissionen befinden sich unter den Faktoren, welche die größten prozentualen Änderungen der Anteile in 2050 hervorrufen. Wie auch schon bei der Photovoltaik haben die Gebäudeeigenschaften einen entscheidenden Einfluss auf den Ausbau der verschiedenen Heizungssysteme, Gebäude des neuesten Baualters haben eine stark erhöhte Wahrscheinlichkeit für Wärmepumpen und eine geringere Wahrscheinlichkeit für Gaskessel. Zusätzlich spielt der Gebäudetyp eine wichtige Rolle, alle erneuerbaren Technologien sind deutlich seltener in Mehrfamiliengebäuden anzutreffen. Es müssen gezielte Förderungen etabliert werden, um sowohl im Altbau als auch in Mehrfamiliengebäuden den Ausbau von EE Technologien zu fördern.

Verschiedene Möglichkeiten den Ausbau der erneuerbaren Heiztechnologien zu fördern wurden abschließend in Szenarien getestet und der größte Effekt kann durch die Pflicht der Einbindung von erneuerbaren Energien bei der Wärmebereitstellung erreicht werden. Dieses Gesetz ist prinzipiell sogar schon in Deutschland etabliert [Deutscher Bundestag 2008], jedoch sind Bestandsgebäude bisher ausgenommen. Wird diese Pflicht mit einer hohen Förderung für alle drei EE Technologien kombiniert ist der Ausbau von Solarthermie und Holzkesseln im Zielkorridor. Allerdings kann auch in diesem Szenario nicht der benötigte Anteil an Wärmepumpen am Berstand erreicht werden. In dem Szenario „Wärmepumpen forcierter Ausbau" wird der Anteil der Wärmepumpen gegenüber dem Basisszenario um 16,41 %-Punkte gesteigert, jedoch geht dies auch zulasten der beiden anderen EE Technologien Solarthermie und Holzkessel.

5.6 Szenarien Rainau

Neben der Parametrierung, Kalibrierung und anschliessenden Nutzung des Modells zur Berechnung von Szenarien für ganz Deutschland, ist ein erklärtes Ziel der Arbeit die Nutzung des Modells auf Stadtebene. Es stellt sich also die Frage, wie das Modell auf einzelne lokale Betrachtungsgebiete angepasst werden kann.

Hierfür werden in diesem Kapitel zwei verschiedene Ansätze präsentiert, die je nach Datenlage genutzt werden können. Der erste Ansatz ist anzuwenden, wenn kein Datensatz für die Stadt vorliegt, der haushaltsspezifische Daten enthält und basiert auf dem SOEP Datensatz. Der zweite Ansatz basiert auf dem Fragebogendatensatz und beschreibt ein Verfahren, welches einen stadtspezifischen Datensatz in das Modell einbindet, und auch eine neue Teilnutzenfunktion in die Gesamtnutzenfunktion für Photovoltaik integriert.

5.6.1 Ausgangssituation in Rainau

Rainau ist eine 3346 Einwohner umfassende Gemeinde im Osten Baden-Württembergs [Destatis 2011]. Aufgrund der ländlichen Lage auf der Ostalb gibt es sowohl Potential für PV-Freiflächenanlagen, als auch Biomasse. Auf der Gemarkung der Gemeinde befindet sich außerdem ein geeigneter Standort für Windkraftanlagen, deren Installation jedoch aus Naturschutzgründen vorerst gestoppt wurde, da Nistplätze des Rotmilans auf dem Gebiet gesichtet wurden.

Die Wärmeversorgung in Rainau erfolgt heutzutage überwiegend über Öl-, Elektro- und Gasheizungen. Heizöl ist als Brennstoff zur Deckung des Wärmebedarfs weit verbreitet, da in manchen Teilen von Rainau lange kein Gasnetz lag. Zur Erfüllung der Ziele des Klimaschutzplanes [EnBW 2017], ist es deshalb notwendig, dass der Wärmebedarf in Zukunft durch einen deutlich höheren Anteil erneuerbarer Energien gedeckt wird und Technologien wie Wärmepumpen und Solarthermie einen größeren Stellenwert einnehmen.

Die Zielenergiesystemberechnungen für die Fallstudie Rainau werden für das Zieljahr 2030 und das Zieljahr 2050 durchgeführt. 2030 ist das Zieljahr des Klimaschutzplanes, für die Berechnungen werden die zu erreichenden CO_2 Emissionen aus diesem entnommen und auf das betrachtete System heruntergebrochen [EnBW 2017]. Das bedeutet, die CO_2 Emissionen des Verkehrs werden aus der Bilanz herausgerechnet, da der Verkehr in den hier berechneten Zielszenarien nicht näher betrachtet wird. Die CO_2 Emissionen sollen im Klimaschutzplan um 38 % bis 2030 gegenüber 1990 sinken, daraus ergibt sich ein Zielwert von 7718 t. Bis 2050 wird eine Absenkung um 80 % in Übereinstimmung mit den Klimaschutzzielen des Bundes festgelegt was 3062 t verbleibender CO_2 Menge entspricht. Auf Potentialseite werden ebenfalls zwei Szenarien betrachtet, zum einen ein Photovoltaik Szenario, welches für die Stromerzeugung nur die Installation von Photovoltaik erlaubt, im Heizungssektor können alle in dieser Arbeit betrachteten Heiztechnologien außer Fernwärme zur Deckung des Wärmebedarfs eingesetzt werden. Im ambitionierten Szenario kommen Maßnahmen zum Einsatz, die kurzfristig nicht umgesetzt werden können, wie die Installation von Windkraftanlagen und die damit verbundene Errichtung einer Methanisierungsanlage, die Überschussstrom in Methan umwandelt, um dieses sowohl im Heizungssektor, als auch im Verkehr einzusetzen. Durch die Erzeugung von Wärme mittels eines BHKW'S schließt dies den Ausbau eines Wärmenetzes mit ein. Es wird jedoch angenommen, dass mit der Wärme zunächst Gewerbebetriebe versorgt werden. Die Details der Szenarien können in Tab. 5.32 eingesehen werden.

Tab. 5.32: Beschreibung der Zielszenarien für Rainau

Technologien	Photovoltaik Szenario	Ambitioniertes Szenario	2030	2050
Photovoltaik	Ausbau von Photovoltaik auf den Dachflächen der Gebäude, Platz vorhanden für eine mögliche Freiflächenanlage	Wie Photovoltaik Szenario	38% CO_2 Einsparung = 7718 t pro Jahr	80% CO_2 Einsparung = 3062 t pro Jahr
Windkraft	Keine Realisierung von Windkraftanlagen in nächster Zeit, da der Rotmilan im Gebiet nistet	Andere mögliche Flächen für Windkraft verfügbar, bei einer erneuten Bewertung des Naturschutzes wird der Bau von Anlagen evtl. doch erlaubt		
Methan-isierung	Ohne Windkraftanlagen ist eine angedachte Methanisierungsanlage nicht wirtschaftlich	Mit Windkraft und Photovoltaik kann der Einsatz einer Methanisierungsanlage Sinn ergeben. Einsatz des erzeugten Gases auch im Verkehrssektor zur Dekarbonisierung[5]		
Heizungs-technologien	Alle in dieser Arbeit betrachteten dezentralen Wärmeversorgungs-technologien	Gas aus Methanisierungsanlage kann zu Teilen in BHKW zur Strom- und Wärmerzeugung verbrannt werden, hierfür müsste ein Wärmenetz in Rainau realisiert werden		

5.6.2 Eingangsdaten für die Modellierung

Die Berechnung der optimierten Zielenergiesysteme erfolgt in stündlicher Auflösung, weswegen auch die Strom- und Wärmelasten als stündliche Werte vorliegen müssen. Es sind jedoch keine gemessenen Lastprofile für Wärme und Strom für Gesamt-Rainau vorhanden. Auf Stromseite ist der Jahresbedarf bekannt (2015: 8007 MWh). Eine Aufteilung auf die verschiedenen Sektoren (Haushalte und Gewerbe, Handel, Dienstleistung) jedoch nicht. Der Bedarf der Haushalte wird über Standardverbrauchswerte pro Haushalt, je nach Größe des Haushaltes, berechnet. Dem GHD Sektor wird der verbleibende Stromverbrauch zugeordnet. Dies ergibt einen Verbrauch von 4508 MWh für Haushalte und einen Verbrauch von 3499 MWh für den GHD Sektor. Für 2030 wird angenommen, dass sich der Strombedarf um 17 % auf Haushaltsseite und um 12 % auf GHD Seite reduziert, für 2050 beträgt die Reduktion in den Haushalten 33 %, im GHD Sektor 31 %. Die Reduktionen sind [Prognos 2014] entnommen. Für den Verlauf des Bedarfes werden in den hier vorgestellten Rechnungen Standardlastprofile genutzt.

[5] Da der Verkehrssektor in den Berechnungen nicht betrachtet wird, wird dieses Gas in den Modellrechnungen zwar erzeugt und gespeichert, jedoch wird sein Einsatz im Vekehrssektor nicht berechnet.

Der Gesamtwärmebedarf in Rainau ist nicht bekannt. Mit Hilfe eines Gebäudemodells welches auf der DIN 13790 [DIN EN ISO 13790:2008] beruht (SHM Modell), werden stündlich aufgelöste Lastzeitreihen berechnet. Der mit dem SHM Modell berechnete Bedarf der Haushalte ist 32208 MWh für den heutigen Sanierungszustand. Für 2030 wird angenommen, dass 1/3 der Gebäude auf heutigem Sanierungsstand verbleiben, 1/3 der Gebäude moderat saniert werden und 1/3 der Gebäude zukunftsweisend saniert werden, der Wärmebedarf reduziert sich dadurch auf 70 % des heutigen Wertes. In 2050 sind alle Gebäude zukunftsweisend saniert und der Wärmebedarf in den Haushalten sinkt um 50 %. Die Definitionen der Sanierungsstufen und auch die Parameter für die Gebäudehülle werden dabei [IWU 2015] entnommen. Für den GHD Bereich werden die Standardlastprofile Gas des BDEW [BDEW 2013] verwendet. Da der absolute Bedarf wie bei den Haushalten auch unbekannt ist, wird aus [BMWI 2016] entnommen in welchem Verhältnis der Wärmebedarf zum Strombedarf im Gewerbesektor steht und dieses Verhältnis angesetzt. Dies ergibt einen Raumwärmebedarf von 6963 MWh und einen Warmwasserbedarf von 825 MWh. Für 2030 wird von einer Reduktion des Wärmebedarfes um 38 % ausgegangen (nach [Prognos 2014]), der Warmwasserbedarf wird als konstant angenommen. Für 2050 reduziert sich der Wärmebedarf im GHD Sektor um 50 %.

Die Solarenergieaufdachpotentiale sind über ein 3D Gebäudemodell der Hochschule für Technik Stuttgart bekannt [Strzalka et al. 2012], die Projektpartner im ENsource Projekt sind. Sie werden in zwei Neigungen und fünf Himmelsrichtungen aggregiert (Tab. 5.33). Zusätzlich gibt es die Möglichkeit der Installation einer Freiflächenanlage. Die Dachflächen können jeweils für Solarthermie und Photovoltaik genutzt werden. Bereits heute sind 3,1 MW an Photovoltaik in Rainau installiert, die bereits bestehenden Anlagen werden im Modell als Bestand eingetragen und sind die Untergrenze an PV in den Szenarien.

Tab. 5.33: Solarenergiepotential für Rainau

	Neigung 14° [MWp]	Neigung 37° [MWp]	Freifläche [MWp]	Neigung 14° [m²]	Neigung 37° [m²]
Süden	0,726	3,647	8,9	3630	18235
Süd-Westen	0,395	0,845		1975	4225
Westen	0,765	1,029		3825	5145
Süd-Osten	0,374	0,698		1870	3490
Osten	0,677	1,019		3385	5095
Summe	2,937	7,238	8,9	14685	36190

Für den Vergleich der Zielenergiesysteme mit den Ausbauszenarien muss außerdem der Anteil der Dachflächen auf Wohngebäuden bestimmt werden, um die Ergebnisse der Zielenergiesysteme auf den Akteurstyp Privathaushalte herunterzubrechen. Für viele der Dachflächen ist aus dem 3D Gebäudemodell bekannt zu welchem Gebäudetyp sie gehören. 31 % haben jedoch keine Nutzungsart zugeordnet oder die Nutzungsart „Non-Heated“, die keinem bestimmten Investor zugeteilt werden kann. Bei der Bestimmung des Anteils der Dachflächen auf Wohngebäuden werden diese Flächen ausgeschlossen. Somit ergibt sich ein Flächenanteil für Wohngebäude von 60 % an der Fläche auf Gebäuden, was 6,105 MW installierbarer Leistung entspricht.

Der bereits oben erwähnte Standort für Windkraftanlagen, der zunächst nicht bebaut werden darf, hat ein Potential für 3 Anlagen mit jeweils 3,6 MW. Dieses Potential wird in den ambitionierten Szenarien angesetzt. Weitere Potentialflächen sind gegebenenfalls auf der Gemarkung der Gemeinde vorhanden, es stehen jedoch noch genauere Potentialerhebungen aus.

Aufgrund des ländlichen Charakters der Gemeinde ist ein relativ großes Biomassepotential vorhanden. Eine Abschätzung über die nutzbare Menge an

Biomasse wurde mit Hilfe des Ansatzes aus [IZES 2015] durchgeführt. Hier wird auf Basis von Flächenangaben und Nutztiermengen, welche über das statistische Bundesamt verfügbar sind, das Biomassepotential abgeschätzt. Flächenangaben, die nur auf Landkreisebene vorhanden waren, wurden mit Hilfe des Flächenverhältnisses Rainau zu Landkreis umgerechnet. Auf Basis dieser Flächenangaben und der Nutztiermengen werden 8 verschiedene Biomassekategorien abgeschätzt. Diese werden zusammengefasst nach fester Biomasse (schwarz) und Biogas (grün) (Tab. 5.34).

Tab. 5.34: Biomassepotential für Rainau auf Basis von [IZES 2015] und eigenen Berechnungen

Art der Biomasse	Potential	
Energiepotential aus tierischen Nebenprodukten	8069	MWh
Energiepotential aus Gras	0	MWh
Energiepflanzenpotential	807,58	MWh
Strohpotential	427,92	MWh
Energiepotenzial aus Bio- und Grünabfällen (Vergärung)	100,92	MWh
Energiepotenzial aus Grünabfällen (Verbrennung)	49,291	MWh
Altholzpotenzial	1338,4	MWh
Energieholzpotenzial	20342	MWh

Die Gemeinde Rainau hat in 2016 einen Antrag für die Förderung einer Methanisierungsanlage gestellt, welche überschüssigen Strom aus erneuerbaren Energien in Methan umwandelt, welches sowohl im Verkehrssektor als auch zur Deckung des Strom- und Wärmebedarfes eingesetzt werden soll. Diese Anlage wird im ambitionierten Szenario modelliert. Dabei ist diese nicht Teil der Optimierung, sondern wird auf die Größe aus dem Antrag festgesetzt, welche dort mit 1 MW elektrisch angegeben ist. Die Volllaststundenzahl wird auf mindestens 5000 h/a gesetzt, 70 % des erzeugten Gases werden für den Einsatz im Verkehr gespeichert.

Bei den Heizungssystemen stehen die gleichen Technologien wie heute zur Verfügung, die installierbaren Leistungen der einzelnen Technologien sind dabei keinen Beschränkungen unterlegen, lediglich das Biomassepotential für den Betrieb der Holzkessel ist wie oben beschrieben begrenzt.

Die Rechnungen erfolgen für das Jahr 2030 und das Jahr 2050, so dass auch alle Kosten für diese Jahre prognostiziert werden müssen. Die Kosten entsprechen denen aus Tab. 5.26. Für die Technologien, die in den Ausbauszenarien nicht vorkommen, jedoch in den Zielszenarien, sind die Kostenannahmen im Anhang B aufgeführt.

Zusätzlich zu den technologiespezifischen Kostendaten müssen Kosten für Importstrom im Modell hinterlegt werden. Die Stromkosten werden verhältnismäßig hoch mit 0,3 €/kWh angesetzt, um die interne Erzeugung zu bevorzugen.

5.6.3 Zielenergiesysteme für Rainau

Die Ergebnisse für die vier berechneten Szenarien für Rainau sind in Abb. 5.28 dargestellt. In 2030 im Photovoltaikszenario wird die installierte PV-Leistung von heutzutage 3,1 MW auf 4,66 MW gesteigert, dies führt zu einem Deckungsanteil von 40 % durch PV. Der restliche Strombedarf wird durch Importstrom gedeckt. Die Wärmeversorgung wird zu 56 % über Wärmepumpen realisiert. Der Wärmeerzeuger mit dem zweitgrößten Deckungsanteil sind Holzkessel mit 30 %. Ölkessel sind in einem kostenoptimierten Szenario mit einer CO_2 Grenze in doppelter Hinsicht nicht attraktiv und werden deswegen auch nicht installiert.

Photovoltaik Szenario **Ambitioniertes Szenario**

2030

Alle absoluten Werte sind Endenergiemengen in [MWh]

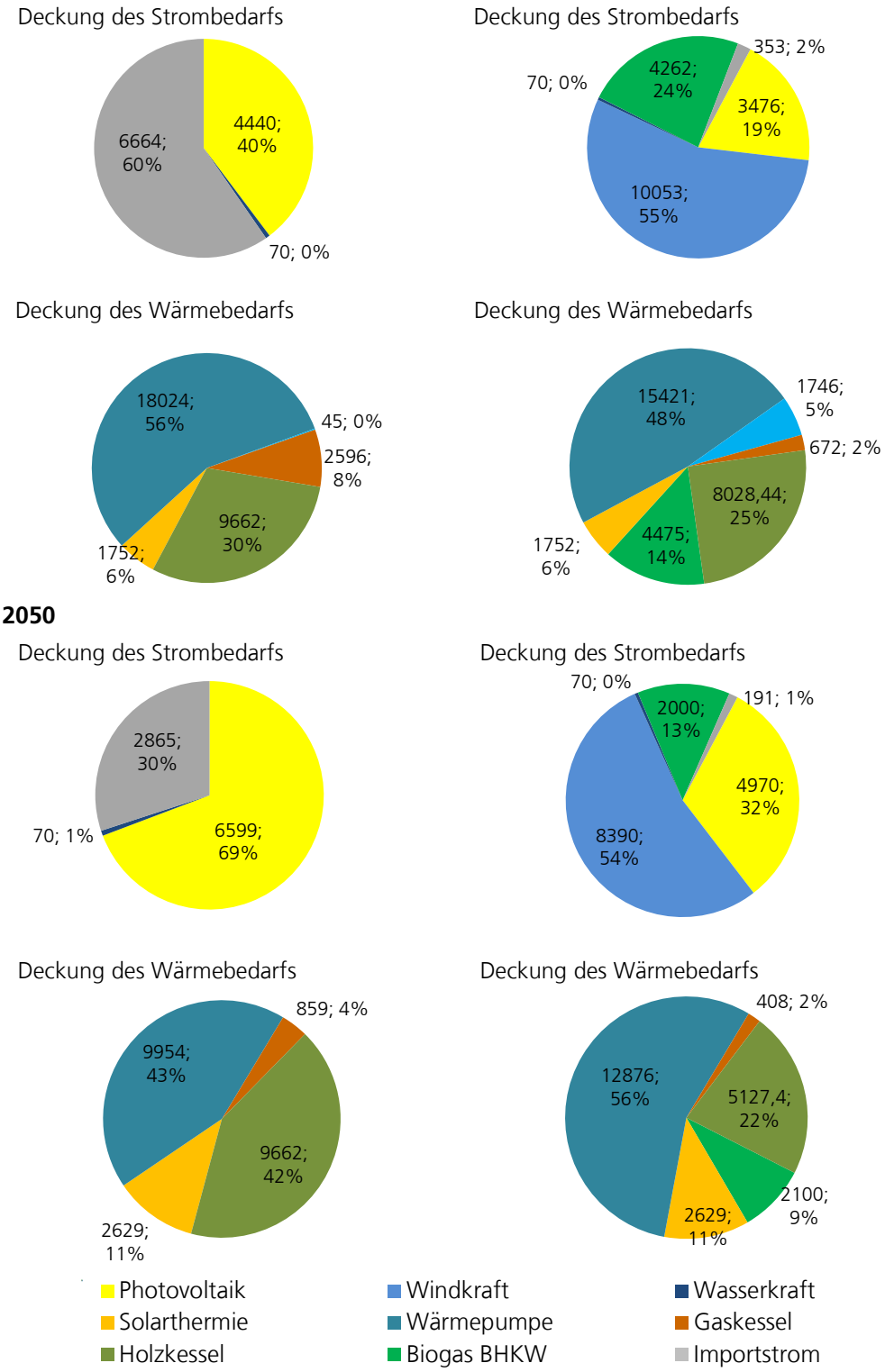


Abb. 5.28: Ergebnisse der Zielenergiesystemberechnungen für Rainau für beide Szenarien für die Jahre 2030 und 2050

Im ambitionierten Szenario wird PV gegenüber heute nur minimal auf 3,69 MW ausgebaut, Wind hat einen hohen Deckungsanteil mit 55 % am Strombedarf. Zu beachten ist, dass die Stromerzeugung in den ambitionierten Szenarien insgesamt höher liegt, da in der Methanisierungsanlage Strom in Gas umgewandelt und zu 70 %

für die Nutzung im Verkehr gespeichert wird. Auf Wärmeseite decken Wärmepumpen den größten Anteil des Bedarfs mit 48 %. In beiden Szenarien wird die CO_2 Grenze weit unterschritten, weil es kostenoptimaler ist, Holzkessel anstatt Gaskessel zu nutzen. Dies bezieht sich aber auf einen grüne Wiese Ansatz, der davon ausgeht, dass es keinen Anlagenbestand in der Wärmeversorgung gibt. Aufgrund dessen wird für den Vergleich mit den Ausbauszenarien auch berechnet welcher Anteil der Holzkessel durch Gas- oder Ölkessel ersetzt werden kann, so dass weiterhin noch die CO_2 Grenzen eingehalten werden.

In 2050 im Photovoltaik Szenario wird der PV Anteil weiter gesteigert auf 69 % an der Deckung des Strombedarfs und einer installierten Leistung von 6,82 MW. Auf Wärmeseite nehmen die Holzkessel 42 % der Wärmebedarfsdeckung ein. Die bereitgestellte Wärmemenge durch Holzkessel bleibt konstant, jedoch sinkt der Wärmebedarf, wodurch der Deckungsanteil steigt. Dadurch haben Wärmepumpen nur noch 43 % Deckungsanteil. Im ambitionierten Szenario wird Wind auf 3 MW ausgebaut, die Photovoltaik Leistung steigt gegenüber den Szenarien in 2030 an auf 5,19 MW. Der Anteil von Wärmepumpen an der Wärmebedarfsdeckung liegt bei 56 %. Solarthermie wurde in den Szenarien festgesetzt, da es in einem kostenoptimierten Szenario nicht genutzt wird. Die Systemkosten für die 6 % Solarwärme in 2030 sind um ca. 5 % höher als das kostenoptimale Szenario, in 2050 sind die Kosten für die 11 % Solarwärme 4 % höher als das kostenoptimale Szenario.

5.6.4 Modellanpassung auf Rainau

Wie in Kapitel 4.4 beschrieben, müssen sowohl die Datenbasis als auch die Parametrierung und Kalibrierung angepasst werden, bevor das Ausbaumodell für Deutschland auf ein lokales Betrachtungsgebiet angewendet werden kann. Das Vorgehen für Rainau wird in diesem Abschnitt beschrieben.

5.6.4.1 Anpassung der Datenbasis

Gemäß dem in 4.4.1 beschriebenen Vorgehen wird der SOEP Datensatz für die Nutzung im Rainau Modell SOEP angepasst. Die Anteile der einzelnen akteursspezifischen Merkmale für Rainau sind in Tab. 4.10, die für den SOEP Deutschlanddatensatz in Tab. 4.6 dargestellt.

Der angepasste SOEP Datensatz für Rainau enthält deutlich weniger verschiedene Haushaltstypen als der Originaldatensatz. Im Originaldatensatz für 1998 sind 7492 und in 2015 sind 15908 verschiedene Haushalte beschrieben (wobei sich diese nicht in allen genutzten Merkmalen unterscheiden müssen), im Zieldatensatz Rainau für 1998 sind es 1826 und für 2015 sind es 3127. Manche Eigenschaften sind in Rainau gar nicht vertreten, zum Beispiel Haushalte in städtischen Gebieten oder Haushalte, die eine Fernwärmeversorgung haben. Diese Haushalte werden vollständig aus dem Datensatz entfernt. Bei der Nutzung des Modells während der Kalibrierungsphase im Deutschland-Modell konnte der SOEP Datensatz jedes Jahr aktualisiert werden, dies ist mit dem auf Rainau angepassten Datensatz nicht möglich. Dies hat zwei Gründe. Zum einen sind nicht für jedes Jahr zwischen 1998 und 2015 die akteursspezifischen Faktoren für Rainau bekannt, um den Datensatz anzupassen. Zusätzlich werden bei der Anpassung des Datensatzes auf das Betrachtungsgebiet die Haushalte, welche aus dem Datensatz entfernt oder dupliziert werden durch Zufallsvariablen ausgewählt, so dass sich die im Datensatz befindlichen Haushalte und ihre jeweiligen Gewichtungsfaktoren jedes Jahr ändern würden, dies würde eine sinnvolle Fortschreibung des Haushaltsdatensatzes im Modell konterkarieren. Aus diesem Grund wird in der Kalibrierung des Rainau Modells SOEP durchgehend mit dem angepassten Datensatz beruhend auf SOEP 1998 gerechnet. Für die Berechnung der Szenarien wird mit dem Datensatz beruhend auf SOEP 2015 gerechnet.

Im Rainau Modell Fragebogen, dient ein aus dem Fragebogen generierter Datensatz als Grundlage für die Berechnung. Da die Befragung nur einmal im Jahr 2017 durchgeführt wurde, kann in diesem Fall nur der gleiche Datensatz in der Kalibrierung und der Szenarienberechnung genutzt werden. Der Ausgangsdatensatz ist im Vergleich zum SOEP Datensatz klein und beinhaltet 194 Haushalte. Für die Modellberechnungen wird der Datensatz deshalb viermal dupliziert, um auf eine Gesamtdatensatzgröße von 970 Haushalten zu kommen.

Im Fragebogendatensatz muss das Heizungssystem in 1998 für jeden Haushalt bekannt sein. Auf Grundlage der Frage seit wann das jetzige System genutzt wird, kann denjenigen Haushalten das gleiche System wie heute zugeordnet werden, welche dieses auch schon vor 1998 betrieben haben. Alle anderen Haushalte kriegen per Zufallsprinzip ein Heizungssystem für den Zeitpunkt 1998 zugeteilt, so dass die Anteile aller Systeme in 1998 der zuvor bestimmten Heizungsstruktur in Rainau für dieses Jahr entsprechen. Auch haben im Fragebogendatensatz anteilig mehr Haushalte in 2017 eine Photovoltaikanlage installiert als in Rainau, 21,5 % zu 10,65 %. Dementsprechend wird für die Berechnung der Anteil der Photovoltaik in jedem Haushalt mit dem Wert 0,495 angepasst, so dass bereits im Startjahr der Szenarienrechnung in 2016 die Haushalte, die bereits Photovoltaik installiert haben, nicht zu einem Anteil von 1 PV haben, sondern von 0,495, so dass der Gesamtanteil über alle Haushalte den 10,65 % entspricht.

Zum Vergleich der Modellergebnisse mit den historischen Ausbauraten müssen die Anteile der durch Privatpersonen installierten Anlagen auf Wohngebäuden in der Vergangenheit bekannt sein. Das Vorgehen zur Berechnung dieses Anteils wird anders gewählt, als im Deutschland-Modell. Während dort mit Daten aus [Trend Research 2011] berechnet worden ist, welchen Anteil die Privatpersonen am Ausbau in den verschiedenen Leitungsklassen haben, wird im Rainau-Modell der Anteil an allen installierten Anlagen über den Anteil der Wohngebäude an allen Gebäuden in Rainau bestimmt, dieser liegt bei 72 %. Dieses andere Vorgehen setzt die Annahme voraus, dass die verschiedenen Investoren gemäß ihren Anteilen auch Photovoltaik ausgebaut haben. Es wird nicht das gleiche Vorgehen wie im Deutschland-Modell gewählt, da sich die Investorenzusammensetzung in Rainau von der in Deutschland unterscheidet. Es gibt keine Industrie, kaum Gewerbe und einen sehr hohen Anteil an Landwirten.

Außerdem muss die installierte Leistung aus den Zielenergiesystemberechnungen auf die verschiedenen Akteure aufgeteilt werden. Wie auch im Deutschland-Modell wird die Annahme getroffen, dass alle Akteure in der Zukunft den gleichen Anteil ihrer Potentialfläche mit PV belegen werden. Die Bestimmung des PV Potentials auf Wohngebäuden wurde bereits in Kapitel 0 beschrieben und ergibt sich zu 60 % der Fläche auf allen Gebäuden in Rainau.

5.6.4.2 Anpassungen bei der Parametrierung und Kalibrierung

Parametrierung

Bei Photovoltaik müsste, um ein konsistentes Vorgehen zu gewährleisten, die technologiespezifische Teilnutzenfunktion schon mit den Installationsraten für PV aus Rainau parametriert werden (siehe Kapitel 4.4.2). Dies wurde versucht, führte jedoch zu keinen signifikanten Ergebnissen in der Regression. Dies ist auf die niedrigen absoluten Installationszahlen zurückzuführen, die in Rainau vorliegen. Insgesamt sind in ganz Rainau im Zeitraum 2000 bis 2017 181 Photovoltaikanlagen installiert worden. Der Anteil der Anlagen, die durch Privathaushalte installiert worden sind, wird über den Anteil von Wohngebäuden an allen Gebäuden berechnet, dies sind 72 %, also 130 Anlagen. In vielen Monaten ist keine Anlage installiert worden, was allein schon ein mathematisches Problem bei der Regression darstellt. In der Regressionsformel ist der Anteil der Entscheidungen im Nenner enthalten. Selbst wenn dieser in allen Monaten, in denen keine Anlagen installiert wurden, auf einen sehr kleinen Wert gesetzt wird, um die Berechnungen zu ermöglichen, ist keiner der Faktoren signifikant, das

Regressionsmodell ist nicht in der Lage die historischen Daten darzustellen. Aus diesem Grund wird auch im Rainauer Photovoltaik-Teilmodell mit den Ergebnissen der technologiespezifischen Teilnutzenfunktion für Gesamtdeutschland gerechnet. Diese kann von der Höhe an die Rainauer Installationsraten angepasst werden, der Verlauf unterscheidet sich aber stärker als im Deutschland-Modell (siehe Anhang 0).

Kalibrierung

Für die Kalibrierung der beiden Rainau Modelle wurde das in Kapitel 5.4.1 beschriebene Verfahren angewendet, bei der Kalibrierung des Modellteils Heizungssysteme ergaben sich jedoch einige Einschränkungen aufgrund der schlechten Datenlage, die hier kurz beschrieben werden sollen.

Es liegen keine Informationen über die in Rainau installierten Heizungssysteme vor. Für 2017 wird deswegen der Heizungsbestand, wie er von den Haushalten im Fragebogen angegeben wurde, übernommen. Diese Werte werden als repräsentativ für ganz Rainau angenommen. Zusätzlich muss ein Startbestand der Heizungssysteme für 1998 bekannt sein, um das Modell kalibrieren zu können. Hierfür werden die beim Bau der Gebäude gemeldeten Heizungssysteme genutzt, obwohl diese nicht aus dem Jahr 1998 sind, sondern aus dem jeweiligen Baujahr der Gebäude in Rainau. Weitere Stützstellen zwischen 1998 und 2017 können nicht genutzt werden, da nicht vorhanden. Auch über die historischen Installationsraten der verschiedenen Technologien kann keine Aussage getroffen werden. Dies macht die Kalibrierung unsicher, vor allem im Vergleich zur Kalibrierung des Deutschland-Modells, für welches 18 Datenpunkte zu Bestand und Installationsrate zur Verfügung stehen. Dementsprechend müssen auch die Ergebnisse als unsicherer angesehen werden.

