

Band 13 \_ PRODUKTION UND ENERGIE

Marian Hayn

MODELLGESTÜTZTE ANALYSE NEUER  
STROMTARIFE FÜR HAUSHALTE UNTER  
BERÜCKSICHTIGUNG BEDARFSORIENTIERTER  
VERSORGUNGSSICHERHEITSNIVEAUS



Scientific  
Publishing



Marian Hayn

**Modellgestützte Analyse neuer Stromtarife für  
Haushalte unter Berücksichtigung bedarfsorientierter  
Versorgungssicherheitsniveaus**

## PRODUKTION UND ENERGIE

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

Band 13

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

# **Modellgestützte Analyse neuer Stromtarife für Haushalte unter Berücksichtigung bedarfsorientierter Versorgungssicherheitsniveaus**

von  
Marian Hayn

Dissertation, Karlsruher Institut für Technologie (KIT)  
Fakultät für Wirtschaftswissenschaften, 2016  
Referenten: Prof. Dr. Wolf Fichtner, Prof. Dr. Orestis Terzidis  
Prof. Dr. Valentin Bertsch

#### Impressum



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

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

[www.ksp.kit.edu](http://www.ksp.kit.edu)



*This document – excluding the cover, pictures and graphs – is licensed  
under the Creative Commons Attribution-Share Alike 3.0 DE License  
(CC BY-SA 3.0 DE): <http://creativecommons.org/licenses/by-sa/3.0/de/>*



*The cover page is licensed under the Creative Commons  
Attribution-No Derivatives 3.0 DE License (CC BY-ND 3.0 DE):  
<http://creativecommons.org/licenses/by-nd/3.0/de/>*

Print on Demand 2016

ISSN 2194-2404

ISBN 978-3-7315-0499-3

DOI 10.5445/KSP/1000053095







**Modellgestützte Analyse neuer Stromtarife für  
Haushalte unter Berücksichtigung  
bedarfsorientierter Versorgungssicherheitsniveaus**

Zur Erlangung des akademischen Grades eines  
Doktors der Wirtschaftswissenschaften

(Dr. rer. pol.)

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

genehmigte

DISSERTATION

von

Dipl.-Wirtsch.-Ing. Marian Hayn

Tag der mündlichen Prüfung: 04. März 2016

Referent: Prof. Dr. Wolf Fichtner

Korreferenten: Prof. Dr. Orestis Terzidis, Prof. Dr. Valentin Bertsch  
Karlsruhe, 2016



*« La carte de notre vie est pliée de telle sorte que nous ne voyons pas une seule grande route qui la traverse, mais au fur et à mesure qu'elle s'ouvre, toujours une petite route neuve. »*

Jean COCTEAU, *Le Grand Écart*, 1923



# Danksagung

Die vorliegende Arbeit entstand während meiner Zeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Lehrstuhl für Energiewirtschaft des Instituts für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion (IIP) am Karlsruher Institut für Technologie (KIT).

Bedanken möchte ich mich bei Prof. Dr. Wolf Fichtner sowohl für die eröffnete Möglichkeit, an seinem Lehrstuhl zu promovieren, als auch für das jederzeit konstruktive Feedback zu meiner Arbeit. Für die Übernahme des Korreferats danke ich Prof. Dr. Orestis Terzidis. Mein besonderer Dank gilt meinem Gruppenleiter und Korreferenten Prof. Dr. Valentin Bertsch für die zahlreichen Ratschläge und vielen inhaltlichen Diskussionen bei der Erstellung dieser Arbeit. Für die Unterstützung verschiedenster Art danke ich außerdem Axel Ensslen, Peter Hottum, Sabrina Ried, Philipp Ringler, Manuel Ruppert, Kira Schumacher und Anne Zander. Darüber hinaus bedanke ich mich für die fachlichen Diskussionen und die schöne Zeit in Karlsruhe bei allen anderen Kolleginnen und Kollegen vom IIP und vom Karlsruhe Service Research Institute (KSRI).

Zu guter Letzt danke ich meinen Eltern und meinem Bruder, die mir jederzeit mit Rat und Tat bei der Promotion zur Seite standen. Mein innigster Dank gilt Anika für ihre Unterstützung während der Promotion sowie die aufgebrachte Geduld und ihr Verständnis für entgangene Urlaube und fehlende Wochenenden.

Karlsruhe, März 2016

Marian Hayn



# Inhaltsverzeichnis

<b>Abbildungsverzeichnis .....</b>	<b>vii</b>
<b>Tabellenverzeichnis.....</b>	<b>xiii</b>
<b>Abkürzungsverzeichnis.....</b>	<b>xix</b>
<b>1 Einleitung.....</b>	<b>1</b>
1.1 Ausgangslage und Problemstellung .....	1
1.2 Zielsetzung und Vorgehensweise .....	4
1.3 Aufbau der Arbeit.....	7
<b>2 Energiewirtschaftlicher und energiepolitischer Rahmen zum Thema Versorgungssicherheit .....</b>	<b>11</b>
2.1 Strukturwandel im deutschen Elektrizitätsmarkt .....	11
2.1.1 Elektrizitätserzeugung .....	11
2.1.2 Elektrizitätsnachfrage.....	13
2.2 Versorgungssicherheit in Deutschland .....	15
2.2.1 Definition der Versorgungssicherheit .....	16
2.2.2 Stand der Versorgungssicherheit .....	17
2.2.3 Wert der Versorgungssicherheit.....	19
2.2.4 Versorgungssicherheit im Kontext der Energiewende .....	21
2.3 Politische und rechtliche Rahmenbedingungen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit .....	24
<b>3 Elektrizität im Haushaltssektor .....</b>	<b>27</b>
3.1 Nachfrage .....	27
3.1.1 Lastprofile.....	29
3.1.2 Einflussfaktoren.....	32
3.2 Stromtarife .....	43
3.2.1 Status quo: Tarife mit fixem Arbeitspreis .....	45
3.2.2 Tarife mit variablen Arbeitspreisen .....	46
3.2.3 Tarife mit variablen Leistungspreisen.....	49
3.3 Nachfrageflexibilität.....	51
3.3.1 Lastmanagement.....	52

3.3.2 Preiselastizität der Nachfrage.....	53
3.3.3 Flexibilität von Haushaltsgeräten.....	56
<b>4 Entwicklung eines Tarifkonzepts mit variablen Leistungspreisen .....</b>	<b>59</b>
4.1 Tarife mit variablen Leistungspreisen im Kontext der Energiewende .....	60
4.2 Stand der Wissenschaft.....	63
4.3 Tarifbeschreibung.....	65
4.4 Tarifausgestaltung über Service Level Agreements.....	69
4.4.1 Kennzahlen zur Tarifausgestaltung: Service Level Indicators .....	73
4.4.2 Soll-Werte der Kennzahlen: Service Level Objectives .....	76
4.5 Möglichkeiten der technischen Realisierung .....	77
<b>5 Empirische Studie zur Tarifakzeptanz und -ausgestaltung.....</b>	<b>81</b>
5.1 Stand der Wissenschaft.....	81
5.2 Empirische Untersuchungsmethodik .....	83
5.2.1 Kontingente Bewertungsmethode .....	83
5.2.2 Fragebogendesign .....	85
5.2.3 Datenerhebung und -bereinigung .....	91
5.3 Empirische Ergebnisse zur Tarifakzeptanz und -ausgestaltung.....	94
5.3.1 Methodische Grundlagen .....	95
5.3.2 Tarifakzeptanz .....	98
5.3.3 Ausgestaltung wesentlicher Tarifelemente.....	104
5.4 Kundengruppenspezifische Tarifoptionen.....	123
<b>6 Entwicklung eines Bottom-up-Modells zur Simulation elektrischer Lastprofile von Haushalten .....</b>	<b>131</b>
6.1 Herleitung eines Modellierungsansatzes .....	131
6.1.1 Anforderungen an das Modell.....	132
6.1.2 Überblick relevanter Modellierungsansätze.....	133
6.1.3 Auswahl des Modellierungsansatzes .....	137
6.2 Abgrenzung zu bestehenden Bottom-up- Simulationsmodellen .....	137



6.3 Aufbau des Modells.....	146
6.3.1 Grundlegende Modellbeschreibung.....	146
6.3.2 Mathematische Modellbeschreibung.....	152
6.3.3 Verwendete Datenbasis.....	176
6.4 Validierung und Kalibrierung des Modells.....	176
6.4.1 Keine Berücksichtigung von Nachfrageflexibilität.....	176
6.4.2 Berücksichtigung von Nachfrageflexibilität.....	183
<b>7 Modellgestützte Plausibilisierung empirischer Ergebnisse und Analyse tarifabhängiger Veränderungen von Haushaltslastprofilen .....</b>	<b>187</b>
7.1 Plausibilisierung der empirischen Ergebnisse .....	187
7.1.1 Methodik.....	187
7.1.2 Herleitung modellgestützter Service Level Objectives.....	190
7.1.3 Zwischenfazit.....	202
7.2 Szenarienbasierte Analyse tarifabhängiger Veränderungen von Haushaltslastprofilen.....	203
7.2.1 Szenariendefinition.....	204
7.2.2 Auswertung der Szenarien .....	216
7.2.3 Zwischenfazit.....	224
<b>8 Schlussfolgerungen, kritische Würdigung und Ausblick.....</b>	<b>227</b>
8.1 Schlussfolgerungen.....	227
8.2 Kritische Würdigung.....	229
8.3 Ausblick auf weiteren Forschungsbedarf.....	231
<b>9 Zusammenfassung .....</b>	<b>235</b>
<b>Anhang A.....</b>	<b>243</b>
<b>Anhang B.....</b>	<b>251</b>
<b>Anhang C.....</b>	<b>259</b>
<b>Anhang D.....</b>	<b>281</b>
<b>Literaturverzeichnis .....</b>	<b>308</b>



# Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1.1: Schematische Darstellung des gewählten integrierten Forschungsansatzes.....	5
Abbildung 2.1: Entwicklung der Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland von 1999 bis 2014 (vgl. BMWi (2015b)).....	12
Abbildung 2.2: Value of Lost Load verschiedener Wirtschaftsbereiche für Deutschland (Growitsch, et al. (2013)), die Niederlande (Nooij, et al. (2007)), Österreich (Schmidthaler, et al. (2012)) und Spanien (Linares & Rey (2013)) .....	21
Abbildung 3.1: Nettostromverbrauch nach Sektoren in Deutschland 2014 (vgl. AGE (2015)) .....	28
Abbildung 3.2: Durchschnittlicher Jahresstromverbrauch verschiedener Haushaltsgrößen pro Haushalt und pro Person in Deutschland 2010 (vgl. RWI & forsa (2013)) .....	35
Abbildung 3.3: Stromverbrauch in deutschen Haushalten nach Anwendungsarten 2012 (vgl. Oberascher (2013)).....	40
Abbildung 3.4: Modellierte Strombezugs-kennzahlen eines EFH bei Einsatz neuer Technologien zur Strom- und Wärmeerzeugung.....	42
Abbildung 3.5: Modellierte Lastprofile des Netzbezugs eines EFH an einem ausgewählten Wintertag (10. Februar) bei Einsatz neuer Technologien zur Strom- und Wärmeerzeugung.....	43
Abbildung 3.6: Grundlegende Preiskomponenten und zugehörige Kostenelemente in Haushaltsstromtarifen (angelehnt an Gerblinger, et al. (2013) und BNetzA & Bundeskartellamt (2014)).....	45

Abbildung 3.7: Schematische Darstellung von Tarifen mit zeit- und lastvariablen Arbeitspreisen (vgl. Hayn, et al. (2014d)).....	47
Abbildung 4.1: Schematische Übersicht verschiedener Tarifkonzepte und ihrer Anwendungsbereiche (Hayn, et al. (2014d)).....	60
Abbildung 4.2: Grafische Darstellung möglicher Optionen von Stromtarifen mit variablen Leistungspreisen in Analogie zu Internettarifen .....	69
Abbildung 5.1: Gegenüberstellung von Stromtarifen mit variablen Leistungspreisen und Internettarifen (Originalgrafik der Onlineumfrage).....	89
Abbildung 5.2: Altersverteilung bei Teilnehmenden der Onlineumfrage und der Gesamtbevölkerung Deutschlands (vgl. AGOF (2015)) .....	93
Abbildung 5.3: Grundsätzliche Nutzungsbereitschaft der Befragten .....	99
Abbildung 5.4: Erwartete Gegenleistungen der Befragten für eine Einschränkung der Gerätenutzung im Falle von Engpässen.....	103
Abbildung 5.5: Konkrete Tarifauswahl der Befragten .....	105
Abbildung 5.6: Box-Plot-Diagramme der Nutzungsflexibilität ausgewählter Haushaltsgeräte.....	109
Abbildung 5.7: Box-Plot-Diagramme der Abschaltreihenfolge ausgewählter Haushaltsgeräte.....	111
Abbildung 5.8: Akzeptierte maximale Häufigkeit der Leistungsreduktion .....	113
Abbildung 5.9: Akzeptierte maximale Dauer der Leistungsreduktion .....	115
Abbildung 5.10: Akzeptierte minimale Vorwarnzeit der Befragten ....	118
Abbildung 5.11: Box-Plot-Diagramme der monatlichen Zahlungsbereitschaft (WTP – a)) und Kompensationsforderung (WTA – b)).....	122

Abbildung 5.12: Morphologischer Kasten zur Ausgestaltung von Stromtarifen unter Berücksichtigung individueller Versorgungssicherheitsniveaus.....	129
Abbildung 6.1: Schematischer Aufbau des entwickelten Bottom-up-Haushaltslastmodells.....	149
Abbildung 6.2: Vereinfachtes Flussdiagramm des Gesamtmodells (a) und der wöchentlichen Lastprofilgenerierung (b).....	151
Abbildung 6.3: Vergleich des haushaltsgrößenabhängigen simulierten und statistischen Jahresstrombezugs (vgl. RWI & forsa (2013)).....	177
Abbildung 6.4: Vergleich des aggregierten simulierten Haushaltslastprofils zum VDEW H0-SLP (Sommerwerktag) ....	180
Abbildung 6.5: Vergleich einer simulierten und gemessenen Lastdauerlinie eines 3-Personenhaushalts.....	182
Abbildung 6.6: Vergleich des modellierten Lastverlagerungspotenzials zum <i>MeRegio</i> -Feldversuch (vgl. Hillemacher (2014)).....	185
Abbildung 7.1: Übersichtsskizze zu den zur Plausibilisierung der empirischen SLOs durchgeführten Modellläufe .....	189
Abbildung 7.2: Auftrittshäufigkeit von Leistungsspitzen oberhalb der Mindestleistung bei höherem Sicherheitsniveau nach Haushaltsgröße und Uhrzeit.....	200
Abbildung 7.3: Auftrittshäufigkeit von Leistungsspitzen oberhalb der Mindestleistung bei geringerem Sicherheitsniveau nach Haushaltsgröße und Uhrzeit.....	201
Abbildung 7.4: Auftrittshäufigkeit von Leistungsspitzen oberhalb der Mindestleistung der beiden Sicherheitsniveaus nach Haushaltsgrößen und zeitlichem Abstand zwischen zwei Leistungsspitzen .....	202
Abbildung 7.5: Auftrittshäufigkeit von Leistungsspitzen oberhalb der Mindestleistung der beiden Sicherheitsniveaus nach Haushaltsgrößen und Dauer der Leistungsspitzen.....	203

Abbildung 7.6: Lastverlagerungspotenzial bei steigender Durchdringung intelligenter Haushaltsgeräte (mit und ohne Heizgeräte).....	206
Abbildung 7.7: Veränderung der Eigenverbrauchsquote durch Optimierung eines 4-Personenhaushalts mit einer 6 kW <sub>p</sub> PV-Anlage .....	208
Abbildung 7.8: Lastprofile von 1.000 simulierten Haushalten im Status quo und unter Berücksichtigung von PV-Eigenverbrauch an einem Sommersonntag .....	210
Abbildung 7.9: Modellkonfiguration der betrachteten Szenarien .....	215
Abbildung 7.10: Box-Plot-Diagramme des Leistungsbezugs von 1.000 simulierten Haushalten in betrachteten Szenarien .....	218
Abbildung 7.11: Box-Plot-Diagramme der Leistungsänderung in Engpasssituationen der betrachteten Szenarien .....	219
Abbildung 7.12: Beispiel einer unerwünschten Leistungserhöhung bei Nutzung von Tarifen mit variablen Arbeitspreisen.....	221
Abbildung 7.13: Verteilungsfunktion der Leistungsänderung in Engpasssituationen der betrachteten Szenarien .....	222
Abbildung 7.14: Lastprofile und Leistungsänderung betrachteter Szenarien an einem Sommersonntag mit Engpasssituationen und hoher Nachfrage.....	223
Abbildung B.1: Schematischer Modellaufbau für ein Einfamilienhaus (EFH) angelehnt an Bertsch, et al. (2014).....	253
Abbildung B.2: Modellierete StrombezugsKennzahlen eines EFH bei Einsatz neuer Technologien zur Strom- und Wärmeerzeugung .....	255
Abbildung B.3: Modellierete Lastprofile des Netzbezugs eines EFH an einem ausgewählten Wintertag (10. Februar) bei Einsatz neuer Technologien zur Strom- und Wärmeerzeugung.....	256
Abbildung C.1: Vergleichende Darstellung der zu bewertenden Stromtarife mit Internettarifen .....	268

---

Abbildung C.2: Einzeldarstellung der zu bewertenden Stromtarife.....	269
Abbildung C.3: Haushaltsgrößenverteilung in Stichprobe und Deutschland 2014 (vgl. Destatis (2015)) .....	277
Abbildung C.4: Einkommensverteilung in Stichprobe und Deutschland 2014 (vgl. Destatis (2015)) .....	277
Abbildung C.5: Bildungsniveau in Stichprobe und Deutschland 2012 (vgl. Destatis (2014)) .....	278
Abbildung C.6: Erwerbstätigkeit in Stichprobe und Deutschland 2014 (vgl. Destatis (2015)) .....	278
Abbildung D.1: Vergleich des aggregierten simulierten Haushaltslastprofils zum VDEW H0-SLP (Winterwerktag) .....	281
Abbildung D.2: Vergleich des aggregierten simulierten Haushaltslastprofils zum VDEW H0-SLP (Wintersamstag) .....	281
Abbildung D.3: Vergleich des aggregierten simulierten Haushaltslastprofils zum VDEW H0-SLP (Wintersonntag).....	282
Abbildung D.4: Vergleich des aggregierten simulierten Haushaltslastprofils zum VDEW H0-SLP (Sommersamstag) ....	282
Abbildung D.5: Vergleich des aggregierten simulierten Haushaltslastprofils zum VDEW H0-SLP (Sommersonntag).....	283
Abbildung D.6: Vergleich des aggregierten simulierten Haushaltslastprofils zum VDEW H0-SLP (Übergangswerktag).....	283
Abbildung D.7: Vergleich des aggregierten simulierten Haushaltslastprofils zum VDEW H0-SLP (Übergangssamstag).....	284
Abbildung D.8: Vergleich des aggregierten simulierten Haushaltslastprofils zum VDEW H0-SLP (Übergangssonntag) .....	284
Abbildung D.9: Vergleich einer simulierten und gemessenen Lastdauerlinie eines 4-Personenhaushalts.....	285





# Tabellenverzeichnis

Tabelle 3.1: Einfluss soziodemografischer Faktoren auf den Energieverbrauch von Haushalten.....	36
Tabelle 3.2: Einflussfaktoren auf die Preissensitivität von Haushaltskunden (vgl. Ruppert, et al. (2016)).....	55
Tabelle 3.3: Preissensitivität von Haushaltskunden zu verschiedenen Zeitpunkten basierend auf <i>MeRegio</i> -Datensatz (vgl. Ruppert, et al. (2016)) .....	56
Tabelle 4.1: Übersicht relevanter Service Level Indicators mit Definition.....	76
Tabelle 5.1: Übersicht thematisch behandelter Aspekte des entwickelten Fragebogens.....	86
Tabelle 5.2: Abgefragte soziodemografische Daten auf Personen- und Haushaltsebene .....	87
Tabelle 5.3: Stichprobenbeschreibung und Vergleich mit Deutschland.....	94
Tabelle 5.4: Chi-Quadrat, Spearman und Kruskal-Wallis Teststatistik für die Nutzungsbereitschaft von Stromtarifen mit variablen Leistungspreisen .....	100
Tabelle 5.5: Jonckheere-Terpstra Teststatistik für die Nutzungsbereitschaft von Stromtarifen mit variablen Leistungspreisen .....	101
Tabelle 5.6: Mann-Whitney Teststatistik für die Nutzungsbereitschaft von Stromtarifen mit variablen Leistungspreisen.....	102
Tabelle 5.7: Chi-Quadrat, Spearman und Kruskal-Wallis Teststatistik für die Höhe der Mindestleistung .....	106
Tabelle 5.8: Jonckheere-Terpstra Teststatistik für die Höhe der Mindestleistung.....	107
Tabelle 5.9: Mann-Whitney Teststatistik für die Höhe der Mindestleistung.....	108

Tabelle 5.10: Lagemaße der Nutzungsflexibilität ausgewählter Haushaltsgeräte.....	110
Tabelle 5.11: Lagemaße der Abschaltreihenfolge ausgewählter Haushaltsgeräte.....	112
Tabelle 5.12: Chi-Quadrat, Spearman und Kruskal-Wallis Teststatistik für die maximale Häufigkeit.....	113
Tabelle 5.13: Jonckheere-Terpstra Teststatistik für die maximale Häufigkeit .....	114
Tabelle 5.14: Mann-Whitney Teststatistik für die maximale Häufigkeit .....	114
Tabelle 5.15: Chi-Quadrat, Spearman und Kruskal-Wallis Teststatistik für die maximale Dauer.....	116
Tabelle 5.16: Jonckheere-Terpstra Teststatistik für die maximale Dauer .....	116
Tabelle 5.17: Mann-Whitney Teststatistik für die maximale Dauer....	117
Tabelle 5.18: Chi-Quadrat, Spearman und Kruskal-Wallis Teststatistik für die minimale Vorwarnzeit.....	118
Tabelle 5.19: Jonckheere-Terpstra Teststatistik für die minimale Vorwarnzeit.....	119
Tabelle 5.20: Mann-Whitney Teststatistik für die minimale Vorwarnzeit.....	119
Tabelle 5.21: Lagemaße der monatlichen Zahlungsbereitschaft (WTP) und Kompensationsforderung (WTA) in Euro...	123
Tabelle 5.22: Chi-Quadrat und Spearman Teststatistik für die soziodemografischen Faktoren von Haushalten.....	126
Tabelle 6.1: Literaturübersicht zu Bottom-up-Modellen zur Simulation von Haushaltslastprofilen mit technischem Modellierungsansatz.....	141
Tabelle 6.2: Zur Modellbeschreibung verwendete Nomenklatur .....	147
Tabelle 6.3: Übersicht der im Modell verwendeten Restriktionen zur Lastverlagerung.....	163
Tabelle 6.4: Übersicht verwendeter Daten und zugehöriger Quellen .....	178

Tabelle 6.5:	Kennzahlen zum Vergleich simulierter Haushaltslastprofile mit dem VDEW H0-SLP .....	181
Tabelle 6.6:	Vergleich simulierter und gemessener Strombezugs-kennzahlen für 3-Personenhaushalte.....	182
Tabelle 6.7:	Modelliertes Lastverlagerungspotenzial nach Jahreszeit, Wochentag, Tageszeit und Tarifstufendauer .....	186
Tabelle 7.1:	95 %-, 99 %- und 100 %-Quantile der Stundenanzahl oberhalb definierter Leistungsniveaus unter Einsatz verschiedener Tarife für je 1.000 simulierte 1- bis 5 oder mehr-Personenhaushalte.....	192
Tabelle 7.2:	Zusammenfassung der Modellergebnisse zur Höhe der Mindestleistung nach Haushaltsgröße und Sicherheitsbedürfnis .....	196
Tabelle 7.3:	100 %-Quantile der Stundenanzahl oberhalb der Mindestleistung bei höherem Sicherheitsniveau unter Einsatz verschiedener Tarife für je 1.000 simulierte 1- bis 5 oder mehr-Personenhaushalte.....	198
Tabelle 7.4:	100 %-Quantile der Stundenanzahl oberhalb der Mindestleistung bei geringerem Sicherheitsniveau unter Einsatz verschiedener Tarife für je 1.000 simulierte 1- bis 5 oder mehr-Personenhaushalte.....	199
Tabelle 7.5:	Angenommene Durchdringungsraten von PV-Anlagen nach Haushaltsgrößen.....	209
Tabelle 7.6:	Strompreiskomponenten des durchschnittlichen Arbeitspreises (vgl. BDEW (2012)) .....	212
Tabelle 7.7:	Leistungsbezugs-kennzahlen von 1.000 simulierten Haushalten in den betrachteten Szenarien.....	217
Tabelle A.1:	Analysebericht zu Tabelle 3.1 (vgl. Hayn, et al. (2014b)).....	244
Tabelle B.2:	Ausgewählte Nebenbedingungen des Modells.....	252
Tabelle B.3:	Beschreibung der im Modell genutzten Größen aus Abbildung B.1 und Tabelle B.2.....	257
Tabelle B.4:	Spezifikationen der genutzten Modellelemente.....	258

Tabelle C.1: Grenzen zur Bewertung der Signifikanz unterschiedlicher Anzahl von Paarvergleichen (Bonferroni Korrektur) .....	278
Tabelle C.2: Übersicht über Zusammenfassungen von Merkmalsausprägungen erhobener Variablen.....	279
Tabelle D.1: Kennzahlen zum Vergleich simulierter Typtagesprofile mit dem VDEW H0-SLP basierend auf 1.000 Haushalten.....	285
Tabelle D.2: Vergleich simulierter und gemessener Strombezugskennzahlen für 4-Personenhaushalte.....	285
Tabelle D.3: Gerätekenzahlen.....	287
Tabelle D.4: Haushaltgrößenabhängige Beleuchtungs- und Warmwasserbedarfskennzahlen.....	288
Tabelle D.5: Haushaltgrößenabhängiger Gerätebestand .....	288
Tabelle D.6: Haushaltgrößenabhängige mittlere Nutzungshäufigkeit.....	288
Tabelle D.7: Haushaltgrößenabhängige Geräteausstattung .....	289
Tabelle D.8: Haushaltskennzahlen.....	289
Tabelle D.9: Tagesspezifischer Gerätestrombezug nach Prior (1997) (normierter Tagesenergiebedarf) .....	290
Tabelle D.10:Stundenspezifischer Gerätestrombezug für Kühl- und Gefriergeräte nach Prior (1997) (normierte Nutzungsvektoren) .....	291
Tabelle D.11:Stundenspezifischer Gerätestrombezug für Geschirrspülmaschinen nach Prior (1997) (normierte Nutzungsvektoren) .....	292
Tabelle D.12:Stundenspezifischer Gerätestrombezug für Waschmaschinen nach Prior (1997) (normierte Nutzungsvektoren) .....	293
Tabelle D.13:Stundenspezifischer Gerätestrombezug für Wäschetrockner nach Prior (1997) (normierte Nutzungsvektoren) .....	294

Tabelle D.14: Stundenspezifischer Gerätestrombezug für Elektroherde nach Prior (1997) (normierte Nutzungsvektoren) .....	295
Tabelle D.15: Stundenspezifischer Gerätestrombezug für Fernseher nach Prior (1997) (normierte Nutzungsvektoren) .....	296
Tabelle D.16: Stundenspezifischer Gerätestrombezug für DVD/Video nach Prior (1997) (normierte Nutzungsvektoren) .....	297
Tabelle D.17: Stundenspezifischer Gerätestrombezug für Hifi-Geräte nach Prior (1997) (normierte Nutzungsvektoren) .....	298
Tabelle D.18: Stundenspezifischer Gerätestrombezug für Computer nach Prior (1997) (normierte Nutzungsvektoren) .....	299
Tabelle D.19: Stundenspezifischer Gerätestrombezug für IKT-Infrastruktur nach Prior (1997) (normierte Nutzungsvektoren) .....	300
Tabelle D.20: Stundenspezifischer Gerätestrombezug für Beleuchtung nach Prior (1997) (normierte Nutzungsvektoren) .....	301
Tabelle D.21: Stundenspezifischer Gerätestrombezug für Umwälzpumpen nach Prior (1997) (normierte Nutzungsvektoren) .....	302
Tabelle D.22: Stundenspezifischer Gerätestrombezug für Warmwasserbereitung (Speicher) nach Prior (1997) (normierte Nutzungsvektoren).....	303
Tabelle D.23: Stundenspezifischer Gerätestrombezug für Warmwasserbereitung (direkt) nach Prior (1997) (normierte Nutzungsvektoren) .....	304
Tabelle D.24: Stundenspezifischer Gerätestrombezug für Nachtspeicherheizungen nach Prior (1997) (normierte Nutzungsvektoren) .....	305

Tabelle D.25:Stundenspezifischer Gerätestrombezug für Direktheizung nach Prior (1997) (normierte Nutzungsvektoren) .....	306
Tabelle D.26:Stundenspezifische Wahrscheinlichkeiten der Bernoulli-Verteilungen zur manuellen Lastverlagerung von Geschirrspülmaschinen, Waschmaschinen und Wäschetrocknern .....	307

# Abkürzungsverzeichnis

AbLaV	Verordnung zu abschaltbaren Lasten
AP	Arbeitspreis
BAT	Batterie
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
BSI	Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik
CLS	Controllable Local Systems
CPP	Critical Peak Pricing
CVM	Contingent Valuation Method
EE	erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
E-Fahrzeuge	Elektrofahrzeuge
EFH	Einfamilienhaus
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
GHD	Gewerbe-, Handel- und Dienstleistung
GLR	Ganzjährige Leistungsreduktion
gS	Geringeres Sicherheitsbedürfnis
HH	Haushalt
hS	Höheres Sicherheitsbedürfnis
HT	Teure Tarifstufe
HTNT	Hochtarif/Niedertarif
IKT	Informations- und Kommunikationstechnologie
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LP	Leistungspreis
NRMSE	Normalized Root-Mean-Square Error
NT	Mittlere Tarifstufe
OLR	Ohne Leistungsreduktion
PAR	Peak-to-Average Ratio
PV	Photovoltaik

RLM	Registrierende Leistungsmessung
RMSE	Root-Mean-Square Error
RTP	Real-Time Pricing
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
SLA	Service Level Agreement
SLE	Service Level Engineering
SLI	Service Level Indicator
SLO	Service Level Objective
SLP	Standardlastprofil
SNT	Günstigste Tarifstufe
SQ	Status quo
StromGVV	Stromgrundversorgungsverordnung
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
StromNZV	Stromnetzzugangsverordnung
TLR	Tarifabhängige Leistungsreduktion
TOU	Time-of-Use Pricing
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VDEW	Verband der Elektrizitätswirtschaft e. V.
VDI	Verein Deutscher Ingenieure e. V.
VKU	Verband kommunaler Unternehmen e. V.
VoLL	Value of Lost Load
WP	Wärmepumpe
WTA	Willingness To Accept
WTP	Willingness To Pay



# 1 Einleitung

Zur Einführung in das Thema dieser Dissertation beginnt dieses Kapitel mit einer kurzen Darstellung der energiewirtschaftlichen Ausgangslage sowie der zugrundeliegenden Problemstellung dieser Arbeit (Kapitel 1.1). Anschließend werden Zielsetzung und Vorgehensweise erläutert (Kapitel 1.2) und der Aufbau der Arbeit wird beschrieben (Kapitel 1.3).

## 1.1 Ausgangslage und Problemstellung

Im Rahmen der sogenannten „Energiewende“ durchläuft der deutsche Elektrizitätsmarkt sowohl auf der Erzeugungs- als auch auf der Nachfrageseite signifikante Veränderungen. Die verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien (EE), vor allem von Wind- und Solarenergie, führt zu einer höheren Dezentralität<sup>1</sup>, Fluktuation und Unsicherheit bei der Elektrizitätserzeugung. Darüber hinaus sinkt der Bestand regelbarer konventioneller Kraftwerke; zum einen aufgrund des von der deutschen Bundesregierung beschlossenen Ausstiegs aus der Kernenergie bis 2022 (vgl. Deutscher Bundestag (2011)), zum anderen aufgrund der Außerbetriebnahme unrentabler Kraftwerksblöcke. Auch nachfrageseitig sind deutliche Veränderungen zu beobachten. Einerseits reduzieren immer mehr Nachfrager durch Eigenerzeugung von Elektrizität, bspw. mit Hilfe von Photovoltaik- (PV) oder Mikro-Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (Mikro-KWK), ihren Strombezug aus dem Netz; andererseits können neue Technologien, wie z. B. Elektrofahrzeuge oder Wärmepumpen, zu einer Erhöhung des Strombezugs aus dem Netz führen (vgl. Kaschub, et al. (2013), Pehnt, et al. (2011), Shell & BDH (2013), Staudacher & Eller (2012)).

---

<sup>1</sup> Dezentralität bezieht sich in dieser Arbeit vor allem auf die Kleinteiligkeit der Anlagen sowie die räumliche Verteilung ebendieser Anlagen (vgl. Fishedick (2010)).

Die beschriebenen Veränderungen können sich mittel- bis langfristig negativ auf die Versorgungssicherheit Deutschlands auswirken, da die Sicherstellung ausreichender Erzeugungs- und Transportkapazitäten sowie die Gewährleistung der Systemstabilität aufgrund der steigenden Unsicherheiten erschwert werden (vgl. BMWi (2013), BMWi (2014b), dena (2012)). Vor diesem Hintergrund werden verschiedene Konzepte zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit diskutiert. Neben Kapazitätsmarktmechanismen und Netzausbau wird auch der Flexibilisierung der Nachfrage und dem damit möglichen Lastmanagement eine hohe Bedeutung zugewiesen (vgl. Krzikalla, et al. (2013), BMWi (2014a), ETG-Task Force Demand Side Management (2012)). Durch eine Flexibilisierung der Nachfrage können bestehende Mechanismen zur Bereitstellung von Flexibilität, z. B. Regelenergiemärkte, ergänzt werden. Im Sektor mit der größten Elektrizitätsnachfrage in Deutschland, dem Industriesektor (vgl. AGE (2015)), können bereits individuelle Stromversorgungsverträge mit Lastmanagementoptionen abgeschlossen werden, und große Industriekunden haben auch die Möglichkeit, an Regelenergiemärkten teilzunehmen (vgl. Krzikalla, et al. (2013)). Im Haushaltssektor, mit rund einem Viertel des deutschen Elektrizitätsbedarfs der zweitgrößte Nachfrager (vgl. AGE (2015)), existieren zurzeit noch sehr wenige kommerzielle Lösungen zur Flexibilisierung der Nachfrage. Eine Möglichkeit zur Flexibilisierung der Nachfrage bieten unter anderem Stromtarife mit geeigneten Anreizmechanismen. Bisher wurden dazu hauptsächlich Tarife mit variablen Arbeitspreisen untersucht, die jedoch nur in begrenztem Maße die sich durch die Energiewende ändernde Kostenstruktur im Elektrizitätsmarkt widerspiegeln.

Im heute in Deutschland existierenden Energy-Only-Markt sind die variablen Stromgestehungskosten, abgebildet durch die Merit-Order-Kurve aller am Markt teilnehmenden Kraftwerke, ausschlaggebend für die Höhe des Großhandelsstrompreises. Durch die steigende Anzahl von EE-Anlagen mit sehr geringen variablen Stromgestehungskosten sinken die Großhandelsstrompreise bei entsprechender EE-Einspeisung – man spricht vom sogenannten Merit-Order-Effekt (vgl. Sensfuß

(2011), Würzburg, et al. (2013)). Der anhand der Merit-Order-Kurve ermittelte Großhandelsstrompreis wird als eine Kostenkomponente des Arbeitspreises über Stromtarife an Haushaltskunden weitergegeben. In Energiesystemen, die primär auf Erzeugung aus konventionellen Kraftwerken basieren, ist dies eine einfache und effiziente Möglichkeit der Kostenallokation auf die Verbraucher. Da bei einem vermehrten Einsatz von EE-Anlagen jedoch nicht mehr zwingend die variablen Stromgestehungskosten der wesentliche Kostentreiber sind, lohnt es sich, über alternative Konzepte zur verursachungsgerechten Kostenallokation nachzudenken.

Während einerseits sinkende Großhandelsstrompreise aufgrund der EE-Einspeisung zu beobachten sind, steigt andererseits der Investitionsbedarf in die zugrundeliegende Energieinfrastruktur, im Speziellen für Transportkapazitäten im Übertragungs- und Verteilnetz (Netzausbau). Die dafür anfallenden Kosten werden in aktuellen Haushaltsstromtarifen zwar durch Netzentgelte adressiert, allerdings wird durch den Arbeitspreis das Vorhalten von Erzeugungsleistung in der Regel nicht kompensiert. Des Weiteren ist der Arbeitspreis nur zu entrichten, wenn Haushaltskunden tatsächlich Strom aus dem Netz konsumieren. D. h. die steigende Anzahl von „Prosumenten“, also Kunden mit Eigenstromerzeugung, beteiligt sich aufgrund ihres sinkenden Strombezugs aus dem Netz in geringerem Maße an den steigenden Kosten, profitiert aber weiterhin von der durch das Energiesystem gewährleisteten Versorgungssicherheit. Besonders Lastspitzen, also der zeitgleiche, hohe Leistungsbedarf von Kunden, sind ausschlaggebend für die vorzuhaltende Energieinfrastruktur. Im aktuellen System ist eine verursachungs- oder bedarfsgerechte Kostenallokation für Haushaltskunden nicht möglich, da der Leistungsbedarf nicht explizit tarifiert ist.

Eine ähnliche Kostenstruktur findet sich im Bereich der Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT). Bei der Datenübertragung sind die variablen Kosten im Vergleich zu den Kosten der benötigten Infrastruktur, z. B. Telekommunikationsmasten oder Glasfaserkabel, marginal. Diese Kostenstruktur wird durch die dort angebotenen Tarife für

Haushaltskunden, z. B. Internettarife, gut abgebildet, da in der Regel nicht die einzelne Dateneinheit – Stichwort Datenflatrate – sondern die gewählte maximale Datenübertragungsgeschwindigkeit (in Mbit/s) preisbestimmend für einen gewählten Tarif ist.

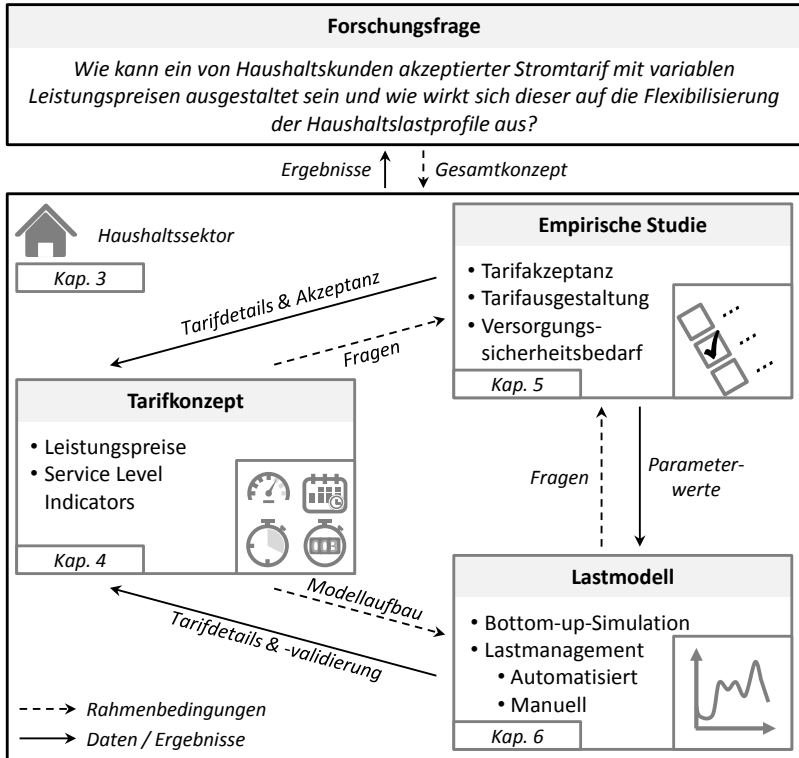
Übertragen auf den Strommarkt bedeutet dies, dass Haushaltskunden neben einem Arbeitspreis auch einen Leistungspreis in ihrem Stromtarif haben sollten. Mittels eines Leistungspreises kann der individuelle Bedarf eines Kunden nach einem bestimmten Versorgungssicherheitsniveau tariflich vereinbart werden. Das Versorgungssicherheitsniveau wird hierbei durch eine vertraglich gesicherte Mindestleistung repräsentiert, die der Kunde zu jeder Zeit in Anspruch nehmen kann. Analog eine Stromflatrate einzuführen ist sowohl aus ökologischen als auch ökonomischen Gesichtspunkten nicht erstrebenswert, solange es noch eine Vielzahl fossiler Kraftwerke gibt. Ein weiterer Vorteil eines Tarifkonzepts mit Leistungspreisen ist, dass sich auch Prosumenten entsprechend ihrer Bedürfnisse nach Versorgungssicherheit über den Leistungspreis an den Systemkosten beteiligen und somit eine bedarfsgerechtere Kostenverteilung stattfindet.

Basierend auf der aufgezeigten Problemstellung stellt sich die Frage, wie ein möglicher Tarif mit bedarfsorientierten Versorgungssicherheitsniveaus konkret ausgestaltet sein könnte und ob eine Nutzerakzeptanz für solche Tarife vorhanden ist. Darüber hinaus sind die Auswirkungen dieser Tarife auf das Lastprofil von Haushaltskunden und damit auf die Flexibilisierung der Nachfrage zu untersuchen.

## **1.2 Zielsetzung und Vorgehensweise**

Zur Beantwortung der im vorigen Kapitel gestellten Fragen wird in dieser Arbeit ein integrierter Forschungsansatz gewählt. Ziel ist es, ein konkretes Tarifkonzept mit Leistungspreisen zu entwickeln, dessen Akzeptanz und spezifische Tarifdetails mittels einer empirischen Studie mit Haushaltskunden zu erheben und mit Hilfe eines Bottom-up-Simulationsmodells für Haushaltslastprofile den Einfluss auf die Flexi-

bilisierung der Nachfrage zu analysieren, sowie die erhobenen Tarifdetails zu plausibilisieren. Eine schematische Darstellung des gewählten Forschungsansatzes findet sich in Abbildung 1.1.



**Abbildung 1.1:** Schematische Darstellung des gewählten integrierten Forschungsansatzes

Die Forschungsfrage dieser Arbeit setzt die Rahmenbedingungen für die drei Teilaspekte Tarifkonzept, empirische Studie und Lastmodell. Während das Tarifkonzept zentral hinsichtlich der Fragen zur Tarifaakzeptanz und einzelnen Tarifdetails in der empirischen Studie sowie der Implementierung des Tarifs im Aufbau des Lastmodells ist, lassen sich aus dem Lastmodell unter anderem Fragen hinsichtlich der Flexibilität

bestimmter elektrischer Haushaltsgeräte für die empirische Studie ableiten. Im Gegenzug können aus den Ergebnissen der empirischen Studie konkrete Erkenntnisse sowohl für die Ausgestaltung des Tarifkonzepts als auch des Lastmodells weiterverwendet werden. Die modellgestützte Analyse des Tarifkonzepts erlaubt darüber hinaus eine Plausibilisierung der Studienergebnisse sowie ein alternatives Vorgehen zur Ermittlung bestimmter Ausprägungsmerkmale des Tarifkonzepts. Des Weiteren wird das Lastmodell maßgeblich für die Analyse der Nachfrageflexibilität als Konsequenz des entwickelten Tarifkonzepts eingesetzt.

Bei der Entwicklung des Tarifkonzepts wurde auf Ansätze der Dienstleistungsforschung zurückgegriffen, da die Integration einer Leistungspreiskomponente eine wesentliche Änderung des Dienstleistungsvertrages bedeutet. Ein besonderer Fokus liegt auf der Entwicklung von Kennzahlen zur Beschreibung der zu erwartenden Dienstleistungsqualität zwischen Kunde und Anbieter, auch genannt Service Level Indicators (SLIs), und den zugehörigen Zielwerten dieser Indikatoren, genannt Service Level Objectives (SLOs). Im Zusammenspiel bilden sie eine wesentliche Komponente des zu schließenden Vertrages zwischen Kunde und Anbieter, auch Service Level Agreement (SLA) genannt.

Die empirische Studie wurde als Onlineumfrage konzipiert und in einer repräsentativen Stichprobe mit über 1.000 Teilnehmenden in Deutschland durchgeführt. Die Inhalte der Umfrage basieren auf Erkenntnissen aus der Tarifkonzept- sowie Lastmodellentwicklung. Die erhobenen Daten erlauben es schließlich, Rückschlüsse auf eine generelle Nutzungsbereitschaft des entwickelten Tarifkonzepts sowie geeignete SLOs zu ziehen. Darüber hinaus lassen sich verschiedene Parameter, z. B. hinsichtlich der Nachfrageflexibilität von Haushalten, ableiten.

Zur Analyse des Einflusses des entwickelten Tarifkonzepts auf das Stromnachfrageverhalten von Haushalten, abgebildet durch ihr Lastprofil, wurde ein Lastmodell entwickelt und implementiert. Während das Grundmodell ein Bottom-up-Simulationsmodell ist, wurde bei der Implementierung von Lastmanagementfunktionalitäten auf Methoden

der Optimierung zurückgegriffen. Mit Hilfe des Modells lassen sich die aus der Umfrage ermittelten SLOs in ihrem Einfluss auf bestimmte Kundengruppen plausibilisieren, und bei Bedarf können alternative SLOs hergeleitet werden. Im Hinblick auf die aus dem Tarifkonzept resultierende Nachfrageflexibilität lassen sich, basierend auf den Modellergebnissen, Aussagen zu Lastverschiebe- bzw. Lastreduktionspotenzialen auf Haushaltsebene treffen.

### **1.3 Aufbau der Arbeit**

Der Aufbau der vorliegenden Arbeit orientiert sich weitestgehend an der bereits beschriebenen Vorgehensweise (vgl. Abbildung 1.1). Zur Einführung wird in Kapitel 2 der energiewirtschaftliche und –politische Rahmen aufgezeigt. Dabei wird in Kapitel 2.1 auf den Strukturwandel im deutschen Elektrizitätsmarkt aus Erzeugungs- und Nachfragesicht eingegangen, um dann in Kapitel 2.2 eine Übersicht über den Stand der Versorgungssicherheit in Deutschland zu geben. Zuletzt wird in Kapitel 2.3 auf aktuelle politische und rechtliche Rahmenbedingungen mit Bezug zu dem entwickelten Tarifkonzept eingegangen.

Kapitel 3 widmet sich dem Thema Elektrizität im Haushaltssektor. Nachdem in Kapitel 3.1 wesentliche Merkmale der Stromnachfrage von Haushalten erörtert werden, folgt in Kapitel 3.2 die Vorstellung verschiedener Stromtarifkonzepte. Kapitel 3.3 befasst sich anschließend mit Nachfrageflexibilität im Haushaltssektor.

Das grundlegende Tarifkonzept dieser Arbeit wird in Kapitel 4 entwickelt. Zuerst werden dafür in Kapitel 4.1 Tarife mit variablen Leistungspreisen im Kontext der Energiewende betrachtet, um anschließend einen Überblick über den Stand der Wissenschaft zu geben (Kapitel 4.2). In Kapitel 4.3 wird der dieser Arbeit zugrunde liegende Tarif im Detail beschrieben. Die Implementierung einer Leistungspreiskomponente in einem Stromtarif stellt neue Anforderungen an die Ausgestaltung des Dienstleistungsvertrags, weshalb in Kapitel 4.4 die Nutzung von SLAs inklusive adäquater SLIs und SLOs erörtert wird.

Abgerundet wird das Kapitel mit einem kurzen Ausblick auf Möglichkeiten der technischen Realisierung solcher Tarife (Kapitel 4.5).

In Kapitel 5 steht die empirische Studie zur Ermittlung der Tarifakzeptanz sowie sinnvoller SLOs im Vordergrund. Nach einem Überblick über den Stand der Wissenschaft (Kapitel 5.1) werden in Kapitel 5.2 die empirische Untersuchungsmethodik und zu Beginn von Kapitel 5.3 die methodischen Grundlagen zur statistischen Auswertung der erhobenen Daten vorgestellt. Die aus den statistischen Auswertungen resultierenden Ergebnisse zur Tarifakzeptanz der Befragten sowie einer möglichen Ausgestaltung von Tarifen mit variablen Leistungspreisen über konkrete SLOs sind weitere Bestandteile von Kapitel 5.3. Zum Abschluss des fünften Kapitels werden die aufgezeigten Ergebnisse bzgl. möglicher kundengruppenspezifischer Tarifoptionen zusammengefasst (Kapitel 5.4).

Kapitel 6 befasst sich mit der Entwicklung eines Bottom-up-Modells zur Simulation von elektrischen Haushaltslastprofilen. Zuerst wird dazu ein geeigneter Modellierungsansatz hergeleitet (Kapitel 6.1) und anschließend von bestehenden Bottom-up-Simulationsmodellen abgegrenzt (Kapitel 6.2). In Kapitel 6.3 wird das entwickelte Modell sowohl grundlegend als auch mathematisch im Detail beschrieben. Die im Modell verwendeten Daten werden kurz vorgestellt. Das sechste Kapitel schließt mit einer Validierung und Kalibrierung des Modells (Kapitel 6.4).

Die Zusammenführung der verschiedenen Teilaspekte – Tarifkonzept, empirische Studie und Lastmodell – findet in Kapitel 7 statt. Dort wird zuerst modellgestützt untersucht, welche SLOs, im Vergleich zu den empirisch ermittelten, sich für verschiedene Kundengruppen aus den Simulationsergebnissen ableiten lassen (Kapitel 7.1). Anschließend wird in Kapitel 7.2 anhand geeigneter Szenarien analysiert, wie sich verschiedene Tarifkonzepte mit variablen Arbeits- und/oder Leistungspreisen auf die Flexibilisierung der Haushaltsnachfrage auswirken.



Kapitel 8 beginnt mit den Schlussfolgerungen aus den vorgestellten Ergebnissen (Kapitel 8.1). Anschließend findet eine kritische Reflexion der Arbeit statt (Kapitel 8.2) und darauf aufbauend wird ein Ausblick auf weiteren Forschungsbedarf gegeben (Kapitel 8.3). Abgerundet wird diese Arbeit durch eine Zusammenfassung (Kapitel 9).



## **2 Energiewirtschaftlicher und energiepolitischer Rahmen zum Thema Versorgungssicherheit**

In diesem Kapitel werden einige Grundlagen dargelegt, die zur Einbettung der vorliegenden Arbeit in den energiewirtschaftlichen und energiepolitischen Kontext hilfreich sind. Zunächst wird auf den Strukturwandel im deutschen Elektrizitätsmarkt eingegangen (Kapitel 2.1), bevor der Fokus auf das Thema Versorgungssicherheit in Deutschland gelegt wird (Kapitel 2.2). In Kapitel 2.3 werden abschließend die politischen und rechtlichen Rahmenbedingungen erläutert.

### **2.1 Strukturwandel im deutschen Elektrizitätsmarkt**

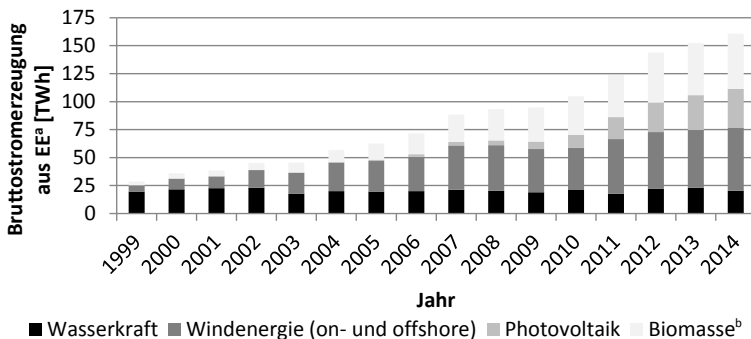
Der deutsche Elektrizitätsmarkt verändert sich im Kontext der sogenannten Energiewende sowohl auf der Erzeugungs- als auch auf der Nachfrageseite. Mit den für diese Arbeit wesentlichen Veränderungen befasst sich dieses Kapitel. Ausführliche Hintergrundinformationen zur Energiewende finden sich bspw. in BMWi & BMU (2010) und BMWi & BMU (2012).

#### **2.1.1 Elektrizitätserzeugung**

Im September 2010 hat die deutsche Bundesregierung ein umfassendes Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung vorgestellt, gemeinhin als Energiewende bezeichnet (s. BMWi & BMU (2010)). Quantifiziert wurden die Ziele der Energiewende unter anderem mit einer Reduktion der Treibhausgasemissionen um 80 % bis 95 % gegenüber 1990, eine Steigerung der Energieeffizienz um 25 % des Bruttostromverbrauchs gegenüber 2008 sowie einem Beitrag der EE-Erzeugung von mind. 80 % zur Deckung

des Bruttostromverbrauchs bis 2050 (vgl. BMWi & BMU (2012)). Grundpfeiler für die Erreichung dieser Ziele ist eine signifikante Ausweitung der EE-Stromerzeugung (vgl. BMWi & BMU (2010)).

Vor diesem Hintergrund hat in den letzten Jahren ein deutlicher Zubau von EE-Anlagen in Deutschland stattgefunden, insbesondere bei Windenergie und PV, sodass sich die Stromeinspeisung aus EE-Anlagen seit 1999 vervielfacht hat (s. Abbildung 2.1). Da EE-Anlagen in der Regel eine um ein Vielfaches geringere Erzeugungsleistung haben als konventionelle Kraftwerke, d. h. mit Kohle, Gas oder Öl betriebene Kraftwerke, hat sich die Zahl der Marktteilnehmer erzeugungsseitig entsprechend erhöht. Zusätzlich geht der EE-Zubau mit einer deutlichen Dezentralisierung der Erzeugung einher, da die Stromgestehungspotenziale von EE-Anlagen stark durch den Standort und die dort herrschenden klimatischen Bedingungen, speziell die Globalstrahlung bzw. die Windgeschwindigkeit, bedingt sind und dementsprechend hauptsächlich in Abhängigkeit dieser Bedingungen errichtet werden. Damit einhergehend ist EE-Erzeugung aufgrund der bestehenden Wetterabhängigkeit deutlich volatiler und weniger steuer- und vorhersagbar als Erzeugung aus konventionellen Kraftwerken. (Vgl. Bertsch, et al. (2015))



<sup>a</sup> Ohne Geothermie

<sup>b</sup> Feste und flüssige Brennstoffe, Bio-, Klär- und Deponiegas, biogener Anteil des Abfalls

**Abbildung 2.1:** Entwicklung der Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland von 1999 bis 2014 (vgl. BMWi (2015b))

Als Folge dieses Umbaus des Energiemarkts sinken die Preise am Stromgroßhandelsmarkt, da die EE-Erzeugung mit sehr geringen Grenzkosten die Erzeugung aus teureren Kraftwerken substituiert. Dies wird auch als Merit-Order-Effekt bezeichnet. Dieser Effekt wiederum vermindert die Rentabilität konventioneller Kraftwerke, insbesondere sogenannter Spitzenlastkraftwerke mit sehr hohen Grenzkosten, da zum einen die Laufzeiten und zum anderen die erzielbaren Erlöse reduziert werden. Ein Ausscheiden solcher Kraftwerke ist unter aktuellen Marktbedingungen wahrscheinlich. (Vgl. BMWi & BMU (2012))

Darüber hinaus wurde im Nachgang zur Reaktorkatastrophe in Fukushima im dreizehnten Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes der Ausstieg aus der Kernenergie bis zum Jahr 2022 in Deutschland beschlossen. Dies hat zur Folge, dass die verfügbare, direkt steuerbare Kraftwerksleistung bis 2022 abnehmen wird. (Vgl. ebd.)

Die beschriebenen Veränderungen in der Elektrizitätserzeugung können sich mittel- bis langfristig negativ auf die Versorgungssicherheit in Deutschland auswirken (vgl. McKenna, et al. (2014)). Diese Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit werden in Kapitel 2.2 detaillierter dargestellt.

### **2.1.2 Elektrizitätsnachfrage**

Auch nachfrageseitig macht sich die Energiewende bemerkbar. Als direkte Folge des vermehrten Einsatzes von EE-Anlagen besitzen immer mehr Stromkunden Anlagen zur Eigenerzeugung, primär PV-Anlagen oder Mikro-KWK-Anlagen. Solche Kunden werden häufig als „Prosumenten“ bezeichnet, da sie sowohl Strom produzieren als auch konsumieren. Aufgrund der im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) geregelten Einspeisevergütung für Strom aus EE-Anlagen ist es auch für Haushaltskunden durchaus lukrativ, bspw. eine PV-Anlage zu betreiben, womit sich der starke Anstieg der EE-Erzeugung in den letzten Jahren erklären lässt (vgl. Abbildung 2.1). Durch die stufenweise Absenkung der Einspeisevergütung ist es mittlerweile für einen steigenden Anteil der Prosumenten sinnvoll, den selbsterzeugten Strom

selbst zu verbrauchen, da die Einspeisevergütung unter den aktuellen Strombezugskosten liegen kann (vgl. Gerblinger, et al. (2013), Kaschub, et al. (2013)).

Während PV-Anlagen ausschließlich der Stromerzeugung dienen, erzeugen Mikro-KWK-Anlagen zeitgleich Wärme. Auch andere Technologien zur Wärmeerzeugung können sich auf den Elektrizitätsbedarf in Deutschland auswirken. Hervorzuheben sind hier neben den angesprochenen Mikro-KWK-Anlagen besonders Wärmepumpen, denen eine zunehmend starke Verbreitung prognostiziert wird (vgl. Shell & BDH (2013)). Da Wärmepumpen unter Einsatz von Elektrizität Wärme erzeugen, führen sie zu einer deutlichen Erhöhung des Strombedarfs. Gleichzeitig hat dieser Strombedarf durch den Einsatz eines thermischen Speichers ein hohes Flexibilisierungspotenzial (vgl. Stadler (2008)).

Eine weitere Erhöhung des Strombedarfs lässt sich auch durch einen möglicherweise vermehrten Einsatz von Elektrofahrzeugen begründen, da seitens der deutschen Bundesregierung das Ziel von einer Million Elektrofahrzeugen in Deutschland bis 2020 ausgegeben wurde (vgl. Bundesregierung (2009)). Unter der Annahme einer jährlichen Fahrleistung von 15.000 km<sup>1</sup>, würde ein Elektrofahrzeug rund 3.000 kWh<sup>2</sup> pro Jahr benötigen, was in etwa dem Durchschnittsverbrauch eines deutschen Zweipersonenhaushalts entspricht (vgl. BDEW (2014)). Ob und in welchem Ausmaß Elektrofahrzeuge jedoch tatsächlich die Nachfrage beeinflussen, ist angesichts der derzeit geringen Zulassungszahl von unter 20.000 Fahrzeugen ungewiss (vgl. Kraftfahrt-Bundesamt (2015)). Des Weiteren ist unklar, welche Kunden Elektrofahrzeuge besitzen werden. Aktuelle Prognosen gehen davon aus, dass Elektrofahrzeuge hauptsächlich im gewerblichen Flottenbereich und weniger auf Haushaltsebene genutzt werden (vgl. Plötz, et al. (2013)). Aus diesen Gründen werden Elektrofahrzeuge in dieser Arbeit

---

<sup>1</sup> Die durchschnittliche Fahrleistung eines Benzinfahrzeugs in deutschen Haushalten lag 2010 bei 14.652 km RWI & forsa (2013).

<sup>2</sup> Der Abschätzung liegt ein angenommener Verbrauch von 20 kWh pro 100 km zugrunde (vgl. Pehnt, et al. (2011)).

nicht weiter betrachtet. Mit dem Einfluss von Elektrofahrzeugen auf das Energiesystem befassen sich bspw. Pehnt, et al. (2011), Jochem, et al. (2014).

Den Möglichkeiten des Nachfrageanstiegs steht die Forderung nach steigender Energieeffizienz gegenüber, um den Strombedarf zu senken. Im Industriesektor soll besonders durch den Einsatz von Energiemanagementsystemen Stromeinsparungspotenzial gehoben werden; im Haushaltssektor wird im Hinblick auf den Strombedarf eine Effizienzsteigerung der elektrischen Haushaltsgeräte gefordert (vgl. BMWi & BMU (2010)).

Wie bereits angesprochen wird einer Flexibilisierung der Stromnachfrage eine hohe Bedeutung zugewiesen (s. Kapitel 1.1). In Abhängigkeit vom betrachteten Sektor liegen unterschiedliche Flexibilisierungspotenziale vor. Während in der Industrie verschiedene industrielle Prozesse eventuell zur Flexibilisierung der Nachfrage nutzbar gemacht werden können, ist im Gewerbe-, Handels- und Dienstleistungssektor (GHD-Sektor) vor allem durch thermische Speicherung, bspw. im Bereich der Lebensmittelkühlung oder der Gebäudekonditionierung, ein Lastverlagerungspotenzial vorhanden (vgl. Moser, et al. (2015)). Im Haushaltssektor spielt neben thermischen Speichern auch die Verschiebung bestimmter Gerätenutzungen eine Rolle (vgl. ebd.). Mit der Nachfrageflexibilität im Haushaltssektor befasst sich Kapitel 3.3 im Detail.

## **2.2 Versorgungssicherheit in Deutschland**

Die im vorigen Kapitel beschriebenen Veränderungen auf der Erzeugungs- und Nachfrageseite können sich langfristig auf die Versorgungssicherheit in Deutschland auswirken. In diesem Kapitel wird zu Beginn der Begriff Versorgungssicherheit definiert und anschließend ein kurzer Überblick über den aktuellen Stand der Versorgungssicherheit, den Wert der Versorgungssicherheit sowie mögliche Veränderungen im Kontext der Energiewende gegeben.

### 2.2.1 Definition der Versorgungssicherheit

Versorgungssicherheit ist eins der drei bzw. vier Ziele des energiepolitischen Zieldrei- bzw. -vierecks (vgl. Hauff, et al. (2011)). Die weiteren Ziele sind Wirtschaftlichkeit sowie Umweltverträglichkeit und, im Falle des Zielvierecks, gesellschaftliche Akzeptanz (ebd.). Im internationalen Umfeld existieren verschiedene Definitionen für den Begriff der Versorgungssicherheit. Relativ häufig findet man in diesem Zusammenhang eine Unterscheidung zwischen der Angemessenheit von Energieversorgungssystemen (Adequacy of supply) und der Sicherheit von Energieversorgungssystemen (Security of supply) (vgl. BFE (2003), Oren (2000)). Während ersteres eher auf die langfristige Fähigkeit des Systems abzielt, die Nachfrage nach Energie und Leistung zu jeder Zeit zu decken, meint letzteres die Fähigkeit des Systems, auf kurzfristige Einflüsse und Schwankungen angemessen zu reagieren (vgl. ebd.). Eine deutsche Definition, die beide Aspekte vereint, stammt von der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA). Danach bezeichnet Versorgungssicherheit im Kontext der Elektrizitätsversorgung die dauerhafte und nachhaltige Bedarfsdeckung und beinhaltet die folgenden vier Punkte (vgl. BNetzA & Bundeskartellamt (2014)):

- Sicherstellung der Verfügbarkeit benötigter Primärenergieträger,
- Sicherstellung ausreichender Erzeugungskapazitäten zur Befriedigung der Elektrizitätsnachfrage,
- Sicherstellung des Elektrizitätstransports durch ausreichende Transportkapazitäten,
- Gewährleistung der Systemstabilität.