5.6.5 Zukunftsszenarien für Rainau

Alle Szenarien für Rainau werden mit beiden Datensätzen (basierend auf SOEP und dem Fragebogen) berechnet, die Ergebnisse werden jeweils verglichen. In Abb. 5.29 sind die drei Szenarien für Photovoltaik mit beiden Datensätzen dargestellt. Die Randbedingungen der Szenarien sind die gleichen wie auch bei den Deutschlandszenarien und können in Kapitel 5.5.3.1 für Photovoltaik und 5.5.3.2 für die Heizungssysteme eingesehen werden.

5.6.5.1 Photovoltaik

Die Ausbauraten in den Rainau-Szenarien liegen deutlich höher als in den Deutschland-Szenarien (Abb. 5.29). Im oberen Ausbaupfad haben im Jahr 2050 je nach Modellkonfiguration und Datensatz zwischen 55 % und 73,5 % aller Haushalte eine Photovoltaikanlage. Eine Modellkonfiguration berechnet mit dem SOEP Datensatz liegt dabei fast 10 % niedriger als die anderen Konfigurationen und ist mit verantwortlich für die große Spannbreite der Werte. Der Ausbau im Modell, welches den Fragebogendatensatz nutzt, liegt dabei höher und nähert sich einer höheren Maximalausbaurate an als die Szenarien, welche mit dem angepassten SOEP Datensatz berechnet wurden. Dies ist auf den höheren Anteil an Eigentümern im Fragebogendatensatz zurückzuführen (91,2 % gegenüber 77 %). Denn nur diese können im Modell eine Photovoltaikanlage installieren (siehe Kapitel 4.3.4), somit ist im Fragebogendatensatz die Obergrenze für Installationen höher. Im mittleren Szenario werden Ausbauraten von 38 % bis 50 % erreicht, auch hier liegen die Ergebnisse beruhend auf dem Fragebogendatensatz höher und wieder liegt eine Modellkonfiguration aus dem SOEP Datensatz deutlich niedriger bei 38 %, während alle anderen Konfigurationen eng beieinander liegen. Im niedrigen Ausbauszenario werden Anteile von 23 % bis 31 % erreicht, die Ergebnisse mit den unterschiedlichen Datensätzen liegen näher beieinander, weil die Ausbaugrenze beim insgesamt niedrigeren Gesamtausbau auch eine kleinere Rolle spielt.

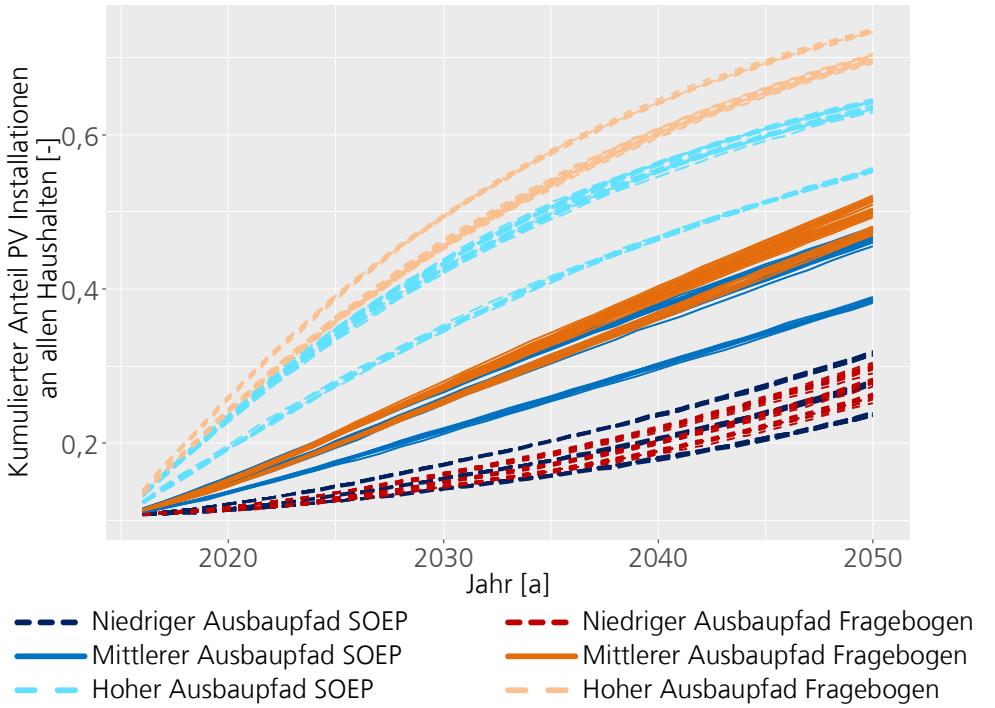


Abb. 5.29: Kumulierter Anteil PV installierender Haushalte: Ergebnisse der Basisszenarien für Photovoltaik im Rainau Modell Fragebogen und SOEP für den Zeitraum 2016-2050

Die Ergebnisse der Szenarien werden mit den Zielenergiesystemen, die in Kapitel 5.6.3 beschrieben wurden, verglichen (Abb. 5.30). Dafür werden wie im Deutschland-Modell die kumulierten Anteile PV Installationen in installierte Leistungen umgerechnet.

Die in Abb. 5.30 dargestellten Bereiche für den zu erreichenden Ausbau in den Zieljahren sind für den Fall, dass keine Freiflächen für den Ausbau von PV genutzt werden, sondern nur Dachflächen. In allen vier Zielszenarien ist es möglich, dass der gesamte weitere benötigte Ausbau an Photovoltaik auf der zur Verfügung stehenden Freifläche mit einem Potential von 8,9 MW installiert wird. In allen Szenarien kann der Ausbau aber auch vollständig auf Dachflächen erfolgen

Der zu erreichende Ausbau wird vom hohen Ausbauszenario übertroffen, der mittlere Ausbaupfad liegt in 2030 knapp unter dem zu erreichenden Bereich und in 2050 genau darin. Der untere Ausbaupfad liegt unter dem Bereich der Zielenergiesysteme. Unter den gegebenen Randbedingungen können die Zielenergiesysteme also mit zwei der drei Ausbaupfade erreicht werden.

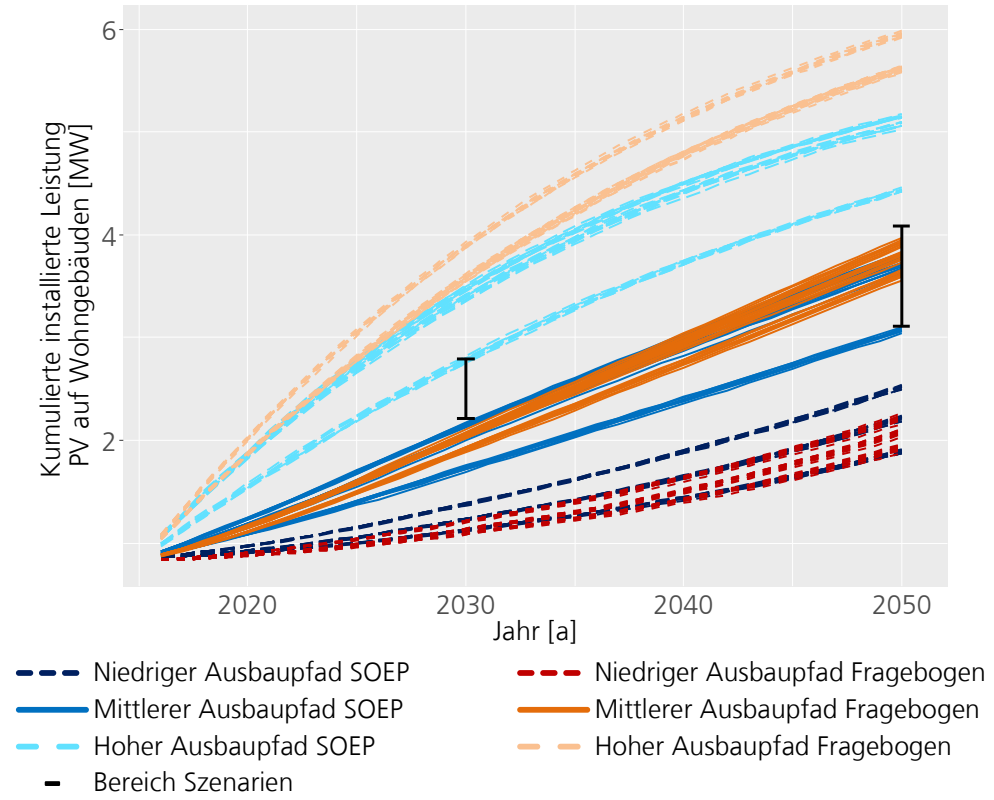


Abb. 5.30: Kumulierte installierte Leistung PV auf Wohngebäuden: Vergleich der Basisszenarien mit den Ergebnissen der Zielenergiesystemoptimierung für Photovoltaik im Rainau Modell Fragebogen und SOEP

5.6.5.2 Heizungssysteme

Die Ergebnisse für die Entwicklung der Anteile am Bestand der ersten Heizungssysteme weisen eine hohe Ähnlichkeit zwischen den beiden Datensätzen auf (Abb. 5.31).

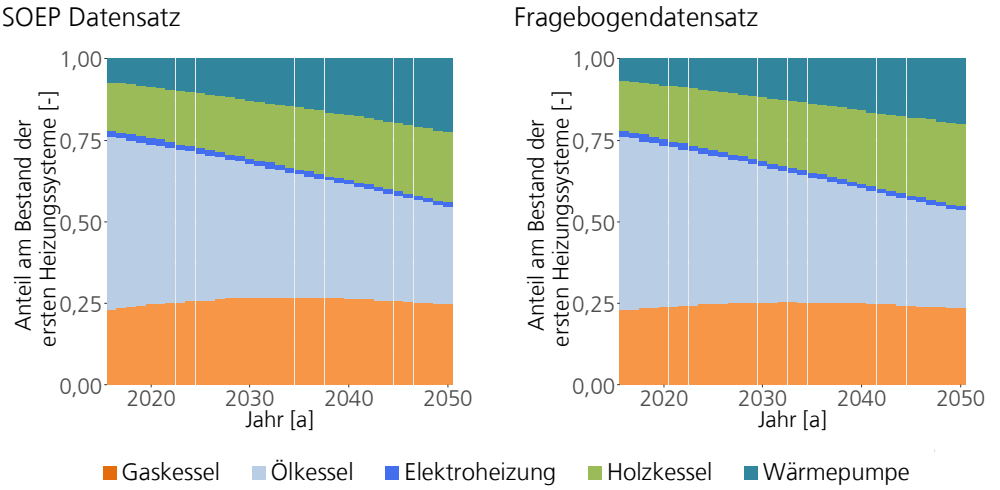


Abb. 5.31: Zusammensetzung des Bestandes für das erste Heizungssystem im Basisszenario für die Jahre 2016-2050 in Rainau, Links: SOEP Datensatz, rechts Fragebogendatensatz (Mittelung über alle Modellkonfigurationen)

Im Fragebogendatensatz nimmt Gas leicht im Anteil zu von 23,5 % auf 25 %, im SOEP Datensatz nimmt der Anteil von 23,5 % auf 22,8 % ab. In beiden Datensätzen liegt das Maximum jedoch um das Jahr 2035. Der Anteil von Ölheizungssystemen sinkt wie auch schon in der Vergangenheit weiter ab und liegt im Jahr 2050 zwischen 29,4 % (SOEP) und 29,8 % (Fragebogen). Auch der Anteil an Elektroheizungen sinkt weiter

von 2 % in 2015 auf ca. 1 % in 2050. Wärmepumpen und Holzkessel dagegen können ihren Anteil steigern. Holzkessel steigen in ihrem Anteil auf 25,4 % (SOEP) beziehungsweise 22,9 % (Fragebogen). Wärmepumpen liegen in 2050 bei 20,7 % (Fragebogen) bzw. 21,2 % (SOEP). Die höchsten Installationsraten in 2050 weisen auch die Wärmepumpen mit ca. 34 % auf. Die zeitliche Entwicklung der Installationen der einzelnen Technologien sowohl für das erste als auch das zweite Heizungssystem ist in Anhang E dargestellt.

In Abb. 5.32 sind die Szenarienergebnisse für das zweite Heizungssystem dargestellt. Die Ergebnisse der beiden Modelle mit den unterschiedlichen Datensätzen weisen wie auch beim ersten Heizungssystem nur minimale Unterschiede auf. Holz nimmt als zweites Heizungssystem in seinem Anteil ab von 32 % auf 20 %, während die Solarthermie deutlich in ihrem Anteil steigt von 15 % in 2015 auf 46 % (Fragebogen) beziehungsweise auf 43 % (SOEP). Der Anteil der Haushalte ohne zweites Heizungssystem nimmt dementsprechend ab.

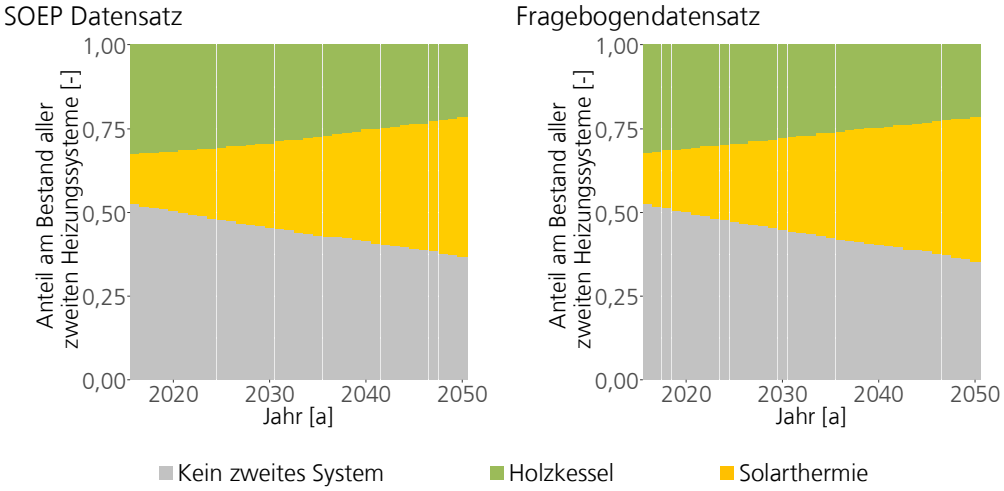


Abb. 5.32: Zusammensetzung des Bestandes für das zweite Heizungssystem im Basisszenario für die Jahre 2016-2050 in Rainau, Links: SOEP Datensatz, rechts Fragebogendatensatz (Mittelung über alle Modellkonfigurationen)

Für den Vergleich mit den Zielenergiesystemen werden das erste und das zweite Heizungssystem wie bei den Ergebnissen des Deutschland-Modells nach dem Prinzip 80 % Deckung durch erstes Heizungssystem und 20 % Deckung durch zweites Heizungssystem zusammengefasst (Abb. 5.33).

Der Anteil der Kessel in den Zielenergiesystemen wird entsprechend der CO_2 Grenzen so angepasst, dass der Anteil an Gas- und Ölkesseln so weit gesteigert werden kann, bis die CO_2 Grenze in den beiden Jahren 2030 und 2050 jeweils erreicht wird. Der Anteil der Holzkessel sinkt dementsprechend ab. Trotz dieser Anpassung des Zielkorridors bei den fossil betriebenen Kesseln, liegen diese in den Ausbauszenarien mit ihren Anteilen deutlich zu hoch gegenüber den Zielenergiesystemen. Gas- und Ölkessel nehmen in 2030 zusammen einen Anteil von ca. 60 % ein, dieser sollte jedoch unter 40 % liegen. Der Ausbau der Holzkessel in den Szenarien dagegen liegt gut im Zielkorridor. Der Ausbau der Solarthermie ist in 2030 im Zielbereich, in 2050 liegt er darunter. Zu beachten ist jedoch, dass der Ausbau der Solarthermie in den Zielszenarien festgesetzt wurde und nicht Teil der Optimierung war. Während die fossilen Kessel deutlich zu hoch in ihren Anteilen liegen, sind die Wärmepumpen deutlich zu niedrig im Ausbau, es sind die gleichen Effekte wie in den Ergebnissen für Deutschland zu erkennen. Der Ausbau der Wärmepumpen sollte laut Zielkorridor in 2050 bei 43 % bis 61 % liegen, liegt aber bei 16 %-20 %.

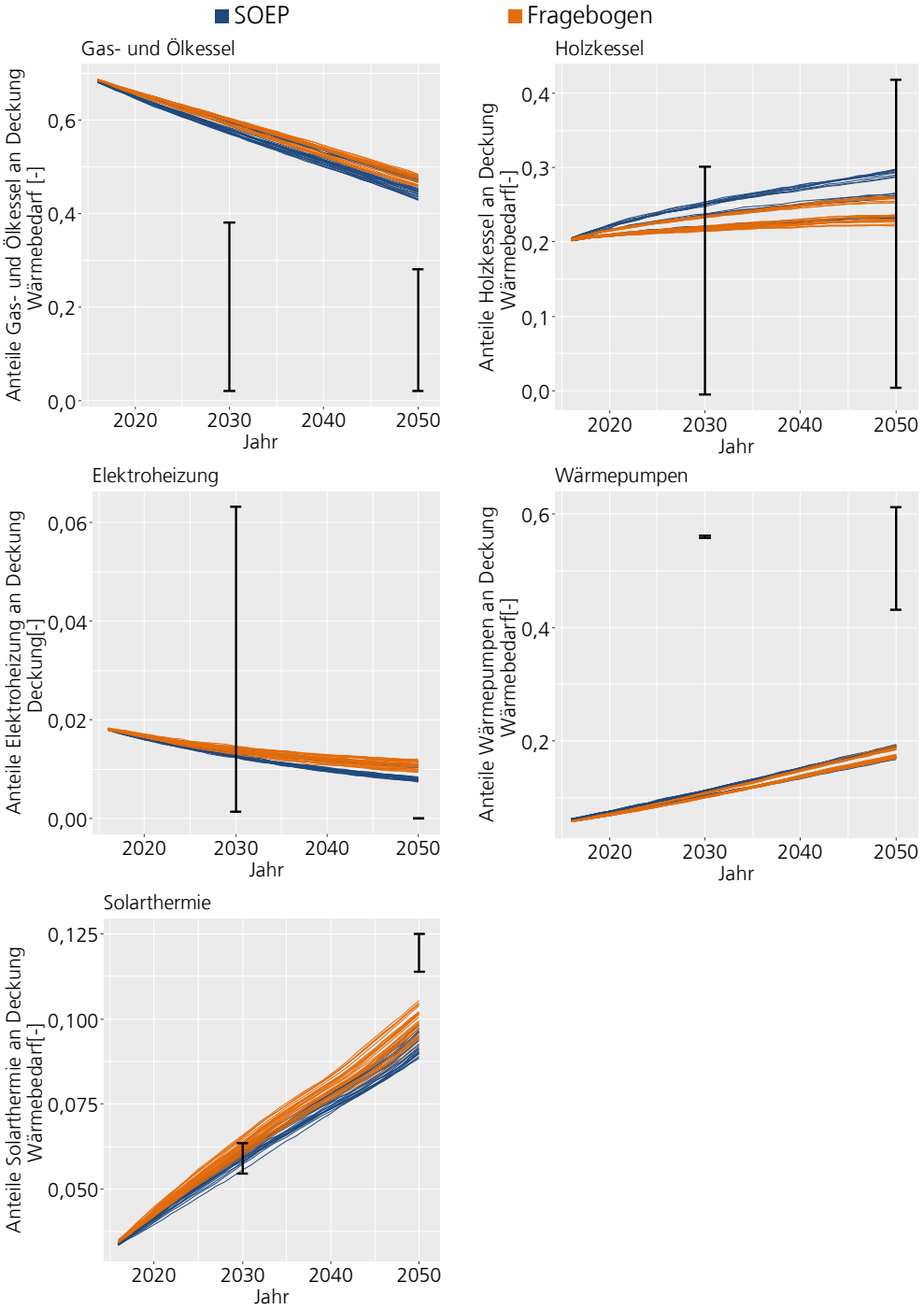


Abb. 5.33: Anteile der verschiedenen Heizungssysteme am Bestand in 2050: Vergleich der Ergebnisse des Basisszenarios mit den Zielenergiesystemszenarien für Rainau

Auf Basis der Erkenntnisse der technologiespezifischen Sensitivitätsanalyse im Deutschland-Modell, welche die wesentlichen Einflüsse der Einflussfaktoren auf den Ausbau der einzelnen Technologien gezeigt hat, wird ein Szenario „Wärmepumpen forcierter Ausbau“ berechnet. Die Ergebnisse sind in Tab. 5.35 dargestellt.

Tab. 5.35: Weitere Szenarien für den Ausbau der Heizungssysteme für Rainau

Name des Szenarios, bis auf die erste Zeile ist die Änderung in [%-Punkten] dargestellt	Gaskessel	Ölkessel	Elektro-heizung	Holzkessel	Wärme-pumpe	Zweites: Solar-thermie	Zweites: Holzkessel
Anteil am Bestand im Jahr 2050 im Basisszenario in [%]	22,8-25	29,4-29,8	1	22,9-25,4	20,7-21,2	43-46	20
SOEP: WP forcierter Ausbau ohne Verdopplung Austauschrate	-3,28	-0,05	-0,05	-4,41	7,78	-2,99	-0,16
Fragebogen: WP forcierter Ausbau ohne Verdopplung Austauschrate	-3,74	-0,05	-0,07	-3,72	7,58	-3,12	-0,12
SOEP: WP forcierter Ausbau mit Verdopplung Austauschrate	-8,12	-17,80	-0,54	-6,05	32,51	14,77	-8,50
Fragebogen: WP forcierter Ausbau mit Verdopplung Austauschrate	-8,30	-18,09	-0,54	-5,92	32,85	15,47	-8,31

Im Szenario „Wärmepumpen forcierter Ausbau" ohne eine Erhöhung der Austauschrate kann der Anteil der Wärmepumpen um 7,6 %-Punkte -7,8 %-Punkte gegenüber dem Basisszenario gesteigert werden. Wird zusätzlich die Austauschrate verdoppelt, kann der Anteil der Wärmepumpen sogar um 32,5 %-Punkte -32,85 %-Punkte gesteigert werden. Diese Steigerung geht vor allem zu Lasten der Ölkessel, deren Anteil um ca. 18 %-Punkte abnimmt. Auch Solarthermie profitiert von der verdoppelten Austauschrate und der Anteil wird um ca. 15 %-Punkte erhöht. Der steigende Anteil Solarthermie und Wärmepumpe geht auch zu Lasten der Holzkessel, die in ihren Anteilen sinken.

In Abb. 5.34 sind die Ergebnisse der Szenarien „WP forcierter Ausbau mit doppelter Austauschrate" gegenüber den Zielenergiesystemen dargestellt. Unter Annahme dieser Randbedingungen liegen alle Technologien im Jahr 2050 im Zielkorridor.

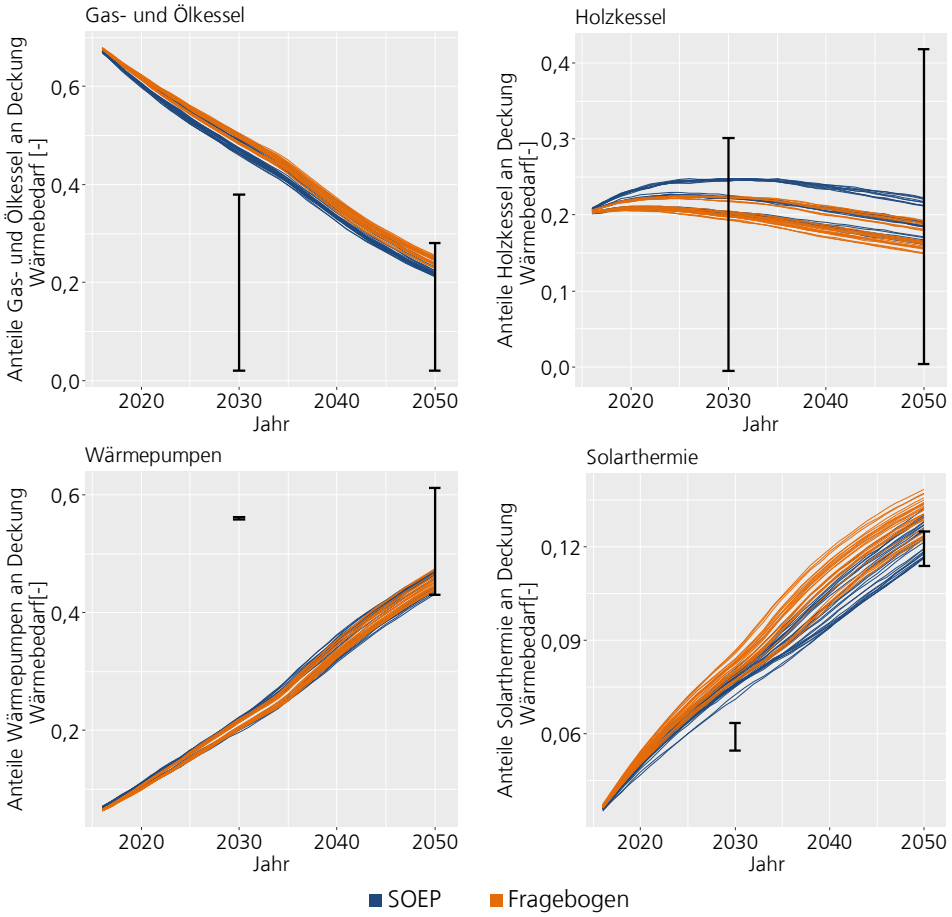


Abb. 5.34: Anteile der verschiedenen Heizungssysteme am Bestand in 2050: Ergebnisse des WP max Szenarios im Vergleich zu den Zielenergiesystemszenarien für die Heizungssysteme Gas- und Ölkessel, Holzkessel, Wärmepumpen und Solarthermie für Rainau

5.6.5.3 Zwischenfazit

Im Vergleich der Ausbauszenarien mit den Zielenergiesystemen für Photovoltaik zeigt sich, dass der Ausbau in Rainau auf einem guten Weg ist. Ohne eine Nutzung der Freiflächenpotentiale kann im mittleren und hohen Ausbaupfad die installierte Kapazität aus den Zielszenarien im Jahr 2050 erreicht werden.

Bei den Heizungssystemen kann im Basisszenario nicht der gewünschte Ausbau bei allen Technologien erreicht werden, im Szenario „WP forcierter Ausbau" jedoch schon. In Kapitel 2.6.2 wurde dargelegt, welche Einflussmöglichkeiten Städte und Gemeinden haben, um den Ausbau bestimmter Technologien zu fördern oder zu hemmen. Dies soll nochmal im Kontext des Szenarios „Wärmepumpen forcierter Ausbau" überprüft werden. Für das Szenario „Wärmepumpen forcierter Ausbau" wurden die Randbedingungen auf den Ausbau von Wärmepumpen wie folgt verändert:

- Image, Versorgungssicherheit und einfache Handhabung auf maximalen Wert
- Förderung für Wärmepumpen auf doppeltem Wert von heute (im Schnitt über alle verschiedenen Anlagentypen 378 €/kW installierter Leistung), dies entspricht ca. 25 % der heutigen Investitionskosten von Wärmepumpen
- Doppelte Austauschrate aller Heizungssysteme, also bei 6,54 % anstatt 3,27 % wie heute

Die Veränderung der Randbedingungen, um die Zielenergiesysteme zu erreichen, können durchaus als drastisch angesehen werden und es ist fragwürdig, ob eine

Umsetzung realistisch ist. Die ersten drei Punkte, die Verbesserung des Images, der Versorgungssicherheit und der einfachen Handhabung kann über Werbemaßnahmen für die Technologie erfolgen. Auch Installateure können mehr über Wärmepumpen informiert werden, so dass sie wiederum auch die Einwohner informieren und ihnen die Ängste bezüglich dieser Technologien nehmen können. Dass Installateure teilweise schlecht über die neuen Technologien Bescheid wissen und sie aus diesem Grund auch nicht empfehlen, wurde im Fragebogen auch in den Freitextkommentaren als ein Problem genannt.

Die Förderung des Bafa ist momentan halb so hoch wie die in den Szenarien angesetzte Förderung, sie müsste also durch die Gemeinde Rainau aufgestockt werden. Bei einem Anteil von Wärmepumpen von ca. 50 % an allen Privathaushalten im Jahr 2050 sind ca. 600 Wärmepumpen in Rainau installiert. Bei einer durchschnittlichen Anschlussleistung von 15 kW würde dies Kosten von 1,7 Mio. Euro verursachen, was für eine kleine Gemeinde eine große Geldsumme darstellt. Alternativ kann auch an das Bafa und das zuständige Ministerium kommuniziert werden, dass die Förderung erhöht werden muss, damit der Ausbau von Wärmepumpen gesteigert werden kann. Jedoch liegt die Förderung bereits heute auf ihrem höchsten Wert seit der Einführung. Alternativ kann die Bafa Förderung auch nur in den nächsten Jahren in einzelnen Förderperioden durch die Gemeinde Rainau aufgestockt werden, durch einen positiven Peer Effect kann die Technologie dadurch langfristig eine größere Verbreitung finden.

Dass die Austauschrate für ein Gelingen der Wärmewende erhöht werden muss, ist immer wieder Thema, denn der Heizungsbestand in Deutschland ist veraltet. Durch eine Förderung bestimmter Heizungstechnologien besteht auch die Hoffnung, dass sich die Austauschrate erhöhen lässt. Eine andere Möglichkeit ist eine Austauschpflicht von Heizungssystemen, die ein bestimmtes Alter überschritten haben. Dieses Gesetz besteht bereits für Heizkessel über 30 Jahre, es gibt jedoch viele Ausnahmen, wie zum Beispiel für Personen, die schon vor 2002 in ihrem Gebäude gewohnt haben [Landtag Baden-Württemberg 2015]. Eine stückweise Verschärfung dieser Regeln wird aber höchstwahrscheinlich einen positiven Effekt auf den Austausch älterer Heizungssysteme wie zum Beispiel Ölkessel haben. Dies wurde auch in den Deutschlandszenarien deutlich, in denen solch ein Szenario gerechnet wurde. Es handelt sich jedoch um ein Ländergesetz, welches von der Gemeinde Rainau nicht beeinflusst werden kann.

6 Fazit und Ausblick

In dieser Arbeit wurde ein Modell entwickelt, welches den Ausbau von Photovoltaikanlagen und Heizungssystemen in Privathaushalten auf Basis verschiedener sozialer, technischer, ökonomischer, akteursspezifischer und politischer Einflussfaktoren berechnet. Im Folgenden soll überprüft werden, ob die eingangs gestellten Forschungsfragen beantwortet wurden und somit die Ziele dieser Arbeit erreicht werden konnten.

Welche Methode ist geeignet um soziale, politische, ökonomische und technische Faktoren explizit in ein Modell einzubinden, welches auf Basis dieser Faktoren den Ausbau verschiedener Technologien berechnen kann?
Zu Beginn der Arbeit wurden verschiedene Methoden und Modelle vorgestellt, welche die Integration unterschiedlicher Einflussfaktoren auf die Investition in Produkte beziehungsweise die Verbreitung von Produkten im Markt erlauben, um auf dieser Basis den Ausbau bestimmter Technologien zu berechnen. Diese Modelle wurden mit einem Anforderungskatalog abgeglichen und auf Basis dessen die Discrete Choice Methode und zusätzlich Ansätze aus der Theorie der Bounded Rationality, der begrenzten Rationalität ausgewählt. Es werden zwei Ansätze kombiniert, weil kein einzelner Modellansatz alle gestellten Anforderungen erfüllen kann.

Das Discrete Choice Modell beruht auf der Theorie, dass Menschen Entscheidungen unter Kenntnis aller Alternativen und aller für ihre Entscheidung wichtigen Einflussfaktoren treffen und die für sie beste Alternative, die Alternative mit dem höchsten Nutzen auswählen. Sie treffen also eine informierte Entscheidung. Die Faktoren werden dabei in einer Nutzenfunktion abgebildet und über Regressionsanalysen werden die Gewichte berechnet, welche die Wichtigkeit der Faktoren zueinander in der Nutzenfunktion widerspiegeln. Diese Methode wird für die Entscheidung für Photovoltaikanlagen genutzt, die als informierte Entscheidung eingestuft werden kann. Denn diese Entscheidung wird gemeinhin von den Haushalten bewusst und ohne Zwang unter Abwägung aller für sie wichtigen Faktoren getroffen. Demgegenüber steht die Entscheidung für Heizungssysteme, die häufig eine Entscheidung unter eingeschränktem Wissen und Zeitdruck ist. Denn Heizungssysteme werden zum Beispiel dann ausgetauscht, wenn das alte System bereits defekt ist. Der Ansatz der Nutzenmaximierung würde die Entscheidung also nicht korrekt abbilden. Aus diesem Grund wird für die Abbildung der Entscheidung in Heizungssysteme die begrenzte Rationalität angewendet und vier verschiedene Entscheidungsmuster implementiert. Diese sind die Folgenden:

- Repetition: das gleiche Heizungssystem wie vorher wird installiert
- Deliberation: es wird auf Basis der Nutzenfunktion entschieden, welches Heizungssystem installiert wird
- Imitation: das Heizungssystem, welches die Mehrheit installiert hat, wird gewählt
- Social Comparison: der Nutzen des eigenen Systems wird mit dem Nutzen des am meisten gewählten Systems verglichen.

Weiterhin wurde es als wichtig erachtet, die Einbindung verschiedener Datenbasen in das Modell zu erlauben, um eine hohe Flexibilität bei der Nutzung verschiedener Datensätze zu ermöglichen. Im Normalfall wird für die Anpassung eines Discrete Choice Modells ein Datensatz genutzt, der sowohl die getroffenen Entscheidungen einzelner Personen oder Haushalte, als auch Eigenschaften des Entscheiders und der zur Auswahl stehenden Produkte enthält. Mit einer Regressionsanalyse kann so der Einfluss aller in diesem Datensatz vorhandenen Faktoren auf die Entscheidung berechnet werden. So ein Datensatz kann zum Beispiel durch eine Umfrage erhoben werden. Soll diese repräsentativ für Deutschland sein, ist die Befragung mitunter aufwendig. Aus diesem Grund wurde in dieser Arbeit eine Methode entwickelt, welche

es erlaubt verschiedene Datensätze in das gleiche Modell zu integrieren, in dem einzelne Nutzenfunktionen mit verschiedenen Datensätzen parametriert werden und über eine Modellkalibrierung zueinander skaliert werden. Die Modellkalibrierung erfolgt dabei mit jährlichen Installationsdaten für die Technologien für 18 Jahre von 1998-2015. In dieser Arbeit werden drei verschiedene Datensätze genutzt, die sehr unterschiedlich sind und deswegen gut geeignet, um zu testen ob der Einsatz verschiedener Daten im Modell funktioniert. Zum einen werden aggregierte Marktdaten genutzt, welche nur auf Deutschlandebene vorliegen, dafür aber in einer zeitlichen Auflösung von einzelnen Monaten oder Jahren. Zusätzlich werden haushaltsspezifische Daten genutzt, welche keine zeitliche Auflösung haben, also nur für einen Zeitschritt vorliegen. Außerdem werden Ergebnisse aus einer Befragung zur Einschätzung der Wichtigkeit verschiedener Einflussfaktoren auf die Investitionsentscheidung sowohl bei PV als auch bei Heizungssystemen eingebunden.

In der Anwendung der Methode auf Deutschland konnten gute Ergebnisse für die Kalibrierung der Modelle mit historischen Daten erzielt werden. Die flexible Einbindung verschiedener Datensätze erlaubt außerdem eine Anpassung des Modells auf unterschiedliche Betrachtungsgebiete, beispielhaft wird das Modell für eine kleine Gemeinde in Baden-Württemberg (Rainau) angewendet und gezeigt wie das Modell auf lokale Betrachtungsgebiete angepasst werden kann. Es lagen jedoch wenig historische Daten für die Kalibrierung des Modells vor, so dass diese nicht mit der gleichen Genauigkeit wie im Deutschland-Modell erfolgen konnte. Ein Problem bei der Anpassung des Modells auf lokale Betrachtungsgebiete ist die Datenverfügbarkeit, welche je nach Betrachtungsgebiet nicht ausreichend sein kann.

Welche Faktoren beeinflussen die Entscheidung privater Haushalte in die Technologien Photovoltaik und Heizungssysteme?
Auf Basis einer umfangreichen Literaturrecherche wurde eine Zusammenfassung vorgestellt welche Faktoren bisher für die Beschreibung der Investitionsentscheidung für Photovoltaik und Heizungssysteme herangezogen wurden. Diese Literaturrecherche diente als Basis für die Wahl geeigneter Datensätze zur Integration in das entwickelte Modell. Die Ergebnisse aus der Auswertung des Einflusses der Faktoren auf den Ausbau der Technologien in dieser Arbeit wurden mit denen aus der Literatur verglichen. Während viele Effekte ähnlich sind, konnten auch einige neue Erkenntnisse über Faktoren die bisher in der Literatur vernachlässigt wurden gewonnen werden. Bei Photovoltaikanlagen konnte ein starker Einfluss von Gebäudeeigenschaften auf den Ausbau gefunden werden, außerdem hat die Präsenz von PV in den Medien einen verstärkenden Effekt auf den Ausbau. Diese beiden Einflussfaktoren werden bisher nur in wenigen Studien genannt, bieten jedoch wichtige Anhaltspunkte wie der Ausbau von Photovoltaik in der Zukunft gesteigert werden kann. Auch der Einfluss des Ausbaus von Photovoltaik auf den Ausbau einzelner Heizungssysteme und umgekehrt wird im Modell erfasst. Auch diese Effekte wurden in der Literatur bis dato vernachlässigt.

Weil kein eigener für Deutschland repräsentativer Datensatz für die Erfassung der akteursspezifischen Faktoren erhoben wurde, konnten auch nur die Faktoren untersucht und schließlich in das Modell eingebunden werden, welche in den sozio-ökonomischen Paneldaten (SOEP) abgefragt wurden, wodurch sich auch einige Einschränkungen ergaben. Zum Beispiel wird in SOEP zwar das genutzte Heizungssystem erfragt, jedoch nicht welches Alter dieses Heizungssystem hat. Aus diesem Grund werden im Modell Heizungssysteme nicht am Ende ihrer Lebensdauer ausgetauscht, da ihr Alter unbekannt ist, sondern es wird durch Zufall entschieden, welche Haushalte ihr Heizungssystem ersetzen.

Lassen sich über die Einflussfaktoren Stellschrauben finden, um den Ausbau bestimmter Technologien zu fördern oder zu bremsen?
Über die im Modell explizit abgebildeten Faktoren kann ihr Einfluss auf den Ausbau in der Zukunft analysiert werden. Durch eine Sensitivitätsanalyse aller im Modell integrierten Faktoren wurden dabei die Faktoren identifiziert, die einen großen Einfluss

haben und in Szenarien kombiniert, die aufzeigen wie der Ausbau einzelner Technologien gefördert werden kann. Diese Zusammenstellung geeigneter Randbedingungen wurde abschließend mit Vorschlägem für konkrete politische Maßnahmen verknüpft.

Als Beispiel soll die Entwicklung der Anteile verschiedener Heizungssysteme am Bestand genannt werden. Sowohl im Deutschland- als auch im Rainau-Modell liegt in den Basisszenarien der Ausbau der Wärmepumpen im Vergleich zu den Zielenergiesystemen deutlich zu niedrig. Im Szenario „Wärmepumpen forcierter Ausbau" wurden Faktoren mit einem hohen positven Einfluss auf den Ausbau von Wärmepumpen zusammengefasst und so der Ausbau von Wärmepumpen im Deutschlandszenario um 16 %-Punkte und im Rainauszenario um 33 %-Punkte gesteigert.

Des Weiteren wurde erörtert, wie eine Veränderung dieser Einflussfaktoren konkret erreicht werden kann. Dies ist besonders interessant im städtischen Kontext, denn Städte und Gemeinden haben einen eingeschränkteren Handlungsspielraum als es der Staat hat. Als Beispiel sei eine Erhöhung der Förderung für Wärmepumpen genannt, welche im Szenario „Wärmepumpen forcierter Ausbau" vorgeschlagen wird. Auf Bundesebene kann eine Erhöhung der Förderung beschlossen werden, eine Stadt kann nur zusätzlich eine eigene Förderung anbieten und somit die bestehende Förderung aufstocken, muss jedoch auch selbst die Kosten für diese Maßnahme tragen. Dies kann gerade für kleinere Gemeinden zu nicht tragbaren Kosten führen. Alternativ können einzelne Projekte gefördert werden, die als Vorbild dienen und einen positiven Peer Effect erzeugen können.

Wie kann die Zielenergiesystemoptimierung mit der explorativen Simulation von Ausbaupfaden zu einem sinnvollen Gesamtprozess verknüpft werden?
Die berechneten Ausbaupfade für die untersuchten Technologien werden mit den Ergebnissen aus Zielenergiesystemoptimierungen verglichen. Durch die Analyse der Diskrepanzen kann ein Verständnis dafür entwickelt werden, ob die Zielenergiesysteme realistischerweise zu erreichen sind oder nicht. Zum einen können die Einflussfaktoren auf die Entscheidung wie bereits oben erläutert angepasst werden, um zu verstehen welche Stellschrauben es gibt, um den Ausbau zu beeinflussen. Zum anderen kann auch das Zielenergiesystem angepasst werden, wenn deutlich wird, dass dieses in seiner aktuellen Konfiguration nicht erreicht werden kann. Dieses Vorgehen wurde in dieser Arbeit für Rainau angewendet. Im optimierten Zielenergiesystem wurde eine sehr hohe Anzahl Holzkessel installiert, Gaskessel nur zu einem sehr kleinen Teil und Ölkessel gar nicht. Da die zu erreichende CO_2 Grenze in den berechneten Zielenergiesystemen jedoch unterschritten wurde, konnte errechnet werden wie viele Gas- und Ölkessel anstatt Holzkessel in 2030 und 2050 noch installiert sein dürfen, damit das CO_2 Limit nicht überschritten wird. Durch diese Anpassung kann im Szenario „Wärmepumpen forcierter Ausbau" der Anteil Wärmepumpen an der Deckung des Wärmebedarfs aus den Zielenergiesystemen erreicht werden.

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass die gestellten Forschungsfragen in dieser Arbeit beispielhaft für den Investortyp Privathaushalte und die Technologien Photovoltaik und Heizungssysteme beantwortet werden konnten. Ein Beitrag zur aktuellen Forschung bei der Einbindung von nicht ökonomischen Faktoren in die Berechnung zukünftiger Energiesysteme konnte besonders dadurch geleistet werden, dass zwei vorhandene Methoden, die Discrete Choice Modelle und die Bounded Rationality, in einem Modell kombiniert wurden, um verschiedene Verhaltensweisen bei der Entscheidung für unterschiedliche Technologien adäquat abzubilden. Durch die Möglichkeit des Einbindens verschiedener Datenbasen in ein Modell wurde außerdem ein Weg geschaffen viele verschiedene Einflussfaktoren in das Modell zu integrieren, und dabei bereits vorhandene Daten zu nutzen und gegebenenfalls mit selbst erhobenen Daten zu kombinieren. Ein besonderes Augenmerk wurde auf die

Parametrierung und Kalibrierung des Modells gelegt, da dies in der Literatur häufig vernachlässigt wird.

Aufbauend auf dem vorgestellten Modellansatz ergeben sich einige zukünftige Weiterentwicklungsmöglichkeiten. Das Modell ist so konzipiert, dass es ausgehend von der Modellversion, welche Deutschland abbildet, auf lokale Betrachtungsgebiete angepasst werden kann. In der Theorie funktioniert dieser Prozess, jedoch ist es häufig eine Herausforderung die benötigten Daten für die Anpassung des Modells zur Verfügung zu haben.

Auch im Deutschland Modell mussten einige Kompromisse aufgrund fehlender Informationen bei der Abbildung des Entscheidungsprozesses eingegangen werden. Teilweise wurden Daten aus der Befragung in Rainau genutzt, um das deutschlandweite Modell zu parametrieren. An dieser Stelle muss überprüft werden, ob sich die Ergebnisse der Umfrage in Rainau für andere Gebiete bestätigen lassen oder nicht. Sollte eine deutschlandweite repräsentative Umfrage nicht durchführbar sein, sollte zumindest eine Umfrage in einem städtischen Betrachtungsgebiet durchgeführt werden, denn da Rainau eine sehr ländlich geprägte Gemeinde ist, ist die Frage der Übertragbarkeit der Umfrageergebnisse berechtigt. In der zweiten Phase des ENsource Projektes soll eventuell die gleiche Umfrage wie in Rainau in Stuttgart-Stöckach durchgeführt werden. Dies wäre ein guter Schritt in Richtung einer Validierung der Umfrageergebnisse. Ein weiteres Beispiel ist das unbekannte Alter der Heizungssysteme zu Beginn der Simulation, weswegen die Haushalte, welche ihr Heizungssystem ersetzen, zufällig ausgewählt werden. Dies führt zu einem verringerten Austausch fossiler Heizungssysteme, die eigentlich bereits das Ende ihrer Lebenszeit erreicht haben. In der Nutzenfunktion für die Heizungssysteme werden auch einige „weiche" technologiespezifische Faktoren eingebunden wie das Image oder die Versorgungssicherheit der Heizungssysteme. Die Ausprägungen dieser Faktoren wurden sowohl für die Vergangenheit als auch für die Zukunft bis jetzt ausschließlich durch die Autorin dieser Arbeit bewertet, in Zukunft sollten Experten in die Bewertung dieser Ausprägungen einbezogen werden.

Ein kritischer Punkt ist auch die Annahme, dass die Wichtigkeit der Einflussfaktoren wie sie mit Daten aus der Vergangenheit berechnet wurde, sich in der Zukunft nicht ändern wird. Diese Annahme wird auch in allen aus der Literaturrecherche bekannten Modellen getroffen, es scheint also noch keine Ansätze zur Lösung dieser Fragestellung zu geben.

Das entwickelte Modell bildet nur einen Investortyp (Privathaushalte) und zwei Technologien beziehungsweise Technologiegruppen (PV und Heizungssysteme) ab. Die Auswahl erfolgte aufgrund der guten Datenverfügbarkeit und einer Relevanz der Kombination aus Investor und Technologie. Für Deutschland konnte gezeigt werden, dass zwischen 22 % und 66 % aller Potentialflächen für die solare Stromerzeugung auf Privatgebäuden liegen, je nach Studie. Der Wärmebedarf der Privathaushalte hat einen signifikanten Anteil am deutschen Endenergieverbrauch (18,3 %) bei bis jetzt einer Nutzung von über 80 % fossilen Energieträgern in diesem Bereich. Nichtsdestotrotz kann und sollte dieser Ansatz weiter verfolgt werden, um auch andere Investoren und Technologien im Modell abzubilden, denn nur wenn alle Technologien und im Energiesystem tätige Investoren abgebildet sind, kann vollumfassend überprüft werden, ob die berechneten Zielenergiesysteme voraussichtlich erreicht werden können. Diese Frage kann zum jetzigen Zeitpunkt durch das hier vorgestellte Modell nicht beantwortet werden.

Im Modell ist die Entscheidung an einigen Stellen vereinfacht abgebildet. Jeder Haushalt trifft die Investitionsentscheidung für sich und es wird davon ausgegangen, dass er das System auch selbst (und alleinig) nutzt. Bei Photovoltaik wird zum Beispiel immer mehr das Konzept des Mieterstroms diskutiert. Bei diesem Konzept wird auf einem Mehrfamiliengebäude für die Mietparteien Strom produziert und an diese durch

den Betreiber der PV-Anlage verkauft, zu einem Preis, der leicht unter dem Haushaltsstrompreis liegt. Der Nutzen dieser Investition wird dadurch verändert sein, sowohl für den Betreiber und somit Investor der Anlage als auch für den Abnehmer des PV-Stroms. Es kann im Modell auch jeder Haushalt eine Entscheidung für ein neues Heizungssystem treffen, auch wenn Haushalte zur Miete wohnen und der Vermieter in der Realität entscheiden wird, welcher Heizungstyp im Gebäude genutzt wird. Auch bei dieser Entscheidung ändert sich der Nutzen durch die andere Perspektive, die der Vermieter auf die Investition hat. Das Modell sollte in Zukunft auf diese Anwendungsfälle erweitert werden, um die verschiedenen Sichtweisen korrekt abbilden zu können.

In der Literaturrecherche wurden einige Modelle vorgestellt, die die Abbildung der Investitionsentscheidung mit einem physikalischen Modell, in dem Fall einem Gebäudemodell verknüpfen. Dies kann eine sinnvolle Erweiterung sein, wenn die Eignung der Gebäude eine wichtigere Rolle bei der Entscheidung spielen soll oder der Austausch des Heizungssystems und verschiedene Sanierungsaktivitäten in einem gemeinsamen Modell betrachtet werden sollen.

Literaturverzeichnis

[Acatech 2017] Acatech. Ausfelder, Florian; Drake, Frank-Detlef; Erlach, Berit; Fischedick, Manfred; Henning, Hans-Martin; Kost, Christoph et al. (2017): "Sektorkopplung" - Untersuchungen und Überlegungen zur Entwicklung eines integrierten Energiesystems.

[Achtnicht 2011] Achtnicht, Martin (2011): Do environmental benefits matter? Evidence from a choice experiment among house owners in Germany. In: *ecological economics* 70 (11), S. 2191–2200. DOI: 10.1016/j.ecolecon.2011.06.026.

[AEE 2010] Agentur für erneuerbare Energien (AEE) (2010): Kostenentwicklung der Photovoltaik.

[AEE 2014] Agentur für erneuerbare Energien (AEE) (2014): Renews Kompakt. Akteure der Energiewende. Großteil der erneuerbaren Energien kommt aus Bürgerhand.

[AEE 2016] Agentur für erneuerbare Energien (AEE). Wunderlich, Clemens; Fiedler, Swantje; Kunz, Claudia (2016): Metaanalyse: Investionskosten von Energiewenge-Technologien.

[Agora 2017] Agora Energiewende; Fraunhofer Institut für Bauphysik (FhG IBP); Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (FhG IWES). Gerhardt, Norman; Sandau, Fabian; Becker, Sarah; Scholz, Angela; Schumacher, Patrick; Schmidt, Dietrich (2017): Wärmewende 2030. Schlüsseltechnologien zur Erreichung der mittel- und langfristigen Klimaschutzziele im Gebäudesektor.

[Agora 2015] Agora Energiewende; Fraunhofer Institut für solare Energiesysteme (FhG ISE). Mayer, Johannes; Philipps, Simon; Hussein, Noha Saad; Schlegl, Thomas; Senkpiel, Charlotte (2015): Current and future costs of Photovoltaic.

[Agora 2015] Agora Energiewende; Ökoinstitut e.V. Haller, Markus; Loreck, Charlotte; Graichen, Verena (2015): Die Entwicklung der EEG Kosten bis 2035.

[Alyousef et al. 2017] Alyousef, Ammar; Adepetu, Adedamola; Meer, Hermann de (2017): Analysis and model-based predictions of solar PV and battery adoption in Germany. An agent-based approach. In: *Comput Sci Res Dev* 32 (1-2), S. 211–223. DOI: 10.1007/s00450-016-0304-9.

[Aslani et al. 2014] Aslani, Alireza; Helo, Petri; Naaranoja, Marja (2014): Role of renewable energy policies in energy dependency in Finland. System dynamics approach. In: *applied energy* 113, S. 758–765. DOI: 10.1016/j.apenergy.2013.08.015.

[Barradale 2010] Barradale, Merrill Jones (2010): Impact of public policy uncertainty on renewable energy investment. Wind power and the production tax credit. In: *Energy Policy* 38 (12), S. 7698–7709. DOI: 10.1016/j.enpol.2010.08.021.

[Bass 1969] Bass, Frank M. (1969): A New Product Growth for Model Consumer Durables. In: *Management Science* 15 (5), S. 215–227.

[Berry 1994] Berry, Steven (1994): Estimating discrete choice models of product differentiation. In: *The RAND journal of economics* 25 (2), S. 242–262.

[Bjørnstad 2012] Bjørnstad, Even (2012): Diffusion of renewable heating technologies in households. Experiences from the Norwegian Household Subsidy Programme. In: *Energy Policy* 48, S. 148–158. DOI: 10.1016/j.enpol.2012.04.078.

[Bollinger et al. 2012] Bollinger, Bryan; Gillingham, Kenneth (2012): Peer Effects in the Diffusion of Solar Photovoltaic Panels. In: *Marketing Science* 31 (6), S. 900–912. DOI: 10.1287/mksc.1120.0727.

[Boudon et al. 1992] Boudon, Raymond; Bourricaud, François (1992): Soziologische Stichworte. Ein Handbuch. Wiesbaden: VS Verlag für Sozialwissenschaften; Imprint.

[Braun 2010] Braun, Frauke G. (2010): Determinant's of households space heating type: A discrete choice analysis for German households. In: *Energy Policy* 38 (10), S. 5493–5503. DOI: 10.1016/j.enpol.2010.04.002.

[Bafa 2000-2016] Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (Bafa) (2000-2016): Förderübersicht Biomasse, Wärmepumpe, Solarthermie (Basis-, Innovations- und Zusatzförderung).

[BMU 2015] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Bmu); herausgegeben vom Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz (BMJV) (2015): Richtlinie zur Förderung von Klimaschutz in Masterplan-Kommunen im Rahmen der Nationalen Klimaschutzinitiative (BAnz AT 08.04.2015 B3).

[BMVBS 2007] Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS). Friedrich, Malte; Becker, Daniela; Grondey, Andreas; Laskowski, Franziska; Erhorn, Hans; Erhorn-Kluttig, Heike, et al. (2007): CO2 Gebäudereport 2007.

[BMVBS 2012] Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS). Hinz, Eberhard; Vilz, Andrea; Hempel, André (2012): Kosten energierelevanter Bau- und Anlagenteile bei der energetischen Modernisierung von Wohngebäuden (07/2012).

[BMVBS 2013] Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS); Institut Wohnen und Umwelt (IWU). Diefenbach, Nikolaus; Malottki, Christian; Enseling, Andreas; Loga, Tobias; Cischinsky, Holger; Stein, Britta, et al. (2013): Maßnahmen zur Umsetzung der Ziele des Energiekonzeptes im Gebäudebereich - Zielerreichungsszenario-.

[BMWI 2016] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BmWi) (2016): Zahlen und Fakten. Energiedaten. Online verfügbar unter http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/energiedaten.html.

[BMWI 2010] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BmWi); Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Bmu) (2010): Energiekonzept. für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung.

[BNetzA 2000-2018] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA) (2000-2018): EEG-Registerdaten und - Fördersätze. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEG_Registerdaten/EEG_Registerdaten_node.html, Zuletzt geprüft am 22.11.2018.

[BNetzA 2017] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA) (2017): Marktstammdatenregister. Unter Mitarbeit von Peter Stratmann. Online verfügbar unter https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR/Startseite/Impressum, Zuletzt geprüft am 11.11.2018.

[BDH 2015] Bundesverband der deutschen Heizungsindustrie (BDH) (2015): Absatz Wärmeerzeuger Deutschland.

[BDEW 2015] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW) (2015): Wie heizt Deutschland?

[BDEW 2017] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) (2017): Beheizungsstruktur des Wohnungsbestandes.

[BDEW 2018] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) (2018): BDEW Strompreisanalyse Mai 2018. Haushalte und Industrie.

[BDEW 2013] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW); Verband kommunaler Unternehmen e.V. (VKU); GEODE – Groupement Européen des entreprises

et Organismes de Distribution d'Énergie, EWIV (2013): BDEW/VKU/GEODE Leitfaden. Abwicklung von Standardlastprofilen Gas.

[BEE 2014] Bundesverband erneuerbare Energien e.V. (BEE). Nitsch, Joachim (2014): GROKO-II. Szenarien der deutschen Energieversorgung auf Basis des EEG-Gesetzesentwurfs - insbesondere Auswirkungen auf den Wärmesektor.

[BSW-Solar 2015] Bundesverband Solarwirtschaft e.V. (BSW-Solar) (2015): Stellungnahme des BSW-Solar zur Marktanalyse „Photovoltaik-Dachanlagen". Berlin, 15.03.2015. offener Brief an Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.

[BSW-Solar 2014] Bundesverband Solarwirtschaft (BSW-Solar) (2014): BSW-Solar Photovoltaik Preisindex.

[Busch et al. 2014] Busch, Henner; McCormick, Kes (2014): Local power. Exploring the motivations of mayors and key success factors for local municipalities to go 100% renewable energy. In: *Energ Sustain Soc* 4 (1), S. 5. DOI: 10.1186/2192-0567-4-5.

[Busic-Sontic et al. 2018] Busic-Sontic, Ante; Fuerst, Franz (2018): Does your personality shape your reaction to your neighbours' behaviour? A spatial study of the diffusion of solar panels. In: *Energy and buildings* 158, S. 1275–1285. DOI: 10.1016/j.enbuild.2017.11.009.

[Caird et al. 2008] Caird, Sally; Roy, Robin; Herring, Horace (2008): Improving the energy performance of UK households. Results from surveys of consumer adoption and use of low- and zero-carbon technologies. In: *Energy Efficiency* 1 (2), S. 149–166. DOI: 10.1007/s12053-008-9013-y.

[Caird et al. 2010] Caird, Sally; Roy, Robin (2010): Adoption and Use of Household Microgeneration Heat Technologies. In: *LCE* 01 (02), S. 61–70. DOI: 10.4236/lce.2010.12008.

[Carr et al. 2013] Carr, L.; Schmid, T. (2013): Erneuerbare Energien – Potenziale und ihre räumliche Verteilung in Deutschland. In: Flächennutzungsmonitoring. Berlin: Rhombos-Verl. (IÖR-Schriften, Bd. 61).

[Chang 2014] Chang, Winston (2014): extrafont: Tools for using fonts. Version R package version 0.17. Online verfügbar unter https://CRAN.R-project.org/package=extrafont.

[Claudy et al. 2011] Claudy, Marius C.; Michelsen, Claus; O'Driscoll, Aidan (2011): The diffusion of microgeneration technologies – assessing the influence of perceived product characteristics on home owners' willingness to pay. In: *Energy Policy* 39 (3), S. 1459–1469. DOI: 10.1016/j.enpol.2010.12.018.

[CO2 Abgabe 2017] CO2 Abgabe e.V. Nitsch, Joachim; Lange, Jörg (2017): Welchen Preis haben und brauchen Treibhausgase? Für mehr Klimaschutz, weniger Bürokratie und sozial gerechtere Energiepreise. Diskussionspapier des CO2 Abgabe e.V. Freiburg.

[Croissant 2018] Croissant, Yves (2018): mlogit: Multinomial Logit Models. Version R package version 0.3-0. Online verfügbar unter https://CRAN.R-project.org/package=mlogit.

[Decker et al. 2009] Decker, T.; Zapilko, M.; Menrad, K.: Purchasing behaviour related to heating systems in germany with special consideration of consumers ecological attitudes (2009).

[Decker 2010] Decker, Thomas Anton (2010): Verbraucherverhalten beim Kauf eines privaten Gebrauchsguts am Beispiel Heizung. Straubing: Attenkofer (Nachwachsende Rohstoffe in Forschung und Praxis, 3).

[Decker et al. 2015] Decker, Thomas; Menrad, Klaus (2015): House owners' perceptions and factors influencing their choice of specific heating systems in Germany. In: *Energy Policy* 85, S. 150–161. DOI: 10.1016/j.enpol.2015.06.004.

[Defaix et al. 2012] Defaix, P. R.; van Sark, W.G.J.H.M.; Worrell, E.; Visser, E. de (2012): Technical potential for photovoltaics on buildings in the EU-27. In: *Solar energy* 86 (9), S. 2644–2653. DOI: 10.1016/j.solener.2012.06.007.

[Dehler et al. 2017] Dehler, Joris; Henni, Sarah; Keles, Dogan; Fichtner, Wolf (2017): the EEG attention cycle and the diffusion of solar energy technologies. In: *KSS Research Workshop at KIT, 21ST - 22nd September, 2017 at Karlsruhe, Germany*.

[Deissenroth et al. 2017] Deissenroth, Marc; Klein, Martin; Nienhaus, Kristina; Reeg, Matthias (2017): Assessing the Plurality of Actors and Policy Interactions. Agent-Based Modelling of Renewable Energy Market Integration. In: *Complexity* 2017 (2014), S. 1–24. DOI: 10.1155/2017/7494313.

[Deutscher Bundestag 2000] Deutscher Bundestag (29.03.2000): Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz-EEG) sowie zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes und des Mineralölsteuergesetzes. EEG, vom 31.03.2000 (BGBl 1 Nr.13).

[Deutscher Bundestag 2005] Deutscher Bundestag (07.07.2005): Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung. Energiewirtschaftsgesetz - EnWG, vom 20.07.2017.

[Deutscher Bundestag 2006] Deutscher Bundestag (15.07.2006): Energiesteuergesetz. EnergieStG, vom 26.06.2018. Fundstelle: BGBl.

[Deutscher Bundestag 2008] Deutscher Bundestag (07.08.2008): Gesetz zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich. Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz - EEWärmeG, vom 20.10.2015.

[Deutscher Bundestag 2011] Deutscher Bundestag (31.07.2011): dreizehntes Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes. AtomG, vom 05.08.2011 (BGBl 1 Nr.43) 2011.

[Deutscher Bundestag 2012] Deutscher Bundestag (17.08.2012): Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien. Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG, vom Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 25.10.2008 (BGBl. I S. 2074), das durch Artikel 1 des Gesetzes vom 17.08.2012 (BGBl. I S. 1754) geändert worden ist.

[DWD 2018] Deutscher Wetterdienst (DWD) (2018): Climate Data Center. Online verfügbar unter ftp://ftp-cdc.dwd.de/pub/CDC/, Zuletzt geprüft am 22.11.2018.

[DLR 2012] deutsches Zentrum für Luft- Und Raumfahrt (DLR); Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (FhG IWES); Ingenieurbüro für neue Energien (IFNE). Nitsch, Joachim; Pregger, Thomas; Naegler, Tobias; Heide, Dominik; Gerhardt, Norman; Wenzel, Bernd et.al (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Schlussbericht BMU.FKZ 03MAP146.

[Dollinger 2013] Dollinger, Jan Paul: Die Wirkung von Subventionen auf die Investitionstätigkeit dargestellt am Beispiel der Solarbranche (2013). Jena (Wirtschaftswissenschaftliche Schriften, Finanzwirtschaft und Kapitalmärkte, 4).

[Eggers 2018] Eggers, Jan-Bleicke (2018): Das kommunale Energiesystemmodell KomMod. Konzeption, Implementierung und Anwendung an den Praxisbeispielen Frankfurt am Main und Freiburg-Haslach. Dissertation technische Universität, Berlin.

[Ellerman et al. 2007] Ellerman, A. D.; Buchner, B. K. (2007): The European Union Emissions Trading Scheme. Origins, Allocation, and Early Results. In: *Review of Environmental Economics and Policy* 1 (1), S. 66–87. DOI: 10.1093/reep/rem003.