Die ersten drei Punkte, die weitgehend selbsterklärend sind, betreffen dabei eher den langfristigen Aspekt der Versorgungssicherheit, die Gewährleistung der Systemstabilität kann dagegen klar dem kurzfristigen Aspekt zugeordnet werden und beinhaltet folgende drei Unterpunkte (vgl. McKenna, et al. (2015)):



- Frequenzhaltung  
(Bilanzausgleich von Erzeugung und Nachfrage zu jeder Zeit),
- Vermeidung von Betriebsmittelüberlastungen,
- Spannungshaltung.

Eine Flexibilisierung der Nachfrage kann sowohl die kurz- als auch die langfristige Versorgungssicherheit beeinflussen. Kurzfristig können bspw. Angebotsschwankungen ausgeglichen werden, was zur Gewährleistung der Systemstabilität beiträgt (vgl. McKenna, et al. (2015)). Langfristig kann sowohl der Bedarf an Primärenergieträgern als auch die vorzuhaltende Erzeugungs- und Transportkapazität durch eine Flexibilisierung der Nachfrage reduziert werden, da die Flexibilisierung eine bessere Integration von EE ermöglicht (vgl. BMWi (2014b)).

### **2.2.2 Stand der Versorgungssicherheit**

Alle zwei Jahre muss das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BWi) nach § 51 Abs. 1 und § 63 Abs. 1a des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) einen Monitoring-Bericht zum Stand der Versorgungssicherheit in Deutschland erstellen, in dem die oben genannten Aspekte detailliert beleuchtet werden. Nach den aktuellsten Erkenntnissen ist aufgrund der historisch bedingten Überkapazitäten erzeugungsseitig in naher Zukunft mit keinen Engpässen zu rechnen. Hinsichtlich der Transportkapazitäten existieren jedoch sowohl auf der Übertragungsebene, vor allem durch die zunehmenden Transportmengen und -entfernungen, z. B. bedingt durch Offshorewindparks, als auch auf der Verteilnetzebene, bedingt durch den zunehmenden Einsatz von PV-Anlagen, zunehmend Engpässe, die sich negativ auf die Versorgungssicherheit auswirken können. Dies beeinflusst auch direkt den Aspekt der Systemstabilität, da der Bilanzausgleich von Erzeugung und Nachfrage durch die gestiegene Dezentralisierung der Erzeugung zunehmend schwieriger wird. Kurz- und mittelfristig ist die Versorgungssicherheit in Deutschland jedoch gewährleistet. (Vgl. BMWi (2014b))

Eine wichtige Kennzahl zur Bewertung des Stands der Versorgungssicherheit ist der System Average Interruption Duration Index (SAIDI). Dieser ist definiert als die durchschnittliche Versorgungsunterbrechungsdauer in Minuten, die jeder angeschlossene Letztverbraucher innerhalb eines Jahres erfährt (vgl. BNetzA (2013)). In die Berechnungen fließen alle ungeplanten Versorgungsunterbrechungen mit einer Dauer von über drei Minuten ein (ebd.). Im Jahr 2013 lag dieser Wert für Deutschland bei 15,32 Minuten pro angeschlossenen Letztverbraucher, was im europäischen Vergleich sehr niedrig ist (vgl. BMWi (2014b), BNetzA (2013), CEER (2015)).

Wichtig mit Bezug zum Stand der Versorgungssicherheit in Deutschland ist auch, dass Versorgungssicherheit zurzeit weitgehend als öffentliches Gut angesehen wird (vgl. Abbott (2001), Cremer (2013)). Ein öffentliches Gut ist dadurch charakterisiert, dass eine Nicht-Ausschließbarkeit von Konsumenten sowie eine Nicht-Rivalität im Konsum besteht (vgl. Abbott (2001), Jacobsen & Jensen (2012)). Nicht-Ausschließbarkeit bedeutet hierbei, dass Maßnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit, bspw. ein Ausbau der Erzeugungs- oder Transportkapazität, immer alle Konsumenten betrifft und einzelne nicht von diesen Veränderungen ausgeschlossen werden können (vgl. ebd.). Nicht-Rivalität ist darüber definiert, dass die Versorgung eines zusätzlichen Konsumenten nicht mit zusätzlichen Kosten einhergeht (vgl. ebd.). Typisch für öffentliche Güter ist darüber hinaus, dass der individuelle Bedarf nach Versorgungssicherheit und die ggf. damit einhergehende Zahlungsbereitschaft von Konsumenten nicht berücksichtigt werden (vgl. Jacobsen & Jensen (2012)).

Im Gegensatz zur weit verbreiteten Ansicht, dass es sich bei Versorgungssicherheit um ein öffentliches Gut handelt, vertritt Cremer (2013) die These, dass es sich vielmehr um ein Allmendegut handelt, wenn man die kurzfristige Leistungsversorgung betrachtet. Begründet wird dies damit, dass aktuell zwar grundsätzlich eine Nicht-Ausschließbarkeit von Konsumenten besteht, diese jedoch in Zeiten von

Leistungsknappheit um die verfügbare Leistung konkurrieren. D. h. es besteht zu gewissen Zeiten eine kurzfristige Rivalität im Konsum.

### 2.2.3 Wert der Versorgungssicherheit

Im Gegensatz zur vorher gegebenen Definition von öffentlichen Gütern belegen verschiedene Studien darüber hinaus, dass verschiedene Kunden bzw. Kundengruppen einen unterschiedlichen Bedarf an Versorgungssicherheit haben und dieser auch einen unterschiedlichen Wert zuweisen (vgl. Nooij, et al. (2007), Praktijnjo (2013), Reichl, et al. (2013), Sullivan, et al. (1996)). In Praktijnjo (2013) und Schmidthaler, et al. (2012) wird eine weitergehende Literaturübersicht zum Wert der Versorgungssicherheit gegeben.

Eine Möglichkeit, den Wert der Versorgungssicherheit zu bestimmen, basiert auf der Ermittlung der mit einer Versorgungsunterbrechung einhergehenden Kosten bzw. der Kosten, die durch die Nichtbelieferung einer Elektrizitätseinheit entstehen – bezeichnet als Value of Lost Load (VoLL) in Euro pro kWh. Wie hoch der konkrete Wert ausfällt, ist von einer Vielzahl von Faktoren abhängig (vgl. Nooij, et al. (2007), Zwaan & Welle (2007)):

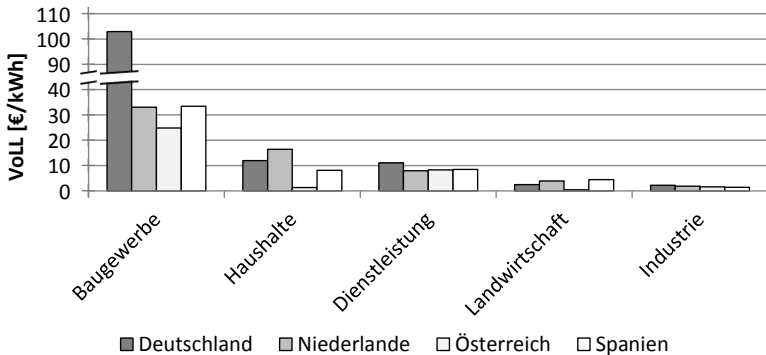
- von der betroffenen Kundengruppe,
- von dem empfundenen Ausfallsicherheitsniveau,
- von dem Zeitpunkt der Versorgungsunterbrechung,
- von der Dauer der Versorgungsunterbrechung,
- von einer möglichen Vorwarnung oder Ankündigung der Versorgungsunterbrechung,
- von der Regelmäßigkeit von Versorgungsunterbrechungen,
- von der Ursache der Versorgungsunterbrechung.

Eine ausführliche Beschreibung der sieben Faktoren findet sich bei Nooij, et al. (2007), Zwaan & Welle (2007). Zur Bestimmung der mit einer Versorgungsunterbrechung einhergehenden Kosten werden in der Literatur verschiedene Ansätze zur Kategorisierung vorgeschlagen (vgl. Nooij, et al. (2007), Pearce & Özdemiroğlu (2002), Praktijnjo

(2013), Zwaan & Welle (2007)). Den Kategorisierungen gemein ist, dass auch zwei empirische Methoden aufgeführt werden: Die Methode der offenbarten Präferenzen und die Methode der geäußerten Präferenzen (ebd.). Erstere beruht auf tatsächlich getroffenen ökonomischen Entscheidungen, z. B. Investitionen in Notstromaggregate, und ist somit unabhängig von subjektiven Einschätzungen (vgl. Praktijnjo (2013)). Letztere hingegen basiert auf Umfragen und den subjektiven Einschätzungen der Befragten; die Datenerhebung kann dabei mit Hilfe einer Conjoint Analyse oder der kontingenten Bewertungsmethode, auf Englisch Contingent Valuation Method (CVM), erfolgen (vgl. Zwaan & Welle (2007)). Bei der Conjoint Analyse werden unterschiedliche Szenarien hinsichtlich der Versorgungssicherheit durch die Befragten bewertet; die damit zu ermittelnde Rangfolge der Szenarien erlaubt Rückschlüsse auf den Wert der Versorgungssicherheit (vgl. ebd.). Die CVM wird häufig verwendet, um den Wert öffentlicher Güter zu ermitteln; dabei wird zwischen der Zahlungsbereitschaft, der Willingness To Pay (WTP), für das entsprechende Gut, und der Kompensationsforderung, Willingness To Accept (WTA), unterschieden (vgl. Mitchell & Carson (1989)). Die Zahlungsbereitschaft entspricht dem Betrag, den die Befragten bereit sind zu zahlen, um ein bestimmtes Wohlstands- oder Leistungsniveau zu bewahren (ebd.). Im Gegensatz dazu entspricht die Kompensationsforderung dem Betrag, den die Befragten als Entschädigung erwarten, um eine Reduzierung eines bestimmten Wohlstands- oder Leistungsniveaus zu akzeptieren (ebd.).

Unter Verwendung entsprechender Methoden lassen sich die VoLLs auf verschiedenen Betrachtungsebenen, bspw. Wirtschaftsbereiche oder Regionen, bestimmen. In Abbildung 2.2 sind die VoLLs verschiedener Wirtschaftsbereiche in Deutschland, den Niederlanden, Österreich und Spanien gezeigt. Auffallend sind nicht nur die großen Unterschiede zwischen den Wirtschaftsbereichen eines Landes, sondern auch die Unterschiede zwischen den Ländern in einem Wirtschaftsbereich. Erklären lassen sich diese Unterschiede einerseits über länder-spezifische Eigenschaften der Wirtschaftsbereiche, andererseits über verschiedene methodische Vorgehensweisen zur Ermittlung der VoLLs

in den betrachteten Studien. Im Haushaltsbereich schwankt der ermittelte Wert zwischen etwa 1,3 €/kWh (Österreich) und 16,4 €/kWh (Niederlande) (vgl. Growitsch, et al. (2013), Linares & Rey (2013), Nooij, et al. (2007), Schmidthaler, et al. (2012)).



**Abbildung 2.2:** Value of Lost Load verschiedener Wirtschaftsbereiche für Deutschland (Growitsch, et al. (2013)), die Niederlande (Nooij, et al. (2007)), Österreich (Schmidthaler, et al. (2012)) und Spanien (Linares & Rey (2013))

## 2.2.4 Versorgungssicherheit im Kontext der Energiewende

In den vorangehenden Unterkapiteln wurde aufgezeigt, dass sich die Versorgungssicherheit in Deutschland zum jetzigen Zeitpunkt auf einem sehr hohen Niveau befindet und als öffentliches Gut angesehen wird, da im Prinzip alle Kunden das gleiche Niveau an Versorgungssicherheit genießen. Die in Kapitel 2.1 beschriebenen Veränderungen im deutschen Elektrizitätsmarkt können sich jedoch auf die Versorgungssicherheit auswirken.

Wie bereits an anderer Stelle ausführlich beschrieben, kann die steigende Stromerzeugung dezentraler, fluktuierender EE-Anlagen zu Problemen bei der Gewährleistung der Versorgungssicherheit, insbesondere mit Bezug auf die Systemstabilität, führen (vgl. BMWi (2014b),

McKenna, et al. (2013), McKenna, et al. (2015), Tomschi (2013)). Erzeugungseits erschweren zusätzlich der in Kapitel 2.1.1 angesprochene Ausstieg aus der Kernenergie sowie die Abschaltung alter und unrentabler konventioneller Kraftwerke den Ausgleich von Erzeugung und Nachfrage, besonders in Zeiten mit geringer Stromerzeugung aus PV- oder Windenergie, der sogenannten „dunklen Flaute“. Verschiedene Maßnahmen werden daher diskutiert, um auch zukünftig die Versorgungssicherheit gewährleisten zu können. Neben dem Netzausbau werden dabei besonders der Flexibilisierung der Nachfrage und damit einhergehenden Maßnahmen im Bereich des Lastmanagements eine hohe Bedeutung zugewiesen (vgl. Kostková, et al. (2013), McKenna, et al. (2013)). Im Kontext der Versorgungssicherheit besteht nachfrageseitig auch die Überlegung zur Privatisierung der Versorgungssicherheit (vgl. Cremer (2013), Jacobsen & Jensen (2012)). Dies hat zur Folge, dass das vormals öffentliche Gut Versorgungssicherheit als privates Gut vermarktet wird, d. h., dass sowohl eine Rivalität im Konsum besteht als auch eine Ausschließbarkeit von Konsumenten gegeben sein muss.

Wie bereits angesprochen, ist eine Rivalität im Konsum vor allem bzgl. der kurzfristigen Leistungsversorgung bereits heute gegeben, weswegen in diesem Kontext auch von einem Allmendegut gesprochen werden kann (vgl. Cremer (2013)). Auch bzgl. der langfristigen Versorgungssicherheit wird diese Aussage bspw. durch das Missing-Money Problem gestützt. Dieses besagt, dass im Energy-Only-Markt die letzte benötigte Erzeugungseinheit nicht rentabel betrieben wird, wenn die Großhandelsstrompreise in den kritischen Stunden zu gering sind (vgl. Cramton & Stoft (2006)). Mittelfristig birgt dies das Risiko, dass diese Erzeugungseinheit aus dem Markt ausscheidet und folglich eine Unterversorgung vorliegt (vgl. Cremer (2013)). Durch den zunehmenden Einsatz von EE-Anlagen kann dieses Problem verstärkt werden, da aufgrund der EE-Einspeisung sowohl die Laufzeiten als auch die zu erzielenden Marktpreise von Spitzenlastkraftwerken beeinflusst werden und in einer dunklen Flaute dann eventuell nicht genügend Erzeugungsleistung verfügbar ist (vgl. Cremer (2013), Graichen (2013)).

Folglich steigt die Anzahl möglicher Zeitpunkte, zu denen eine Rivalität im Konsum vorliegt. Unterstützt wird diese Argumentation auch durch die These, dass bei hinlänglich niedrigen Kraftwerksreserven der Bedarf eines weiteren Nachfragers zu Spitzenlastzeiten zu einem Systemversagen führen kann (vgl. Rochlin (2004)).

Der zweite wesentliche Punkt zur Privatisierung ist die Einführung bzw. Nutzung entsprechender Technologien und Dienstleistungsverträge, die den Ausschluss einzelner Kunden nach definierten Kriterien ermöglichen (vgl. Jacobsen & Jensen (2012), Oren (2010)). Von der technischen Seite ergibt sich eine Vielzahl neuer Möglichkeiten durch den Einsatz intelligenter Messsysteme, bspw. durch das gezielte Regeln einzelner elektrischer Verbraucher (vgl. dena (2014a)). Konkreter wird auf die benötigten technischen Anforderungen in Kapitel 4.5 eingegangen. Die dazugehörige Dienstleistung, sprich der entsprechende Stromtarif, muss schließlich noch die Möglichkeit einer Veränderung des Versorgungssicherheitsniveaus einzelner Kunden ermöglichen. Während in Kapitel 3 eine erste Übersicht über Stromtarife für Haushaltskunden gegeben wird, wird ein geeigneter Tarif zur Privatisierung der Versorgungssicherheit in Kapitel 4 detailliert hergeleitet und beschrieben.

Auch erzeugungsseitig bestehen verschiedene Überlegungen, um die Versorgungssicherheit zukünftig gewährleisten zu können. Hierbei soll vor allem auf die Kapazitätsmarktdiskussion (s. Agora Energiewende (2013), BMWi (2014a)) sowie das Thema Netzausbau (s. dena (2010), dena (2012)) verwiesen werden. Die Privatisierung der Versorgungssicherheit und mögliche Kapazitätsmärkte sind jedoch in keinsten Weise gegenläufige Maßnahmen, sondern komplementäre. So basiert bspw. auch der Vorschlag des Verbands kommunaler Unternehmen e. V. (VKU) zu einem integrierten Strommarktdesign Deutschlands auf dem Grundsatz der Privatisierung der Versorgungssicherheit (vgl. VKU (2013)). Da der Schwerpunkt dieser Arbeit auf dem nachfrageseitigen Beitrag zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit liegt, wird hier

nicht weiter auf die verschiedenen Kapazitätsmarktoptionen und den Netzausbau eingegangen.

### **2.3 Politische und rechtliche Rahmenbedingungen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit**

Die Notwendigkeit einer Flexibilisierung der Nachfrage im Kontext der Energiewende und der Gewährleistung der Versorgungssicherheit kann sowohl im politischen als auch energiewirtschaftlichen Umfeld als Konsens angesehen werden. Zum Teil ist diese Notwendigkeit bereits in Gesetzen verankert, zum Teil wird im Rahmen von politischen Vereinbarungen und Berichten oder energiewirtschaftlichen Studien explizit auf diese Notwendigkeit hingewiesen. Dieses Kapitel geht kurz auf die hierbei wesentlichen Hintergründe ein.

Schon in § 1 Abs. 1 EnWG wird eine „sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität“ gefordert. Für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit sind nach §§ 10 Abs. 1 und 12 Abs. 3 EnWG maßgeblich die Transport- bzw. Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) verantwortlich. Das Thema der Nachfrageflexibilisierung wird explizit in § 40 Abs. 5 EnWG angesprochen, wo es heißt, dass Lieferanten verpflichtet sind, Stromtarife anzubieten, die „einen Anreiz zu Energieeinsparung oder Steuerung des Energieverbrauchs“ setzen. Da Haushaltskunden heute jedoch nach einem Standardlastprofil und nicht mittels Zählerstandsgangmessung abgerechnet werden (s. a. BNetzA (2010)), haben Lieferanten kaum einen Anreiz, durch solche Tarife aktiv das Verbrauchsverhalten ihrer Kunden zu beeinflussen (vgl. Dorn, et al. (2014)). Während im EnWG vor allem zeit- und lastvariable Stromtarife angesprochen werden, ist darüber hinaus im Koalitionsvertrag der aktuellen Bundesregierung festgehalten, dass der Einsatz von Leistungspreiskomponenten für Stromtarife zu prüfen ist, um eine faire Kostenverteilung auch bei einer steigenden Anzahl von Prosumern zu gewährleisten (vgl. Bundesregierung (2013)). Prosu-



menten können durch Eigenverbrauch des selbsterzeugten Stroms ihren Beitrag zur Finanzierung der Systemausgaben senken, da sie weniger Netzentgelte zu entrichten haben, profitieren jedoch gleichzeitig in Zeiten ohne Eigenerzeugung von dem durch das Gesamtsystem bereitgestellten Niveau an Versorgungssicherheit.

Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit können ÜNBs gezielt Lasten abschalten. Dieses Vorgehen ist bereits gesetzlich in der Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV) geregelt. Durch dieses Gesetz werden ÜNBs ermächtigt, über marktbezogene Maßnahmen – konkret die Vereinbarung von Lastabwurfpotenzialen mit Unternehmen – auf Engpasssituationen im Elektrizitätsmarkt zu reagieren. Derzeit ist nach § 5 Abs. 1 AbLaV die Teilnahme an diesem Verfahren nur für Großkunden mit einem Abschaltpotenzial von mindestens 50 MW möglich. Da dies den Teilnehmerkreis stark einschränkt, wird an anderer Stelle bereits eine Absenkung dieser Mindestleistung vorgeschlagen, um mehr Potenziale heben zu können (vgl. BMWi & dena (2013)).

Auch das BMWi weist in einer Reihe von Studien und Berichten sowohl auf die Notwendigkeit der Nachfrageflexibilisierung (vgl. BMWi (2014a)) als auch mögliche Gefährdungen der Versorgungssicherheit (vgl. BMWi (2014b)) hin. Der positive Beitrag einer Flexibilisierung der Nachfrage zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit, vor allem durch gezielte Lastreduktion, wird explizit hervorgehoben (vgl. BMWi & dena (2013)). Die Bedeutung der Nachfrageflexibilisierung für Lastmanagement und damit einhergehend für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit wird auch in einer Vielzahl weiterer Studien erörtert, die hier jedoch nicht im Detail beschrieben werden sollen (s. bne (2014), dena (2014b), Krzikalla, et al. (2013), ETG-Task Force Demand Side Management (2012)).

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass unter den gegebenen Prämissen Lastmanagement zur Flexibilisierung der Nachfrage ein sehr relevantes Thema ist, da dadurch ein Beitrag zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit geleistet werden kann. Dabei erhält die

Lastabschaltung besonders vor dem Hintergrund vorzuhaltender Kraftwerksreserven eine hohe Bedeutung. Im bisherigen System können nur Großkunden aktiv Lastabschaltpotenziale zur Verfügung stellen, obwohl in verschiedenen Studien auch für den Haushaltssektor signifikante Lastabschaltpotenziale identifiziert wurden (vgl. dena (2010), Krzikalla, et al. (2013), Klobasa (2009)). Eine Möglichkeit zur Hebung dieser Potenziale kann in der Einführung von Leistungspreiskomponenten in Stromtarifen für Haushaltskunden liegen. Dies gilt es, hinsichtlich konkreter Ausgestaltungsmöglichkeiten, der Akzeptanz damit einhergehender Tarife sowie dem möglichen Flexibilisierungspotenzial weiter zu untersuchen. Mit diesen drei Aspekten beschäftigt sich diese Arbeit.

## 3 Elektrizität im Haushaltssektor

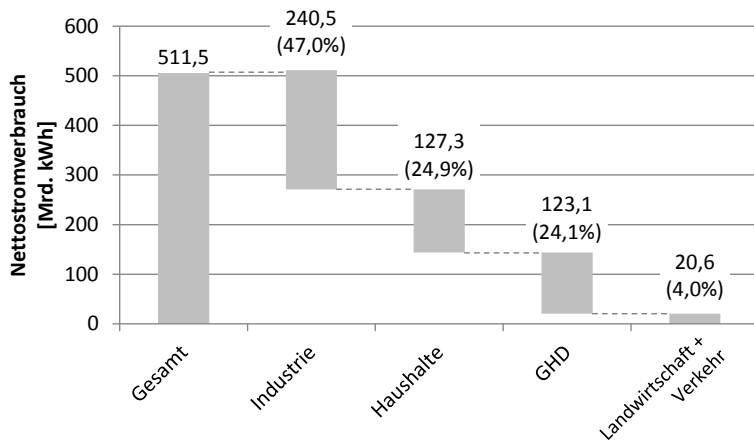
Wie in der Einleitung beschrieben, liegt der Fokus dieser Arbeit auf der Flexibilisierung der Elektrizitätsnachfrage von Haushalten mittels geeigneter Stromtarife. Vor diesem Hintergrund wird in diesem Kapitel zuerst auf generelle Eigenschaften der Haushaltsnachfrage nach Elektrizität eingegangen (Kapitel 3.1), bevor anschließend verschiedene grundlegende Arten von Stromtarifen vorgestellt werden (Kapitel 3.2) und das Thema Nachfrageflexibilität im Haushaltssektor erläutert wird (Kapitel 3.3)<sup>1</sup>.

### 3.1 Nachfrage

Der Haushaltssektor ist mit rund einem Viertel der Gesamtnachfrage nach dem Industriesektor und dichtgefolgt vom GHD-Sektor der größte Stromnachfrager in Deutschland (s. Abbildung 3.1). Der Landwirtschafts- und der Verkehrssektor spielen zurzeit nur eine untergeordnete Rolle, wobei letzterer durch eine zunehmende Verbreitung von Elektrofahrzeugen in Zukunft deutliche Wachstumsraten hinsichtlich des Stromverbrauchs erfahren kann (vgl. Pehnt, et al. (2011)). Bei Großkunden im Industrie- sowie GHD-Sektor wird bereits heute versucht, Potenziale zur Flexibilisierung der Nachfrage durch verschiedene Ansätze zu adressieren. Sowohl individuelle Stromversorgungsverträge mit Lastmanagementoptionen als auch die Teilnahme an Regenergiemärkten ermöglichen die Bereitstellung von nachfrageseitiger Flexibilität, z. B. durch Lastabwürfe (vgl. Krzikalla, et al. (2013)). Im Haushaltssektor hingegen sind, trotz seiner Größe, die derzeit angebotenen Möglichkeiten zur Nachfrageflexibilisierung noch sehr limitiert und beschränken sich im Wesentlichen auf einige Stromtarife mit variablen Arbeitspreisen.

---

<sup>1</sup> Kapitel 3.1, im speziellen Abschnitt 3.1.2, basiert zu weiten Teilen auf Hayn, et al. (2014b); in Abschnitt 3.1.1 werden verschiedene Aspekte aus Hayn, et al. (2014c) aufgegriffen; Kapitel 3.2 findet sich in ähnlicher Form in Hayn, et al. (2015a); Kapitel 3.3 beinhaltet Aspekte aus Ruppert, et al. (2016).



**Abbildung 3.1:** Nettostromverbrauch nach Sektoren in Deutschland 2014  
(vgl. AGE (2015))

Für die Vermarktung der individuellen Flexibilitätpotenziale ist es notwendig, ein möglichst gutes Verständnis des Stromverhaltens der Kunden zu erlangen. Dieses Verhalten wird in aggregierter Form durch das Lastprofil eines Kunden abgebildet. Ein Lastprofil sei definiert als der Leistungsbezug eines Kunden, z. B. in Watt, über die Zeit, z. B. in Stunden (vgl. Hayn, et al. (2014b)). Bei Großkunden mit über 100.000 kWh Jahresstromverbrauch erfolgt die Messung des Stromverbrauchs per Gesetz mittels viertelstündiger registrierender Leistungsmessung (RLM), woraus bereits eine relativ hohe Transparenz hinsichtlich der Lastprofile und damit des Stromverhaltens dieser Kunden resultiert (vgl. §§ 12 Abs. 1 und 18 Abs. 1 Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV)). Darüber hinaus haben diese Kunden häufig selbst eine relativ gute Kenntnis ihrer stromverbrauchenden Prozesse, sodass die Identifikation und anschließende Hebung von Lastmanagementpotenzialen vereinfacht wird. Im Haushaltssektor ist deutlich weniger über das individuelle Stromverhaltensverhalten bekannt.

### 3.1.1 Lastprofile

Wie bereits erwähnt, werden Lastprofile bei Großkunden mit mehr als 100.000 kWh Jahresstromverbrauch mittels RLM erfasst. Im Haushaltskundensektor findet nur in begrenztem Umfang die Erfassung von Lastprofilen statt. Fast alle Haushaltskunden nutzen heute noch elektromechanische Stromzähler (Ferraris-Zähler), die nicht für die Erfassung von Lastprofilen ausgelegt sind (vgl. BNetzA & Bundeskartellamt (2014)). Der Einsatz von intelligenten Zählern bzw. Messsystemen ist im einfachsten Sinne definiert in § 21d EnWG als „in ein Kommunikationsnetz eingebundene Messeinrichtung[en] zur Erfassung elektrischer Energie, ... [die] den tatsächlichen Energieverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit widerspiegel[n]“. Der nach § 21c EnWG verpflichtende Einbau intelligenter Messsysteme in Neubauten wird mittelfristig zu einer höheren Transparenz im Haushaltssektor führen, jedoch sind heute solche Messsysteme noch nicht sehr weit verbreitet (vgl. Aichele & Doleski (2013), EY (2013), dena (2014a)). Da eine genaue Kenntnis individueller Haushaltslastprofile derzeit nicht gegeben ist, werden in der Regel Standardlastprofile (SLPs) zur Abbildung der Haushaltsstromnachfrage herangezogen. Zwei gängige SLPs werden im folgenden Abschnitt kurz erläutert.

#### 3.1.1.1 Standardlastprofile

SLPs werden in Deutschland im Haushaltssektor sowohl von Stromtarifanbietern als auch in energiewirtschaftlichen Modellen genutzt. Vielfach kommt dabei entweder das H0-SLP des Verbands der Elektrizitätswirtschaft e. V. (VDEW), heute Teil des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW), oder ein SLP basierend auf der VDI-Richtlinie 4655 zum Einsatz. Beide Profile basieren auf historischen Daten und reflektieren dementsprechend noch keine Veränderungen durch einen möglichen vermehrten Einsatz neuer Technologien, z. B. Wärmepumpen, oder mögliche Veränderung des Stromverhaltens von Haushalten (vgl. Dickert & Schegner (2012), Fünfgeld & Tiedemann (2000)). Darüber hinaus sind SLPs erst

dann sinnvoll anwendbar, wenn mindestens 150 oder besser noch 400 Haushalte zusammen betrachtet werden, da bei geringerer Anzahl die Streuung um den durch das SLP repräsentierten mittleren Verbrauch zu stark ist (vgl. Esslinger & Witzmann (2012)). Für Analysen, die auf Lastprofilen einzelner Haushalte basieren oder technologische Trends berücksichtigen, sind SLPs folglich nicht geeignet.

Eine weitere Schwäche von SLPs liegt darin, dass der Einfluss einzelner Gerätetypen auf das Lastprofil nicht extrahiert werden kann, da SLPs nur in aggregierter Form vorliegen. Sowohl das H0-SLP als auch das Profil basierend auf der VDI-Richtlinie 4655 werden mittels des Jahresstromverbrauches der betrachteten Haushalte erstellt (vgl. Fünfgeld & Tiedemann (2000), VDI (2008)). Für eine Vielzahl von Analysen, bspw. bzgl. Lastmanagementpotenzialen oder technischen Weiterentwicklungen von Haushaltsgeräten, ist jedoch eine detaillierte Betrachtung auf Geräteebene notwendig (vgl. Dickert & Schegner (2012)). Eine Alternative, die die beschriebenen Schwächen der SLPs adressiert, sind Modelle zur Generierung synthetischer Lastprofile.

#### **3.1.1.2 Synthetische Lastprofile**

Um den im vorherigen Kapitel aufgezeigten Schwächen von SLPs entgegenzuwirken, besteht die Möglichkeit, synthetische Lastprofile mit Hilfe von Simulationsmodellen zu generieren. Grundsätzlich kann bei solchen Modellen zwischen Top-down- und Bottom-up-Modellen unterschieden werden. Einen guten Überblick über bestehende Haushaltslastprofilmodelle geben Grandjean, et al. (2012) und Swan & Ugursal (2009).

Top-down-Modelle werden in der Regel genutzt, um Effekte langfristiger Veränderungen im Energieverbrauch von Haushalten zu analysieren, häufig im Kontext von Anforderungen an zukünftige Energieversorgungssysteme (vgl. Swan & Ugursal (2009)). Dafür wird in Top-down-Modellen auf historische Verbrauchsdaten zurückgegriffen, die wiederum mit makroökonomischen Daten der zu untersuchenden Region gekoppelt werden, um langfristige Trends zu simulieren (vgl.

Grandjean, et al. (2012)). Dieses Vorgehen hat sowohl Vor- als auch Nachteile. Einerseits erlaubt ein solches Vorgehen die Entwicklung relativ einfacher Modelle, die anhand gut verfügbarer historischer Daten aufgebaut werden können (vgl. Swan & Ugursal (2009)). Andererseits ist es mit Top-down-Modellen nicht möglich, technologische Veränderungen, z. B. die Eigenerzeugung von Strom aus PV- oder Mikro-KWK-Anlagen, oder detaillierte Änderungen des Nutzerverhaltens auf Geräteebene abzubilden, da weder die entsprechenden historischen Daten verfügbar sind noch Top-down-Modelle in diesem Detailgrad aufgebaut sind (vgl. Swan & Ugursal (2009)).

Bottom-up-Modelle hingegen basieren auf einem sehr hohen Detaillierungsgrad, bspw. auf einzelnen Haushalten oder sogar Geräten, und können für größere Regionen extrapoliert werden (vgl. Swan & Ugursal (2009)). Aufgrund dieser Methodik ermöglichen Bottom-up-Modelle die Simulation umfassender technologischer Veränderungen oder die Abbildung von Veränderungen bei einzelnen Geräten (vgl. Grandjean, et al. (2012)). Der große Vorteil von Bottom-up-Modellen liegt in der großen Detailtiefe, aus der vielfältige Anwendungs- und Analysemöglichkeiten resultieren. Die damit einhergehenden Nachteile sind jedoch die große Komplexität bei der Modellentwicklung sowie Probleme bei der Datenbeschaffung (vgl. Swan & Ugursal (2009)).

In Bezug auf die vorab angesprochenen Schwächen von SLPs und unter Berücksichtigung des Forschungsschwerpunkts dieser Arbeit sind Bottom-up-Modelle gegenüber Top-down-Modellen besser geeignet, um synthetische Lastprofile zu erstellen. Top-down-Modelle erzeugen Lastprofile auf einer zu aggregierten Ebene, sodass Analysen auf Einzelhaushalts- oder sogar Geräteebene nicht adäquat möglich sind, die aber zur detaillierten Untersuchung der Auswirkung neuer Stromtarife, unter anderem auf Flexibilisierungspotenziale im Haushaltsbereich, benötigt werden. Für die Entwicklung eines Bottom-up-Modells zur Simulation von Haushaltslastprofilen ist es notwendig, die wesentlichen Einflussfaktoren der Haushaltsnachfrage zu identifizieren, die in einem solchen Modell berücksichtigt werden sollten.

### **3.1.2 Einflussfaktoren**

Der Stromverbrauch von Haushalten ist nicht getrieben durch deren Wunsch, Strom zu konsumieren, sondern dadurch, bestimmte Dienstleistungen in Anspruch zu nehmen, die wiederum die Nutzung bestimmter elektrischer Geräte implizieren, z. B. Fernsehen, Wäsche waschen oder Kochen (vgl. Wilson & Dowlatabadi (2007)). Das Vorhandensein der Geräte und deren Nutzung sind wiederum abhängig von soziodemografischen Faktoren des Haushalts, bspw. der Anzahl der Haushaltsbewohner (Haushaltsgröße), des Haushaltseinkommens oder der Berufstätigkeit der Bewohner (vgl. Gram-Hanssen (2011), McLoughlin, et al. (2012)). Über die rein soziodemografischen Faktoren eines Haushaltes hinaus geht das Konzept der Lebensstile, bei denen zusätzlich subjektive Faktoren der Haushalte eine Rolle spielen, z. B. Einstellungen oder soziokulturelle Kriterien, die sich auch auf den Stromverbrauch auswirken können (vgl. Bogner, et al. (2012)). Wenn neben dem allgemeinen Stromverbrauchsverhalten auch der Strombezug von Haushalten aus dem Netz interessiert, können zusätzlich neue Technologien zur Strom- und Wärmeerzeugung im Haushaltsbereich eine wichtige Rolle spielen (vgl. Cockroft & Kelly (2006), Elsland, et al. (2013), Mulder, et al. (2010)).

In Bezug auf den Stromverbrauch von Haushalten stellt sich die Frage, welche der genannten Aspekte – Geräteausstattung, soziodemografische Faktoren, Lebensstile oder neue Technologien zur Strom- und Wärmeerzeugung im Haushaltsbereich – einen entscheidenden Einfluss auf das Lastprofil von Haushalten haben. Im Detail wird dieser Fragestellung in Hayn, et al. (2014b) nachgegangen; nachfolgend werden die wesentlichen dort publizierten Ergebnisse zu den Einzelaspekten dargestellt.

#### **3.1.2.1 Lebensstile**

Diverse Studien haben sich mit dem Zusammenhang von Lebensstilen und dem Stromverbrauch von Haushalten befasst (s. Bogner, et al. (2012), Brandon & Lewis (1999), Gatersleben, et al. (2002), Hauser, et



al. (2012), Prose & Wortmann (1991), Sanquist, et al. (2012), Schipper, et al. (1989), van Raaij & Verhallen (1983)). Ein Nachteil der Lebensstilforschung ist, dass aufgrund von Unterschieden bei der Datenerhebung verschiedener Studien unterschiedliche Lebensstiltypologien entstehen, die weder direkt vergleichbar noch replizierbar sind (vgl. Otte (2005)). Des Weiteren ist der Begriff Lebensstil nicht eindeutig definiert, weshalb eine Vergleichbarkeit von Studienergebnissen weiter erschwert wird (vgl. Gram-Hanssen & Nærvig Petersen (2004)). Aus diesen Gründen ist die Methodik zur Entwicklung von Lebensstiltypologien seit längerem Gegenstand von Forschungsarbeiten (vgl. Anderson Jr. & Golden (1984), Otte (2005), Vyncke (2002)).

In allen betrachteten Studien werden spezifische Lebensstiltypologien identifiziert, jedoch kann der Einfluss der zugehörigen Lebensstile auf den Stromverbrauch nicht vollständig geklärt werden (vgl. Gram-Hanssen & Nærvig Petersen (2004)). Während in den meisten Studien ein gewisser Zusammenhang zwischen Lebensstilen und dem Stromverbrauch von Haushalten herausgestellt wird, ist nach Bogner, et al. (2012) kein signifikanter Unterschied im Jahresstromverbrauch auf Haushalts- oder Personenebene der identifizierten Lebensstiltypologien erkennbar.

Auffallend bei den betrachteten Studien ist, dass konkrete Lebensstile nur zu einem geringen Teil zur Erklärung von Unterschieden im Stromverbrauch der Haushalte herangezogen werden. An vielen Stellen wird vermehrt auf die dem Lebensstil zugrunde liegenden soziodemografischen Faktoren, z. B. Haushaltsgröße oder -einkommen, als ausschlaggebende Einflussfaktoren verwiesen. Auch der Ausstattung von Haushalten mit elektrischen Geräten und deren Nutzung wird eine höhere Bedeutung zugewiesen als den Lebensstilen an sich (vgl. Sanquist, et al. (2012)).

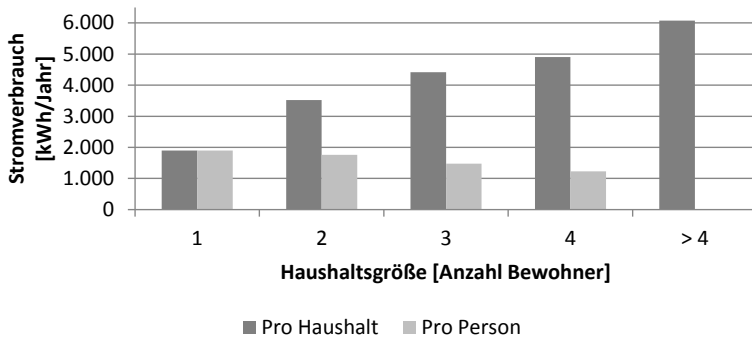
### **3.1.2.2 Soziodemografische Faktoren**

Soziodemografische Faktoren wurden bei der Untersuchung von Lebensstilen als wesentliche Einflussfaktoren für den Stromverbrauch

herausgestellt, sodass eine detailliertere Betrachtung dieses Aspekts naheliegend ist. Auch hier existiert eine Vielzahl von Studien, die sich diesem Thema widmen. Eine Übersicht über diese Studien und den jeweils aufgezeigten Zusammenhang zwischen soziodemografischen Faktoren und dem Energieverbrauch von Haushalten findet sich in Tabelle 3.1.

Obwohl zwischen einigen der in Tabelle 3.1 gezeigten Faktoren Abhängigkeiten bestehen, kann eine getrennte Betrachtung im Rahmen der spezifischen Studie sinnvoll sein, wenn dadurch zusätzliche Erkenntnisse gewonnen werden können. So existiert zwar bspw. eine starke Korrelation zwischen Haushalts- und Gebäudegröße, jedoch kann eine Differenzierung hinsichtlich der Analyse des Wärmebedarfs von Haushalten einen Mehrwert darstellen (vgl. Bogner, et al. (2012)). Da nicht in allen Studien identische soziodemografische Faktoren erfasst wurden, sind teilweise vergleichbare Faktoren in der jeweiligen Spalte der Tabelle angeführt. Die angegebene Bewertung der Faktoren hinsichtlich ihres Einflusses auf den Energieverbrauch von Haushalten basiert hauptsächlich auf qualitativen Aussagen der untersuchten Studien. Eine detaillierte Übersicht dieser Auswertung findet sich in dem Analysebericht in Anhang A.

Einheitlich über alle Studien hinweg wird die Haushaltsgröße als wesentlicher Einflussfaktor des Energiebedarfs von Haushalten identifiziert; mit steigender Haushaltsgröße steigt der Energiebedarf des Haushalts. Pro Person hingegen sinkt er mit zunehmender Haushaltsgröße. Dies deckt sich auch mit Untersuchungen zum Jahresstromverbrauch deutscher Haushalte (vgl. Abbildung 3.2).



**Abbildung 3.2:** Durchschnittlicher Jahresstromverbrauch verschiedener Haushaltsgrößen pro Haushalt und pro Person in Deutschland 2010 (vgl. RWI & forsa (2013))

Zu erklären ist dieses Phänomen über die Nutzung elektrischer Geräte im Haushalt. Während zwar die Anzahl vieler elektrischer Geräte mit steigender Haushaltsgröße zunimmt, bspw. Fernseher oder Computer (vgl. Destatis (2013a)), skaliert der Stromverbrauch nicht in gleichem Maße, da größere Haushalte einerseits einzelne Geräte effizienter auslasten können, bspw. Wasch- oder Spülmaschinen, und andererseits der Stromverbrauch mancher elektrischer Verbraucher nicht eins zu eins mit der Nutzerzahl korreliert, bspw. bei Kühlschränken oder Beleuchtung (vgl. Gram-Hanssen (2011), Statistik Austria (2011), Yohanis, et al. (2008)).

Tabelle 3.1: Einfluss soziodemografischer Faktoren auf den Energieverbrauch von Haushalten

For- schungs- schwer- punkt	Quelle	Soziodemografische Faktoren													
		Haushalts- größe	Gebäude- größe	Haushalts- einkom- men	Alter der Referenz- person	Berufstä- tigkeit/ Anwesen- heit	Bildung	Land vs. Stadt	Wohn- form <sup>a</sup> / Gebäude- art	Sonstige					
Strom, Messung	Kavousian, et al. (2013)	+	+	-	+	+		+	Postleit- zahl	-	-	Gebäude- alter	-		
	McLough- lin, et al. (2012)	+	+	Soziale Schicht	+	Soziale Schicht <sup>c</sup>	-			+			+	Haushalts- typen <sup>d</sup>	
Strom, Umfrage	Statistik Austria (2011)	+	+		+	+	-	+						+	Baujahr
	Yohamis, et al. (2008)	+	+	+	+	+		+		+			+	+	# Schlaf- zimmer <sup>b</sup>
Strom, Umfrage	Bogner, et al. (2012)	+	+	+	+		-	+							
	Gram- Hanssen (2011)	+	+	+	-		-								

(Fortsetzung)

For- schungs- schwer- punkt	Quelle	Soziodemografische Faktoren										
		Haushalts- größe	Gebäude- größe	Haushalts- einkom- men	Alter der Referenz- person	Berufstä- tigkeit/ Anwesen- heit	Bildung	Land vs. Stadt	Wohn- form <sup>a</sup> / Gebäudeart	Sonstige		
Strom & Wärme, Umfrage	Abrahamse & Steg (2009)	+		+	-					-	Geschlecht	
Strom & Wärme, Meta- analyse	Gatersle- ben, et al. (2002)	+		+	-					-		
Strom & Wärme, Meta- analyse	Schipper, et al. (1989)	+	+	+	+	+					+	Familiensitua- tion
+ = Signifikanter Einfluss		- = Geringer bis nicht signifikanter Einfluss							Leeres Feld = Nicht analysiert			

<sup>a</sup> Unterscheidung zwischen Eigentum und Miete<sup>b</sup> # = Anzahl<sup>c</sup> Berufstätigkeit nicht separat bewertet aufgrund hoher Korrelation zu sozialer Schicht.<sup>d</sup> Haushaltstypen sind differenziert über die Haushaltszusammensetzung, z. B. Alleinlebende, Alleinerziehende, Paare mit oder ohne Kind(ern).

Weitere relevante Einflussfaktoren sind das Haushaltseinkommen und das Beschäftigungsverhältnis (Berufstätigkeit) der Haushaltsbewohner. Mit steigendem Einkommen geht ein steigender Stromverbrauch einher (vgl. Abrahamse & Steg (2009)). Diese Aussage wird zwar in Bogner, et al. (2012) bestätigt, jedoch auch dahingehend eingeschränkt, dass dies nur auf Haushalts- und nicht auf Personenebene gilt und auch ein Sättigungseffekt erkennbar ist; ab einem gewissen Einkommensniveau ist kein bedeutsamer Anstieg des Stromverbrauchs mehr beobachtbar. Begründet werden kann dieser Einkommenseffekt über den Zusammenhang zwischen Einkommen und Geräteausstattung von Haushalten, da diese sich mit steigendem Einkommen mehr elektrische Geräte anschaffen können (vgl. Kavousian, et al. (2013), McLoughlin, et al. (2012)). Demgegenüber steht die Hypothese, dass mit steigendem Einkommen die Möglichkeit besteht, energieeffizientere Geräte zu kaufen, die den Stromverbrauch senken würden.

Auch die Berufstätigkeit der Haushaltsbewohner wirkt sich auf den Stromverbrauch aus. Durch den Zusammenhang zwischen Berufstätigkeit und Anwesenheitszeiten zu Hause wirkt sich dieser Einflussfaktor nicht nur auf die Höhe, sondern vor allem auf den Zeitpunkt des Stromverbrauchs aus (vgl. Statistik Austria (2011), Yohanis, et al. (2008)). Zusätzlich bedingt die Berufstätigkeit den Stromverbrauch durch die Korrelation zum Haushalteinkommen (vgl. Statistik Austria (2011)).

Die anderen in den aufgezeigten Studien untersuchten soziodemografischen Faktoren spielen nur eine untergeordnete Rolle und werden hier deshalb nicht weiter beleuchtet. Weitergehende Informationen dazu finden sich in Hayn, et al. (2014b).

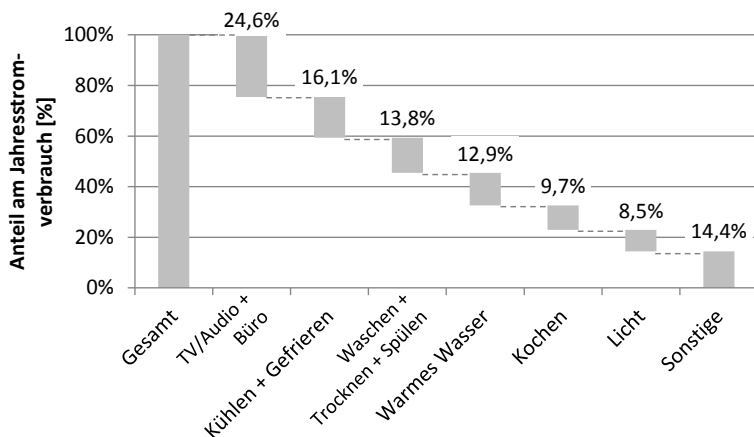
#### **3.1.2.3 Geräteausstattung**

Bereits mehrfach angesprochen wurde der Einfluss der Geräteausstattung von Haushalten auf deren Stromverbrauch (s. a. Gram-Hanssen (2011), McLoughlin, et al. (2012), Sanquist, et al. (2012)). Da dieser aus

der Summe der Stromverbräuche der vorhandenen elektrischen Geräte resultiert, kann der Gesamtstromverbrauch mit Hilfe der in einem Haushalt verfügbaren Geräte und deren Nutzungszeit und -häufigkeit beschrieben werden (vgl. Firth, et al. (2008)). Folglich kann auch der Jahresstromverbrauch auf einzelne Gerätetypen bzw. die damit einhergehenden Anwendungen heruntergebrochen werden (vgl. Abbildung 3.3). Interessant an der Darstellung ist das unterschiedliche Zustandekommen der Anteile am Jahresstromverbrauch. Während bei Kühl- und Gefriergeräten der Stromverbrauch aus einer relativ konstanten über das komplette Jahr anliegenden niedrigen Leistungsaufnahme resultiert, führt die Nutzung von Waschmaschinen, Spülmaschinen und Wäschetrocknern über relativ kurze, zeitlich begrenzte hohe Leistungsaufnahmen zu einem vergleichbaren Anteil am Jahresstromverbrauch. Die beschriebenen Unterschiede lassen sich gut über die Lastprofile der entsprechenden Geräte herleiten, die wiederum eine Kategorisierung der Geräte erlauben (vgl. Firth, et al. (2008)):

- kontinuierliche Geräte: kontinuierlicher Betrieb mit konstanter Leistungsaufnahme, z. B. Modems,
- stand-by-Geräte: aktives Anschalten durch Haushaltsbewohner, aber verbleibende Leistungsaufnahme, wenn nicht in Betrieb, z. B. DVD-Recorder,
- Kühlgeräte: kontinuierlicher Betrieb mit alternierender Leistungsaufnahme zwischen nahezu Null und einem gegebenen Leistungslevel, z. B. Kühlschränke,
- aktive Geräte: aktives Anschalten durch Haushaltsbewohner, aber keine verbleibende Leistungsaufnahme, wenn nicht in Betrieb, z. B. Spülmaschinen.

Wie im vorigen Kapitel gezeigt, sind Geräteausstattung und -nutzung von verschiedenen soziodemografischen Faktoren abhängig. Die beschriebenen Gerätekategorien beeinflussen wiederum in unterschiedlicher Weise das Lastprofil von Haushalten. Um ein fundiertes Verständnis des Stromverbrauchs von Haushalten zu erlangen, ist es sinnvoll, den Stromverbrauch nach Geräten differenziert zu betrachten.



**Abbildung 3.3:** Stromverbrauch in deutschen Haushalten nach Anwendungsarten 2012 (vgl. Oberascher (2013))

### 3.1.2.4 Neue Technologien zur Strom- und Wärmeerzeugung

Wie in den einleitenden Kapiteln beschrieben, findet eine verstärkte Nutzung neuer Technologien zur Strom- und Wärmeerzeugung im Haushaltssektor statt, sodass eine zunehmende Anzahl von Haushalten sich zu Prosumenten entwickelt, also mit Anlagen zur Eigenstromerzeugung ausgestattet ist (vgl. Hoffknecht, et al. (2012)). Die Entscheidung zur Nutzung dieser neuen Technologien oder Technologieinnovation ist, ähnlich wie die Geräteausrüstung, auch durch verschiedene soziodemografische Faktoren der Haushalte geprägt (vgl. Schelly (2014)). Besonders relevante Technologien sind im Haushaltssektor Wärmepumpen, Mikro-KWK-Anlagen und PV-Anlagen zur Strom- und Wärmeerzeugung sowie Batterien und Elektrofahrzeuge (E-Fahrzeuge) als potenziell ergänzende Speichersysteme bzw., im Falle von E-Fahrzeugen, auch als neue Großverbraucher (vgl. Cockroft & Kelly (2006), Jochem, et al. (2014), Mulder, et al. (2010)). Alle genannten Technologien können in unterschiedlicher Weise das Lastprofil eines Haushaltes beeinflussen.



Auch wenn E-Fahrzeuge sowohl als mobile Speicher einsetzbar sind als auch das Lastprofil von Haushalten durch ihre hohe Nachfrage deutlich verändern können, wird ihr Einfluss im Rahmen dieser Arbeit nicht weiter erörtert. Einerseits gibt es, wie bereits angesprochen, aktuelle Prognosen, dass E-Fahrzeuge vor allem in gewerblichen Flotten wirtschaftlich genutzt werden können, während im Haushaltsbereich weiterhin Verbrennungsmotoren dominieren (vgl. Plötz, et al. (2013)). Andererseits bestehen Unklarheiten bzgl. des Ladeprofils von E-Fahrzeugen, welches sowohl von dem Nutzungsverhalten als auch von der eingesetzten Ladetechnologie abhängt, sowie Unsicherheiten bzgl. des Orts des Ladens, bspw. zu Hause, bei der Arbeit oder an öffentlichen Ladestationen (vgl. Lunz, et al. (2010)). Weitere Details zum Einfluss von E-Fahrzeugen auf den Stromverbrauch und das Energiesystem finden sich z. B. bei Jochem, et al. (2014).

Kurz angesprochen werden sollen an dieser Stelle die Auswirkungen von PV-Anlagen, Batterien (BAT), Mikro-KWK-Anlagen und Wärmepumpen (WP) auf den Leistungsbezug von Haushalten aus dem Netz<sup>2</sup>. Die nachfolgend gezeigten Ergebnisse basieren auf einem Modell, das mit der Software *PLEXOS*® *Integrated Energy Model*<sup>3</sup> entwickelt wurde. Tiefer gehende Details zu den vorgestellten Ergebnissen sowie dem entwickelten Modell können in Anhang B dieser Arbeit sowie den zugrundeliegenden Veröffentlichungen Hayn, et al. (2014a) und Hayn, et al. (2014b) entnommen werden.

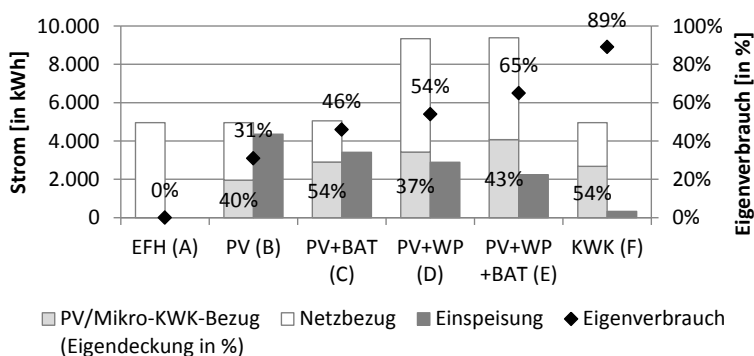
Mit Hilfe des Modells kann der Netzbezug eines Einfamilienhauses (EFH) unter Einsatz der genannten Technologien ermittelt werden, wobei eine Minimierung der variablen Kosten zur Deckung des Strom- und Wärmebedarfs des Haushalts stattfindet. In Abbildung 3.4 sind ausgewählte Strombezugs-kennzahlen des modellierten EFH für verschiedene Technologiekombinationen dargestellt und in Abbildung 3.5 zugehörige modellierte Lastprofile an einem ausgewählten Wintertag.

---

<sup>2</sup> Der Leistungsbezug aus dem Netz wird nachfolgend vereinfacht auch als Netzbezug bezeichnet.

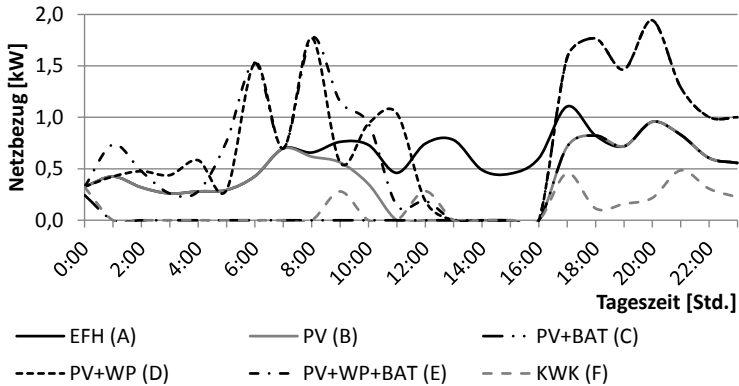
<sup>3</sup> Weitere Informationen unter: <http://www.energyexemplar.com>. An dieser Stelle nochmals vielen Dank an Energy Exemplar für die Bereitstellung der Software.

Ohne im Detail auf die Ergebnisse einzugehen, wird deutlich, dass der Netzbezug von Haushalten stark durch den Einsatz neuer Technologien zur Strom- und Wärmeerzeugung beeinflusst wird. Hervorzuheben ist einerseits der Einfluss neuer Großverbraucher, wie z. B. Wärmepumpen, die sowohl den Gesamtstromverbrauch von Haushalten erhöhen (vgl. Abbildung 3.4) als auch zu neuen Lastspitzen führen können (vgl. Abbildung 3.5). Dem gegenüber stehen andererseits Technologien, die den Haushalten Strom bereitstellen, in diesem Beispiel PV- oder Mikro-KWK-Anlagen, und damit zu einer Verringerung des Strombezugs aus dem Netz sowie von Lastspitzen beitragen (vgl. Abbildung 3.4 und Abbildung 3.5).



**Abbildung 3.4:** Modellierte Strombezugskenzahlen eines EFH bei Einsatz neuer Technologien zur Strom- und Wärmeerzeugung

Die bisher gezeigten Ergebnisse wurden unter Einsatz eines klassischen Haushaltsstromtarifs ohne variable Preiskomponenten modelliert. Im Kontext des Lastmanagements auf Haushaltsebene können jedoch Tarife mit variablen Preiskomponenten genutzt werden, um eine gezielte Veränderung des Stromverbrauchs zu erreichen (vgl. Hillemacher (2014)). Unterschiedliche Ausgestaltungsoptionen von Stromtarifen werden daher in Kapitel 3.2 beschrieben.



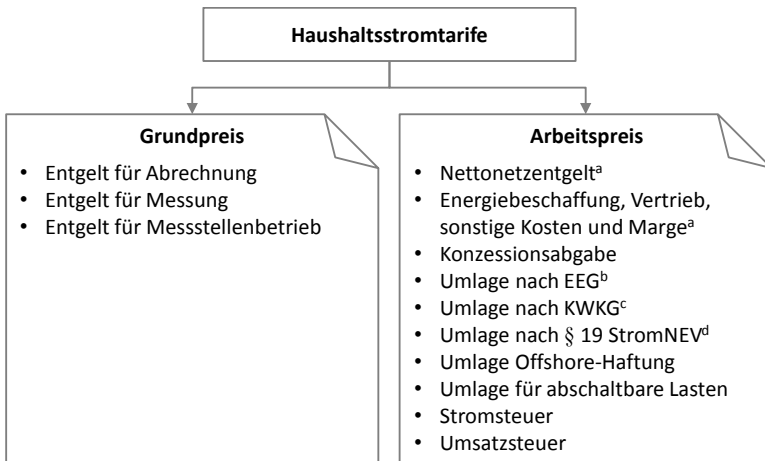
**Abbildung 3.5:** Modellierte Lastprofile des Netzbezugs eines EFH an einem ausgewählten Wintertag (10. Februar) bei Einsatz neuer Technologien zur Strom- und Wärmeerzeugung

Zusammenfassend lässt sich zu den Einflussfaktoren festhalten, dass die Haushaltsgröße ein entscheidender soziodemografischer Faktor ist, da die Anzahl der Personen in einem Haushalt sowohl direkt über ihre Nutzungsgewohnheiten von elektrischen Geräten den Stromverbrauch beeinflusst als auch indirekt, bspw. über die Anzahl der verfügbaren Geräte. Die Geräteausstattung eines Haushalts ist folglich von besonderer Relevanz, wenn das Stromverhaltensverhalten von Haushalten betrachtet werden soll. Auch neue Technologien zur Strom- und Wärmeerzeugung können für zukünftige Betrachtungen sehr relevant werden; zum heutigen Zeitpunkt sind vor allem PV-Anlagen mit Eigenverbrauchsnutzung interessant, da bereits heute viele Haushalte mit PV-Anlagen ausgestattet sind und der Netzbezug dadurch zur Mittagszeit stark reduziert werden kann.

## 3.2 Stromtarife

Grundsätzlich regelt ein Tarif die Konditionen für die Erbringung bestimmter Leistungen zwischen Anbieter und Kunde (vgl. Kraif & Wermke (2010)). Im Falle von Stromtarifen schließen Haushaltskun-

den mit einem frei wählbaren Anbieter in der Regel ein Tarifkonstrukt ab, das aus zwei Komponenten besteht: Einen Energieliefervertrag nach §§ 36-42 EnWG sowie einen Netzanschlussvertrag nach § 17 EnWG (vgl. Gerblinger, et al. (2013)). Sämtliche laufenden Kosten, also auch die der Netznutzung, werden über die im Energieliefervertrag festgelegten Preise abgerechnet. Die zwei wesentlichen Preiskomponenten sind dabei ein Grundpreis, der in der Regel pro Monat oder Jahr erhoben wird, und ein Arbeitspreis, der für den Verbrauch einer Energieeinheit anfällt (vgl. Gerblinger, et al. (2013)). Hinter diesen grundlegenden Preiskomponenten verbergen sich eine Vielzahl einzelner Kostenelemente, die in Abbildung 3.6 ansatzweise den beiden Preiskomponenten zugeordnet sind (s. a. Gerblinger, et al. (2013)). Auch wenn die meisten im Arbeitspreis enthaltenen Kostenelemente nicht vom Anbieter beeinflusst werden können, da sie gesetzlich festgelegt sind, bspw. alle Steuern und Umlagen, sind Anbieter nach § 40 Abs. 5 EnWG gesetzlich verpflichtet, Tarife anzubieten, die dem Kunden einen Anreiz zur Einsparung oder Steuerung des Stromverbrauchs bieten. Explizit angesprochen werden last- und zeitvariable Tarife; als Ziel dieser Klausel kann folglich die Erhöhung der Nachfrageflexibilität im Haushaltssektor gesehen werden. In den folgenden Abschnitten wird ein kurzer Überblick über den Status quo der Mehrzahl heutiger Stromtarife sowie über mögliche Ausgestaltungsformen von Tarifen, die den Forderungen des § 40 Abs. 5 EnWG entsprechen, gegeben.



<sup>a</sup> Oft auch zu Teilen beinhaltet im Grundpreis

<sup>b</sup> Erneuerbare-Energie-Gesetz (EEG); <sup>c</sup> Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG);

<sup>d</sup> Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV)

**Abbildung 3.6:** Grundlegende Preiskomponenten und zugehörige Kostenelemente in Haushaltsstromtarifen (angelehnt an Gerblinger, et al. (2013) und BNetzA & Bundeskartellamt (2014))

### 3.2.1 Status quo: Tarife mit fixem Arbeitspreis

Auch wenn Haushaltskunden in Deutschland prinzipiell die freie Auswahl sowohl des Stromtarifanbieters als auch des spezifischen Stromtarifs haben, lässt sich aus aktuellen Daten zur Nutzung verschiedener Stromverträge schließen, dass die meisten Haushalte noch einen klassischen Stromtarif mit fixem Arbeitspreis nutzen. Laut BNetzA & Bundeskartellamt (2014) nutzten in 2013 noch rund 34 % aller Haushaltskunden einen Grundversorgungsvertrag zur Belieferung mit Strom. Diese Verträge sind in der Stromgrundversorgungsverordnung (StromGVV) definiert und gelten für Haushaltskunden, die keinen separaten Stromvertrag mit einem Anbieter geschlossen haben. Auch wenn die verbleibenden Haushaltskunden Sonderverträge bei dem Grundversorgungsunternehmen oder einem anderen Lieferanten in Anspruch nehmen, kann davon ausgegangen werden, dass die meisten

Sonderverträge keine variablen Preiskomponenten aufweisen. Da keine konkreten Zahlen zu dieser These vorliegen, stützt sich diese Annahme auf die Tatsache, dass überhaupt nur etwa 10 % der Anbieter lastvariable und etwa 76 % der Anbieter zeitvariable Tarife anbieten; letztere sind darüber hinaus zum Großteil Tarife für Heiz- und Wärmepumpenstrom (vgl. BNetzA & Bundeskartellamt (2014)).