[EnBW 2017] EnBW kommunale Beziehungen, Gemeinde Rainau. Scholtes, Jörg; Angele, Johannes (2017): Smart Village Rainau. Klimaschutzkonzept für die Gemeinde Rainau.

[DIN EN ISO 13790:2008]DIN EN ISO 13790:2008, September 2008: Energieeffizienz von Gebäuden - Berechnung des Energiebedarfs für Heizung und Kühlung.

[Faiers et al. 2006] Faiers, Adam; Neame, Charles (2006): Consumer attitudes towards domestic solar power systems. In: *Energy Policy* 34 (14), S. 1797–1806. DOI: 10.1016/j.enpol.2005.01.001.

[Fath 2018] Fath, Karoline (2018): Technical and economic potential for photovoltaic systems on buildings. Dissertation KIT - Karlsruher Institut für Technologie, Karlsruhe.

[Forrester 1958] Forrester, Jay (1958): Industrial dynamics: a major breakthrough for decision makers. In: *Harvard Business Review* 36 (4).

[Stadt Frankfurt/Main 2015] Fraunhofer Institut für Bauphysik (FhG IBP), im Auftrag des Energiereferats der Stadt Frankfurt am Main. Schumacher, Patrick; Stroh, Kilian; Schurig, Marlen; Ellerbrock, Charlotte; Ramonat, Andreas; Link, Sascha (2015): Masterplan 100% Klimaschutz - Frankfurt am Main - Generalkonzept.

[FhG ISE 2015] Fraunhofer Institut für solare Energiesysteme (FhG ISE). Palzer, Andreas; Henning, Hans-Martin (2015): Was kostet die Energiewende? Wege zur Transformation des deutschen Energiesystems bis 2050.

[FhG ISI 2017] Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (FhG ISI); Consentec GmbH; Ifeu, im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BmWi). Bernath, Christiane; Cronenberg, Andreas; Franke, Bernd; Hartner, Michael; Schade, Wolfgang; Catenazzi, Giacomo et al. (2017): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems Deutschland.

[IWES 2011] Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (FhG IWES). Amany, von Oehsen; Yoves-Marie, Saint-Denan; Stetz, Thomas (2011): Vorstudie zur Integration großer Anteile Photovoltaik in die elektrische Energieversorgung. Studie im Auftrag des BSW - Bundesverband Solarwirtschaft e.V.

[FhG IWES 2015] Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (FhG IWES); Fraunhofer Institut für Bauphysik (FhG IBP). Gerhardt, Norman; Sandau, Fabian; Schumacher, Patrick; Bergk, Fabian; Antoni, Oliver; Scholz, Angela et al. (2015): Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr. Endbericht.

[Fuss et al. 2012] Fuss, Sabine; Szolgayová, Jana; Khabarov, Nikolay; Obersteiner, Michael (2012): Renewables and climate change mitigation. Irreversible energy investment under uncertainty and portfolio effects. In: *Energy Policy* 40, S. 59–68. DOI: 10.1016/j.enpol.2010.06.061.

[Gatignon et al. 1985] Gatignon, Hubert; Robertson, Thomas (1985): A propositional inventory for new diffusion research. In: *Journal of consumer research* 11.

[Ghafghazi et al. 2010] Ghafghazi, S.; Sowlati, T.; Sokhansanj, S.; Melin, S. (2010): A multicriteria approach to evaluate district heating system options. In: *applied energy* 87 (4), S. 1134–1140. DOI: 10.1016/j.apenergy.2009.06.021.

[Gigerenzer 2002]Gigerenzer, Gerd (Hg.) (2002): Bounded rationality. The adaptive toolbox ; [report of the 84th Dahlem Workshop on Bounded Rationality: The Adaptive Toolbox, Berlin, March 14-19, 1999]. 1. pbk. ed. Cambridge, Mass. [u.a]: MIT Press (Dahlem workshop reports).

[Goto et al. 2011] Goto, Hisanori; Goto, Mika; Sueyoshi, Toshiyuki (2011): Consumer choice on ecologically efficient water heaters. Marketing strategy and policy implications in Japan. In: *energy economics* 33 (2), S. 195–208. DOI: 10.1016/j.eneco.2010.09.004.

[Graziano et al. 2015] Graziano, M.; Gillingham, K. (2015): Spatial patterns of solar photovoltaic system adoption. The influence of neighbors and the built environment. In: *Journal of Economic Geography* 15 (4), S. 815–839. DOI: 10.1093/jeg/lbu036.

[Guidolin et al. 2010] Guidolin, Mariangela; Mortarino, Cinzia (2010): Cross-country diffusion of photovoltaic systems. Modelling choices and forecasts for national adoption patterns. In: *technological forecasting and social change* 77 (2), S. 279–296. DOI: 10.1016/j.techfore.2009.07.003.

[Haas et al. 1999] Haas, Reinhard; Ornetzeder, Michael; Hametner, Kristina; Wroblewski, Angela; Hübner, Michael (1999): Socio-economic aspects of the austrian 200 kWp-photovoltaic-rooftop programme. In: *Solar energy* 66 (3), S. 183–191.

[Hansen 2009] Hansen, Patrick (2009): Entwicklung eines energetischen Sanierungsmodells für den europäischen Wohngebäudesektor unter dem Aspekt der Erstellung von Szenarien für Energie- und CO2-Einsparpotenziale bis 2030. Dissertation Universität Siegen, Siegen.

[Hausman et al. 1984] Hausman, Jerry; McFadden, Daniel (1984): Specification Tests for the Multinomial Logit Model. In: *Econometrica* 52 (5), S. 1219. DOI: 10.2307/1910997.

[HeizPellets24 2018] HeizPellets24, interaid GmbH (2018): Holzpelletspreise Jahresverlauf in Deutschland 2004-2017. Online verfügbar unter https://www.heizpellets24.de, Zuletzt geprüft am 23.11.2018.

[HS Lausitz 2010] Hochschule Lausitz, Cottbus; Institut für ökologische Wirtschaftsforschung Berlin (IÖW); Institut für sozial-ökologische Forschung Frankfurt am Main (ISOE). Stieß, Immanuel; van der Land, Victoria; Birzle_Harder, Barbara; Deffner, Jutta (2010): Handlungsmotive, -hemmnisse und Zielgruppen für eine energetische Gebäudesanierung. Ergebnisse einer standardisierten Befragung von Eigenheimsanierern. Frankfurt am Main.

[Hsu 2012] Hsu, Chiung-Wen (2012): Using a system dynamics model to assess the effects of capital subsidies and feed-in tariffs on solar PV installations. In: *applied energy* 100, S. 205–217. DOI: 10.1016/j.apenergy.2012.02.039.

[IER 2014] Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER). S. Wolf; U. Fahl; M. Blesl; A. Voß; R. Jakobs (2014): Analyse des Potenzials von Industriewärmepumpen in Deutschland.

[ISEA 2017] Institut für Stromrichtertechnik und elektrische Antriebe (ISEA). Figgener, Jan; Haberschusz, David; Kairies, Kai-Philipp; Wessels, Oliver; Tepe, Benedikt; Ebbert, Markus, et al. (2017): wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher 2.0. Jahresbericht 2017.

[ISEA 2015] Institut für Stromrichtertechnik und elektrische Antriebe (ISEA); Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW); Institut für Hochspannungstechnik (IFHT). Moshövel, Janina; Magnor, Dirk; Sauer, Uwe; Bost, Mark; Gährs, Swantje; Hirschl, Bernd, et al. (2015): PV Nutzen. Analyse des wirtschaftlichen, technischen und ökologischen Nutzens von PV-Speichern.

[IZES 2015] Institut für Zukunftsenergiesysteme (IZES) gGmbH; Wuppertal Institut für Klima, Umwelt und Energie GmbH; Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits-und Energietechnik (UMSICHT). Baur, Frank; Noll, Florian; Wern, Bernhard; Vogler, Cornelia; Weiler, Katja; Arnold, Karin, et al. (2015): Nachhaltige Integration von Bioenergiesystemen im Kontext einer kommunalen Entscheidungsfindung. KomInteg Abschlussbericht.

[IWU 2015] Institut Wohnen und Umwelt (IWU). Loga, Tobias; Stein, Britta; Diefenbach, Nikolaus; Born, Rolf (2015): deutsche Wohngebäudetypologie. Beispielhafte Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz von typischen Wohngebäuden. zweite erweiterte Auflage.

[IPCC 2018] Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). Masson-Delmotte, V.; Zhai, P.; Pörtner, H.O.; Roberts, D.; Skea, J.; Shukla, P.R., et al. (2018): Global warming of 1.5°C. An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty.

[IEA 2002] international energy agency. Gutschner, Marcel; Nowak, Stefan; Ruoss, Daniel; Toggweiler, Peter (2002): Nowak, S.,Gutschner, M., Ruoss, D., Togweiler, P.,

Schoen, T., 2002. Potential for Building Integrated Photovoltaics, Report IEA-PVPS T7–4.

[Islam et al. 2013] Islam, Towhidul; Meade, Nigel (2013): The impact of attribute preferences in adoption timing: the case of photovoltaic (PV) solar cells for household electricity generation. In: *Energy Policy* 55, S. 521–530. DOI: 10.1016/j.enpol.2012.12.041.

[Islam 2014] Islam, Towhidul (2014): Household level innovation diffusion model of photovoltaic (PV) solar cells from stated preference data. In: *Energy Policy* 65, S. 340–350. DOI: 10.1016/j.enpol.2013.10.004.

[Jaccard et al. 2006] Jaccard, Mark; Dennis, Margo (2006): Estimating home energy decision parameters for a hybrid energy—economy policy model. In: *Environ Model Assess* 11 (2), S. 91–100. DOI: 10.1007/s10666-005-9036-0.

[Jager 2000] Jager, Wander (2000): Modelling consumer behaviour. Dissertation Rijksuniversiteit Groningen, Groningen.

[Jager 2006] Jager, Wander (2006): Stimulating the diffusion of photovoltaic systems. A behavioural perspective. In: *Energy Policy* 34 (14), S. 1935–1943. DOI: 10.1016/j.enpol.2004.12.022.

[Jäger-Waldau 2007] Jäger-Waldau, Arnulf (2007): Photovoltaics and renewable energies in Europe. In: *renewable and sustainable energy reviews* 11 (7), S. 1414–1437. DOI: 10.1016/j.rser.2005.11.001.

[Kahneman et al. 1979] Kahneman, Daniel; Tversky, Amos (1979): Prospect Theory. An Analysis of Decision under Risk. In: *Econometrica* 47 (2), S. 263. DOI: 10.2307/1914185.

[Kaltschmitt 2014] Kaltschmitt, Martin (2014): Erneuerbare Energien. Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte. 5. Aufl., erw. und korr. Nachdruck. Berlin: Springer.

[Karytsas et al. 2014] Karytsas, Spyridon; Theodoropoulou, Helen (2014): Public awareness and willingness to adopt ground source heat pumps for domestic heating and cooling. In: *renewable and sustainable energy reviews* 34, S. 49–57. DOI: 10.1016/j.rser.2014.02.008.

[Kastner et al. 2016] Kastner, Ingo; Matthies, Ellen (2016): Investments in renewable energies by German households. A matter of economics, social influences and ecological concern? In: *Energy Research & Social Science* 17, S. 1–9. DOI: 10.1016/j.erss.2016.03.006.

[Keirstad et al. 2012] Keirstad, James; Jennings, Mark; Sivakumar, Aruna (2012): A review of urban energy system models: Approaches challenges and opportunities. In: *renewable and sustainable energy reviews* 16, S. 3847–3866. DOI: 10.1016/j.rser.2012.02.047.

[Keirstead 2007] Keirstead, James (2007): Behavioural responses to photovoltaic systems in the UK domestic sector. In: *Energy Policy* 35 (8), S. 4128–4141. DOI: 10.1016/j.enpol.2007.02.019.

[Kennedy et al. 2013] Kennedy, Matthew; Basu, Biswajit (2013): A study on the implementation of renewable heating technologies in the domestic sector in Ireland with implications on consumers' decision-making. In: *Journal of cleaner production* 44, S. 133–142. DOI: 10.1016/j.jclepro.2013.01.018.

[Kiesling et al. 2012] Kiesling, Elmar; Günther, Markus; Stummer, Christian; Wakolbinger, Lea (2012): Agent-based simulation of innovation diffusion: a review. In: *central european journal of operations research* 20, S. 183–230.

[Klein et al. 2017] Klein, Martin; Deissenroth, Marc (2017): When do households invest in solar photovoltaics? An application of prospect theory. In: *Energy Policy* 109, S. 270–278. DOI: 10.1016/j.enpol.2017.06.067.

[Lkr Lüchow-Dannenberg 2017] Klima und Energeeffizienz Agentur (KEEA); Klimaschutzleitstelle des Landkreises Lüchow-Dannenberg. Wangelin, Matthias; Dittmer, Franziska; Wiehler, Hans-Albrecht; Tege, Sara (2017): Masterplan 100% Klimaschutz in Lüchow-Dannenberg. Masterplanbericht.

[Korcaj et al. 2015] Korcaj, Liridon; Hahnel, Ulf J.J.; Spada, Hans (2015): Intentions to adopt photovoltaic systems depend on homeowners' expected personal gains and behavior of peers. In: *Renewable Energy* 75, S. 407–415. DOI: 10.1016/j.renene.2014.10.007.

[Lkr Lippe 2017] Kreis Lippe, energielenker Beratungs GmbH. Sommer, David; Tippkötter, Reiner; Dietrich, Carolin; Kamp, Janny; et al. (2017): Masterplan 100% Klimaschutz. Der Klimapakt geht voran: Erarbeitung des Masterplans 100% Klimaschutz im Rahmen des Regionalbündnis 2050.

[Kwan 2012] Kwan, Calvin Lee (2012): Influence of local environmental, social, economic and political variables on the spatial distribution of residential solar PV arrays across the United States. In: *Energy Policy* 47, S. 332–344. DOI: 10.1016/j.enpol.2012.04.074.

[Landeshauptstadt Magdeburg 2017] Landeshauptstadt Magdeburg; 4K Kommunikation für Klimaschutz; Leipziger Institut für Energie GmbH,. Hörter, Annerose; Brandt, Julia; Trunzer, Johannes; Gansler, Johannes; Reichmuth, Matthias; Scheuermann, Anne, et al. (2017): Masterplan 100% Klimaschutz für die Landeshauptstadt Magdeburg.

[Lkr Cochem-Zell 2017] Landkeis Cochem-Zell, Jung Stadtkonzepte Köln, Gertec GmbH Ingenieursgesellschaft Essen, Mobilité Unternehmensberatung Köln. Tenberg, Bernd; Hübner, Andreas; Koch, Hendrik (2017): Drei Regionen, viele Dialekte, ein Ziel: 100% Klimaschutz Cochem-Zell. ein Masterplan für 100% Klimaschutz im Landkreis Cochem-Zell. Köln.

[Lkr Gießen 2017] Landkreis Gießen, Klima und Energieeffizienz Agentur (KEEA). Felske-Zech, Manfred; Kühnl, Björn; Minke, Sonja; Danzeisen, Ludwig; Raatz, Armin; Wangelin, Matthias, et al. (2017): Masterplan 100% Klimaschutz Landkreis Gießen.

[Landtag Baden-Württemberg 2015] Landtag Baden-Württemberg (17.05.2015): Gesetz zur Nutzung erneuerbarer Wärmeenergie in Baden-Württemberg (Erneuerbare-Wärme-Gesetz). EWärmeG.

[Laureti et al. 2012] Laureti, T.; Secondi, L. (2012): Determinants of Households' Space Heating type and Expenditures in Italy. In: *Int. J. Environ. Res* 6 (4), S. 1025–1038.

[Kahla et al. 2017] Leuphana Universität Lüneburg. Kahla, Franziska; Holstenkamp, Lars; Müller, Jakob R.; Degenhart, Heinrich (2017): Entwicklung und Stand von Bürgerenergiegesellschaften und Energiegenossenschaften in Deutschland. Lüneburg (27).

[Lillemo et al. 2013] Lillemo, Shuling Chen; Alfnes, Frode; Halvorsen, Bente (2013): Household's heating investments; the effect of motives and attitudes ob choice of equipment. In: *Biomass and Bioenergy* 57, S. 4–12. DOI: 10.1016/j.biombioe.2013.01.027.

[Long 1993] Long, James. E. (1993): An econometric analysis of residential epxenditures on energy conservation and renewable energy sources. In: *energy economics*, S. 232–238.

[Macal 2009] Macal, C. (2009): Agent-based modeling and simulation. In: *Proceedings of the 2009 Winter Simulation Conference*, S. 86–98.

[Macal et al. 2014] Macal, Charles; Graziano, Diane; Ozik, Jonathan (2014): Modeling Solar PV Adoption: A social behavioral Agent-Based framework. In: *Energy market presdictions: Papers from the 2014 AAAI Fall Symposium*, S. 24–31.

[Madlener et al. 2005] Madlener, R.; Artho, Jürg (2005): Sozio-ökonomische Barrieren der Holzenergie-Nutzung im genossenschaftlichen Wohnungswesen in der Schweiz auf Entscheidungsträgerebene. In: *Aspekte der Innovation und Innovationsdiffusion. DOI:* 10.5167/uzh-66076.

[Mahapatra et al. 2008a] Mahapatra, Krushna; Gustavsson, Leif (2008): An adopter-centric approach to analyze the diffusion patterns of innovative residential heating systems in Sweden. In: *Energy Policy* 36 (2), S. 577–590. DOI: 10.1016/j.enpol.2007.10.006.

[Mahapatra et al. 2008b] Mahapatra, Krushna; Gustavsson, Leif (2008): Innovative approaches to domestic heating: homeowner's perceptions and factors influencing their choice of heating system. In: *Int J Cons Stud* 32, S. 75–87. DOI: 10.1111/j.1470-6431.2007.00638.x.

[Mahapatra et al. 2009] Mahapatra, Krushna; Gustavsson, Leif (2009): Influencing Swedish homeowners to adopt district heating system. In: *applied energy* 86 (2), S. 144–154. DOI: 10.1016/j.apenergy.2008.03.011.

[Mahapatra et al. 2010] Mahapatra, Krushna; Gustavsson, Leif (2010): Adoption of innovative heating systems—needs and attitudes of Swedish homeowners. In: *Energy Efficiency* 3 (1), S. 1–18. DOI: 10.1007/s12053-009-9057-7.

[Mansur et al. 2008] Mansur, Erin T.; Mendelsohn, Robert; Morrison, Wendy (2008): Climate change adaptation. A study of fuel choice and consumption in the US energy sector. In: *Journal of Environmental Economics and Management* 55 (2), S. 175–193. DOI: 10.1016/j.jeem.2007.10.001.

[Mariel et al. 2013] Mariel, Petr; Ayala, Amaya de; Hoyos, David; Abdullah, Sabah (2013): Selecting random parameters in discrete choice experiment for environmental valuation. A simulation experiment. In: *Journal of Choice Modelling* 7, S. 44–57. DOI: 10.1016/j.jocm.2013.04.008.

[Masini et al. 2012] Masini, Andrea; Menichetti, Emanuela (2012): The impact of behavioural factors in the renewable energy investment decision making process. Conceptual framework and empirical findings. In: *Energy Policy* 40, S. 28–38. DOI: 10.1016/j.enpol.2010.06.062.

[Masini et al. 2013] Masini, Andrea; Menichettei, Emanuela (2013): Investment decisions in the renewable energy sector: an analysis of non financial drivers. In: *technolo* 80, S. 510–524.

[McFadden 1977] McFadden, Daniel (1977): Quantitative methods for analyzing travel behaviour of individuals: some recent developments. In: *Cowles foundation discussion paper* (474).

[McMichael et al. 2013] McMichael, Megan; Shipworth, David (2013): The value of social networks in the diffusion of energy-efficiency innovations in UK households. In: *Energy Policy* 53, S. 159–168. DOI: 10.1016/j.enpol.2012.10.039.

[Michelsen et al. 2012] Michelsen, Carl Christian; Madlener, Reinhard (2012): Homeowners preferences for adopting innovative residential heating systems: A discrete choice analysis for Germany. In: *energy economics* 34, S. 1271–1283.

[Michelsen et al. 2013] Michelsen, Carl Christian; Madlener, Reinhard (2013): Motivational factors influencing the homeowners decisions between residental heating systems: An empirical analysis for Germany. In: *Energy Policy* 57, S. 221–233.

[Mills et al. 2009] Mills, Bradford F.; Schleich, Joachim (2009): Profits or preferences? Assessing the adoption of residential solar thermal technologies. In: *Energy Policy* 37 (10), S. 4145–4154. DOI: 10.1016/j.enpol.2009.05.014.

[Mitchell et al. 2006] Mitchell, C.; Bauknecht, D.; Connor, P. M. (2006): Effectiveness through risk reduction. A comparison of the renewable obligation in England and

Wales and the feed-in system in Germany. In: *Energy Policy* 34 (3), S. 297–305. DOI: 10.1016/j.enpol.2004.08.004.

[Movilla et al. 2013] Movilla, Santiago; Miguel, Luis J.; Blázquez, L. Felipe (2013): A system dynamics approach for the photovoltaic energy market in Spain¤. In: *Energy Policy* 60, S. 142–154. DOI: 10.1016/j.enpol.2013.04.072.

[Müller 2004] Müller, Axel (2004): Zur Strukturgenese von und Kommunikation in Innovationsnetzwerken. Dissertation Martin Luther Universität, Halle-Wittenberg. Philisophische Fakultät Fachbereich Geschichte, Philisophie und Sozialwissenschaften.

[Mai et al. 2013] National Renewable Energy Laboratory. Mai, Trieu; Logan, Jeffrey; Blair, Nate; Sullivan, Patrick; Bazilian, Morgan (2013): RE-ASSUME A decisions makers guide to evaluating energy scenarios, modeling, and assumptions.

[Nelson 1970] Nelson, Phillip (1970): Information and Consumer Behavior. In: *Journal of Political Economy* 78 (2), S. 311–329. DOI: 10.1086/259630.

[Nesbakken 2001] Nesbakken, Runa (2001): Energy Consumption for Space Heating. A Discrete-Continuous Approach. In: *Scand J Econ* 103 (1), S. 165–184. DOI: 10.1111/1467-9442.00236.

[Nyrud et al. 2008] Nyrud, Anders Q.; Roos, Anders; Sande, Jon Bingen (2008): Residential bioenergy heating. A study of consumer perceptions of improved woodstoves. In: *Energy Policy* 36 (8), S. 3169–3176. DOI: 10.1016/j.enpol.2008.04.019.

[Ohlhorst 2015] Ohlhorst, Dörte (2015): Germany's energy transition policy between national targets and decentralized responsibilities. In: *Journal of Integrative Environmental Sciences* 12 (4), S. 303–322. DOI: 10.1080/1943815X.2015.1125373.

[Öko Institut 2015] Öko Institut e.V.; Fraunhofer ISI; im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. Repenning, Julia; Hermann, Hauke; Emele, Lukas; Jörß, Wolfram; Braungardt, Sibylle; Kockat, Judit et al. (2015): Klimaschutzszenario 2050. 2. Endbericht Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit.

[Ostrom 2010] Ostrom, Elinor (2010): Polycentric systems for coping with collective action and global environmental change. In: *Global Environmental Change* 20 (4), S. 550–557. DOI: 10.1016/j.gloenvcha.2010.07.004.

[Palm et al. 2011] Palm, Jenny; Tengvard, Maria (2011): Motives for and barriers to household adoption of small scale production of electricity: Examples from Sweden. In: *Sustainability: Science, Practice, & Policy* (7), S. 6–15.

[Palmer et al. 2015] Palmer, Johannes; Sorda, Giovanni; Madlener, Reinhard (2015): Modeling the diffusion of Residential Photovoltaic Systems in Italy: An agent based simulation. In: *technological forecasting and social change* 99, S. 106–131. DOI: 10.1016/j.techfore.2015.06.011.

[Palzer et al. 2014] Palzer, Andreas; Henning, Hans-Martin (2014): A Future German Energy System with a Dominating Contribution from Renewable Energies. A Holistic Model Based on Hourly Simulation. In: *Energy Technology* 2 (1), S. 13–28. DOI: 10.1002/ente.201300083.

[Palzer 2016] Palzer, Andreas (2016): Sektorübergreifende Modellierung und Optimierung eines zukünftigen deutschen Energiesystems unter Berücksichtigung von Energieeffizienzmaßnahmen im Gebäudesektor. Dissertation KIT - Karlsruher Institut für Technologie, Karlsruhe.

[photovoltaik-guide 2014] photovoltaik-guide (2014): Photovoltaik Preisindex. Online verfügbar unter https://www.photovoltaik-guide.de/photovoltaik-preisindex-24386, Zuletzt geprüft am 23.11.2018.

[Platzeck et al. 2019] Platzeck, Matthias; Pofalla, Ronald; Praetorius, Barbara; Tillich, Stanislaw; et al.: Abschlussbericht Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ (2019).

[Prognos 2014] Prognos AG, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (ewi); Gesellschaft für wirtschaftliche Strukturforschung mbH (GWS), im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BmWi). Schlesinger, Michael; Lindenberger, Dietmar; Lutz, Christian (2014): Entwicklung der Energiemärkte - Energiereferenzprognose (57/12).

[Quaschning 2000] Quaschning, Volker (2000): Systemtechnik einer klimaverträglichen Elektrizitätsversorgung in Deutschland für das 21. Jahrhundert. Als Ms. gedr. Düsseldorf: VDI-Verl. (Fortschrittberichte VDI : Reihe 6, Energietechnik, Nr. 437).

[R Core Team 2017] R Core Team (2017): R: A Language and Environment for Statistical Computing. Version 3.3.3. Vienna, Austria. Online verfügbar unter https://www.R-project.org/.

[Rai et al. 2012] Rai, Varun; McAndrews, Kristine (2012): Decision making and behaviour change in residental adopters of solar PV. In: *Proc. World Renew. Energy Forum, Denver, Color,*

[Rai et al. 2015] Rai, Varun; Robinson, Scott (2015): Agent-based modeling of energy technology adoption. Empirical integration of social, behavioural, economic and environmental factors. In: *Environmental Modelling & Software* 70, S. 163–177. DOI: 10.1016/j.envsoft.2015.04.014.

[Rai et al. 2016] Rai, Varun; Reeves, D. Cale; Margolis, Robert (2016): Overcoming barriers and uncertainties in the adoption of residential solar PV. In: *Renewable Energy* 89, S. 498–505. DOI: 10.1016/j.renene.2015.11.080.

[Robinson et al. 2015] Robinson, Scott; Rai, Varun (2015): Determinants of spatio-temporal patterns of energy technology adoption. An agent-based modeling approach. In: *applied energy* 151, S. 273–284. DOI: 10.1016/j.apenergy.2015.04.071.

[Rode et al. 2016] Rode, Johannes; Weber, Alexander (2016): Does localized imitation drive technology adoption? A case study on rooftop photovoltaic systems in Germany. In: *Journal of Environmental Economics and Management* 78, S. 38–48. DOI: 10.1016/j.jeem.2016.02.001.

[Rogers 1983] Rogers, Everett M. (1983): Diffusion of innovations. 3rd ed. New York, London: Free Press; Collier Macmillan.

[Rouvinen et al. 2013] Rouvinen, S.; Matero, J. (2013): Stated preferences of Finnish private homeowners for residential heating systems. A discrete choice experiment. In: *Biomass and Bioenergy* 57, S. 22–32. DOI: 10.1016/j.biombioe.2012.10.010.

[Sardianou 2008] Sardianou, Eleni (2008): Estimating space heating determinants. An analysis of Greek households. In: *Energy and buildings* 40 (6), S. 1084–1093. DOI: 10.1016/j.enbuild.2007.10.003.

[Sarzynski et al. 2012] Sarzynski, Andrea; Larrieu, Jeremy; Shrimali, Gireesh (2012): The impact of state financial incentives on market deployment of solar technology. In: *Energy Policy* 46, S. 550–557. DOI: 10.1016/j.enpol.2012.04.032.

[Sauter et al. 2007] Sauter, Raphael; Watson, Jim (2007): Strategies for the deployment of micro generation: implications for social acceptance. In: *Energy Policy* 35 (5), S. 2770–2779. DOI: 10.1016/j.enpol.2006.12.006.

[Scarpa et al. 2010] Scarpa, Riccardo; Willis, Ken (2010): Willingness-to-pay for renewable energy: primary and discretionary choice of british households for microgeneration technologies. In: *energy economics* 32 (1), S. 129–136. DOI: 10.1016/j.eneco.2009.06.004.

[Schelly 2009] Schelly, Chelsea (2009): Testing Residential Solar Thermal Adoption. In: *Environment and Behavior* 42 (2), S. 151–170. DOI: 10.1177/0013916508327867.

[Schelly 2014] Schelly, Chelsea (2014): Residential solar electricity adoption. What motivates, and what matters? A case study of early adopters. In: *Energy Research & Social Science* 2, S. 183–191. DOI: 10.1016/j.erss.2014.01.001.

[Schupp et al. 2016] Schupp, Jürgen; Goebel, Jan; Kroh, Martin; Schröder, Carsten; Bartels, Charlotte; Erhardt, Klaudia et al.: Socio-Economic Panel (SOEP), data from 1984-2015 (2016).

[Signorell und et al. 2018] Signorell, Andri; et al. (2018): DescTools: Tools for Descriptive Statistics. Version R package version 0.99.24. Online verfügbar unter https://cran.r-project.org/package=DescTools.

[Simon 1959] Simon, Herbet A. (1959): Theories of decision making in economics and behavioural sciences. In: *the american economic review* 49 (3), S. 283.

[Sopha et al. 2010] Sopha, Bertha Maya; Klöckner, Christian A.; Skjevrak, Geir; Hertwich, Edgar G. (2010): Norwegian households' perception of wood pellet stove compared to air-to-air heat pump and electric heating. In: *Energy Policy* 38 (7), S. 3744–3754. DOI: 10.1016/j.enpol.2010.02.052.

[Sopha et al. 2011a] Sopha, Bertha Maya; Klöckner, Christian A.; Hertwich, Edgar G. (2011): Adopters and non-adopters of wood pellet heating in Norwegian households. In: *Biomass and Bioenergy* 35 (1), S. 652–662. DOI: 10.1016/j.biombioe.2010.10.019.

[Sopha et al. 2011b] Sopha, Bertha Maya; Klöckner, Christian A.; Hertwich, Edgar G. (2011): Exploring policy options for a transition to sustainable heating system diffusion using an agent-based simulation. In: *Energy Policy* 39 (5), S. 2722–2729. DOI: 10.1016/j.enpol.2011.02.041.

[Sopha et al. 2011c] Sopha, Bertha Maya; Klöckner, Christian A. (2011): Psychological factors in the diffusion of sustainable technology. A study of Norwegian households' adoption of wood pellet heating. In: *renewable and sustainable energy reviews* 15 (6), S. 2756–2765. DOI: 10.1016/j.rser.2011.03.027.

[Destatis 2011] Statistisches Bundesamt (Destatis) (2011): Zensus 2011. Online verfügbar unter www.zensus2011.de.

[Steinbach 2015] Steinbach, Jan (2015): Modellbasierte Untersuchung von Politikinstrumenten zur Förderung erneuerbarer Energien und Energieeffizienz im Gebäudebereich. Dissertation KIT - Karlsruher Institut für Technologie, Karlsruhe.

[Stengel 2014] Stengel, Julian (2014): Akteursbasierte Simulation der energetischen Modernisierung des Wohngebäudebestands in Deutschland. Dissertation KIT - Karlsruher Institut für Technologie, Karlsruhe.

[Stern 1992] Stern, Paul C. (1992): What psychology knows about energy conservation. In: *American Psychologist* 47 (10), S. 1224–1232. DOI: 10.1037/0003-066X.47.10.1224.

[Strzalka et al. 2012] Strzalka, Aneta; Alam, Nazmul; Duminil, Eric; Coors, Volker; Eicker, Ursula (2012): Large scale integration of photovoltaics in cities. In: *applied energy* 93, S. 413–421. DOI: 10.1016/j.apenergy.2011.12.033.

[Tapaninen 2008] Tapaninen, Aija (2008): Do Customers' personal attributes matter in the adoption of wood pellet heating? In: *IEEE International Engineering Management Conference, 2008*.

[Tapaninen et al. 2009a] Tapaninen, Aija; Seppanen, Marko; Makinen, Saku (2009): Characteristics of innovation. A customer-centric view of barriers to the adoption of a renewable energy system. In: *IJASM* 4 (1/2), S. 98. DOI: 10.1504/IJASM.2009.023250.

[Tapaninen et al. 2009b] Tapaninen, Aija; Seppänen, Marko; Mäkinen, Saku (2009): Characteristics of innovation in adopting a renewable residential energy system. In: *J of Systems and Info Tech* 11 (4), S. 347–366. DOI: 10.1108/13287260911002495.

[Tarde 1908] Tarde, G. de (1908): Die sozialen Gesetze. Skizze zu einer Soziologie: Klinkhardt (Philosophisch-soziologische Bücherei).

[Train 2002] Train, Kenneth (2002): Discrete Choice Methods with Simulation: Cambridge University Press.

[Trend Research 2011] Trend Research Institut für Trend- und Marktforschung; Klaus Novy Institut (2011): Marktakteure Erneuerbare – Energien - Anlagen in der Stromerzeugung. Im Rahmen des Forschungsprojektes: Genossenschaftliche Unterstützungsstrukturen für eine sozialräumliche Energiewirtschaft.

[eia 2018] U.S. energy information administration (eia) (2018): annual energy outlook 2018. with projections to 2050.

[UBA 2014] Umweltbundesamt (UBA). Benndorf, Rosemarie; Bernicke, Maja; Bertram, Andreas et. al (2014): Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050.

[UBA 2017] Umweltbundesamt (UBA). Memmler, Michael; Lauf, Thomas; Wolf, Katharina; Schneider, Sven (2017): Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger. Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2016. Dessau-Roßlau (23/2017).

[UBA 2018] Umweltbundesamt (UBA); Öko Institut e.V.; Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (FhG ISI). Repenning, Julia; Emele, Lukas; Braungardt, Sibylle; Eichhammer, Wolfgang; Fleiter, Tobias; Ziesing, Hans Joachim, et al. (2018): Politikszenarien für den Klimaschutz VII. Treibhausgasemssionsszenarien bis zum jahr 2035 (Climate Change 01/2018).

[Vaage 2000] Vaage, Kjell (2000): Heating technology and energy use: a discrete/continuous choice approach to Norwegian household energy demand. In: *energy economics* 22, S. 649–666.

[Wand et al. 2011] Wand, Robert; Leuthold, Florian (2011): Feed-in tariffs for photovoltaics: Learning by doing in Germany? In: *applied energy* 88 (12), S. 4387–4399. DOI: 10.1016/j.apenergy.2011.05.015.

[Wickham 2007] Wickham, Hadley (2007): Reshaping data with the reshape package. In: *Journal of Statistical Software* 21 (12).

[Wickham 2016] Wickham, Hadley (2016): ggplot2: Elegant Graphics for Data Analysis. Version. Springer-Verlag New York. Online verfügbar unter http://ggplot2.org.

[Wickham et al. 2017] Wickham, Hadley; Francois, Romain; Henry, Lionel; Müller, Kirill (2017): dplyr: A Grammar of Data Manipulation. Version R package version 0.7.1. Online verfügbar unter https://CRAN.R-project.org/package=dplyr.

[Willis et al. 2011] Willis, Ken; Scarpa, Riccardo; Gilroy, Rose; Hamza, Neveen (2011): Renewable energy adoption in an ageing population. Heterogeneity in preferences for micro-generation technology adoption. In: *Energy Policy* 39 (10), S. 6021–6029. DOI: 10.1016/j.enpol.2011.06.066.

[Woersdorfer et al. 2011] Woersdorfer, Julia Sophie; Kaus, Wolfhard (2011): Will nonowners follow pioneer consumers in the adoption of solar thermal systems? Empirical evidence for northwestern Germany. In: *ecological economics* 70 (12), S. 2282–2291. DOI: 10.1016/j.ecolecon.2011.04.005.

[Wüstenhagen et al. 2006] Wüstenhagen, Rolf; Bilharz, Michael (2006): Green energy market development in Germany. Effective public policy and emerging customer demand. In: *Energy Policy* 34 (13), S. 1681–1696. DOI: 10.1016/j.enpol.2004.07.013.

[Yildiz 2014] Yildiz, Özgür (2014): Financing renewable energy infrastructures via financial citizen participation – The case of Germany. In: *Renewable Energy* 68, S. 677–685. DOI: 10.1016/j.renene.2014.02.038.

[Zadeh 1965] Zadeh, L. A. (1965): Fuzzy sets. In: *Information and Control* 8 (3), S. 338–353. DOI: 10.1016/S0019-9958(65)90241-X.

[Zhai et al. 2012] Zhai, Pei; Williams, Eric (2012): Analyzing consumer acceptance of photovoltaics (PV) using fuzzy logic model. In: *Renewable Energy* 41, S. 350–357. DOI: 10.1016/j.renene.2011.11.041.

[Zhang et al. 2011] Zhang, Ting; Gensler, Sonja; Garcia, Rosanna (2011): A Study of the Diffusion of Alternative Fuel Vehicles: An Agent-Based Modeling Approach. In: *Journal of product innovation management* 28, S. 152–168.

[Zhang et al. 2014] Zhang, Haifeng; Vorobeychik, Yefgeniy; Letchford, Joshua; Lakkaraju, Kiran (2014): Predicting Rooftop Solar Adoption Using Agent-Based Modeling. In: *Energy Market Prediction: Papers from the 2014 AAAI Fall Symposium*, S. 44–51.

[Zhao et al. 2011] Zhao, Jiayun; Mazhari, Esfandyar; Celik, Nurcin; Son, Young-Jun (2011): Hybrid agent-based simulation for policy evaluation of solar power generation systems. In: *Simulation Modelling Practice and Theory* 19 (10), S. 2189–2205. DOI: 10.1016/j.simpat.2011.07.005.

Anhang

A. Discrete Choice Modelle – Teilnutzenfunktionen

a) Signifikanztests für die akteursspezifischen Einflussfaktoren

Alle Werte ausser für Wohnungsgröße wurden mit Hilfe des Pearsons Chi Square Tests berechnet									
	Ein-kommen	Baualter	Gebäu-detyp	Hoch-schulab-schluss	Städ-tisch	PV-Anlage vor-handen	Alter	Eigen-tümer	Zweites Hei-zungs-system
Baualter	1,6E-108								
Gebäudetyp	1,3E-252	0,0E+00							
Hochschul-abschluss	0,0E+00	7,7E-29	1,2E-19						
städtisch	1,3E-21	6,6E-18	1,2E-149	5,2E-25					
PV-Anlage vorhanden	1,2E-36	2,9E-25	7,9E-82	1,4E-07	8,9E-07				
Alter	1,4E-120	6,1E-179	2,6E-47	2,8E-15	2,7E-04	1,3E-04			
Eigentümer	6,4E-290	8,3E-164	0,0E+00	1,3E-43	8,9E-25	6,3E-110	5,8E-157		
Zweites Heizungssystem	5,6E-65	5,7E-38	2,7E-235	5,6E-13	1,2E-33	7,6E-128	1,8E-09	3,9E-200	
Wohnungsgröße (mit Anova berechnet)	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00

b) SOEP Photovoltaik – akteursspezifische Teilnutzenfunktion

Erläuterung der Signifikanzlevel:

Codierung	Signifikanzniveau
***	<0,001
**	<0,01
*	<0,05
.	<0,1
	<1

Logit Modell für den Besitz einer Photovoltaikanlage mit dem SOEP Datensatz von 2015 berechnet

	Estimate	Std. Error	t-value	Pr(>|t|)	Signifikanz-level
PV:alternativenspezifische Konstante	-3,0614	0,2378	-12,8728	0,0000	***
PV: Wohnungsgröße	0,5023	0,0975	5,1501	0,0000	***
PV:Reihenhaus	-0,2559	0,1274	-2,0079	0,0447	*
PV:Bauernhaus	0,7017	0,2206	3,1803	0,0015	**
PV:Mehrfamilienhaus	-1,1344	0,2484	-4,5664	0,0000	***
PV:Baujahr vor 1948	-0,3685	0,1534	-2,4019	0,0163	*
PV: Baujahr 1949 - 1971	-0,2705	0,1588	-1,7029	0,0886	.
PV: Baujahr nach 1991	0,2766	0,1278	2,1644	0,0304	*

Fortsetzung von vorheriger Seite					
	Estimate	Std. Error	t-value	Pr(>|t|)	Signifikanz-level
PV:Umweltbewusstsein	-0,3056	0,0844	-3,6220	0,0003	***
PV:Einkommen >4000 € netto/Monat	0,3052	0,1070	2,8519	0,0043	**
PV:ländliche Gegend	0,1389	0,1053	1,3184	0,1874	
PV:Heizung: Elektroheizung	0,4746	0,1682	2,8222	0,0048	**
PV: Heizung: Holzkessel	0,4544	0,1126	4,0356	0,0001	***
PV: Heizung: Wärmepumpe	0,7932	0,1823	4,3501	0,0000	***
PV: Heizung: Solarthermie	1,1829	0,1552	7,6223	0,0000	***
Log-Likelihood: -1527,1					
McFadden R^2: 0,10011					

c) SOEP Erstes Heizungssystem – akteursspezifische Teilnutzenfunktion

Nummerierung der ersten Heizungssysteme in den Tabellen

Nummer	Entsprechung Heizungssystem
2	Ölkessel
3	Fernwärme
4	Elektroheizung
5	Holzkessel
6	Wärmepumpe

Logit Modell für den Besitz der verschiedenen ersten Heizungssysteme mit dem Datensatz von 2015 berechnet

	Estimate	Std. Error	t-value	Pr(>|t|)	Signifikanz-level
2: alternativenspezifische Konstante	-0,1838	0,0995	-1,8477	0,0646	.
3 alternativenspezifische Konstante	-1,3110	0,1736	-7,5507	0,0000	***
4: alternativenspezifische Konstante	-1,7706	0,2165	-8,1794	0,0000	***
5: alternativenspezifische Konstante	-1,9062	0,1744	-10,929	0,0000	***
6: alternativenspezifische Konstante	-4,5842	0,3779	-12,132	0,0000	***
2: Einkommen <2000 € netto/Monat	0,0819	0,0533	1,5359	0,1246	
3: Einkommen <2000 € netto/Monat	0,2155	0,0605	3,5634	0,0004	***
4: Einkommen <2000 € netto/Monat	0,3157	0,1063	2,9697	0,0030	**
5: Einkommen <2000 € netto/Monat	0,0862	0,1080	0,7979	0,4249	
6: Einkommen >4000 € netto/Monat	-0,2337	0,2528	-0,9245	0,3552	
2: Einkommen >4000 € netto/Monat	-0,1229	0,0649	-1,8927	0,0584	.

Fortsetzung von vorheriger Seite					
	Estimate	Std. Error	t-value	Pr(>|t|)	Signifikanz-level
3: Einkommen >4000 € netto/Monat	0,1855	0,0888	2,0886	0,0367	*
4: Einkommen >4000 € netto/Monat	-0,0642	0,1408	-0,4559	0,6485	
5: Einkommen >4000 € netto/Monat	-0,1501	0,1177	-1,2747	0,2024	
6: Einkommen >4000 € netto/Monat	-0,0754	0,2052	-0,3673	0,7134	
2: Baujahr vor 1948	-0,6241	0,0612	-10,198	0,0000	***
3: Baujahr vor 1948	-0,9079	0,0759	-11,964	0,0000	***
4: Baujahr vor 1948	-0,1619	0,1204	-1,3450	0,1786	
5: Baujahr vor 1948	0,0750	0,1177	0,6369	0,5242	
6: Baujahr vor 1948	-0,7527	0,3212	-2,3432	0,0191	*
2: Baujahr 1949 - 1971	0,0531	0,0563	0,9430	0,3457	
3: Baujahr 1949 - 1971	-0,2912	0,0641	-4,5428	0,0000	***
4: Baujahr 1949 - 1971	-0,0832	0,1208	-0,6886	0,4911	
5: Baujahr 1949 - 1971	0,1914	0,1236	1,5482	0,1216	
6: Baujahr 1949 - 1971	-1,3544	0,4474	-3,0272	0,0025	**
2:Baujahr nach 2011	-1,7154	0,3562	-4,8163	0,0000	***
3: Baujahr nach 2011	0,3774	0,2391	1,5786	0,1144	
4: Baujahr nach 2011	0,1562	0,4060	0,3846	0,7005	
5: Baujahr nach 2011	0,4041	0,2903	1,3922	0,1639	
6: Baujahr nach 2011	3,0684	0,2799	10,962	0,0000	***
2: Baujahr 1991-2010	-1,0983	0,0750	-14,636	0,0000	***
3:Baujahr 1991-2010	-0,5399	0,0819	-6,5919	0,0000	***
4: Baujahr 1991-2010	-0,3872	0,1427	-2,7136	0,0067	**
5: Baujahr 1991-2010	-0,5585	0,1390	-4,0181	0,0001	***
6: Baujahr 1991-2010	0,6571	0,2308	2,8475	0,0044	**
2: Mehrfamilienhaus	-0,5203	0,0630	-8,2603	0,0000	***
3: Mehrfamilienhaus	2,0510	0,1214	16,894	0,0000	***
4: Mehrfamilienhaus	-0,3145	0,1263	-2,4907	0,0127	*
5: Mehrfamilienhaus	-1,4797	0,1415	-10,454	0,0000	***
6: Mehrfamilienhaus	-0,6259	0,2769	-2,2600	0,0238	*
2: Reihenhaus	-0,6737	0,0660	-10,203	0,0000	***
3: Reihenhaus	0,6204	0,1472	4,2142	0,0000	***
4: Reihenhaus	-0,5531	0,1433	-3,8602	0,0001	***
5: Reihenhaus	-0,9824	0,1260	-7,7947	0,0000	***
6: Reihenhaus	-0,5469	0,2199	-2,4867	0,0129	*
2: Bauernhaus	0,4770	0,1640	2,9086	0,0036	**
3: Bauernhaus	0,6971	0,4420	1,5773	0,1147	
4: Bauernhaus	0,2925	0,3367	0,8687	0,3850	
5: Bauernhaus	1,9198	0,1759	10,914	0,0000	***
6: Bauernhaus	0,6635	0,6267	1,0587	0,2897	
2: Wohnungsgröße	0,0012	0,0006	1,8674	0,0619	.
3: Wohnungsgröße	-0,0094	0,0012	-8,1051	0,0000	***
4: Wohnungsgröße	-0,0055	0,0015	-3,5810	0,0003	***

Fortsetzung von vorheriger Seite					
	Estimate	Std. Error	t-value	Pr(>|t|)	Signifikanz-level
5: Wohnungsgröße	0,0040	0,0010	4,0175	0,0001	***
6: Wohnungsgröße	0,0077	0,0018	4,2205	0,0000	***
2: Hochschulabschluss	-0,2234	0,0529	-4,2230	0,0000	***
3: Hochschulabschluss	0,1691	0,0607	2,7864	0,0053	**
4: Hochschulabschluss	-0,1188	0,1081	-1,0994	0,2716	
5: Hochschulabschluss	-0,5613	0,1066	-5,2645	0,0000	***
6: Hochschulabschluss	-0,1773	0,1870	-0,9479	0,3432	
2: städtisch	-0,1640	0,0485	-3,3799	0,0007	***
3: städtisch	-0,1766	0,0591	-2,9883	0,0028	**
4: städtisch	0,0488	0,1005	0,4852	0,6275	
5: städtisch	-0,4619	0,0897	-5,1515	0,0000	***
6: städtisch	-0,0553	0,1807	-0,3058	0,7598	
2: ØAlter >60	0,1092	0,0506	2,1563	0,0311	*
3: ØAlter >60	0,0099	0,0604	0,1636	0,8700	
4: ØAlter >60	-0,0533	0,1037	-0,5136	0,6075	
5: ØAlter >60	-0,5772	0,1081	-5,3414	0,0000	***
6: ØAlter >60	-0,0886	0,2274	-0,3898	0,6967	
2:PV-Anlage vorhanden	0,1272	0,1398	0,9096	0,3630	
3: PV-Anlage vorhanden	0,2966	0,3604	0,8229	0,4106	
4: PV-Anlage vorhanden	1,0412	0,2303	4,5216	0,0000	***
5: PV-Anlage vorhanden	0,5730	0,1754	3,2667	0,0011	**
6: PV-Anlage vorhanden	1,1491	0,2565	4,4804	0,0000	***
2: Eigentümer	0,0522	0,0585	0,8925	0,3721	
3: Eigentümer	-0,6008	0,0806	-7,4538	0,0000	***
4: Eigentümer	0,1238	0,1203	1,0295	0,3032	
5: Eigentümer	0,2756	0,1126	2,4486	0,0143	*
6: Eigentümer	0,1908	0,2404	0,7938	0,4273	
2: Heizung: Solarthermie	-0,0044	0,1172	-0,0372	0,9704	
3: Heizung: Solarthermie	-1,2190	0,3095	-3,9384	0,0001	***
4: Heizung: Solarthermie	-0,5565	0,2966	-1,8760	0,0607	.
5: Heizung: Solarthermie	1,3860	0,1272	10,9	0,0000	***
6: Heizung: Solarthermie	0,3276	0,2536	1,2920	0,1964	
2: Heizung 2: Holzkessel	0,7439	0,0849	8,7605	0,0000	***
3: Heizung 2: Holzkessel	-0,4885	0,2763	-1,7681	0,0770	.
4: Heizung 2: Holzkessel	-0,0329	0,2171	-0,1515	0,8796	
5: Heizung 2: Holzkessel	-19,305	1787,393	-0,0108	0,9914	
6: Heizung 2: Holzkessel	-0,6263	0,4053	-1,5454	0,1222	
Log-Likelihood: -15633					
McFadden R^2: 0,13667					

Logit Modell für den Besitz der verschiedenen ersten Heizungssysteme mit dem Datensatz von 2003 berechnet

	Estimate	Std. Error	t-value	Pr(>|t|)	Signifikanz-level
2: alternativenspezifische Konstante	0,0511	0,1284	0,3981	0,6905	
3: alternativenspezifische Konstante	-0,6668	0,2474	-2,6954	0,0070	**
4: alternativenspezifische Konstante	-1,1417	0,2570	-4,4417	0,0000	***
5: alternativenspezifische Konstante	-2,4566	0,3725	-6,5951	0,0000	***
2: Einkommen <2000 € netto/Monat	0,1701	0,0514	3,3098	0,0009	***
3: Einkommen <2000 € netto/Monat	0,1083	0,0770	1,4064	0,1596	
4: Einkommen <2000 € netto/Monat	0,1126	0,1002	1,1230	0,2614	
5: Einkommen <2000 € netto/Monat	0,6490	0,1502	4,3221	0,0000	***
2: Einkommen >4000 € netto/Monat	-0,2131	0,0726	-2,9373	0,0033	**
3: Einkommen >4000 € netto/Monat	0,0416	0,1418	0,2936	0,7691	
4: Einkommen >4000 € netto/Monat	-0,3854	0,1698	-2,2705	0,0232	*
5: Einkommen >4000 € netto/Monat	-0,1797	0,2957	-0,6078	0,5433	
2: Baujahr vor 1948	-0,6715	0,0601	-11,1761	0,0000	***
3: Baujahr vor 1948	-1,6204	0,0963	-16,8329	0,0000	***
4: Baujahr vor 1948	-0,2077	0,1134	-1,8316	0,0670	.
5: Baujahr vor 1948	0,8400	0,1946	4,3174	0,0000	***
2: Baujahr 1949 - 1971	-0,0454	0,0595	-0,7634	0,4452	
3: Baujahr 1949 - 1971	-0,7506	0,0809	-9,2802	0,0000	***
4: Baujahr 1949 - 1971	-0,2051	0,1216	-1,6866	0,0917	.
5: Baujahr 1949 - 1971	0,3761	0,2204	1,7067	0,0879	.
2: Baujahr nach 1991	-0,9867	0,0755	-13,0686	0,0000	***
3: Baujahr nach 1991	-0,8619	0,1028	-8,3810	0,0000	***
4: Baujahr nach 1991	-1,0454	0,1769	-5,9090	0,0000	***
5: Baujahr nach 1991	-1,1388	0,3651	-3,1193	0,0018	**
2: Mehrfamilienhaus	-0,6263	0,0622	-10,0746	0,0000	***
3: Mehrfamilienhaus	1,9812	0,1561	12,6954	0,0000	***
4: Mehrfamilienhaus	-0,5863	0,1203	-4,8723	0,0000	***
5: Mehrfamilienhaus	-1,3480	0,1839	-7,3282	0,0000	***
2: Reihenhaus	-0,7039	0,0644	-10,9378	0,0000	***
3: Reihenhaus	0,7215	0,1906	3,7854	0,0002	***
4: Reihenhaus	-0,5427	0,1357	-3,9978	0,0001	***
5: Reihenhaus	-0,5101	0,1843	-2,7673	0,0057	**
2: Bauernhaus	0,4545	0,1376	3,3031	0,0010	***
3: Bauernhaus	0,6798	0,4538	1,4980	0,1341	
4: Bauernhaus	0,6514	0,2182	2,9847	0,0028	**
5: Bauernhaus	1,4197	0,2084	6,8123	0,0000	***
2: Wohnungsgröße	0,0025	0,0006	3,8649	0,0001	***

Fortsetzung von vorheriger Seite					
	Estimate	Std. Error	t-value	Pr(>|t|)	Signifikanz-level
3: Wohnungsgröße	-0,0112	0,0015	-7,2617	0,0000	***
4: Wohnungsgröße	-0,0031	0,0015	-2,1396	0,0324	*
5: Wohnungsgröße	-0,0022	0,0020	-1,1039	0,2697	
2: Hochschulabschluss	-0,2758	0,0547	-5,0414	0,0000	***
3: Hochschulabschluss	0,1916	0,0805	2,3805	0,0173	*
4: Hochschulabschluss	-0,3436	0,1160	-2,9621	0,0031	**
5: Hochschulabschluss	-0,8123	0,1977	-4,1093	0,0000	***
2: städtisch	-0,2038	0,0493	-4,1322	0,0000	***
3: städtisch	-0,2828	0,0747	-3,7845	0,0002	***
4: städtisch	0,1301	0,1003	1,2974	0,1945	
5: städtisch	-0,7904	0,1320	-5,9887	0,0000	***
2: Umweltbewusstsein	0,1024	0,0392	2,6147	0,0089	**
3: Umweltbewusstsein	-0,0449	0,0550	-0,8167	0,4141	
4: Umweltbewusstsein	-0,0597	0,0752	-0,7946	0,4268	
5: Umweltbewusstsein	0,0400	0,1072	0,3727	0,7094	
2: ØAlter <40	0,0391	0,0473	0,8255	0,4091	
3: ØAlter <40	-0,2038	0,0676	-3,0160	0,0026	**
4: ØAlter <40	0,0113	0,0934	0,1212	0,9035	
5: ØAlter <40	0,3520	0,1350	2,6068	0,0091	**
2: Heizung: Solarthermie	0,4994	0,1808	2,7628	0,0057	**
3: Heizung: Solarthermie	-1,3912	0,7362	-1,8897	0,0588	.
4: Heizung: Solarthermie	-0,2434	0,5224	-0,4659	0,6413	
5: Heizung: Solarthermie	1,3132	0,3766	3,4868	0,0005	***
2: Heizung 2: Holzkessel	0,6596	0,0967	6,8180	0,0000	***
3: Heizung 2: Holzkessel	-1,6519	0,7065	-2,3379	0,0194	*
4: Heizung 2: Holzkessel	1,2267	0,1556	7,8834	0,0000	***
5: Heizung 2: Holzkessel	-3,7581	1,4836	-2,5331	0,0113	*
2: Eigentümer	0,0311	0,0587	0,5298	0,5963	
3: Eigentümer	-0,9081	0,1077	-8,4332	0,0000	***
4: Eigentümer	-0,2861	0,1164	-2,4586	0,0139	*
5: Eigentümer	-0,1513	0,1598	-0,9467	0,3438	
Log-Likelihood: -12339					
McFadden R^2: 0,1197					

Logit Modell für den Besitz der verschiedenen ersten Heizungssysteme mit dem Datensatz von 1998 berechnet

	Estimate	Std. Error	t-value	Pr(>|t|)	Signifikanz-level
2: alternativenspezifische Konstante	0,1960	0,1765	1,1107	0,2667	
3: alternativenspezifische Konstante	-0,0536	0,3251	-0,1649	0,8690	
4: alternativenspezifische Konstante	-1,0424	0,3191	-3,2673	0,0011	**
5: alternativenspezifische Konstante	-1,8548	0,3825	-4,8493	0,0000	***
2: Einkommen <2000 € netto/Monat	-0,0769	0,0638	-1,2046	0,2284	
3: Einkommen <2000 € netto/Monat	-0,0599	0,0980	-0,6111	0,5412	
4: Einkommen <2000 € netto/Monat	0,1731	0,1170	1,4796	0,1390	
5: Einkommen <2000 € netto/Monat	0,5094	0,1506	3,3818	0,0007	***
2: Baujahr vor 1948	-0,5652	0,0782	-7,2301	0,0000	***
3: Baujahr vor 1948	-2,0776	0,1230	-16,884	0,0000	***
4: Baujahr vor 1948	-0,3597	0,1370	-2,6254	0,0087	**
5: Baujahr vor 1948	0,9821	0,1917	5,1220	0,0000	***
2: Baujahr 1949 - 1971	-0,0359	0,0775	-0,4630	0,6433	
3: Baujahr 1949 - 1971	-1,2127	0,0993	-12,216	0,0000	***
4: Baujahr 1949 - 1971	-0,0758	0,1367	-0,5545	0,5792	
5: Baujahr 1949 - 1971	0,4541	0,2073	2,1906	0,0285	*
2: Baujahr nach 1991	-0,9742	0,1048	-9,2996	0,0000	***
3: Baujahr nach 1991	-1,5473	0,1474	-10,495	0,0000	***
4: Baujahr nach 1991	-0,9245	0,2103	-4,3971	0,0000	***
5: Baujahr nach 1991	-2,5817	0,7353	-3,5112	0,0004	***
2: Mehrfamilienhaus	-0,6821	0,0791	-8,6174	0,0000	***
3: Mehrfamilienhaus	1,9328	0,2051	9,4259	0,0000	***
4: Mehrfamilienhaus	-0,4497	0,1384	-3,2494	0,0012	**
5: Mehrfamilienhaus	-0,4053	0,1617	-2,5066	0,0122	*
2: Reihenhaus	-0,6068	0,0833	-7,2802	0,0000	***
3: Reihenhaus	0,3497	0,2741	1,2757	0,2021	
4: Reihenhaus	-0,2178	0,1520	-1,4329	0,1519	
5: Reihenhaus	-0,8249	0,2130	-3,8737	0,0001	***
2: Bauernhaus	0,6468	0,1925	3,3595	0,0008	***
3: Bauernhaus	0,9002	0,7246	1,2423	0,2141	
4: Bauernhaus	0,8242	0,2893	2,8493	0,0044	**
5: Bauernhaus	2,0237	0,2376	8,5169	0,0000	***
2: Wohnungsgröße	0,0007	0,0009	0,7953	0,4264	
3: Wohnungsgröße	-0,0149	0,0021	-7,1608	0,0000	***
4: Wohnungsgröße	-0,0062	0,0019	-3,3192	0,0009	***
5: Wohnungsgröße	-0,0068	0,0021	-3,2030	0,0014	**
2: Hochschulabschluss	-0,2628	0,0719	-3,6541	0,0003	***
3: Hochschulabschluss	0,3735	0,1010	3,6976	0,0002	***
4: Hochschulabschluss	-0,3415	0,1382	-2,4714	0,0135	*

Fortsetzung von vorheriger Seite					
	Estimate	Std. Error	t-value	Pr(>|t|)	Signifikanz-level
5: Hochschulabschluss	-0,3971	0,1705	-2,3291	0,0199	*
2: städtisch	-0,1330	0,0630	-2,1114	0,0347	*
3: städtisch	-0,3060	0,0928	-3,2955	0,0010	***
4: städtisch	0,0495	0,1128	0,4389	0,6607	
5: städtisch	-0,9659	0,1234	-7,8254	0,0000	***
2: ØAlter <40	0,0068	0,0590	0,1148	0,9086	
3: ØAlter <40	-0,2272	0,0837	-2,7123	0,0067	**
4: ØAlter <40	-0,0864	0,1033	-0,8359	0,4032	
5: ØAlter <40	-0,2355	0,1226	-1,9201	0,0548	.
2: Umweltbewusstsein	0,2158	0,0531	4,0643	0,0000	***
3: Umweltbewusstsein	0,0453	0,0734	0,6171	0,5372	
4: Umweltbewusstsein	0,1298	0,0904	1,4360	0,1510	
5: Umweltbewusstsein	0,2871	0,1056	2,7192	0,0065	**
2: Eigentümer	0,0685	0,0756	0,9069	0,3645	
3: Eigentümer	-1,0247	0,1523	-6,7281	0,0000	***
4: Eigentümer	-0,2183	0,1358	-1,6073	0,1080	
5: Eigentümer	-0,1430	0,1603	-0,8924	0,3722	
2: Heizung 2: Holzkessel	0,5618	0,1343	4,1840	0,0000	***
3: Heizung 2: Holzkessel	-1,9820	0,8223	-2,4104	0,0159	*
4: Heizung 2: Holzkessel	1,4954	0,1817	8,2317	0,0000	***
5: Heizung 2: Holzkessel	-3,3072	1,1310	-2,9241	0,0035	**
Log-Likelihood: -8381.8					
McFadden R^2: 0.13044					

d) SOEP zweites Heizungssystem – akteursspezifische Teilnutzenfunktion

Nummerierung der zweiten Heizungssysteme in den Tabellen

Nummer	Entsprechung Heizungssystem
1	Solarthermie
2	Holzkessel

Logit Modell für den Besitz der verschiedenen zweiten Heizungssysteme mit dem Datensatz von 2015 berechnet