Tarife mit fixem Arbeitspreis sind dadurch gekennzeichnet, dass jede Einheit Strom (in kWh) zum gleichen Preis (in €/kWh) unabhängig von tariflichen Restriktionen bezogen werden kann. Der maximale Leistungsbezug des Haushalts (in kW) wird nur durch die technischen Spezifikationen der Hauptsicherung begrenzt. In Deutschland haben Hauptsicherungen in Einfamilienhäusern in der Regel 63 A je Phase, d. h. der maximale Leistungsbezug liegt bei etwa 45 kW<sup>4</sup> (vgl. DIN (2013)).

### 3.2.2 Tarife mit variablen Arbeitspreisen

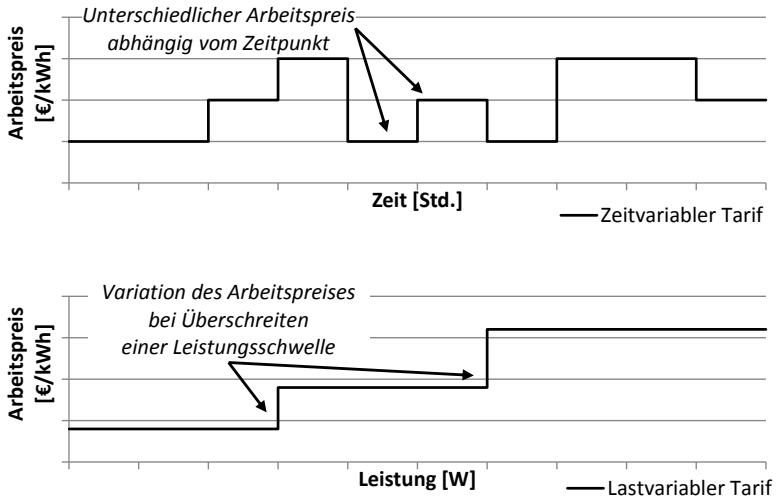
Explizit angesprochen werden in § 40 Abs. 5 EnWG last- oder zeitvariable Stromtarife zur Erhöhung der Nachfrageflexibilität im Haushaltssektor. Die Dynamisierung wird bei solchen Tarifen über variable Arbeitspreise erreicht, die, in Abhängigkeit der gewählten Tarifstruktur, zu unterschiedlichen Zeiten unterschiedlich hoch ausfallen. Eine sehr detaillierte Beschreibung verschiedener möglicher Tarife mit variablen Arbeitspreisen ist bspw. bei Nabe, et al. (2009) gegeben. Auf dieser Arbeit basiert auch die nachfolgende Kurzbeschreibung der wesentlichen Ausgestaltungsformen dieser Tarife.

Der Unterschied zwischen zeit- und lastvariablen Tarifen besteht in dem arbeitspreissetzenden Faktor. Bei zeitvariablen Tarifen ist dies der konkrete Zeitpunkt, also bspw. die jeweilige Stunde des Tages. Dieser Zeitpunkt ist ausschlaggebend für die Höhe des Arbeitspreises. Bei lastvariablen Tarifen hingegen ist der Arbeitspreis an die Höhe einer

---

<sup>4</sup>  $63 \text{ A} * 230 \text{ V} * 3 \text{ Phasen} = 43.470 \text{ W}$ .

bestimmten Last gekoppelt, bspw. die Netz-, Kunden- oder Systemlast. Dieser Unterschied wird schematisch in Abbildung 3.7 dargestellt.



**Abbildung 3.7:** Schematische Darstellung von Tarifen mit zeit- und lastvariablen Arbeitspreisen (vgl. Hayn, et al. (2014d))

Zeitvariable Tarife lassen sich anhand ihrer Preissetzungsverfahren weiter differenzieren. Die wichtigsten Verfahren sind dabei Time-of-Use Pricing (TOU), Critical Peak Pricing (CPP) und Real-Time Pricing (RTP) (vgl. Faruqui (2010)).

TOU Tarife sind dadurch charakterisiert, dass der Arbeitspreis von definierten Preisstufen verschiedener Zeitzonen abhängt, die in der Regel für die Vertragslaufzeit festgelegt sind. Das wohl bekannteste Beispiel ist ein Hochtarif/Niedertarif (HTNT) mit zwei Zeitzonen und entsprechenden zwei Preisstufen, bei dem der Arbeitspreis nachts und am Wochenende günstiger ist als tagsüber. TOU Tarife werden bevorzugt für Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen verwendet. (Vgl. Ighli, et al. (2012), Nabe, et al. (2009))

Auch bei CPP Tarifen ist die Höhe der Preisstufen des Arbeitspreises zum Zeitpunkt des Vertragsabschlusses bekannt. Im Gegensatz zu TOU Tarifen können bei CPP Tarifen beim Auftreten bestimmter Ereignisse, z. B. Versorgungsengpässe, andere Preisstufen gesetzt werden, mit dem Ziel, die Kunden in ihrem Nachfrageverhalten zu beeinflussen. Die Häufigkeit des Auftretens solcher Preisänderungen ist in der Regel vertraglich begrenzt und muss innerhalb einer bestimmten Frist dem Kunden angekündigt werden. (Vgl. Ighli, et al. (2012), Nabe, et al. (2009))

RTP Tarife weisen im Vergleich zu den oben beschriebenen Tarifen die höchste Dynamik auf. Sowohl die Höhe des Arbeitspreises als auch die zugehörige Gültigkeitsdauer wird kurzfristig, in der Regel jedoch einen Tag im Voraus, bestimmt und dem Kunden mitgeteilt. (Vgl. Ighli, et al. (2012), Nabe, et al. (2009))

Bei lastvariablen Tarifen wird der Arbeitspreis, wie in Abbildung 3.7 gezeigt, in der Regel anhand definierter Leistungsschwellen beim Kunden nachträglich für ein bestimmtes Zeitintervall, bspw. 15 Minuten, ermittelt. Überschreitet der Leistungsbezug des Kunden die definierten Leistungsschwellen in dem definierten Zeitintervall, fällt der entsprechende Arbeitspreis für die in diesem Zeitraum bezogene Energiemenge an. In Energy-Only-Märkten ist eine solche Bepreisung sinnvoll, wenn deren Erzeugung primär auf konventionellen Kraftwerken basiert, da durch steigenden Leistungsbezug nach der Merit-Order Spitzenlastkraftwerke mit höheren Stromgestehungskosten zugeschaltet werden müssen. In Märkten mit einer zunehmenden Anzahl von EE-Anlagen, gekennzeichnet durch sehr geringe variable Stromgestehungskosten, kann eine solche Bepreisung jedoch nachteilig sein, da weder Investitionen in die benötigte Infrastruktur berücksichtigt werden noch die Nachfrage gezielt zu einer besseren Integration der EE-Erzeugung beitragen kann.

Tarife mit variablen Arbeitspreisen wurden bereits in einer Vielzahl von Forschungsarbeiten hinsichtlich ihrer Wirkung zur Flexibilisierung der Nachfrage und der Akzeptanz solcher Tarife bei Haushaltskunden



untersucht. Ausführliche Beschreibungen ausgewählter Studien finden sich z. B. bei Nabe, et al. (2009) und Hillemacher (2014). Mit dem Aspekt der Nachfrageflexibilität befasst sich diese Arbeit in Kapitel 3.3 näher, das Thema Akzeptanz wird in Kapitel 5 eingehender beleuchtet.

### **3.2.3 Tarife mit variablen Leistungspreisen**

Eine weitere Möglichkeit, den Anforderungen aus § 40 Abs. 5 EnWG zu entsprechen, besteht durch Tarife mit definierten Leistungsbezugsgrenzen. Je nach Höhe der Leistungsbezugsgrenze kann zwischen lastbegrenzten (Curtailed Load, Leistungsgrenze  $> 0$  kW) und unterbrechbaren (Interruptible Load, Leistungsgrenze  $= 0$  kW) Tarifen unterschieden werden (vgl. Nabe, et al. (2009)). Lastbegrenzte Tarife können wiederum nach ihrer Funktionsweise in zwei Konzepte unterteilt werden: i) Selbstrationierung (vgl. Panzar & Sibley (1978)) und ii) Vorrangleistung (Priority Service) (vgl. Marchand (1974)). Charakteristisch für Tarife mit Leistungsgrenze ist, dass die Zahlungsbereitschaft des Kunden für eine gewisse elektrische Leistung bei der Tarifauswahl eine Rolle spielt und verschiedene Leistungspreise in den Tarifen angeboten werden können. Aufgrund dieser Gestaltungsmöglichkeit bei der Entwicklung solcher Tarife werden die oben genannten Tarifarten in dieser Arbeit unter dem Begriff Tarife mit variablen Leistungspreisen zusammengefasst.

In den ersten Tarifvorschlägen, die auf dem Konzept der Selbstrationierung beruhen, entscheiden sich Kunden für eine Leistungsgrenze durch Kauf einer entsprechenden Hauptsicherung, die den Leistungsbezug des Kunden zu jedem Zeitpunkt auf die der Sicherung entsprechende Leistung begrenzt (vgl. Panzar & Sibley (1978)). Die Leistungsgrenze entspricht folglich einer Obergrenze, die den maximalen Leistungsbezug des Kunden reguliert. Solche Tarife existieren auf Haushaltsebene in einigen europäischen Ländern, bspw. in Frankreich und Spanien (vgl. EDF (2014), Iberdrola (2014)), sowie teilweise für Industrie- oder große GHD-Kunden (vgl. Oren & Smith (1992)). In

diesen Tarifen zahlen die Kunden entsprechend der kontrahierten Leistungsgrenze einen unterschiedlichen Leistungspreis.

Bei Tarifen, die auf dem Konzept der Vorrangleistung basieren, legt der Kunde eine Abschaltreihenfolge einzelner Leistungsbänder fest. Verwirklicht wird diese durch verschiedene Wahrscheinlichkeiten der Bereitstellung der Leistungsbänder (vgl. Marchand (1974)). Im Gegensatz zum Konzept der Selbstrationierung legt hier der Kunde eine Untergrenze bzw. ein Minimum der mit einer bestimmten Wahrscheinlichkeit verfügbaren Leistung fest. Ein Vergleich dieser beiden Konzepte findet sich in Woo (1990).

Beide Konzepte sind nach Woo (1990) mit Nachteilen behaftet. Das Konzept der Vorrangleistung weist eine sehr hohe Komplexität auf, da Kunden für einzelne Leistungsbänder Prioritäten festlegen müssen. Das Konzept der Selbstrationierung hingegen kann zu Leistungsreduktionen zur falschen Zeit führen. Von Leistungsreduktionen zur falschen Zeit kann dann gesprochen werden, wenn Kunden in ihrem Leistungsbezug begrenzt werden, obwohl aus Systemsicht keine Notwendigkeit dafür besteht; Panzar & Sibley (1978) führen als Beispiel einen Schlaflosen an, dessen Sicherung um 4 Uhr morgens auslöst.

Um diesen Nachteilen entgegenzuwirken, schlägt Woo (1990) ein verbessertes Selbstrationierungskonzept vor, das dem Anbieter des Stromtarifs die Möglichkeit eröffnet, im Bedarfsfall beim Kunden ferngesteuert eine elektrische Sicherung zu schalten (aktivieren, deaktivieren). Ein sehr ähnliches aber etwas komplexeres Konzept stellen Hamlen & Jen (1983) vor; sie schlagen die Nutzung einer sogenannten „Begrenzermethode“ (Limiter Method) vor, die auf dem Einsatz einer komplexen Sicherung basiert. Diese Sicherung lässt nach Aktivierung nur einen gewissen Anteil der zur Verfügung stehenden Eingangsleistung als Ausgangsleistung zu. Beide Ansätze verbessern das Grundkonzept der Selbstrationierung dahingehend, dass die Leistungsobergrenze in eine -untergrenze und damit Mindestleistung umgewandelt wird, da der Anbieter die Sicherung nur im Bedarfsfall aktiviert. Dadurch wird dem Hauptkritikpunkt am Selbstrationierungskonzept

entgegengewirkt und ein deutlicher Vorteil des Vorrangleistungskonzepts integriert.

Aufgrund der beschriebenen Funktionsweise von Tarifen mit ausschließlich variablen Leistungspreisen ist eine gezielte Erhöhung der Stromnachfrage zu bestimmten Zeitpunkten nicht möglich, da kein konkretes Anreizsignal zur Stromnutzung an den Kunden gesendet werden kann. Durch eine Kopplung von variablen Arbeits- und Leistungspreisen in einem Tarif bestünde auch die Möglichkeit, gezielt Anreize zur Lasterhöhung zu setzen, was jedoch wiederum zu einer steigenden Komplexität der Tarife führt. Der große Vorteil von Tarifen mit variablen Leistungspreisen liegt nichtsdestotrotz in der 100 prozentigen Vorhersagbarkeit des maximalen Leistungsbezugs bei aktivierter Sicherung und der Möglichkeit der bedarfsabhängigen Preisung des Leistungsbezugs von Haushalten. Das öffentliche Gut bzw. das Allmendegut der Versorgungssicherheit wird somit zu einem privaten Gut.

### **3.3 Nachfrageflexibilität**

In klassischen Elektrizitätsmärkten wird von einer nahezu unelastischen Nachfrage, besonders im Haushaltsbereich, ausgegangen (vgl. Kirschen & Strbac (2004)). Ein wesentlicher Grund dafür ist, dass Haushaltskunden im Status quo bei Nutzung von Stromtarifen mit fixen Arbeitspreisen keinen Anreiz zu einer Veränderung ihres Stromverbrauchsverhaltens erhalten. Studien, die sich mit der Auswirkung von Stromtarifen mit variablen Arbeitspreisen auf die Nachfrage beschäftigen, zeigen jedoch, dass mittels geeigneter Tarife eine Flexibilisierung der Haushaltsnachfrage möglich ist. Eine aktuelle Übersicht durchgeführter Studien findet sich in Hillemacher (2014). In diesem Kapitel werden einige Grundlagen zur Nachfrageflexibilität kurz erklärt. Zu diesen zählt die Definition des Begriffes Lastmanagement, eine kurze Einführung in das Thema Preiselastizität der Nachfrage sowie eine Übersicht über das Flexibilitätpotenzial von Haushalten.

### 3.3.1 Lastmanagement

Der Begriff des Lastmanagements ist in der Literatur nicht einheitlich definiert. Häufig findet sich eine weitgehend synonyme Verwendung der Begriffe Lastmanagement, Demand Side Management und Demand Response. Hillemacher (2014) beschäftigt sich intensiv mit dem Vergleich verschiedener Definitionen der genannten Begrifflichkeiten.

In dieser Arbeit wird der Definition des Begriffs Lastmanagement von Hillemacher (2014) gefolgt: Lastmanagement bezeichnet alle Ansätze zur zeitlichen und mengenmäßigen Beeinflussung des Stromverbrauchsverhaltens, ohne Berücksichtigung möglicher langfristiger oder strategischer Veränderungen der Stromnachfrage, bspw. aufgrund von Effizienzsteigerungen (vgl. Hillemacher (2014)). Nach Gellings & Smith (1989) ist diese Form des Lastmanagements definiert durch vier Ansätze zur Beeinflussung der Stromnachfrage, die jedoch nicht überschneidungsfrei sind (vgl. Hillemacher (2014)):

- Senkung der Spitzenlast (Peak Clipping),
- Erhöhung der Nachfrage in Schwachlastzeiten (Valley Filling),
- Lastverlagerung (Load Shifting),
- Flexibilisierung der Lastkurve (Flexible Load Shape).

Heussen, et al. (2012) differenzieren darüber hinaus zwischen direktem und indirektem Lastmanagement. Indirektes Lastmanagement basiert auf in der Regel preisbasierten Anreizen zur Veränderung des Stromverbrauchsverhaltens der Kunden, bspw. über Tarife mit variablen Arbeitspreisen. Direktes Lastmanagement hingegen erlaubt die direkte Steuerung einzelner Verbraucher oder Verbrauchseinrichtungen durch einen externen Dienstleister. Es kann entsprechend zwischen Preissignalen für indirektes Lastmanagement und Regelsignalen für direktes Lastmanagement unterschieden werden (vgl. Heussen, et al. (2012)).

Zu unterscheiden ist zusätzlich zwischen manuellem und automatisiertem Lastmanagement. Manuelles Lastmanagement basiert auf klassischen Haushaltsgeräten ohne Möglichkeiten der Fernsteuerung oder

Programmierung des Geräteeinsatzes. Automatisiertes Lastmanagement erfordert intelligente Haushaltsgeräte, die mit Kommunikations- und Steuertechnologie ausgestattet sind und damit benutzerunabhängig, automatisch auf Steuersignale reagieren können (vgl. Paetz, et al. (2011)).

### 3.3.2 Preiselastizität der Nachfrage

Der Einsatz indirekten Lastmanagements basiert auf dem Konzept der Preiselastizität der Nachfrage. Die Preiselastizität der Nachfrage  $\varepsilon$  ist für eine Nachfrage  $x$  und einen Preis  $\varphi$  definiert als die inkrementelle Veränderung der Nachfrage  $dx$  als Reaktion auf eine inkrementelle Veränderung des Preises  $d\varphi$  (s. Gleichung (3.1)) (vgl. Varian & Buchegger (2011)):

$$\varepsilon = \frac{dx}{d\varphi} * \frac{\varphi}{x} \quad (3.1)$$

Zahlreiche Untersuchungen hinsichtlich der Preiselastizität der Stromnachfrage wurden bereits durchgeführt. Eine Übersicht dazu findet sich bei Espey & Espey (2004) sowie Simmons-Süer, et al. (2011). Während in der Mehrheit der untersuchten Arbeiten eine im Sinne der obigen Gleichung (3.1) definierte Preiselastizität ermittelt wurde, konnte Hillemacher (2014) anhand des *MeRegio*-Feldversuchs<sup>5</sup> mit bis zu 1.100 teilnehmenden Haushalten und kleinen GHD-Kunden nachweisen, dass nicht eine klassische Preiselastizität, sondern eher eine Preissensitivität zu beobachten ist. D. h., dass nicht die konkrete Preishöhe ausschlaggebend für die Veränderung des Stromverhaltens in dem Feldversuch war, sondern eher die durch verschiedene Farben signalisierte Tarifstufe (grün = günstig,

---

<sup>5</sup> In dem *MeRegio*-Feldversuch wurde der Stromverbrauch einer Testgruppe, die einen Stromtarif mit variablen Arbeitspreisen mit drei verschiedenen Tarifstufen genutzt hat, sowie der einer Referenzgruppe über einen mehrjährigen Zeitraum gemessen. Weitergehende Informationen zum *MeRegio*-Feldversuch finden sich in Hillemacher, et al. (2013a) und Hirsch, et al. (2010).

gelb = mittel, rot = teuer) (vgl. Hillemacher, et al. (2013b)). Darüber hinaus konnte mit Hilfe der erhobenen Daten nachgewiesen werden, dass das Flexibilitätspotenzial der Stromnachfrage von vier Faktoren maßgeblich beeinflusst wird: Jahreszeit, Wochentag, Tageszeit und Tarifstufendauer. Die wesentlichen Erkenntnisse dazu sind in Tabelle 3.2 zusammengefasst. Während die meisten Erkenntnisse intuitiv Sinn ergeben, z. B. dass tagsüber eine höhere Preissensitivität vorherrscht als nachts, ist es verwunderlich, dass bei Auftreten einer langen Tarifstufendauer (4 bis 6 Stunden) eine geringere Sensitivität zu beobachten ist als bei mittlerer Dauer (2 bis 3 Stunden). Dies lässt sich jedoch damit begründen, dass die langen Tarifstufendauern hauptsächlich nachts im Rahmen des Feldversuchs aufgetreten sind und somit insgesamt die Preissensitivität der Kunden eher gering ist, da überwiegend eine manuelle Lastverlagerung stattgefunden hat.

Ermittelt wurde die Preissensitivität der Kunden anhand im Feldversuch zwischen November 2009 und Dezember 2011 gemessener Stromverbrauchsdaten einer Test- und einer Referenzkundengruppe. Um ausschließlich den Einfluss des von der Testkundengruppe genutzten Stromtarifs mit variablen Arbeitspreisen zu bestimmen, wurden die Daten mit zwei Korrekturfaktoren bereinigt. Durch den ersten Korrekturfaktor wurden grundsätzliche Abweichungen beim Stromverbrauch zwischen der Test- und der Referenzkundengruppe ausgeglichen. Der zweite Korrekturfaktor hat das Ziel, dem Transparenzeffekt entgegenzuwirken, der durch die gestiegene Transparenz beim Stromverbrauch der Testkundengruppe durch den Einsatz von intelligenten Messsystemen sowie dem durch den Feldversuch gestiegenen Bewusstsein des Stromverbrauchs auftrat (vgl. Hillemacher, et al. (2013b)). Zur Berechnung der Preissensitivität wurde schließlich eine lineare Regression unter Einsatz der Methode der kleinsten Quadrate (Ordinary Least Squares) durchgeführt. Weitere Details dazu finden sich in Ruppert, et al. (2016).

**Tabelle 3.2:** Einflussfaktoren auf die Preissensitivität von Haushaltskunden  
(vgl. Ruppert, et al. (2016))

<b>Einflussfaktor</b>	<b>Ausprägungen</b>	<b>Einfluss auf Preissensitivität</b>
Jahreszeit	Frühling: März, April, Mai Sommer: Juni, Juli, August Herbst: September, Oktober, November Winter: Dezember, Januar, Februar	Höhere Sensitivität in Wintermonaten
Wochentag	Werktag: Montag bis Freitag Samstag Sonntag	Höhere Sensitivität an Wochenenden
Tageszeit	Tag: 7 Uhr bis 22 Uhr Nacht: 23 Uhr bis 6 Uhr	Höhere Sensitivität tagsüber
Tarifstufendauer	Kurz: 1 Stunde Mittel: 2-3 Stunden Lang: 4-6 Stunden	Höhere Sensitivität bei mittlerer Tarifstufendauer

Unter Berücksichtigung der in Tabelle 3.2 gegebenen Einflussfaktoren lassen sich 72 verschiedene Sensitivitätsklassen bilden (4 Jahreszeiten \* 3 Wochentage \* 2 Tageszeiten \* 3 Tarifstufendauern). Zwei der möglichen Klassen kamen im Rahmen des Feldversuchs nicht vor, bei einigen anderen Klassen war der Datensatz zu klein, um sinnvolle Analysen durchführen zu können. Für diese Klassen wurde keine Preissensitivität ermittelt. Die Preissensitivität der Klassen reicht von -52 % bis 0 % (s. Tabelle 3.3). Die weite Spanne der Preissensitivitäten macht deutlich, dass zwar grundsätzlich die Möglichkeit der Nachfrageflexibilisierung bei Haushaltskunden besteht, die Höhe des Lastmanagementpotenzials jedoch sehr stark vom Einsatzzeitpunkt abhängt.

**Tabelle 3.3:** Preissensitivität von Haushaltskunden zu verschiedenen Zeitpunkten basierend auf *MeRegio*-Datensatz (vgl. Ruppert, et al. (2016))

ID	Sensitivität	ID	Sensitivität	ID	Sensitivität	ID	Sensitivität
1101	0,00	2101	-0,04	3101	0,00	4101	0,00
1102	-0,03	2102	-0,10	3102	-0,11	4102	-0,13
1103	0,00	2103	0,00	3103	-0,05	4103	-0,16
1111	-0,33	2111	-0,21	3111	-0,25	4111	-0,30
1112	-0,38	2112	-0,32	3112	-0,33	4112	-0,39
1113	-0,36	2113	-0,29	3113	-0,34	4113	-0,18
1201	0,00	2201	-0,02	3201	-0,08	4201	0,00
1202	-0,10	2202	-0,06	3202	-0,26	4202	-0,24
1203	0,00	2203	0,00	3203	-0,32	4203	-0,13
1211	-0,20	2211	-0,20	3211	-0,15	4211	-0,11
1212	-0,52	2212	-0,45	3212	-0,42	4212	-0,52
1213	-0,43	2213	0,00	3213	-0,22	4213	-0,41
1301	-0,14	2301	0,00	3301	0,00	4301	-0,19
1302	-0,20	2302	-0,16	3302	-0,18	4302	-0,27
1303	0,00	2303	n/a	3303	-0,05	4303	0,00
1311	-0,23	2311	-0,10	3311	-0,10	4311	-0,26
1312	-0,17	2312	-0,17	3312	-0,20	4312	-0,24
1313	-0,29	2313	n/a	3313	-0,27	4313	-0,35

Vierstellige ID besteht aus Jahreszeit, Wochentag, Tageszeit und Tarifstufendauer

Jahreszeiten: Frühling = 1, Sommer = 2, Herbst = 3, Winter = 4

Wochentage: Werktag = 1, Samstag = 2, Sonntag = 3

Tageszeiten: Nacht = 0, Tag = 1

Tarifstufendauer: Kurz = 1, mittel = 2, lang = 3

### 3.3.3 Flexibilität von Haushaltsgeräten

Wie in Kapitel 3.1.2 beschrieben, setzt sich der Stromverbrauch von Haushalten aus dem Stromverbrauch der genutzten elektrischen Geräte zusammen. Dementsprechend ist auch die Flexibilisierung der Nachfrage im Kontext des Lastmanagements abhängig von der jeweiligen Geräteenutzung. Unterschiedliche Geräte haben dabei ein unterschiedliches Lastmanagementpotenzial, das hauptsächlich von den technischen Geräteeigenschaften, z. B. der Spitzenleistung, sowie der Gebrauchshäufigkeit und -dauer der Geräte abhängt (vgl. Klobasa (2009)).



Eine umfassende Übersicht über das Lastmanagementpotenzial von elektrischen Geräten im Haushaltssektor findet sich bei Klobasa (2009), UBA (2011) sowie Moser, et al. (2015). In dieser Arbeit werden die Ergebnisse dieser Studien kurz zusammengefasst.

Nicht alle in einem Haushalt vorhandenen Geräte eignen sich in gleichem Maße für Lastmanagement. Geeignete Geräte sind dadurch gekennzeichnet, dass sie entweder über die Möglichkeit verfügen, Energie zu speichern oder dass deren Nutzung weitestgehend automatisch, d. h. unabhängig von den Nutzern, vonstattengeht. Zur ersten Gruppe zählen Kühl- und Gefriergeräte sowie Elektrospeicherheizungen und Warmwasserbereiter mit Speicher (vgl. Klobasa (2009), Moser, et al. (2015)). Zur letzteren Gruppe zählen Waschmaschinen, Wäschetrockner und Spülmaschinen (vgl. Klobasa (2009), Moser, et al. (2015)).

Die Höhe der zeitlichen Verschiebung ist von Gerät zu Gerät verschieden. Während der Strombezug von Kühl- und Gefriergeräten nur um etwa 0,5 bis 2 Stunden verschoben werden kann (vgl. Klobasa (2009)), wird bei Waschmaschinen und Wäschetrocknern von bis zu 4 Stunden, bei Spülmaschinen sogar von bis zu 12 Stunden ausgegangen (vgl. UBA (2011)). Die Unterschiede der zeitlichen Verschiebung lassen sich durch die Unterschiede bei der Nutzung erklären. Kühl- und Gefriergeräte können für einen bestimmten Zeitraum ohne weiteren Strombezug die Kälte im Inneren halten (ebd.). Spülmaschinen erfordern nach Beendigung des Spülvorgangs keine sofortige Aktivität seitens des Nutzers und können deshalb relativ flexibel, auch nachts, im Rahmen von Lastmanagement genutzt werden (ebd.). Waschmaschinen und Wäschetrockner hingegen erfordern, dass der Nutzer innerhalb einer gewissen Zeit die Wäsche aufhängt bzw. umfüllt, was einer zeitlich beliebigen Verschiebung widerspricht (ebd.).

Das Lastmanagementpotenzial im Haushaltssektor wird in verschiedenen Studien für Deutschland in unterschiedlicher Höhe beziffert. Die konservativste Schätzung liegt bei 1 bis 2 GW positivem (Lastabschaltung) und bis zu 10 GW negativem (Lastzuschaltung) Lastmanagementpotenzial (vgl. Krzikalla, et al. (2013)), Klobasa (2009) ermittelt

ein Potenzial von bis zu 20,6 GW<sup>6</sup>, und die höchsten Werte liegen bei positiv durchschnittlich 6,7 GW und negativ 35,3 GW (vgl. dena (2010)). Unabhängig von der konkreten Höhe wird in allen Studien betont, dass das zu realisierende Potenzial maßgeblich durch den gewünschten Nutzungszeitpunkt des Lastmanagements beeinflusst wird, was sich mit den Ausführungen zur Preiselastizität der Haushaltsstromnachfrage deckt (vgl. Kapitel 3.3.2).

---

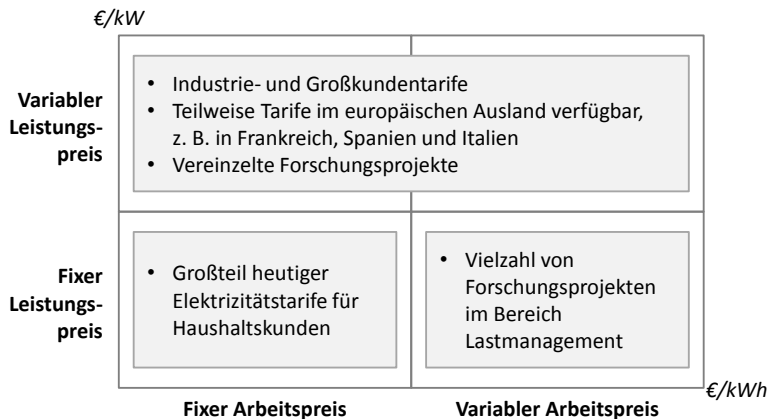
<sup>6</sup> Klobasa (2009) differenziert nicht explizit nach positivem und negativem Potenzial, jedoch kann anhand der analysierten Geräte auf ein hauptsächlich negatives Potenzial geschlossen werden.

## **4 Entwicklung eines Tarifkonzepts mit variablen Leistungspreisen**

Um das im vorigen Kapitel beschriebene Lastmanagementpotenzial von Haushalten in irgendeiner Form nutzbar zu machen, bedarf es entsprechender Marktmechanismen zur Aktivierung der Nachfrageflexibilität. Während der Fokus bisheriger Arbeiten vor allem auf Stromtarifen mit variablen Arbeitspreisen zur Erhöhung der Nachfrageflexibilität lag, wird in dieser Arbeit ein Konzept für Tarife mit variablen Leistungspreisen entwickelt und analysiert, um die Haushaltsnachfrage flexibler zu gestalten. In Abbildung 4.1 sind eine schematische Übersicht verschiedener Tarifkonzepte und ihre heutigen Anwendungsbereiche dargestellt. Tarifkonzepte mit fixen Leistungs- und Arbeitspreisen entsprechen dem Status quo der meisten in Deutschland für Haushaltskunden verfügbaren Stromtarife (s. Kapitel 3.2.1). Die Dynamisierung dieser Tarife durch variable Arbeitspreise ist bereits Thema einer Vielzahl von Forschungsprojekten im Bereich des Lastmanagements (s. Kapitel 3.2.2). Die Dynamisierung durch variable Leistungspreise ist in der Energiewirtschaft deutlich weniger weit verbreitet (s. Kapitel 3.2.3), weshalb der Fokus der vorliegenden Arbeit auf diesem Themenkomplex liegt.

In diesem Kapitel wird hergeleitet, warum Tarife mit variablen Leistungspreisen geeignet sein können, den Anforderungen des sich ändernden deutschen Energiesystems zu entsprechen (Kapitel 4.1), sowie eine Übersicht zu bestehenden Arbeiten zu solchen Tarifen gegeben (Kapitel 4.2). Basierend auf den bis dahin gewonnenen Erkenntnissen wird in Kapitel 4.3 die grundlegende Funktionsweise eines Stromtarifs mit variablen Leistungspreisen beschrieben. Aufgrund der sich aus der Funktionsweise des Stromtarifs ergebenden Anforderungen sind neue Indikatoren zur Festlegung und Messung der vertraglich vereinbarten Dienstleistungsqualität zwischen Kunde und Anbieter notwendig, die im Rahmen von so genannten Service Level

Agreements (SLAs) zu definieren sind (Kapitel 4.4). In Kapitel 4.5 wird kurz auf eine mögliche technische Umsetzung des entwickelten Tarifkonzepts eingegangen<sup>1</sup>.



**Abbildung 4.1:** Schematische Übersicht verschiedener Tarifkonzepte und ihrer Anwendungsbereiche (Hayn, et al. (2014d))

## 4.1 Tarife mit variablen Leistungspreisen im Kontext der Energiewende

Wie bereits dargestellt, beschäftigen sich viele Arbeiten mit variablen Arbeitspreisen (s. Kapitel 3.2.2). Während die Einführung von Tarifen mit variablen Arbeitspreisen klare Vorteile aufweist, bspw. die Möglichkeit eines preisbasierten Anreizes zur Lasterhöhung, ist die Vorhersagbarkeit des Lastverlagerungspotenzials schwierig, da dieses von diversen Faktoren, wie der individuellen Nachfrageelastizität, aber auch schwer zu kontrollierenden anderen Faktoren abhängt (vgl. Faruqi & Sergici (2010)). Als Anbieter solcher Tarife besteht keine hundertprozentige Sicherheit darüber, wie sich das Preissignal auf die

<sup>1</sup> Kapitel 4.1 beinhaltet Aspekte aus Hayn, et al. (2014d); Kapitel 4.2 bis 4.4 basieren zu weiten Teilen auf Hayn, et al. (2015a).

Stromnachfrage der Kunden auswirkt. Als Folge kann in Zeiten einer dunklen Flaute in zukünftigen Energiesystemen eine Unterversorgung vorliegen, die schließlich zu einem undifferenzierten Abschalten einzelner Verbraucher führen kann, obwohl diese eventuell bereit wären, für eine gesicherte Stromversorgung zu zahlen (vgl. Woo (1988), Woo & Pupp (1992)).

Stromtarife mit variablen Arbeitspreisen sind gut geeignet, um Unterschiede in den Stromgestehungskosten verschiedener Erzeugungstechnologien und den damit verbundenen Energieträgern abzubilden. In einem Energiesystem mit einem hohen Anteil von EE-Erzeugung sinkt tendenziell der Strompreis am Großhandelsmarkt aufgrund des Merit-Order-Effekts, sodass als Konsequenz unrentable konventionelle Kraftwerke aus dem Markt gedrängt werden können (vgl. Kapitel 2.1). Die hohe Fluktuation und Dezentralität der EE-Erzeugung erfordert darüber hinaus sowohl Investitionen zum Ausbau der Transport- als auch der Erzeugungskapazitäten, um die Versorgungssicherheit der Konsumenten weiter zu gewährleisten (vgl. Kapitel 2.2.4). Gleichzeitig sinkt durch die steigende Anzahl von Prosumenten die Zahl derjenigen, die sich an den Systemkosten beteiligen, weshalb eine Berücksichtigung dieser veränderten Gegebenheiten in der Ausgestaltung von Stromtarifen sinnvoll ist. Die Möglichkeit der Privatisierung der Versorgungssicherheit (s. a. Kapitel 2.2.4) wird nicht nur explizit in verschiedenen Forschungsarbeiten angesprochen (s. Cremer (2013), Jacobsen & Jensen (2012), Oren & Smith (1992), Oren (2010)), sondern auch auf politischer Ebene wird Handlungsbedarf gesehen und deshalb eine Leistungspreiskomponente im Bereich der Netzentgelte für Haushaltskunden zur Diskussion gestellt (vgl. Bundesregierung (2013)).

Eine ähnliche Kosten- und Investitionssituation findet sich im IKT-Markt, im Speziellen im Bereich der Datenübertragung. Aus Anbieter-sicht ist die Übertragung einer einzelnen Dateneinheit kaum mit variablen Kosten, jedoch mit einem hohen Investitionsbedarf in die benötigte Infrastruktur, bspw. Glasfaserkabel und Telekommunikations-

masten, verbunden. Wie groß der Investitionsbedarf ist, wird maßgeblich durch die vom Kunden gewünschte Übertragungsgeschwindigkeit (in Mbit/s) beeinflusst. Diese Kostenstruktur findet sich auch in der Mehrheit der verfügbaren Internettarife wieder. Preissetzend in diesen Tarifen ist die vom Kunden gewählte Übertragungsgeschwindigkeit, die die Höhe des monatlichen Grundpreises des Tarifs bestimmt. Dies kann als eine Form der mengen- bzw. leistungsbezogene Preisdifferenzierung angesehen werden (vgl. Skiera (1999)). Die Nutzung des zugehörigen Datenvolumens ist in der Regel über einen Pauschaltarif, auch bezeichnet als Flatrate, abgegolten.

Mit der angesprochenen Preisdifferenzierung von Dienstleistungen im Telekommunikationsmarkt setzt sich Skiera (1999) detailliert auseinander. Nach seinen Erkenntnissen ermöglicht eine solche Preisdifferenzierung nicht nur eine Steigerung der Gewinne auf Anbieterseite, sondern bietet auch den Kunden die Möglichkeit, einen ihren Bedürfnissen angepassten Tarif auszuwählen. Auch in Elektrizitätsmärkten kann eine leistungsbezogene Preisdifferenzierung zu einer effizienteren Gestaltung des Versorgungssystems führen, da die Bedürfnisse der Kunden nach Leistung bzw. Versorgungssicherheit explizit erfasst und in Anforderungen an die Erzeugungs- und Transportkapazitäten übersetzt werden können (vgl. Chao & Wilson (1987), Woo & Pupp (1992)). Nach Skiera (1999) gibt es drei Kriterien, die eine Dienstleistung erfüllen muss, damit eine Preisdifferenzierung vorgenommen werden kann:

- Nichtlagerbarkeit der Dienstleistung,
- Nichtübertragbarkeit der Dienstleistung,
- Vertrieb der Dienstleistung als eigenständige Leistung.

Während diese drei Kriterien auf die vom Anbieter an den Kunden gelieferte Strommenge bereits zutreffen, wird der Leistungsbezug eines Kunden und die damit verbundene Versorgungssicherheit noch nicht als eigenständige Leistung vertrieben. Dies würde jedoch durch eine Privatisierung der Versorgungssicherheit und die Einführung einer Leistungspreiskomponente geschehen, womit die Anforderungen für eine Preisdifferenzierung erfüllt wären.

Da sowohl die aufgezeigten Kriterien für Dienstleistungen erfüllt werden können als auch die Kostenstruktur des Telekommunikationsmarkts der des Elektrizitätsmarkts ähnelt, ist es naheliegend, die entsprechenden Tarifstrukturen hinsichtlich einer möglichen Übertragbarkeit zu untersuchen. Auch wenn Flatrates für die konsumierte Energiemenge in Elektrizitätsmärkten mit einem großen Anteil konventioneller Kraftwerke aus ökonomischen sowie ökologischen Gesichtspunkten nicht erstrebenswert sind, kann eine leistungsorientierte Preisdifferenzierung im Sinne von Tarifen mit variablen Leistungspreisen, wie vorab beschrieben, sinnvoll sein.

## **4.2 Stand der Wissenschaft**

Wie bereits in Kapitel 3.2.3 beschrieben, existieren bereits einige Konzepte, die sich mit der Berücksichtigung individueller Leistungsniveaus in Stromtarifen befassen. Bereits seit Ende der 1970er Jahre finden sich in der Literatur Vorschläge, den Leistungsbezug von Endkunden im Bedarfsfall auf vertraglich vereinbarte Grenzen zu limitieren (s. Gellings (1981), Chao & Wilson (1987), Hamlen & Jen (1983), Marchand (1974), Panzar & Sibley (1978), Smith (1989), Woo (1990)). In einigen Ländern wurden sogar solche Tarife in verschiedenster Form für unterschiedliche Kundengruppen eingeführt, z. B. in Frankreich und den USA (vgl. Oren (2013)). Die meisten Konzepte, zumindest in den USA, wurden jedoch in den 1990er Jahren aufgrund der Rezession und der sinkenden Ölpreise eingestellt (vgl. ebd.).

Nichtsdestotrotz hat die grundlegende Idee die Zeit überdauert und wurde im Laufe der Jahre immer wieder aufgegriffen und weiterentwickelt (s. Chao (2011), Doorman (2005), Illing (2014), Margellos & Oren (2015), Oren & Smith (1992), Oren (2010), Speith (2014), Woo, et al. (1998), Woo, et al. (2014)). Konkrete Anwendung finden lastbegrenzte Stromtarife im Haushaltssektor heutzutage bspw. in Frankreich (vgl. EdF (2014)) und Spanien (vgl. Iberdrola (2014)). Auch Großkunden, bspw. in der Industrie, haben die Möglichkeit, im Rahmen individueller Stromversorgungsverträge Lastmanagementpotenziale zu vermarkten.

Ein bereits von Woo (1990) aufgezeigtes Manko lastbegrenzter Stromtarife, das auch für die bestehenden Tarife von EdF und Iberdrola gilt, ist das mögliche Auftreten von Leistungsreduktionen zur falschen Zeit (s. a. Kapitel 3.2.3). Während diese in Energiesystemen basierend auf konventionellen Kraftwerken vorwiegend nachts zu erwarten sind, können diese in durch EE geprägten Energiesystemen auch tagsüber zu Zeiten hoher EE-Einspeisung auftreten. Weiterführende Konzepte, die den Leistungsbezug von Kunden nur bei Bedarf, also im Falle von Kapazitätsengpässen, auf ein bestimmtes Niveau reduzieren, sind oft durch ein hohes Maß an Komplexität gekennzeichnet (vgl. Woo (1990)). Solche Tarife, in Kapitel 3.2.3 bereits als Stromtarife mit variablen Leistungspreisen bezeichnet, eröffnen jedoch interessante Optionen im Bereich des Lastmanagements. Damit diese Tarife auch im Haushaltssektor einsetzbar sind, ist es vonnöten, die Komplexität soweit zu reduzieren, dass das Tarifkonzept einfach verstanden werden kann, jedoch gleichzeitig die erforderliche Funktion einer zeitabhängigen Lastreduktion erfüllt wird. Ausführlich beschäftigt sich Würtz (2015) mit dem Einfluss von Preiskomplexität bei Dienstleistungen auf Kundenentscheidungen. Es kann belegt werden, dass Konsumenten eine Präferenz für einfache Tarife mit möglichst wenigen Preiselementen haben. Darüber hinaus wird festgestellt, dass die Schwierigkeit der arithmetischen Rechenoperationen zur Berechnung des Gesamtpreises mit einem Anstieg der wahrgenommenen Preiskomplexität einhergeht. Bei der Entwicklung neuer Tarifkonzepte ist folglich darauf zu achten, dass möglichst wenige Preiselemente vorkommen und der Kunde möglichst leicht den Gesamtpreis der gewünschten Dienstleistung ermitteln kann.

Um einen einfachen Tarif zu gestalten, der gleichzeitig die Möglichkeit einer zeitabhängigen Lastreduktion bietet, werden in dieser Arbeit Ansätze bestehender Konzepte solcher Stromtarife vereint und in einem konsistenten Gesamtkonzept dargestellt. Um diesen Stromtarif Kunden möglichst verständlich kommunizieren und die wesentlichen Vertragsbestandteile vereinbaren zu können, werden anschließend



wesentliche Kennzahlen, wie sie bei in der Service-Forschung bekannten Service Level Agreements genutzt werden, hergeleitet.

### **4.3 Tarifbeschreibung**

Aus den bisherigen Ausführungen lassen sich einige Anforderungen an Stromtarife ableiten, damit diese in durch EE-Anlagen geprägten Energiesystemen sinnvoll zu einer Flexibilisierung der Nachfrage beitragen können:

- bedarfsgerechte Bereitstellung von Leistung bzw. dem damit verbundenen Versorgungssicherheitsniveau,
- ferngesteuerte Leistungsreduktion in Engpasssituationen, bspw. während einer dunklen Flaute,
- Vermeidung von Leistungsreduktionen und damit Pönalisierungen des Kunden zur falschen Zeit, bspw. in Zeiten hoher EE-Verfügbarkeit,
- Transparenz über ein Mindestmaß gesicherter Leistung im Haushaltskundenbereich,
- Minimierung der Komforteinbußen auf Kundenseite,
- möglichst geringe Komplexität bzw. gute Verständlichkeit.

Eine sehr gute Entsprechung dieser Anforderungen findet sich bereits bei dem von Woo (1990) vorgestellten Konzept der erweiterten Selbstrationierung, welches die Vorteile der Konzepte von Marchand (1974) und Panzar & Sibley (1978) vereint und damit deren Nachteile ausgleicht. Auch wenn in den 1990er Jahren die Motivation für die Einführung eines solchen Tarifkonzepts primär darin lag, erzeugungsseitige Engpässe und finanzielle Risiken beim Kraftwerksbau auszugleichen (vgl. Woo (1990)) und damit von der heutigen Motivation abweicht, werden fast alle oben genannten Anforderungen erfüllt. Verbesserungen des Konzepts der erweiterten Selbstrationierung sind vor allem in Hinblick auf die zwei letztgenannten Anforderungen möglich. Darüber hinaus ist die Vermeidung von Leistungsreduktionen zur falschen Zeit in Energiesystemen mit einer hohen EE-Verfügbarkeit

noch wichtiger als in der Vergangenheit. Während das klassische Beispiel sich auf einen Schlaflosen bezieht, der nachts in seinem Strombezug reduziert wird, obwohl genug Leistung von Grundlastkraftwerken verfügbar ist (vgl. Panzar & Sibley (1978)), kann bei Energiesystemen mit einer Vielzahl von EE-Anlagen auch tagsüber eine solche Situation auftreten, bspw. wenn sehr viel Energie aus EE zur Verfügung steht. Eine Leistungsreduktion zu solchen Zeitpunkten wäre nicht nur dahingehend ineffizient, dass ein Kunde trotz ausreichender Verfügbarkeit von Leistung in seinem Strombezug reduziert wird und damit Komforteinbußen erfährt, sondern ggf. würde sogar sein systemdienliches Verhalten bestraft, d. h. seine eventuell hohe Nachfrage, die zu einem Ausgleich von Angebot und Nachfrage beiträgt, würde verringert. Damit einhergehend steigt für die Anbieter solcher Tarife die Herausforderung, die Zeitpunkte zu identifizieren, in denen Kunden in ihrem Leistungsbezug beschränkt werden sollten. Eine Analyse dieses Aspekts ist nicht Teil dieser Arbeit, kann jedoch durch die Kopplung der aus dieser Arbeit gewonnen Erkenntnisse mit Energiesystemmodellen in weiteren Forschungsvorhaben untersucht werden.

Nach Woo (1990) sollen die Anbieter solcher Tarife die Möglichkeit besitzen, ferngesteuert im Bedarfsfall eine Sicherung zu aktivieren, die nach Aktivierung bei Überschreiten der vertraglich vereinbarten Leistungsgrenze den Stromfluss unterbricht. Konkret bedeutet dies jedoch für den Kunden, dass er zu diesen Zeiten Gefahr läuft, eigenständig ungewollte Stromausfälle im Hausnetz zu erzeugen, wenn er die Leistungsgrenze überschreitet. Dies führt zu erheblichen Komforteinbußen, da im Anschluss die Sicherung wieder eingeschaltet werden muss und im schlechtesten Fall Schäden an elektrischen Geräten auftreten können. Aufgrund der technischen Weiterentwicklungen seit 1990, u. a. im Bereich der intelligenten Messsysteme, ist es hier erstrebenswert, dem Kunden jederzeit ein Mindestmaß gesicherter Leistung bereitzustellen ohne die Gefahr eines selbstausgelösten Stromausfalles (s. a. Kapitel 4.5).

Zur Steigerung der Verständlichkeit solcher Stromtarife ist es hilfreich, die aus diesem Konzept resultierenden möglichen Implikationen für den Kunden möglichst transparent darzustellen und vertraglich zwischen Kunde und Anbieter festzuhalten. Vor allem im Bereich von IT-Dienstleistungen wird hierzu auf sogenannte Service Level Agreements zurückgegriffen, die vertraglich festlegen, welche Dienstleistungsqualität der Kunde vom Anbieter erwarten kann. Mit der Entwicklung der für Service Level Agreements benötigten Kennzahlen sowie zugehöriger Soll-Werte verschiedener Kundengruppen im Kontext von Stromtarifen mit variablen Leistungspreisen setzen sich die folgenden Kapitel auseinander (s. a. Kapitel 4.4).

In Anlehnung an die bereits angesprochene Analogie zum Telekommunikationsmarkt sind in Abbildung 4.2 mögliche Ausgestaltungsformen von Stromtarifen mit variablen Leistungspreisen und, dem gegenübergestellt, eine vergleichbare Beschreibung von gängigen Internettarifen dargestellt. Wesentliches Element der Stromtarife ist die gesicherte Mindestleistung. In diesem Begriff liegt auch der größte Unterschied zu Internettarifen; während die Downloadgeschwindigkeit in der Regel mit dem Zusatz „bis zu“ versehen ist und folglich eine Obergrenze bzw. einen Maximalwert darstellt, handelt es sich bei der gesicherten Mindestleistung um eine Untergrenze bzw. einen Minimalwert. Kunden bekommen vertraglich durch ihren Anbieter zugesichert, dass sie jederzeit die vereinbarte Mindestleistung im Haushalt nutzen können. Je höher diese gesicherte Mindestleistung sein soll, desto höher ist der damit einhergehende Grundpreis, da zur Gewährleistung entsprechend mehr Erzeugungs- und Transportkapazität vorgehalten werden muss. Im Regelfall können Kunden mit einem solchen Tarif auch mehr Leistung beziehen als die vertraglich vereinbarte Mindestleistung. Somit können sie sich in Zeiten hoher EE-Verfügbarkeit sogar systemdienlich verhalten, da sie durch ihren Verbrauch zu einem Ausgleich des Angebots beitragen. Nur in Engpasssituationen, z. B. während einer dunklen Flaute, wird die Leistungsbegrenzung vom Anbieter aktiviert und der Kunde kann während dieser Zeit nur bis zu seiner vertraglich vereinbarten Mindestleistung Strom verbrauchen.

Durch eine solche Tarifierung werden verschiedene angesprochene Probleme im Energiemarkt adressiert, sodass folgende Vorteile von Stromtarifen mit variablen Leistungspreisen zusammenfassend festgehalten werden können:

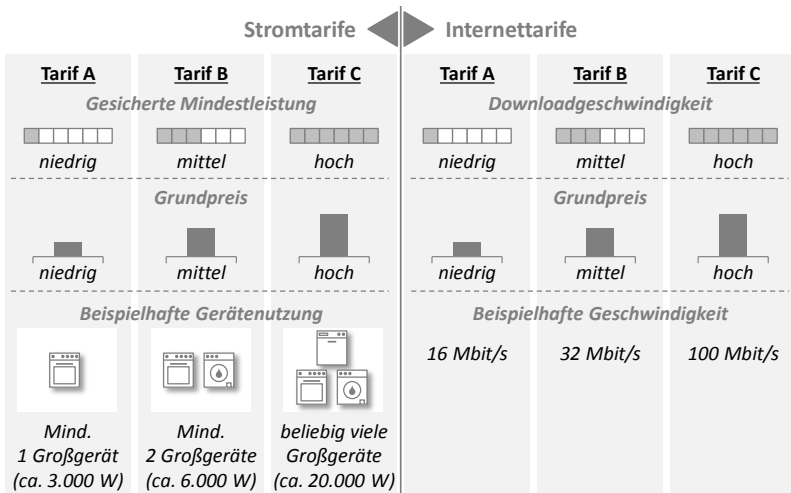
- Es findet eine Flexibilisierung der Haushaltsnachfrage statt;
- Es besteht ein Anreiz, energieeffiziente Geräte zu nutzen;
- Der sich ändernden Kostenstruktur des Elektrizitätsmarkts wird Rechnung getragen;
- Versorgungssicherheit wird als privates Gut vermarktet;
- Prosumenten beteiligen sich entsprechend ihres individuellen Bedarfs an gesicherter Mindestleistung an den Systemkosten, wodurch eine bedarfsgerechte Kostenallokation möglich ist;
- Der maximal zu deckende Leistungsbedarf in Engpasssituationen lässt sich besser abschätzen, wodurch Investitionen in den Ausbau von Erzeugungs- und Transportkapazitäten besser geplant und unter Umständen verringert werden können.

Gegen die Einführung solcher Tarife könnte sprechen, dass Kunden sich eventuell unter dem Begriff der elektrischen Leistung und den möglichen Auswirkungen solcher Tarife auf ihr alltägliches Leben nichts vorstellen können. Um dem entgegenzuwirken, ist es erforderlich, sowohl in der Tarifbeschreibung als auch in der vertraglichen Vereinbarung, vor allem bei Neueinführung solcher Tarife, diese Aspekte eindeutig darzustellen. Die Erfahrung mit Internettarifen zeigt, dass heutzutage der Begriff Downloadgeschwindigkeit und das zugehörige Maß Mbit/s von Kunden akzeptiert und verstanden wird, obwohl vor einigen Jahren diesbezüglich noch keine Differenzierung der Verträge stattgefunden hat. Für das vorgeschlagene Stromtarifkonzept wäre es bspw. möglich, im Rahmen der Tarifkommunikation die gesicherte Mindestleistung in Relation zu der gleichzeitig nutzbaren Anzahl von Großgeräten<sup>2</sup> zu setzen (vgl. Abbildung 4.2). Analog zu heutigen Inter-

---

<sup>2</sup> Mit Großgeräten sind in dieser Arbeit Elektroherd, Geschirrspülmaschine, Waschmaschine und Wäschetrockner gemeint. Kühl- und Gefriergeräte sind aufgrund ihres geringen Leistungsbezugs keine Großgeräte.

nettarifen darf die Kundenentscheidung für eine bestimmte Mindestleistung keine einmalige Entscheidung sein, sondern sollte durch eine Vertragsdauer festgelegt werden, bspw. durch 12- oder 24-Monats-Verträge. So kann der Kunde auch durch bewusste Entscheidungen bei der Haushaltsausstattung, bspw. bei Neuanschaffungen von elektrischen Großgeräten, eine mögliche Reduzierung seiner vereinbarten Mindestleistung einkalkulieren und zu einer Verbesserung der Gesamtsystemeffizienz beitragen. Darüber hinaus ist, wie bereits angesprochen, die Entwicklung verständlicher vertraglicher Vereinbarungen notwendig. Mit diesem Aspekt beschäftigt sich das folgende Kapitel.



**Abbildung 4.2:** Grafische Darstellung möglicher Optionen von Stromtarifen mit variablen Leistungspreisen in Analogie zu Internettarifen

## 4.4 Tarifaufgestaltung über Service Level Agreements

Im Gegensatz zum Konsum von materiellen Gütern oder Produkten ist es für Kunden beim Konsum von Dienstleistungen schwieriger, die zu erwartende Qualität zum Zeitpunkt des Kaufs zu bewerten. Aus diesem

Grund bietet es sich an, eine Vereinbarung zwischen Anbieter und Kunde zu schließen, welche die vom Anbieter zu erbringende Dienstleistungsqualität möglichst eindeutig festhält. Solche Vereinbarungen werden im Bereich der Service-Forschung als Service Level Agreements (SLAs) bezeichnet. Nach Berger (2007) sind SLAs folgendermaßen definiert:

- SLAs sind formale, schriftliche und für einen bestimmten Zeitraum abgeschlossene Vereinbarungen zwischen Kunde und Anbieter;
- SLAs regeln die Erbringung inhaltlich und qualitativ definierter Dienstleistungen sowie den dafür zu entrichtenden finanziellen Ausgleich;
- SLAs beinhalten Kennzahlen zur Messung der Dienstleistungsqualität, die sich aus bestimmten, quantifizierbaren und für den Kunden relevanten Merkmalen der zu erbringenden Dienstleistung ableiten;
- SLAs beinhalten Soll-Werte für die definierten Kennzahlen zur Festlegung der zu erbringenden Dienstleistungsqualität;
- SLAs definieren Verfahren zum Nachweis der Einhaltung vereinbarter Soll-Werte und Konsequenzen bei Abweichungen.

Im Wesentlichen soll in dieser Arbeit der oben gegebenen Definition gefolgt werden; lediglich die verwendete Terminologie soll unter Berücksichtigung weiterer Arbeiten aus dem Bereich der Service-Forschung ergänzt werden. Kieninger, et al. (2011) definieren die Kennzahlen zur Beschreibung der Dienstleistungsqualität als „Service Level Indicators“ und die zugehörigen Soll-Werte als „Service Level Objectives“. Dieser Terminologie wird auch in dieser Arbeit gefolgt, da durch diese Begriffe eine klare Differenzierung zwischen der zu definierenden Dienstleistungsqualität (Service Level), den notwendigen Kennzahlen (Service Level Indicators - SLIs) und zugehörigen Soll-Werten (Service Level Objectives - SLOs) möglich ist.

SLAs werden häufig im Kontext von IT-Dienstleistungsverträgen verwendet (vgl. Berger (2007), Kieninger, et al. (2011)). Bevor weitere

Ausführungen zur Ausgestaltung von SLAs für Stromtarife gemacht werden, soll kurz dargelegt werden, dass auch mit Stromtarifen eine Dienstleistungserbringung vereinbart wird.

Nach Parasuraman, et al. (1985) sind Dienstleistungen durch ihre Immaterialität, ihre Heterogenität sowie die Untrennbarkeit von Leistungserstellung und -verwertung gekennzeichnet. Kernelement eines jeden Stromtarifs ist, dass der Anbieter dem Kunden die nachgefragte Menge Strom zum richtigen Zeitpunkt zu einem vorab definierten Preis liefert. Wird nun ein Stromtarif hinsichtlich der drei genannten Kriterien analysiert, ergibt sich folgendes Bild:

- Immaterialität: Auch wenn der Stromkonsum des Kunden gemessen wird, ist weder Strom selbst noch die mit dem Anbieter vereinbarte Lieferung für den Kunden wirklich greifbar. Einerseits geht es dem Kunden nicht um den Verbrauch von Strom an sich, sondern um die Nutzung der damit einhergehenden Anwendungen, z. B. Kochen oder Fernsehen (vgl. Wilson & Dowlatabadi (2007)). Andererseits bekommt der Kunde in aller Regel nichts von der für seinen Stromkonsum erforderlichen Stromerzeugung, -beschaffung und dem -transport mit, da dies durch den Anbieter des Stromtarifs koordiniert wird;
- Heterogenität: Während Strom erzeugungsseitig ein heterogenes Gut ist, da Strom durch eine Vielzahl verschiedener Technologien erzeugt werden kann, ist er aus Kundensicht als homogenes Gut anzusehen<sup>3</sup> (vgl. Clò (2011)). Die zugehörigen Stromtarife sind hingegen zunehmend heterogen. Endkunden können aus einer Vielzahl verschiedener Stromtarife unterschiedlicher Anbieter wählen, die sich hinsichtlich verschiedenster Aspekte unterscheiden können. Zu diesen Aspekten gehören bspw. die Erreichbarkeit und Qualität des Kundenservice, die Preisstruktur oder

---

<sup>3</sup> Sobald der Strom ins Netz eingespeist wurde, ist eine Differenzierung, bspw. nach den zur Stromerzeugung genutzten Energieträgern, nicht möglich. Auch hinsichtlich der Qualität des genutzten Stroms gibt es für den Endkunden in der Regel keine Unterscheidungsmöglichkeit.

der Mix der eingesetzten Primärenergieträger, um nur einige zu nennen. Bereits heute bieten etwa 76 % der Lieferanten tageszeitabhängige Stromtarife an, wobei dies jedoch insbesondere Tarife für Heiz- und Wärmepumpenstrom sind (vgl. BNetzA & Bundeskartellamt (2014)). Auch wenn heute die Unterschiede noch eher marginal sind, würden vor allem die hier diskutierte Einführung einer Leistungspreiskomponente und die damit einhergehende leistungsbasierte Preisdifferenzierung zu einer deutlichen Erhöhung der Heterogenität führen (vgl. Kapitel 4.3);

- **Untrennbarkeit:** Wie bereits in Kapitel 2 beschrieben, müssen Stromangebot und -nachfrage für einen stabilen Systembetrieb jederzeit ausgeglichen sein. Da eine Speicherungsmöglichkeit von Strom sowohl aus technischen als auch ökonomischen Gesichtspunkten derzeit nur in sehr begrenztem Ausmaß gegeben ist, müssen Stromerzeugung und -nachfrage immer aufeinander abgestimmt sein. Dafür ist es notwendig, dass Anbieter und Nachfrager in gewissem Umfang kooperieren. Je mehr ein Anbieter über die individuellen Präferenzen und Nutzungsgewohnheiten seiner Kunden weiß, desto einfacher ist dieser Bilanzausgleich möglich. Der Einsatz von analogen Messsystemen und SLPs limitiert diesen hilfreichen Informationsaustausch heute stark, jedoch steigen durch den vermehrten Einbau intelligenter Messsysteme die Möglichkeiten einer intensiveren Kooperation zwischen Kunden und Anbietern.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass Stromtarife bereits heute als Dienstleistung anzusehen sind und die Veränderungen des Elektrizitätssystems zu einer Intensivierung der Dienstleistungscharakteristik von Stromtarifen führen können. SLAs bieten dabei die Möglichkeit, eine eindeutige und verständliche Vereinbarung zwischen Kunde und Anbieter über die Dienstleistungsqualität festzulegen. Nachfolgend wird sich mit möglichen Kennzahlen und zugehörigen Soll-Werten für SLAs für Stromtarife mit variablen Leistungspreisen beschäftigt. Darüber hinausgehende Aspekte von SLAs, z. B. rechtliche Rahmenbedingungen, sind nicht Teil dieser Arbeit.



#### **4.4.1 Kennzahlen zur Tarifaufgestaltung: Service Level Indicators**

SLIs werden in Dienstleistungsverträgen genutzt, um klar definierte Leistungskennzahlen zur Hand zu haben, die es sowohl dem Kunden als auch dem Anbieter ermöglichen, die Qualität der erbrachten Dienstleistung anhand objektiver Kriterien zu bewerten (vgl. Kieninger, et al. (2011)). Durch diese Anforderung, dass die Kennzahlen eine objektive Bewertung der Dienstleistungsqualität ermöglichen sollen, unterscheiden sich SLIs klar von anderen Bewertungsansätzen von Dienstleistungsqualität, z. B. der empfundenen Dienstleistungsqualität des Kunden, die stark durch dessen subjektive und individuelle Erfahrungen geprägt ist (vgl. Parasuraman, et al. (1985)). Nach Berger (2007) müssen SLIs sechs Anforderungen erfüllen, um sowohl für Kunden als auch für Anbieter eine sinnvolle Kennzahl darzustellen:

- vollständig definiert,
- relevant in Bezug auf die zu bewertende Dienstleistungsqualität,
- proportional zusammenhängend mit dem beschriebenen Sachverhalt,
- aussagekräftig für den Kunden,
- vollständig beeinflussbar durch den Anbieter,
- wirtschaftlich erhebbar.

Da die meisten Anforderungen selbsterklärend sind, wird auf eine ausführliche Beschreibung an dieser Stelle verzichtet; weitere Details finden sich am angegebenen Ort. Die im letzten Punkt angesprochene Wirtschaftlichkeit, als einzige Anforderung vielleicht nicht direkt verständlich, bedeutet hier, dass der Nutzen, der sich aus dem Erheben der Kennzahl ergibt, größer oder gleich dem Aufwand ihrer Erhebung sein muss (vgl. Berger (2007)).