	Estimate	Std. Error	t-value	Pr(>|t|)	Signifikanz-level
1: alternativenspezifische Konstante	-3,6658	0,2016	-18,18	0,0000	***
2: alternativenspezifische Konstante	-3,0885	0,1777	-17,383	0,0000	***
1: Einkommen <2000 € netto/Monat	-0,2899	0,1286	-2,2535	0,0242	*
2: Einkommen <2000 € netto/Monat	-0,3974	0,1077	-3,6900	0,0002	***
1: Einkommen >4000 € netto/Monat	0,1868	0,1104	1,6925	0,0905	.
2: Einkommen >4000 € netto/Monat	-0,0914	0,1009	-0,9065	0,3646	
1: Baujahr vor 1948	-0,4222	0,1325	-3,1862	0,0014	**
2: Baujahr vor 1948	0,1540	0,1079	1,4270	0,1536	
1: Baujahr nach 2011	1,2542	0,2329	5,3849	0,0000	***
2: Baujahr nach 2011	-0,2036	0,4121	-0,4940	0,6213	
1: Baujahr 1991-2010	-0,0875	0,1280	-0,6838	0,4941	
2: Baujahr 1991-2010	-0,1106	0,1218	-0,9086	0,3635	
1: Baujahr 1949 - 1971	-0,2240	0,1299	-1,7245	0,0846	.
2: Baujahr 1949 - 1971	-0,0219	0,1121	-0,1950	0,8454	
1: Mehrfamilienhaus	-0,9425	0,1565	-6,0232	0,0000	***
2: Mehrfamilienhaus	-1,6945	0,1618	-10,472	0,0000	***
1: Reihenhaus	-0,1655	0,1139	-1,4529	0,1463	
2: Reihenhaus	-0,4807	0,1026	-4,6864	0,0000	***
1: Bauernhaus	-0,3835	0,2564	-1,4955	0,1348	
2: Bauernhaus	0,5945	0,1955	3,0407	0,0024	**
1: Wohnungsgröße	0,0041	0,0010	4,1022	0,0000	***
2: Wohnungsgröße	0,0041	0,0009	4,5413	0,0000	***
1: Hochschulabschluss	0,3126	0,0995	3,1425	0,0017	**
2: Hochschulabschluss	-0,1868	0,0918	-2,0361	0,0417	*
1: städtisch	-0,0970	0,0962	-1,0090	0,3130	
2: städtisch	-0,4749	0,0822	-5,7750	0,0000	***
1: ØAlter >60	0,0085	0,1072	0,0792	0,9369	
2: ØAlter >60	-0,4098	0,0941	-4,3552	0,0000	***
1: Heizung 1: Holzkessel	1,4305	0,1286	11,121	0,0000	***
2: Heizung 1: Holzkessel	-4,3349	1,0184	-4,2563	0,0000	***
1: Heizung: Ölkessel	0,0490	0,1176	0,4164	0,6771	
2: Heizung: Ölkessel	0,7589	0,0861	8,8190	0,0000	***
1: Heizung: Fernwärme	-1,2643	0,3039	-4,1599	0,0000	***
2: Heizung: Fernwärme	-0,7162	0,2751	-2,6034	0,0092	**
1: Heizung: Elektroheizung	-0,5779	0,2983	-1,9374	0,0527	.
2: Heizung: Elektroheizung	-0,0591	0,2178	-0,2716	0,7860	
1: Heizung: Wärmepumpe	0,1890	0,2605	0,7255	0,4682	
2: Heizung: Wärmepumpe	-0,7901	0,4061	-1,9456	0,0517	.
1:Eigentümer	0,5979	0,1303	4,5881	0,0000	***
2: Eigentümer	1,1552	0,1203	9,6013	0,0000	***

Fortsetzung von vorheriger Seite					
	Estimate	Std. Error	t-value	Pr(>|t|)	Signifikanz-level
1: PV-Anlage vorhanden	1,4403	0,1384	10,406	0,0000	***
2: PV-Anlage vorhanden	0,3648	0,1682	2,1686	0,0301	*
Log-Likelihood: -4247,6					
McFadden R^2: 0,20791					

Logit Modell für den Besitz der verschiedenen zweiten Heizungssysteme mit dem Datensatz von 2003 berechnet

	Estimate	Std. Error	t-value	Pr(>|t|)	Signifikanz-level
1: alternativenspezifische Konstante	-5,7337	0,4101	-13,983	0,0000	***
2: alternativenspezifische Konstante	-3,4273	0,2099	-16,326	0,0000	***
1: Einkommen <2000 € netto/Monat	0,1082	0,2116	0,5111	0,6092	
2: Einkommen <2000 € netto/Monat	-0,2763	0,1061	-2,6047	0,0092	**
1: Einkommen >4000 € netto/Monat	0,4536	0,2191	2,0703	0,0384	*
2: Einkommen >4000 € netto/Monat	-0,0503	0,1278	-0,3938	0,6937	
1: Baujahr vor 1948	-0,1667	0,2523	-0,6608	0,5088	
2: Baujahr vor 1948	0,2804	0,1136	2,4680	0,0136	*
1: Baujahr nach 1991	0,8038	0,2312	3,4764	0,0005	***
2: Baujahr nach 1991	0,0613	0,1402	0,4373	0,6619	
1: Baujahr 1949 - 1971	0,2273	0,2349	0,9678	0,3332	
2: Baujahr 1949 - 1971	-0,2792	0,1315	-2,1235	0,0337	*
1: Mehrfamilienhaus	-0,3149	0,2531	-1,2442	0,2134	
2: Mehrfamilienhaus	-1,3611	0,1760	-7,7336	0,0000	***
1: Reihenhaus	-0,3986	0,2303	-1,7309	0,0835	.
2: Reihenhaus	-0,3712	0,1174	-3,1624	0,0016	**
1: Bauernhaus	0,6691	0,3697	1,8102	0,0703	.
2: Bauernhaus	0,5062	0,1698	2,9814	0,0029	**
1: Wohnungsgröße	0,0025	0,0019	1,3257	0,1850	
2: Wohnungsgröße	0,0037	0,0010	3,6066	0,0003	***
1: Hochschulabschluss	0,2504	0,1895	1,3216	0,1863	
2: Hochschulabschluss	-0,4763	0,1096	-4,3471	0,0000	***
1: städtisch	0,3223	0,1891	1,7048	0,0882	.
2: städtisch	-0,4527	0,0909	-4,9818	0,0000	***
1: ØAlter >60	-0,6130	0,2258	-2,7146	0,0066	**
2: ØAlter >60	-0,3580	0,1077	-3,3241	0,0009	***
1: Heizung 1: Holzkessel	1,2441	0,3770	3,3001	0,0010	***
2: Heizung 1: Holzkessel	-4,2484	1,8345	-2,3159	0,0206	*
1: Heizung: Ölkessel	0,5379	0,1817	2,9608	0,0031	**
2: Heizung: Ölkessel	0,6370	0,0978	6,5134	0,0000	***
1: Heizung: Fernwärme	-1,1877	0,6463	-1,8378	0,0661	.
2: Heizung: Fernwärme	-1,6298	0,6261	-2,6033	0,0092	**

Fortsetzung von vorheriger Seite

	Estimate	Std. Error	t-value	Pr(>|t|)	Signifikanz-level
1: Heizung: Elektroheizung	-0,1704	0,5190	-0,3283	0,7427	
2: Heizung: Elektroheizung	1,1975	0,1575	7,6040	0,0000	***
1: Eigentümer	1,0638	0,2451	4,3404	0,0000	***
2: Eigentümer	1,1709	0,1388	8,4344	0,0000	***
Log-Likelihood: -2677,2					
McFadden R^2: 0,16874					

Logit Modell für den Besitz der verschiedenen zweiten Heizungssysteme mit dem Datensatz von 1998 berechnet

	Estimate	Std. Error	t-value	Pr(>|t|)	Signifikanz-level
1: alternativenspezifische Konstante	-6,0078	0,7104	-8,4575	0,0000	***
2: alternativenspezifische Konstante	-3,4913	0,2278	-15,328	0,0000	***
1: Baujahr 1949 - 1971	-0,6494	0,4892	-1,3275	0,1844	
2: Baujahr 1949 - 1971	-0,3682	0,1416	-2,6005	0,0093	**
1: Mehrfamilienhaus	-1,3299	0,6329	-2,1011	0,0356	*
2: Mehrfamilienhaus	-1,1042	0,1943	-5,6836	0,0000	***
1: Reihenhaus	-0,5647	0,5102	-1,1068	0,2684	
2: Reihenhaus	-0,4761	0,1578	-3,0170	0,0026	**
1: Bauernhaus	0,9883	0,5813	1,7000	0,0891	.
2: Bauernhaus	0,8189	0,2083	3,9318	0,0001	***
1: Wohnungsgröße	0,0058	0,0042	1,3908	0,1643	
2: Wohnungsgröße	0,0049	0,0014	3,4609	0,0005	***
1: städtisch	0,3407	0,3900	0,8737	0,3823	
2: städtisch	-0,2886	0,1194	-2,4181	0,0156	*
1: Heizung 1: Holzkessel	-0,6679	1,0366	-0,6443	0,5194	
2: Heizung 1: Holzkessel	-4,0573	1,7078	-2,3758	0,0175	*
1: Heizung: Ölkessel	0,2677	0,4073	0,6572	0,5110	
2: Heizung: Ölkessel	0,5641	0,1323	4,2635	0,0000	***
1: Heizung: Fernwärme	-0,4503	1,1991	-0,3755	0,7073	
2: Heizung: Fernwärme	-2,1431	0,8392	-2,5536	0,0107	*
1: Heizung: Elektroheizung	0,7211	0,6437	1,1201	0,2627	
2: Heizung: Elektroheizung	1,4676	0,1798	8,1609	0,0000	***
1: Eigentümer	0,5168	0,4904	1,0540	0,2919	
2: Eigentümer	0,6418	0,1570	4,0884	0,0000	***
Log-Likelihood: -1310,1					
McFadden R^2: 0,16409					

e) Discrete choice Ergebnisse für die technologiespezifische Teilnutzenfunktion

Gefittet mit Daten von Januar 2000 bis August 2016

	Estimate	Std. Error	t value	Pr(>|t|)	Signifikanz-level
PV: alternativenspezifische Konstante	-2,39	0,36	-6,71	0,0000	***
PV: Änderung Einspeisevergütung	1,84	0,21	8,59	0,0000	***
PV: Amortisationszeit	-3,05	0,41	-7,41	0,0000	***
PV: Ø monatliche Temperatur	0,87	0,14	6,19	0,0000	***
PV: Medienpräsenz	1,49	0,13	11,43	0,0000	***

Gefittet mit Daten von Januar 2000 bis Dezember 2008

	Estimate	Std. Error	t value	Pr(>|t|)	Signifikanz-level
PV: alternativenspezifische Konstante	-1,40	0,65	-2,17	0,0322	*
PV: Änderung Einspeisevergütung	1,64	0,28	5,89	0,0000	***
PV: Amortisationszeit	-4,14	0,71	-5,86	0,0000	***
PV: Ø monatliche Temperatur	0,50	0,18	2,79	0,0063	**
PV: Medienpräsenz	1,90	0,48	3,96	0,0001	***

Gefittet mit Daten von Januar 2009 bis August 2016

	Estimate	Std. Error	t value	Pr(>|t|)	Signifikanz-level
PV: alternativenspezifische Konstante	-3,05	0,50	-6,04	0,0000	***
PV: Änderung Einspeisevergütung	2,03	0,31	6,51	0,0000	***
PV: Amortisationszeit	-1,95	0,58	-3,36	0,0012	**
PV: Ø monatliche Temperatur	1,21	0,21	5,76	0,0000	***
PV: Medienpräsenz	1,03	0,40	2,56	0,0121	*

f) Discrete choice Ergebnisse der Teilnutzenfunktion Einstellung

	Estimate	Std. Error	t-value	Pr(>|t|)	Signifikanz-level
PV: alternativenspezifische Konstante	-7,0534	1,2695	-5,5560	0,0000	***
PV:Einstellung	1,8259	0,4397	4,1529	0,0000	***
PV: einfache Informations-beschaffung	0,4848	0,1820	2,6645	0,0077	**
Log-Likelihood: -79,432					
McFadden R^2: 0,23245					

B. Zeitreihen der Einflussfaktoren

a) Historisch

Werte Photovoltaik

Jahr	Photovoltaik Modul-kosten [€2014/kW]	Haushalts-strompreis [ct2014/kWh]	Einspeise-vergütung [ct2014/kWh]	Medien-artikel über Photo-voltaik [-]	Amor-tisations-zeit [a]
2000	7390,2	17,65	64,09	1576	17,22
2001	6443,0	17,83	63,02	1677	14,70
2002	5590,1	19,72	58,88	1529	13,37
2003	5904,0	20,69	55,01	2371	15,66
2004	6186,3	21,26	67,94	2829	12,68
2005	5711,9	21,72	63,46	3459	12,50
2006	5425,4	22,27	59,28	4263	12,77
2007	4970,0	23,23	55,37	6837	12,46
2008	4485,4	23,95	51,73	9738	11,93
2009	3666,1	25,25	46,79	11225	10,55
2010	2996,8	25,34	38,87	13154	10,37
2011	2416,3	26,54	30,23	16104	10,82
2012	1844,0	26,78	20,78	19794	12,38
2013	1492,4	29,33	15,55	19299	13,62
2014	1348,8	29,13	13,02	16995	14,95
2015	1275,5	28,22	12,20	12123	15,14

Werte Heizungssysteme

Brennstoffkosten

In [ct2014/kWh]						
Jahr	Gas-kessel	Öl-kessel	Fern-wärme	Elektro-heizung	Holz	Wärme-pumpe
2000	4,60	2,95	6,11	4,80		11,85
2001	4,35	3,49	7,03	6,04		12,63
2002	4,98	5,28	6,95	7,65		13,67
2003	6,03	4,89	6,91	8,96		14,62
2004	5,55	4,39	6,80	9,73	3,60	15,23
2005	5,74	4,48	7,19	10,68	3,52	15,95
2006	5,70	4,91	7,94	11,31	5,02	16,47
2007	6,22	6,37	8,31	13,60	4,65	18,14
2008	7,24	6,93	8,66	14,55	4,14	19,13
2009	7,33	6,74	8,99	16,31	4,92	20,51
2010	7,86	8,71	8,24	17,19	4,79	21,12
2011	7,60	5,94	8,65	18,75	4,88	22,49
2012	6,81	7,16	9,25	19,66	4,89	22,55

Fortsetzung von vorheriger Seite

Jahr	Gas-kessel	Öl-kessel	Fern-wärme	Elektro-heizung	Holz	Wärme-pumpe
2013	7,00	8,77	9,38	20,90	5,62	23,87
2014	7,27	9,38	9,17	22,14	5,20	24,15
2015	7,25	8,67	8,79	23,38	4,78	24,35

Investitionskosten

In [€2014/kW]

	Gas-kessel	Öl-kessel	Fern-wärme	Elektro-heizung	Holz	Wärme-pumpe	Solar-thermie
2000	200	250	550	350	676	1360	1094
2001	200	250	550	350	676	1360	1094
2002	200	250	550	350	676	1360	1094
2003	200	250	550	350	676	1360	1094
2004	200	250	550	350	646	1360	1066
2005	200	250	550	350	908	1169	1055
2006	200	250	550	350	715	1087	1035
2007	200	250	550	350	743	880	1028
2008	200	250	550	350	770	1058	1052
2009	200	250	550	350	767	960	1191
2010	200	250	550	350	728	1053	1225
2011	200	250	550	350	702	1083	1281
2012	200	250	550	350	805	1082	1067
2013	200	250	550	350	728	1132	1031
2014	200	250	550	350	688	1099	964
2015	200	250	550	350	664	1129	989

Förderung

In [€2014/kW]				
Jahr	Holz	Wärmepumpe	Solarthermie	
2000	66,67	0,00	128,00	
2001	66,67	0,00	110,92	
2002	72,92	0,00	90,75	
2003	75,00	0,00	122,25	
2004	65,57	0,00	110,00	
2005	63,38	0,00	111,00	
2006	19,00	0,00	34,00	
2007	34,76	0,00	67,11	
2008	56,61	150,00	83,15	
2009	56,61	150,00	83,15	
2010	50,15	112,50	46,47	
2011	43,68	150,00	45,00	
2012	61,04	145,18	53,54	
2013	69,24	163,43	65,50	
2014	69,24	163,43	65,50	
2015	92,85	182,81	109,83	

CO_2 Emissionen

In [kg/kWh]						
Jahr	Gas-kessel	Öl-kessel	Fern-wärme	Elektro-heizung	Holz	Wärme-pumpe
2000	0,278	0,354	0,275	0,501	0,034	0,225
2001	0,278	0,354	0,271	0,497	0,034	0,218
2002	0,278	0,354	0,267	0,493	0,034	0,212
2003	0,278	0,354	0,263	0,489	0,034	0,207
2004	0,278	0,354	0,259	0,485	0,034	0,201
2005	0,278	0,354	0,255	0,481	0,034	0,196
2006	0,278	0,354	0,251	0,478	0,034	0,190
2007	0,278	0,354	0,248	0,474	0,034	0,186
2008	0,278	0,354	0,244	0,470	0,034	0,181
2009	0,278	0,354	0,240	0,466	0,034	0,176
2010	0,278	0,354	0,236	0,462	0,034	0,172
2011	0,278	0,354	0,232	0,458	0,034	0,167
2012	0,278	0,354	0,228	0,454	0,034	0,163
2013	0,278	0,354	0,224	0,450	0,034	0,146
2014	0,278	0,354	0,220	0,446	0,034	0,140
2015	0,278	0,354	0,217	0,443	0,034	0,135

Innovativität

In [€2014/kW]							
Jahr	Gas-kessel	Öl-kessel	Fern-wärme	Elektro-heizung	Holz	Wärme-pumpe	Solar-thermie
2000	0	0	0	0	0	0,8	0,8
2001	0	0	0	0	0	0,8	0,8
2002	0	0	0	0	0	0,8	0,8
2003	0	0	0	0	0	0,8	0,8
2004	0	0	0	0	0	0,8	0,8
2005	0	0	0	0	0	0,8	0,8
2006	0	0	0	0	0	0,8	0,8
2007	0	0	0	0	0	0,8	0,8
2008	0	0	0	0	0	0,8	0,8
2009	0	0	0	0	0,3	0,8	0,8
2010	0	0	0	0	0,3	0,7	0,7
2011	0	0	0	0	0,3	0,7	0,7
2012	0	0	0	0	0,3	0,7	0,7
2013	0	0	0	0	0,3	0,7	0,7
2014	0	0	0	0	0,3	0,7	0,7
2015	0	0	0	0	0,3	0,7	0,7

Versorgungssicherheit

In [€2014/kW]							
Jahr	Gas-kessel	Öl-kessel	Fern-wärme	Elektro-heizung	Holz	Wärme-pumpe	Solar-thermie
2000	1	0,8	1	1	0,7	0,5	0,5
2001	1	0,8	1	1	0,7	0,5	0,5
2002	1	0,8	1	1	0,7	0,5	0,5
2003	1	0,8	1	1	0,7	0,5	0,5
2004	1	0,8	1	1	0,7	0,5	0,5
2005	1	0,8	1	1	0,7	0,5	0,5
2006	1	0,8	1	1	0,7	0,5	0,5
2007	1	0,8	1	1	0,7	0,6	0,6
2008	1	0,8	1	1	0,8	0,6	0,6
2009	1	0,8	1	1	0,8	0,6	0,6
2010	1	0,7	1	1	0,8	0,6	0,6
2011	1	0,7	1	1	0,8	0,7	0,7
2012	1	0,7	1	1	0,8	0,7	0,7
2013	1	0,7	1	1	0,8	0,8	0,8
2014	1	0,7	1	1	0,8	0,8	0,8
2015	1	0,7	1	1	0,8	0,8	0,8

Einfache Handhabung

In [€2014/kW]							
Jahr	Gas-kessel	Öl-kessel	Fern-wärme	Elektro-heizung	Holz	Wärme-pumpe	Solar-thermie
2000	1	0,7	1	1	0,5	0,4	0,5
2001	1	0,7	1	1	0,5	0,4	0,5
2002	1	0,7	1	1	0,5	0,4	0,5
2003	1	0,7	1	1	0,5	0,4	0,5
2004	1	0,7	1	1	0,5	0,4	0,5
2005	1	0,7	1	1	0,5	0,4	0,5
2006	1	0,7	1	1	0,5	0,4	0,5
2007	1	0,7	1	1	0,5	0,4	0,5
2008	1	0,7	1	1	0,5	0,4	0,5
2009	1	0,7	1	1	0,7	0,4	0,5
2010	1	0,7	1	1	0,7	0,6	0,7
2011	1	0,7	1	1	0,7	0,6	0,7
2012	1	0,7	1	1	0,7	0,6	0,7
2013	1	0,7	1	1	0,7	0,6	0,7
2014	1	0,7	1	1	0,7	0,6	0,7
2015	1	0,7	1	1	0,7	0,6	0,7

Image

In [€2014/kW]							
Jahr	Gas-kessel	Öl-kessel	Fern-wärme	Elektro-heizung	Holz	Wärme-pumpe	Solar-thermie
2000	0,9	0,8	0,6	0,5	0,6	0,6	0,7
2001	0,9	0,8	0,6	0,5	0,6	0,6	0,7
2002	0,9	0,8	0,6	0,5	0,6	0,6	0,7
2003	0,9	0,8	0,6	0,4	0,6	0,6	0,7
2004	0,9	0,8	0,6	0,4	0,6	0,6	0,7
2005	0,9	0,6	0,6	0,3	0,7	0,6	0,7
2006	0,9	0,6	0,6	0,3	0,7	0,7	0,7
2007	0,9	0,6	0,6	0,3	0,7	0,7	0,7
2008	0,9	0,6	0,6	0,3	0,7	0,7	0,7
2009	0,9	0,6	0,6	0,3	0,7	0,7	0,7
2010	0,9	0,6	0,6	0,2	0,7	0,7	0,7
2011	0,9	0,6	0,6	0,2	0,7	0,7	0,7
2012	0,9	0,4	0,6	0,2	0,8	0,8	0,7
2013	0,9	0,4	0,6	0,2	0,8	0,8	0,7
2014	0,9	0,4	0,6	0,2	0,8	0,8	0,7
2015	0,9	0,4	0,6	0,2	0,8	0,8	0,7

b) Szenarien

Photovoltaik

Mittlerer Ausbaupfad			
Jahr	Photovoltaik Modul-kosten [€2014/kW]	Haushalts-strompreis [ct2014/kWh]	Einspeise-vergütung [ct2014/kWh]
2016	1157,59	29,53	11,90
2017	1133,94	29,93	11,61
2018	1100,11	30,34	11,09
2019	1068,29	30,75	10,58
2020	1038,39	31,16	10,10
2021	1010,32	31,33	9,63
2022	983,99	31,51	9,19
2023	959,31	31,68	8,77
2024	936,17	31,86	8,37
2025	914,50	32,03	7,99
2026	894,20	31,53	7,62
2027	875,17	31,03	7,27
2028	857,32	30,53	6,94
2029	840,56	30,04	6,62
2030	824,80	29,54	6,32
2031	809,94	29,31	6,03
2032	795,90	29,08	5,75
2033	782,57	28,86	5,49
2034	769,87	28,63	5,24
2035	757,70	28,41	5,00
2036	745,98	28,34	4,77
2037	734,60	28,27	4,55
2038	723,48	28,21	4,34
2039	712,53	28,14	4,14
2040	701,64	28,08	3,95
2041	690,73	27,95	3,77
2042	679,71	27,83	3,60
2043	668,48	27,71	3,43
2044	656,95	27,58	3,28
2045	645,03	27,46	3,13
2046	632,63	27,33	2,98
2047	619,64	27,19	2,85
2048	605,99	27,06	2,72
2049	591,57	26,93	2,59
2050	576,30	26,79	2,47

Heizungssysteme

Brennstoffkosten

In [€ct2014/kWh]						
Jahr	Gas-kessel	Öl-kessel	Fern-wärme	Elektro-heizung	Holz	Wärme-pumpe
2016	7,2	9,02	9,19	20,63	4,40	23,30
2017	7,3	9,16	9,32	20,88	4,40	23,35
2018	7,4	9,30	9,45	21,12	4,40	23,39
2019	7,5	9,44	9,57	21,37	4,40	23,42
2020	7,6	9,58	9,70	21,62	4,40	23,45
2021	7,7	9,76	9,83	21,74	4,40	23,33
2022	7,8	9,94	9,95	21,86	4,40	23,22
2023	7,9	10,12	10,08	21,98	4,40	23,09
2024	8	10,30	10,21	22,10	4,40	22,97
2025	8,1	10,48	10,34	22,22	4,40	22,83
2026	8,18	10,66	10,44	21,87	4,40	22,26
2027	8,26	10,85	10,54	21,53	4,40	21,70
2028	8,34	11,03	10,64	21,18	4,40	21,14
2029	8,42	11,22	10,74	20,84	4,40	20,59
2030	8,5	11,40	10,84	20,49	4,40	20,05
2031	8,59	11,55	10,96	20,33	4,40	19,68
2032	8,68	11,69	11,07	20,18	4,40	19,32
2033	8,77	11,83	11,19	20,02	4,40	18,95
2034	8,86	11,97	11,30	19,86	4,40	18,59
2035	8,95	12,11	11,41	19,70	4,40	18,23
2036	9,04	12,25	11,53	19,66	4,40	17,97
2037	9,13	12,39	11,64	19,61	4,40	17,70
2038	9,22	12,53	11,76	19,57	4,40	17,43
2039	9,31	12,67	11,87	19,52	4,40	17,17
2040	9,4	12,81	11,98	19,48	4,40	16,90
2041	9,42	12,91	12,01	19,39	4,40	16,60
2042	9,44	13,01	12,04	19,30	4,40	16,31
2043	9,46	13,11	12,06	19,22	4,40	16,01
2044	9,48	13,21	12,09	19,13	4,40	15,72
2045	9,5	13,31	12,11	19,05	4,40	15,42
2046	9,52	13,41	12,14	18,95	4,40	15,13
2047	9,54	13,51	12,16	18,86	4,40	14,82
2048	9,56	13,61	12,19	18,77	4,40	14,52
2049	9,58	13,71	12,21	18,68	4,40	14,22
2050	9,6	13,80	12,24	18,58	4,40	13,91

Investitionskosten

In [€2014/kW]							
Jahr	Gas-kessel	Öl-kessel	Fern-wärme	Elektro-heizung	Holz	Wärme-pumpe	Solar-thermie
2016	200	250	550	350	709	1440	679
2017	200	250	550	350	709	1420	631
2018	200	250	550	350	709	1400	584
2019	200	250	550	350	709	1380	536
2020	200	250	550	350	709	1360	488
2021	200	250	550	350	709	1348	475
2022	200	250	550	350	709	1336	462
2023	200	250	550	350	709	1324	449
2024	200	250	550	350	709	1312	436
2025	200	250	550	350	709	1300	423
2026	200	250	550	350	709	1288	410
2027	200	250	550	350	709	1276	397
2028	200	250	550	350	709	1264	384
2029	200	250	550	350	709	1252	371
2030	200	250	550	350	709	1240	358
2031	200	250	550	350	709	1234	352
2032	200	250	550	350	709	1229	347
2033	200	250	550	350	709	1224	342
2034	200	250	550	350	709	1219	336
2035	200	250	550	350	709	1214	331
2036	200	250	550	350	709	1209	326
2037	200	250	550	350	709	1203	321
2038	200	250	550	350	709	1198	315
2039	200	250	550	350	709	1193	310
2040	200	250	550	350	709	1188	305
2041	200	250	550	350	709	1176	297
2042	200	250	550	350	709	1164	290
2043	200	250	550	350	709	1152	282
2044	200	250	550	350	709	1140	275
2045	200	250	550	350	709	1128	267
2046	200	250	550	350	709	1116	260
2047	200	250	550	350	709	1104	252
2048	200	250	550	350	709	1093	244
2049	200	250	550	350	709	1081	237
2050	200	250	550	350	709	1069	229

Förderung

In [€2014/kW]			
Jahr	Holz	Wärme-pumpe	Solar-thermie
2016	100,72	189,28	124,61
2017	100,72	189,28	124,61
2018	100,72	189,28	124,61
2019	100,72	189,28	124,61
2020	100,72	189,28	124,61
2021	100,72	189,28	124,61
2022	100,72	189,28	124,61
2023	100,72	189,28	124,61
2024	100,72	189,28	124,61
2025	100,72	189,28	124,61
2026	100,72	189,28	124,61
2027	100,72	189,28	124,61
2028	100,72	189,28	124,61
2029	100,72	189,28	124,61
2030	100,72	189,28	124,61
2031	100,72	189,28	124,61
2032	100,72	189,28	124,61
2033	100,72	189,28	124,61
2034	100,72	189,28	124,61
2035	100,72	189,28	124,61
2036	100,72	189,28	124,61
2037	100,72	189,28	124,61
2038	100,72	189,28	124,61
2039	100,72	189,28	124,61
2040	100,72	189,28	124,61
2041	100,72	189,28	124,61
2042	100,72	189,28	124,61
2043	100,72	189,28	124,61
2044	100,72	189,28	124,61
2045	100,72	189,28	124,61
2046	100,72	189,28	124,61
2047	100,72	189,28	124,61
2048	100,72	189,28	124,61
2049	100,72	189,28	124,61
2050	100,72	189,28	124,61

CO_2 Emissionen

In [€ct2014/kWh]						
Jahr	Gas-kessel	Öl-kessel	Fern-wärme	Elektro-heizung	Holz	Wärme-pumpe
2016	0,278	0,354	0,205	0,431	0,034	0,113
2017	0,278	0,354	0,201	0,421	0,034	0,108
2018	0,278	0,354	0,197	0,412	0,034	0,103
2019	0,278	0,354	0,193	0,403	0,034	0,098
2020	0,278	0,354	0,189	0,393	0,034	0,093
2021	0,278	0,354	0,186	0,384	0,034	0,089
2022	0,278	0,354	0,182	0,374	0,034	0,084
2023	0,278	0,354	0,178	0,365	0,034	0,080
2024	0,278	0,354	0,174	0,355	0,034	0,076
2025	0,278	0,354	0,170	0,346	0,034	0,072
2026	0,278	0,354	0,166	0,336	0,034	0,068
2027	0,278	0,354	0,162	0,327	0,034	0,064
2028	0,278	0,354	0,158	0,318	0,034	0,061
2029	0,278	0,354	0,155	0,308	0,034	0,057
2030	0,278	0,354	0,151	0,299	0,034	0,054
2031	0,278	0,354	0,147	0,289	0,034	0,051
2032	0,278	0,354	0,143	0,280	0,034	0,048
2033	0,278	0,354	0,139	0,270	0,034	0,045
2034	0,278	0,354	0,135	0,261	0,034	0,042
2035	0,278	0,354	0,131	0,252	0,034	0,040
2036	0,278	0,354	0,127	0,242	0,034	0,037
2037	0,278	0,354	0,124	0,233	0,034	0,035
2038	0,278	0,354	0,120	0,223	0,034	0,033
2039	0,278	0,354	0,116	0,214	0,034	0,030
2040	0,278	0,354	0,112	0,204	0,034	0,028
2041	0,278	0,354	0,108	0,195	0,034	0,026
2042	0,278	0,354	0,104	0,185	0,034	0,024
2043	0,278	0,354	0,100	0,176	0,034	0,022
2044	0,278	0,354	0,097	0,167	0,034	0,020
2045	0,278	0,354	0,093	0,157	0,034	0,019
2046	0,278	0,354	0,089	0,148	0,034	0,017
2047	0,278	0,354	0,085	0,138	0,034	0,015
2048	0,278	0,354	0,081	0,129	0,034	0,014
2049	0,278	0,354	0,077	0,119	0,034	0,013
2050	0,278	0,354	0,073	0,110	0,034	0,011

Innovativität

In [€2014/kW]							
Jahr	Gas-kessel	Öl-kessel	Fern-wärme	Elektro-heizung	Holz	Wärme-pumpe	Solar-thermie
2016	0	0	0	0	0,3	0,7	0,7
2017	0	0	0	0	0,3	0,7	0,7
2018	0	0	0	0	0,3	0,7	0,7
2019	0	0	0	0	0,3	0,7	0,7
2020	0	0	0	0	0,2	0,6	0,6
2021	0	0	0	0	0,2	0,6	0,6
2022	0	0	0	0	0,2	0,6	0,6
2023	0	0	0	0	0,2	0,6	0,6
2024	0	0	0	0	0,2	0,6	0,6
2025	0	0	0	0	0,1	0,5	0,5
2026	0	0	0	0	0,1	0,5	0,5
2027	0	0	0	0	0,1	0,5	0,5
2028	0	0	0	0	0,1	0,5	0,5
2029	0	0	0	0	0,1	0,5	0,5
2030	0	0	0	0	0	0,4	0,4
2031	0	0	0	0	0	0,4	0,4
2032	0	0	0	0	0	0,4	0,4
2033	0	0	0	0	0	0,4	0,4
2034	0	0	0	0	0	0,4	0,4
2035	0	0	0	0	0	0,3	0,3
2036	0	0	0	0	0	0,3	0,3
2037	0	0	0	0	0	0,3	0,3
2038	0	0	0	0	0	0,3	0,3
2039	0	0	0	0	0	0,3	0,3
2040	0	0	0	0	0	0,2	0,2
2041	0	0	0	0	0	0,2	0,2
2042	0	0	0	0	0	0,2	0,2
2043	0	0	0	0	0	0,2	0,2
2044	0	0	0	0	0	0,2	0,2
2045	0	0	0	0	0	0,1	0,1
2046	0	0	0	0	0	0,1	0,1
2047	0	0	0	0	0	0,1	0,1
2048	0	0	0	0	0	0,1	0,1
2049	0	0	0	0	0	0,1	0,1
2050	0	0	0	0	0	0,1	0,1

Versorgungssicherheit

In [€2014/kW]							
Jahr	Gas-kessel	Öl-kessel	Fern-wärme	Elektro-heizung	Holz	Wärme-pumpe	Solar-thermie
2016	1	0,8	1	1	0,7	0,8	0,8
2017	1	0,8	1	1	0,7	0,8	0,8
2018	1	0,8	1	1	0,7	0,8	0,8
2019	1	0,8	1	1	0,7	0,8	0,8
2020	1	0,8	1	1	0,7	0,8	0,8
2021	1	0,8	1	1	0,7	0,8	0,8
2022	1	0,8	1	1	0,7	0,8	0,8
2023	1	0,8	1	1	0,7	0,8	0,8
2024	1	0,8	1	1	0,7	0,8	0,8
2025	1	0,8	1	1	0,7	0,8	0,8
2026	1	0,8	1	1	0,7	0,8	0,8
2027	1	0,8	1	1	0,7	0,8	0,8
2028	1	0,8	1	1	0,7	0,8	0,8
2029	1	0,8	1	1	0,7	0,8	0,8
2030	0,8	0,7	1	1	0,7	0,8	0,8
2031	0,8	0,7	1	1	0,7	0,8	0,8
2032	0,8	0,7	1	1	0,7	0,8	0,8
2033	0,8	0,7	1	1	0,7	0,8	0,8
2034	0,8	0,7	1	1	0,7	0,8	0,8
2035	0,8	0,7	1	1	0,7	0,8	0,8
2036	0,8	0,7	1	1	0,7	0,8	0,8
2037	0,8	0,7	1	1	0,7	0,8	0,8
2038	0,8	0,7	1	1	0,7	0,8	0,8
2039	0,8	0,7	1	1	0,7	0,8	0,8
2040	0,7	0,6	1	1	0,7	0,8	0,8
2041	0,7	0,6	1	1	0,7	0,8	0,8
2042	0,7	0,6	1	1	0,7	0,8	0,8
2043	0,7	0,6	1	1	0,7	0,8	0,8
2044	0,7	0,6	1	1	0,7	0,8	0,8
2045	0,7	0,6	1	1	0,7	0,8	0,8
2046	0,7	0,6	1	1	0,7	0,8	0,8
2047	0,7	0,6	1	1	0,7	0,8	0,8
2048	0,7	0,6	1	1	0,7	0,8	0,8
2049	0,7	0,6	1	1	0,7	0,8	0,8
2050	0,7	0,6	1	1	0,7	0,8	0,8

Einfache Handhabung

In [€2014/kW]							
Jahr	Gas-kessel	Öl-kessel	Fern-wärme	Elektro-heizung	Holz	Wärme-pumpe	Solar-thermie
2016	1	0,7	1	1	0,7	0,6	0,6
2017	1	0,7	1	1	0,7	0,6	0,6
2018	1	0,7	1	1	0,7	0,6	0,6
2019	1	0,7	1	1	0,7	0,6	0,6
2020	1	0,7	1	1	0,7	0,6	0,6
2021	1	0,7	1	1	0,7	0,7	0,7
2022	1	0,7	1	1	0,7	0,7	0,7
2023	1	0,7	1	1	0,7	0,7	0,7
2024	1	0,7	1	1	0,7	0,7	0,7
2025	1	0,7	1	1	0,7	0,7	0,7
2026	1	0,7	1	1	0,7	0,7	0,7
2027	1	0,7	1	1	0,7	0,7	0,7
2028	1	0,7	1	1	0,7	0,7	0,7
2029	1	0,7	1	1	0,7	0,7	0,7
2030	1	0,7	1	1	0,7	0,7	0,7
2031	1	0,7	1	1	0,7	0,7	0,7
2032	1	0,7	1	1	0,7	0,7	0,7
2033	1	0,7	1	1	0,7	0,7	0,7
2034	1	0,7	1	1	0,7	0,7	0,7
2035	1	0,7	1	1	0,7	0,7	0,7
2036	1	0,7	1	1	0,7	0,8	0,8
2037	1	0,7	1	1	0,7	0,8	0,8
2038	1	0,7	1	1	0,7	0,8	0,8
2039	1	0,7	1	1	0,7	0,8	0,8
2040	1	0,7	1	1	0,7	0,8	0,8
2041	1	0,7	1	1	0,7	0,8	0,8
2042	1	0,7	1	1	0,7	0,8	0,8
2043	1	0,7	1	1	0,7	0,8	0,8
2044	1	0,7	1	1	0,7	0,8	0,8
2045	1	0,7	1	1	0,7	0,8	0,8
2046	1	0,7	1	1	0,7	0,8	0,8
2047	1	0,7	1	1	0,7	0,8	0,8
2048	1	0,7	1	1	0,7	0,8	0,8
2049	1	0,7	1	1	0,7	0,8	0,8
2050	1	0,7	1	1	0,7	0,8	0,8

Image

In [€2014/kW]							
Jahr	Gas-kessel	Öl-kessel	Fern-wärme	Elektro-heizung	Holz	Wärme-pumpe	Solar-thermie
2016	0,9	0,4	0,6	0,2	0,8	0,8	0,7
2017	0,9	0,4	0,6	0,2	0,8	0,8	0,7
2018	0,9	0,4	0,6	0,2	0,8	0,8	0,7
2019	0,9	0,4	0,6	0,2	0,8	0,8	0,7
2020	0,9	0,4	0,6	0,2	0,8	0,8	0,7
2021	0,9	0,4	0,6	0,2	0,8	0,8	0,7
2022	0,9	0,4	0,6	0,2	0,8	0,8	0,7
2023	0,9	0,4	0,6	0,2	0,8	0,8	0,7
2024	0,9	0,4	0,6	0,2	0,8	0,8	0,7
2025	0,9	0,4	0,6	0,2	0,8	0,8	0,7
2026	0,8	0,4	0,6	0,2	0,8	0,8	0,7
2027	0,8	0,4	0,6	0,2	0,8	0,8	0,7
2028	0,8	0,4	0,6	0,2	0,8	0,8	0,7
2029	0,8	0,4	0,6	0,2	0,8	0,8	0,7
2030	0,8	0,3	0,7	0,2	0,8	0,8	0,8
2031	0,8	0,3	0,7	0,2	0,8	0,8	0,8
2032	0,8	0,3	0,7	0,2	0,8	0,8	0,8
2033	0,8	0,3	0,7	0,2	0,8	0,8	0,8
2034	0,8	0,3	0,7	0,2	0,8	0,8	0,8
2035	0,8	0,3	0,7	0,2	0,8	0,8	0,8
2036	0,7	0,3	0,7	0,2	0,8	0,8	0,8
2037	0,7	0,3	0,7	0,2	0,8	0,8	0,8
2038	0,7	0,3	0,7	0,2	0,8	0,8	0,8
2039	0,7	0,3	0,7	0,2	0,8	0,8	0,8
2040	0,5	0,2	0,7	0,2	0,8	0,8	0,8
2041	0,5	0,2	0,7	0,2	0,8	0,8	0,8
2042	0,5	0,2	0,7	0,2	0,8	0,8	0,8
2043	0,5	0,2	0,7	0,2	0,8	0,8	0,8
2044	0,5	0,2	0,7	0,2	0,8	0,8	0,8
2045	0,5	0,2	0,7	0,2	0,8	0,8	0,8
2046	0,5	0,2	0,7	0,2	0,8	0,8	0,8
2047	0,5	0,2	0,7	0,2	0,8	0,8	0,8
2048	0,5	0,2	0,7	0,2	0,8	0,8	0,8
2049	0,5	0,2	0,7	0,2	0,8	0,8	0,8
2050	0,5	0,2	0,7	0,2	0,8	0,8	0,8

Kosten der weiteren Technologien in den Rainau Szenarien

Alle Kosten in [€2014/kW] bzw. [€2014/kWh]		
	Investitionskosten 2030	Investitionskosten 2050
Elektrischer Speicher	450	200
Thermischer Speicher	26	27
Biogas BHKW	6441	5610
Methanisierungsanlage	3000	2000
Windkraft	1280	1255

C. Kalibrierungsläufe Rainau Modelle

a) Anzahl der benötigten Modellläufe

Ergebnisse mit beiden Datensätzen für den PV Modellteil

Anzahl Modellwiederholungen	1	10	50
Mittelwert relative Standardabweichung SOEP	0,276	0,087	0,038
Maximum relative Standardabweichung SOEP	0,596	0,208	0,068
Mittelwert relative Standardabweichung Fragebogen	0,147	0,038	0,023
Maximum relative Standardabweichung Fragebogen	0,377	0,083	0,036

Ergebnisse mit beiden Datensätzen für den Modellteil erstes Heizungssystem

Anzahl Modellwiederholungen	1	10	50
SOEP			
Gas: Mittelwert relative Standardabweichung	0,234	0,067	0,023
Gas: Maximum relative Standardabweichung	0,518	0,124	0,048
Öl: Mittelwert relative Standardabweichung	0,519	0,156	0,065
Öl: Maximum relative Standardabweichung	1,157	0,274	0,127
Elektro: Mittelwert relative Standardabweichung	0,869	0,430	0,269
Elektro: Maximum relative Standardabweichung	1,571	0,811	0,640
Holz: Mittelwert relative Standardabweichung	0,311	0,078	0,040
Holz: Maximum relative Standardabweichung	0,704	0,158	0,094
Wärmepumpe: Mittelwert relative Standardabweichung	0,322	0,086	0,039
Wärmepumpe: Maximum relative Standardabweichung	0,633	0,129	0,098

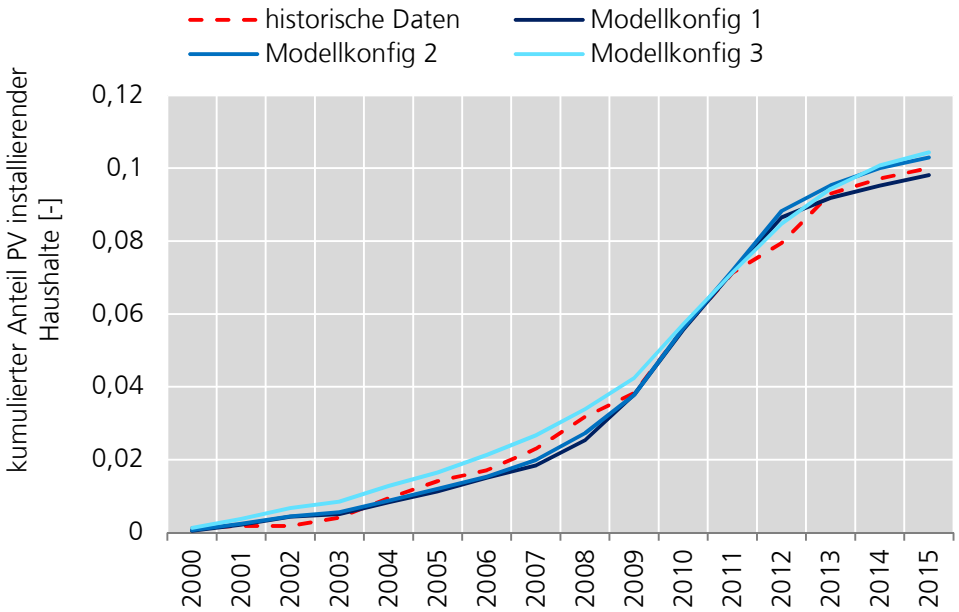
Anzahl Modellwiederholungen	1	10	50
Fragebogen			
Gas: Mittelwert relative Standardabweichung	0,132	0,033	0,016
Gas: Maximum relative Standardabweichung	0,235	0,106	0,035
Öl: Mittelwert relative Standardabweichung	0,305	0,067	0,035
Öl: Maximum relative Standardabweichung	0,506	0,183	0,070
Elektro: Mittelwert relative Standardabweichung	0,487	0,397	0,233
Elektro: Maximum relative Standardabweichung	1,566	0,943	0,567
Holz: Mittelwert relative Standardabweichung	0,181	0,054	0,025
Holz: Maximum relative Standardabweichung	0,399	0,150	0,051
Wärmepumpe: Mittelwert relative Standardabweichung	0,163	0,052	0,023
Wärmepumpe: Maximum relative Standardabweichung	0,351	0,108	0,054

Ergebnisse mit beiden Datensätzen für den Modellteil zweites Heizungssystem

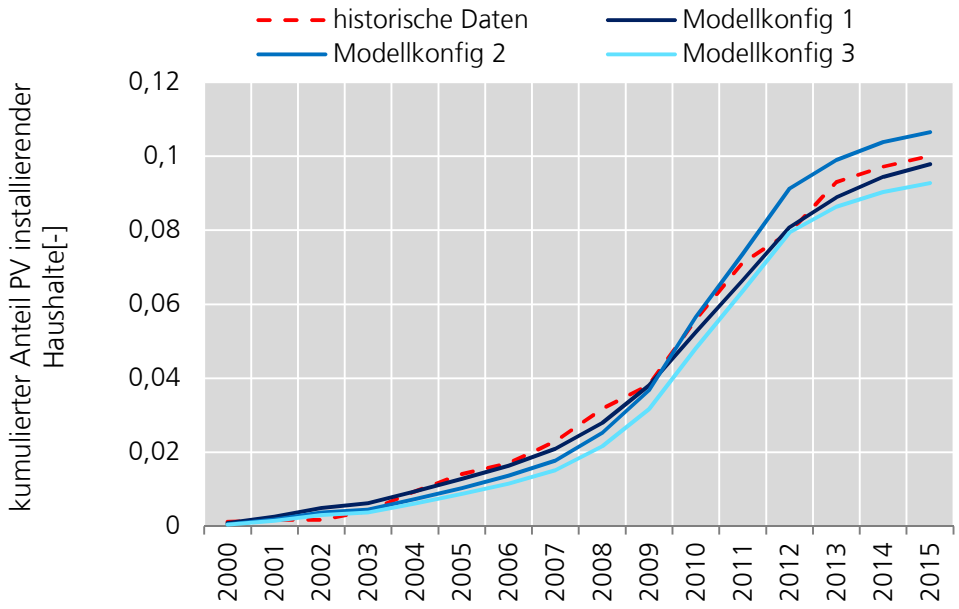
Anzahl Modellwiederholungen	1	10	50
SOEP			
Solarthermie: Mittelwert relative Standardabweichung	0,120	0,039	0,019
Solarthermie: Maximum relative Standardabweichung	0,265	0,084	0,051
Holz: Mittelwert relative Standardabweichung	0,249	0,057	0,024
Holz: Maximum relative Standardabweichung	0,519	0,128	0,050
Fragebogen			
Solarthermie: Mittelwert relative Standardabweichung	0,164	0,043	0,024
Solarthermie: Maximum relative Standardabweichung	0,320	0,099	0,057
Holz: Mittelwert relative Standardabweichung	0,196	0,068	0,022
Holz: Maximum relative Standardabweichung	0,381	0,165	0,049

b) Ergebnisse der Kalibrierung

Photovoltaik
SOEP Datensatz



Fragebogen Datensatz



NRMSE Werte

	NRMSE Installation	NRMSE Struktur
SOEP	13,0-18,8	2,8-3,2
Fragebogen	15,1-18,8	2,4-5,5

Kalibrierungsparameter

	z_i	a	B_1	B_2	Γ	Anteil Entscheidungen
SOEP 1	-2,392	1	0,25	1	-	0,05
SOEP 2	-2,392	1	0,75	0,5	-	0,08
SOEP 3	-2,392	1	0,75	0,25	-	0,09
Fragebogen 1	-2,392	1	1	0,25	0,1	0,07
Fragebogen 2	-2,392	1	1	0,5	0,1	0,07
Fragebogen 3	-2,392	1	1	0,5	0,1	0,06

Heizungssysteme, erstes Heizungssystem

RMSE Werte

	Gaskessel	Ölkessel	Elektroheizung	Holzkessel	Wärmepumpe
SOEP	0,004-0,038	0,00026-0,012	0,0008-0,0032	0,0005-0,024	0,0056-0,0073
Frage-bogen	0,016-0,042	0,0029-0,0044	0,00035-0,0024	0,0051-0,018	0,00094-0,0066

Kalibrierungsparameter

	$\Omega_{Öl}$	$\Omega_{\text{Elektro heizung}}$	Ω_{Holz}	$\Omega_{\text{Wärme pumpe}}$
SOEP 1	-6	-2	0,5	-1
SOEP 2	-6	-3,5	1,2	-1
SOEP 3	-6	-3,5	0,9	-0,86
Fragebogen 1	-5	-2	0,9	-0,6
Fragebogen 2	-5	-2,5	0,5	-0,6
Fragebogen 3	-6	-2	0,5	-0,86

Heizungssysteme, zweites Heizungssystem

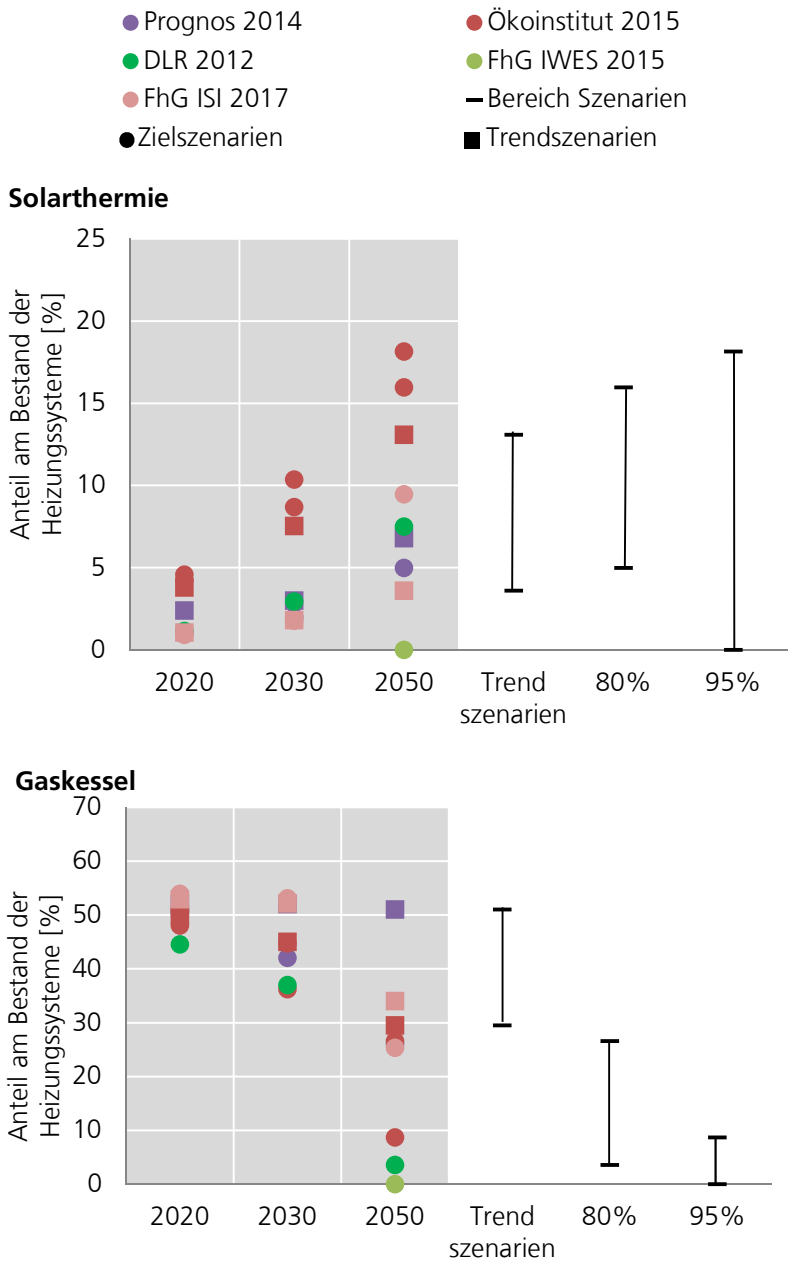
RMSE Werte

	Solarthermie	Holzkessel
SOEP	0,00032-0,0052	0,0037-0,0078
Fragebogen	0,00064-0,0010	0,00024-0,0063

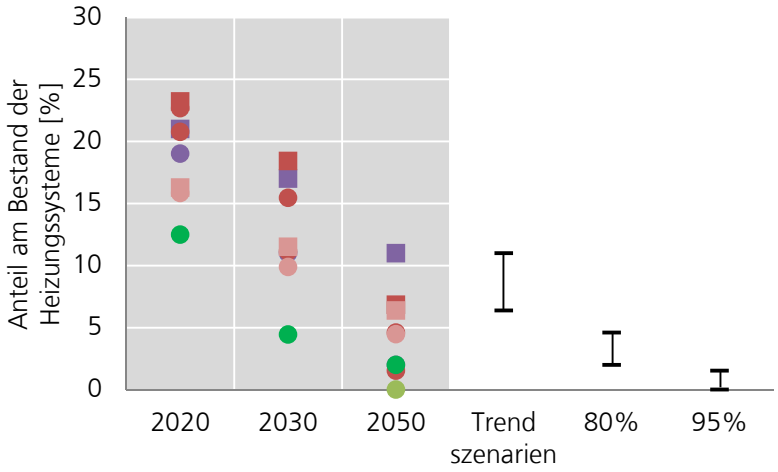
Kalibrierungsparameter

	Ω_{ST}	$\Omega_{\text{Holz 2}}$
SOEP 1	-1	-1
SOEP 2	-0,75	-0,75
SOEP 3	-1,25	-1,25
Fragebogen 1	-0,75	-0,5
Fragebogen 2	-0,5	-0,25
Fragebogen 3	-0,75	-0,25

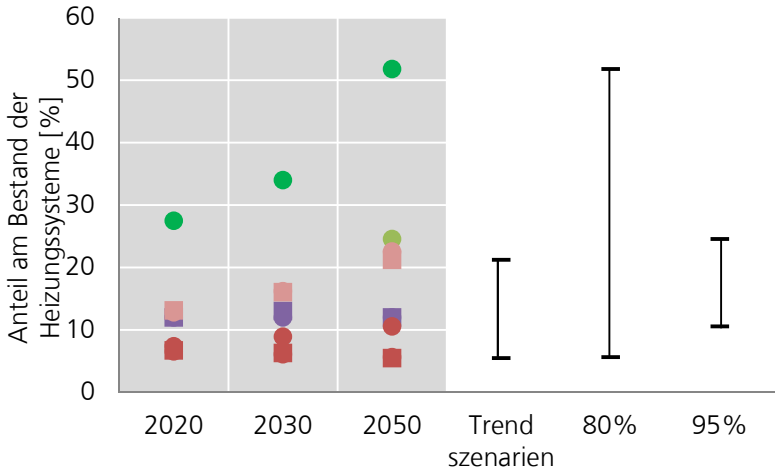
D. Deutschlandstudien Zielenergiesystem Heizungssysteme



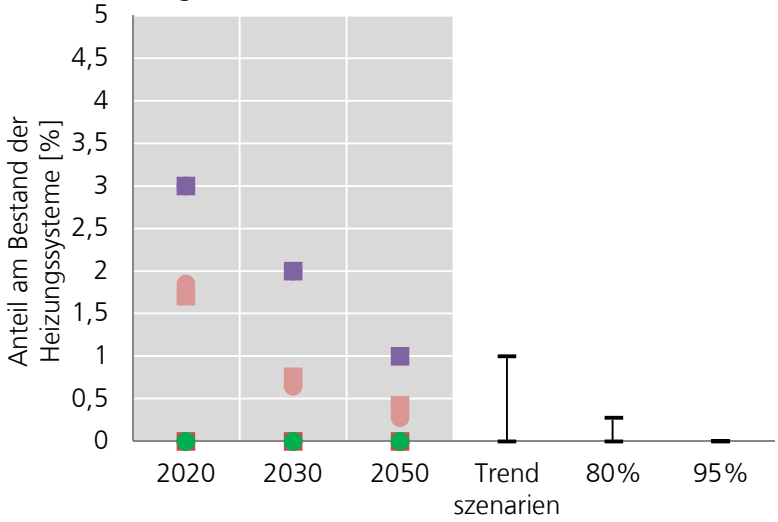
Ölkessel



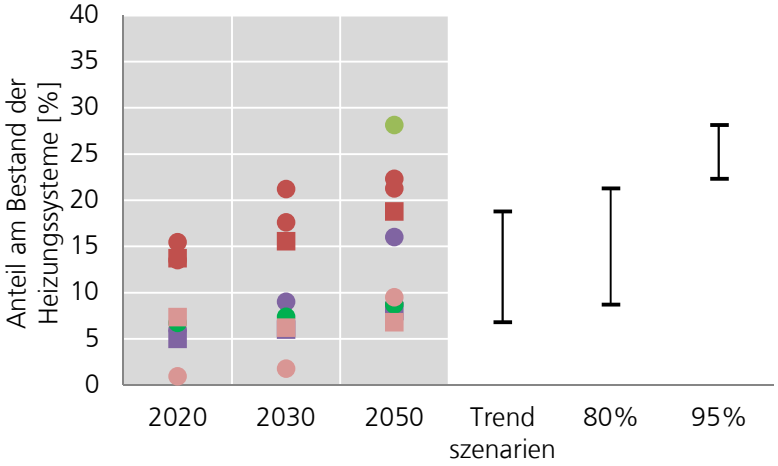
Nah- und Fernwärme



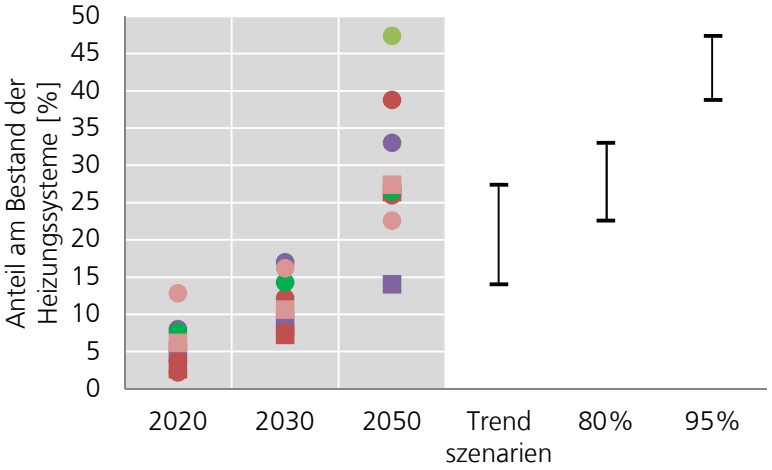
Elektroheizung



Holz/Biomasse dezentral



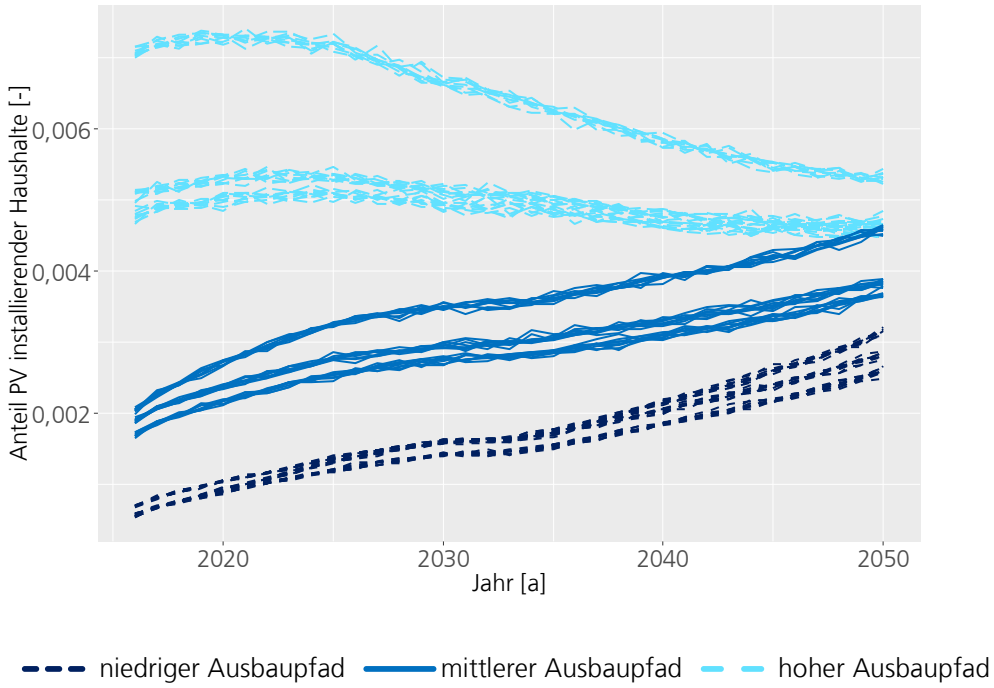
Wärmepumpe



E. Ergebnisse der Szenarienrechnungen

a) Photovoltaik Deutschland-Modell

Zeitlicher Verlauf der Installationen von 2016-2050 in den Basisszenarien



Technologiespezifische Sensitivitätsanalyse

Jeweils veränderter Eingangsfaktor und Veränderung in Vielfachem des Basiswertes

	Mittlere Abweichungen zum Basisszenario im Jahr 2050		
	Mittlerer Ausbau	Niedriger Ausbau	Hoher Ausbau
Höhe des Ausbaus in 2050 im jeweiligen Basisszenario in Anteile Haushalte mit PV-Anlagen [%]	12,2-14,7	7,8-8,6	19,2-24,7
Strompreis * 1,5 [%-Punkte]	2,4	2,5	1,5
Strompreis * 0,5 [%-Punkte]	-5,1	-3,8	-4,2
Strompreis *1,2 [%-Punkte]	1,2	1,1	0,7
Strompreis * 0,8 [%-Punkte]	-1,5	-1,4	-1,1
Modulpreis * 1,5 [%-Punkte]	-3,9	-3,3	-2,4
Modulpreis * 0,5 [%-Punkte]	4,3	4,8	2,2
Modulpreis * 1,2 [%-Punkte]	-1,6	-1,5	-0,9
Modulpreis * 0,8 [%-Punkte]	1,7	1,8	0,9
Einspeisevergütung * 1,5 [%-Punkte]	0,8	1,0	0,2
Einspeisevergütung * 0,5 [%-Punkte]	-1,0	-1,0	-0,1
Einspeisevergütung * 1,2 [%-Punkte]	0,4	0,4	0,1
Einspeisevergütung * 0,8 [%-Punkte]	-0,4	-0,4	0,0
Medien * 1,5 [%-Punkte]	2,6	0,9	5,1
Medien * 0,5 [%-Punkte]	-2,3	-0,7	-4,9
Medien * 1,2 [%-Punkte]	1,0	0,3	2,1
Medien * 0,8 [%-Punkte]	-1,0	-0,3	-2,0