Zur Herleitung geeigneter SLIs für das in Kapitel 4.3 beschriebene Tarifkonzept mit variablen Leistungspreisen wird die dort aufgezeigte Literatur herangezogen und unter Berücksichtigung oben stehender Anforderungen an SLIs diskutiert. Als wesentliche Tarifelemente von

unterbrechbaren bzw. lastbegrenzten Stromtarifen werden in der Literatur drei Kennzahlen angegeben: Die Häufigkeit des Auftretens von Unterbrechungen bzw. Begrenzungen, die Dauer der Unterbrechung bzw. Begrenzung und die Vorwarnzeit, innerhalb derer der Kunde über die Unterbrechung bzw. Begrenzung informiert wird (vgl. Oren & Smith (1992), Smith (1989)). In Abhängigkeit individueller Kundenbedürfnisse können die Anforderungen an diese Kennzahlen unterschiedlich ausgeprägt sein. Es ist bspw. denkbar, dass ein Kunde tägliche Begrenzungen von einer Stunde akzeptieren würde, wohingegen ein anderer höchstens wöchentlich begrenzt werden möchte, dafür aber mit einer Dauer von vier Stunden einverstanden ist.

Das vierte wesentliche Element solcher Tarife, das jedoch bisher nicht explizit genannt wurde, ist die vereinbarte Leistungsgrenze. In unterbrechbaren Tarifen liegt diese Leistungsgrenze logischerweise bei 0 kW, da die Stromversorgung komplett unterbrochen werden kann. Bei lastbegrenzten Tarifen muss die Leistungsgrenze spezifiziert werden, d. h. es muss eine konkrete Vereinbarung zwischen Kunde und Anbieter geben (vgl. Oren (2010), Woo (1990)).





Alle vier vorgestellten Kennzahlen haben eine hohe Relevanz für die zu erwartende Dienstleistungsqualität seitens des Kunden, da sie maßgeblich mitbestimmen, ob und in welchem Ausmaß ein Kunde von Einschränkungen seines Stromkonsums betroffen sein kann. In diesem Zusammenhang spielt auch die Uhrzeit des Auftretens einer Begrenzung eine wesentliche Rolle. Nachts ist der mögliche Komfortverlust bei vielen Kunden vermutlich deutlich geringer als tagsüber, da weniger stromintensive Aktivitäten durchgeführt werden. Nichtsdestotrotz wird in dieser Arbeit von einer Berücksichtigung dieser Kennzahl in SLAs für Stromtarife mit variablen Leistungspreisen aus zwei Gründen abgeraten. Erstens erhöht sich die Anzahl möglicher Tarifoptionen, wenn bspw. bestimmte Zeitfenster von einer Begrenzung des Leistungsbezugs ausgenommen werden. Dies widerspricht dem Grundsatz der Einfachheit von Tarifangeboten (vgl. Woo (1990), Würtz (2015)). Zweitens kann eine solche Einschränkung zu einer Reduktion des nutz-

baren Lastmanagementpotenzials führen, was sowohl aus Anbieter- als auch Energiesystemsicht nicht erstrebenswert ist. Eventuell denkbar wäre eine Differenzierung nach Tag und Nacht, sodass nachts der Anbieter immer die Möglichkeit hat, den Leistungsbezug des Kunden zu begrenzen, da zu dieser Zeit von geringeren Komforteinbußen kundenseitig ausgegangen werden kann. Dennoch wird dieser Gedankengang aus den oben aufgeführten Gründen nicht weiter verfolgt.

Zur Verwendung der vier genannten Kennzahlen als SLIs sind noch die anderen vorab genannten Anforderungen an SLIs zu überprüfen. Eine Definition der vier möglichen SLIs findet sich in Tabelle 4.1, womit die erste Anforderung erfüllt ist. Aus der Definition wird auch ersichtlich, dass eine Erhöhung bzw. Verringerung der zwischen Kunde und Anbieter vereinbarten Soll-Werte für diese SLIs zu einer Erhöhung bzw. Verringerung der Dienstleistungsqualität führt, wodurch ein proportionaler Zusammenhang gegeben ist. Um die Aussagekraft der SLIs dem Kunden gegenüber zu erhöhen, ist neben der reinen Definition in Tabelle 4.1 auch ein mögliches Icon zur Visualisierung jedes SLI angegeben. Der Aufwand zur Erhebung und Auswertung dieser SLIs ist bei der Verwendung intelligenter Messsysteme minimal, weswegen auch das Kriterium der Wirtschaftlichkeit erfüllt ist (s. a. Kapitel 4.5 bzgl. Technischer Details). Aufgrund der geplanten Ausgestaltung des beschriebenen Tarifkonzepts ist als letzte Anforderung auch die vollständige Beeinflussbarkeit durch den Anbieter gegeben. Der Anbieter hat dafür Sorge zu tragen, dass er entsprechend seiner vertraglich mit den Kunden vereinbarten SLIs genügend Leistung vorhält bzw. am Markt beschafft.

Wie gezeigt, erfüllen die vier vorgestellten Kennzahlen alle Anforderungen an SLIs und können daher als geeignete SLIs angesehen werden. Die daraus resultierende zu klärende Frage ist nun, was sinnvolle Soll-Werte bzw. SLOs für verschiedene Kundengruppen für diese vier SLIs sein können. Mit dem theoretischen Hintergrund dieser Frage beschäftigt sich Kapitel 4.4.2, mögliche Antworten geben die Kapitel 5 und 7.

**Tabelle 4.1:** Übersicht relevanter Service Level Indicators mit Definition

SLI	Definition	Icon
Höhe der gesicherten Mindestleistung	Die minimal verfügbare Leistung, die der Kunde uneingeschränkt zu jeder Zeit nutzen kann; angegeben in einem Vielfachen von Watt.	
Maximale Häufigkeit der Leistungsreduktion	Die maximale Anzahl von Einschränkungen in einem bestimmten Zeitraum, z. B. pro Monat; angegeben in Anzahl Einschränkungen pro Zeitraum.	
Maximale Dauer der Leistungsreduktion	Die maximale Dauer einer einzelnen Einschränkung; angegeben in einer Zeiteinheit, z. B. Stunden.	
Minimale Vorwarnzeit	Die minimale Zeit, zu der ein Kunde im Vorfeld über das Auftreten einer Einschränkung benachrichtigt wird; angegeben in einer Zeiteinheit, z. B. Stunden.	

#### 4.4.2 Soll-Werte der Kennzahlen: Service Level Objectives

Wie bereits in der Begriffsdefinition erläutert, stellen SLOs konkrete Soll-Werte für SLIs dar. Ein Ansatz zur Ermittlung von kosteneffizienten SLOs ist das sogenannte Service Level Engineering (SLE) (s. Kieninger, et al. (2011)). Nach diesem Ansatz wird für einen SLI der Wert ermittelt, der die Gesamtkosten, das sind aus Anbietersicht die variablen Dienstleistungskosten und aus Kundensicht die Opportunitätskosten, minimiert. Dieser Wert repräsentiert den paretoeffizienten Wert für den SLI und sollte daher als SLO gesetzt werden (vgl. Kieninger, et al. (2011)). Um eine solche mathematische Herleitung von SLOs durchführen zu können, ist es zwingend erforderlich, die entsprechenden Kosten des Anbieters und des Kunden zu kennen. Dies ist für das zur Diskussion stehende Konzept von Stromtarifen mit variablen Leistungspreisen aktuell nicht der Fall, da es sich bei Versorgungssicherheit um ein öffentliches Gut bzw. Allmendegut handelt (vgl. Kapitel 2.2). D. h. weder die Opportunitätskosten unterschiedlicher Kunden lassen sich genau quantifizieren, s. a. die Diskussion zum Wert der Versorgungssi-

cherheit, noch sind aktuell tatsächliche variable Kosten für das Bereitstellen von Leistung aus Anbietersicht eindeutig zu ermitteln, da es keinen Kapazitäts- oder Leistungsmarkt gibt. Näherungsweise könnten letztere für einen Kraftwerkspark bspw. über zugrundeliegende Investitionen und Instandhaltungskosten ermittelt werden.

Um dennoch SLOs für die beschriebenen SLIs ableiten zu können, bieten sich zwei komplementäre Ansätze an. Einerseits kann empirisch erhoben werden, welches Dienstleistungsniveau verschiedene Kundengruppen hinsichtlich der definierten SLIs erwarten (s. Kapitel 5). Andererseits kann modellgestützt untersucht werden, welche SLOs aus technischer Sicht als sinnvoll zu erachten sind und ob sich diese mit den empirisch ermittelten Kundenbedürfnissen decken (s. Kapitel 7).

## **4.5 Möglichkeiten der technischen Realisierung**

Obwohl der Fokus dieser Arbeit klar auf den anfänglich beschriebenen wirtschaftswissenschaftlichen Fragestellungen der Einführung von Stromtarifen mit variablen Leistungspreisen liegt, soll an dieser Stelle kurz auf die Möglichkeit der technischen Umsetzung solcher Tarife eingegangen werden.

Zwingend notwendig für die Einführung solcher Tarife ist die Möglichkeit einer Lastbegrenzung der Haushaltskunden seitens der Anbieter. Wie bereits angesprochen, besteht eine einfache Möglichkeit darin, entsprechende Hauptsicherungen, die bei Überschreiten der vertraglich vereinbarten Leistungsgrenze auslösen, beim Kunden einzubauen. Dies wird bspw. bei den bestehenden lastbegrenzten Tarifen von EDF und Iberdrola praktiziert (vgl. Kapitel 4.2). Wie jedoch von Panzar & Sibley (1978) schon aufgezeigt, besteht dabei der Nachteil, dass es zu Leistungsreduktionen zur falschen Zeit kommen kann (vgl. Kapitel 3.2.3). Besonders zu Zeiten hoher EE-Einspeisung ist es vorteilhaft, wenn Kunden nicht in ihrem Leistungsbezug begrenzt werden.

Auch wenn konkrete technische Lösungen zum Zeitpunkt des Verfassens dieser Arbeit nicht gefunden wurden, kann davon ausgegangen

werden, dass durch den Einsatz intelligenter Messsysteme die Realisierung von Stromtarifen mit steuerbarer Leistungsreduktion möglich wird. Gestützt wird diese Annahme durch Vorgaben in der technischen Richtlinie TR-03109 des Bundesamts für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI), die sich mit der Funktionalität, Interoperabilität und Sicherheit von intelligenten Messsystemen befasst. Konkret werden in dem Modul TR-03109-1 die folgenden Funktionalitäten für intelligente Messsysteme beschrieben, die auch für das vorgestellte Tarifkonzept erforderlich sind:

- detaillierte Erfassung und Bereitstellung von Nachfragedaten für Kunden und Anbieter: Momentanleistung (mindestens 15-minutengenau), Maximal- und Minimalleistungswerte innerhalb von Abrechnungszeiträumen, Tarifinformationen, historische Verbrauchswerte,
- gesicherte Kommunikationsfunktion zwischen Anbieter und Kunde mit der Möglichkeit einer gezielten Steuerung: Controllable Local Systems (CLS) zur direkten Schaltung einzelner Energieverbraucher, z. B. intelligente Haushaltsgeräte oder Stromunterbrecher,
- Versorgungsunterbrechungsfunktion: ferngesteuerte Unterbrechung der Stromversorgung beim Eintreten bestimmter Ereignisse, bspw. beim Überschreiten einer bestimmten genutzten Energiemenge.

Auch wenn diese geforderten Funktionen heute noch nicht komplett realisiert sind, machen diese Vorgaben deutlich, dass aus rein technischen Gesichtspunkten einer Umsetzung von Stromtarifen mit variablen Leistungspreisen nichts entgegenstehen sollte. Spätestens nach einer flächendeckenden Einführung intelligenter Messsysteme im Haushaltssektor mit den entsprechenden Funktionalitäten ist die technische Grundlage für die Einführung solcher Tarife weitestgehend gelegt (vgl. § 21c EnWG). Hervorzuheben ist, dass statt der in der TR-03109-1 beschriebenen Versorgungsunterbrechungsfunktion eine Lastbegren-

zungsfunktion notwendig wäre, da dadurch tatsächlich eine jederzeit verfügbare, gesicherte Mindestleistung angeboten werden kann.

Mit der flächendeckenden Einführung intelligenter Messsysteme in Deutschland haben sich verschiedene vom BMWi in Auftrag gegebene Studien befasst (vgl. BNetzA (2010), EY (2013)). Darauf aufbauend wird seitens des BMWi ein schrittweiser Rollout intelligenter Messsysteme bis 2032 vorgesehen (vgl. BMWi (2015a)):

- 2017 bis 2024: Einbau bei Verbrauchern mit mehr als 20.000 kWh Jahresverbrauch,
- 2019 bis 2026: Einbau bei Verbrauchern mit 10.000 kWh bis 20.000 kWh Jahresverbrauch,
- 2021 bis 2028: Einbau bei Verbrauchern mit 6.000 kWh bis 10.000 kWh Jahresverbrauch,
- bis 2032: Einbau, wenn an Flexibilitätsmechanismen teilgenommen wird.

Vor allem durch die letzten beiden Punkte werden auch direkt Haushaltskunden adressiert. Zusammenfassend lässt sich folglich festhalten, dass durch aktuelle politische Positionspapiere die Einführung von Tarifen mit variablen Leistungspreisen begünstigt wird.





# 5 Empirische Studie zur Tarifakzeptanz und -ausgestaltung

Eine wesentliche Frage im Hinblick auf die Einführung neuer Stromtarife ist die Akzeptanz dieser Tarife bei potenziellen Kunden. Um diese Frage zu beantworten sowie Erkenntnisse hinsichtlich angemessener SLOs zu gewinnen (vgl. Kapitel 4.4), wurde eine empirische Studie mit rund 1.100 Teilnehmenden durchgeführt. In diesem Kapitel wird zu Beginn ein Literaturüberblick über bestehende Arbeiten zu empirischen Studien mit Bezug zur Akzeptanz von Stromtarifen bei Haushaltskunden gegeben (Kapitel 5.1). Anschließend werden der methodische Hintergrund der durchgeführten Studie beschrieben (Kapitel 5.2) sowie Ergebnisse zu den Themen Nutzungsbereitschaft, Ausgestaltung wesentlicher Tarifelemente und, als kurzer Exkurs hinsichtlich einer möglichen Preisgestaltung von Tarifen mit variablen Leistungspreisen, Wert der Versorgungssicherheit präsentiert (Kapitel 5.3). Kapitel 5.4 fasst die wesentlichen Erkenntnisse dieses Kapitels hinsichtlich der Ausgestaltung von Tarifen mit variablen Leistungspreisen für verschiedene Kundengruppen zusammen<sup>1</sup>.

## 5.1 Stand der Wissenschaft

Existierende Arbeiten zur Akzeptanz von neuen Stromtarifen bei Haushaltskunden befassen sich ausschließlich mit der Akzeptanz von Stromtarifen mit variablen Arbeitspreisen (s. Carmichael, et al. (2014), Dütschke, et al. (2012), Dütschke & Paetz (2013), forsa (2010), Gerpott & Paukert (2014), Hillemacher (2014), Thiemann, et al. (2007)). Aus den bereits durchgeführten Studien lässt sich ableiten, dass für die Akzeptanz von Stromtarifen zwei Aspekte von Haushaltskunden als

---

<sup>1</sup> Kapitel 5.2 ist zu weiten Teilen aus Hayn, et al. (2015b) entnommen, Kapitel 5.3 beinhaltet Aspekte aus der angegebenen Quelle.

besonders wichtig empfunden werden. Erstens soll ein Stromtarif leicht verständlich und einfach strukturiert sein (vgl. Dütschke & Paetz (2013)). Zweitens soll dessen Nutzung einen möglichst geringen negativen Einfluss auf den Komfort sowie die alltäglichen Angewohnheiten des Haushalts haben (vgl. ebd.). Es kann davon ausgegangen werden, dass diese Prämissen unabhängig von dem ursprünglichen Fokus der Studien auf Tarife mit variablen Arbeitspreisen auch für Tarife mit variablen Leistungspreisen gelten. Über diese grundlegenden Erkenntnisse hinaus sind jedoch besonders die generelle Nutzungsbereitschaft von Stromtarifen mit variablen Leistungspreisen sowie mögliche Ausgestaltungsformen der damit zusammenhängenden SLOs von großem Interesse; beides Themen, die bisher noch nicht untersucht wurden.

Auch das Thema Wert der Versorgungssicherheit wurde bereits in verschiedenen empirischen Studien untersucht (s. Baarsma, et al. (2004), Praktiknjo (2013), Praktiknjo (2014), Reichl, et al. (2013), Schubert, et al. (2013)). In allen betrachteten Studien wird der Wert der Versorgungssicherheit bei einer vollständigen Versorgungsunterbrechung, d. h. einem Stromausfall, erhoben. Im Gegensatz dazu wird in der für diese Arbeit entwickelten Studie keine vollständige Versorgungsunterbrechung, sondern eine Reduzierung des Leistungsbezugs auf bestimmte Werte untersucht. Diesem Vorgehen liegt die Annahme zugrunde, dass eine vollständige Versorgungsunterbrechung mit deutlich höheren Komforteinbußen seitens der Kunden einhergeht als eine Leistungsreduktion, weswegen im ersten Fall bei der Erhebung des Werts der Versorgungssicherheit ein höherer Wert zu erwarten wäre. Im Kontext des neuen Stromtarifkonzepts mit variablen Leistungspreisen kann die Erhebung des Werts der Versorgungssicherheit bei Leistungsreduktionen dazu beitragen, mögliche Preisdifferenzierungen zwischen verschiedenen Tarifoptionen mit unterschiedlichen Höhen gesicherter Mindestleistung abzuleiten.

## 5.2 Empirische Untersuchungsmethodik

Die im Rahmen dieser Arbeit erstellte Studie beschäftigt sich, im Gegensatz zu vorherigen Studien, mit Aspekten rund um Stromtarife mit variablen Leistungspreisen. Neben obligatorischen soziodemografischen Informationen zur Person und dem Haushalt der Befragten, finden sich drei Schwerpunkte:

- Geräteausstattung, -nutzung und -flexibilität im Haushalt der Befragten,
- Nutzungsbereitschaft von Stromtarifen mit variablen Leistungspreisen und akzeptierte SLOs für die im vorigen Kapitel vorgestellten SLIs,
- Wert der Versorgungssicherheit.

Die Details der genannten Schwerpunkte, d. h. was konkret in der Studie erfasst wird, sind in Kapitel 5.2.2 dargelegt. Der vollständige Fragebogen befindet sich in Anhang C. Während die Fragen zur Soziodemografie der Teilnehmenden basierend auf den Standards von Destatis entwickelt wurden (vgl. Hoffmeyer-Zlotnik, et al. (2010)), leiten sich die Fragen zu den Themenfeldern Gerätenutzung und -ausstattung sowie Nutzungsbereitschaft und SLOs aus dem entwickelten Tarifkonzept (s. Kapitel 4) und den Anforderungen zur Entwicklung des bottom-up Simulationsmodells (s. folgendes Kapitel) ab. Zur Erhebung des Werts der Versorgungssicherheit wird die Methodik der kontingenten Bewertungsmethode, auf Englisch Contingent Valuation Method (CVM), genutzt. Die Grundlagen der CVM werden in Kapitel 5.2.1 vorgestellt. Zuletzt wird in diesem Kapitel noch auf die konkrete Umsetzung des Fragebogens, die Datenerhebung sowie die Datenbereinigung eingegangen (Kapitel 5.2.3).

### 5.2.1 Kontingente Bewertungsmethode

Die kontingente Bewertungsmethode (Contingent Valuation Method – CVM) ermöglicht es, den Wert von Gütern und Dienstleistungen, die noch nicht am Markt bestehen, über Umfragen zu ermitteln (vgl. Cum-

mings, et al. (1986), Mitchell & Carson (1989), Skiera (1999)). Häufig handelt es sich dabei um öffentliche Güter. Es kann bei der CVM zwischen der Zahlungsbereitschaft (Willingness To Pay – WTP) für das entsprechende Gut und einer Kompensationsforderung (Willingness To Accept – WTA) unterschieden werden. Die Zahlungsbereitschaft (WTP) ist dabei definiert als der Betrag, den der oder die Befragte bereit ist zu zahlen, um ein bestimmtes Wohlstands- oder Leistungsniveau zu bewahren. Die Kompensationsforderung (WTA) hingegen ist definiert als der Betrag, den der oder die Befragte als Entschädigung erwartet, um eine Reduzierung eines bestimmten Wohlstands- oder Leistungsniveaus zu akzeptieren (vgl. Cummings, et al. (1986), Mitchell & Carson (1989)).

Da für öffentliche Güter keine Märkte existieren, muss in der Umfrage zur Ermittlung eines Wertes für das zu untersuchende Gut ein hypothetischer Markt konstruiert und beschrieben werden, auf Basis dessen die Umfrageteilnehmer und -teilnehmerinnen Fragen bezüglich ihrer Zahlungsbereitschaft und/oder Kompensationsforderung beantworten können. Zusätzlich zu erhebende soziodemografische Faktoren der Teilnehmenden, z. B. Alter und Einkommen, sowie Eigenschaften und Vorlieben der Teilnehmenden mit Bezug zu dem zu bewertenden Gut ermöglichen es, bspw. durch Korrelationsanalysen, relevante Einflussfaktoren zwischen dem Wert des Gutes und Eigenschaften von Teilnehmenden zu ermitteln. (Vgl. Mitchell & Carson (1989))

Der Einsatz der CVM ist nicht unumstritten, da sowohl die Zuverlässigkeit bzw. Reproduzierbarkeit als auch die Validität der Ergebnisse in Frage gestellt werden können (vgl. Venkatachalam (2004)). Zahlreiche Autoren haben sich daher mit den Vor- und Nachteilen der CVM auseinandergesetzt (vgl. Carson, et al. (2001), Carson (2012), Cummings, et al. (1986), Diamond & Hausman (1994), Hausman (1993), Portney (1994), Venkatachalam (2004)). Trotz der angesprochenen Nachteile wird die CVM vor allem im Kontext der Bewertung öffentlicher Güter, großer Infrastrukturprojekte sowie umweltbezogener Themen als geeignete Methode zur Wertbestimmung gesehen (vgl. Venkatachalam

(2004)). Basierend auf einem Vergleich verschiedener Bewertungsmethoden argumentieren Woo & Pupp (1992), dass die CVM zur Bewertung der Versorgungssicherheit, besonders im Rahmen von Stromtarifen mit unterschiedlichen Versorgungssicherheitsniveaus, eine sinnvolle Erhebungsmethode darstellt.

Im Rahmen der Bewertung der Versorgungssicherheit mit Strom im Haushaltsbereich wurde die CVM bereits mehrfach eingesetzt (s. Baarsma, et al. (2004), Doane, et al. (1988), Praktiknjo (2014), Reichl, et al. (2013)). Während Baarsma, et al. (2004), Doane, et al. (1988) und Praktiknjo (2014) sowohl die WTP als auch die WTA von Haushaltskunden hinsichtlich Versorgungsunterbrechungen ermitteln, analysieren Reichl, et al. (2013) lediglich die WTP. Im Gegensatz zu den bereits durchgeführten Untersuchungen steht bei dieser Arbeit keine vollständige Unterbrechung der Stromversorgung im Fokus der Analyse, sondern eine Reduzierung des Leistungsbezugs von Haushalten auf ein bestimmtes zuvor definiertes Leistungsniveau. Diese Herangehensweise trägt der Idee Rechnung, dass Versorgungssicherheit zukünftig möglicherweise nicht mehr als öffentliches Gut, sondern als privates Gut zu vermarkten ist (vgl. Cremer (2013), Jacobsen & Jensen (2012), Oren (2010) und Kapitel 2.2.4). Unter Berücksichtigung des im vorigen Kapitel entwickelten Tarifkonzepts, in dem Haushaltskunden eine vertraglich gesicherte Mindestleistung nutzen können, helfen die Erkenntnisse dieser Studie, ein differenziertes Bild hinsichtlich der Wertschätzung unterschiedlicher Leistungsniveaus der Versorgungssicherheit zu erhalten. Solche Informationen können nicht nur, wie im Fokus dieser Arbeit, zur konkreten Ausgestaltung von Stromtarifen herangezogen werden, sondern auch zur Planung der benötigten Erzeugungs- und Transportkapazitäten eines Energiesystems (vgl. Munasinghe & Sanghvi (1988)).

### **5.2.2 Fragebogendesign**

Die Daten, auf denen die nachfolgend präsentierten Ergebnisse basieren, wurden mit Hilfe einer Onlineumfrage erhoben. Der zugehörige Frage-

bogen wurde mit der Software Enterprise Feedback Suite von Questback erstellt, mehreren Pretests unterzogen und entsprechend der Erfahrungen aus den Pretests adaptiert. Die im Fragebogen thematisch behandelten Aspekte sind in Tabelle 5.1 dargestellt, der vollständige Fragebogen ist in Anhang C wiedergegeben. Neben den nachfolgend beschriebenen thematischen Aspekten der Umfrage wurde eine Aufmerksamkeitsfrage integriert, anhand derer Teilnehmende, die die Fragen nicht im Detail lesen, identifiziert werden können. Die Nutzung einer solchen Frage erhöht signifikant die statistische Aussagekraft empirischer Studien und wird daher empfohlen (vgl. Maniaci & Rogge (2014), Oppenheimer, et al. (2009)).

**Tabelle 5.1:** Übersicht thematisch behandelter Aspekte des entwickelten Fragebogens

<b>5.2.2.1 Personen- und haushaltsbezogene Daten</b>	<b>5.2.2.3 Tarifakzeptanz und -ausgestaltung</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Soziodemografische Daten</li> <li>• Umwelteinstellung der Teilnehmenden</li> <li>• Stromverbrauchsdaten</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Bereitschaft zur Nutzung eines Tarifs mit variablen Leistungspreisen</li> <li>• Dauer und Häufigkeit der Reduzierung auf gesicherte Mindestleistung</li> <li>• Erwartete Gegenleistungen</li> </ul>
<b>5.2.2.2 Geräteausstattung, -nutzung und -flexibilität</b>	<b>5.2.2.4 Wert der Versorgungssicherheit</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Anzahl bestimmter Gerätetypen im Haushalt</li> <li>• Häufigkeit der Nutzung pro Woche</li> <li>• Bereitschaft zur zeitlichen Verlagerung der Nutzung</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Zahlungsbereitschaft (WTP)</li> <li>• Kompensationsforderung (WTA)</li> </ul>

### 5.2.2.1 Personen- und haushaltsbezogene Daten

Bei der Erhebung der personen- und haushaltsbezogenen soziodemografischen Daten wurde weitestgehend den gängigen Empfehlungen des Statistischen Bundesamts Deutschlands gefolgt (vgl. Hoffmeyer-Zlotnik, et al. (2010)). In einigen Fällen, z. B. beim Einkommen, wurde die Fragestellung identisch übernommen, jedoch die Granularität der

Antwortoptionen reduziert, da diese im Kontext dieser Umfrage nicht notwendig ist und auch die Wahrscheinlichkeit einer Antwortverweigerung der Teilnehmenden bei zu detaillierter Abfrage steigt. Konkret werden die in Tabelle 5.2 gezeigten soziodemografischen Merkmale abgefragt.

**Tabelle 5.2:** Abgefragte soziodemografische Daten auf Personen- und Haushaltsebene

<b>Personenbezogene soziodemografische Daten</b>	<b>Haushaltsbezogene soziodemografische Daten</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Geschlecht</li> <li>• Geburtsjahr</li> <li>• Höchster allgemeinbildender (Hoch-)Schulabschluss</li> <li>• Erwerbssituation</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Wohnverhältnis</li> <li>• Haushaltsgröße</li> <li>• Kinderanzahl im Haushalt</li> <li>• Durchschnittliches monatliches Haushaltsnettoeinkommen</li> </ul>

Neben den genannten soziodemografischen Daten wird auch die Umwelteinstellung der Teilnehmenden ermittelt. Dazu wird ein Konstrukt von Haws, et al. (2014) verwendet, welches aus sechs Aussagen besteht und auf einer 7-Punkt Likert Skala erfragt, ob die Teilnehmenden den Einfluss ihrer Konsumententscheidungen auf die Umwelt bei einer solchen Entscheidung berücksichtigen (s. a. Bearden, et al. (2011)). Besteht die Tendenz, den Umwelteinfluss von Konsum- und Kaufentscheidungen zu berücksichtigen, sprechen Haws, et al. (2014) vom „Green Consumer“, was hier als Maß für die Umwelteinstellung der Teilnehmenden herangezogen wird.

Auf Haushaltsebene werden zusätzlich Informationen hinsichtlich des Stromverbrauchs abgefragt. Dazu gehören der Jahresstromverbrauch sowie Informationen, ob der Haushalt vorwiegend mit Strom heizt und ob das Warmwasser vorwiegend mit Strom erzeugt wird.

### 5.2.2.2 Geräteausstattung, -nutzung und -flexibilität

Der Strombezug von Haushalten wird determiniert durch die verfügbare Anzahl von elektrischen Geräten und deren Nutzung (vgl. Firth, et al. (2008)). Im Kontext von Tarifen mit variablen Leistungspreisen ist

daher die Anzahl verfügbarer elektrischer Haushaltsgeräte von großem Interesse, da sich daraus beispielsweise der maximale gleichzeitige Leistungsbezug eines Haushalts ableiten lässt. Wird neben der reinen Verfügbarkeit auch noch eine Priorisierung der Geräte hinsichtlich einer möglichen Versorgungsunterbrechung vorgenommen sowie die Flexibilität der Gerätenutzung erfasst, kann auch das Bedürfnis für ein Mindestmaß verfügbarer Leistung angenähert werden. Ziel der Erhebung dieser Informationen ist es somit, den Bedarf gesicherter Leistung von Haushaltskunden ableiten zu können. Vor diesem Hintergrund werden die folgenden Merkmale in der Umfrage erfasst:

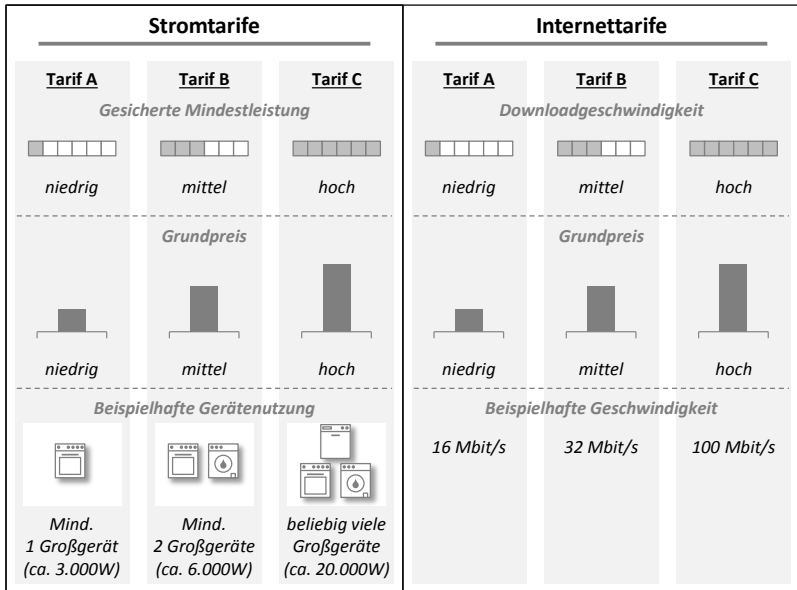
- verfügbare Anzahl bestimmter elektrischer Geräte im Haushalt,
- durchschnittliche Nutzungshäufigkeit der vorhandenen Geräte pro Woche,
- Abschaltreihenfolge (Rangfolge hinsichtlich einer einstündigen Unterbrechung der Stromversorgung der entsprechenden Geräte),
- Nutzungsflexibilität (Bereitschaft zu einer einstündigen Verschiebung des Nutzungszeitpunktes der vorhandenen Geräte).

### **5.2.2.3 Tarifakzeptanz und -ausgestaltung**

Dütschke & Paetz (2013) vertreten die Hypothese, dass die Bereitschaft, neue Stromtarife zu nutzen, maßgeblich dadurch beeinflusst wird, ob die Befragten bereits Erfahrungen mit diesen Tarifen sammeln konnten. Da Tarife mit variablen Leistungspreisen für Haushaltskunden in Deutschland noch nicht existieren, ist davon auszugehen, dass die Teilnehmenden keine Erfahrung mit einem solchen Tarifkonzept haben. Daher ist es umso wichtiger, die Eigenschaften des Tarifes möglichst allgemeinverständlich zu formulieren. Zum besseren Verständnis wurde neben einer verbalen Beschreibung des Tarifkonzepts auch eine visuelle Darstellung des Tarifes entwickelt (s. Abbildung 5.1 links). Da aufbauend auf der Tarifbeschreibung im späteren Verlauf des Fragebogens eine Bewertung der Zahlungsbereitschaft und der Kompensationsforderung seitens der Teilnehmenden stattfinden soll, ist es nach Mitchell & Carson (1989) des Weiteren empfehlenswert, ein



bekanntes, ähnliches Konstrukt zum besseren Verständnis hinzuzufügen. Wie bereits dargelegt, eignen sich hierfür besonders Internettarife mit unterschiedlichen Downloadgeschwindigkeiten (s. Kapitel 4). Die zum Vergleich visualisierten Internettarife sind in Abbildung 5.1 rechts dargestellt.



**Abbildung 5.1:** Gegenüberstellung von Stromtarifen mit variablen Leistungspreisen und Internettarifen (Originalgrafik der Onlineumfrage)

Die drei in der Onlineumfrage vorgestellten Stromtarife, die auf dem in Kapitel 4 vorgestellten Konzept basieren, lassen sich zusammenfassend durch folgende Aussage beschreiben: Je höher die vertraglich abgesicherte Mindestleistung, desto teurer ist der Tarif. Die im speziellen abgefragten Tarife sind folgende:

- Stromtarif A: gesicherte Mindestleistung von ca. 3.000 W, garantierte Nutzungsmöglichkeit von mindestens einem Großgerät<sup>2</sup>,
- Stromtarif B: gesicherte Mindestleistung von ca. 6.000 W, garantierte Nutzungsmöglichkeit von mindestens zwei Großgeräten,
- Stromtarif C: gesicherte Mindestleistung von ca. 20.000 W, garantierte Nutzungsmöglichkeit von beliebig vielen Großgeräten.

Basierend auf der Tarifbeschreibung müssen die Teilnehmenden Fragen zum generellen Verständnis des Tarifkonzepts und zur Nutzungsbereitschaft beantworten. Wenn eine generelle Nutzungsbereitschaft besteht, folgen in der Umfrage konkretere Fragen hinsichtlich einer hypothetischen Tarifauswahl, der akzeptierten Auftrittshäufigkeit einer Begrenzung auf die vertraglich festgelegte Mindestleistung sowie der akzeptierten Dauer einer solchen Begrenzung. Unabhängig von diesen Fragen werden von den Teilnehmenden erwartete Gegenleistungen für die Einschränkung in ihrer Gerätenutzung abgefragt und wie viel Zeit im Voraus sie über eine Einschränkung informiert werden möchten.

#### **5.2.2.4 Wert der Versorgungssicherheit**

Wie in Kapitel 5.2.1 dargelegt, eignet sich die CVM zur Wertermittlung von Gütern ohne bis dato existierenden Markt im Rahmen von Umfragen. Nach Mitchell & Carson (1989) können verschiedene Erhebungsmethoden im Rahmen der CVM genutzt werden, zum Beispiel offene Fragen, Auktionen mit verdeckten Geboten oder iterative Verfahren (BiddingGames). Auch wenn die Nutzung offener Fragen bei der CVM mit Problemen behaftet ist (vgl. Desvousges, et al. (1983), Seller, et al. (1985)), wurde bei der durchgeführten Umfrage aus folgenden Gründen auf diese Methode zurückgegriffen: Einerseits argumentiert Pruckner (1995), dass offene Fragen sehr wohl von Befragten zu beantworten sind, wenn sie aufgrund persönlicher Erfahrungen mit dem

---

<sup>2</sup> Mit Großgeräten sind hier Elektroherd, Geschirrspülmaschine, Waschmaschine und Wäschetrockner gemeint, die durch einen hohen maximalen Leistungsbezug charakterisiert sind. Kühl- und Gefriergeräte werden in dieser Umfrage nicht als Großgeräte definiert.

betrachteten Gut vertraut sind. Auch wenn Tarife mit variablen Leistungspreisen per se den wenigsten Teilnehmenden vertraut sein dürften, kann jedoch in zweierlei Hinsicht bei den Befragten von gewissen persönlichen Erfahrungen ausgegangen werden. Erstens wird in der Tarifbeschreibung mittels Internettarifen eine für viele Teilnehmenden bekannte Analogie zum besseren Verständnis des Tarifkonzepts geschaffen und zweitens ist die Nutzung von Strom für verschiedene Haushaltsgeräte eine alltägliche Angelegenheit, sodass hier auf jeden Fall Erfahrungswerte bestehen sollten. Andererseits werden in vergleichbaren wissenschaftlichen Untersuchungen zum Wert der Versorgungssicherheit bei Haushaltskunden offene Fragen zur Wertermittlung genutzt, was für die Anwendbarkeit dieser Methodik in diesem Kontext spricht (s. Baarsma, et al. (2004), Praktiknjo (2013)). Auch ermöglicht die Nutzung der gleichen Methodik eine Vergleichbarkeit der Ergebnisse, da die Werte bei offenen Fragen in der Regel geringer ausfallen als bei geschlossenen Fragen (vgl. Kealy & Turner (1993), Kriström (1993)).

Konkret müssen die Befragten sowohl ihre Zahlungsbereitschaft als auch die Höhe einer Kompensationsforderung offenbaren. Die Zahlungsbereitschaft wird über die anzugebende Höhe des akzeptierten monatlichen Grundpreises der verschiedenen Tarifoptionen ermittelt. Die Kompensationsforderung hingegen wird über die vom Befragten erwartete monetäre Entschädigung für eine einstündige Reduzierung des Strombezugs auf die entsprechende Mindestleistung der Stromtarife mit 3.000 W bzw. 6.000 W erfasst.

### **5.2.3 Datenerhebung und -bereinigung**

Wie bereits gesagt, wurde die beschriebene Studie als Onlineumfrage mit der Software Enterprise Feedback Suite von Questback konzipiert. Die Vorteile einer Onlineumfrage liegen hauptsächlich bei den damit einhergehenden geringen Kosten sowie der in der Regel kurzen Durchführung- bzw. Datenerhebungszeit (vgl. Wright (2005)). Als Nachteile von Onlineumfragen sind die möglicherweise verzerrte Stichproben-

zusammensetzung sowie die Erreichbarkeit der gewünschten Zielgruppe anzusehen (vgl. ebd.). Während ersteres sich vor allem auf erwünschte soziodemografische Eigenschaften der Befragten bezieht, die ggf. nicht den Anforderungen der Untersuchung entsprechen, bezieht sich letzteres darauf, dass bei selbstständig durchgeführten Onlineumfragen die Schwierigkeit besteht, überhaupt die relevante Zielgruppe über bspw. Foren oder E-Mail-Verteiler zu erreichen. Um diesen beiden Nachteilen entgegenzuwirken, wurde die nach mehreren Pretests finale Umfrage durch die eResult GmbH<sup>3</sup> im Januar 2015 durchgeführt. Die eResult GmbH verfügt über ein Onlinepanel mit über 60.000 Teilnehmenden und kann durch gezielte Einladung bestimmter Teilnehmergruppen die benötigte Stichprobensammensetzung gewährleisten. Für die hier betrachtete Umfrage wurde eine nach Alter der Befragten repräsentative Stichprobe zur Teilnahme an der Umfrage eingeladen.

Insgesamt haben an der Umfrage rund 1.350 Personen teilgenommen mit einer Beendigungsquote von 89 %. Um nur valide Datensätze in die Ergebnisanalyse aufzunehmen, wurde als erstes eine Datenbereinigung durchgeführt. Hierzu wurden verschiedene Datensätze aus dem Grunddatensatz entfernt:

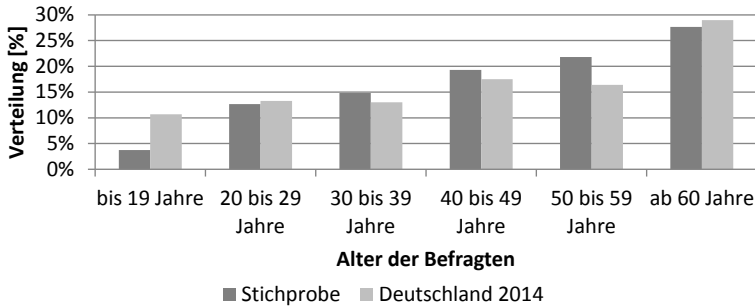
- nicht abgeschlossene Datensätze,
- Datensätze, bei denen die Aufmerksamkeitsfrage falsch beantwortet wurde,
- Datensätze, die hinsichtlich der Beantwortungsdauer im ersten Perzentil lagen (Bearbeitungszeit unter 232 Sekunden).

Der finale Datensatz besteht nach der Bereinigung aus 1.073 validen Datensätzen. Da manche Fragen logisch miteinander verknüpft sind, kann bei einigen Auswertungen eine kleinere Stichprobe die Grundlage der Analyse darstellen. Die vorliegende Gesamtstichprobe nähert gut den deutschen Bundesdurchschnitt hinsichtlich der Altersverteilung der Teilnehmenden an. Lediglich in der Gruppe der unter 20-jährigen

---

<sup>3</sup> Die eResult GmbH ist ein Anbieter von Marktforschungs- und Beratungsdienstleistungen und führt bspw. Zielgruppenbefragungen anhand ausgewählter Kriterien durch.

sowie der 50- bis 59-jährigen sind größere Abweichungen erkennbar (s. Abbildung 5.2).



**Abbildung 5.2:** Altersverteilung bei Teilnehmenden der Onlineumfrage und der Gesamtbevölkerung Deutschlands (vgl. AGOF (2015))

In Tabelle 5.3 ist die Stichprobe anhand verschiedener in der Umfrage erhobener Daten hinsichtlich der Haushalte, der Geräteausstattung sowie der teilnehmenden Person beschrieben. Daneben finden sich, soweit verfügbar, auch die entsprechenden Werte Deutschlands. Mit Ausnahme der Ausstattungsgrade<sup>4</sup> von Heizungen und Warmwasserbereitung mit Strom entspricht die Stichprobe sehr gut dem bundesdeutschen Durchschnitt. Auch hinsichtlich weiterer Kenngrößen, bspw. der Haushaltsgrößen- und Einkommensverteilung, weist die Stichprobe eine hohe Repräsentativität für Deutschland auf; grafische Aufbereitungen zum Vergleich der Haushaltsgrößenverteilung, der Einkommensverteilung, des Bildungsniveaus und der Erwerbstätigkeit liegen in Anhang C vor.

<sup>4</sup> Der Ausstattungsgrad ist definiert als die Anzahl der Haushalte, die ein Gerät besitzen, im Verhältnis zur Gesamtzahl der Haushalte. Er gibt somit an, wie viele Haushalte ein bestimmtes Gerät besitzen (vgl. Destatis (2015)).

**Tabelle 5.3:** Stichprobenbeschreibung und Vergleich mit Deutschland

	<b>Variable</b>	<b>Stichprobe</b>	<b>Deutschland</b>
<b>Haushalt</b>	Haushaltsgröße	2,2	2,0 <sup>a</sup>
	Familienquote	25,6 %	28,6 % <sup>b</sup>
	Eigentumsquote	44,5 %	49,3 % <sup>a</sup>
	Hausbewohnerquote	39,9 %	n/a
<b>Ausstattungsgrad</b>	Kühlschrank, Kühlgefrierkombination	99,8 %	99,8 % <sup>a</sup>
	Gefrierschrank, Gefriertruhe	50,6 %	50,8 % <sup>a</sup>
	Elektroherd (auch im Kombigerät)	94,6 %	94,0 % <sup>c</sup>
	Geschirrspülmaschine	70,9 %	68,5 % <sup>a</sup>
	Waschmaschine	94,8 %	95,6 % <sup>a</sup>
	Wäschetrockner (auch im Kombigerät)	45,2 %	40,3 % <sup>a</sup>
	Laptop	81,1 %	68,3 % <sup>a</sup>
	Computer (stationär)	67,8 %	54,0 % <sup>a</sup>
	Fernseher	96,1 %	97,5 % <sup>a</sup>
	DVD/Video-Recorder/Player	78,3 %	74,7 % <sup>a</sup>
	Hifi-Geräte (Stereoanlagen, Radios, etc.)	83,4 %	84,9 % <sup>c</sup>
	Heizung mit Strom	16,6 %	3,6 % <sup>d</sup>
Warmwasserbereitung mit Strom	37,7 %	17,6 % <sup>d</sup>	
<b>Person</b>	Männerquote	48,1 %	49,1% <sup>b</sup>
	Alter	47,6	n/a
	Umwelteinstellung <sup>e</sup>	5,18	n/a

<sup>a</sup> Destatis (2015)<sup>b</sup> Destatis (2013c)<sup>c</sup> Destatis (2013b)<sup>d</sup> Destatis & GESIS (2013)<sup>e</sup> Mittelwert basierend auf Fragekonstrukt nach Haws, et al. (2014) zwischen 1 (gering) und 7 (hoch)

### 5.3 Empirische Ergebnisse zur Tarifakzeptanz und -ausgestaltung

Zu Beginn dieses Kapitels werden einige methodische Grundlagen zur statistischen Auswertung der Umfrage erklärt (Kapitel 5.3.1). Die in der Umfrage erhobenen Daten werden anschließend hinsichtlich zweier übergeordneter Kriterien ausgewertet. Begonnen wird mit Ana-

lysen zur Tarifakzeptanz, d. h. der generellen Nutzungsbereitschaft und den von den Befragten erwarteten Gegenleistungen (Kapitel 5.3.2). Danach liegt der Fokus in Kapitel 5.3.3 auf der konkreten Ausgestaltung von Stromtarifen mit variablen Leistungspreisen. Hierbei wird sich an den in Kapitel 4 vorgestellten SLIs orientiert sowie das Thema Wert der Versorgungssicherheit aufgegriffen.

### 5.3.1 Methodische Grundlagen

Die in diesem Grundlagenkapitel erklärten statistischen Zusammenhänge basieren vollständig auf Field (2011). Für eine bessere Lesbarkeit wird von einer Referenzierung der einzelnen Sätze in diesem Kapitel abgesehen.

Abgesehen von wenigen Ausnahmen, wie z. B. dem Alter der Befragten oder der Zahlungsbereitschaft, sind die erhobenen Daten ordinal bzw. teilweise sogar nur nominal skaliert<sup>5</sup>. Für ordinal und nominal skalierte Daten muss bei statistischen Auswertungen auf nicht-parametrische Testverfahren zurückgegriffen werden. Erste grundlegende Erkenntnisse, auch hinsichtlich weiterer anzuwendender statistischer Verfahren, lassen sich bei solchen Daten aus Kontingenzt- bzw. Kreuztabellen ableiten. Ob ein grundsätzlicher Zusammenhang, sprich eine Korrelation zwischen verschiedenen Variablen besteht, kann mit Hilfe des Chi-Quadrat Tests auf Unabhängigkeit ( $\chi^2$ ) ermittelt werden. Dabei wird die tatsächliche mit der erwarteten Auftretungshäufigkeit verschiedener Variablenmerkmale verglichen. Liegt ein grundsätzlicher Zusammenhang zwischen den Variablen vor, können mit Hilfe weiterer Korrelationskoeffizienten die Stärke und die Richtung der Abhängigkeit ermittelt werden. Da es sich bei der hier zu analysierenden Umfrage um einen sehr großen Datensatz handelt und meist ordinal skalierte Variablen vorliegen, bietet sich hierfür der Spearman Rangkorrelationskoeffizient ( $r_s$ ) an. Im Gegensatz zu  $\chi^2$  ermöglicht der Wert von  $r_s$  bei linearen Zusammenhängen auch eine Interpretation der Stärke und

---

<sup>5</sup> Für eine ausführliche Erklärung verschiedener Skalenniveaus s. Field (2011).

der Richtung des Zusammenhangs.  $r_s$  liegt dabei immer zwischen -1 und 1; je größer der Betrag des Korrelationskoeffizienten, desto stärker ist der Zusammenhang in eine bestimmte Richtung ausgeprägt. Neben der Stärke des Zusammenhangs ist bei statistischen Analysen auch die Irrtumswahrscheinlichkeit bzw. Signifikanz ( $p$ ) von besonderem Interesse. Die Signifikanz gibt an, mit welcher Wahrscheinlichkeit, basierend auf der getätigten Analyse, eine falsche Hypothese bestätigt wird. Je kleiner dieser Wert, desto gesicherter ist das Ergebnis des statistischen Tests.

Neben der Analyse von Zusammenhängen können auch bewusst Unterschiede zwischen verschiedenen Gruppen statistisch analysiert werden. Bei ordinal skalierten Daten und zwei oder mehr zu vergleichenden Gruppen bietet sich hierfür der Kruskal-Wallis Test an. Anhand der Teststatistik  $H$  des Kruskal-Wallis Tests lässt sich ableiten, ob signifikante Unterschiede zwischen den Gruppen vorliegen. Um spezifische Informationen zu den Gruppenunterschieden zu erhalten, sind weitere Post-hoc-Analysen notwendig; die beiden wesentlichen sind dabei der Jonckheere-Terpstra Test ( $J$ ), der die Daten auf Trends untersucht, sowie der Mann-Whitney Test ( $U$ ), der paarweise Unterschiede zwischen Gruppen herausstellt. Zu berücksichtigen ist, dass bei der Verwendung vieler Mann-Whitney Tests im Nachgang zum Kruskal-Wallis Test, eine Bonferroni Korrektur durchgeführt werden muss, um die Fehleranfälligkeit der Tests zu minimieren. Durch die Bonferroni Korrektur werden erst solche Ergebnisse als signifikant identifiziert, deren Signifikanz  $p$  kleiner dem ursprünglich gewählten Signifikanzniveau  $\alpha$  geteilt durch die Anzahl der durchgeführten Mann-Whitney Tests  $k$  ist (s. Formel (5.1)). Eine Übersicht der entsprechend geltenden Grenzen zur Bewertung der Signifikanz nach der Bonferroni Korrektur findet sich in Tabelle C.1 in Anhang B.

$$p < \frac{\alpha}{k} \tag{5.1}$$

Mit Hilfe des  $z$ -Werts des Jonckheere-Terpstra Tests und des Mann-Whitney Tests kann einerseits, bei letzterem unter Berücksichtigung



der Bonferroni Korrektur, eine Aussage zur Signifikanz des Unterschieds zwischen den Gruppen getroffen werden. Andererseits lässt sich mit dem z-Wert auch die Effektstärke des Unterschieds bestimmen. Die Berechnung ist in Formel (5.2) gegeben, wobei r das Maß für die Effektstärke darstellt und N die für diesen Vergleich gültige Stichprobengröße.

$$r = \frac{z}{\sqrt{N}} \quad (5.2)$$

Nach Cohen (1992) kann für absolute r-Werte gleich 0,1 von einem schwachen, für r gleich 0,3 von einem mittleren und für r gleich 0,5 von einem starken Effekt gesprochen werden. Da das Vorzeichen von r keine Aussagekraft bzgl. der Effektstärke hat, werden in dieser Arbeit immer Absolutwerte angegeben. Beim Jonckheere-Terpstra Test zeigt das Vorzeichen des z-Werts darüber hinaus die Richtung des beobachteten Trends an, was für die Interpretation hilfreich ist. Beim Mann-Whitney Test können Richtungsaussagen nur unter zusätzlicher Einbeziehung bspw. des mittleren Rangs getroffen werden; ein höherer mittlerer Rang spiegelt eine höhere Anzahl hoher Variablenwerte wieder.

Um ein möglichst umfassendes Bild der erhobenen Daten zu vermitteln, werden bei den Auswertungen sowohl Korrelationsanalysen (Chi-Quadrat und Spearman) als auch Tests auf Gruppenunterschiede (Kruskal-Wallis mit anschließendem Jonckheere-Terpstra und Mann-Whitney Test) durchgeführt. Während anhand der Korrelationsanalysen nur grundsätzliche Zusammenhänge zwischen der abhängigen und den unabhängigen Variablen aufgezeigt werden können, bieten die nachfolgenden Tests die Möglichkeit, den konkreten Einfluss einzelner Gruppen auf die Ausprägung einer abhängigen Variablen herauszustellen. Dies ist besonders im Hinblick auf die Entwicklung kundengruppenspezifischer Tarifoptionen hilfreich.

Zur Visualisierung der erhobenen Daten werden einerseits Häufigkeitsverteilungen verwendet, andererseits Box-Plot-Diagramme. Mit

Hilfe letzterer kann ein guter Eindruck über die Verteilung der erhobenen Daten, auch über mehrere Variablen hinweg, gewonnen werden.

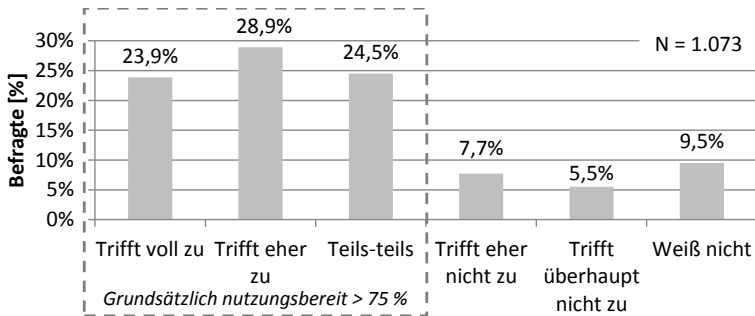
Neben der in Kapitel 5.2.3 beschriebenen grundlegenden Datenbereinigung wurde bei einigen in der Umfrage erhobenen Variablen eine Zusammenfassung einzelner Merkmalsausprägungen vorgenommen, wenn in der zugehörigen Kreuztabelle in mehr als 20 % der Zellen erwartete Häufigkeiten kleiner 5 vorlagen, um die Aussagekraft der statistischen Tests zu gewährleisten (s. a. Howell (2010)). Eine Übersicht über die vorgenommenen Zusammenfassungen mehrerer Merkmalsausprägungen einzelner Variablen ist in Tabelle C.2, Anhang B, zu finden. Die nachfolgenden Auswertungen basieren auf diesen zusammengefassten Variablen.

## **5.3.2 Tarifakzeptanz**

Zum Themenkomplex Tarifakzeptanz zählt einerseits die generelle Bereitschaft der Befragten, Stromtarife mit variablem Leistungspreis zu nutzen, sowie andererseits die Frage nach Gegenleistungen, die die Befragten von einem Anbieter erwarten, wenn sie einen solchen Tarif nutzen. Diese beiden Aspekte werden nachfolgend, basierend auf den in der empirischen Studie erhobenen Daten, analysiert.

### **5.3.2.1 Nutzungsbereitschaft**

Die grundsätzliche Nutzungsbereitschaft der Befragten ist in Abbildung 5.3 dargestellt. Es wird deutlich, dass die überwiegende Mehrheit der Befragten, konkret mehr als 75 % („Trifft voll zu“ bis „Teils-teils“), sich grundsätzlich vorstellen könnte, einen Stromtarif mit variablen Leistungspreisen zu nutzen.



**Abbildung 5.3:** Grundsätzliche Nutzungsbereitschaft der Befragten

Darauf aufbauend stellt sich die Frage, ob es signifikante Zusammenhänge zwischen bestimmten Eigenschaften der Befragten bzw. ihrer Haushalte und der Nutzungsbereitschaft gibt. In Tabelle 5.4 sind daher die Teststatistiken des Chi-Quadrat- und des Spearman-Korrelationskoeffizienten für entsprechende in der Umfrage erhobenen Variablen zusammengestellt. Als besonders signifikant nach Spearman sind die Haushaltsgröße, das Vorhandensein von Kindern (Familie), das Alter der Befragten und deren Umwelteinstellung hervorzuheben ( $p < 0,01$  bzw.  $p < 0,001$ ). Darüber hinaus hat auch die Kinderanzahl, die Anzahl vorhandener Großgeräte sowie das Bildungsniveau einen signifikanten Einfluss ( $p < 0,05$ ). Anhand des Spearman-Korrelationskoeffizienten wird jedoch deutlich, dass die Stärke der Korrelation meist nur gering ist; ein möglicher Grund kann in nicht linearen Zusammenhängen zwischen den unabhängigen Variablen und der abhängigen Variable liegen. Einzig die Umwelteinstellung hat einen sehr signifikanten, mittleren, positiven Einfluss auf die Nutzungsbereitschaft; mit steigender Umwelteinstellung steigt die Nutzungsbereitschaft ( $r_s = 0,28$ ;  $p < 0,001$ ).

**Tabelle 5.4:** Chi-Quadrat, Spearman und Kruskal-Wallis Teststatistik für die Nutzungsbereitschaft von Stromtarifen mit variablen Leistungspreisen

	<b>Nutzungsbereitschaft</b>				
	<b>df</b>	<b><math>\chi^2</math></b>	<b><math>r_s</math></b>	<b>df</b>	<b>H</b>
<b>Haushaltsgröße</b>	12	31,44**	-0,09**	3	15,29**
<b>Familie</b>	4	10,55*	-0,09**	1	7,48**
<b>Kinderanzahl</b>	12	16,43	-0,08*	3	8,85*
<b>Haushaltseinkommen</b>	16	21,03	-0,06	4	5,65
<b>Eigentümer</b>	4	3,84	-0,03	1	1,00
<b>Hausbewohner</b>	4	5,62	-0,02	1	0,23
<b>Anzahl Großgeräte</b>	8	17,52*	-0,08*	2	7,20*
<b>Geschlecht</b>	4	5,63	0,03	1	0,82
<b>Alter</b>	20	39,98**	0,09**	5	20,50**
<b>Bildungsniveau</b>	8	19,07*	0,08*	2	13,33**
<b>Erwerbstätigkeit</b>	4	3,88	0,02	1	0,26
<b>Umwelteinstellung</b>	8	96,48***	0,28***	2	78,73***

df = Freiheitsgrade; \* p < 0,05; \*\* p < 0,01; \*\*\* p < 0,001

Anstelle der Zusammenhänge von Variablen können auch spezifische Unterschiede zwischen verschiedenen Gruppen untersucht werden. Hierzu wird der Kruskal-Wallis Test durchgeführt, dessen Teststatistik ebenfalls in Tabelle 5.4 dargestellt ist. Hierbei liefern die gleichen Variablen signifikante Ergebnisse wie bei den vorher beschriebenen Korrelationsanalysen. Um konkretere Aussagen über die Unterschiede zwischen den einzelnen Gruppen machen zu können, wird einerseits für die signifikanten Variablen ein Jonckheere-Terpstra (s. Tabelle 5.5) und andererseits ein Mann-Whitney Test (s. Tabelle 5.6) als Post-hoc-Analyse durchgeführt.

Die Ergebnisse des Jonckheere-Terpstra Tests bestätigen die Ergebnisse des Spearman-Korrelationskoeffizienten; während vor allem mit einer steigenden Umwelteinstellung eine steigende Nutzungsbereitschaft einhergeht ( $r = 0,29$ ;  $p < 0,001$ ), haben Variablen wie die Haushaltsgröße oder die Anzahl von Großgeräten einen leicht negativen Einfluss auf die Nutzungsbereitschaft (s. Tabelle 5.5).

**Tabelle 5.5:** Jonckheere-Terpstra Teststatistik für die Nutzungsbereitschaft von Stromtarifen mit variablen Leistungspreisen

	Nutzungsbereitschaft		
	J	z	r
<b>Haushaltsgröße</b>	155.122,0	-2,87**	0,09
<b>Familie</b>	79.831,5	-2,74**	0,09
<b>Kinderanzahl</b>	89.195,0	-2,54*	0,08
<b>Anzahl Großgeräte</b>	90.719,0	-2,53*	0,08
<b>Alter</b>	201.955,0	2,82**	0,09
<b>Bildungsniveau</b>	162.876,5	2,55*	0,08
<b>Umwelteinstellung</b>	148.876,0	8,91***	0,29

\* p < 0,05; \*\* p < 0,01; \*\*\* p < 0,001

Mit Hilfe der paarweisen Vergleiche des Mann-Whitney Tests lässt sich erklären, warum die Korrelation von Haushaltsgröße und Nutzungsbereitschaft nur schwach ausgeprägt ist. Während sowohl kleinere Haushalte mit einer und zwei Personen nicht signifikant verschieden sind, liegt auch zwischen Haushalten mit einer und vier oder mehr Personen kein signifikanter Unterschied vor. Im Gegensatz dazu ist jedoch ein signifikanter Unterschied zwischen 1- und 3-Personenhaushalten zu erkennen. Anhand des mittleren Rangs lässt sich ableiten, dass die Nutzungsbereitschaft von 3-Personenhaushalten etwas geringer ausfällt ( $r = 0,18$ ;  $p < 0,003$ ) (s. Tabelle 5.6). Widersprüchliche Ergebnisse liegen zum Einfluss des Bildungsniveaus vor. Während einerseits Befragte mit Abitur oder Fachhochschulreife eine signifikant höhere Nutzungsbereitschaft aufweisen als Befragte mit einem geringeren Schulabschluss ( $r = 0,14$ ;  $p < 0,001$ ), wiederholen sich diese Ergebnisse im Vergleich zu Personen mit einem Universitäts- oder Fachhochschulabschluss (Akademiker) nicht (s. Tabelle 5.6). Ein Kausalzusammenhang zwischen dem Bildungsniveau und der Nutzungsbereitschaft scheint nicht zu bestehen.

**Tabelle 5.6:** Mann-Whitney Teststatistik für die Nutzungsbereitschaft von Stromtarifen mit variablen Leistungspreisen

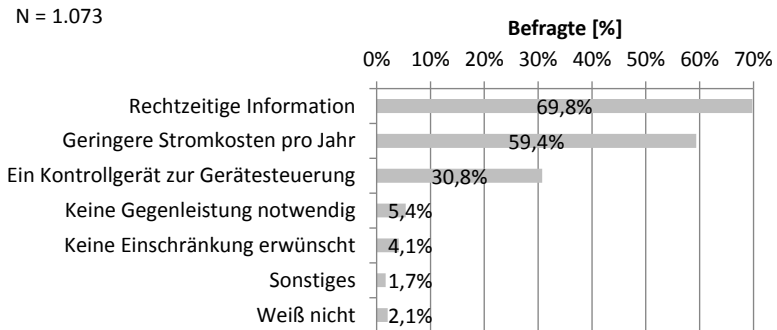
Paarvergleich		Nutzungsbereitschaft				
A	B	U	z	r	Mittlerer Rang (A)	Mittlerer Rang (B)
<b>Haushaltsgröße</b>						
1 Person	2 Personen	47.602,0	-2,12		345,49	314,94
1 Person	3 Personen	18.851,0	-3,74**	0,18	242,18	196,54
1 Person	≥ 4 Personen	18.827,5	-1,50		220,26	202,08
<b>Familie</b>						
Keine Kinder	Kinder	79.831,5	-2,74**	0,09	499,93	445,61
<b>Kinderanzahl</b>						
Kein Kind	1 Kind	41.962,5	-2,66*	0,09	428,38	378,83
1 Kind	2 Kinder	29.547,0	-1,62		411,58	370,69
1 Kind	≥ 3 Kinder	8.284,0	-0,02		372,97	373,83
<b>Anzahl Großgeräte</b>						
≤ 2	3 - 4	79.387,0	-2,69*	0,09	511,49	459,89
≤ 2	≥ 5	2.863,5	-0,66		142,94	131,81
<b>Alter</b>						
≤ 19	20 - 29	2.222,5	-0,12		81,76	80,78
≤ 19	30 - 39	2.450,5	-0,33		91,43	88,38
≤ 19	40 - 49	3.047,0	-1,03		122,86	111,12
≤ 19	50 - 59	3.430,5	-1,30		113,79	130,34
≤ 19	≥ 60	4.296,0	-0,87		137,83	150,54
<b>Bildungsniveau</b>						
<Abi/ FH-Reife	Abi/ FH-Reife	42.057,0	-3,56***	0,14	316,08	370,04
<Abi/ FH-Reife	Akademiker	60.777,0	-2,12		358,63	391,42
<b>Umwelteinstellung</b>						
Gering	Mittel	5.868,0	-1,09		153,40	169,70
Gering	Hoch	8.917,5	-4,43***	0,17	221,17	350,00

Signifikant zum Niveau: \*  $\alpha = 0,05$ ; \*\*  $\alpha = 0,01$ ; \*\*\*  $\alpha = 0,001$  (Bonferroni)

### 5.3.2.2 Erwartete Gegenleistungen

Neben der generellen Nutzungsbereitschaft wurde in der Studie auch erhoben, welche Gegenleistungen die Teilnehmenden von ihrem Stromtarifanbieter erwarten würden, damit sie bereit wären, in Engpasssituationen in ihrem Strombezug eingeschränkt zu werden. Die Ergebnisse dazu sind in Abbildung 5.4 veranschaulicht. Da bei dieser

Frage teilweise Mehrfachantworten möglich waren, addieren sich die Prozentwerte nicht zu 100 % auf. Mit fast 70 % ist die rechtzeitige Information über das Auftreten der Einschränkung die am häufigsten geforderte Gegenleistung der Teilnehmenden. Dies deckt sich mit den im vorigen Kapitel anhand bestehender Literatur herausgestellten Erkenntnissen, dass die Vorwarnzeit ein wesentlicher SLI für Tarife mit variablen Leistungspreisen ist. An zweiter Stelle wird mit fast 60 % eine Kostenersparnis erwartet. Ein Kontrollgerät, welches nach den Bedürfnissen des Kunden automatisch oder ferngesteuert den Stromverbrauch an die Engpasssituation anpasst und bestimmte Geräte abschalten kann, wird nur von rund 30 % der Befragten erwartet.