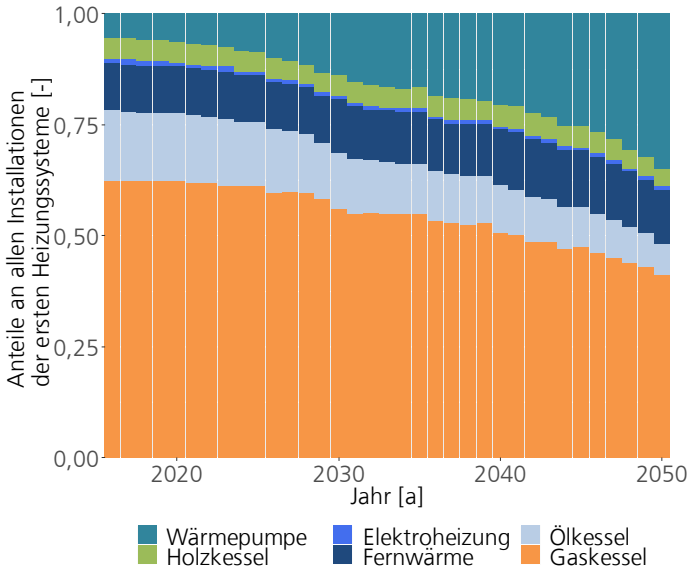
Photovoltaik weitere Szenarien

Beschreibung des Szenarios	Mittlere Abweichungen zum Basisszenario in [%-Punkten]		
	Niedriger Ausbau	Mittlerer Ausbau	Hoher Ausbau
CO_2 Steuer		0,3	
Abschaffung Einspeisevergütung in 2020	-0,3	-0,3	0,0
Einspeisevergütung konstant	2,3	1,6	0,1
PV forcierter Ausbau	4,1	5,1	5,8

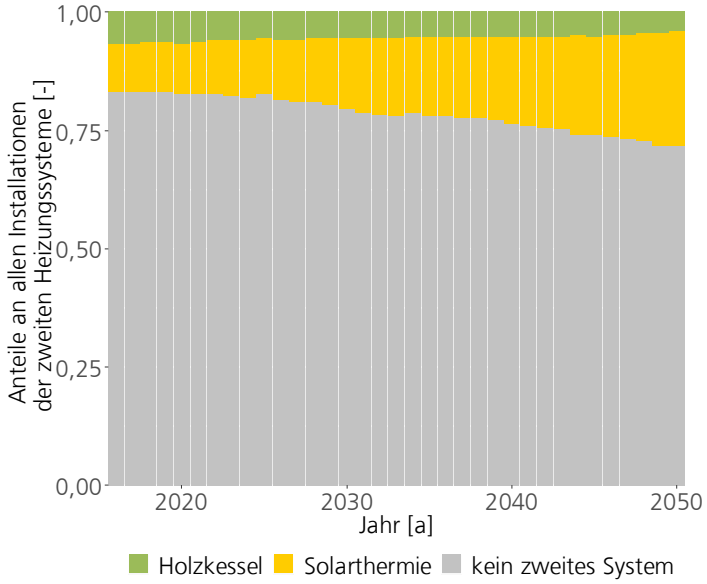
b) Heizungssysteme Deutschland-Modell

Zeitlicher Verlauf der Installationen von 2016-2050 im Basisszenario

Erste Heizungssysteme



Zweite Heizungssysteme



Technologiespezifische Sensitivitätsanalyse

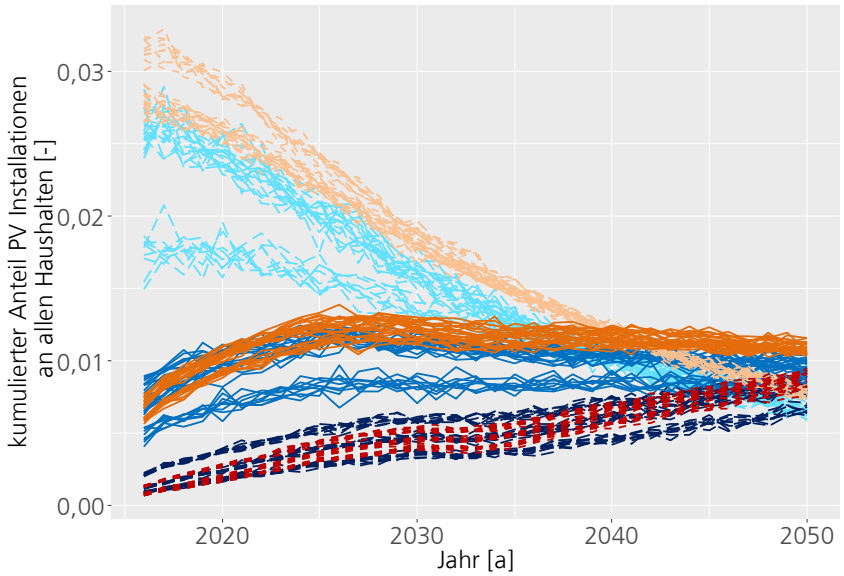
Alle Werte in %-Punkten	Gas	Öl	Fern-wärme	Elektro	Holz	Wärme-pumpe	Zweites: Solarthermie	Zweites: Holz
Innovation = 1								
Gas	6,94	-1,93	-2,25	-0,04	-0,63	-2,09	-2,09	-0,54
Öl	-2,99	4,60	-0,75	-0,02	-0,32	-0,52	-0,88	-0,38
Fernwärme	-2,65	-0,52	4,23	-0,02	-0,09	-0,95	-0,34	-0,04
Elektro	-0,04	0,01	-0,01	0,07	0,00	-0,03	-0,09	-0,01
Holz	-0,69	-0,12	-0,11	0,00	1,39	-0,47	-0,92	1,95
Wärmepume	-1,40	-0,21	-0,60	-0,01	-0,21	2,44	-0,42	-0,04
Zweites: Solarthermie	-0,04	-0,01	-0,06	0,00	0,10	0,02	3,80	-0,49

Fortsetzung von vorheriger Seite Alle Werte in %-Punkten	Gas	Öl	Fern-wärme	Elektro	Holz	Wärme-pumpe	Zweites: Solarthermie	Zweites: Holz
Innovation = 0								
Holz	0,00	0,01	-0,01	0,00	-0,07	0,07	0,03	-0,10
Wärmepume	0,53	0,12	0,17	0,00	0,07	-0,90	0,12	0,03
Zweites: Solarthermie	0,01	0,02	0,04	0,01	-0,08	0,01	-1,49	0,23
Versorgungssicherheit = 1								
Gas	1,68	-0,43	-0,58	-0,01	-0,17	-0,50	-0,58	-0,13
Öl	-0,89	1,37	-0,24	-0,01	-0,11	-0,12	-0,31	-0,14
Holz	-0,27	-0,05	-0,06	0,00	0,49	-0,12	-0,33	0,72
Wärmepume	-0,55	-0,10	-0,23	0,00	-0,10	0,99	-0,14	-0,02
Zweites: Solarthermie	-0,02	-0,02	-0,05	0,00	0,03	0,06	1,19	-0,16
Versorgungssicherheit = 0								
Gas	-7,99	2,56	2,54	0,05	0,77	2,07	2,38	0,69
Öl	1,60	-2,46	0,35	0,00	0,17	0,33	0,60	0,26
Fernwärme	2,44	0,55	-3,98	0,02	0,07	0,90	0,41	0,06
Elektro	-0,01	0,01	0,01	-0,09	0,00	0,09	0,15	0,06
Holz	0,40	0,08	0,05	0,00	-0,88	0,35	0,60	-1,27
Wärmepume	1,91	0,30	0,81	0,02	0,32	-3,37	0,45	0,06
Zweites: Solarthermie	0,03	0,02	0,06	0,00	-0,13	0,02	-4,04	0,60
Einfache Bedienung = 1								
Öl	-0,91	1,34	-0,22	0,00	-0,10	-0,11	-0,29	-0,12
Holz	-0,22	-0,04	-0,03	0,00	0,41	-0,11	-0,28	0,59
Wärmepume	-0,58	-0,10	-0,23	0,00	-0,09	1,01	-0,16	-0,02
Zweites: Solarthermie	-0,05	-0,02	-0,03	0,01	0,04	0,05	1,28	-0,18
Einfache Bedienung = 0								
Gas	-8,59	2,75	2,77	0,05	0,85	2,17	2,63	0,76
Öl	1,57	-2,35	0,35	0,01	0,18	0,24	0,54	0,26
Fernwärme	2,22	0,51	-3,57	0,01	0,08	0,75	0,31	0,06
Elektro	0,03	0,03	0,01	-0,06	0,01	0,00	0,09	0,05
Holz	0,38	0,08	0,04	0,01	-0,74	0,24	0,48	-1,08
Wärmepume	1,61	0,26	0,70	0,01	0,27	-2,85	0,36	0,05
Zweites: Solarthermie	0,05	0,05	0,05	0,00	-0,09	-0,06	-3,41	0,51
Image = 1								
Gas	1,39	-0,38	-0,48	-0,01	-0,14	-0,39	-0,46	-0,11
Öl	-1,14	1,67	-0,27	0,00	-0,13	-0,13	-0,34	-0,15
Fernwärme	-0,53	-0,10	0,75	0,00	-0,02	-0,09	-0,05	-0,01
Elektro	-0,07	-0,02	-0,01	0,06	0,00	0,04	-0,06	-0,02
Holz	-0,09	-0,03	-0,02	0,00	0,10	0,03	-0,08	0,16
Wärmepume	-0,30	-0,05	-0,10	-0,01	-0,05	0,50	-0,05	-0,01
Zweites: Solarthermie	-0,04	-0,01	-0,01	0,00	0,01	0,06	0,47	-0,06
Image = 0								
Gas	-3,34	1,03	1,06	0,02	0,31	0,92	0,95	0,27
Öl	0,37	-0,64	0,08	0,00	0,04	0,14	0,14	0,05
Fernwärme	0,83	0,16	-1,41	0,01	0,03	0,39	0,13	0,02
Elektro	-0,05	-0,02	0,00	-0,01	0,00	0,08	0,03	0,00
Holz	0,16	0,05	0,01	0,00	-0,41	0,19	0,28	-0,59
Wärmepume	0,90	0,13	0,39	0,00	0,14	-1,57	0,25	0,02
Zweites: Solarthermie	-0,03	0,00	0,01	0,01	-0,05	0,06	-1,49	0,21
Förderung = 1								
Holz	-0,28	-0,15	0,11	-0,01	0,11	0,23	2,00	-0,19
Wärmepume	-0,35	-0,15	0,11	-0,01	0,03	0,38	0,07	0,07
Zweites: Solarthermie	-0,54	-0,19	0,09	-0,01	0,67	-0,01	-0,30	0,96
Förderung = 0								
Holz	-0,18	-0,10	0,19	0,00	-0,03	0,13	-2,69	0,48
Wärmepume	1,52	0,13	0,84	0,02	0,34	-2,85	0,46	0,13
Zweites: Solarthermie	0,03	-0,09	0,18	0,00	-0,46	0,35	0,41	-0,66
Niedrigste Kosten								
Gas	1,72	-0,71	-0,52	-0,02	-0,14	-0,34	-0,43	-0,09
Öl	-1,43	1,60	-0,14	-0,02	-0,09	0,07	-0,20	-0,08
Fernwärme	-1,47	-0,41	2,07	-0,01	-0,01	-0,17	0,03	0,03
Elektro	-0,06	-0,53	-0,10	0,14	0,17	0,38	0,09	0,01
Holz	-0,38	-0,19	0,13	0,00	0,21	0,23	0,08	0,25
Wärmepume	-1,30	-0,35	-0,23	-0,01	-0,11	2,00	0,24	0,02
Zweites: Solarthermie	1,72	-0,71	-0,52	-0,02	-0,14	-0,34	-0,43	-0,09
Höchste Kosten								

Fortsetzung von vorheriger Seite Alle Werte in %-Punkten	Gas	Öl	Fern-wärme	Elektro	Holz	Wärme-pumpe	Zweites: Solarthermie	Zweites: Holz
Gas	-5,90	1,77	2,02	0,04	0,48	1,60	1,14	0,43
Öl	0,79	-1,77	0,54	0,02	0,10	0,33	0,20	0,18
Fernwärme	0,81	0,24	-1,63	0,01	0,03	0,54	0,06	0,10
Elektro	-0,36	0,00	0,24	-0,02	-0,01	0,15	-0,07	0,08
Holz	-0,13	0,18	0,35	0,01	-0,72	0,31	0,09	-0,94
Wärmepume	-0,21	-0,14	0,18	-0,01	0,06	0,13	-0,04	0,07
Zweites: Solarthermie	-5,90	1,77	2,02	0,04	0,48	1,60	1,14	0,43
CO2 Emissionen = 1								
Gas	4,47	-1,44	-1,39	-0,03	-0,40	-1,20	-1,31	-0,32
Öl	-2,20	2,80	-0,33	-0,01	-0,18	-0,08	-0,47	-0,20
Fernwärme	-0,98	-0,29	1,22	-0,01	0,01	0,06	0,04	0,04
Elektro	-0,32	-0,16	0,15	0,03	0,04	0,26	0,07	0,04
Holz	-0,34	-0,15	0,14	0,00	0,13	0,23	0,06	0,19
Wärmepume	-0,47	-0,19	0,08	0,00	0,01	0,57	0,08	0,05
CO2 Emissionen = 1								
Gas	-4,04	0,96	1,37	0,01	0,41	1,28	1,26	0,39
Öl	0,37	-1,10	0,29	0,00	0,12	0,33	0,33	0,16
Fernwärme	1,40	0,20	-2,51	0,00	0,10	0,80	0,35	0,11
Elektro	-0,25	-0,13	0,16	-0,04	0,04	0,22	0,14	0,08
Holz	0,21	-0,03	0,22	0,00	-0,91	0,51	0,75	-1,32
Wärmepume	1,64	0,16	0,91	0,01	0,36	-3,08	0,53	0,13
Zweites: Solarthermie	-0,21	-0,08	0,22	-0,01	-0,08	0,15	-4,19	0,71

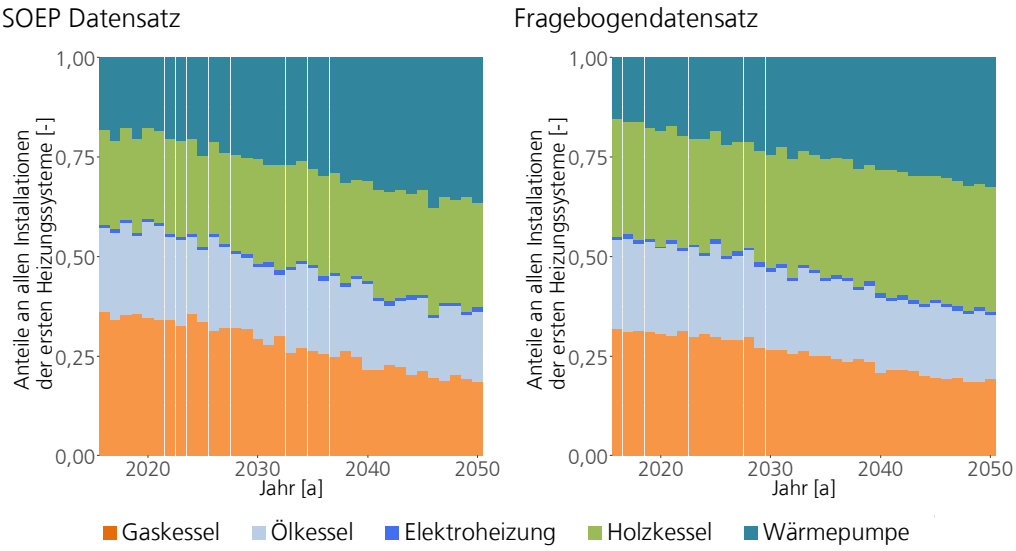
c) Photovoltaik Rainau-Modell

Zeitlicher Verlauf der Installationen von 2016-2050 im Basisszenario

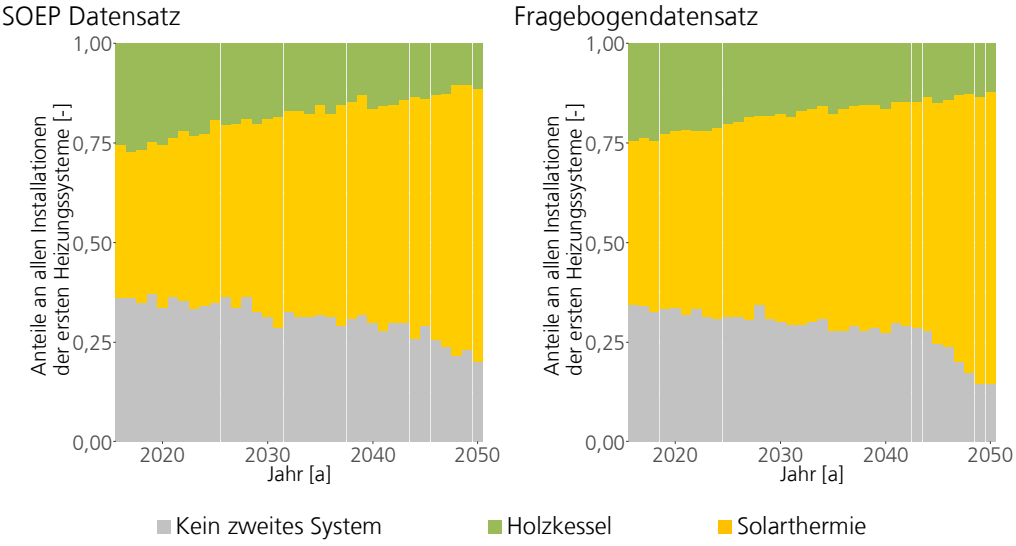


d) Heizungssysteme Rainau-Modell

Zeitlicher Verlauf der Installationen von 2016-2050 im Basisszenario
Erste Heizungssysteme



Zeitlicher Verlauf der Installationen von 2016-2050 im Basisszenario
Zweite Heizungssysteme



F. Fragebogen

a) Ausgewählte Ergebnisse

Gewichteter Mittelwert und normierter gewichteter Mittelwert der Antworten zu der Wichtigkeit der Eigenschaften der Heizungssysteme und zugehörige Fallzahlen

Heizungs-system	Faktor	Fall-zahlen	Gewichteter Mittelwert	Normierter Mittelwert = Gewichte Nutzen-funktion
Biomasse	CO_2 Emissionen	30	1,80	0,733
Elektro-heizung	CO_2 Emissionen	3	2,33	0,556
Gaskessel	CO_2 Emissionen	65	1,54	0,821
Wärmepumpe	CO_2 Emissionen	41	1,85	0,715
Ölkessel	CO_2 Emissionen	17	1,65	0,784
Solarthermie	CO_2 Emissionen	35	1,77	0,743
Biomasse	Image	28	3,04	0,321
Elektro-heizung	Image	3	2,67	0,444
Gaskessel	Image	59	2,64	0,452
Wärmepumpe	Image	36	2,72	0,426
Ölkessel	Image	17	2,59	0,471
Solarthermie	Image	32	3,06	0,313
Biomasse	Innovation	28	1,93	0,690
Elektro-heizung	Innovation	3	2,67	0,444
Gaskessel	Innovation	62	1,97	0,677
Wärmepumpe	Innovation	38	1,95	0,684
Ölkessel	Innovation	17	1,65	0,784
Solarthermie	Innovation	32	1,63	0,792
Biomasse	Kosten	31	2,03	0,656
Elektro-heizung	Kosten	3	1,33	0,889
Gaskessel	Kosten	70	1,43	0,857
Wärmepumpe	Kosten	42	1,67	0,778
Ölkessel	Kosten	19	1,26	0,912
Solarthermie	Kosten	36	1,86	0,713
Biomasse	Einfache Bedienung	31	1,77	0,742
Elektro-heizung	Einfache Bedienung	3	2,00	0,667
Gaskessel	Einfache Bedienung	68	1,40	0,868
Wärmepumpe	Einfache Bedienung	43	1,60	0,798
Ölkessel	Einfache Bedienung	20	1,30	0,900
Solarthermie	Einfache Bedienung	36	1,69	0,769
Biomasse	Staatliche Förderung	30	2,07	0,644
Elektro-heizung	Staatliche Förderung	3	2,33	0,556
Gaskessel	Staatliche Förderung	64	1,83	0,724
Wärmepumpe	Staatliche Förderung	41	2,07	0,642
Ölkessel	Staatliche Förderung	17	1,71	0,765

Fortsetzung von vorheriger Seite				
Heizungs-system	Faktor	Fall-zahlen	Gewichteter Mittelwert	Normierter Mittelwert = Gewichte Nutzen-funktion
Solarthermie	Staatliche Förderung	35	1,83	0,724
Biomasse	Versorgungssicherheit	30	1,30	0,900
Elektro-heizung	Versorgungssicherheit	3	1,33	0,889
Gaskessel	Versorgungssicherheit	68	1,15	0,951
Wärmepumpe	Versorgungssicherheit	42	1,24	0,921
Ölkessel	Versorgungssicherheit	19	1,21	0,930
Solarthermie	Versorgungssicherheit	36	1,33	0,889

b) Design des Fragebogens

Der Fragebogen ist an diese Arbeit angehängt (siehe nächste Seite)

Allgemeine Informationen

Bitte füllen Sie die nachfolgende Tabelle für alle Bewohner Ihres Haushaltes aus.

Bewohner	Geburtsjahr	Geschlecht männlich	Geschlecht weiblich	Werktags vormittags zuhause immer	Werktags vormittags zuhause oft	Werktags vormittags zuhause selten	Werktags vormittags zuhause nie	Werktags nachmittags zuhause immer	Werktags nachmittags zuhause oft	Werktags nachmittags zuhause selten	Werktags nachmittags zuhause nie
Sie selbst		☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐
2		☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐
3		☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐
4		☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐
5		☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐
6		☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐
7		☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐
8		☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐
9		☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐

In welchem Gebäude-Typ wohnen Sie?

☐ freistehendes Einfamilienhaus ☐ Mehrfamilienhaus
☐ Reihenhaus ☐ Sonstiges, und zwar: _____

Wie wohnen Sie?

☐ im privaten Eigentum ☐ zur Miete

Aus welcher der folgenden Bauperioden stammt das Haus in dem Sie wohnen?

☐ vor 1948 ☐ 1972-1990
☐ 1948-1971 ☐ nach 1990

Welche Wohnfläche steht Ihnen zur Verfügung?

☐ weniger als 50 qm ☐ 50-100 qm ☐ mehr als 100 qm

Wie hoch ist das jährliche Nettoeinkommen Ihres Haushaltes?

☐ unter 10.000 € ☐ 30.000 bis 60.000 €
☐ 10.000 bis 30.000 € ☐ über 60.000 €

Wann wurde das Gebäude in dem Sie wohnen zuletzt saniert?

☐ in den letzten 7 Jahren ☐ länger als 7 Jahre her ☐ noch nie

Was wurde saniert?

☐ neue Dämmung ☐ neue Fenster
☐ neues Dach ☐ Sonstiges, und zwar: _____

Wann müssen Ihrer Meinung nach voraussichtlich folgende Sanierungen durchgeführt werden?

	sofort	in 5 Jahren	in 10 Jahren	brauche Beratung
neues Dach	☐	☐	☐	☐
neue Fenster	☐	☐	☐	☐
neue Dämmung	☐	☐	☐	☐
neue Heizung	☐	☐	☐	☐
Sonstiges, und zwar: _____	☐	☐	☐	☐

Allgemeine Informationen

Was ist Ihr höchster Bildungsabschluss?

☐ kein Abschluss ☐ Abitur
☐ Hauptschulabschluss ☐ abgeschlossene Ausbildung
☐ mittlere Reife ☐ abgeschlossenes Studium
☐ keine Angabe

Kennen Sie das Projekt ENsource?

☐ Ja ☐ Nein

Geben Sie uns gerne Feedback mit auf den weiteren Forschungsweg und/oder äussern Sie Informationsbedarf.

Verfolgen Sie das ENsource Projekt unter: www.ensource.de

Zukunfts-Energiesystem Rainau

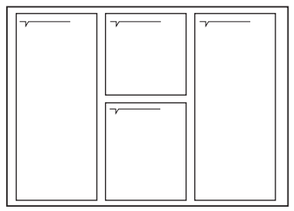
EUROPÄISCHE UNION
Europäischer Fonds für regionale Entwicklung
EFRE
Investition in Ihre Zukunft.
Baden-Württemberg
Aktenzeichen: FEIH_ZAFH_562822

ENsource
Zentrum für angewandte Forschung
Urbane ENergiesysteme und Ressourceneffizienz

Hochschule Aalen

SO FUNKTIONIERT'S

1 AUSFÜLLEN DES FRAGEBOGENS
Bitte nehmen Sie sich ca. 15 Minuten Zeit.



2 ALLGEMEINE INFORMATIONEN
Auf der Rückseite würden wir gerne noch ein paar allgemeine Informationen über Sie abfragen.

ODER

ONLINE
Sie können ganz bequem online an der Umfrage teilnehmen. Geben Sie dafür einfach den abgedruckten Link in Ihren Browser ein: www.ensource.de/index.php/de/rainau-umfrage

PAPIERFRAGEBOGEN
Bitte aufklappen: Innen geht es los. Beachten Sie, dass Sie dabei alle Fragen beantworten, auch die allgemeinen Fragen auf der Rückseite

3 RÜCKSENDEN
Um den ausgefüllten Papierfragebogen zurückzusenden, nutzen Sie einfach den beiliegenden Umschlag – Entgelt bezahlt natürlich der Empfänger.

Hochschule Aalen

los geht's

Energieverbrauch im Haushalt

In meinem Haushalt sind überwiegend Energiesparlampen/LEDs im Einsatz.

stimme voll zu | stimme eher zu | stimme eher nicht zu | stimme überhaupt nicht zu | weiß nicht

Ich versuche möglichst wenig Strom zu verbrauchen.

stimme voll zu | stimme eher zu | stimme eher nicht zu | stimme überhaupt nicht zu | weiß nicht

In meinem Haushalt sind smart home Anwendungen wie z.B. Licht-, Heizungs-, Rolladen- und Musiksteuerung im Einsatz.

stimme voll zu | stimme eher zu | stimme eher nicht zu | stimme überhaupt nicht zu | weiß nicht

Wie viele der folgenden Geräte sind in Ihrem Haushalt vorhanden?

	Anzahl	mindestens ein Gerät älter als 7 Jahre?
Kühlschrank		
Tiefkühltruhe		
Geschirrspülmaschine		
Backofen		
Waschmaschine		
Wäschetrockner		
Fernseher		
Computer		
Tablet		
Handy/Smartphone		
Elektrofahrrad		—
Elektroauto		—

Wie oft wird bei Ihnen im Haushalt mittags unter der Woche gekocht?

nie | 1-2x | 3-4x | täglich | weiß nicht

Wie oft wird bei Ihnen im Haushalt abends unter der Woche gekocht?

nie | 1-2x | 3-4x | täglich | weiß nicht

Wie viel von den folgenden Energieformen verbrauchen Sie etwa pro Jahr? (Sie können auch die jährlichen Kosten angeben und mit € kennzeichnen)

Strom [kWh] | Gas [m^3] | Heizöl [Liter] | PKW [gefahrene km] | weiß nicht

Welche Einschränkungen wären Sie bereit in Kauf zu nehmen, um die Energiewende (Ausbau erneuerbarer Energien, Abkehr von fossilen Brennstoffen) voran zu treiben? (Mehrfachantwort möglich)

höhere Energiepreise um...

<50 Euro | <100 Euro | <150 Euro | >150 Euro | weiß nicht

Verhaltensänderungen durch...

freiwilliges Energiesparen | Gesetzesänderungen | autofreie Sonntage, verordnete Sparmaßnahmen | weiß nicht

Landschaftsveränderungen durch...

Windräder | Hochspannungsleitungen | Biogasanlagen | Solarparks | weiß nicht

MOBILITÄT

Wie viele Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor besitzen Sie?

Welche Verkehrsmittel nutzen Sie und wozu? (Mehrfachantwort möglich)

	Arbeitsweg	Einkaufsfahrten & Verwandtenbesuche	Freizeit und Urlaub	Sonstige, bitte nennen
Auto				
Fahrrad				
ÖPNV				
zu Fuß				

Würden Sie auf Ihr Auto verzichten und ein Carsharing Angebot nutzen?

ja, auf jeden Fall | eher ja | eher nein | nein, auf keinen Fall | weiß nicht

Wären Sie bereit auf ein Erdgasauto umzusteigen, wenn der Landkreis attraktive Prämien dafür vergeben würde?

ja, auf jeden Fall | eher ja | eher nein | nein, auf keinen Fall | weiß nicht

Erneuerbare Energien

Haben Sie eine Photovoltaikanlage und wenn ja, seit wann und wie groß ist diese?

ja | nein | Wenn ja: seit | Leistung in kWp

Wenn Sie keine Photovoltaikanlage besitzen: haben Sie bereits darüber nachgedacht eine Anlage zu installieren?

ja | nein

Wie haben Sie sich im Vorhinein über Photovoltaik informiert bzw. wie würden Sie sich informieren?

Internet | Nachbarn | Freunde | Installateur | weiß nicht

Sonstige, und zwar:

Wenn Sie sich schonmal informiert haben: war es einfach die gewünschten Informationen zu erhalten?

sehr einfach | eher einfach | eher schwer | sehr schwer | weiß nicht

Inwiefern stimmen Sie den folgenden Aussagen zu?

Hinweis: PV = Photovoltaik	stimme voll zu	stimme eher zu	stimme eher nicht zu	stimme überhaupt nicht zu	weiß nicht
PV macht mich unabhängig vom Stromversorger					
Photovoltaikanlagen sind teuer					
PV ist eine gute Geldanlage					
Nachbarn/Freunde haben mir PV bereits empfohlen					
Nachbarn/Freunde haben bereits schlechte Erfahrungen mit PV gemacht					
eine Photovoltaikanlage ist ein komplexes technisches System					
ich interessiere mich für erneuerbare Energien					
ich interessiere mich für Umweltschutz					

Heizung

Welche Art von Heizungssystem nutzen Sie hauptsächlich?

Gasheizung | Ölheizung | Biomasseheizung | Solarthermie | Wärmepumpe | Elektroheizung

Sonstiges, und zwar:

Wenn Sie weitere Heizungssysteme nutzen: welche sind das? (Mehrfachantwort möglich)

Gasheizung | Ölheizung | Biomasseheizung | Solarthermie | Wärmepumpe | Elektroheizung

Sonstiges, und zwar:

Seit wann nutzen Sie diese Heizungssysteme?

erstes Heizungssystem: | zweites Heizungssystem:

Planen Sie in nächster Zeit eine neue Heizungsanlage anzuschaffen?

ja, auf jeden Fall | eher ja | eher nein | nein, auf keinen Fall | weiß nicht

Wenn Sie sich in nächster Zeit eine neue Heizung anschaffen wollen, wie umfangreich haben Sie sich schon informiert?

sehr umfangreich | eher umfangreich | ein bisschen | überhaupt nicht | weiß nicht

Welche Art von Informationsquelle haben Sie genutzt bzw. würden Sie nutzen um sich zu informieren?

Internet | Nachbarn | Freunde | Installateur | weiß nicht

Welche der folgenden Verhaltensweisen gibt am ehesten wieder, wie Sie Ihre Entscheidung treffen würden?

ich wähle die gleiche Heizung wie bisher | ich wähle die Heizung, die den besten Nutzen für mich hat | ich wähle die Heizung, die mir empfohlen wurde | ich entscheide mich zwischen meiner alten Heizung und der Heizung, die mir empfohlen wurde

Wenn Sie sich heute für eine neue Heizung entscheiden müssten, welche würden Sie wählen?

Gasheizung | Ölheizung | Biomasseheizung | Solarthermie | Wärmepumpe | Elektroheizung

Sonstiges, und zwar:

Wie wichtig sind Ihnen die folgenden Attribute bei der Wahl eines neuen Heizungssystems?

	sehr wichtig	eher wichtig	eher unwichtig	sehr unwichtig	weiß nicht
günstiger Preis					
Innovation					
Versorgungssicherheit					
niedrige CO_2 Emissionen					
einfache Bedienung					
staatliche Förderung					
Image					