**Abbildung 5.4:** Erwartete Gegenleistungen der Befragten für eine Einschränkung der Gerätenutzung im Falle von Engpässen

Unter Berücksichtigung der Ausführungen zur möglichen technischen Umsetzung eines Stromtarifs mit variablen Leistungspreisen (s. Kapitel 4.5) wird ersichtlich, dass sowohl die erste als auch die dritte Forderung aus Abbildung 5.4 grundsätzlich gut umzusetzen sind, da die Vorgaben der TR-03109 explizit eine Kommunikations- und Steuerungsfunktion bei intelligenten Messsystemen vorsehen. Bzgl. der rechtzeitigen Information ist der Frage nachzugehen, wie lang im Voraus Kunden über einen Engpass benachrichtigt werden wollen. Dies entspricht dem SLO des SLI Vorwarnzeit. Auch der Reduzierung

der jährlichen Stromkosten muss sich bei der Ausgestaltung eines konkreten Tarifs gewidmet werden, da hier verschiedenste Ausgestaltungsformen denkbar sind. Eine Möglichkeit ist bspw., dass Kunden in Abhängigkeit der gewählten Tarifoption, beschrieben durch die genannten SLIs, einen unterschiedlich hohen monatlichen Grundpreis zahlen. Eine andere Möglichkeit besteht in der Rückvergütung gewisser Beträge durch den Anbieter in Abhängigkeit von der Häufigkeit und Höhe der Leistungsreduktion einzelner Kunden. Die genaue Ausgestaltung ist dabei wesentlich von zukünftigen rechtlichen Rahmenbedingungen abhängig. Von daher wird dieser Aspekt hier nicht weiter thematisiert. Einige grundlegende Gedanken zur Bepreisung von Stromtarifen mit variablen Leistungspreisen werden in Kapitel 5.3.3.5 ausgeführt.

### **5.3.3 Ausgestaltung wesentlicher Tarifelemente**

Wie in Kapitel 4 bereits vorgestellt, benötigen Stromtarife mit variablen Leistungspreisen geeignete SLIs mit entsprechenden SLOs, um die vereinbarte Dienstleistungsqualität zwischen Kunde und Anbieter eindeutig zu regeln. Basierend auf den vier vorgestellten SLIs werden in diesem Kapitel anhand der empirisch erhobenen Daten sinnvolle SLOs für Haushaltskunden untersucht (Kapitel 5.3.3.1 bis 5.3.3.4). In Kapitel 5.3.3.5 wird zusätzlich auf den Wert der Versorgungssicherheit eingegangen, um daraus Rückschlüsse auf eine mögliche Ausgestaltung eines monatlichen Grundpreises zu ziehen.

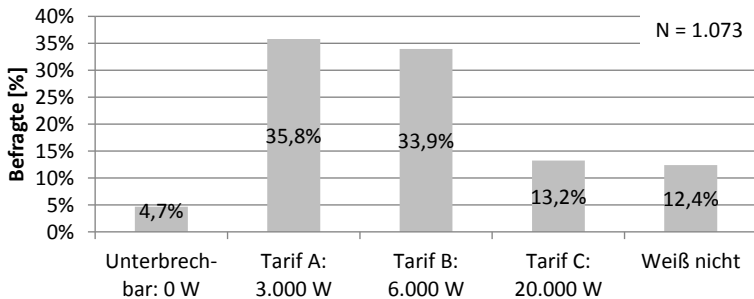
Aufgrund der Menge der erhobenen Informationen wird in den Ausführungen nur auf die signifikantesten Ergebnisse eingegangen. Die kompletten Teststatistiken sind jeweils in tabellarischer Form beigelegt.

#### **5.3.3.1 Höhe der gesicherten Mindestleistung**

Das wesentliche Merkmal von Stromtarifen mit variablen Leistungspreisen ist die Höhe der gesicherten Mindestleistung. Aus diesem Grund konnten Befragte, die eine grundsätzliche Nutzungsbereitschaft



angegeben haben, eine konkrete Auswahl zwischen einem Tarif mit 0 W, 3.000 W oder 6.000 W gesicherter Mindestleistung treffen. Die Häufigkeitsverteilung der Tarifauswahl ist in Abbildung 5.5 dargestellt. Teilnehmende ohne generelle Nutzungsbereitschaft sind in der Abbildung der Tarifoption mit 20.000 W gesicherter Mindestleistung zugeordnet, da diese Tarifoption von der gegebenen Beschreibung weitgehend dem heutigen Status quo der genutzten Stromtarife entspricht. Da die Zusatzoption eines unterbrechbaren Tarifs mit 0 W gesicherter Mindestleistung von nur rund 5 % der Befragten gewählt wurde, scheint der Markt für unterbrechbare Tarife in Deutschland sehr klein zu sein. Auch vor dem Hintergrund einer bedarfsgerechten Bepreisung des Versorgungssicherheitsniveaus ist ein Tarif mit 0 W Mindestleistung nicht zielführend, da Haushalte in der Regel immer eine gewisse Menge Strom aus dem Netz beziehen und sich daher an den zugrundeliegenden Infrastrukturkosten beteiligen sollten.



**Abbildung 5.5:** Konkrete Tarifauswahl der Befragten

Da in etwa gleich viele Befragte sich für die Tarifoption mit 3.000 W bzw. mit 6.000 W entschieden haben, ist es auch hier interessant, mögliche Zusammenhänge zwischen Haushalts- und Personenmerkmalen und der konkreten Tarifauswahl zu beleuchten. Die entsprechenden Teststatistiken des Chi-Quadrat- und Spearman-Korrelationskoeffizienten sind in Tabelle 5.7 angegeben. Dabei ist ein schwacher, signifikant positiver Einfluss von Haushaltsgröße, Familie, Kinderan-

zahl, Haushaltseinkommen und Anzahl der Großgeräte zu beobachten. D. h. steigende Werte dieser unabhängigen Variablen gehen mit einem höheren Bedarf gesicherter Mindestleistung einher. Diese Ergebnisse ergeben intuitiv Sinn, da die genannten unabhängigen Variablen tendenziell zu einem höheren Leistungsbedarf von Haushalten führen. Im Gegensatz dazu hat die Umwelteinstellung einen schwachen, signifikant negativen Einfluss auf die Tarifauswahl; Personen mit einer höheren Umwelteinstellung tendieren also zu Tarifen mit einer geringeren gesicherten Mindestleistung ( $r = -0,15$ ;  $p < 0,001$ ).

**Tabelle 5.7:** Chi-Quadrat, Spearman und Kruskal-Wallis Teststatistik für die Höhe der Mindestleistung

	Höhe Mindestleistung				
	df	$\chi^2$	$r_s$	df	H
<b>Haushaltsgröße</b>	6	35,85***	0,16***	3	31,43***
<b>Familie</b>	2	10,19**	0,10**	1	8,52**
<b>Kinderanzahl</b>	6	14,93*	0,09**	3	10,96*
<b>Haushaltseinkommen</b>	8	24,51**	0,16***	4	18,90**
<b>Eigentümer</b>	2	1,22	0,04	1	1,19
<b>Hausbewohner</b>	2	1,41	0,04	1	1,18
<b>Anzahl Großgeräte</b>	4	19,34**	0,12**	2	14,41**
<b>Geschlecht</b>	2	4,29	-0,03	1	0,70
<b>Alter</b>	10	17,46	-0,02	5	10,51
<b>Bildungsniveau</b>	4	6,03	-0,02	2	5,95
<b>Erwerbstätigkeit</b>	2	0,31	-0,02	1	0,21
<b>Umwelteinstellung</b>	4	17,04**	-0,15***	2	16,99***

df = Freiheitsgrade; \*  $p < 0,05$ ; \*\*  $p < 0,01$ ; \*\*\*  $p < 0,001$

Zur Identifikation gruppenspezifischer Unterschiede wird erneut der Kruskal-Wallis Test verwendet. Die signifikanten Variablen decken sich wieder mit denen, die bereits bei der Korrelationsanalyse aufgezeigt wurden (s. Tabelle 5.4). Auch die bereits über den Spearman-Korrelationskoeffizienten aufgezeigten Ergebnisse werden in der Trendanalyse des Jonckheere-Terpstra Tests bestätigt (s. Tabelle 5.8).

**Tabelle 5.8:** Jonckheere-Terpstra Teststatistik für die Höhe der Mindestleistung

	Höhe Mindestleistung		
	J	z	r
<b>Haushaltsgröße</b>	128.483,5	4,64***	0,16
<b>Familie</b>	67.765,5	2,92**	0,10
<b>Kinderanzahl</b>	73.051,0	2,67**	0,09
<b>Haushaltseinkommen</b>	108.916,0	4,21***	0,16
<b>Anzahl Großgeräte</b>	77.355,5	3,41**	0,12
<b>Umwelteinstellung</b>	57.921,5	-4,12***	0,15

\*  $p < 0,05$ ; \*\*  $p < 0,01$ ; \*\*\*  $p < 0,001$

Beim paarweisen Vergleich sind besonders die Gruppenunterschiede hinsichtlich der Haushaltsgröße, des Einkommens und der Geräteanzahl hervorzuheben (s. Tabelle 5.9). Anhand des mittleren Rangs lässt sich klar ableiten, dass größere Haushalte immer eine höhere Mindestleistung fordern als 1-Personenhaushalte. Ein besonders starker Effekt liegt diesbezüglich bei 3-Personenhaushalten vor ( $r = 0,28$ ;  $p < 0,003$ ), was sich mit den Erkenntnissen aus dem vorigen Kapitel deckt. Effekte ähnlicher Stärke und Richtung sind beim Haushaltseinkommen erkennbar; Haushalte mit einem höheren Einkommen wählen vermehrt einen Tarif mit höherer Mindestleistung. Auch wenn Haushaltsgröße und -einkommen grundsätzlich miteinander korrelieren, lässt sich dieses Ergebnis auch dahingehend interpretieren, dass mit höherem Einkommen der in der Tarifbeschreibung angegebene höhere Grundpreis von Tarifen mit höherer Mindestleistung bei der Tarifwahl weniger ins Gewicht fällt. Ein sehr signifikanter aber etwas schwächerer Effekt ist mit der Geräteanzahl verbunden ( $r = 0,13$ ;  $p < 0,001$ ). Beim Vorhandensein von drei bis vier Großgeräten entscheiden sich die Befragten vermehrt für einen Tarif mit höherer gesicherter Mindestleistung. Dieser Effekt tritt bei fünf oder mehr Geräten jedoch nicht mehr auf. Dies deutet auf einen möglichen Sättigungseffekt hinsichtlich einer gleichzeitigen Nutzung mehrerer Großgeräte hin.

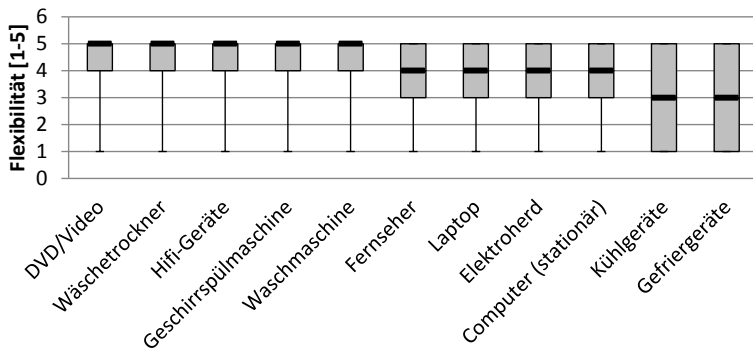
**Tabelle 5.9:** Mann-Whitney Teststatistik für die Höhe der Mindestleistung

Paarvergleich		Höhe Mindestleistung				
A	B	U	z	r	Mittlerer Rang (A)	Mittlerer Rang (B)
<b>Haushaltsgröße</b>						
1 Person	2 Personen	29.497,5	-3,77**	0,16	243,81	289,35
1 Person	3 Personen	10.765,0	-5,30**	0,28	162,01	216,16
1 Person	≥ 4 Personen	11.884,0	-2,97*	0,16	116,90	196,93
<b>Familie</b>						
Keine Kinder	Kinder	53.019,5	-2,92**	0,10	387,11	435,82
<b>Kinderanzahl</b>						
Kein Kind	1 Kind	26.244,5	-3,25**	0,12	342,11	403,72
1 Kind	2 Kinder	21.865,5	-0,93		334,75	354,17
1 Kind	≥ 3 Kinder	4.909,5	-0,68		306,25	331,75
<b>Haushalteinkommen</b>						
< 1.300 €	1.300 - 2.599 €	15.352,5	-2,10		181,06	203,32
< 1.300 €	2.600 - 3.599 €	9.207,0	-2,52*	0,15	136,20	158,23
< 1.300 €	3.600 - 5.000 €	6.685,0	-3,95**	0,24	117,80	151,08
< 1.300 €	> 5.000 €	2.016,0	-2,88*	0,22	83,72	107,10
<b>Anzahl Großgeräte</b>						
≤ 2	3 - 4	51.792,5	-3,76***	0,13	347,08	407,34
≤ 2	≥ 5	1.836,5	-0,52		117,92	125,47
<b>Umwelteinstellung</b>						
Gering	Mittel	2.647,0	-0,25		120,69	117,67
Gering	Hoch	5.954,0	-1,80		347,50	292,58

Signifikant zum Niveau: \*  $\alpha = 0,05$ ; \*\*  $\alpha = 0,01$ ; \*\*\*  $\alpha = 0,001$  (Bonferroni)

Die bisher gezeigten Ergebnisse basieren auf Angaben zur Mindestleistung, die exogen durch den Fragebogen vorgegeben waren. Es bleibt zu überprüfen, inwieweit der angegebene Leistungsbedarf über die Nutzungsflexibilität einzelner Geräte seitens der Befragten verifiziert werden kann. Dazu wurde in der Umfrage zum einen die Flexibilität in der Gerätenutzung über eine fünfstufige Likert-Skala bzgl. einer einstündigen Verschiebung erfragt, wobei die Likert-Skala von „Trifft überhaupt nicht zu“ (1) bis „Trifft voll zu“ (5) reicht. Zum anderen sollten die Befragten angeben, in welcher Reihenfolge einzelne Haushaltsgeräte im Falle eines Engpasses abgeschaltet werden sollen (Abschaltreihenfolge).

In Abbildung 5.6 sind die Box-Plot-Diagramme der abgefragten Haushaltsgeräte hinsichtlich einer einstündigen Verschiebung, nach absteigender Flexibilität sortiert, gezeigt. Die zugehörigen Lagemaße sind in Tabelle 5.10 gegeben. Insgesamt lässt sich eine sehr hohe Flexibilität in der Nutzung der abgefragten Geräte erkennen, da der Median aller Geräte größer oder gleich drei („Teils-teils“) ist. Eine besonders hohe Flexibilität ist sowohl im Bereich einiger Stand-by-Geräte (DVD/Video und Hifi-Geräte) als auch bei der Nutzung mehrerer aktiver Geräte (Wäschetrockner, Geschirrspülmaschine, Waschmaschine) ersichtlich. Dies ist dahingehend begrüßenswert, dass vor allem die genannten aktiven Geräte ein großes Lastverschiebepotenzial im Haushaltsbereich aufweisen, sowie gut zu automatisieren sind und daher kaum Komfortverluste verursachen oder Verhaltensanpassungen seitens der Haushalte erfordern (vgl. Kapitel 3.3.3).



**Abbildung 5.6:** Box-Plot-Diagramme der Nutzungsflexibilität ausgewählter Haushaltsgeräte

Unerwartet sind die Ergebnisse der Kühl- und Gefriergeräte, bei denen die geringste Flexibilität angegeben wurde, obwohl in der Umfrage explizit darauf hingewiesen wurde, dass diese Geräte ohne Funktionsverlust für eine Stunde ohne Strom auskommen und eine automatische Steuerung des Kühlkompressors vorgenommen werden würde.

Das individuell wahrgenommene Risiko der Lebensmittelbeeinträchtigung durch eine Unterbrechung der Stromversorgung scheint bei diesen Geräten zu dominieren.

**Tabelle 5.10:** Lagemaße der Nutzungsflexibilität ausgewählter Haushaltsgeräte

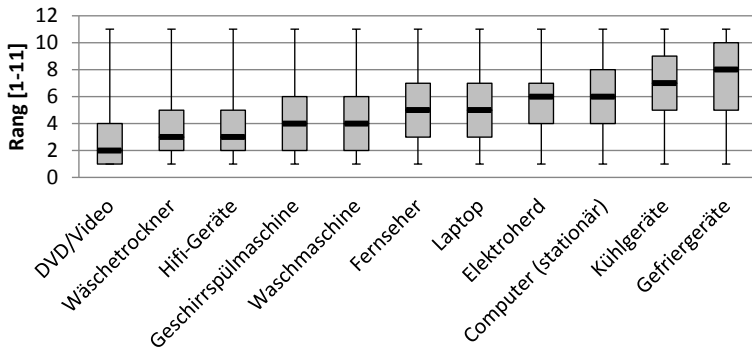
	<b>Lagemaße</b>					
	Mini- mum	0,25- Quantil	Median	0,75- Quantil	Maxi- mum	Modus
<b>DVD/Video</b>	1	4	5	5	5	5
<b>Wäschetrockner</b>	1	4	5	5	5	5
<b>Hifi-Geräte</b>	1	4	5	5	5	5
<b>Geschirrspülmaschine</b>	1	4	5	5	5	5
<b>Waschmaschine</b>	1	4	5	5	5	5
<b>Fernseher</b>	1	3	4	5	5	5
<b>Laptop</b>	1	3	4	5	5	5
<b>Elektroherd</b>	1	3	4	5	5	5
<b>Computer (stationär)</b>	1	3	4	5	5	5
<b>Kühlgeräte</b>	1	1	3	5	5	5
<b>Gefriergeräte</b>	1	1	3	5	5	5

Die Ergebnisse der Nutzungsflexibilität werden durch die erfragte Abschaltreihenfolge von eins (als erstes abschalten) bis maximal elf (als letztes abschalten) unterstützt (s. Abbildung 5.7). Die Lagemaße zu Abbildung 5.7 sind in Tabelle 5.11 beigefügt. Auch wenn die Mediane der verschiedenen Geräte etwas heterogener verteilt sind, deckt sich die Abschaltreihenfolge mit der angegebenen Nutzungsflexibilität.

Im Hinblick auf den Leistungsbedarf von Haushalten ist positiv zu vermerken, dass, mit Ausnahme des Elektroherds, alle Großgeräte sowohl hinsichtlich einer zeitlichen Verlagerung als auch einer Unterbrechung der Stromversorgung<sup>6</sup> als sehr flexibel eingestuft werden. Dies bedeutet, dass eine zeitgleiche Nutzung dieser Geräte vermutlich in vielen Fällen vermieden werden kann, was den Haushaltsbedarf an

<sup>6</sup> Bei der Bewertung der Abschaltreihenfolge sollten die Befragten davon ausgehen, dass zukünftige Geschirrspülmaschinen, Waschmaschinen und Wäschetrockner bei einer einstündigen Unterbrechung der Stromversorgung automatisch das gewählte Programm an der entsprechenden Stelle fortsetzen.

gesicherter Leistung senkt. Im Gegenzug sollen nach dem Willen der Befragten Kühl- und Gefriergeräte, Fernseher sowie Laptops und stationäre Computer möglichst unterbrechungsfrei mit Strom versorgt werden.



**Abbildung 5.7:** Box-Plot-Diagramme der Abschaltreihenfolge ausgewählter Haushaltsgeräte

Unter Berücksichtigung gängiger, der Literatur entnommener, Leistungswerte der verschiedenen Gerätetypen sowie mit Hilfe der in dieser Umfrage gewonnen Erkenntnisse kann der Bedarf an gesicherter Mindestleistung mit etwa 3.200 W abgeschätzt werden<sup>7</sup>. Dieser Wert entspricht relativ gut dem in der Umfrage beschriebenen Stromtarif A. Für größere Haushalte mit mehr Großgeräten bietet es sich an, im Rahmen der gesicherten Mindestleistung zwei statt nur ein Großgeräte zeitgleich nutzen zu können, was zu einem SLO von etwa 5.700 W führt. Auch hier findet sich eine gute Übereinstimmung zu der in Stromtarif B gegebenen Leistungsgrenze.

<sup>7</sup> Geschätzter Bedarf gesicherter Mindestleistung: 1 Großgerät (2.500 W) + 1 Kühlschrank (140 W) + 1 Fernseher (110 W) + 1 Laptop/ Computer (160 W) + Sonstiges (290 W  $\approx$  10 %) = 3.200 W (bzgl. des Leistungsbedarfs einzelner Gerätetypen vgl. Beer (2009), Stamminger (2008)).

**Tabelle 5.11:** Lagemaße der Abschaltreihenfolge ausgewählter Haushaltsgeräte

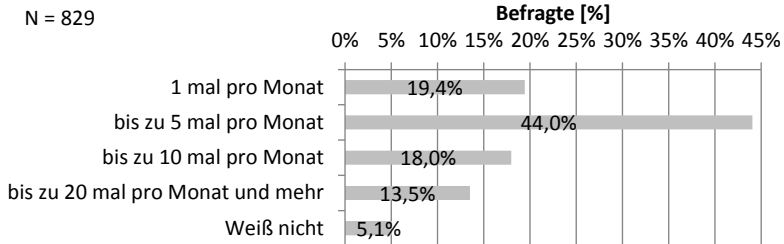
	<b>Lagemaße</b>					
	Mini- mum	0,25- Quantil	Median	0,75- Quantil	Maxi- mum	Modus
<b>DVD/Video</b>	1	1	2	4	11	1
<b>Wäschetrockner</b>	1	2	3	5	11	1
<b>Hifi-Geräte</b>	1	2	3	5	11	2
<b>Geschirrspülmaschine</b>	1	2	4	6	11	3
<b>Waschmaschine</b>	1	2	4	6	11	3
<b>Fernseher</b>	1	3	5	7	11	5
<b>Laptop</b>	1	3	5	7	11	5
<b>Elektroherd</b>	1	4	6	7	11	7
<b>Computer (stationär)</b>	1	4	6	8	11	6
<b>Kühlgeräte</b>	1	5	7	9	11	9
<b>Gefriergeräte</b>	1	5	8	10	11	9

### 5.3.3.2 Maximale Häufigkeit der Leistungsreduktion

Neben der Höhe der Mindestleistung ist die maximale Häufigkeit der Leistungsreduktion ein wesentliches Merkmal von Stromtarifen mit variablen Leistungspreisen. Hierzu wurden alle Teilnehmenden, die eine grundsätzliche Nutzungsbereitschaft solcher Tarife angegeben haben, befragt. Wie in Abbildung 5.8 ersichtlich, würde fast die Hälfte der Befragten bis zu fünf Leistungsreduktionen pro Monat akzeptieren, weitere knapp 20 % sind sogar mit bis zu zehn Leistungsreduktionen pro Monat einverstanden. Demgegenüber stehen rund 20 % der Teilnehmenden, die nur eine Leistungsreduktion pro Monat in einem solchen Tarif akzeptieren würden.

Bei der Analyse der Korrelation sowie der Gruppenunterschiede von Haushalts- und Personenmerkmalen in Bezug auf die Häufigkeit der Leistungsreduktion führt einzig die Umwelteinstellung zu sehr signifikanten Ergebnissen ( $p < 0,001$ ). Der Spearman-Korrelationskoeffizient legt einen schwach positiven Effekt der Umwelteinstellung nahe, d. h. mit steigender Umwelteinstellung steigt die Bereitschaft, mehr Leistungsreduktionen pro Monat zu akzeptieren ( $r = 0,18$ ).





**Abbildung 5.8:** Akzeptierte maximale Häufigkeit der Leistungsreduktion

**Tabelle 5.12:** Chi-Quadrat, Spearman und Kruskal-Wallis Teststatistik für die maximale Häufigkeit

	Maximale Häufigkeit				
	df	$\chi^2$	$r_s$	df	H
<b>Haushaltsgröße</b>	9	11,57	-0,05	3	5,56
<b>Familie</b>	3	3,57	0,00	1	0,00
<b>Kinderanzahl</b>	9	15,36	0,01	3	8,09*
<b>Haushaltseinkommen</b>	12	26,16*	0,08*	4	8,88
<b>Eigentümer</b>	3	0,71	-0,01	1	0,15
<b>Hausbewohner</b>	3	0,34	0,01	1	0,10
<b>Anzahl Großgeräte</b>	6	6,92	0,01	2	1,28
<b>Geschlecht</b>	3	6,27	0,09*	1	5,75*
<b>Alter</b>	15	27,18*	-0,03	5	11,35*
<b>Bildungsniveau</b>	6	5,91	0,07*	2	4,37
<b>Erwerbstätigkeit</b>	3	1,97	-0,01	1	0,05
<b>Umwelteinstellung</b>	6	27,98***	0,18***	2	26,00***

df = Freiheitsgrade; \* p < 0,05; \*\* p < 0,01; \*\*\* p < 0,001

Der beschriebene positive Zusammenhang zwischen Umwelteinstellung und maximaler Häufigkeit lässt sich auch aus den Ergebnissen des Jonckheere-Terpstra Tests ablesen ( $z = 5,09$ ;  $r = 0,18$ ;  $p < 0,001$ ) (s. Tabelle 5.13).

**Tabelle 5.13:** Jonckheere-Terpstra Teststatistik für die maximale Häufigkeit

	Maximale Häufigkeit		
	J	z	r
<b>Kinderanzahl</b>	63.456,0	0,41	
<b>Geschlecht</b>	84.555,5	2,40*	0,09
<b>Alter</b>	120.225,0	-0,86	
<b>Umwelteinstellung</b>	81.422,5	5,09***	0,18

\* p < 0,05; \*\* p < 0,01; \*\*\* p < 0,001

Im paarweisen Vergleich des Mann-Whitney Tests ist dieser Zusammenhang zwar auch erkennbar, jedoch deutlich weniger stark ausgeprägt (r = 0,10; p < 0,025) (s. Tabelle 5.14).

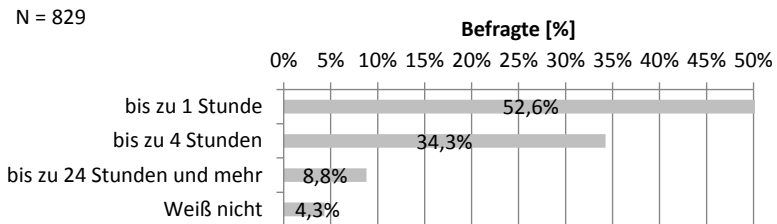
**Tabelle 5.14:** Mann-Whitney Teststatistik für die maximale Häufigkeit

Paarvergleich		Maximale Häufigkeit					
A	B	U	z	r	Mittlerer Rang (A)	Mittlerer Rang (B)	
<b>Kinderanzahl</b>							
Kein Kind	1 Kind	26.398,0	-1,76		352,63	316,65	
1 Kind	2 Kinder	20.335,0	-1,33		332,18	361,87	
1 Kind	≥ 3 Kinder	4.302,0	-1,51		305,23	365,50	
<b>Geschlecht</b>							
Weiblich	Männlich	70.196,5	-2,40	* 0,09	375,30	411,82	
<b>Alter</b>							
≤ 19	20 - 29	1.233,0	-1,56		56,60	68,17	
≤ 19	30 - 39	1.390,5	-0,95		61,85	69,13	
≤ 19	40 - 49	1.994,0	-0,66		81,97	88,06	
≤ 19	50 - 59	2.289,0	-1,70		91,80	111,76	
≤ 19	≥ 60	3.153,5	-0,55		120,62	127,86	
<b>Umwelteinstellung</b>							
Gering	Mittel	2.559,5	-0,48		111,94	118,19	
Gering	Hoch	5.214,5	-2,52	* 0,10	214,06	293,57	

Signifikant zum Niveau: \* α = 0,05; \*\* α = 0,01; \*\*\* α = 0,001 (Bonferroni)

### 5.3.3.3 Maximale Dauer der Leistungsreduktion

Der dritte im vorigen Kapitel vorgestellte SLI ist die maximale Dauer der Leistungsreduktion. Auch hierzu wurden nur die Teilnehmenden befragt, die eine grundsätzliche Nutzungsbereitschaft angegeben haben. Etwa 50 % der Befragten würden hierbei eine Leistungsreduktion von bis zu einer Stunde akzeptieren, weitere rund 35 % sogar von bis zu vier Stunden (s. Abbildung 5.9)<sup>8</sup>.



**Abbildung 5.9:** Akzeptierte maximale Dauer der Leistungsreduktion

Wie schon beim vorigen SLI weist einzig die Umwelteinstellung eine hochsignifikante schwache Korrelation auf ( $r_s = 0,10$ ;  $p < 0,01$ ) (s. Tabelle 5.15). Während diese Tendenz im Jonckheere-Terpstra Test bestätigt wird ( $z = 2,79$ ;  $r = 0,10$ ;  $p < 0,01$ ) (s. Tabelle 5.16), lassen sich diese Ergebnisse im direkten Paarvergleich nicht mehr reproduzieren (vgl. Tabelle 5.17).

<sup>8</sup> Um eine ausreichende statistische Aussagekraft der Tests zu gewährleisten, wurden unter „bis zu 1 Stunde“ die Ausprägungen „bis zu 15 Minuten“ sowie „bis zu 1 Stunde“ zusammengefasst (vgl. Kapitel 5.3.1). Da nur 3,4 % der Befragten „bis zu 15 Minuten“ angegeben haben, wurde als Bezeichnung der Merkmalsausprägung „bis zu 1 Stunde“ gewählt.

**Tabelle 5.15:** Chi-Quadrat, Spearman und Kruskal-Wallis Teststatistik für die maximale Dauer

	Maximale Dauer				
	df	$\chi^2$	$r_s$	df	H
<b>Haushaltsgröße</b>	6	6,16	-0,05	3	5,88
<b>Familie</b>	2	3,26	-0,06	1	2,93
<b>Kinderanzahl</b>	6	6,91	-0,06	3	2,97
<b>Haushaltseinkommen</b>	8	16,00*	0,00	4	6,74
<b>Eigentümer</b>	2	3,63	-0,04	1	1,48
<b>Hausbewohner</b>	2	0,27	-0,00	1	0,01
<b>Anzahl Großgeräte</b>	4	1,37	-0,02	2	0,66
<b>Geschlecht</b>	2	0,05	0,01	1	0,02
<b>Alter</b>	10	20,08*	0,01	5	12,00*
<b>Bildungsniveau</b>	4	6,68	0,09*	2	6,10*
<b>Erwerbstätigkeit</b>	2	4,49	0,04	1	1,25
<b>Umwelteinstellung</b>	4	8,50	0,10**	2	8,12*

df = Freiheitsgrade; \* p < 0,05; \*\* p < 0,01; \*\*\* p < 0,001

Ein schwacher signifikanter Trend scheint auch beim Bildungsniveau zu bestehen ( $z = 2,45$ ;  $r = 0,09$ ;  $p < 0,05$ ) (s. Tabelle 5.16). Eine mögliche Erklärung kann darin liegen, dass mit steigendem Bildungsniveau die Konsequenzen einer Leistungsreduktion über einen bestimmten Zeitraum besser abgeschätzt werden können.

**Tabelle 5.16:** Jonckheere-Terpstra Teststatistik für die maximale Dauer

	Maximale Dauer		
	J	z	r
<b>Alter</b>	125.553,5	0,17	
<b>Bildungsniveau</b>	109.534,0	2,45*	0,09
<b>Umwelteinstellung</b>	75.517,0	2,79**	0,10

\* p < 0,05; \*\* p < 0,01; \*\*\* p < 0,001

Bei genauerer Betrachtung des Bildungseinflusses mit Hilfe des Mann-Whitney Tests lässt sich dieser Trend jedoch nur im Vergleich von Akademikern und Personen mit einem Abschluss unter dem Niveau eines Abiturs oder einer Fachhochschulreife belegen. Der höhere

mittlere Rang bei Akademikern weist auf eine höhere Bereitschaft dieser hin, eine längere Dauer bei Leistungsreduktion zu akzeptieren.

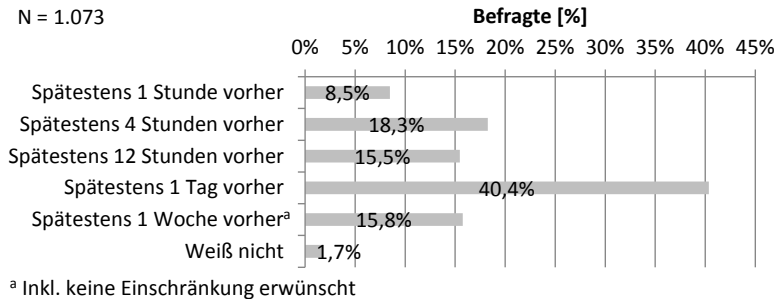
**Tabelle 5.17:** Mann-Whitney Teststatistik für die maximale Dauer

Paarvergleich		Nutzungsbereitschaft				
A	B	U	z	r	Mittlerer Rang (A)	Mittlerer Rang (B)
<b>Alter</b>						
≤ 19	20 - 29	1.271,0	-1,40		57,87	67,79
≤ 19	30 - 39	1.387,5	-1,11		61,75	69,79
≤ 19	40 - 49	2.131,5	-0,20		89,45	87,70
≤ 19	50 - 59	2.726,0	-0,39		106,37	110,58
≤ 19	≥ 60	2.982,5	-1,11		114,92	129,19
<b>Bildungsniveau</b>						
<Abi/ FH-Reife	Abi/ FH-Reife	32.348,0	-0,95		266,76	278,48
<Abi/ FH-Reife	Akademiker	38.926,0	-2,46*	0,10	285,83	317,03
<b>Umwelteinstellung</b>						
Gering	Mittel	2.543,5	-0,30		121,26	117,61
Gering	Hoch	6.388,0	-0,79		268,52	293,05

Signifikant zum Niveau: \*  $\alpha = 0,05$ ; \*\*  $\alpha = 0,01$ ; \*\*\*  $\alpha = 0,001$  (Bonferroni)

### 5.3.3.4 Minimale Vorwarnzeit

Der letzte SLI, der zur Beschreibung von Stromtarifen mit variablen Leistungspreisen zwingend notwendig ist, ist die minimale Vorwarnzeit bzgl. des Eintretens einer Leistungsreduktion. Da die Frage danach unabhängig von einer generellen Nutzungsbereitschaft gestellt wurde, besteht die Grundgesamtheit aus allen Teilnehmenden. Die Mehrheit der Befragten erwartet spätestens einen Tag vor Auftreten der Leistungsreduktion eine Information seitens des Anbieters, allerdings geben sich viele Befragte auch mit Vorwarnzeiten von zwölf, vier oder sogar einer Stunde zufrieden (s. Abbildung 5.10).



**Abbildung 5.10:** Akzeptierte minimale Vorwarnzeit der Befragten

Auch bei diesem SLI ist der Einfluss der Umwelteinstellung auf die Entscheidung der Befragten hervorzuheben. Anhand des Spearman-Korrelationskoeffizienten lässt sich ein schwacher bis mittlerer sehr signifikanter negativer Zusammenhang zwischen der Umwelteinstellung und der minimalen Vorwarnzeit ableiten ( $r_s = -0,19$ ;  $p < 0,001$ ) (s. Tabelle 5.18). D. h. mit steigender Umwelteinstellung sinkt die erwartete Vorwarnzeit.

**Tabelle 5.18:** Chi-Quadrat, Spearman und Kruskal-Wallis Teststatistik für die minimale Vorwarnzeit

	Minimale Vorwarnzeit				
	df	$\chi^2$	$r_s$	df	H
<b>Haushaltsgröße</b>	12	9,10	-0,02	3	3,33
<b>Familie</b>	4	2,83	0,02	1	0,23
<b>Kinderanzahl</b>	12	9,34	0,01	3	2,62
<b>Haushaltseinkommen</b>	16	8,89	-0,00	4	1,32
<b>Eigentümer</b>	4	4,82	-0,03	1	1,21
<b>Hausbewohner</b>	4	5,83	0,00	1	0,01
<b>Anzahl Großgeräte</b>	8	10,80	-0,02	2	1,12
<b>Geschlecht</b>	4	7,08	-0,07*	1	4,94*
<b>Alter</b>	20	27,37	-0,04	5	9,51
<b>Bildungsniveau</b>	8	8,13	-0,05	2	2,66
<b>Erwerbstätigkeit</b>	4	3,16	-0,05	1	2,35
<b>Umwelteinstellung</b>	8	61,96***	-0,19***	2	40,63***

df = Freiheitsgrade; \*  $p < 0,05$ ; \*\*  $p < 0,01$ ; \*\*\*  $p < 0,001$

Gestützt wird diese Hypothese durch die Trendanalyse mittels des Jonckheere-Terpstra Tests (s. Tabelle 5.19). Auch hier wird ein schwach negativer Trend bei der Umwelteinstellung diagnostiziert ( $z = -6,13$ ;  $r = 0,19$ ;  $p < 0,001$ ).

**Tabelle 5.19:** Jonckheere-Terpstra Teststatistik für die minimale Vorwarnzeit

	Minimale Vorwarnzeit		
	J	z	r
<b>Geschlecht</b>	128.453,5	-2,22*	0,07
<b>Umwelteinstellung</b>	108.577,0	-6,13***	0,19

\*  $p < 0,05$ ; \*\*  $p < 0,01$ ; \*\*\*  $p < 0,001$

Auch der Mann-Whitney Test unterstützt diese Beobachtung, da mit einer steigenden Umwelteinstellung ein geringerer mittlerer Rang und damit eine kürzere Vorwarnzeit einhergeht (s. Tabelle 5.20).

**Tabelle 5.20:** Mann-Whitney Teststatistik für die minimale Vorwarnzeit

Paarvergleich		Minimale Vorwarnzeit				
A	B	U	z	r	Mittlerer Rang (A)	Mittlerer Rang (B)
<b>Geschlecht</b>						
Weiblich	Männlich	128.453,5	-2,22*	0,07	547,31	507,37
<b>Umwelteinstellung</b>						
Gering	Mittel	6.332,0	-2,99**	0,15	231,84	184,69
Gering	Hoch	10.432,5	-4,88***	0,18	495,44	352,98

Signifikant zum Niveau: \*  $\alpha = 0,05$ ; \*\*  $\alpha = 0,01$ ; \*\*\*  $\alpha = 0,001$  (Bonferroni)

### 5.3.3.5 Wert der Versorgungssicherheit

In Bezug auf eine Tarifausgestaltung stellt sich auch die Frage nach einer möglichen Preisgestaltung. Wie eingangs erwähnt, wird an dieser Stelle nur kurz auf dieses Thema eingegangen. Als Grundlage für die folgenden Analysen dienen die in der Umfrage mittels WTP und WTA erhobenen Werte zum Wert der Versorgungssicherheit. Bei der WTP wurde die Zahlungsbereitschaft über einen maximalen monatlichen Grundpreis für die verschiedenen Tarifoptionen erfragt. Bei der WTA

sollten die Teilnehmenden die Höhe einer einmaligen Gutschrift seitens des Anbieters für eine einstündige, im Voraus angekündigte Leistungsreduktion beziffern. Vor der Analyse der Werte müssen diese noch über die bisherige Datenbereinigung hinaus berichtigt werden. In einem ersten Schritt wird die Stichprobe, separat für WTP und WTA, um inkonsistente Datensätze bereinigt. Dazu gehören bei der WTP die Datensätze, die mit steigender Mindestleistung eine geringere Zahlungsbereitschaft aufweisen, bei der WTA die Datensätze, die eine höhere Kompensationsforderung für eine höhere verbleibende Mindestleistung beinhalten. In einem zweiten Schritt werden die restlichen Datensätze auf Ausreißer hin untersucht. Hierzu wird ein einseitiger Walsh-Test durchgeführt, da für diesen keine bestimmte Häufigkeitsverteilung des Datensatzes gegeben sein muss (vgl. Walsh (1959)). Werden Ausreißer identifiziert, ist im Nachgang zu klären, wie mit diesen umzugehen ist. Nur basierend auf statistischen Tests allein sollten keine Ausreißer aus einer Stichprobe entfernt werden; Gründe für ein Entfernen von Ausreißern aus der Stichprobe können bspw. in eindeutig nachgewiesenen Messfehlern liegen oder wenn der Wert im Kontext der Umfrage eindeutig falsch bzw. nicht valide ist (vgl. Burke (2001)).

Durch die für jede Tarifoption voneinander unabhängige Erhebung der WTP und WTA lassen sich mit Hilfe des Walsh-Tests für jede Tarifoption einzeln Ausreißer identifizieren. In der folgenden Analyse spielt besonders das Verhältnis zwischen den Tarifen eine Rolle. Von daher wird an dieser Stelle ein listenweiser Fallausschluss für die WTP und die WTA vorgenommen, sodass die Stichprobe über die Tarifoptionen hinweg gleich groß ist. Als Grundlage für den Walsh-Test bei der WTP wird die Tarifoption C mit 20.000 W verwendet, da dies entsprechend der heute geltenden Tarifstruktur als Status quo angesehen werden kann und aus diesem Grund den Befragten am besten bekannt sein sollte. Hierauf basierend werden mit Hilfe des Walsh-Tests zwei Ausreißer identifiziert, die aufgrund ihrer Höhe (1.000 €/Monat bzw. 400 €/Monat) aus dem Datensatz entfernt werden, da diese Werte im Vergleich zu heute üblichen monatlichen Grundpreisen von ca. 5 € bis

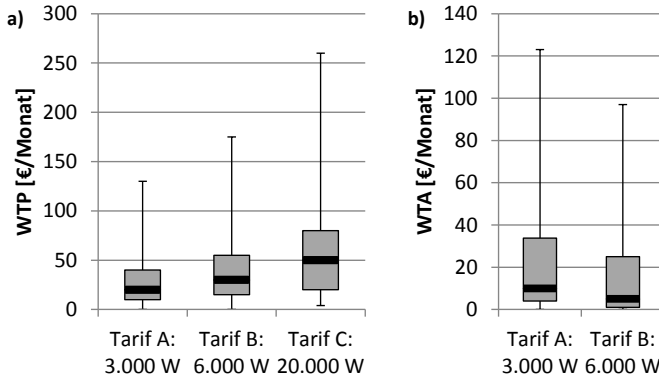


20 € und einem durchschnittlichen Haushaltsnettoeinkommen von rund 3.100 € in 2012 (vgl. Destatis (2014)) als unrealistisch eingestuft werden können.

Bei der WTA ist das Festlegen einer Referenzkategorie für die Identifikation von Ausreißern nicht möglich, da nur Kompensationsforderungen für eine Leistungsreduktion auf 3.000 W und auf 6.000 W abgefragt wurden. Mit Hilfe des Walsh-Tests werden bei der 3.000 W Option zwei und bei der 6.000 W Option drei Datensätze als Ausreißer identifiziert. Auch bei diesen Datensätzen sind die Kompensationsforderungen aufgrund ihrer Höhe als unverhältnismäßig einzustufen (10.000 € und 2.000 € für eine einstündige Leistungsreduktion auf 3.000 W), sodass die Ausreißer aus der Stichprobe zu entfernen sind. Grundsätzlich wird ein konservativer Ansatz gewählt, weswegen nur zwei statt drei Datensätze entfernt werden. Die Stichprobengröße für die WTP besteht final aus 407 Datensätzen, die der WTA aus 256. Die deutlich geringeren Stichprobengrößen belegen, dass die Bewertung noch nicht verfügbarer Dienstleistungen zu erheblichen Schwierigkeiten seitens der Befragten führt. Bei den resultierenden kleineren Stichproben muss von einer geringeren Repräsentativität der Ergebnisse ausgegangen werden.

In Abbildung 5.11 sind die Box-Plot-Diagramme der WTP und der WTA für die abgefragten Tarifoptionen dargestellt, wobei Extremwerte, die die obere Grenze überschreiten, für eine bessere Lesbarkeit nicht eingezeichnet sind (s. a. Frigge, et al. (1989)). In Tabelle 5.21 sind die zugehörigen Lagemaße angegeben. Sowohl aus der Abbildung als auch aus den konkreten Werten in der Tabelle wird unter Berücksichtigung heute gängiger monatlicher Grundpreise von 5 € bis 20 € für unbeschränkte Tarife (Tarif C) ersichtlich, dass im Mittel tendenziell eher hohe Werte angegeben wurden. Dies kann bedeuten, dass eine deutlich höhere Zahlungsbereitschaft für Stromtarife besteht als heute durch Marktpreise abgebildet. Eine alternative Interpretation kann hingegen sein, dass die Befragten entweder ihre tatsächliche Zahlungsbereitschaft nicht offenbart oder eventuell die Frage missinterpretiert und

auf ihre monatlichen Gesamtstromkosten bezogen haben. Da hier eine große Unsicherheit bzgl. der Validität der erhobenen Daten besteht, findet an dieser Stelle nur eine vereinfachte Betrachtung der Ergebnisse statt.



**Abbildung 5.11:** Box-Plot-Diagramme der monatlichen Zahlungsbereitschaft (WTP – a)) und Kompensationsforderung (WTA – b))

Da die betrachtete Grundgesamtheit nur Datensätze enthält, die für jede der drei Tarifoptionen gültige Werte aufweist, kann über das Verhältnis der Tarifoptionen zueinander ein erster Anhaltspunkt für eine mögliche Bepreisung von Stromtarifen mit variablen Leistungspreisen gewonnen werden. Wie in Kapitel 5.3.2.2 dargelegt, erwarten fast 60 % der Befragten eine Kosteneinsparung, wenn sie einen solchen Tarif nutzen. Unter Zugrundelegung heutiger Regularien ist die naheliegendste Option, eine Kosteneinsparung über den monatlichen Grundpreis an die Kunden weiterzugeben. Als erste Annäherung kann dafür, basierend auf der Zahlungsbereitschaft, das Verhältnis der Mediane der Tarife mit 3.000 W bzw. 6.000 W Mindestleistung zum heute geltenden Status quo mit 20.000 W Mindestleistung herangezogen werden. Dies würde bedeuten, dass der monatliche Grundpreis eines Tarifs mit 3.000 W Mindestleistung etwa 40 % und der eines Tarifs mit 6.000 W Mindestleistung etwa 60 % des heutigen Grund-

preises betragen sollte (20 € zu 50 € bzw. 30 € zu 50 €). Übersetzt in Absolutwerte heute geltender Grundpreise entspricht dies etwa einem monatlichen Grundpreis von 2 € bis 8 € für die 3.000 W Option und von 3 € bis 12 € für die Option mit 6.000 W. Werden mittel- bis langfristig neue regulatorische Rahmenbedingungen geschaffen, bspw. über eine Veränderung der Netzentgeltstruktur oder neue (dezentrale) Marktmechanismen, können auch andere Zahlungs- oder Erstattungsmodalitäten für die Endkunden erarbeitet werden, die u. a. mögliche zusätzliche Erlöse auf Anbieterseite in der Preisstruktur berücksichtigen.

**Tabelle 5.21:** Lagemaße der monatlichen Zahlungsbereitschaft (WTP) und Kompensationsforderung (WTA) in Euro

	WTP			WTA	
	Tarif A: 3.000 W	Tarif B: 6.000 W	Tarif C: 20.000 W	Tarif A: 3.000 W	Tarif B: 6.000 W
Minimum	0,0	0,0	4,0	0,0	0,0
0,25-Quantil	10,0	15,0	20,0	4,0	1,0
Median	20,0	30,0	50,0	10,0	5,0
0,75-Quantil	40,0	55,0	80,0	33,8	25,0
Maximum	200,0	300,0	350,0	1.000,0	500,0
Obere Grenze	130,0	175,0	260,0	123,0	97,0
Arithmetisches Mittel	26,5	39,3	57,6	57,8	35,9
Standardabweichung	25,4	35,6	50,3	125,1	75,8
Modalwert	10,0	20,0	50,0	5,0	0,0

## 5.4 Kundengruppenspezifische Tarifoptionen

Bereits Kapitel 3 zeigte, dass verschiedene soziodemografische Merkmale von Haushalten und Personen Einfluss auf das Stromverhaltensverhalten haben. Das dort dargestellte Ergebnis, dass besonders die Haushaltsgröße signifikant den Stromverbrauch beeinflusst, lässt sich auch in den empirisch erhobenen Ergebnissen zur grundsätzlichen Tarifakzeptanz sowie besonders bzgl. der gewünschten Höhe gesicherter Mindestleistung wiederfinden. Darüber hinaus weisen auch die Zusammenhänge zwischen den unabhängigen Variablen auf die hohe

Bedeutung der Haushaltsgröße hin, da für diese mit einer Vielzahl von Variablen höchst signifikante und starke Korrelationen vorliegen (s. Tabelle 5.22). Bzgl. des Stromverbrauchs ist besonders der Zusammenhang zwischen Haushaltsgröße und Geräteausstattung hervorzuheben. Dieser verdeutlicht, dass mit steigender Haushaltsgröße signifikant mehr Großgeräte in einem Haushalt vorhanden sind, was direkt den Stromverbrauch beeinflusst ( $r_s = 0,36$ ;  $p < 0,001$ ). Die bisher gezeigten Ergebnisse veranschaulichen auch, dass die Umwelteinstellung die Wahl vieler Tarifmerkmale signifikant beeinflusst. Da die Umwelteinstellung kaum mit anderen soziodemografischen Merkmalen des Haushalts korreliert (s. Tabelle 5.22), ist diese als wesentliches Differenzierungsmerkmal potenzieller Kunden bei der Gestaltung verschiedener Tarifoptionen zu berücksichtigen.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass mit steigender Haushaltsgröße eine etwas geringere Nutzungsbereitschaft von Stromtarifen mit variablen Leistungspreisen einhergeht und größere Haushalte zu einer etwas höheren gesicherten Mindestleistung tendieren. Im Gegenzug führt eine steigende Umwelteinstellung zu einer steigenden Bereitschaft, mögliche individuelle Einschränkungen, die aus der Verwendung von Stromtarifen mit variablen Leistungspreisen resultieren können, zu akzeptieren. Der positive Einfluss der Umwelteinstellung ist in mehr oder weniger starker Ausprägung bei allen betrachteten SLIs sowie der generellen Nutzungsbereitschaft erkennbar.

Im Hinblick auf die Herleitung empirisch bestimmter SLOs lassen sich die gezeigten Ergebnisse wie folgt zusammenfassen. In Bezug auf die Höhe der gesicherten Mindestleistung erscheinen die verwendeten Leistungsgrenzen von 3.000 W und 6.000 W als Alternativen zum Status quo sowohl aus Sicht der Nutzerakzeptanz als auch aus Sicht einer Flexibilisierung der Gerätenutzung gut geeignet. Die Entscheidung für eine bestimmte Höhe der Mindestleistung wird signifikant durch die Anzahl der Großgeräte beeinflusst. Von daher scheint die Beschreibung verschiedener Tarifoptionen anhand einer gleichzeitigen Nutzung dieser Geräte verständlich für Haushaltskunden. Zusätzlich zu

berücksichtigen ist bei einer Festlegung verschiedener Leistungs-niveaus für Tarife mit variablen Leistungspreisen die Nutzung bisher nicht berücksichtigter Großverbraucher, wie z. B. Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen oder Batteriespeicher.

Um eine Flexibilisierung der Nachfrage zu erreichen, ist es notwendig, dass die Anbieter solcher Tarife in ausreichender Häufigkeit von einer zeitweisen Lastreduktion Gebrauch machen können. Auch wenn rund 20 % der Befragten angegeben haben, nur eine Leistungsreduktion pro Monat akzeptabel zu finden, werden durch die Verwendung von alternativ bis zu fünf bzw. bis zu zehn Leistungsreduktionen pro Monat immer noch rund 75 % der Haushalte angesprochen.

Bzgl. der maximalen Dauer der Leistungsreduktion lassen sich aus den empirischen Ergebnissen klar die alternativen SLOs von bis zu einer Stunde bzw. von bis zu vier Stunden ableiten. Damit können etwa 90 % der Haushalte, für die die Nutzung eines Tarifs mit variablen Leistungspreisen in Frage kommt, erreicht werden.

Die Anzahl verschiedener SLOs für die minimale Vorwarnzeit ist vor allem von zukünftigen regulatorischen Veränderungen abhängig. Wenn es für einen Anbieter von Vorteil ist, möglichst kurzfristig eine Leistungsreduktion seiner Kunden vornehmen zu können, lässt sich mindestens eine dreistufige Gliederung anhand der empirischen Ergebnisse begründen. Mit den Vorwarnzeiten spätestens vier Stunden vorher, spätestens zwölf Stunden vorher und spätestens 24 Stunden vorher können Tarifoptionen angeboten werden, die bei über 80 % der Befragten auf Zustimmung stoßen würden.

Tabelle 5.22: Chi-Quadrat und Spearman Teststatistik für die soziodemografischen Faktoren von Haushalten

	Haushaltsgröße	Familie	Kinderanzahl	HH-Einkommen	Eigentümer	Hausbewohner
<b>Familie</b>	3 454,1 *** 0,59 ***					
<b>Kinderanzahl</b>	9 762,0 *** 0,60 ***	3 1073,0 *** 0,99 ***				
<b>Haushalts-einkommen</b>	12 305,9 *** 0,51 ***	4 61,8 *** 0,26 ***	12 84,9 *** 0,27 ***			
<b>Eigentümer</b>	3 104,1 *** 0,30 ***	1 22,6 *** 0,15 ***	3 30,0 *** 0,16 ***	4 102,6 *** 0,32 ***		
<b>Hausbewohner</b>	3 167,0 *** 0,39 ***	1 40,0 *** 0,19 ***	3 53,6 *** 0,21 ***	4 103,5 *** 0,33 ***	1 554,7 *** 0,72 ***	
<b>Anzahl Großgeräte</b>	6 171,1 *** 0,36 ***	2 30,4 *** 0,17 ***	6 33,0 *** 0,17 ***	8 146,6 *** 0,37 ***	2 115,6 *** 0,33 ***	2 122,4 *** 0,34 ***
<b>Geschlecht</b>	3 3,0 0,00	1 1,3 -0,04	3 3,6 -0,03	4 18,8 ** 0,14 ***	1 4,7 * 0,07 *	1 0,4 0,02
<b>Alter</b>	15 132,5 *** -0,24 ***	5 186,8 *** -0,3 ***	15 209,8 *** -0,29 ***	20 30,6 -0,07 *	5 34,6 *** 0,15 ***	5 25,3 *** 0,11 ***
<b>Bildungsniveau</b>	6 15,0 * 0,04	2 5,2 0,06 *	6 7,6 0,07 *	8 97,6 *** 0,28 ***	2 3,9 0,06	2 2,9 0,02
<b>Erwerbstätigkeit</b>	3 18,0 *** -0,12 ***	1 44,7 *** -0,2 ***	3 48,8 *** -0,2 ***	4 125,5 *** -0,34 ***	1 0,1 -0,01	1 0,1 -0,01
<b>Umweltein-stellung</b>	6 2,9 -0,01	2 0,1 0,00	6 7,2 0,01	8 7,9 0,00	2 5,1 0,60 *	1 0,1 0,08 **

Legende  
df  
 $\chi^2$   
r<sub>s</sub>

(Fortsetzung)

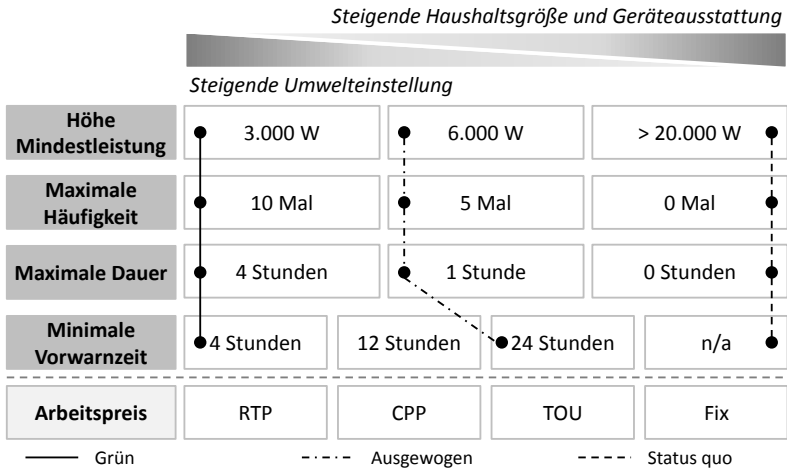
	Großgeräte	Geschlecht	Alter	Bildungsniveau	Erwerbstätig.
<b>Geschlecht</b>	2 2,5 -0,03				
<b>Alter</b>	10 41,6 *** 0,05	5 4,9 0,03			
<b>Bildungs- niveau</b>	4 8,2 0,02	2 17,8 *** 0,13 ***	10 119,9 *** -0,19 ***		
<b>Erwerbs- tätigkeit</b>	2 9,6 ** -0,09 **	1 5,6 * -0,07 *	5 252,1 *** 0,27 ***	2 56,2 *** -0,22 ***	
<b>Umwelt- einstellung</b>	4 4,3 0,00	2 9,3 * -0,08 **	10 25,6 ** 0,12 ***	4 5,8 0,06	2 0,4 0,01

df = Freiheitsgrade; \* p &lt; 0,05; \*\* p &lt; 0,01; \*\*\* p &lt; 0,001

Basierend auf den bisherigen Ausführungen zur Herleitung geeigneter SLOs für Stromtarife mit variablen Leistungspreisen lässt sich ein morphologischer Kasten darstellen, mit dessen Hilfe die Visualisierung aller möglichen Tarifkombinationen möglich ist (s. Abbildung 5.12). Zusätzlich zu den beschriebenen SLOs für Tarife mit variablen Leistungspreisen ist ganz rechts im morphologischen Kasten der entsprechende SLO des Status quo dargestellt. In Abhängigkeit von unterschiedlichen Kundenbedürfnissen können mit Hilfe dieses morphologischen Kastens geeignete Tarife kreiert werden. Dabei gilt, dass für Kunden mit einer hohen Umwelteinstellung tendenziell eher SLOs aus dem linken Bereich des morphologischen Kastens in Frage kommen, wohingegen eine steigende Haushaltsgröße und Geräteausstattung tendenziell eher zu einer Verschiebung der für den Kunden geeigneten SLOs nach rechts führt. Um einem Kunden einen individuell geeigneten Tarif anzubieten, sind also gewisse Grundinformationen notwendig. Beispielhaft sind drei mögliche Tarife eingezeichnet:

- Grün: ein Tarif für einen besonders umweltbewussten Haushalt, der entweder bereit ist, flexibel auf Lastreduktionen zu reagieren oder eher wenig Personen und eine geringe Geräteausstattung umfasst,
- Ausgewogen: ein Tarif für einen größeren Haushalt, der sich entweder aus Umweltgesichtspunkten oder möglicherweise finanziellen Gründen zu einer gewissen Flexibilisierung seiner Nachfrage bereit erklärt,
- Status quo: das Äquivalent zum heutigen Stromtarif, bei dem keine Leistungsreduktion auftritt.





**Abbildung 5.12:** Morphologischer Kasten zur Ausgestaltung von Stromtarifen unter Berücksichtigung individueller Versorgungssicherheitsniveaus

Abschließend ist in Abbildung 5.12 die logische Erweiterung des beschriebenen Tarifkonzepts dargestellt. Natürlich ist es denkbar, das Konzept variabler Leistungspreise mit unterschiedlichen Arbeitspreismodellen zu koppeln, um nicht nur eine Lastreduktion, sondern auch eine gezielte Lasterhöhung durch das Senden von Preissignalen zu stimulieren. Aus Kundensicht ist hierbei vor allem das Thema Tarifkomplexität hervorzuheben, da jedes weitere Tarifelement das Verständnis und die Akzeptanz von Tarifen beeinflusst (vgl. Würtz (2015)).



## **6 Entwicklung eines Bottom-up-Modells zur Simulation elektrischer Lastprofile von Haushalten**

Zur Beantwortung der einleitend vorgestellten Forschungsfrage, wie sich Tarife mit variablen Leistungspreisen auf Lastprofile von Haushaltskunden und damit auf die Flexibilisierung der Nachfrage auswirken, wird ein Modell zur Simulation elektrischer Lastprofile von Haushalten benötigt. Dieser Modellentwicklung widmet sich dieses Kapitel. Zu Beginn wird in Kapitel 6.1 ein geeigneter Modellierungsansatz hergeleitet, der sich aus den spezifischen aus der Forschungsfrage resultierenden Anforderungen an das Modell und der entsprechenden Eignung verschiedener Modellierungsansätze zur Erfüllung dieser Anforderungen ableitet. Anschließend wird unter Berücksichtigung bestehender Modelle eine Abgrenzung des im Rahmen dieser Dissertation entwickelten Modells vorgenommen (Kapitel 6.2). In Kapitel 6.3 werden der Aufbau des Modells nach einer grundlegenden Modellbeschreibung detailliert dargelegt sowie die zugrundeliegende Datenbasis vorgestellt. Eine Validierung des entwickelten Modells findet in Kapitel 6.4 statt.

### **6.1 Herleitung eines Modellierungsansatzes**

Zur Auswahl eines geeigneten Modellierungsansatzes ist es zuerst notwendig, die konkreten Anforderungen an das zu entwickelnde Modell zu spezifizieren. Diesen können verschiedene Modellierungsansätze gegenübergestellt werden, die unterschiedlich gut geeignet sind, eben diesen zu entsprechen. Auf Basis der Gegenüberstellung kann letztlich die Auswahl eines geeigneten Modellierungsansatzes getroffen werden.

### 6.1.1 Anforderungen an das Modell

Wie bereits in der Zielsetzung dieser Arbeit dargelegt (s. Kapitel 1.2), sollen mit Hilfe des Modells einerseits der Einfluss des entwickelten Tarifkonzepts auf die Flexibilisierung der Haushaltsnachfrage analysiert, andererseits die empirisch ermittelten SLOs plausibilisiert werden. Um diese übergeordneten Zielen zu erreichen, muss das Modell gewisse Anforderungen erfüllen.

Zur angesprochenen Zielerreichung muss die Hauptfunktion des Modells in der Generierung elektrischer Haushaltslastprofile bestehen. Für die Analyse der Tarifauswirkungen auf Haushaltslastprofile sowie zur Plausibilisierung der SLOs muss das Modell zusätzlich in der Lage sein, den Einfluss unterschiedlicher Tarife auf das Lastprofil abbilden zu können. Wie in den Kapiteln 3.1.2 und 5.3 dargelegt, wird sowohl der Stromverbrauch als auch eine mögliche Auswahl eines Stromtarifs mit variablen Leistungspreisen maßgeblich durch die Haushaltsgröße bestimmt. Folglich muss das Modell in der Lage sein, Lastprofile für unterschiedliche Haushaltsgrößen zu erzeugen. Damit einhergehend sind auch nicht alle im Haushalt vorhandenen elektrischen Geräte in gleichem Maße für eine Flexibilisierung der Nachfrage geeignet (vgl. Kapitel 3.3.3 und 5.3.3.1), sodass das Modell möglichst detailliert die Nutzung einzelner Geräte darstellen können muss.

Neben diesen funktionalen Anforderungen an das Modell bestehen einige zusätzliche hinsichtlich der zu berücksichtigenden Systemgrenzen. Da sich diese Arbeit mit einem neuen Tarifkonzept für den deutschen Strommarkt beschäftigt, soll das Modell Lastprofile für deutsche Haushalte generieren. Da Lastprofile einzelner Haushalte grundsätzlich sehr verschieden sein können, sollen die mit Hilfe des Modells erzeugten Lastprofile auf Haushaltsebene mögliche für die entsprechende Haushaltsgröße realistische Lastprofile darstellen. In aggregierter Form sollen die modellierten Lastprofile, bei Zugrundelegung des Status quo, dem gängigerweise für deutsche Haushalte genutzten SLP ähneln (vgl. Kapitel 3.1.1). Wie auch aus dem SLP ersichtlich, variieren Haushaltslastprofile in Abhängigkeit von der Jahreszeit und

vom Wochentag. Um dieser Variabilität Rechnung tragen zu können, soll das Modell Lastprofile für mindestens ein Jahr unter Berücksichtigung der geltenden Jahreszeit sowie der Wochentage erzeugen können. Hinsichtlich der zeitlichen Auflösung ist eine möglichst hohe Auflösung, z. B. 15 Minuten, anzustreben, um Lastspitzen, zu deren Senkung Tarife mit variablen Leistungspreisen beitragen können, adäquat abzubilden.

Zusammenfassend lassen sich die Anforderungen an das Modell über die folgenden Eigenschaften der als Output zu generierenden Lastprofile beschreiben:

- Sie sind auf Haushaltsebene realistisch, auf aggregierter Ebene repräsentativ für deutsche Haushalte unterschiedlicher Größe;
- Sie weisen eine hohe Detailschärfe bzgl. der zugrundeliegenden Haushaltsgeräte auf;
- Sie können den Einfluss von Tarifen zur Flexibilisierung der Nachfrage abbilden;
- Sie bilden einen Zeithorizont von mindestens einem Jahr unter Berücksichtigung von Jahreszeiten und Wochentagen ab;
- Sie haben eine hohe zeitliche Auflösung.

## **6.1.2 Überblick relevanter Modellierungsansätze**

In diesem Kapitel wird ein kurzer Überblick über mögliche, relevante Modellierungsansätze gegeben, die geeignet sind, den beschriebenen Anforderung an das Modell zu entsprechen.

### **6.1.2.1 Simulation versus Optimierung**

Grundsätzlich kann zwischen simulierenden und optimierenden Modellen unterschieden werden. Simulationsmodelle bilden komplexe Systeme oder Situationen vereinfacht nach und bieten damit eine relativ einfache Möglichkeit, diese Systeme hinsichtlich unterschiedlicher Fragestellungen zu untersuchen (vgl. Kolonko (2008), Suhl & Mellouli (2006)). Optimierungsmodelle hingegen ermitteln für ein

anhand von Zielfunktion und Nebenbedingungen formal beschriebenes Problem ein eindeutiges Ergebnis innerhalb eines zulässigen Wertebereichs (vgl. Suhl & Mellouli (2006)). Simulationsmodelle haben gegenüber Optimierungsmodellen den Vorteil einer kürzeren Rechenzeit, was die Modellierung einer höheren zeitlichen Auflösung ermöglicht (vgl. Genoese (2010)).

Wie im vorigen Kapitel angesprochen, ist die Hauptfunktion des Modells dieser Arbeit eine realistische Abbildung elektrischer Haushaltslastprofile in möglichst hoher zeitlicher Auflösung. Vor diesem Hintergrund bietet sich die Entwicklung eines Simulationsmodells an. Zusätzlich soll mit Hilfe des Modells der Einfluss verschiedener Stromtarife auf die modellierten Lastprofile analysiert werden. Ziel hierbei ist es, den optimalen Zeitpunkt des Leistungsbezugs des Haushalts zu bestimmen, sodass hierfür Optimierungsmodelle mit dem grundlegenden Simulationsmodell zu koppeln sind. Da das Grundmodell jedoch ein klassisches Simulationsmodell ist, werden nachfolgend verschiedene Simulationsansätze vorgestellt.

### **6.1.2.2 Top-down- versus Bottom-up-Simulation**

Im Bereich der Nachfragemodellierung im Haushaltssektor lassen sich Simulationsmodelle anhand ihres zugrundeliegenden Dateninputs in Top-down- und Bottom-up-Modelle gliedern (vgl. Swan & Ugursal (2009)). Erstere werden oft eingesetzt, um langfristige Veränderungen im Nachfrageverhalten und deren Einfluss auf den Kraftwerkspark abzubilden (vgl. ebd.). Dabei kommen in der Regel historische Stromverbrauchsdaten in Kombination mit makroökonomischen Daten der Region, bspw. dem Bruttoinlandsprodukt, zum Einsatz (vgl. Grandjean, et al. (2012)). Ein solcher Modellierungsansatz ermöglicht aufgrund der guten Datenverfügbarkeit die Entwicklung relativ einfacher Modelle zur Simulation makroökonomischer Veränderungen auf das Nachfrageverhalten (vgl. Swan & Ugursal (2009)). Nicht geeignet sind Top-down-Modelle zur Abbildung der Auswirkungen technologischer Trends und Innovationen, bspw. Veränderungen der Geräteeffizienz,

vermehrter Einsatz neuer Technologien und Nutzung neuer Tarifkonzepte, da keine entsprechenden Daten als Grundlage zur Verfügung stehen und diese Modelle nicht die benötigte Detailschärfe aufweisen (vgl. ebd.).

Bottom-up-Modelle hingegen verwenden Daten auf Haushalts- oder sogar Geräteebene zur Simulation der Nachfrage und können für größere Regionen extrapoliert werden (vgl. ebd.). Der hier zugrundeliegende Modellierungsansatz ermöglicht es von daher, sogar technologische Trends und Veränderungen auf Geräteebene zu simulieren (vgl. Grandjean, et al. (2012)). Zur Entwicklung solcher Modelle ist eine Vielzahl detaillierter Daten erforderlich, was zu einer hohen Modellkomplexität und Schwierigkeiten bei der Datenbeschaffung führen kann (vgl. Swan & Ugursal (2009)).

Als Kombination eines Top-down- und Bottom-up-Ansatzes kann die Arbeit von Boßmann (2015) angesehen werden. In dem dort entwickelten Modell eLOAD wird der Jahresenergiebedarf von Energiesystemen in stündliche Lastprofile einzelner als relevant angesehener Prozesse zerlegt. Danach können Veränderungen auf Prozessebene, z. B. durch den Einfluss verschiedener Preissignale mit variablen Arbeitspreisen, abgebildet werden. Anschließend findet eine Zusammenführung der Lastprofile der einzelnen Prozesse zu einem neuen Lastprofil für das Gesamtsystem statt.

Im Vergleich der beiden grundlegenden Modellierungsansätze wird deutlich, dass in dieser Arbeit ein Bottom-up-Modell notwendig ist, da damit die Möglichkeit besteht, individuelle Haushalte und den Einsatz einzelner Geräte zu simulieren. Die hohe Detailschärfe erlaubt es auch, den Einfluss verschiedener Tarifoptionen auf das Nachfrageprofil zu modellieren, da unterschiedliche Flexibilitätspotenziale einzelner Geräte berücksichtigt werden können.

### 6.1.2.3 Bottom-up-Simulationsansätze

Auf Ebene der Bottom-up-Modelle differenzieren Swan & Ugursal (2009) anhand der verwendeten Daten weiter nach statistischen und technischen Methoden. Bei ersteren werden historische Haushaltslastprofile unter Einsatz statistischer Methoden in Lastprofile einzelner Geräte zerlegt; die wesentlichen Methoden hierbei sind Regression, Conditional Demand Analysis und neuronale Netze (vgl. ebd.). Die so ermittelten Lastprofile der Geräte können anschließend wieder in unterschiedlicher Konstellation für verschiedene Haushalte aggregiert werden (vgl. ebd.). Voraussetzung für die Nutzung statistischer Methoden ist die Verfügbarkeit möglichst hoch aufgelöster historischer Daten einer möglichst großen Stichprobe.

Bei letzterem werden anhand technischer Spezifikationen verschiedener Geräte – z. B. deren maximaler Leistungsbezug – sowie deren Nutzungshäufigkeit Lastprofile für Haushalte erzeugt (vgl. ebd.). Durch dieses Vorgehen können auch neue Technologien, für die noch keine historischen Daten vorhanden sind, in der Simulation berücksichtigt werden (vgl. ebd.). Bei der Erstellung von Bottom-up-Modellen mit technischen Methoden kann bzgl. der Eingangsdaten entweder auf statistische Verteilungsfunktionen des Gerätebesitzes und deren Nutzung, auf in Stichproben dazu erhobene Daten oder auf für verschiedene Musterhaushalte definierte Datensätze zurückgegriffen werden (vgl. ebd.).

Anhand der bisherigen Beschreibung sind grundsätzlich beide Modellierungsansätze geeignet, den für diese Arbeit gestellten Modellanforderungen zu entsprechen. Auch im Hinblick auf die Qualität der erzeugten Lastprofile sind keine gravierenden Unterschiede festzustellen (vgl. Aydinalp-Koksal & Ugursal (2008)). Die Hauptvorteile der technischen Methode liegen einerseits in der Möglichkeit, neue Technologien in ein Modell zu integrieren, und andererseits werden keine historischen Lastprofile von Haushalten zur Herleitung gerätespezifischer Verbrauchsprofile benötigt. Aus diesen Gründen wird für diese Arbeit die technische Methode favorisiert. Weitere Ausführungen sowohl zu Top-down- und Bottom-up-Modellen als auch zu den zugehörigen



Modellierungsansätzen finden sich z. B. bei Grandjean, et al. (2012) und Swan & Ugursal (2009).

### **6.1.3 Auswahl des Modellierungsansatzes**

Über die in Kapitel 6.1.1 beschriebenen Anforderungen an das zu entwickelnde Modell zur Erzeugung von Haushaltslastprofilen lässt sich klar ein geeigneter Modellierungsansatz identifizieren. Es wurde gezeigt, dass die Basis des Modells aus einem Simulationsmodell bestehen sollte, um die Komplexität und Diversität elektrischer Haushaltslastprofile in ausreichend hoher zeitlicher Auflösung darstellen zu können (s. Kapitel 6.1.2.1). In der Klasse der Simulationsmodelle für Haushaltslastprofile ist ein Bottom-up- einem Top-down-Ansatz vorzuziehen, da nur so die geforderte gerätescharfe Modellierung möglich ist (s. Kapitel 6.1.2.2). Aufgrund des hohen Datenbedarfs an historischen Haushaltslastprofilen bei der Verwendung statistischer Methoden sowie deren Einschränkung in Bezug auf die Simulation technologischer Trends wird für diese Arbeit eine technische Methode favorisiert. Da im Zuge der Erstellung der Dissertation keine Verbrauchsdaten in großem Maßstab erhoben wurden, wird zur Modellentwicklung auf statistische Verteilungsfunktionen zurückgegriffen. Die zur Modellierung verwendeten Daten werden in Kapitel 6.3.3 vorgestellt.

## **6.2 Abgrenzung zu bestehenden Bottom-up-Simulationsmodellen**

Eine Vielzahl von Modellen zur Simulation von Haushaltslastprofilen wurde bereits entwickelt. Wie im vorigen Kapitel gezeigt, ist für die vorliegende Arbeit ein Bottom-up-Modell unter Verwendung eines technischen Modellierungsansatzes vorteilhaft, weswegen sich der folgende Literaturüberblick nur auf solche Modelle bezieht. Einige der untersuchten Simulationsmodelle sind auch für einen optimierenden Einsatz geeignet, z. B. um den Einfluss von Preissignalen abzubilden.

Eine Übersicht zu weiteren Modellen, die auf anderen Ansätzen basieren, findet sich bspw. bei Boßmann (2015), Gottwalt (2015), Grandjean, et al. (2012) und Swan & Ugursal (2009). Die für diese Arbeit analysierten Modelle sind vor dem Hintergrund der in Kapitel 6.1.1 beschriebenen Anforderungen in Tabelle 6.1 zusammengefasst. Die analysierten Kriterien bzgl. der inhaltlichen Anforderungen sind daher der geografische Fokus, d. h. auf welchen länderspezifischen Daten das Modell basiert, die Detailliertheit unterschiedlicher Haushalte und Geräte sowie die Berücksichtigung von Lastmanagement in den entsprechenden Modellen. Auch die technischen Anforderungen bzgl. des simulierbaren Zeithorizonts, der Anzahl berücksichtigter verschiedener Jahreszeiten und Wochentage sowie die zeitliche Auflösung sind in der Tabelle zusammengefasst. Ist ein analysiertes Modell in der Lage, neue Technologien abzubilden, ist dies ebenfalls in der Tabelle vermerkt. Hinsichtlich der Gerätedetails ist in der Tabelle zwischen Geräteklassen und -arten unterschieden. Geräteklassen beinhalten verschiedene -arten, z. B. könnte eine Klasse Küchengeräte die Gerätearten Herd, Mikrowelle und Kaffeemaschine umfassen. Eine über die tabellarische Darstellung hinausgehende detaillierte Beschreibung der verschiedenen Modelle findet an dieser Stelle nicht statt. Einige Kurzzusammenfassungen geben z. B. Armstrong, et al. (2009), Fischer, et al. (2015), Grandjean, et al. (2012) und Sandels, et al. (2014).

Aus der Tabelle wird ersichtlich, dass zwar eine Vielzahl verschiedener Bottom-up-Modelle entwickelt wurde, die wenigsten sind jedoch zur Abbildung von Lastmanagement in der Lage. Einige wenige können zwar einzelne Optimierungen bspw. bei variablen Arbeits- oder Leistungspreisen durchführen, ein kombinierter Einsatz verschiedener Preiskomponenten ist jedoch nicht möglich.

Grundsätzlich ist eine möglichst hohe zeitliche Auflösung sinnvoll, da durch die Mittelung über längere Zeitscheiben besonders Lastspitzen unterschätzt werden (vgl. Richardson, et al. (2010), Wright & Firth (2007)). Aufgrund der gegebenen Datenverfügbarkeit liegt die zeitliche Auflösung bei dieser Arbeit bei 15 Minuten. Auch wenn andere Modelle

teilweise mit bis zu sekundlicher Auflösung arbeiten, findet bei den meisten Modellen mit sehr hoher Auflösung nur eine zufällige Verteilung der Lasten auf die entsprechenden Zeitschritte statt.

Das für diese Arbeit entwickelte Modell unterscheidet sich von bestehenden in mehrfacher Hinsicht. Erstens ermöglicht dieses Modell die Darstellung sowohl arbeitspreis- als auch leistungspreisbasierten Lastmanagements, auch unter Berücksichtigung von Eigenstromerzeugung einer PV-Anlage. Zweitens ist das Modell anhand von Erkenntnissen zur manuellen Lastverlagerung des *MeRegio*-Feldversuchs kalibriert; somit erfolgt eine bessere Annäherung an das tatsächliche Haushaltsverhalten, statt nur technische Kriterien bei der Bestimmung des Lastverlagerungspotenzials zu berücksichtigen. Drittens ermöglicht die wochenweise Erzeugung der Haushaltslastprofile die Darstellung von Lastverlagerungen über Tagesgrenzen hinweg, z. B. bei Geschirrspülmaschinen und Nachtspeicherheizungen, und der damit einhergehenden Beeinflussung des Lastprofils des Folgetages. Da die meisten betrachteten Modelle nur tageweise Lastprofile generieren, entfällt dort diese Option.

Die größte Ähnlichkeit vom Modellierungsansatz des reinen Simulationsmodells liegt beim Modell von Gottwalt, et al. (2011) vor. Eine Verbesserung des dort gewählten Ansatzes erfolgte hauptsächlich hinsichtlich der verwendeten Datenbasis zum Geräteeinsatz. Während Gottwalt, et al. (2011) den regulären Geräteeinsatz in ihrem Modell mit Hilfe empirisch erhobener Daten kalibrierten, fließen in diese Arbeit empirisch erhobene Verteilungsfunktionen des Geräteeinsatzes ein. Die genutzten Verteilungsfunktionen ermöglichen darüber hinaus die Darstellung jahreszeitabhängiger Nutzungswahrscheinlichkeiten aller simulierten Gerätearten. Eine Kalibrierung anhand empirischer Daten erfolgt bei dem hier entwickelten Modell bei der manuellen Lastverlagerung von Haushalten, was gegenüber dem rein annahmebasierten Vorgehen bei Gottwalt, et al. (2011) eine weitere Verbesserung darstellt. Ergänzt wurden in dieser Arbeit der Einsatz von Nachtspeicherheizungen sowie die Verwendung vereinfachter Gerätelastprofile,

bspw. bei Wasch- und Geschirrspülmaschinen. Neben den rein methodischen Unterschieden liegt der wesentliche inhaltliche Unterschied der Modelle in der Optimierung bei Tarifen mit variablen Leistungspreisen, die nur in dem im Rahmen dieser Dissertation entwickelten Modell möglich ist.

Inhaltlich weist die Arbeit von Ruiz, et al. (2014) die größte Übereinstimmung auf, da das dort beschriebene Modell als einziges in der Lage ist Lastmanagement mit variablen Leistungspreisen abzubilden. Eine Differenzierung zu diesem Modell liegt einerseits durch den für diese Arbeit gewählten Modellansatz vor mit einem Zeithorizont von einem Jahr gegenüber einem Tag bei Ruiz, et al. (2014), der Berücksichtigung von jahreszeit- und wochentagsabhängigen Variationen des Leistungsbezugs sowie dem Fokus auf deutsche statt auf spanische Haushalte. Andererseits unterscheidet sich auch die Art der Optimierung bei variablen Leistungspreisen. Im Modell von Ruiz, et al. (2014) werden die Strombezugskosten der Haushalte in Abhängigkeit einer Leistungspreisfunktion minimiert, d. h. ein Haushalt erhält eine Bonuszahlung, wenn sein Leistungsbezug unter oder über einem gewissen Grenzwert liegt. Das gewählte Vorgehen von Ruiz, et al. (2014) ähnelt sehr stark dem Einsatz variabler Arbeitspreise, mit dem Unterschied, dass als Bezugsgröße die Leistung gewählt wurde. Im Gegensatz dazu reagieren in der vorliegenden Arbeit Haushalte auf temporäre Engpasssituationen, in denen sie eine bestimmte Leistungsgrenze nicht überschreiten können, selbst wenn sie zu dem Zeitpunkt eine entsprechend hohe Zahlungsbereitschaft aufwiesen. Darüber hinaus ist das hier entwickelte Modell in der Lage, neben einer reinen Optimierung bei Leistungspreisen auch den Einfluss variabler Arbeitspreise ebenso wie von PV-Anlagen abzubilden. Die Verwendung beobachteten Lastverlagerungsverhaltens des *MeRegio*-Feldversuchs zur Kalibrierung der manuellen Lastverschiebung stellt eine weitere Abgrenzung dar.

**Tabelle 6.1:** Literaturübersicht zu Bottom-up-Modellen zur Simulation von Haushaltslastprofilen mit technischem Modellierungsansatz

Quelle	Zielsetzung	1. Geografischer Fokus	2. Details (Haushalte)	3. Details (Geräte)	4. Lastmanagement	5. Simulationshorizont	6. Jahreszeiten	7. Wochentage	8. Zeitliche Auflösung	9. PV	10. E-Fahrzeuge	11. Sonstiges
Armstrong, et al. (2009)	Bewertung von KWK-Anlagen	CAN 3 Typen	35 Arten	Nein 1 Jahr	z. T. (L) 0	5 Min.						
Capasso, et al. (1994)	Lastprofile für die Simulation von Lastmanagement	ITA Soziodemografie	k. A.	Nein 1 Tag	0	15 Min.						
Dickert & Schegner (2011)	Lastprofile für die Simulation von Niederspannungsnetzen	DEU 6 Typen	20 Arten	Nein 1 Jahr	k. A.	30 Sek.						
Eisland, et al. (2013)	Bewertung des Einflusses neuer Technologien auf Lastprofile <sup>a</sup>	DEU Sektor	12 Klassen	Nein 1 Jahr	3	1 Std.				Ja		
Esslinger & Witzmann (2012)	Lastprofile für die Simulation von Niederspannungsnetzen	DEU k. A.	11 Klassen	Nein k. A.	k. A.	k. A.	1 Min.					

(Fortsetzung)

Quelle	Zielsetzung	1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	8.	9.	10.	11.
Fischer, et al. (2015)	Lastprofile für die Simulation von Lastmanagement und EE-Integration	DEU	14 Typen	12 Arten	Nein	1 Jahr	3	3	10 Sek.			
Gobmaier (2013)	Zukünftige Lastprofile	DEU	Soziodemografie	k. A.	AP, PVE	1 Jahr	3	3	15 Min.	Ja	Ja	
Gottwalt (2015)	Bewertung arbeitspreisbasierter Nachfrageflexibilität	DEU	k. A.	8 Arten	AP, PVE	12 Wochen	z. T. (RH, GL)	z. T. (GL)	15 Min.	Ja	Ja	BAT
Gottwalt, et al. (2011)	Bewertung arbeitspreisbasierter Nachfrageflexibilität	DEU	Soziodemografie	14 Arten	AP	1 Jahr	Ja	Ja	15 Min.			
Huang, et al. (2011)	Bewertung der Wirtschaftlichkeit von E-Fahrzeugen <sup>b</sup>	USA	k. A.	28 Arten	AP	1 Tag	2	2	1 Std.		Ja	
Maier, et al. (2014)	Bewertung möglicher PV-Eigenverbrauchsmaximierung	AUT	8 Typen	12 Klassen	PVE	1 Jahr	3	3	1 Min.	Ja	Ja	WP
McLoughlin, et al. (2010)	Lastprofile für die Simulation dezentraler Energiesysteme	IRL	5 Typen	k. A.	Nein	6 Monate	k. A.	k. A.	30 Min.			
Michalik (1997a)	Bewertung des Lastverschiebepotenzials mit Geräten zur Warmwasserbereitung	AUS	24 Typen	17 Arten	AP	1 Tag	1	1	15 Min.			

(Fortsetzung)

Quelle	1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	8.	9.	10.	11.
Michalik (1997b)	Zielsetzung Lastprofile mit höherer zeitlicher Auflösung durch Fuzzy-Logic	AUS 24 Typen	17 Arten	Nein 1 Tag	1	1	1	5 Min.			
Paatero & Lund (2006)	Bewertung netzfrequenzabhängigen Lastverschiebepotenzials	FIN Sozio-demografie	17 Arten	Netz 1 Jahr	3	2	1	1 Std.			
Pflugradt & Platzer (2012)	Lastprofile basierend auf dem Verhalten einzelner Haushaltsbewohner	DEU Sozio-demografie	ca. 100 Arten	Nein k.A.	k.A.	k.A.	1	1 Sek.			
Piller (1979)	Lastprofile zur Ermittlung von Planungsrichtwerten zur mittleren Höchstlast	DEU k.A.	k.A.	Nein 1 Tag	1	7	15	15 Min.			
Richardson, et al. (2010)	Lastprofile für die Simulation von Niederspannungsnetzen	GBR Sozio-demografie	33 Arten	Nein 1 Tag	1	z. T. (L) 2	1	1 Min.			
Ruiz, et al. (2014)	Bewertung leistungspreisbasierter Nachfrageflexibilität	ESP k.A.	5 Arten	LP Tag	1	z. T. (RK)	k.A.	15 Min.			
Sandels, et al. (2014)	Warmwasser- und Heizlastprofile <sup>c</sup>	SWE Sozio-demografie	11 Arten	Nein 1 Jahr	1	z. T. (L, RH, WW)	2	1 Std.			
Shao, et al. (2013)	Lastprofile für die Simulation von Lastmanagement	USA Gebäudeart	4 Arten	Nein 1 Tag	1	2	3	1 Min.		Ja	

(Fortsetzung)

Quelle	Zielsetzung	1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	8.	9.	10.	11.
Shimoda, et al. (2004)	Bewertung des Einflusses thermischer Isolierung und städtischer Wärmeinseln auf Strombezug	JPN	460 Typen	24 Arten	Nein	1 Jahr	3	2	15 Min.			
Stokes (2005)	Lastprofile für die Simulation von Niederspannungsnetzen	GBR	Sozio-demografie	13 Arten	Nein	1 Jahr	3	3	1 Min.			
Walker & Pokoski (1985)	Lastprofile unter Berücksichtigung psychologischer Einflussfaktoren	USA	k. A.	k. A.	Nein	1 Tag	0	3	15 Min.			
Widén, et al. (2009)	Lastprofile für die Simulation dezentraler Energiesysteme	SWE	Sozio-demografie	12 Arten	Nein	1 Tag	z. T. (L)	2	1 Std.			
Widén, et al. (2012)	Kombination bestehender Modelle und Befähigung zur Simulation von Lastmanagement	SWE	Sozio-demografie	9 Arten	AP, PVE	1 Tag	z. T. (L)	2	1 Min.	Ja		
Widén & Wäckelgård (2010)	Lastprofile für die Simulation von Lastmanagement	SWE	Sozio-demografie	9 Arten	Nein	1 Tag	z. T. (L)	2	1 Min.			
Yao & Steemers (2005)	Lastprofile für die Simulation dezentraler Energiesysteme	GBR	Sozio-demografie	17 Arten	Nein	1 Tag	z. T. (RH)	k. A.	1 Min.			
Zeilinger & Einfalt (2012)	Lastprofile für die Simulation von Niederspannungsnetzen	AUT	9 Typen	41 Arten	Nein	1 Jahr	3	3	1 Sek.			



(Fortsetzung)

Quelle	Zielsetzung	1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	8.	9.	10.	11.
Zellinger, et al. (2014)	Lastprofile für die Simulation von Niederspannungsnetzen	AUT 8	Typen	12 Klassen	Nein	1 Jahr	3	3	1 Min.			WP
Eigenes Modell	Bewertung leistungspreisbasierter Nachfrageflexibilität und Plausibilisierung von Tarifdetails	DEU	Sozio-demografie	17 Arten	LP, AP, PVE	1 Jahr	3	3	15 Min.	Ja		

<sup>a</sup> Modell basiert auf Eiland, et al. (2012)  
<sup>b</sup> Modell angelehnt an Paatero & Lund (2006)  
<sup>c</sup> Erweiterung von Widén & Wäckelgård (2010)

Abkürzungen: AP = Arbeitspreis; BAT = Batterie; GL = Grundlast; L = Licht; LP = Leistungspreis; PV = Photovoltaik; PVE = PV-Eigenverbrauch; RH = Raumheizung; RK = Raumkühlung; WP = Wärmepumpe; WW = Warmwasser

## **6.3 Aufbau des Modells**

Aufgrund der aufgezeigten Anforderungen an das Modell nutzt dieses eine Vielzahl verschiedener Daten, um daraus in einer Kombination aus Simulation und Optimierung Haushaltslastprofile zu generieren. Eine grundlegende Modellbeschreibung der wesentlichen Funktionen des Modells findet sich in Kapitel 6.3.1, gefolgt von einer mathematischen Modellbeschreibung in Kapitel 6.3.2. Einen Überblick über die verwendete Datenbasis gibt Kapitel 6.3.3. Die nachfolgend verwendete Nomenklatur ist in Tabelle 6.2 dargestellt.

### **6.3.1 Grundlegende Modellbeschreibung**

Der grundlegende Aufbau und die wesentlichen Funktionen des entwickelten Modells sind in Abbildung 6.1 schematisch dargestellt. Die Basis bildet eine Vielzahl verschiedener Daten, bestehend aus statistischen Daten, bspw. zum Ausstattungsgrad verschiedener Haushaltsgeräte, Daten aus der im Rahmen dieser Arbeit durchgeführten empirischen Studie, bspw. zur Ausgestaltung von Stromtarifen mit variablen Leistungspreisen, Daten aus fremden Studien, bspw. standardisierte Gerätelastprofile einzelner Haushaltsgeräte und Verteilungsfunktionen der kumulativen Häufigkeiten bzgl. der Gerätenutzung, sowie einige Annahmen, bspw. zur Standardabweichung des maximalen Leistungsbezugs verschiedener Geräte. Weitere Details zu den genutzten Eingangsdaten stehen in Kapitel 6.3.3.

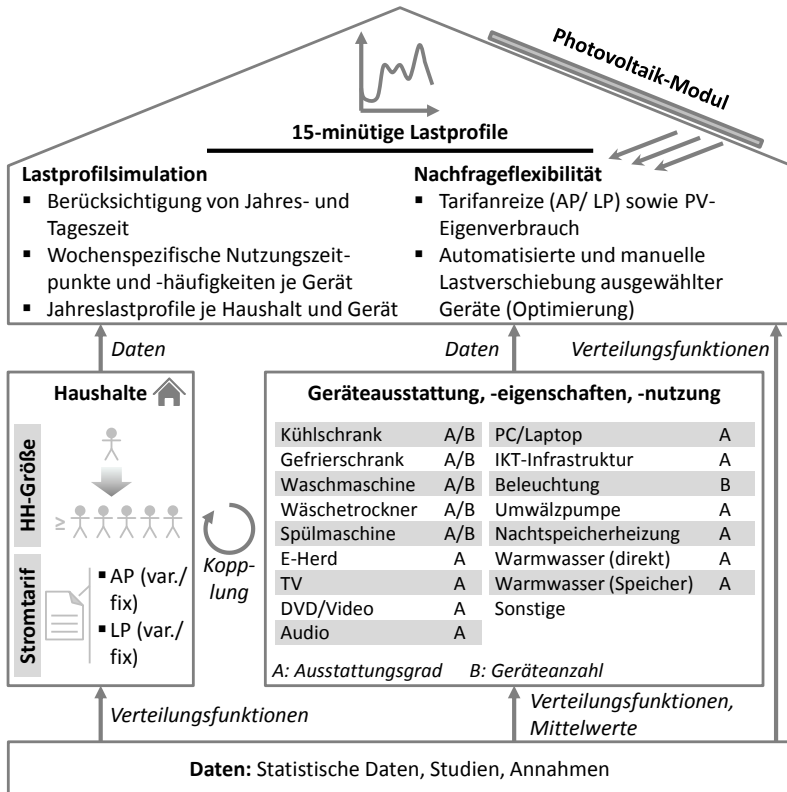
Tabelle 6.2: Zur Modellbeschreibung verwendete Nomenklatur

Parameter und Variablen	Indexmengen
$b$ Binärvariable	$A$ Tage
$c$ Kosten	$G$ Geräte
$D$ Nutzungsdauer	$H$ Stunden
$e$ Energiemenge	$I$ Haushalte
$M$ Große Zahl	$S$ Engpasssituationen
$q$ Leistungsmenge	$T$ Zeitpunkte
$Q$ Inverse Verteilungsfunktion kumulativer Häufigkeiten	$U$ Nutzungshäufigkeiten
$\gamma$ Leistungsgrenze	$W$ Wochen
$\vartheta$ Tägliche Nutzungswahrscheinlichkeit	
$\rho$ Geräteanzahl	<b>Sonstige Indizes</b>
$\sigma$ Standardabweichung	$d$ Zeitpunkt in Nutzungsdauer
$\tau$ Strafterm	$j$ Laufindex
$\varphi$ Preis	$Flex$ Manuell oder automatisiert verlagerbar
$v$ jahreszeitabhängiger Nutzungsfaktor	$max$ Obergrenze/ Maximum
$\kappa$ Haushaltsgröße (Anzahl der Personen)	$min$ Untergrenze/ Minimum
$\lambda$ Leistungsaufnahme	$Start$ Startpunkt
$v$ Leistungsbereitstellung einer Photovoltaik-Anlage	
$o$ Gerätebesitz (binär)	<b>Akzente</b>
$\psi$ Leistungsfaktor	$\cdot$ Geräteart
	$>$ Wahrscheinlichkeit einer Bernoulli-Verteilung
<b>Zufallszahlen</b>	$\wedge$ Ausprägung einer Zufallszahl
$X$ Auf $[0,1]$ gleichverteilte Zufallszahl	— Mittelwert
$Y$ Standardnormalverteilte Zufallszahl	$\sim$ Bereits simulierter Wert
	$\dots$ Bereits optimierter Wert

Die Geräteausstattung jedes Haushalts wird zufällig, modellendogen bestimmt, wobei eine Abhängigkeit der Geräteausstattung zur Haushaltgröße berücksichtigt wird. Hierbei werden 16 verschiedene Gerätarten explizit berücksichtigt, die einerseits für eine Analyse der Nachfrageflexibilität von besonderem Interesse sind und für die andererseits eine gute Datenverfügbarkeit gegeben ist. Die darüber hinaus in einem Haushalt vorhandenen Geräte werden über die Geräteklasse „Sonstige“ in das Modell integriert. Jedes in einem Haushalt verfügbare Gerät ist durch eine zufällige für dieses Gerät typische maximale Leistungsaufnahme und teilweise durch konkrete Gerätelastprofile charakterisiert, bspw. durch ein Waschmaschinenlastprofil. Nutzt ein Haushalt einen Stromtarif mit einer variablen Preiskomponente oder kann selbst erzeugten PV-Strom verwenden, können ausgewählte Gerätarten, die in der Literatur als flexibel eingestuft werden, in einer frei definierbaren Durchdringung als intelligente Geräte simuliert werden, d. h., diese Geräte können automatisiert auf Preis- oder Regelsignale reagieren. Für jedes Gerät wird zusätzlich eine haushaltsgrößenabhängige Nutzungshäufigkeit ermittelt. Die Ausstattung von Haushalten mit einer PV-Anlage kann sowohl hinsichtlich der Durchdringungsrate als auch der Größenverteilung der genutzten PV-Anlagen innerhalb des Modells definiert werden. Durch den Einsatz derselben können Haushalte im Modell ihren Strombezug aus dem Netz reduzieren, indem sie möglichst viel selbst erzeugten Strom durch Lastverlagerung im eigenen Haushalt nutzen, d. h. ihren Eigenverbrauch erhöhen.

Nach dieser initialen Ausgestaltung der zu simulierenden Haushalte wird wochenweise ein haushaltsspezifisches Lastprofil generiert mit einer 15-minütigen zeitlichen Auflösung. Dieses setzt sich aus den individuellen Lastprofilen der simulierten Geräte des Haushalts zusammen. Unterschiede in der Gerätenutzung jeder simulierten Woche werden sowohl durch die Berücksichtigung jahreszeitabhängiger randomisierter Mehr- oder Minderverbräuche als auch durch wochentag- und stundenabhängige Nutzungswahrscheinlichkeiten im Modell abgebildet. Nachfrageflexibilität durch Nutzung einer PV-Anlage oder durch Tarifierreize wird in dem Modell durch automatisierte und/oder

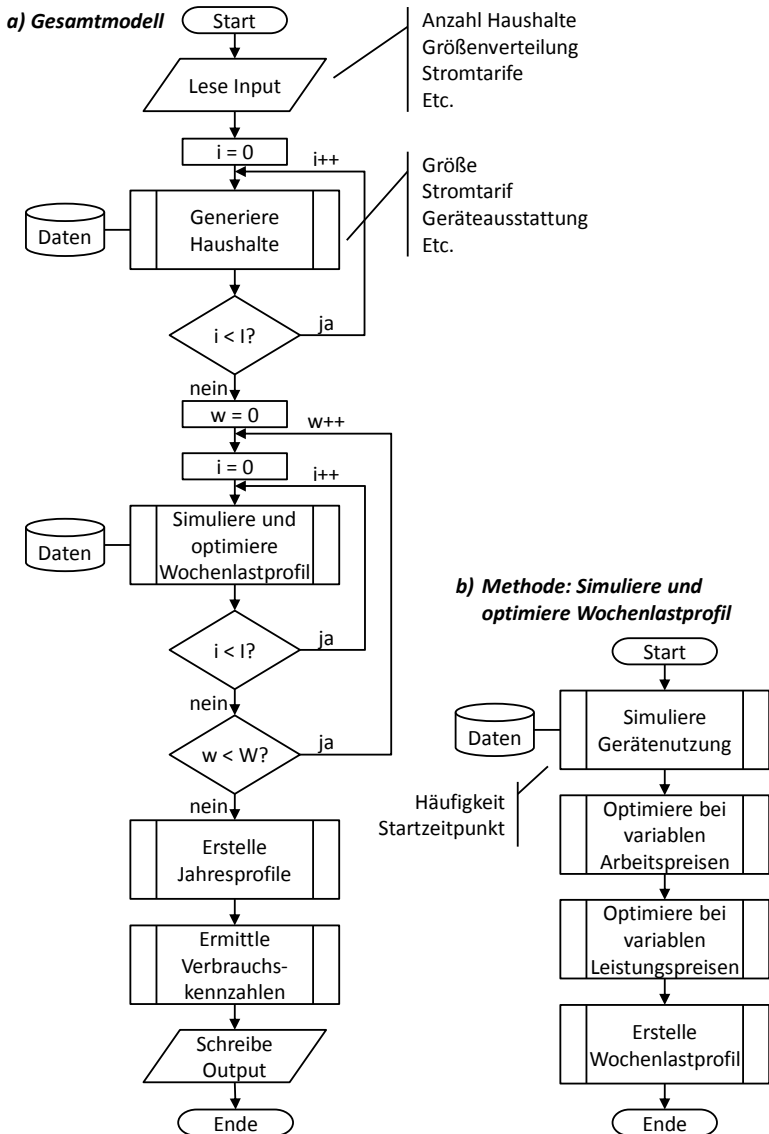
manuelle Lastverschiebung ausgewählter Geräte innerhalb der simulierten Woche nachgebildet unter Rückgriff auf einzelne Optimierungsmodelle. Durch Verkettung der simulierten Wochenprofile entsteht letztendlich das Haushaltslastprofil eines Jahres in 15-minütiger Auflösung.



Anmerkungen: AP = Arbeitspreis; LP = Leistungspreis; var. = variabel

**Abbildung 6.1:** Schematischer Aufbau des entwickelten Bottom-up-Haushaltslastmodells

Das Bottom-up-Simulationsmodell wurde in Java implementiert. Zur Lösung der im Zuge der Abbildung der Nachfrageflexibilität teilweise benötigten Optimierungen wird in dem Modell der Solver IBM CPLEX genutzt. Zur Veranschaulichung und Zusammenfassung der Funktionsweise des Modells ist in Abbildung 6.2 a) ein vereinfachtes Flussdiagramm des Gesamtmodells und in Abbildung 6.2 b) eines der methodischen Abfolge der wöchentlichen Lastprofilgenerierung dargestellt. Nach Generierung der gewünschten Anzahl verschiedener Haushalte  $I$ , basierend auf dem gewünschten Setup und ins Modell integrierte Daten, wird für jede Woche  $w$  eines Jahres und für alle Haushalte ein wöchentliches Lastprofil erzeugt. Dies erfolgt in Abhängigkeit der Charakteristika des zu simulierenden Haushalts in mehreren Schritten. In jedem Fall werden zuerst die Nutzungshäufigkeit und die zugehörigen Startzeitpunkte für jedes Gerät simuliert. Nutzt der Haushalt einen Stromtarif mit variablen Arbeitspreisen und/oder verwendet eine PV-Anlage, werden in einem zweiten Schritt innerhalb der gerätenutzungsabhängigen Lastverlagerungsgrenzen kostenminimale Startzeitpunkte bestimmt. In die Optimierung bei variablen Leistungspreisen – mit oder ohne PV – gehen die vorab ermittelten und ggf. bereits optimierten Startzeitpunkte ein. In dieser Methode findet eine Optimierung bzgl. der Einhaltung der für den Haushalt geltenden Leistungsgrenzen statt, die einerseits von dem gewählten Tarif, andererseits von einer möglicherweise vorhandenen PV-Anlage beeinflusst werden. Die finalen Startzeitpunkte der entsprechenden Woche werden abschließend in einem Wochenlastprofil zusammengeführt. Nach Durchlauf aller Wochen eines Jahres können die einzelnen Wochenlastprofile eines Haushalts zu einem Jahreslastprofil aggregiert werden. Abschließend berechnet das Modell einige Verbrauchskennzahlen und gibt die Ergebnisse aus. Eine detaillierte mathematische Modellbeschreibung der wesentlichen Funktionen folgt im nächsten Kapitel.



**Abbildung 6.2:** Vereinfachtes Flussdiagramm des Gesamtmodells (a) und der wöchentlichen Lastprofilgenerierung (b)

## 6.3.2 Mathematische Modellbeschreibung

Nach der grundlegenden Modellbeschreibung im vorigen Kapitel steht in diesem Kapitel die mathematische Modellbeschreibung im Vordergrund. Da das Modell aus drei wesentlichen modellierungstechnisch verschiedenen Komponenten besteht, gliedert sich dieses Kapitel wie folgt: Zu Beginn wird das die Basis bildende Simulationsmodell beschrieben (Kapitel 6.3.2.1), anschließend die Optimierung bei Tarifen mit variablen Arbeitspreisen (Kapitel 6.3.2.2) und zum Abschluss die Optimierung bei Tarifen mit variablen Leistungspreisen (Kapitel 6.3.2.3).

### 6.3.2.1 Simulationsmodell

Das entwickelte Bottom-up-Haushaltslastmodell basiert im Kern auf einem Simulationsmodell, das anhand einer haushaltsspezifischen Geräteausstattung und -nutzung den Leistungsbezug eines simulierten Haushalts zu jedem 15-Minuten-Zeitschritt eines Jahres ermittelt. Der für einen Haushalt gleichzeitig simulierte Zeitraum beträgt, wie bereits in Abbildung 6.2 gezeigt, eine Woche, sodass grundsätzlich keine Gerätenutzung über den letzten Zeitschritt einer Woche hinaus möglich ist. Eine Ausnahme davon bilden Geräte zur Warmwasserbereitung und Raumheizung, da deren Heizzyklus leicht versetzt immer um 22 Uhr des Vortags beginnt.

#### 6.3.2.1.1 Haushaltsattribute

Zur Initialisierung des Modells erfolgt per Zufallsziehung die Ausstattung aller zu simulierenden Haushalte mit bestimmten Attributen. Das im Folgenden beschriebene Vorgehen zur Generierung eines Haushalts wird für alle zu simulierenden Haushalte wiederholt, hier jedoch der Einfachheit halber ohne entsprechenden Haushaltsindex dargestellt. Das wesentliche im Modell abgebildete Attribut eines Haushalts ist die Haushaltsgröße  $\kappa$  und seine zugehörige Ausstattung mit spezifischen Geräten  $G$ . Jedes Gerät  $g$  gehört einer bestimmten Geräteart an, d. h. eine im Modell spezifisch definierte Waschmaschine gehört zur Geräte-



art Waschmaschinen. Im Folgenden werden Werte, die nur für eine bestimmte Geräteart aber nicht für ein spezifisches Gerät definiert sind, mit dem Index  $\dot{g}$  bzw. durch die Menge  $\dot{G}$  gekennzeichnet. Gerätespezifische Werte sind hingegen mit einem einfachen  $g$  dargestellt. Im Verlauf des Kapitels wird wiederholt auf bestimmte Gerätemengen verwiesen, die wie folgt definiert sind: Die Menge  $G^{Aktiv}$  der Geräte mit aktiver Beteiligung von Haushaltsmitgliedern beinhaltet die Gerätearten Geschirrspülmaschine, Waschmaschine, Wäschetrockner, Elektroherd, Laptop/Computer, DVD/Video-Geräte, Fernseher und Beleuchtung. Die Menge  $G^{Heiz}$  besteht aus Nachtspeicherheizungen sowie Geräten zur direkten Warmwasserbereitung und zur Warmwasserbereitung mit thermischem Speicher, die Menge  $G^{Kühl}$  aus Kühl- und Gefriergeräten. Lastverlagerungsfähige flexible Geräte werden durch den Zusatz *Flex* im obenstehenden Index gekennzeichnet.

### *Haushaltsgröße*

Die Haushaltsgröße beschreibt die Anzahl der in einem Haushalt dauerhaft lebenden Personen im Umfang von einer bis zu fünf oder mehr Personen. Sie wird für jeden Haushalt anhand einer auf  $[0,1]$  gleichverteilten Zufallsvariable  $X^{Größe}$  und der inversen Verteilungsfunktion der im Modell konfigurierbaren, zu simulierenden Haushaltsgrößen  $Q^{Größe}$  ermittelt (s. Gleichung (6.1)). Durch dieses Vorgehen kann bspw. die Haushaltsgrößenverteilung Deutschlands nachgebildet werden.

$$\kappa = Q^{Größe}(X^{Größe}) \quad (6.1)$$

### *Stromtarif*

Nach einem ähnlichen Prinzip findet auch die Zuweisung eines bestimmten Stromtarifs zu einem Haushalt statt, jedoch ist hier die Entscheidung für die Nutzung eines bestimmten Arbeitspreises unabhängig von seiner Größe. Bei Stromtarifen mit variablen Leistungspreisen spielt die Haushaltsgröße jedoch, wie in der empirischen Studie ermittelt, eine Rolle bei der Entscheidung für die Höhe der gesicherten Mindestleistung. Die Zuweisung eines Tarifs mit variablen Leistungs-

und variablen Arbeitspreisen erfolgt zweistufig. Nach der Entscheidung für einen Tarif mit variablen Leistungspreisen wird der zu verwendende Arbeitspreis über eine neue Zufallszahl und zugehörige inverse Verteilungsfunktion ermittelt.

### Geräteausstattung

In Abhängigkeit der Haushaltsgröße wird anschließend durch weitere auf  $[0,1]$  gleichverteilte Zufallsvariablen der grundlegende Besitz  $o_{\dot{g}}$  aller im Modell beinhalteten elektrischen Haushaltsgerätearten  $\dot{G}$  durch ein Bernoulli-Experiment festgelegt (s. Gleichung (6.2)). Für Kühl- und Gefriergeräte  $\dot{G}^{Kühl}$  sowie manuell oder automatisiert verschiebbare Gerätearten mit aktiver Beteiligung von Haushaltsmitgliedern  $\dot{G}^{FlexAktiv}$ , d. h. Spülmaschinen, Waschmaschinen und Wäschetrockner, wird zusätzlich die im Haushalt vorhandene Geräteanzahl  $\rho_{\dot{g}}$  über eine zugehörige Bernoulli-Verteilung bestimmt (s. Gleichung (6.3)). Die Geräteanzahl kann, wenn das entsprechende Gerät grundsätzlich im Haushalt vorhanden ist, entweder eins oder zwei betragen. Die entsprechenden haushaltsgrößenabhängigen Wahrscheinlichkeiten der Bernoulli-Verteilung sind durch  $\delta_{\dot{g}}(\kappa)$  bzw.  $\check{\rho}_{\dot{g}}(\kappa)$  definiert. Die Ausstattung von Haushalten mit PV-Anlagen folgt der Logik von Gleichung (6.2). Die in einem Haushalt vorhandene und auf eine ganze Zahl gerundete Anzahl an Leuchtmitteln variiert normalverteilt um einen haushaltsgrößenabhängigen Mittelwert, ebenso der Warmwasser- und Wärmebedarf pro Tag.

$$o_{\dot{g}} = \begin{cases} 0, & \text{wenn } \hat{X}_{\dot{g}}^{Besitz} \geq \delta_{\dot{g}}(\kappa) \\ 1, & \text{wenn } \hat{X}_{\dot{g}}^{Besitz} < \delta_{\dot{g}}(\kappa) \end{cases} \quad \forall \dot{g} \in \dot{G} \quad (6.2)$$

$$\rho_{\dot{g}} = \begin{cases} 0, & \text{wenn } o_{\dot{g}} = 0 \\ 1, & \text{wenn } o_{\dot{g}} = 1 \text{ und } \hat{X}_{\dot{g}}^{Anzahl} \geq \check{\rho}_{\dot{g}}(\kappa) \\ 2, & \text{wenn } o_{\dot{g}} = 1 \text{ und } \hat{X}_{\dot{g}}^{Anzahl} < \check{\rho}_{\dot{g}}(\kappa) \end{cases} \quad (6.3)$$

$$\forall \dot{g} \in \dot{G}^{FlexAktiv} \cup \dot{G}^{Kühl}$$

Eine weitere Differenzierung der Haushaltsausstattung entsteht durch eine Variation der gerätespezifischen maximalen Leistungsaufnahme  $\lambda_g^{max}$  (Spitzenleistung). Diese wird mit Hilfe einer standardnormalverteilten Zufallszahl  $Y_g^{Leistung}$ , einer mittleren gerätetypischen maximalen Leistungsaufnahme  $\bar{\lambda}_g^{max}$  sowie einer angenommenen Standardabweichung  $\sigma_{\bar{\lambda}_g^{max}}$  für alle im Haushalt vorhandenen Geräte berechnet (s. Gleichung (6.4)). Die maximale Leistungsbereitstellung von PV-Anlagen  $\nu^{max}$  wird analog zur Bestimmung der Haushaltsgröße durch eine inverse Verteilungsfunktion kumulativer Häufigkeiten bestimmt (vgl. Gleichung (6.1)). Die im Modell hinterlegte Häufigkeitsverteilung entstammt Ruppert, et al. (2016) und beinhaltet vier Größenklassen mit 3 kW<sub>p</sub>, 6 kW<sub>p</sub>, 9 kW<sub>p</sub> und 12 kW<sub>p</sub> Spitzenleistung, kann jedoch beliebig variiert werden.

$$\lambda_g^{max} = \bar{\lambda}_g^{max} + \sigma_{\bar{\lambda}_g^{max}} * Y_g^{Leistung} \quad \forall g \in G \quad (6.4)$$

Ist ein Haushalt mit einem variablen Stromtarif, d. h. mit variablen Arbeits- und/oder Leistungspreisen, und/oder einer PV-Anlage ausgestattet, wird anhand weiterer beim Modellsetup festzulegender Bernoulli-Verteilungen für zur Lastverlagerung geeignete Geräte entschieden, ob es sich um intelligente Geräte handelt, die automatisiert auf Preis- oder Regelsignale reagieren können. Die dafür zur Verfügung stehenden Geräte sind Kühl- und Gefriergeräte, Spülmaschinen, Waschmaschinen, Wäschetrockner, Nachtspeicherheizungen sowie Geräte zur Warmwasserbereitung mit thermischem Speicher. Die Durchdringung intelligenter Geräte kann im Rahmen des Modellsetups je Geräteart frei definiert werden. Lastverlagerungsfähige Geräte eines Haushalts werden durch die Mengen  $G^{FlexKühl}$ ,  $G^{FlexAktiv}$  und  $G^{FlexHeiz}$  dargestellt.

### *Nutzungshäufigkeit*

Nach Festlegung der Geräteausstattung des betrachteten Haushalts wird für alle Geräte mit aktiver Beteiligung von Haushaltsmitgliedern

$G^{Aktiv}$  mit der gleichen Methodik wie zur Bestimmung der Spitzenleistung der Geräte eine Nutzungshäufigkeit pro Jahr  $U_g^{Jahr}$  über eine haushaltsgrößenabhängige mittlere Nutzungshäufigkeit  $\bar{U}_g^{Jahr}(\kappa)$ , eine angenommene zugehörige Standardabweichung  $\sigma_{\bar{U}_g^{Jahr}(\kappa)}$  sowie eine standardnormalverteilte Zufallszahl  $Y_g^{Jahr}$  berechnet (s. Gleichung (6.5)). Bei Geräten zur Warmwasserbereitung und Raumheizung  $G^{Heiz}$  werden an dieser Stelle mit Hilfe von Mittelwerten, bei Raumheizung jahreszeitspezifisch, die Wahrscheinlichkeiten einer Bernoulli-Verteilung  $\check{\vartheta}^{Wasser}$  bzw.  $\check{\vartheta}^{Heizung}$  für die Nutzung der entsprechenden Geräte an einem Tag für jeden Haushalt variiert. Die benötigte Energiemenge ist sowohl bei Warmwasser als auch bei Raumheizung abhängig von der Haushaltsgröße. Auf Basis dieser Wahrscheinlichkeiten wird im Laufe der Simulation für jeden Tag einer Woche per Zufallszahl entschieden, ob eine Gerätenutzung vorliegt.

$$U_g^{Jahr} = \bar{U}_g^{Jahr}(\kappa) + \sigma_{\bar{U}_g^{Jahr}(\kappa)} * \hat{Y}_g^{Jahr} \quad \forall g \in G^{Aktiv} \quad (6.5)$$

Die Bestimmung einer Nutzungshäufigkeit pro Jahr dient dazu, grundsätzliche Unterschiede in der Nutzung verschiedener Haushaltsgeräte bei Haushalten darzustellen, d. h. einige Haushalte nutzen bestimmte Geräte grundsätzlich häufiger oder seltener als andere. Mit Festlegung dieses Haushaltsattributs ist die Ausgestaltung eines Haushalts abgeschlossen. Das beschriebene Vorgehen wird für die Anzahl der zu simulierenden Haushalte wiederholt, bis alle Haushalte generiert wurden (vgl. Abbildung 6.2).

### 6.3.2.1.2 Wochenlastprofile

Nach Festlegung der Haushaltsattribute erfolgt für jede Woche  $w$  des zu simulierenden Jahres für jeden erzeugten Haushalt die Erstellung eines Wochenlastprofils in 15-minütiger Auflösung. Auch hier wird auf den Haushaltsindex in den Formulierungen verzichtet und das Vorgehen beispielhaft für einen Haushalt beschrieben.

### Nutzungshäufigkeit

Für jede Woche wird für alle Geräte mit aktiver Beteiligung von Haushaltsmitgliedern  $G^{Aktiv}$  die gerundete ganzzahlige wochenspezifische Nutzungshäufigkeit  $|U_{w,g}|$  ermittelt. Zur Berücksichtigung jahreszeit-spezifischer Unterschiede sowie unterschiedlicher Nutzungshäufigkeiten verschiedener Wochen wird in jeder Woche die mittlere Nutzungshäufigkeit  $\bar{U}_g$  (s. Gleichung (6.6)) mit einem jahreszeitabhängigen Nutzungsfaktor  $v_{w,g}^{Jahreszeit}$  multipliziert und anschließend mit einer angenommenen Standardabweichung  $\sigma_{|\bar{U}_g|}$  und einer standardnormalverteilten Zufallszahl  $Y_g^{Woche}$  variiert (s. Gleichung (6.7)). Die gerätespezifische ganzzahlige Menge der Nutzungshäufigkeiten jeder Woche  $U_{w,g}$  ist durch die soeben ermittelte wochenspezifische Nutzungshäufigkeit nach oben begrenzt (s. Nebenbedingung (6.8)).

$$\bar{U}_g = \frac{U_g^{Jahr}}{|W|} \quad \forall g \in G^{Aktiv} \quad (6.6)$$

$$|U_{w,g}| = v_{w,g}^{Jahreszeit} * \bar{U}_g + \sigma_{|\bar{U}_g|} * \hat{Y}_g^{Woche} \quad (6.7)$$

$$\forall g \in G^{Aktiv}, w \in W$$

$$U_{w,g} = \{0, 1, \dots, |U_{w,g}| - 1\} \quad \forall g \in G^{Aktiv}, w \in W \quad (6.8)$$

Sehr einfach gestaltet sich die Bestimmung der Nutzungshäufigkeit von Kühl- und Gefriergeräten  $G^{Kühl}$  sowie Geräten mit dauerhaftem Leistungsbezug  $G^{Dauer}$ , d. h. IKT-Infrastruktur und Umwälzpumpen, da diese durchgängig in Betrieb sind. Von daher ist keine separate Berechnung der Nutzungshäufigkeit notwendig. Bei Kühl- und Gefriergeräten findet im Zuge späterer Optimierung eine stündliche Betrachtung statt, weswegen statt einer Nutzung  $u$  die entsprechende Stunde  $h$  im Index steht. Für Geräte zur Warmwasserbereitung und Raumheizung  $G^{Heiz}$  wird tageweise über deren Nutzung entschieden. Hierzu werden die haushaltsspezifischen Wahrscheinlichkeiten der zugehö-

rigen Bernoulli-Verteilungen  $\check{\vartheta}^{Wasser}$  bzw.  $\check{\vartheta}^{Heizung}$  verwendet. Der Index jeder Nutzung wird in diesem Fall durch den Tag  $a$  dargestellt.

### Startzeitpunkt

Als nächstes wird zur Ermittlung des Haushaltslastprofils in der betrachteten Woche der konkrete Startzeitpunkt jeder Gerätenutzung im Verlauf der Woche benötigt. Während dieser für Kühl- und Gefriergeräte sowie Geräte mit dauerhaftem Leistungsbezug der erste Zeitschritt der Woche ist, hängt der Startzeitpunkt bei Geräten zur Warmwasserbereitung und Raumheizung von dem jeweiligen Tag  $a$  der Nutzung ab. Wird ein entsprechendes Gerät an einem Tag genutzt, liegt der Startzeitpunkt  $t_{w,g,a}^{Start}$  aufgrund des verschobenen Heizzyklus am Vortag um Punkt 22 Uhr. Für Geräte mit aktiver Beteiligung von Haushaltsmitgliedern  $G^{Aktiv}$  erfolgt die Ermittlung des spezifischen Startzeitpunkts  $t_{w,g,u}^{Start}$  in drei Schritten. Zuerst wird per auf  $[0,1]$  gleichverteilter Zufallszahl und inverser Verteilungsfunktion der Wochentag  $(X_{w,g,u}^{Tag}, Q_{w,g}^{Tag})$ , dann die Stunde  $(X_{w,g,u}^{Stunde}, Q_{w,g}^{Stunde})$  und schließlich der 15-Minuten-Zeitschritt der Stunde  $(X_{w,g,u}^{Viertel}, Q_{w,g}^{Viertel})$  simuliert. Der resultierende Startvektor lässt sich durch Bildung des Skalarprodukts mit einem die entsprechende Anzahl an 15-Minuten-Zeitschritten je vorangestellter Zeiteinheit beinhaltenden Vektor in einen konkreten Startzeitpunkt der Woche transformieren (s. Gleichung (6.9)). Um eine gleichzeitige mehrfache Nutzung eines einzelnen Geräts sowie ein Überschreiten des letzten Zeitschritts der Woche  $|T_w|$  zu vermeiden, muss die Differenz zwischen zwei simulierten Startzeitpunkten und die Differenz zum letzten Zeitschritt der Woche größer als die Nutzungsdauer  $D_{\check{g}}$  der entsprechenden Geräteart sein (s. Gleichungen (6.10) und (6.11)). Die Dauer der Nutzung der verschiedenen Geräte ist im Modell exogen vorgegeben. Liegt aufgrund der gezogenen Zufallszahlen eine Überschneidung zweier Nutzungen desselben Geräts vor, wird das Vorgehen wiederholt, bis ein gültiger Startzeitpunkt für jede Gerätenutzung existiert.

$$t_{w,g,u}^{Start} = \begin{pmatrix} Q_{w,g}^{Tag}(\hat{X}_{w,g,u}^{Tag}) \\ Q_{w,g}^{Stunde}(\hat{X}_{w,g,u}^{Stunde}) \\ Q_{w,g}^{Viertel}(\hat{X}_{w,g,u}^{Viertel}) \end{pmatrix} * \begin{pmatrix} 96 \\ 4 \\ 1 \end{pmatrix} \quad (6.9)$$

$$\forall g \in G^{Aktiv}, u \in U_{w,g}, w \in W$$

$$|t_{w,g,u}^{Start} - t_{w,g,(u+j)}^{Start}| > D_g \quad (6.10)$$

$$\forall j \in \{1, 2, \dots, |U_{w,g}| - 1\}, g \in G^{FlexAktiv}, u \in U_{w,g}, w \in W$$

$$|T_w| - t_{w,g,u}^{Start} > D_g \quad \forall g \in G^{FlexAktiv}, u \in U_{w,g}, w \in W \quad (6.11)$$

### Leistungsbezug

Unter Berücksichtigung der Dauer der Gerätenutzung lässt sich nun der Leistungsbezug  $q_{w,t,g}$  der verschiedenen Geräte zu jedem Zeitpunkt der Woche bestimmen. Grundsätzlich setzt sich der Leistungsbezug aus einem Leistungsfaktor und einer zugehörigen Kennzahl zusammen. Bei Geräten mit einem spezifischen Gerätelastprofil variiert der Leistungsfaktor über die Nutzungsdauer, sonst ist er konstant. Zu Zeitpunkten, an denen ein Gerät nicht in Betrieb ist, beträgt dessen Leistungsbezug Null.

Die Kennzahl von Geräten mit aktiver Beteiligung von Haushaltsmitgliedern entspricht der Spitzenleistung des Geräts  $\lambda_g^{max}$ , der Leistungsfaktor  $\psi_{g,d}$  hängt vom jeweiligen Zeitschritt  $d$  der Nutzungsdauer ab. Für jede Nutzung und den zugehörigen Startzeitpunkt  $t_{w,g,u}^{Start}$  kann damit der Leistungsbezug für jeden Zeitschritt der Nutzungsdauer berechnet werden (s. Gleichung (6.12)).

$$q_{w,(t_{w,g,u}^{Start}+d),g} = \psi_{g,d} * \lambda_g^{max} \quad (6.12)$$

$$\forall d \in \{0, 1, \dots, D_g - 1\}, g \in G^{Aktiv}, u \in U_{w,g}, w \in W$$

Der Leistungsbezug von Kühl- und Gefriergeräten wird innerhalb einer Woche mit Hilfe des stündlichen Leistungsbedarfs  $q_{w,g,h}^{Bedarf}$  und einem vom Zeitschritt  $j$  der entsprechenden Stunde  $h$  abhängigen Leistungsfaktor  $\psi_{w,g,h,j}$  bestimmt (s. Gleichung (6.13)). Der stündliche Leistungsbedarf hängt sowohl von der Jahreszeit der Woche als auch der betrachteten Stunde ab.

$$q_{w,(t_{w,g,h}^{Start}+j),g} = \psi_{w,g,h,j} * q_{w,g,h}^{Bedarf} \quad (6.13)$$

$$\forall j \in \{0,1,2,3\}, g \in G^{Kühl}, h \in H_w, w \in W$$

Geräte zur Warmwasserbereitung und Raumheizung sowie solche mit dauerhaftem Leistungsbezug werden tageweise simuliert, sodass die Kennzahl dem täglichen Leistungsbedarf  $q_{w,g,a}^{Bedarf}$  entspricht und der Leistungsfaktor  $\psi_{w,g,a,d}$  einerseits vom Tag  $a$ , andererseits vom Zeitschritt der Nutzungsdauer  $d$  abhängt (s. Gleichung (6.14)). Der tägliche Leistungsbedarf ist wieder jahreszeitabhängig.

$$q_{w,(t_{w,g,a}^{Start}+d),g} = \psi_{w,g,a,d} * q_{w,g,a}^{Bedarf} \quad (6.14)$$

$$\forall d \in \{0,1, \dots, D_g - 1\}, a \in A_w, g \in G^{Heiz} \cup G^{Dauer}, w \in W$$

Durch Summation des Leistungsbezugs aller Geräte zu jedem Zeitschritt der Woche erhält man den gesamten Leistungsbezug  $q_{w,t}$  des simulierten Haushalts zu einem Zeitpunkt (s. Gleichung (6.15)). In den gesamten Leistungsbezug fließt auch der Leistungsbezug aller sonstigen Geräte ein. Dieser variiert normalverteilt zu der Differenz, die aus dem durchschnittlichen Lastprofil von 3.000 simulierten Haushalten ohne sonstige Geräte und dem VDEW H0-SLP ermittelt wurde. Mit diesem Schritt ist die Simulation des haushaltsspezifischen Wochenlastprofils abgeschlossen, und das Vorgehen wird für alle zu simulierenden Haushalte und Wochen wiederholt.



$$q_{w,t} = \sum_{g \in G} q_{w,t,g} \quad \forall t \in \{0, 1, \dots, |T_w|\}, w \in W \quad (6.15)$$

### 6.3.2.1.3 Jahreslastprofile

Nach Durchlauf aller Wochen werden die einzelnen Wochenlastprofile zu einem Jahreslastprofil jedes Haushalts zusammengefügt. Der Jahresstrombezug  $e^{Jahr}$  eines Haushalts kann über den kumulierten Leistungsbezug eines Jahres berechnet werden (s. Gleichung (6.16)).

$$e^{Jahr} = \frac{1}{4} \sum_{w \in W} \sum_{t=0}^{|T_w|} q_{w,t} \quad (6.16)$$

### 6.3.2.2 Optimierung bei variablen Arbeitspreisen

Für das Auftreten von variablen Arbeitspreisen bestehen in dem entwickelten Modell zwei Möglichkeiten. Erstens kann ein Haushalt im Zuge der Simulation einen Stromtarif mit variablen Arbeitspreisen nutzen. Zweitens kann ein Haushalt mit einer PV-Anlage ausgestattet sein und den selbst erzeugten Strom für sich verwenden. Beides hat zur Folge, dass die Strombezugskosten in Abhängigkeit von der Zeit variabel sind und der Haushalt somit einen Anreiz zur zeitlichen Verlagerung seines Leistungsbezugs hat. Eine grundlegende Annahme im Modell besteht darin, dass der Haushalt für die simulierte Woche weiß, zu welchem Zeitpunkt welche Leistung von der PV-Anlage zur Verfügung steht. Auch der Arbeitspreis ist für die gesamte Woche im Voraus bekannt. Die für eine Optimierung zur Verfügung stehenden Geräte sind einerseits intelligente Geräte mit thermischen Speichern, d. h. intelligente Kühl- und Gefriergeräte  $G^{FlexKühl}$ , sowie intelligente Geräte zur Warmwasserbereitung und Raumheizung  $G^{FlexHeiz}$ . Andererseits handelt es sich um manuell oder automatisiert verschiebbare Geräte mit aktivem Beitrag von Haushaltsmitgliedern  $G^{FlexAktiv}$ , d. h. Spülmaschinen, Waschmaschinen und Wäschetrockner. Das in diesem Kapitel beschriebene Vorgehen der Optimierung bei variablen Arbeits-

preisen folgt im Modellablauf auf die ursprüngliche Simulation der Startzeitpunkte einzelner Gerätenutzungen (vgl. Abbildung 6.2 b)). Durch diese Abfolge soll das Nutzerverhalten möglichst realitätsnah abgebildet werden. Der ursprünglich simulierte Startzeitpunkt entspricht hierbei dem Zeitpunkt, an dem der Haushalt das entsprechende Gerät normalerweise genutzt hätte. Durch das Vorliegen variabler Arbeitspreise hat der Haushalt anschließend die Option, durch eine zeitliche Verlagerung der Gerätenutzung einen kostengünstigeren Startzeitpunkt zu wählen. Ziel der Optimierung ist es, innerhalb der geräte- und nutzungsspezifischen zeitlichen Grenzen zur Lastverlagerung  $t_{g,u}^{min}$  und  $t_{g,u}^{max}$  alle Nutzungen kostenminimal durchzuführen. Die möglichen Verschiebezeiträume der Lastverlagerung basieren einerseits auf in der Literatur spezifizierten Werten, bspw. bzgl. des spätesten Startzeitpunkts an einem Tag und der Anzahl der Stunden, um die die Nutzung eines Geräts maximal verschoben werden kann (vgl. Klobasa (2009), UBA (2011)), andererseits auf modellbedingten Restriktionen, z. B. die Unmöglichkeit der Lastverlagerung in eine andere Woche. Eine Zusammenfassung der im Modell genutzten gerätespezifischen Restriktionen zur Lastverlagerung findet sich in Tabelle 6.3.

Wie in Kapitel 6.3.2.1.2 beschrieben, wird für Geräte zur Warmwasserbereitung und Raumheizung mit thermischen Speichern tageweise über die grundsätzliche Nutzung entschieden. Der Mindestwärme- bzw. -wasserbedarf der Haushalte zu einem bestimmten Zeitpunkt ist im Modell in Abhängigkeit von der Haushaltsgröße hinterlegt und muss zu jedem Zeitpunkt der Optimierung erfüllt werden. Unter Berücksichtigung dieser Nebenbedingung wird angenommen, dass die entsprechenden Geräte untertäglich optimiert werden können, d. h. spätestens am Ende eines Tages mit Wärme- oder Warmwasserbedarf muss der komplette Haushaltsbedarf gedeckt sein, im Verlaufe des Tages darf es jedoch zu Abweichungen vom ursprünglichen Profil kommen.

**Tabelle 6.3:** Übersicht der im Modell verwendeten Restriktionen zur Lastverlagerung

	Lastverlagerungsintervalle		Tageszeitrestriktionen
	Start	Ende	
<b>Kühlgeräte<sup>a</sup></b>	Bis zu 1 Stunde früher	Bis zu 1 Stunde später	Keine
<b>Gefriergeräte<sup>a</sup></b>	Bis zu 1 Stunde früher	Bis zu 1 Stunde später	Keine
<b>Spülmaschinen</b>	Simulierter Startzeitpunkt <sup>c</sup>	Bis zu 12 Stunden später <sup>b</sup>	Keine
<b>Waschmaschinen</b>	Simulierter Startzeitpunkt <sup>c</sup>	Bis zu 4 Stunden später <sup>b</sup>	Nicht nach 22 Uhr <sup>b</sup>
<b>Wäschetrockner</b>	Simulierter Startzeitpunkt <sup>c</sup>	Bis zu 4 Stunden später <sup>b</sup>	Nicht nach 22 Uhr <sup>b</sup>
<b>Nachtspeicherheizungen<sup>c</sup></b>	Simulierter Startzeitpunkt	Bis zu 24 Stunden später	Keine
<b>Warmwasserbereitung (Speicher)<sup>c</sup></b>	Simulierter Startzeitpunkt	Bis zu 24 Stunden später	Keine

<sup>a</sup> Vgl. Klobasa (2009)  
<sup>b</sup> Vgl. UBA (2011)  
<sup>c</sup> Eigene Annahmen

Die Optimierung findet für jede verlagerbare Nutzung eines Gerätes statt. Es handelt sich um lineare und linear ganzzahlige Probleme, die für einige Gerätearten durch Einsatz von IBM ILOG CPLEX gelöst werden, für andere findet eine vollständige Enumeration statt. Die Anzahl der Nebenbedingungen und Variablen hängt von dem betrachteten Gerät und den zugehörigen Lastverlagerungsgrenzen ab. Bei Kühl- und Gefriergeräten beinhaltet das Problem i. d. R. 16 Variablen und 17 Nebenbedingungen, bei Geräten zur Warmwasserbereitung und Raumheizung 192 Variablen und 288 Nebenbedingungen, bei Geräten mit aktiver Beteiligung von Haushaltsmitgliedern zwischen 16 und 48 Variablen und genauso vielen Nebenbedingungen. Auf IBM ILOG CPLEX wird bei intelligenten Kühl- und Gefriergeräten  $G^{FlexKühl}$  sowie intelligenten Geräten zur Warmwasserbereitung und Raumheizung  $G^{FlexHeiz}$  zurückgegriffen, da bei diesen der konkrete Leistungsbezug jedes Zeitschritts eine Entscheidungsvariable darstellt. Bei manuell

oder automatisiert verlagerbaren Geräten mit aktiver Beteiligung von Haushaltsmitgliedern  $G^{FlexAktiv}$  ist hingegen nur der spezifische Startzeitpunkt der Gerätenutzung die Entscheidungsvariable, da der Leistungsbezug nach Festlegung des Startzeitpunkts einem definierten Geräteprofil folgt. In diesen Fällen wird die vollständige Enumeration angewandt, da der Einsatz eines Solvers aufgrund der nicht-linearen Struktur der Arbeitspreise keine Vorteile hinsichtlich der Rechenzeit mit sich bringt.

Die Optimierung findet für jede Gerätenutzung statt, für die eine Lastverlagerung erlaubt ist. Dies sind grundsätzlich alle Nutzungen intelligenter Geräte sowie zusätzlich die, bei denen der Haushalt bereit ist, manuell die Last zu verlagern. Für eine manuelle Lastverlagerung kommen nur Spülmaschinen, Waschmaschinen und Wäschetrockner in Frage. Für jede Nutzung dieser Geräte wird per Zufallsziehung mit Hilfe einer Bernoulli-Verteilung entschieden, ob der Haushalt die spezifische Nutzung manuell verlagern würde, wenn er dadurch Kosten spart. D. h., bei Vorliegen eines günstigeren Strompreises zu einer späteren Stunde wird anhand der Bernoulli-Verteilung entschieden, ob der Haushalt bereit ist, die Gerätenutzung zeitlich zu verlagern. Die Wahrscheinlichkeiten der Bernoulli-Verteilungen sind nach Typtag und Stunde differenziert und finden sich in Tabelle D.26 in Anhang D. Zur Ermittlung der dort dargestellten Werte wurde auf das beobachtete Lastverlagerungspotenzial des *MeRegio*-Feldversuchs zurückgegriffen. Im Rahmen der Modellkalibrierung (vgl. Kapitel 6.4.2) wurden die Wahrscheinlichkeiten der Bernoulli-Verteilungen so gewählt, dass das beobachtete Lastverlagerungspotenzial des *MeRegio*-Feldversuchs möglichst gut nachgebildet werden kann. Die Daten des Feldversuchs werden also ausschließlich zur Kalibrierung des Modells verwendet, um eine möglichst gute Abbildung der Realität zu erreichen.

#### 6.3.2.2.1 Geräte mit aktiver Beteiligung von Haushaltsmitgliedern

Die in der Minimierung berücksichtigten Kostenfunktionen unterscheiden sich in Abhängigkeit von der betrachteten Geräteart. Für Geräte mit aktiver Beteiligung von Haushaltsmitgliedern besteht die

Optimierung aus der Wahl des Startzeitpunktes, an dem die minimalen Nutzungskosten anfallen. Die Entscheidungsvariable ist dementsprechend der Startzeitpunkt der Gerätenutzung, der innerhalb der gerätespezifischen Lastverlagerungsgrenzen  $t_{w,g,u}^{min}$  und  $t_{w,g,u}^{max}$  liegen muss. Es gilt Zielfunktion (6.17).

$$\min_{\substack{t \in \{t_{w,g,u}^{min}, \dots, t_{w,g,u}^{max}\} \\ \forall g \in G^{FlexAktiv}, u \in U_{w,g}, w \in W}} c_{w,t,g,u} \quad (6.17)$$

Die Nutzungskosten von Geräten mit aktiver Beteiligung von Haushaltsmitgliedern entsprechen den gesamten über die Nutzungsdauer  $D_g$  anfallenden Kosten. Für jeden erlaubten Startzeitpunkt innerhalb des Verschiebezeitraums können die Nutzungskosten nach Gleichung (6.18) berechnet werden. Einfluss auf die Kosten hat einerseits der zum jeweiligen Zeitpunkt gültige Arbeitspreis des vom Haushalt genutzten Stromtarifs  $\varphi_{w,(t+d)}^{Tarif}$ , andererseits die genutzte Leistung einer ggf. vorhandenen PV-Anlage  $q_{w,(t+d),g,u}^{PV}$ , die dem Haushalt zu einem deutlich günstigeren Preis  $\varphi^{PV}$  zur Verfügung steht. Der Leistungsbezug des Geräts ist zu jedem Zeitpunkt der Nutzung definiert durch den Leistungsfaktor  $\psi_{g,d}$  und die Spitzenleistung  $\lambda_g^{max}$  des Geräts. Die zum tariflich vereinbarten Arbeitspreis bezogene Leistung wird um die von der PV-Anlage genutzte Leistung reduziert.

$$c_{w,t,g,u} = \frac{1}{4} \sum_{d=0}^{D_g-1} \left( q_{w,(t+d),g,u}^{PV} * \varphi^{PV} + (\psi_{g,d} * \lambda_g^{max} - q_{w,(t+d),g,u}^{PV}) * \varphi_{w,(t+d)}^{Tarif} \right) \quad (6.18)$$

$$\forall t \in \{t_{w,g,u}^{min}, \dots, t_{w,g,u}^{max}\}, g \in G^{FlexAktiv}, u \in U_{w,g}, w \in W$$

Da die Verwendung der PV-Leistung einerseits zu einer Kostenminimierung beiträgt und andererseits zu einer Erhöhung des Eigenverbrauchs führt, ist von einem maximal möglichen Leistungsbezug der verfügbaren PV-Erzeugung auszugehen. Ist die noch nicht genutzte PV-

Leistung, d. h. die Differenz der zu einem Zeitpunkt insgesamt zur Verfügung stehenden PV-Einspeisung  $v_{w,t}$  und der Summe des bisher simulierten Leistungsbezugs des Haushalts  $\tilde{q}_{w,t,g,u}$ , positiv, nutzt der Haushalt entsprechend des Gerätebedarfs möglichst viel der verbleibenden Erzeugungsleistung. Die Menge der genutzten PV-Leistung bestimmt sich in diesem Fall entweder über die Spitzenleistung des Geräts oder die noch nicht genutzte PV-Leistung. Der kleinere der beiden Werte entspricht dem maximal möglichen Leistungsbezug aus der PV-Anlage durch das entsprechende Gerät. Liegt ein negativer Wert der nicht genutzten PV-Leistung vor, ist der Leistungsbezug von der PV-Anlage null (s. Nebenbedingung (6.19)).

$$q_{w,t,g,u}^{PV} = \max \left( 0, \min \left( v_{w,t} - \sum_{g \in G} \sum_{u \in U_{w,g}} \tilde{q}_{w,t,g,u}, \lambda_g^{max} \right) \right) \quad (6.19)$$

$$\forall t \in \{0, 1, \dots, |T_w|\}, g \in G^{Flex}, u \in U_{w,g}, w \in W$$

### 6.3.2.2.2 Geräte mit thermischem Speicher

Bei der Optimierung von Geräten mit thermischem Speicher kann der konkrete Leistungsbezug des Geräts zu jedem innerhalb der Verlagerungsgrenzen liegenden Zeitpunkt unter Berücksichtigung gewisser Nebenbedingungen variiert werden. Die Entscheidungsvariablen sind in diesem Fall also sowohl der Leistungsbezug aus einer ggf. vorhandenen PV-Anlage  $q_{w,t,g,u}^{PV}$  als auch die über den Hausanschluss aus dem Netz bezogene Leistung  $q_{w,t,g,u}^{Netz}$ . Ziel der Optimierung ist es den gesamten Leistungsbedarf der Gerätenutzungen kostenminimal zu erfüllen. Zielfunktion (6.20) beschreibt diesen Zusammenhang.

$$\min_{(q_{w,t,g,u}^{PV}, q_{w,t,g,u}^{Netz})} c_{w,g,u} \quad (6.20)$$

$$\forall g \in G^{FlexHeiz} \cup G^{FlexKühl}, u \in U_{w,g}, w \in W$$

Wesentliche Elemente der Kostenfunktion sind der Leistungsbezug aus einer ggf. vorhandenen PV-Anlage  $q_{w,t,g,u}^{PV}$  und dem zugehörigen Preis

$\varphi^{PV}$  sowie der geltende Preis des Stromtarifs  $\varphi_{w,t}^{Tarif}$  und die über den Hausanschluss aus dem Netz bezogene Leistung  $q_{w,t,g,u}^{Netz}$  (s. Gleichung (6.21)). Für den Leistungsbezug des Geräts von der PV-Anlage gelten die gleichen Grenzen wie vorab (s. Nebenbedingung (6.19)), der Leistungsbezug aus dem Netz ist durch die Spitzenlast des Geräts nach oben begrenzt (s. Nebenbedingung (6.22)).

$$c_{w,g,u} = \frac{1}{4} \left( \sum_{t=t_{w,g,u}^{\min}}^{t_{w,g,u}^{\max}} q_{w,t,g,u}^{PV} * \varphi^{PV} + q_{w,t,g,u}^{Netz} * \varphi_{w,t}^{Tarif} \right) \quad (6.21)$$

$$\forall g \in G^{FlexHeiz} \cup G^{FlexKühl}, u \in U_{w,g}, w \in W$$

$$0 \leq q_{w,t,g,u}^{Netz} \leq \lambda_g^{\max} \quad (6.22)$$

$$\forall t \in \{0,1, \dots, |T_w|\}, g \in G^{FlexHeiz} \cup G^{FlexKühl}, u \in U_{w,g}, w \in W$$

Soll ausschließlich eine Steigerung des Eigenverbrauchs ohne sonstige variable Arbeitspreise modelltechnisch abgebildet werden, ist die Zielfunktion um einen Strafterm zu erweitern, der eine Abweichung vom ursprünglich simulierten Geräteprofil pönalisiert. Dies ist notwendig, da sonst unabhängig von der PV-Erzeugung bereits eine Abweichung vom simulierten Ursprungsprofil der Geräte entsteht. Bei der daraus resultierenden Optimierung handelt es sich um ein gemischt-ganzzahliges Problem. Die im Modell implementierte Logik gleicht der im folgenden Kapitel zur Überprüfung eines Mehr- oder Minderverbrauchs beschriebenen und wird an dieser Stelle als Sonderfall der Optimierung bei variablen Arbeitspreisen nicht weiter beschrieben (vgl. Ungleichung (6.31) und (6.32)).

### *Kühl- und Gefriergeräte*

In Abhängigkeit von der Geräteart gelten verschiedene Nebenbedingungen. Intelligente Kühl- und Gefriergeräte sind im Modell mit nur einer sehr kurzen Verlagerungszeit von plus/minus eine Stunde abgebildet. Aus diesem Grund läuft eine einzelne Optimierung bei diesen Geräten über einen Zeitraum von bis zu drei Stunden. Hierbei gilt in

jeder Stunde  $h$ , dass der ursprünglich simulierte Leistungsbezug der zu optimierenden Stunde  $\tilde{q}_{w,g,h}$ , d. h. der ursprüngliche Kühlleistungsbedarf, innerhalb der für diese Stunde geltenden Lastverlagerungsgrenzen  $t_{w,g,h}^{min}$  und  $t_{w,g,h}^{max}$  durch den über den Zeitraum kumulierten Leistungsbezug aus der PV-Anlage  $q_{w,t,g,h}^{PV}$  und dem Netz  $q_{w,t,g,h}^{Netz}$  gedeckt sein muss (s. Nebenbedingung (6.23)).

$$\sum_{t=t_{w,g,h}^{min}}^{t_{w,g,h}^{max}} (q_{w,t,g,h}^{PV} + q_{w,t,g,h}^{Netz}) = \tilde{q}_{w,g,h} \quad (6.23)$$

$$\forall h \in H_w, g \in G^{FlexKühl}, w \in W$$

Durch dieses stündliche Vorgehen liegt eine Überschneidung der einzelnen Optimierungszeiträume bei Kühl- und Gefriergeräten vor. Damit der gerätespezifische minimale und maximale Leistungsbezug  $\lambda_g^{min}$  bzw.  $\lambda_g^{max}$  eingehalten wird, gilt als weitere Nebenbedingung, dass die Summe aus bereits aus der Optimierung vorheriger Stunden resultierendem Leistungsbezug  $\ddot{q}_{w,t,g}$  und dem in der aktuellen Optimierung wählbaren Leistungsbezug  $q_{w,t,g,h}^{PV}$  und  $q_{w,t,g,h}^{Netz}$  innerhalb der gerätespezifischen Leistungsgrenzen liegt (s. Nebenbedingung (6.24)).

$$\lambda_g^{min} \leq q_{w,t,g,h}^{PV} + q_{w,t,g,h}^{Netz} + \ddot{q}_{w,t,g} \leq \lambda_g^{max} \quad (6.24)$$

$$\forall t \in \{0, 1, \dots, |T_w|\}, h \in H_w, g \in G^{FlexKühl}, w \in W$$

### *Geräte zur Warmwasserbereitung und Raumheizung*

Bei lastverlagerungsfähigen Geräten zur Warmwasserbereitung und Raumheizung findet eine untertägige Optimierung des Leistungsbezugs statt. Die wesentliche zu erfüllende Nebenbedingung ist hierbei, dass der Mindestwärmebedarf  $e_{w,t,g,a}^{min}$  des Haushalts zu jedem Zeitpunkt  $t$  eines Tages  $a$  durch den vom Startzeitpunkt der Optimierung  $t_{w,g,a}^{min}$  bis zum jeweiligen Zeitpunkt kumulierten Leistungsbezug des



Geräts aus dem Netz  $q_{w,j,g,a}^{Netz}$  bzw. von der PV-Anlage  $q_{w,j,g,a}^{PV}$  gedeckt wird (s. Nebenbedingung (6.25)).

$$\frac{1}{4} \sum_{j=t_{w,g,a}^{min}}^t (q_{w,j,g,a}^{PV} + q_{w,j,g,a}^{Netz}) \geq e_{w,t,g,a}^{min} \quad (6.25)$$

$$\forall t \in \{0, 1, \dots, |T_a|\}, g \in G^{FlexHeiz}, a \in A_{w,g}, w \in W$$

Auch bei diesen Geräten gilt, dass die Summe des Leistungsbezugs aus der PV-Anlage und dem Netz innerhalb der gerätespezifischen Leistungsgrenzen liegen muss (s. Nebenbedingung (6.26)).

$$\lambda_g^{min} \leq q_{w,t,g,a}^{PV} + q_{w,t,g,a}^{Netz} \leq \lambda_g^{max} \quad (6.26)$$

$$\forall t \in \{0, 1, \dots, |T_w|\}, g \in G^{FlexHeiz}, a \in A_{w,g}, w \in W$$

### 6.3.2.2.3 Wochenlastprofile

Ergebnis der beschriebenen Optimierung ist ein für jedes optimierte Gerät kostenminimales Lastprofil der entsprechenden Woche. Dieses ersetzt das ursprünglich simulierte Profil des Geräts und wird bei der Erstellung des haushaltsspezifischen Wochenlastprofils verwendet (s. Gleichung (6.15)). Nutzt der Haushalt darüber hinaus einen Tarif mit variablen Leistungspreisen, findet eine weitere Optimierung dieses kostenminimalen Lastprofils statt. Diese findet nachgelagert statt, da ein Haushalt erst das Ziel verfolgt, kostenminimal seinen Leistungsbedarf zu decken, und nur im Falle einer Engpasssituation von dem kostenminimalen Profil abweichen wird. Eine solche Engpasssituation liegt dann vor, wenn ein Haushalt einen Stromtarif mit variablen Leistungspreisen sowie dazugehöriger vereinbarter Mindestleistung nutzt und zu einem bestimmten Zeitpunkt ein Regelsignal von seinem Stromtarifanbieter zur Einhaltung der vereinbarten Leistungsgrenze erhält. Diese Optimierung wird im nächsten Kapitel beschrieben.

### 6.3.2.3 Optimierung bei variablen Leistungspreisen

Ähnlich der Optimierung bei variablen Arbeitspreisen wird die Optimierung bei variablen Leistungspreisen sowohl durch die Nutzung eines entsprechenden Stromtarifs mit variablen Leistungspreisen beeinflusst, als auch durch das Vorhandensein einer PV-Anlage. Hier wird ebenfalls von einer Kenntnis des Haushalts über die Zeitpunkte der PV-Erzeugung sowie das Auftreten von Leistungsreduktionen im Rahmen des abgeschlossenen Stromtarifs ausgegangen. Die für die Optimierung zur Verfügung stehenden Geräte entsprechen den bereits im vorigen Kapitel vorgestellten. Im Gegensatz zur Optimierung bei variablen Arbeitspreisen wird bei der mit variablen Leistungspreisen ein ganzheitliches Optimierungsproblem erstellt, in dem die Ermittlung eines Optimums über alle beteiligten Geräte gleichzeitig erfolgt. Die in Tabelle 6.3 beschriebenen Restriktionen zur Lastverlagerung gelten weiterhin. Es handelt sich hier um ein gemischt-ganzzahliges lineares Problem, das mit Hilfe des IBM ILOG CPLEX Solvers gelöst wird. Die Anzahl der Nebenbedingungen, Variablen und Binärvariablen kann für jede zu lösende Engpasssituation, in der der Haushalt seinen Leistungsbezug reduzieren muss, unterschiedlich ausfallen, da diese Werte von der Art und Anzahl der in der Optimierung berücksichtigten Geräte und deren spezifischen Lastverlagerungsgrenzen abhängen. Bei einem Modelllauf mit 1.000 Haushalten, ganzjähriger Leistungsbegrenzung und 100 % intelligenten Haushaltsgeräten beinhaltet das Problem bspw. zwischen ca. 100 und 17.000 Nebenbedingungen, zwischen ca. 30 und etwa 11.000 Variablen und zwischen ca. 30 und 8.500 Binärvariablen. Im Mittel kann ein Problem mit rund 600 Nebenbedingungen, 400 Variablen und 300 Binärvariablen ausgedrückt werden.

#### 6.3.2.3.1 Leistungsgrenze

Charakteristisch für Tarife mit variablen Leistungspreisen ist, dass ein Kunde zu bestimmten Zeitpunkten im Jahr in seinem Leistungsbezug auf eine vertraglich vereinbarte Mindestleistung  $\gamma_{w,t}^{Tarif}$  reduziert werden kann. Zu diesen Zeitpunkten entspricht die Mindestleistung dem maximalen Leistungsbezug, den der Kunde noch aus dem Netz

beziehen kann. Verfügt der Haushalt darüber hinaus über eine PV-Anlage, wird durch Eigenverbrauch die vertragliche Mindestleistung um die durch die PV-Anlage zum jeweiligen Zeitpunkt zur Verfügung gestellte Leistung  $v_{w,t}^{max}$  erhöht. Aus diesen zwei Komponenten setzt sich schließlich die geltende Leistungsgrenze  $\gamma_{w,t}^{max}$  zusammen. Dieser Zusammenhang ist durch Gleichung (6.27) beschrieben.

$$\gamma_{w,t}^{max} = \gamma_{w,t}^{Tarif} + v_{w,t}^{max} \quad \forall t \in \{0,1, \dots, |T_w|\}, w \in W \quad (6.27)$$

Ziel der Optimierung ist es, bei Auftreten einer aus einer anbieterseitig herbeigeführten Leistungsreduktion resultierenden Engpassituation  $s$  durch Verlagerung des Leistungsbezugs einzelner verschiebbarer Geräte  $G^{Flex}$  die geltende Leistungsgrenze nicht zu überschreiten. Die Lastverlagerungsgrenzen  $t_{w,s}^{min}$  und  $t_{w,s}^{max}$  hängen von den berücksichtigten Geräten ab. Dazu gehören alle Geräte, die direkt oder indirekt, d. h. durch eine mögliche Lastverlagerung eines anderen Geräts, von der Optimierung betroffen sein können. Um mögliche Komforteinbußen seitens des Haushalts möglichst gering zu halten, wird eine Priorisierung der zur Lastverlagerung genutzten Geräte anhand eines gerätespezifischen Strafterms  $\tau_g^{Flex}$  vorgenommen. Durch diese Priorisierung wird, soweit im Haushalt vorhanden, erst die Nutzung intelligenter Geräte zur Warmwasserbereitung mit Speicher und Raumheizung  $G^{FlexHeiz}$ , dann die intelligenter Kühl- und Gefriergeräte  $G^{FlexKühl}$  und zuletzt die von manuell oder automatisiert verlagerbaren Geräten mit aktiver Beteiligung von Haushaltsmitgliedern  $G^{FlexAktiv}$  verschoben. Falls ein Haushalt nicht in der Lage ist, durch Verlagerung der Nutzung entsprechender Geräte die geltende Leistungsgrenze einzuhalten, fällt ein deutlich größerer Strafterm  $\tau^{Tarif}$  an. Für einen solchen Fall kann bei den Modelleinstellungen entschieden werden, wie mit dieser Situation modelltechnisch umgegangen werden soll. Entweder wird dem Haushalt erlaubt, trotz Überschreitens der geltenden Leistungsgrenze die entsprechende Leistung zu konsumieren, oder der Leistungsbezug des Haushalts wird im Nachgang zur Optimierung auf die geltende Leistungsgrenze reduziert.

Ersteres Vorgehen entspräche einem Tarifkonzept, in dem ein Kunde bspw. Strafzahlungen bei Überschreiten der Leistungsgrenze an den Anbieter leisten muss. Letzteres spiegelt ein Tarifkonzept wider, in dem der Kunde bspw. aufgrund technischer Restriktionen zu Zeiten einer Leistungsreduktion nicht mehr als die vereinbarte Mindestleistung beziehen kann. In der Realität hätte das zur Folge, dass über die im Modell als verschiebbar abgebildeten Geräte hinaus ein Haushalt zu diesem Zeitpunkt auf die Nutzung gewisser Geräte verzichten müsste. Das Modell bildet nicht ab, welche Geräte dies im speziellen Fall sind, es reduziert sich nur der Gesamtleistungsbezug des Haushalts entsprechend. Die Zielfunktion ist in (6.28) formalisiert, die Entscheidungsvariablen des Problems sind die Binärvariablen  $b_{w,t,s}^{Tarif}$  und  $b_{w,t,s,g,u}^{Flex}$ .

$$\min_{\substack{(b_{w,t,s}^{Tarif}, b_{w,t,s,g,u}^{Flex}) \\ \forall s \in S_w, w \in W}} \left( \sum_{t=t_w^s}^{t_w^s} \sum_{g \in G^{Flex}} \sum_{u \in U_{w,g}} \tau^{Tarif} * b_{w,t,s}^{Tarif} + \tau_g^{Flex} * b_{w,t,s,g,u}^{Flex} \right) \quad (6.28)$$

Die Optimierung hinsichtlich der geltenden Leistungsgrenze stellt Nebenbedingung (6.29) sicher. Durch Anwendung einer Big-M-Nebenbedingung wird die Binärvariable  $b_{w,t,s}^{Tarif}$  genau dann eins, wenn der kumulierte Leistungsbedarf aller Geräte an einem Zeitpunkt innerhalb der Lastverlagerungsgrenzen der Engpassituation  $t_{w,s}^{min}$  und  $t_{w,s}^{max}$  die geltende Leistungsgrenze  $\gamma_{w,t}^{max}$  überschreitet. Liegt der Leistungsbedarf unter der geltenden Leistungsgrenze erhält die Binärvariable aufgrund der minimierenden Zielfunktion den Wert null.

$$\left( \sum_{g \in G} \sum_{u \in U_{w,g}} q_{w,t,g,u} \right) - \gamma_{w,t}^{max} \leq b_{w,t,s}^{Tarif} * M^{Tarif} \quad (6.29)$$

$$\forall t \in \{t_{w,s}^{min}, \dots, t_{w,s}^{max}\}, s \in S_w, w \in W$$

### 6.3.2.3.2 Geräte mit thermischem Speicher

Der Wert der zweiten Binärvariable  $b_{w,t,s,g,u}^{Flex}$  hängt davon ab, ob eine Veränderung der Nutzung des entsprechenden Geräts als Folge der Optimierung auftritt. Für intelligente Heiz-, Kühl- und Gefriergeräte liegt sowohl bei Über- als auch Unterschreitung des ursprünglich simulierten Leistungsbedarfs  $\tilde{q}_{w,t,g,u}$  eine veränderte Nutzung vor. Die Binärvariable der entsprechenden Geräte setzt sich deshalb aus der Summe zweier weiterer Binärvariablen zusammen, die den Minderverbrauch  $b_{w,t,s,g,u}^{Flex-}$  bzw. Mehrverbrauch  $b_{w,t,s,g,u}^{Flex+}$  zu einem Zeitpunkt abbilden (s. Gleichung (6.30)). Die zugehörigen Big-M-Nebenbedingungen zur Überprüfung eines Minder- oder Mehrverbrauchs der entsprechenden Geräte sind in den Ungleichungen (6.31) und (6.32) formalisiert.

$$b_{w,t,s,g,u}^{Flex} = b_{w,t,s,g,u}^{Flex-} + b_{w,t,s,g,u}^{Flex+} \quad (6.30)$$

$$\forall t \in \{t_{w,s}^{min}, \dots, t_{w,s}^{max}\}, g \in G^{FlexHeiz} \cup G^{FlexKühl}, u \in U_{w,g},$$

$$s \in S_w, w \in W$$

$$\tilde{q}_{w,t,g,u} - q_{w,t,g,u} \leq b_{w,t,s,g,u}^{Flex-} * M_g^{Flex} \quad (6.31)$$

$$\forall t \in \{t_{w,s}^{min}, \dots, t_{w,s}^{max}\}, g \in G^{FlexHeiz} \cup G^{FlexKühl}, u \in U_{w,g},$$

$$s \in S_w, w \in W$$

$$q_{w,t,g,u} - \tilde{q}_{w,t,g,u} \leq b_{w,t,s,g,u}^{Flex+} * M_g^{Flex} \quad (6.32)$$

$$\forall t \in \{t_{w,s}^{min}, \dots, t_{w,s}^{max}\}, g \in G^{FlexHeiz} \cup G^{FlexKühl}, u \in U_{w,g},$$

$$s \in S_w, w \in W$$

### 6.3.2.3.3 Geräte mit aktiver Beteiligung von Haushaltsmitgliedern

Bei Geräten mit aktiver Beteiligung von Haushaltsmitgliedern ist der Startzeitpunkt der Nutzung  $t_{w,g,u}^{Start}$  ausschlaggebend für den Leistungsbezug des Geräts, da diese Geräte anschließend einem festgelegten Lastprofil folgen. Um dies in der Optimierung adäquat abzubilden, wird innerhalb der gerätespezifischen Lastverlagerungsgrenzen jeder einzelne

Lastprofilschritt über eine Binärvariable  $b_{w,t,s,g,u,d}^{Profil}$  berücksichtigt. Diese ist genau dann eins, wenn zu einem Zeitpunkt  $t$  die Leistung des geräte-spezifischen Lastprofils an der Stelle  $d$  der Nutzungsdauer genutzt wird. Der Leistungsbezug des Geräts ist damit durch Gleichung (6.33) gegeben. Durch Gleichung (6.34) sind alle Lastprofilschritte eines Geräts miteinander verknüpft. Gleichung (6.35) stellt sicher, dass im Rahmen der Optimierung weiterhin jeder Lastprofilschritt einer Nutzung nur einmal vorkommt, Gleichung (6.36), dass bei mehreren Nutzungen des gleichen Geräts keine zeitliche Überschneidung ebendieser auftritt.

$$q_{w,t,g,u} = \sum_{d=0}^{D_g - 1} b_{w,t,s,g,u,d}^{Profil} * \psi_{g,d} * \lambda_g^{max} \quad (6.33)$$

$$\forall t \in \{t_{w,s,g,u}^{min}, \dots, t_{w,s,g,u}^{max}\}, g \in G^{FlexAktiv}, u \in U_{w,g}, s \in S_w, w \in W$$

$$b_{w,t,s,g,u,d}^{Profil} = b_{w,(t-1),s,g,u,(d-1)}^{Profil} \quad (6.34)$$

$$\forall t \in \{t_{w,s,g,u}^{min}, \dots, t_{w,s,g,u}^{max}\}, g \in G^{FlexAktiv}, u \in U_{w,g},$$

$$d \in \{1, \dots, D_g - 1\}, s \in S_w, w \in W$$

$$\sum_{t=t_{w,s,g,u}^{min}}^{t_{w,s,g,u}^{max}} b_{w,t,s,g,u,d}^{Profil} = 1 \quad (6.35)$$

$$\forall g \in G^{FlexAktiv}, u \in U_{w,g}, d \in \{0, \dots, D_g - 1\}, s \in S_w, w \in W$$

$$\sum_{u \in U_{w,g}} \sum_{d=0}^{D_g - 1} b_{w,t,s,g,u,d}^{Profil} \leq 1 \quad (6.36)$$

$$\forall t \in \{t_{w,g,u}^{min}, \dots, t_{w,g,u}^{max}\}, g \in G^{FlexAktiv}, s \in S_w, w \in W$$

Wird eine Nutzung eines solchen Geräts im Zuge der Optimierung verschoben, ändert sich der Startzeitpunkt der Nutzung  $t_{w,g,u}^{Start}$ . Diese Veränderung findet durch eine Verknüpfung der Binärvariablen des ersten Gerätelastprofilschritts  $b_{w,t_{w,g,u}^{Start},s,g,u,0}^{Profil}$  und der Binärvariablen zur Priorisierung der Geräteverlagerungen  $b_{w,t_{w,g,u}^{Start},s,g,u}^{Flex}$  unter erneuter Verwendung einer Big-M-Nebenbedingung Eingang in die Zielfunktion (s. Nebenbedingung (6.37)).

$$1 - b_{w,t_{w,g,u}^{Start},s,g,u,0}^{Profil} \leq b_{w,t_{w,g,u}^{Start},s,g,u}^{Flex} \quad (6.37)$$

$$\forall g \in G^{FlexAktiv}, u \in U_{w,g}, s \in S_w, w \in W$$

Die weiteren in der Optimierung geltenden Nebenbedingungen zur Gewährleistung des vom Haushalt benötigten Kälte- und Wärmebedarfs sowie die Definitionsgrenzen des gerätespezifischen Leistungsbezugs  $q_{w,t,g,u}$  ähneln denen, die bereits bei der Optimierung bei variablen Arbeitspreisen ausführlich beschrieben wurden. Aus diesem Grund werden diese Nebenbedingungen an dieser Stelle nicht nochmals im Detail aufgegriffen, sind aber der Vollständigkeit halber in Anhang D zu finden.

#### 6.3.2.3.4 Wochenlastprofile

Die beschriebene Optimierung wird für jede Engpasssituation einer Woche durchgeführt und die gerätespezifischen Wochenlastprofile werden entsprechend der Ergebnisse der Optimierung angepasst. Abschließend erfolgt, wie bei der Optimierung bei variablen Arbeitspreisen, die Erstellung des haushaltsspezifischen Wochenlastprofils auf Basis der einzelnen Geräteprofile. Hiermit ist die Simulation und Optimierung eines Haushaltslastprofils einer Woche abgeschlossen und wird für alle verbleibenden Haushalte und Wochen wiederholt (vgl. Abbildung 6.2).

### **6.3.3 Verwendete Datenbasis**

Wie bereits angesprochen, basiert das Modell auf einer Vielzahl verschiedener Daten. Eine Übersicht der verwendeten Daten, sowohl im Modell als auch zu dessen Validierung aus anderen Arbeiten und Studien, ist in Tabelle 6.4 gegeben. Da dort auch eine kurze Beschreibung der Daten vorliegt, wird hierauf nicht näher eingegangen. Besonders wesentliche im Modell genutzte Daten aus Tabelle 6.4 sind in Anhang D aufgeführt.

Zusätzliche im Modell verwendete Daten stammen aus der in Kapitel 5 vorgestellten empirischen Studie. Hervorzuheben ist diesbezüglich die Wahrscheinlichkeit, mit der sich ein Haushalt bestimmter Größe für einen Tarif mit einer geringeren bzw. mit einer höheren Mindestleistung entscheidet. Dies ist besonders im Rahmen der Plausibilisierung der in der Umfrage erhobenen SLOs von Interesse.

## **6.4 Validierung und Kalibrierung des Modells**

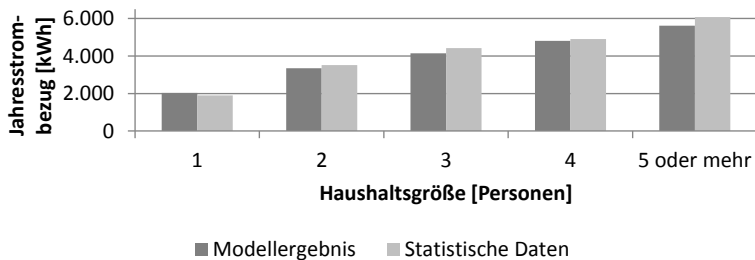
Eine wesentliche in Kapitel 6.1.1 genannte Anforderung an das Modell ist, dass es einerseits auf Haushaltsebene realistische, und andererseits auf aggregierter Ebene repräsentative Haushaltslastprofile erzeugt. Zusätzlich soll das Modell in der Lage sein, die aus verschiedenen Tarifen resultierende Nachfrageflexibilität abzubilden. Um die Aussagekraft des entwickelten Modells zu bewerten, werden diese Aspekte im Folgenden genauer analysiert.

### **6.4.1 Keine Berücksichtigung von Nachfrageflexibilität**

Um die Repräsentativität bzw. Realitätstreue des Modells zu bewerten, werden mit dem entwickelten Bottom-up-Simulationsmodell 1.000 Haushalte unter Anwendung des Status quo simuliert. Dies bedeutet hier, dass sowohl die Haushaltsgrößenverteilung als auch der Ausstattungsgrad mit Haushaltsgeräten dem deutschen Bundesdurchschnitt entspricht und die Haushalte nur Tarife ohne variable Preiskomponenten



nutzen, d. h. es wird keine Nachfrageflexibilität berücksichtigt. Auf oberster Ebene bietet sich ein Vergleich des durchschnittlichen Jahresstrombezugs der verschiedenen Haushaltsgrößen an. In Abbildung 6.3 sind deshalb die simulierten durchschnittlichen Jahresstrombezüge von je 1.000 Haushalten einer Größe den statistisch erhobenen gegenübergestellt. Auch wenn das Modell tendenziell den Jahresstrombezug etwas unterschätzt, bewegen sich die Abweichungen in einem tolerierbaren Bereich von weniger als  $\pm 10\%$ .



**Abbildung 6.3:** Vergleich des haushaltsgrößenabhängigen simulierten und statistischen Jahresstrombezugs (vgl. RWI & forsa (2013))

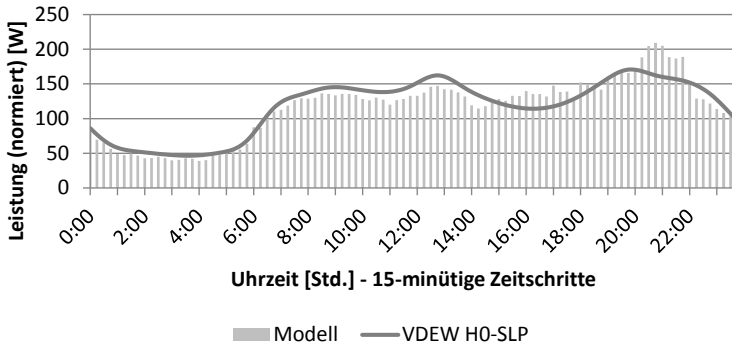
Wichtiger als der Jahresstrombezug ist, ob die simulierten Profile repräsentativ und realistisch sind. Im Hinblick auf die Repräsentativität kann durch Normierung des über die 1.000 Haushalte aggregierten Lastprofils auf 1.000 kWh Jahresverbrauch ein Vergleich zum VDEW H0-SLP gezogen werden.

**Tabelle 6.4:** Übersicht verwendeter Daten und zugehöriger Quellen

<b>Daten</b>	<b>Beschreibung</b>	<b>Quelle</b>
Haushaltsgrößenverteilung	Statistische Verteilung der Personenanzahl in deutschen Haushalten (Haushaltsgröße) [%]	Destatis (2013a)
Geräteausstattungsgrad	Statistische Verteilung des Ausstattungsgrads je Geräteart nach Haushaltsgröße [%]	Destatis (2013a)
Gerätebestand	Geräteanzahl je Geräteart in 100 Haushalten nach Haushaltsgröße [Anzahl]	Destatis (2013a)
Mittlerer Haushaltsstrombezug	Durchschnittlicher Jahresstrombezug nach Haushaltsgröße und zugehörige Standardabweichung [kWh]	RWI & forsa (2013)
Mittlerer Gerätestrombezug	Durchschnittlicher Gerätestrombezug als Anteil am Haushaltsstrombezug [%]	Bürger (2009)
Mittlere Gerätenutzung	Berechnete durchschnittliche Gerätenutzung pro Jahr für Geräte mit aktiver Beteiligung von Haushaltsmitgliedern nach Haushaltsgröße [Häufigkeit]	Vgl. Gottwalt, et al. (2011)
Vereinfachte Gerätebelastungsprofile	Vereinfachte Gerätebelastungsprofile in 15-Minuten-Zeitschritten für eine durchschnittliche Nutzung [W]	Stamminger (2008)

<i>(Fortsetzung)</i>			
Mittlere Geräte- spitzenlast	Durchschnittlicher maximaler Leistungsbezug je Geräteeart [W]	Beer (2009); Stamminger (2008)	
Tagespezifischer Gerätestrombezug	Anteil des nach Jahreszeit sowie Wochentag differenzierten Strom- bezugs am jährlichen Strombezug je Geräteeart (normierter Tages- energiebedarf) [%]	Prior (1997)	
Stundenspezifischer Gerätestrombezug	Anteil des nach Stunden differenzierten Strombezugs am tagespezi- fischen Gerätestrombezug (normierte Nutzungsvektoren) [%]	Prior (1997)	
Mittlere Heiztageanzahl pro Jahreszeit	Durchschnittliche Anzahl an Heiztagen in Deutschland nach Jahres- zeiten [Tage]	IWU (2014)	
Mittlere Tageanzahl zur Warmwasserbereitung	Durchschnittliche Anzahl an Tagen im Jahr, an denen Haushalte Warmwasser benötigen [Tage]	Beer (2009)	
PV-Erzeugungsprofile	PV-Erzeugungszeitreihen für unterschiedliche Größenklassen für das Vgl. Bertsch, et al. (2014) Jahr 2011 [W]		
Lastverlagerungs- potenzial	Prozentuales Lastverlagerungspotenzial durch Einsatz variable Arbeitspreise [%]	Hillemacher (2014)	
VDEW H0 Standard- lastprofil	Repräsentatives auf 1.000 kWh Jahresverbrauch normiertes SLP für Haushaltsgruppen mit mehr als 150 Haushalten [W]	Fünfgeld & Tiedemann (2000)	

Das beispielhaft in Abbildung 6.4 gezeigte normierte durchschnittliche Lastprofil der 1.000 simulierten Haushalte an Sommerwerktagen weist eine hohe Übereinstimmung zum VDEW H0-SLP auf. Abbildungen mit dem Vergleich der simulierten Profile und dem VDEW H0-SLP für die restlichen Typtage sind in Anhang D zu finden.



**Abbildung 6.4:** Vergleich des aggregierten simulierten Haushaltslastprofils zum VDEW H0-SLP (Sommerwerktag)

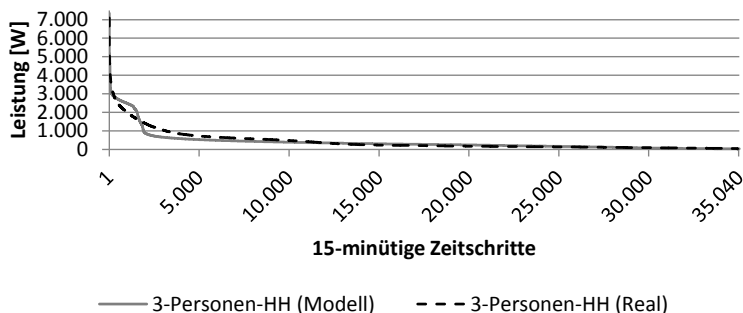
Die rein visuell wahrgenommene Übereinstimmung lässt sich auch anhand des Korrelationskoeffizienten zwischen dem aggregierten simulierten Lastprofil und dem VDEW H0-SLP belegen (s. Tabelle 6.5). Je mehr Haushalte simuliert werden, desto höher ist die Korrelation zum SLP. Daneben sind sowohl der mittlere quadratische Fehler (Root-Mean-Square Error – RMSE) sowie dessen mit der Spannweite der beobachteten Werte normiertes Pendant, der normierte mittlere quadratische Fehler (Normalized Root-Mean-Square-Error – NRMSE), dargestellt (vgl. Schermeyer, et al. (2014)). Auch hier steigt die Übereinstimmung zum VDEW H0-SLP mit steigender Anzahl simulierter Haushalte, da der Fehlerterm abnimmt (s. Tabelle 6.5). Diese Erkenntnisse decken sich mit der Aussage, dass Standardlastprofile erst ab 150 oder besser 400 betrachteten Haushalten dem tatsächlich beobachtbaren aggregierten Lastprofil von Haushalten entsprechen (vgl. Esslinger & Witzmann (2012)). Bei den bisher gezeigten Ergebnissen ist zu berück-

sichtigen, dass in der Simulation bereits eine Kalibrierung bzgl. des VDEW H0-SLP durch den Leistungsbezug sonstiger Geräte eines Haushalts stattfindet (vgl. Kapitel 6.3.2.1).

**Tabelle 6.5:** Kennzahlen zum Vergleich simulierter Haushaltslastprofile mit dem VDEW H0-SLP

<b>Anzahl simulierter Haushalte</b>	<b>Korrelation zum VDEW H0-SLP</b>	<b>RMSE [W]</b>	<b>NRMSE</b>
1	0,203	162,3	6,1 %
10	0,652	52,8	9,4 %
100	0,895	22,7	7,5 %
1.000	0,929	17,5	7,4 %
10.000	0,931	17,1	7,5 %

Abschließend bleibt zu klären, ob die simulierten Profile nicht nur aggregiert repräsentativ, sondern auf Einzelhaushaltsebene realistisch sind. Da individuelle Lastprofile sehr unterschiedlich ausfallen, werden für diesen Vergleich übergeordnete Kennzahlen sowie die Lastdauerlinie eines Haushalts herangezogen. Eine Lastdauerlinie stellt die der Größe nach absteigend sortierten Leistungswerte eines jeden Zeitschritts dar. Eine solche ist in Abbildung 6.5 für ein Jahr eines simulierten sowie eines gemessenen 3-Personenhaushalts dargestellt. Eine weitere Lastdauerlinie eines simulierten und eines gemessenen 4-Personenhaushalts findet sich in Anhang D. Beide simulierten Lastdauerlinien weisen eine Ähnlichkeit mit den jeweils gemessenen Lastdauerlinien auf, unterscheiden sich jedoch im Kurvenverlauf von hohen zu niedrigen Leistungswerten. Während dieser Bereich bei den gemessenen Haushalten relativ kontinuierlich durchlaufen wird, liegt bei den simulierten Beispielhaushalten ein stärkerer Abfall der Leistungswerte vor, d. h., dass dieser mittlere Leistungsbereich im Modell auf Einzelhaushaltsebene leicht abweichend dargestellt ist. Ein möglicher Grund dafür liegt in der zeitlichen Auflösung des Modells von 15 Minuten. Die nicht gegebene Variation der Gerätestartzeitpunkte innerhalb dieser 15 Minuten reduziert den Glättungseffekt beim Leistungsbezug der simulierten Haushalte, woraus ein abweichender Kurvenverlauf resultiert.



**Abbildung 6.5:** Vergleich einer simulierten und gemessenen Lastdauerlinie eines 3-Personenhaushalts

Ausgewählte Kennzahlen für 3-Personenhaushalte zeigt Tabelle 6.6, die entsprechende Tabelle für 4-Personenhaushalte liegt wieder in Anhang D vor. Neben der Spannweite der simulierten Kennzahlen über 1.000 Haushalte der entsprechenden Größe sind jeweils die Daten eines gemessenen sowie eines einzelnen beispielhaften modellierten Haushalts angegeben. Es ist offensichtlich, dass die Lastprofile nicht identisch sind, jedoch durchaus vergleichbare Kennzahlen aufweisen, sodass davon ausgegangen werden kann, dass die simulierten Lastprofile eine hinreichend gute Näherung möglicher realer Haushaltslastprofile darstellen.

**Tabelle 6.6:** Vergleich simulierter und gemessener Strombezugs Kennzahlen für 3-Personenhaushalte

Strombezugs Kennzahlen 3-Personenhaushalte					
	Maximaler Leistungsbezug [W]	Minimaler Leistungsbezug [W]	Mittlerer Leistungsbezug [W]	Peak-to-Average-Ratio (PAR)	Jahresstrombezug [kWh]
<b>Modell</b>	2.390 - 8.454	7 - 173	247 - 529	6,2 - 21,8	2.160 - 4.636
<b>Real</b>	7.096	22	414	17,2	3.614
<b>Beispiel</b>	7.344	26	391	18,8	3.426

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass trotz der teilweise existierenden Unterschiede zwischen simulierten und gemessenen Profilen, bspw. beim maximalen Leistungsbezug, das Modell insgesamt als hinreichende Näherung an die Realität angesehen werden kann. Es konnte gezeigt werden, dass einzelne simulierte Haushaltslastprofile sich deutlich vom VDEW H0-SLP unterscheiden, jedoch eine hohe Ähnlichkeit zu real gemessenen Haushaltslastprofilen aufweisen. Darüber hinaus liefert das Modell auf aggregierter Ebene Ergebnisse, die sehr stark mit dem VDEW H0-SLP korrelieren.

### **6.4.2 Berücksichtigung von Nachfrageflexibilität**

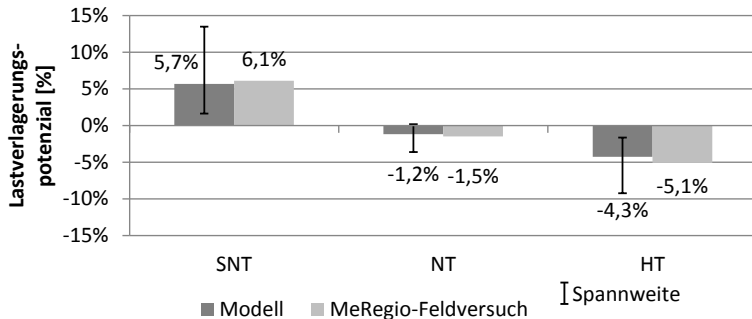
Nach der Validierung der reinen Simulationsergebnisse bleibt zu prüfen, ob das Modell auch Nachfrageflexibilitäten adäquat abbilden kann. Hierzu ist im Wesentlichen eine Kalibrierung des manuellen Lastverschiebepotenzials notwendig. Zur Kalibrierung wird auf Ergebnisse des *MeRegio*-Feldversuchs zurückgegriffen. Das Lastverlagerungspotenzial ist einerseits abhängig vom geltenden Arbeitspreis (vgl. Hillemacher (2014)), andererseits von gewissen Einflussfaktoren wie Jahreszeit, Wochentag, Tageszeit und Tarifstufendauer (vgl. Kapitel 3.3.2). Für die Kalibrierung soll mit Hilfe des Modells der *MeRegio*-Feldversuch nachgestellt werden. Da keine genauen Informationen zur Haushaltgrößenverteilung und der Geräteausstattung vorliegen, wird wiederum der deutsche Bundesdurchschnitt als Referenz gewählt. Zusätzlich erfolgt, wie im Feldversuch, die Ausstattung rund eines Viertels der simulierten Haushalte mit intelligenten Haushaltsgeräten. Bei diesen Geräten handelt es sich hauptsächlich um intelligente Gefriergeräte, einige intelligente Spül- und Waschmaschinen sowie wenige intelligente Wäschetrockner (vgl. Hillemacher (2014)). Alle 1.000 simulierten Haushalte nutzen den im Feldversuch verwendeten Stromtarif mit dreistufigem Arbeitspreis: günstigste Tarifstufe (SNT), mittlere Tarifstufe (NT), teure Tarifstufe (HT) (vgl. Hillemacher (2014)).

Ziel der Kalibrierung ist es, die im Feldversuch beobachteten Ergebnisse adäquat nachzubilden. Um den Einfluss manueller Lastverlagerung nicht zu überschätzen, sind drei Aspekte zu berücksichtigen. Erstens hatten einige Haushalte im *MeRegio*-Feldversuch elektrische Speicher, die zu einer Erhöhung des Lastverlagerungspotenzials führen, aber nicht im Modell abgebildet sind. Zweitens kann die Modellkalibrierung im Detail von der tatsächlich im *MeRegio*-Feldversuch vorliegenden Haushaltsstruktur abweichen. Drittens ist es möglich, dass die Ergebnisse des *MeRegio*-Feldversuchs das Lastverlagerungspotenzial grundsätzlich etwas überschätzen, da alle Haushalte freiwillig an dem Feldversuch teilgenommen haben und aufgrund dieser Selbstselektion thematisch interessierter Testkunden eine höhere Bereitschaft zur Lastverlagerung zu erwarten ist (vgl. Hillemacher (2014)). Einem konservativen Ansatz folgend, sollte das Lastverlagerungspotenzial im Modell tendenziell eher unter den beobachteten Werten liegen.

In Abbildung 6.6 ist eine Gegenüberstellung der modellierten und beobachteten Lastverlagerungspotenziale der verschiedenen Tarifstufen dargestellt. Die gezeigte Spannweite gibt hierbei die Grenzen des manuellen Einflusses auf das Lastverlagerungspotenzial an. Ob Haushalte eine manuelle Lastverlagerung vornehmen, wird für jede Geräternutzung eines nicht automatisierten Geräts mit Hilfe von Typtag und Stunde abhängigen Bernoulli-Verteilungen bestimmt. Zu einem Zeitpunkt, an dem keine manuelle Lastverschiebung möglich sein soll, ist die Wahrscheinlichkeit der Bernoulli-Verteilung null. Soll in jedem Fall eine manuelle Lastverschiebung stattfinden, beträgt die Wahrscheinlichkeit eins. Die aus diesen Extremwerten resultierenden Lastverlagerungspotenziale bilden die Ober- und Untergrenze der gezeigten Spannweite. Wird anhand einer geltenden Bernoulli-Verteilung entschieden, dass die Möglichkeit der Verschiebung einer Geräternutzung besteht, ist die Annahme im Modell, dass ein Haushalt aufgrund der überschaubaren Lastverlagerungsintervalle den optimalen Startzeitpunkt nutzt und somit die in Kapitel 6.3.2.2 beschriebene Optimierung stattfindet. Die in der Abbildung gezeigte Säule des Modells entspricht dem Lastverlagerungspotenzial, das mit der gewählten Kalibrierung der manuellen



Lastverlagerung erreicht wird. Durch die Kalibrierung sind die Wahrscheinlichkeiten der Bernoulli-Verteilungen für eine manuelle Lastverlagerung auf stündlicher Ebene für die im Modell genutzten Typtage festgelegt worden. Eine Übersicht der gewählten Wahrscheinlichkeiten liegt in Anhang D vor.



**Abbildung 6.6:** Vergleich des modellierten Lastverlagerungspotenzials zum *MeRegio*-Feldversuch (vgl. Hillemacher (2014))

Dank der stündlichen Differenzierung der Bernoulli-Verteilungen der Typtage ist es auch möglich, die im Kapitel 3.3.2 anhand der Preiselastizität identifizierten Unterschiede des Lastverlagerungsverhaltens nachzubilden (s. Tabelle 6.7). Das Lastverlagerungspotenzial im Winter ist grundsätzlich höher als im Sommer und auch am Wochenende ist es höher als an Werktagen (vgl. Kapitel 3.3.2). Im Vergleich von Tag und Nacht ist das nächtliche hohe Lastverlagerungspotenzial in der günstigsten Tarifstufe auffällig. Dies ist möglicherweise durch die manuell verschiebbaren Geräte zu erklären, deren ursprünglich simulierter Startzeitpunkt oft mittags und nachmittags liegt. Die entsprechenden Gerätenutzungen können je nach Geräteart bis zu vier bzw. bis zu zwölf Stunden nach hinten verschoben werden. Da die niedrigste Tarifstufe sehr oft abends in dem im *MeRegio*-Feldversuch geltenden Tarif vorkam, kann es sein, dass im Modell vermehrt manuell verlagerebare Lasten in den Abendstunden genutzt werden und zu dieser Erhöhung führen. Der bereits bei der Preiselastizität beobachtete Anstieg

des Lastverlagerungspotenzials bei einer Tarifstufendauer von zwei bis drei Stunden und die Potenzialsreduktion bei vier bis sechs Stunden sind auch in den Modellergebnissen erkennbar. Letzteres ist vor allem darauf zurückzuführen, dass vier bis sechs aufeinanderfolgende Stunden einer Tarifstufe hauptsächlich nachts im *MeRegio*-Tarif vorkommen und dort weniger Geräte zur Lastverlagerung verfügbar sind. Darüber hinaus beträgt die simulierte Nutzungsdauer der manuell verlagerten Geräte maximal zwei Stunden, sodass der sichtbare Effekt in einem Zeitraum von vier bis sechs Stunden deutlich geringer ausfällt. Grundsätzlich zeigen die Ergebnisse, dass das Potenzial zur Erhöhung der Nachfrage in einer günstigen Tarifstufe höher ist als das zur Minderung bei einer teuren Tarifstufe. Dieses Ergebnis deckt sich mit anderen Studien zum Lastmanagementpotenzial im Haushaltssektor (vgl. Kapitel 3.3.3).

**Tabelle 6.7:** Modelliertes Lastverlagerungspotenzial nach Jahreszeit, Wochentag, Tageszeit und Tarifstufendauer

		Tarifstufe			
		Gesamt	SNT	NT	HT
Jahreszeit	Frühling	3,9 %	5,2 %	-1,2 %	-4,0 %
	Sommer	4,1 %	6,1 %	-1,1 %	-4,1 %
	Herbst	3,8 %	5,2 %	-0,9 %	-4,3 %
	Winter	4,4 %	6,3 %	-1,5 %	-4,6 %
Wochentag	Werktag	3,9 %	5,3 %	-1,1 %	-4,2 %
	Samstag	4,7 %	7,1 %	-1,6 %	-4,4 %
	Sonntag	4,2 %	6,0 %	-1,1 %	-4,6 %
Tageszeit	Tag	4,5 %	5,1 %	-2,0 %	-5,2 %
	Nacht	3,2 %	6,5 %	0,5 %	-1,5 %
Tarifstufendauer	1 Stunde	3,5 %	4,9 %	-0,7 %	-3,5 %
	2-3 Stunden	4,5 %	6,2 %	-1,0 %	-5,3 %
	4-6 Stunden	3,5 %	4,9 %	-2,2 %	-3,9 %

# **7 Modellgestützte Plausibilisierung empirischer Ergebnisse und Analyse tarifabhängiger Veränderungen von Haushaltslastprofilen**

Das Kapitel gliedert sich in zwei übergeordnete Teile. Erstens findet eine Plausibilisierung der in Kapitel 5 vorgestellten empirischen Ergebnisse zu den SLOs statt (Kapitel 7.1). Zweitens werden unterschiedliche Szenarien analysiert, um den Einfluss verschiedener Stromtarife auf Haushaltslastprofile zu bewerten (Kapitel 7.2).

## **7.1 Plausibilisierung der empirischen Ergebnisse**

Die in Kapitel 5 beschriebenen Ergebnisse basieren einerseits auf den in der Studie vorgegebenen Antwortmöglichkeiten, andererseits auf der subjektiven Einschätzung der Teilnehmenden. Ziel dieses Kapitels ist es, die empirischen Erkenntnisse mit Hilfe des im vorigen Kapitel beschriebenen Modells kritisch zu hinterfragen. Dazu wird als erstes die zur Plausibilisierung verwendete Methodik beschrieben (Kapitel 7.1.1) und anschließend werden die mit Hilfe des Modells simulierten Lastprofile mit Bezug auf die Herleitung modellgestützter SLOs ausgewertet (Kapitel 7.1.2).

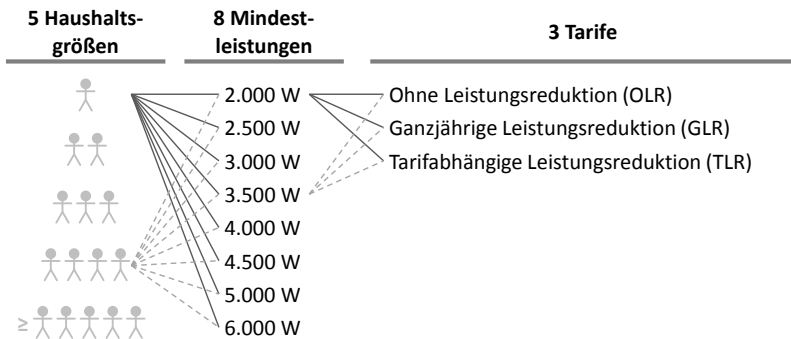
### **7.1.1 Methodik**

Wie in Kapitel 5 gezeigt, ist die Haushaltsgröße ein wesentlicher Einflussfaktor für die Ausprägungen der SLOs der vier entwickelten SLIs: Höhe der gesicherten Mindestleistung, maximale Häufigkeit der Leistungsreduktion, maximale Dauer ebendieser und minimale Vorwarnzeit. Während Letztere rein von der subjektiven Wahrnehmung der Befragten abhängt, sollen die anderen drei SLIs zusätzlich modellge-

stützt analysiert werden. Für diese Analyse findet eine separate Betrachtung der verschiedenen Haushaltsgrößen statt. In die Analyse fließen jeweils die simulierten Lastprofile von 1.000 Haushalten einer Größe ein, um trotz der Stochastik des Modells aussagekräftige Ergebnisse zu erzielen. Die Ausstattung und Nutzung der Haushaltsgeräte wird durch die jeweilige Haushaltsgröße bestimmt, wobei explizit keine elektrischen Geräte zur Warmwasserbereitung oder Raumheizung simuliert werden, da diese zu deutlich höheren Leistungsspitzen führen und somit über gesondert ausgestaltete Tarife abzudecken sind. Im Rahmen der Plausibilisierung werden weder PV-Anlagen noch intelligente Kühl- und Gefriergeräte in den Haushalten verwendet. Im Gegenzug wird eine vollkommene Lastverlagerungsbereitschaft der Haushalte bei den nicht nur automatisiert, sondern auch manuell verlagerbaren Geräten angenommen, d. h. bei Geschirrspülmaschinen, Waschmaschinen und Wäschetrocknern. Jegliche Nachfragereaktion auf Tarifierreize basiert bei der Plausibilisierung also nur auf diesen drei Gerätearten. Hintergrund dieses Vorgehens ist, dass auch in der Umfrage nicht auf die Nutzung intelligenter Geräte in Engpasssituationen verwiesen wurde und somit die Teilnehmenden Aussagen bzgl. ihrer heutigen Lebenssituation und damit bzgl. einer rein manuellen Lastverlagerung gemacht haben.

Da im Fokus dieses Kapitels die Plausibilisierung der empirisch erhobenen SLOs zu Tarifen mit variablen Leistungspreisen steht, nutzen alle simulierten Haushalte einen Stromtarif mit fixem Arbeitspreis. Zu Analyse Zwecken werden die Haushalte in verschiedenen Modellläufen mit unterschiedlichen leistungspreisbasierten Tarifen ausgestattet. Zum einen wird der Status quo abgebildet, d. h. der Leistungspreis ist fix und es findet keine Reduktion auf eine gesicherte Mindestleistung statt. Zum anderen werden verschiedene Tarifkonstellationen mit variablen Leistungspreisen modelliert. Die Tarifkonstellationen unterscheiden sich einerseits hinsichtlich der Höhe der gesicherten Mindestleistung, andererseits hinsichtlich der Häufigkeit und Dauer der Leistungsreduktionen. Die Höhe der Mindestleistung wird für jeden Modelllauf für alle zu simulierenden Haushalte gleich definiert, bspw.

mit 3.000 W. Bzgl. Häufigkeit und Dauer werden jeweils zwei Konstellationen je Höhe der Mindestleistung und Haushaltsgröße simuliert: Erstens eine ganzjährige Leistungsreduktion auf das definierte Leistungsniveau, was der gängigen Praxis der in Frankreich und Spanien verfügbaren Tarife entspricht, und zweitens eine tarifabhängige zeitweise Leistungsreduktion. Abbildung 7.1 skizziert die durchgeführten Simulationen zur Plausibilisierung der empirischen SLOs.



**Abbildung 7.1:** Übersichtsskizze zu den zur Plausibilisierung der empirischen SLOs durchgeführten Modellläufe

Die tarifabhängige Leistungsreduktion stellt eine mögliche Ausprägung eines Tarifs mit variablen Leistungspreisen dar und illustriert die entsprechende Wirkungsweise solcher Tarife. Der für die Plausibilisierung genutzte Tarif ist an die empirisch erhobenen SLOs angelehnt und enthält jeden Monat zehn Leistungsreduktionen mit einer Dauer von bis zu vier Stunden. Die maximale Anzahl von Stunden mit Leistungsreduktion ist folglich 40. Der Zeitpunkt der Leistungsreduktion orientiert sich an den stündlichen EEX-Strompreisen von 2011. Die zugrundeliegende Annahme ist, dass ein hoher Strompreis auf einer Angebotsknappheit basiert und somit als erzeugungsseitige Engpasssituation interpretiert werden kann. Unter dieser Annahme werden die teuersten Stunden eines jeden Monats als Engpasssituation definiert und die Haushalte erhalten ein Signal zur Leistungsreduktion. Bei der

Tarifgestaltung werden solange Stunden als Engpasssituation deklariert, bis in einem Monat genau zehn Regelsignale zur Leistungsreduktion mit einer Dauer von bis zu vier Stunden definiert sind. Der durch diese Regelsignale beschriebene Tarif stellt einen von vielen möglichen Ausprägungen eines Tarifs mit variablen Leistungspreisen dar. Zeitpunkt, Häufigkeit und Dauer einer Leistungsreduktion sind in der Praxis im Zusammenspiel der Kunden- und Anbieterbedürfnisse festzulegen und werden im Rahmen dieser Arbeit nicht weiter beleuchtet.

Obiger Methodik folgend, wurden mit Hilfe des Modells entsprechende Simulationsläufe für je 1.000 Haushalte unter Nutzung der beschriebenen Tarife durchgeführt. Die Auswertung dieser Simulationen erfolgt im nächsten Kapitel.

### **7.1.2 Herleitung modellgestützter Service Level Objectives**

Die in diesem Kapitel zu beantwortenden Fragen sind, welche SLOs sich anhand der Modellergebnisse herleiten lassen und ob diese Ergebnisse vergleichbar zu den empirisch erhobenen sind (vgl. Kapitel 5). Konkret werden dafür die SLIs Höhe der Mindestleistung sowie Häufigkeit und Dauer der Leistungsreduktion modellgestützt untersucht. Die wesentliche Kennzahl, die für die Analysen herangezogen wird, ist die Anzahl der Stunden, in denen ein Haushalt einer bestimmten Größe mehr Leistung benötigt als durch ein bestimmtes Leistungsniveau vorgegeben. Tabelle 7.1 zeigt die zugehörigen 95 %-, 99 %- und 100 %-Quantile der drei im Methodikteil beschriebenen Tarife für die fünf verschiedenen Haushaltsgrößen für jeweils acht verschiedene Leistungsniveaus. Durch die Quantile werden die Grenzwerte aufgezeigt, die von 95 %, 99 % bzw. 100 % der simulierten Haushalte einer Größe nicht überschritten werden.

Bei der Interpretation bedeuten diese Grenzwerte, dass bspw. alle der 1.000 simulierten 1-Personenhaushalte im Status quo, also ohne Anwendung von Leistungsreduktionen (OLR), maximal in zwei Stunden eines Jahres mehr als 6.000 W Leistung benötigen, 95 % der simulier-

ten Haushalte sogar in keiner Stunde. Bei der Tarifoption mit ganzjähriger Leistungsreduktion (GLR) ist die Interpretation in vergleichbarer Weise möglich. Die gezeigte Stundenanzahl entspricht der Anzahl von Stunden, in denen Haushalte trotz Lastverlagerung nicht in der Lage waren, unterhalb des definierten Leistungsniveaus zu bleiben, also mehr Leistung benötigt haben. Bei Tarifen mit tarifabhängiger Leistungsreduktion (TLR) gilt das entsprechende Leistungsniveau nur zu ausgewählten Stunden eines Jahres. Der hier stehende Wert entspricht somit der Stundenanzahl, in der die Haushalte trotz Lastverlagerung von Geschirrspülmaschinen, Waschmaschinen und Wäschetrocknern in den durch den Tarif bestimmten Stunden, in denen eine Leistungsreduktion vorliegt, das Leistungsniveau nicht einhalten konnten. Ein Haushalt müsste in solchen Stunden folglich über die bereits zur Lastverlagerung genutzten drei Haushaltsgeräte hinaus weitere Geräte flexibel einsetzen. Dies kann entweder automatisiert, bspw. durch intelligente Kühl- und Gefriergeräte, oder manuell, bspw. durch das Ausschalten von Licht, erfolgen.

#### **7.1.2.1 Höhe der Mindestleistung**

Über alle Haushaltsgrößen hinweg wird in Tabelle 7.1 deutlich, dass Stunden mit einem besonders hohen Leistungsbedarf in den meisten Fällen bereits durch die Verlagerung der drei als verschiebbar simulierten Gerätearten vermeidbar sind. Je geringer das Leistungsniveau jedoch ist, desto mehr Haushalte sind nicht mehr in der Lage, die jeweilige Leistung zu unterschreiten. Bei einer ganzjährigen Leistungsreduktion sind bei einzelnen Leistungsniveaus deutliche Anstiege der Stunden mit Überschreitung des jeweiligen Niveaus zu sehen. Die simulierte Nachfrageflexibilität der drei Gerätearten reicht folglich nicht mehr aus, um ein entsprechend niedriges Leistungsniveau einzuhalten.

**Tabelle 7.1:** 95 %-, 99 %- und 100 %-Quantile der Stundenanzahl oberhalb definierter Leistungsniveaus unter Einsatz verschiedener Tarife für je 1.000 simulierte 1- bis 5 oder mehr-Personenhaushalte

	95 %-Quantil			99 %-Quantil			100 %-Quantil			95 %-Quantil			99 %-Quantil			100 %-Quantil		
	OLR	GLR	TLR	TLR	GLR	TLR	OLR	GLR	TLR	OLR	GLR	TLR	OLR	GLR	TLR	OLR	GLR	TLR
<b>[W]</b>	<b>1-Personenhaushalt</b>																	
6.000	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	2	0	0	0	0
5.000	2	0	0	0	5	0	0	14	1	7	0	0	0	18	0	0	24	1
4.500	5	0	0	0	9	0	0	28	1	17	0	0	0	27	1	0	36	2
4.000	11	0	0	0	17	1	0	29	2	30	0	0	0	37	1	0	52	14
3.500	15	0	0	0	25	1	0	103	20	43	1	0	0	61	4	0	552	547
3.000	47	7	0	0	166	140	1	309	304	167	68	1	313	236	6	639	619	24
2.500	309	268	7	7	397	346	10	512	493	556	458	13	742	648	18	975	900	24
2.000	573	508	11	671	605	15	811	717	21	944	824	19	1.043	911	23	1.188	981	27
<b>[W]</b>	<b>2-Personenhaushalt</b>																	
6.000	1	0	0	2	0	0	13	0	0	1	0	0	3	0	0	11	0	0
5.000	13	0	0	22	0	0	30	2	0	15	0	0	25	1	0	36	2	0
4.500	27	0	0	35	1	0	46	3	0	31	0	0	43	1	0	52	3	0
4.000	41	1	0	50	2	0	86	4	0	47	1	0	56	2	0	67	4	0
3.500	57	2	0	95	9	0	297	176	5	75	4	0	115	25	0	251	103	5
3.000	249	139	2	410	366	11	672	665	23	328	146	3	471	410	11	767	688	23
2.500	784	661	17	960	785	22	1.204	1.087	32	881	759	20	1.056	931	26	1.179	1.047	34
2.000	1.159	1.002	23	1.246	1.103	28	1.351	1.171	32	1.253	1.081	26	1.335	1.162	30	1.552	1.288	35
	<b>3-Personenhaushalt</b>																	
6.000	1	0	0	2	0	0	13	0	0	1	0	0	3	0	0	11	0	0
5.000	13	0	0	22	0	0	30	2	0	15	0	0	25	1	0	36	2	0
4.500	27	0	0	35	1	0	46	3	0	31	0	0	43	1	0	52	3	0
4.000	41	1	0	50	2	0	86	4	0	47	1	0	56	2	0	67	4	0
3.500	57	2	0	95	9	0	297	176	5	75	4	0	115	25	0	251	103	5
3.000	249	139	2	410	366	11	672	665	23	328	146	3	471	410	11	767	688	23
2.500	784	661	17	960	785	22	1.204	1.087	32	881	759	20	1.056	931	26	1.179	1.047	34
2.000	1.159	1.002	23	1.246	1.103	28	1.351	1.171	32	1.253	1.081	26	1.335	1.162	30	1.552	1.288	35
	<b>4-Personenhaushalt</b>																	



(Fortsetzung)

[W]	95 %-Quantil		99 %-Quantil		100 %-Quantil	
	OLR	TLR	OLR	TLR	OLR	TLR
<b>6.000</b>	3	0	0	5	0	24
<b>5.000</b>	24	0	0	40	1	62
<b>4.500</b>	50	1	0	68	1	85
<b>4.000</b>	73	1	0	91	2	132
<b>3.500</b>	117	12	0	209	53	1 593
<b>3.000</b>	452	287	7	717	566	17 1.035
<b>2.500</b>	1.119	906	24	1.310	1.075	30 1.634
<b>2.000</b>	1.516	1.300	31	1.668	1.428	35 1.834

5 oder mehr-Personenhaushalte

Abkürzungen: OLR = Ohne Leistungsreduktion; TLR = Tarifabhängige Leistungsreduktion;  
 GLR = Ganzjährige Leistungsreduktion; OLR = Ohne Leistungsreduktion; TLR = Tarifabhängige Leistungsreduktion

Eine Erkenntnis aus der empirischen Studie ist, dass nicht alle Haushalte, die grundsätzlich bereit sind, einen Tarif mit variablen Leistungspreisen zu nutzen, die gleiche Höhe gesicherter Mindestleistung und des damit verbundenen Versorgungssicherheitsniveaus erwarten. Neben haushaltsgrößenabhängigen Unterschieden spielt besonders die Umwelteinstellung eine entscheidende Rolle bei der Wahl der gesicherten Mindestleistung. Diese Unterschiede haben sich in den Studienergebnissen in der Nutzungsbereitschaft zweier gegebener Leistungsniveaus von 3.000 W und 6.000 W niedergeschlagen. Die Modellergebnisse in Tabelle 7.1 zeigen, dass eine Mindestleistung von 6.000 W selbst bei ganzjähriger Leistungsreduktion von fast allen simulierten Haushalten eingehalten werden könnte. Einzig bei Haushalten mit fünf oder mehr Personen kann in einer Stunde des Jahres die Leistung nicht auf unter 6.000 W reduziert werden. Um ein ganzjähriges Leistungsniveau von 3.000 W einzuhalten, wie es bspw. als Tarifoption in Frankreich existiert, müssten alle simulierten Haushalte in relativ vielen Stunden eines Jahres ihren Leistungsbezug, über das bereits realisierte Lastverlagerungspotenzial hinaus, einschränken. Selbst bei einer nur zeitweisen tarifabhängigen Leistungsreduktion auf 3.000 W besteht eine gewisse Wahrscheinlichkeit, dass Haushalte, vor allem bei steigender Haushaltsgröße, zusätzliche Lastverlagerungen oder -abschaltungen vornehmen müssten. Angesichts dieser Erkenntnisse lässt sich festhalten, dass die empirisch ermittelten SLOs für die Höhe der Mindestleistung nicht differenziert genug sind, um Haushalten ihr gewünschtes Versorgungssicherheitsniveau zu garantieren.

Im Zuge einer Differenzierung ist einerseits die Haushaltsgröße zu berücksichtigen, andererseits das haushaltsspezifische Sicherheitsbedürfnis bzw. die Bereitschaft des Haushalts aufgrund seiner Umwelteinstellung ein geringeres Versorgungssicherheitsniveau zu akzeptieren. Vor diesem Hintergrund sollen je Haushaltsgröße eine Mindestleistung für Haushalte mit einem höheren und mit einem geringeren Sicherheitsbedürfnis ermittelt werden. Das durch einen Tarif gewährleistete Sicherheitsniveau kann durch den auf ein Jahr bezogenen Anteil der Stunden ausgedrückt werden, in denen ein Haushalt mit sehr hoher

Wahrscheinlichkeit seinen gewünschten Leistungsbezug in voller Höhe befriedigen kann. Besteht also bspw. für einen Haushalt das Risiko, in zwei Stunden eines Jahres aufgrund seines Tarifs nicht seine gewünschte Leistungsmenge nutzen zu können, beträgt das Sicherheitsniveau 99,98 %<sup>1</sup>.

Zur Bestimmung der zu unterschiedlichen Sicherheitsniveaus gehörenden Mindestleistung kann wiederum Tabelle 7.1 genutzt werden, da dort die Anzahl der Stunden aufgelistet ist, in denen ein bestimmter Teil der Haushalte einen höheren Leistungsbedarf, als durch das Leistungsniveau angegeben, decken möchte. Die gesicherte Mindestleistung für Haushalte mit höherem Sicherheitsbedürfnis wird in dieser Arbeit über das 100 %-Quantil bei ganzjähriger Leistungsreduktion ermittelt, da dies alle möglichen Leistungsreduktionen beinhaltet. Da der tatsächliche Tarif nur zeitweise von einer Leistungsreduktion Gebrauch macht, besteht für einen Haushalt nur ein sehr geringes Risiko, dass er in einer Engpasssituation nicht allein durch manuelle Lastverlagerung seinen Leistungsbedarf decken kann. Wird in diesem Kontext ein Sicherheitsniveau von 99,98 %, also beinahe 100 %, angesetzt, was einer Stundenanzahl kleiner oder gleich zwei beim 100 %-Quantil (GLR) in Tabelle 7.1 entspricht, kann die entsprechende Höhe der Mindestleistung ermittelt werden.

Ein ähnliches Vorgehen wird für die Ermittlung der Mindestleistung für Haushalte mit geringerem Sicherheitsbedürfnis angewandt. Da in diesem Fall eine höhere Bereitschaft besteht, den Leistungsbedarf an Engpasssituationen anzupassen, wird statt der Werte bei ganzjähriger auf die Werte bei tarifabhängiger Leistungsreduktion zurückgegriffen. Diese beinhalten eine höhere Unsicherheit bzgl. der Auftrittswahrscheinlichkeit, da sie mit Hilfe eines beispielhaften Tarifs ermittelt wurden. Konkret bedeutet das für den Haushalt, dass das hieraus ermittelte Sicherheitsniveau auch einer gewissen Unsicherheit unterliegt. Da die Tarifoption jedoch für Haushalte mit einem höheren Umweltbewusstsein erstellt werden soll, wird angenommen, dass dieses

---

<sup>1</sup> Berechnung: Sicherheitsniveau =  $(8.760 \text{ Std.} - 2 \text{ Std.}) / 8.760 \text{ Std.}$

Risiko seitens der Haushalte bewusst akzeptiert wird. Um dem höheren Umweltbewusstsein zusätzlich Rechnung zu tragen, wird hier ein etwas geringeres Sicherheitsniveau angenommen, welches bei rund 99,7 % liegen soll. Dies entspricht etwa 25 Stunden im Jahr, in denen ein Haushalt nicht durch manuelle Lastverlagerung unterhalb der gesicherten Mindestleistung bleiben kann.

Diesen grundsätzlichen Ideen folgend, lassen sich die in Tabelle 7.2 zusammengefassten Mindestleistungen für ein geringeres und ein höheres Sicherheitsbedürfnis verschiedener Haushaltsgrößen ableiten. Im Hinterkopf zu behalten ist bei diesen Werten, dass sie auf Basis einer Simulation mit 15-minütiger zeitlicher Auflösung und anhand eines semi-quantitativen Vorgehens ermittelt wurden. Innerhalb der Grenzen des Modells stellen sie jedoch eine sinnvolle Ausprägung der SLOs für die Höhe der gesicherten Mindestleistung dar. Die Höhe steigt mit der Haushaltsgröße bei geringerem Sicherheitsbedürfnis (gS) von 2.000 W auf 3.500 W an, bei höherem Sicherheitsbedürfnis (hS) von 4.000 W auf 5.000 W. Eine steigende Personenanzahl resultiert nicht in einem proportional steigenden höheren Leistungsbedarf. Dies deckt sich mit den Erkenntnissen aus Kapitel 3.1.2 bzgl. der Einflussfaktoren auf den Stromverbrauch von Haushalten.

**Tabelle 7.2:** Zusammenfassung der Modellergebnisse zur Höhe der Mindestleistung nach Haushaltsgröße und Sicherheitsbedürfnis

	<b>Geringeres Sicherheitsbedürfnis (gS)</b>	<b>Höheres Sicherheitsbedürfnis (hS)</b>
<b>1-Personenhaushalte (HH1)</b>	2.000 W	4.000 W
<b>2-Personenhaushalte (HH2)</b>	2.500 W	4.500 W
<b>3-Personenhaushalte (HH3)</b>	3.000 W	5.000 W
<b>4-Personenhaushalte (HH4)</b>	3.000 W	5.000 W
<b>5 oder mehr-Personenhaushalte (HH5)</b>	3.500 W	5.000 W

Im Vergleich zu den empirischen SLOs ist besonders die gestiegene haushaltsgrößenabhängige Differenzierung hervorzuheben. Die Modellergebnisse verdeutlichen, dass der Leistungsbedarf von Haushalten

stark von ihrer Größe abhängt und diese folglich in der Tarifausgestaltung zu berücksichtigen ist.

### **7.1.2.2 Häufigkeit und Dauer von Leistungsreduktionen**

Basierend auf obigen Ergebnissen sind Analysen für die verbleibenden zwei SLIs, die Häufigkeit und Dauer von Leistungsreduktionen, möglich. Bisher wurde der Leistungsbedarf der Haushalte nur über den Zeitraum von einem Jahr betrachtet. Tabelle 7.3 hingegen stellt das 100 %-Quantil der Stundenanzahl oberhalb des gesicherten Leistungsniveaus bei einem höheren Sicherheitsbedürfnis für die beschriebenen Tarifoptionen und Haushaltsgrößen nach Monaten aufgeschlüsselt dar. Die gleiche Darstellung für ein geringeres Sicherheitsbedürfnis findet sich in Tabelle 7.4.

Wie in Tabelle 7.3 ersichtlich, nutzen die simulierten Haushalte in maximal zehn Stunden pro Monat eine Leistung, die über die gesicherte Mindestleistung hinausgeht. Bei Nutzung des beispielhaft erstellten Tarifs mit zehn Leistungsreduktionen pro Monat mit einer Dauer von bis zu vier Stunden können alle simulierten Haushalte allein durch manuelle Lastverlagerung weiterhin zu jedem Zeitpunkt ihren Leistungsbedarf decken. Die empirischen SLOs können an dieser Stelle folglich plausibilisiert werden.

Die in Tabelle 7.4 dargestellten Ergebnisse für Haushalt mit einem geringeren Sicherheitsbedürfnis verdeutlichen, dass Haushalte in diesem Fall in einzelnen Stunden eines Monats selbst bei Verwendung des beispielhaften Tarifs mit variablen Leistungspreisen über die manuelle Lastverlagerung hinaus Einschränkungen im Leistungsbezug in Kauf nehmen müssten. Vor dem Hintergrund, dass diese Tarifoption für besonders umweltbewusste Haushalte entwickelt wurde, kann angenommen werden, dass diese Haushalte bereit wären, zusätzliche Maßnahmen zum Einhalten des geltenden Leistungsniveaus zu ergreifen, besonders, da es sich um eine kleine einstellige Stundenanzahl pro Monat handelt.

**Tabelle 7.3:** 100 %-Quantile der Stundenanzahl oberhalb der Mindestleistung bei höherem Sicherheitsniveau unter Einsatz verschiedener Tarife für je 1.000 simulierte 1- bis 5 oder mehr-Personenhaushalte

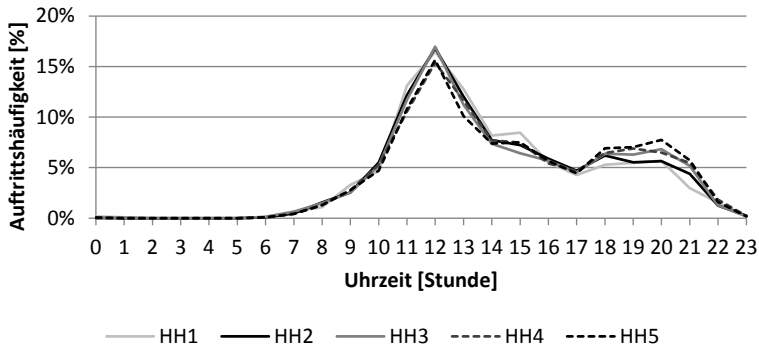
	HH1 - 4.000 W		HH2 - 4.500 W		HH3 - 5.000 W		HH4 - 5.000 W		HH5 - 5.000 W		
	OLR	TLR	OLR	TLR	OLR	TLR	OLR	TLR	OLR	TLR	
Jan.	5	0	7	1	0	4	0	6	0	8	0
Feb.	3	1	4	2	0	5	2	6	0	7	1
Mär.	4	0	6	1	0	4	1	7	0	7	1
Apr.	6	1	5	1	0	7	1	4	1	6	1
Mai	4	2	6	2	0	5	0	6	1	7	1
Jun.	4	1	5	0	0	4	0	7	1	6	1
Jul.	4	1	4	0	0	4	1	5	1	8	0
Aug.	5	1	6	1	0	5	1	4	1	8	1
Sep.	3	1	6	0	0	5	1	9	1	8	1
Okt.	3	1	7	0	0	4	0	4	1	9	0
Nov.	5	1	6	0	0	5	0	5	1	7	1
Dez.	5	1	5	1	0	5	1	5	0	9	1

Höheres Sicherheitsbedürfnis

**Tabelle 7.4:** 100 %-Quantile der Stundenanzahl oberhalb der Mindestleistung bei geringerem Sicherheitsniveau unter Einsatz verschiedener Tarife für je 1.000 simulierte 1- bis 5 oder mehr-Personenhaushalte

	HH1 - 2.000 W		HH2 - 2.500 W		HH3 - 3.000 W		HH4 - 3.000 W		HH5 - 3.500 W						
	OLR	TLR	OLR	TLR	OLR	TLR	OLR	TLR	OLR	TLR					
Jan.	72	59	5	80	68	4	50	50	3	67	59	3	48	41	2
Feb.	68	60	4	76	72	5	49	48	4	67	63	5	38	33	2
Mär.	71	67	3	86	79	4	57	57	2	69	65	2	54	50	3
Apr.	68	62	4	83	74	4	54	54	5	62	58	4	51	45	2
Mai	79	70	5	88	81	6	70	68	3	67	65	3	48	45	1
Jun.	64	62	4	86	80	3	57	57	3	73	67	3	49	46	2
Jul.	69	59	4	90	70	4	59	54	3	66	57	3	51	45	2
Aug.	62	57	4	81	75	4	53	53	3	64	61	2	55	52	1
Sep.	70	59	3	84	75	4	58	54	5	63	55	3	51	44	2
Okt.	83	75	3	86	75	4	62	62	4	66	58	3	50	41	1
Nov.	70	61	3	79	74	4	56	56	4	72	61	3	57	50	1
Dez.	67	59	5	85	77	4	57	57	3	66	62	4	41	34	2

Die Wahrscheinlichkeit, ob ein Haushalt von einer Leistungsreduktion betroffen ist, hängt wesentlich vom Auftrittszeitpunkt ebendieser ab. Abbildung 7.2 und Abbildung 7.3 zeigen, zu welcher Uhrzeit die simulierten 1.000 Haushalte verschiedener Größe im Status quo, also ohne Leistungsreduktion, einen Leistungsbezug oberhalb der Mindestleistung bei höherem und geringerem Sicherheitsniveau aufweisen.

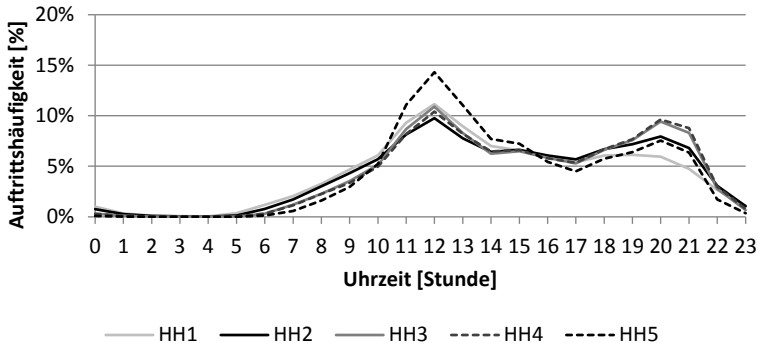


**Abbildung 7.2:** Auftrittshäufigkeit von Leistungsspitzen oberhalb der Mindestleistung bei höherem Sicherheitsniveau nach Haushaltsgröße und Uhrzeit

In beiden Abbildungen liegt eine ausgeprägte Spitze gegen Mittag vor, eine zweite geringere Spitze am Abend. Die Erzeugungsleistung von PV-Anlagen steht vor allem mittags zur Verfügung, sodass in vielen Fällen die entsprechende Nachfragespitze nicht durch Leistungsreduktionen betroffen sein sollte. Im Gegenteil ist es sogar begrüßenswert, wenn Haushalte in diesen Zeiten viel Leistung nachfragen, da aufgrund der heutigen nur geringen Speichermöglichkeit von Strom Angebot und Nachfrage immer im Gleichgewicht gehalten werden müssen und der aus PV-Anlagen erzeugte Strom somit zeitgleich verbraucht wird. Bei der Abendspitze der Nachfrage ist das Risiko, von einer Leistungsreduktion betroffen zu sein, für einen Haushalt höher, jedoch treten zu diesem Zeitpunkt auch deutlich weniger hohe Leistungswerte auf, so-

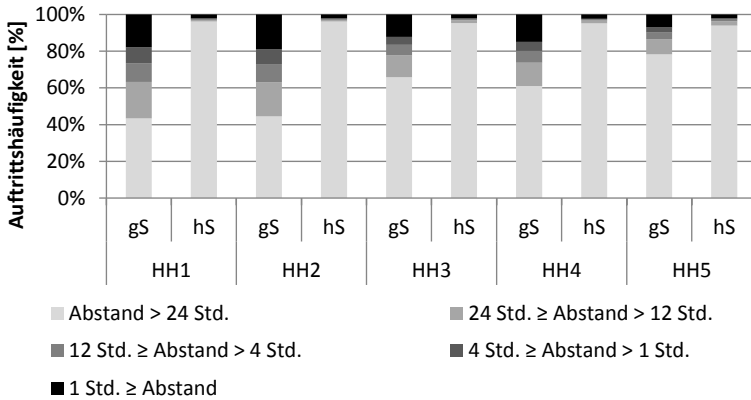


dass viele Haushalte in der Lage sein werden, durch Lastverlagerung weiterhin ihren Leistungsbedarf zu decken.



**Abbildung 7.3:** Auftrittshäufigkeit von Leistungsspitzen oberhalb der Mindestleistung bei geringerem Sicherheitsniveau nach Haushaltsgröße und Uhrzeit

Im Hinblick auf die Häufigkeit und Dauer von Leistungsreduktionen ist auch der Abstand zwischen den Leistungsspitzen der Haushalte interessant. In Abbildung 7.4 ist die Auftrittshäufigkeit unterschiedlich großer zeitlicher Abstände zwischen zwei Leistungsspitzen mit Hilfe der im Status quo simulierten Lastprofile von je 1.000 Haushalten einer Größe für die beiden Sicherheitsniveaus dargestellt. In den meisten Fällen treten Leistungsbezüge oberhalb der Mindestleistung des höheren Sicherheitsniveaus mit einem Abstand von mehr als 24 Stunden auf. Dieser Anteil ist zwar bei den geringeren Sicherheitsniveaus kleiner, jedoch liegt auch hier bei der Mehrheit der Leistungsspitzen der Abstand bei über vier Stunden. Während das generelle Risiko, von einer Leistungsreduktion betroffen zu sein, mit deren Häufigkeit steigt, betrifft eine solche selbst bei einer Dauer von vier Stunden in den meisten Fällen nur eine einzelne Leistungsspitze eines Haushalts. Haushalte wären folglich meistens durch eine einzelne Lastverlagerung in der Lage, angemessen auf die Leistungsreduktion zu reagieren.



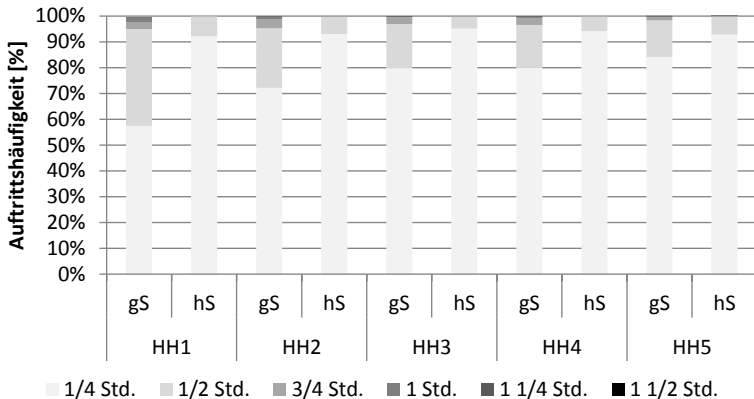
**Abbildung 7.4:** Auftrittshäufigkeit von Leistungsspitzen oberhalb der Mindestleistung der beiden Sicherheitsniveaus nach Haushaltsgrößen und zeitlichem Abstand zwischen zwei Leistungsspitzen

Gestützt wird diese Hypothese zusätzlich durch die geringe Dauer der Leistungsspitzen eines Haushalts. Wie in Abbildung 7.5 ersichtlich, beträgt die Dauer der Leistungsspitzen bei allen Haushaltsgrößen und Sicherheitsniveaus in mehr als 90 % der Fälle maximal eine halbe Stunde. Durch eine gleichmäßigere Verteilung einzelner Gerätenutzungen mit hohem Leistungsbedarf kann also selbst über einen Zeitraum von vier Stunden davon ausgegangen werden, dass Haushalte alle in diesem Zeitraum ursprünglich geplanten Gerätenutzungen durchführen können.

### 7.1.3 Zwischenfazit

Zusammenfassend lässt sich bzgl. der modellgestützten Plausibilisierung der empirisch erhobenen SLOs festhalten, dass besonders im Hinblick auf die Höhe der gesicherten Mindestleistung eine über die empirischen Ergebnisse hinausgehende Differenzierung sinnvoll ist. Die empirischen SLOs zur maximalen Häufigkeit und Dauer der Leistungsreduktionen können unter Berücksichtigung der Modellergebnisse grundsätzlich als realistische Möglichkeiten eingestuft werden. Zu

betonen ist an dieser Stelle nochmals die Einschränkung, die sich aus der zeitlichen Auflösung des Modells ergibt. In der Realität können Leistungsspitzen im Haushaltsbereich die simulierten deutlich übersteigen. Basierend auf diesen modellgestützten SLOs findet im Anschluss eine Analyse der Auswirkung des entwickelten Tarifkonzepts auf die Lastprofile der Haushalte und auf die Nachfrageflexibilität statt.



**Abbildung 7.5:** Auftrittshäufigkeit von Leistungsspitzen oberhalb der Mindestleistung der beiden Sicherheitsniveaus nach Haushaltsgrößen und Dauer der Leistungsspitzen

## 7.2 Szenarienbasierte Analyse tarifabhängiger Veränderungen von Haushaltslastprofilen

Aufbauend auf den im vorigen Kapitel ermittelten modellgestützten SLOs soll nun eine Analyse der aus Tarifen mit variablen Leistungspreisen resultierenden Veränderungen von Haushaltslastprofilen erfolgen. Hierdurch sind Rückschlüsse auf die Auswirkung von Tarifen hinsichtlich einer Flexibilisierung der Nachfrage möglich. Dies geschieht mit Hilfe ausgewählter Szenarien, die im ersten Teil dieses Kapitels definiert werden (Kapitel 7.2.1). In Kapitel 7.2.2 findet die Auswertung der Szenarien statt.

## **7.2.1 Szenariendefinition**

Um den Einfluss des entwickelten Tarifkonzepts auf Haushaltslastprofile bewerten zu können, ist es notwendig, die einzelnen im Modell veränderbaren Parameter geeignet festzulegen. Da die Wahl der Parameter die Ergebnisse beeinflusst, werden nachfolgend einige grundlegende Modelleinstellungen erörtert, sowie durch Sensitivitätsanalysen der Einfluss verschiedener Parameter auf die Ergebnisse illustriert. Basierend auf diesen Erkenntnissen werden konkrete Szenarien definiert, die eine Analyse tarifabhängiger Veränderungen von Haushaltslastprofilen ermöglichen.

### **7.2.1.1 Grundlegende Parameter**

Zu den grundlegenden Parametern eines Modelllaufs gehören die Festlegung des Basisjahres sowie die Anzahl und Größenverteilung der zu simulierenden Haushalte. Die Wahl des Basisjahrs beeinflusst lediglich den ersten Wochentag des Jahres. Da sowohl die PV-Erzeugungszreihen als auch die Strompreise einheitlich aus dem Jahr 2011 stammen, wird, wie in den bisherigen Modellläufen, dieses Jahr als Basisjahr verwendet. Das simulierte Jahr startet somit mit einem Samstag, was bspw. auch im Jahr 2022 oder 2039 der Fall wäre. Durch Verwendung anderer Eingangsdaten können entsprechend andere Jahre simuliert werden.

Während im vorigen Kapitel zur Plausibilisierung jeweils 1.000 Haushalte einer Haushaltsgröße simuliert wurden, wird für die Szenarien in diesem Kapitel von einer dem deutschen Bundesdurchschnitt entsprechenden Haushaltsgrößenverteilung ausgegangen. Die Anzahl der simulierten Haushalte beträgt weiterhin 1.000.

### **7.2.1.2 Ausstattung mit intelligenten Haushaltsgeräten**

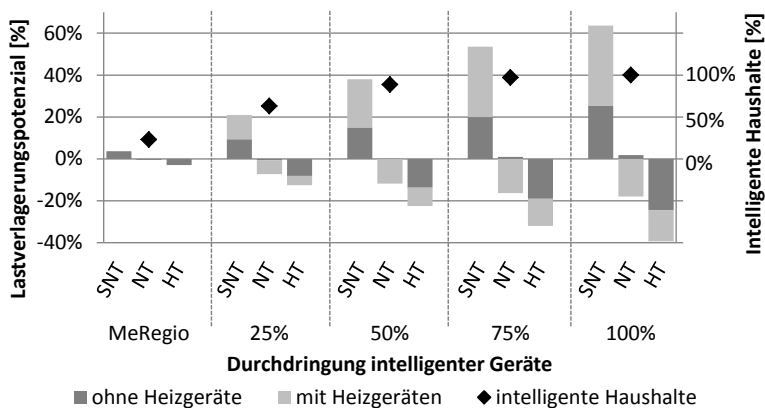
Die Durchdringung intelligenter Haushaltsgeräte, d. h. wie viel Prozent der Haushaltsgeräte automatisiert auf Preis- und Regelsignale reagieren, bestimmt wesentlich die Höhe der möglichen Nachfrageflexibilität im

Haushaltssektor. Gründe dafür sind einerseits, dass durch die Automatisierung Lastverlagerungspotenziale solcher Geräte erschlossen werden, die nicht manuell zu verlagern sind, andererseits, dass mit der Automatisierung eine höhere Unabhängigkeit von bewussten Nutzerentscheidungen erreicht wird und die daraus resultierenden geringeren nutzerseitigen Komforteinbußen zusätzliche Potenziale freisetzen. Zu den neu zu erschließenden Gerätearten zählen alle Geräte mit thermischem Speicher, d. h. Kühl- und Gefriergeräte, sowie Geräte zur Raumheizung und Warmwasserbereitung mit Speicher. Eine Potenzialerhöhung durch verstärkte Unabhängigkeit von Nutzerentscheidungen ist bei Geschirrspülmaschinen, Waschmaschinen und Wäschetrocknern zu realisieren.

Die in Kapitel 6 gezeigten Ergebnisse zum Lastverlagerungspotenzial der simulierten Haushalte in den drei Tarifstufen des im *MeRegio*-Feldversuch verwendeten Stromtarifs mit variablen Arbeitspreisen basieren zum Großteil auf einer rein manuellen Lastverlagerung. In der Simulation waren nur rund ein Viertel der Haushalte mit mindestens einem intelligenten Haushaltsgerät ausgestattet. Die berücksichtigten Gerätearten beschränkten sich auf Gefriergeräte, Geschirrspülmaschinen, Waschmaschinen und Wäschetrockner. Durch eine Steigerung der Durchdringung intelligenter Geräte sowie die Hinzunahme weiterer Gerätearten lässt sich das Lastverlagerungspotenzial deutlich erhöhen. Eine Durchdringung von 25 % bedeutet in diesem Kontext, dass 25 % aller im Modell simulierten Geräte einer Geräteart automatisiert auf Preis- oder Regelsignale reagieren. Für einen Haushalt bedeutet dies, dass er ein oder mehrere intelligente Haushaltsgeräte besitzen kann. Sobald mindestens ein intelligentes Gerät im Haushalt vorhanden ist, wird ein Haushalt im Folgenden als intelligenter Haushalt bezeichnet.

Geräte zur Warmwasserbereitung und Raumheizung (Heizgeräte) sind durch einen sehr hohen und, aufgrund ihres thermischen Speichers, gut verlagerbaren Leistungsbezug gekennzeichnet. Durch Einsatz intelligenter Geräte bei diesen Gerätearten steigt das Lastverlagerungspotenzial deutlich an. Die modellgestützt ermittelten Unterschiede des

Lastverlagerungspotenzials verschiedener Durchdringungsraten intelligenter Haushaltsgeräte mit bzw. ohne Heizgeräte sind in Abbildung 7.6 gegenübergestellt.



**Abbildung 7.6:** Lastverlagerungspotenzial bei steigender Durchdringung intelligenter Haushaltsgeräte (mit und ohne Heizgeräte)

Die gezeigten Modellergebnisse zeigen deutlich den Einfluss der Heizgeräte auf das Lastverlagerungspotenzial. Während ohne Einsatz intelligenter Heizgeräte nur Lastverlagerungspotenziale von etwa 25 % realisierbar sind, erhöht sich das Potenzial durch intelligente Heizgeräte auf knapp über 60 %. Grundsätzlich zu erkennen ist auch, dass das Potenzial zur Lasterhöhung das Potenzial zur Lastabsenkung übersteigt, was sich mit den Erkenntnissen aus Kapitel 3.3.3 deckt.

Bei der Tarifausgestaltung wurden bisher bewusst elektrische Heizgeräte außen vor gelassen, da sie aufgrund ihres hohen Leistungsbezugs gesonderte Verträge benötigen. Bereits heute gibt es daher spezielle Verträge für Kunden mit Nachtspeicherheizungen oder Wärmepumpen. Darüber hinaus beinhaltet das VDEW H0-SLP nicht den Leistungsbezug solcher Gerätearten (vgl. Fünfgeld & Tiedemann (2000)). Aus diesen Gründen werden elektrische Heizgeräte auch in den zu analysierenden Szenarien nicht in die Simulation eingeschlossen.

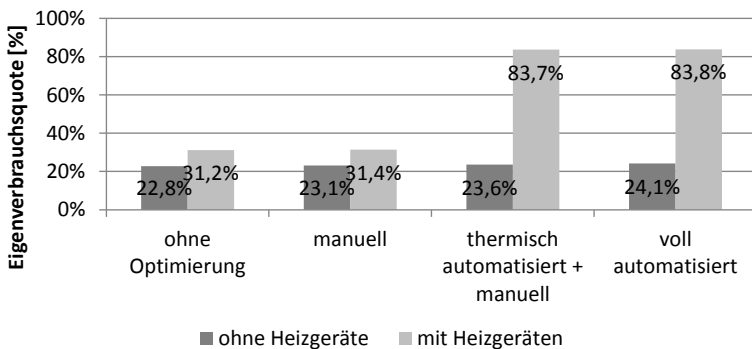
Wie in Abbildung 7.6 gezeigt, hängt das innerhalb der Szenarien sichtbare Lastverlagerungspotenzial maßgeblich von der Durchdringung intelligenter Geräte ab. Je mehr intelligente Geräte in den simulierten Haushalten vorhanden sind, desto höher ist das zu beobachtende Lastverlagerungspotenzial. Mit Hilfe der zu definierenden Szenarien soll eine mögliche nicht allzu ferne Zukunft abgebildet werden. In Ermangelung von Studien, die sich mit der Entwicklung der Durchdringung intelligenter Haushaltsgeräte befassen, wird für die Szenarien angenommen, dass 50 % der Geräte automatisiert auf Preis- und Regelsignale reagieren. Damit besitzen fast 90 % der simulierten Haushalte mindestens ein intelligentes Haushaltsgerät.

### **7.2.1.3 Einsatz von PV-Anlagen mit Eigenverbrauch**

PV-Anlagen spielen im Kontext der Energiewende eine wesentliche Rolle beim Umstieg auf erneuerbare Energien. Bereits heute sind in Deutschland rund 1,5 Millionen PV-Anlagen installiert mit einer durchschnittlichen installierten Leistung von ca. 25,5 kW<sub>p</sub> (vgl. BSW-Solar (2015)). Im Haushaltsbereich werden eher Anlagen mit geringerer installierter Leistung eingesetzt, die insgesamt etwa 15 Prozent der installierten Leistung ausmachen (vgl. Wirth (2015)). Wie bereits beschrieben, werden daher im Modell vier Größenklassen bei PV-Anlagen berücksichtigt: Von 3 kW<sub>p</sub>, über 6 kW<sub>p</sub>, 9 kW<sub>p</sub> bis zu 12 kW<sub>p</sub>. Die Zuordnung der Größe einer PV-Anlage erfolgt unabhängig von der Haushaltsgröße nach für Deutschland typischen Werten (vgl. Ruppert, et al. (2016)).

Haushalte, die im Modell mit einer PV-Anlage ausgestattet sind, nutzen den erzeugten Strom, wenn möglich, selbst. Durch Lastverlagerung, bspw. mit intelligenten Geräten, kann die daraus resultierende Eigenverbrauchsquote, d. h. das Verhältnis von selbst verbrauchtem zu selbst erzeugtem Strom, erhöht werden. In Abbildung 7.7 ist dieser Effekt beispielhaft für einen modellierten 4-Personenhaushalt mit einer 6 kW<sub>p</sub> PV-Anlage dargestellt; einmal mit Einsatz von elektrischen Heizgeräten (Raumheizung und Warmwasser mit Speicher) und ein-

mal ohne. Die in der Abbildung dargestellten Modellergebnisse machen deutlich, wie der Haushalt durch Lastverlagerung, einerseits manuell, andererseits automatisiert, seine Eigenverbrauchsquote erhöhen kann. Eine Steigerung der Eigenverbrauchsquote ist vor allem durch intelligente Heizgeräte erreichbar, da diese aufgrund ihres hohen Energiebedarfs und der großen zeitlichen Flexibilität sehr gut an die PV-Erzeugung angepasst werden können. Sowohl die manuelle als auch die automatisierte Verlagerung von Geschirrspülmaschinen, Waschmaschinen und Wäschetrockner führt nur zu einem geringen Anstieg, da diese Geräte nur verhältnismäßig selten pro Woche von einem Haushalt genutzt werden. Kühl- und Gefriergeräte beziehen zwar kontinuierlich Strom, jedoch ist die zeitliche Verlagerung des Energiebezugs aufgrund der geringen thermischen Speicherfähigkeit dieser Geräte begrenzt, weswegen auch hier nur ein geringer Anstieg zu beobachten ist.



**Abbildung 7.7:** Veränderung der Eigenverbrauchsquote durch Optimierung eines 4-Personenhaushalts mit einer 6 kW<sub>p</sub> PV-Anlage

Eine Erhöhung der Eigenverbrauchsquote führt konsequenter Weise zu einer Verringerung des Leistungsbezugs der Haushalte aus dem Netz. Als Folge beteiligen sich solche Haushalte, wie bereits mehrfach angesprochen, in geringerem Umfang an den Systemkosten, die heute hauptsächlich über den Arbeitspreis gedeckt werden. Die Veränderun-



gen des Leistungsbezugs einzelner Haushalte können bei einer verstärkten Nutzung von PV-Anlagen zum Eigenverbrauch auch zu einer Veränderung des aggregierten Lastprofils des Haushaltssektors führen. Um diesen Effekt sichtbar zu machen, soll eine solche verstärkte Nutzung mit Hilfe des Modells analysiert werden.

Für diese Analyse wird angenommen, dass eine deutliche Steigerung der Durchdringung von PV-Anlagen im Haushaltsbereich stattfindet und etwa zehn Prozent der Haushalte eine PV-Anlage zum Eigenverbrauch nutzen. Da solche PV-Anlagen tendenziell eher bei Hausbewohnern vorzufinden sind und größere Haushalte eher in Häusern wohnen als 1-Personenhaushalte, steigt die Wahrscheinlichkeit der Ausstattung eines Haushalts mit einer PV-Anlage mit seiner Größe an. Die angenommenen Durchdringungsraten der Haushaltsgrößen sind in Tabelle 7.5 dargestellt. In Kombination mit der Haushaltsgrößenverteilung Deutschlands kann die prozentuale Verteilung von Haushalten einer Größe mit einer PV-Anlage berechnet werden. Unter den angenommenen Durchdringungsraten werden ca. zehn Prozent der Haushalte mit einer PV-Anlage ausgestattet. Eine Skalierung dieser Annahmen auf Deutschland resultiert bei einem Gebäudebestand von rund 18,8 Millionen Ein- und Zweifamilienhäusern sowie Reihenhäusern (vgl. IWU (2007)) in rund 1,9 Millionen PV-Anlagen allein im Haushaltsbereich.

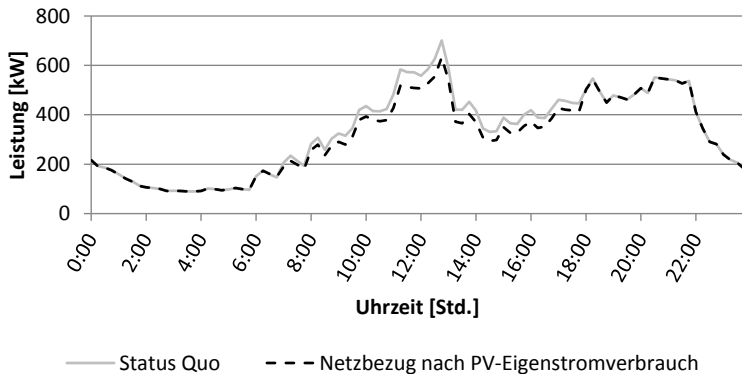
**Tabelle 7.5:** Angenommene Durchdringungsraten von PV-Anlagen nach Haushaltsgrößen

	Haushaltsgröße				
	1	2	3	4	≥ 5
<b>Haushaltsgrößenverteilung<sup>a</sup></b>	40,2 %	34,7 %	12,6 %	9,2 %	3,3 %
<b>PV-Durchdringung<sup>b</sup></b>	5,0 %	10,0 %	15,0 %	20,0 %	20,0 %
<b>Haushalte mit PV-Anlage</b>	2,0 %	3,5 %	1,9 %	1,8 %	0,7 %

<sup>a</sup> Destatis (2013a)

<sup>b</sup> Annahme

Wie bereits gesagt berücksichtigt das VDEW H0-SLP grundsätzlich keine besonderen Großverbraucher, wie Nachtspeicherheizungen, im Haushaltsbereich, weswegen Heizgeräte in der folgenden Simulation nicht abgebildet sind (vgl. Fünfgeld & Tiedemann (2000)). Da es sich um ein Zukunftsszenario handelt, wird basierend auf den Ausführungen des vorigen Kapitels eine Durchdringung von 50 % intelligenter Haushaltsgeräte angenommen. Das resultierende Lastprofil von 1.000 simulierten Haushalten, von denen etwa zehn Prozent eine PV-Anlage zum Eigenverbrauch nutzen, ist in Abbildung 7.8 im Vergleich zum ursprünglichen Lastprofil dieser Haushalte an einem Sommersonntag dargestellt.



**Abbildung 7.8:** Lastprofile von 1.000 simulierten Haushalten im Status quo und unter Berücksichtigung von PV-Eigenverbrauch an einem Sommersonntag

Auch wenn nur rund 10 % der Haushalte mit einer PV-Anlage ausgestattet sind, ist der Einfluss des Eigenverbrauchs in Abbildung 7.8 deutlich sichtbar. Von morgens 7 Uhr bis abends 18 Uhr liegt das Lastprofil, das den Netzbezug nach PV-Eigenverbrauch darstellt, kontinuierlich unter dem ursprünglichen Lastprofil. Die mit einer PV-Anlage ausgestatteten Haushalte verlagern im Rahmen ihrer Möglichkeiten die Gerätenutzung zu Zeitpunkten, in denen PV-Erzeugung vorliegt.

In diesem Kapitel wurde gezeigt, dass Haushalte durch Verwendung einer PV-Anlage mit Eigenverbrauch ihren Leistungsbezug aus dem Netz in Zeiten von PV-Erzeugung reduzieren. Der Fokus dieser Arbeit liegt nicht auf Veränderungen des Haushaltslastprofils aufgrund eines vermehrten Eigenverbrauchs aus PV-Anlagen, sondern aufgrund der Nutzung von Tarifen mit variablen Leistungspreisen, sodass in den später betrachteten Szenarien auf den Einsatz von PV-Anlagen verzichtet wird. PV-Anlagen führen bereits zu einer gewissen Veränderung des Haushaltslastprofils, weswegen eine Verzerrung des tatsächlich auf den Tarif zurückzuführenden Effekts stattfände.

#### **7.2.1.4 Tarifstrukturen**

Das wesentliche Unterscheidungsmerkmal der zu betrachtenden Szenarien liegt in dem von den simulierten Haushalten genutzten Tarif. Obwohl sich diese Arbeit im Kern mit Tarifen mit variablen Leistungspreisen befasst, erfolgt in diesem Kapitel eine vergleichende Betrachtung der Auswirkung verschiedener Tarifarten auf Haushaltslastprofile. Neben dem Tarif mit variablen Leistungspreisen, der bereits in Kapitel 7.1.1 beschrieben wurde, sollen der Einfluss eines Tarifs mit variablen Arbeitspreisen als auch die Kombination beider Tarife untersucht werden.

Abweichend von den bisherigen Analysen zu Tarifen mit variablen Arbeitspreisen wird nicht mehr der dreistufige Tarif des *MeRegio*-Feldversuchs verwendet. Stattdessen wird ein hoch dynamischer Tarif ohne festgelegte Preisstufen und mit stündlich variierenden Arbeitspreisen genutzt, basierend auf dem Ansatz des Real-Time Pricing. Die Grundlage dafür ist der stündliche Spotpreis der deutschen Strombörse EEX. Wie bereits in Kapitel 3.2 dargestellt, besteht der Arbeitspreis aus einer Vielzahl von Preiskomponenten, von denen die meisten gesetzlich fixiert sind. Bei der Erstellung des Tarifs mit variablen Arbeitspreisen wurden die im Jahr 2011 gültigen fixen Bestandteile unverändert gelassen und nur der Erzeugungsanteil durch den EEX-Beschaffungspreis der jeweiligen Stunde ersetzt. Die einzelnen Preiskomponenten

des Durchschnittspreises sind in Tabelle 7.6 aufgelistet. Im unteren Teil der Tabelle ist der Erzeugungs-, Vertriebs- und Transportanteil aufgeschlüsselt, wobei Ersterer durch den mittleren EEX-Spotpreis bestimmt wurde.

Durch Austausch des mittleren EEX-Spotpreises durch den jeweils in einer Stunde geltenden Preis entsteht eine Zeitreihe mit dem geltenden Arbeitspreis. Dieser liegt im Mittel bei 25,2 Ct/kWh mit einer Standardabweichung von 1,6 Ct/kWh. Das Minimum liegt bei 14,8 Ct/kWh, das Maximum bei 33,1 Ct/kWh. Durch den so erzeugten Arbeitspreis wird die Situation des Erzeugungsmarkts widergespiegelt; in Zeiten geringer Erzeugung aus EE-Anlagen ist der Preis hoch, in Zeiten hoher Erzeugung aus EE-Anlagen niedrig.

**Tabelle 7.6:** Strompreiskomponenten des durchschnittlichen Arbeitspreises (vgl. BDEW (2012))

<b>Strompreiskomponente</b>	<b>Wert 2011 Einheit</b>	<b>Umsatzsteuerpflichtig</b>
Konzessionsabgabe	1,790 Ct/kWh	Ja
EEG-Umlage	3,530 Ct/kWh	Ja
KWK-Umlage	0,030 Ct/kWh	Ja
Stromsteuer	2,050 Ct/kWh	Ja
§19 StromNEV-Umlage	0,000 Ct/kWh	Ja
Offshore-Haftungsumlage	0,000 Ct/kWh	Ja
<b>Erzeugung, Vertrieb, Transport</b>	<b>13,800 Ct/kWh</b>	<b>Ja</b>
Strompreis netto	21,200 Ct/kWh	Ja
Umsatzsteuer	19 %	Nein
Umsatzsteuer absolut	4,028 Ct/kWh	Nein
<b>Strompreis brutto</b>	<b>25,228 Ct/kWh</b>	<b>Nein</b>
Netznutzungsentgelte	20 %	Ja
Netznutzungsentgelte absolut	5,046 Ct/kWh	Ja
<b>Erzeugung, Vertrieb</b>	<b>8,754 Ct/kWh</b>	<b>Ja</b>
Erzeugung (Mittelwert Spot)	5,112 Ct/kWh	Ja
Vertrieb	3,642 Ct/kWh	Ja

Für Tarife mit variablen Leistungspreisen werden die modellgestützten Ergebnisse zu den einzelnen SLOs verwendet (vgl. Kapitel 7.1.2). Konkret bedeutet dies, dass für Haushalte ohne Heizgeräte je zwei

Tarifoptionen mit einer unterschiedlichen Höhe gesicherter Mindestleistung angeboten werden. Die Zuweisung einer Tarifoption mit höherem oder niedrigerem Sicherheitsbedürfnis erfolgt haushaltsgrößenabhängig anhand in der empirischen Studie erhobenen Wahrscheinlichkeiten. Bzgl. der Häufigkeit und Dauer der Leistungsreduktion erhalten alle Haushalte eine einheitliche Tarifstruktur. Die Häufigkeit ist dabei auf zehn Leistungsreduktionen pro Monat beschränkt, die Dauer auf bis zu vier Stunden. Zeitpunkt und Dauer der tarifabhängigen Leistungsreduktion sind, wie bereits beschrieben, über die EEX-Preise hergeleitet. Dadurch ist gewährleistet, dass sowohl der arbeits- als auch der leistungspreisbasierte Tarif gleichgerichtete Anreizsignale zur Lastverlagerung an den Kunden aussenden; Leistungsreduktionen liegen nur vor, wenn der Arbeitspreis hoch ist. Durch das beschriebene Vorgehen werden in den Szenarien nur erzeugungsseitige Engpässe betrachtet. Eine alternative Möglichkeit bestände darin, durch Einsatz eines Systemmodells auch netzseitige Restriktionen bei der Bestimmung von Zeitpunkten mit Leistungsreduktion zu berücksichtigen. In Kapitel 7.1.2 wurde gezeigt, dass es selbst bei Verwendung tarifabhängiger Leistungsreduktionen zu Situationen kommen kann, in denen ein Haushalt nicht in der Lage ist, durch Verlagerung der bei ihm vorhandenen flexiblen Haushaltsgeräte unterhalb der gesicherten Mindestleistung zu bleiben. Liegt eine solche Situation vor, muss der entsprechende Haushalt dennoch seinen Leistungsbezug, bspw. durch Abschalten anderer Geräte, unter das für ihn geltende Leistungsniveau senken.

Bei Einsatz der Tarifkombination, d. h. eines Tarifs mit variablen Arbeits- und Leistungspreisen, erhalten die Haushalte beide Anreizsignale. Wie in Kapitel 6 dargelegt, erfolgt die Reaktion auf die Anreizsignale sequenziell. Zuerst optimiert der Haushalt seine Strombezugskosten über die variablen Arbeitspreise, anschließend werden mögliche Leistungsreduktionen berücksichtigt.

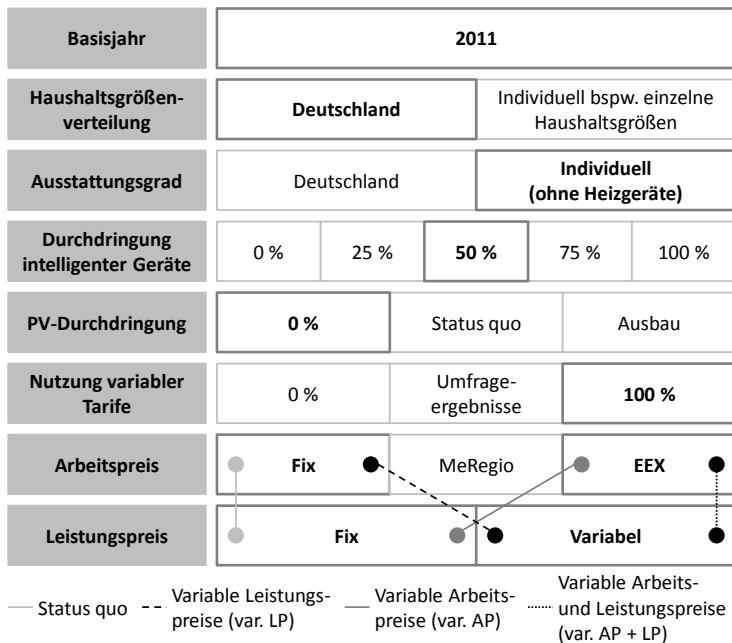
### 7.2.1.5 Szenarienbeschreibung

Basierend auf den vorangegangenen Ausführungen zu den einzelnen Modellparametern können unter Berücksichtigung der einleitend gestellten Forschungsfrage verschiedene Szenarien definiert werden. Ziel der szenarienbasierten Analyse ist es, die Auswirkung des entwickelten Tarifs mit variablen Leistungspreisen auf Haushaltslastprofile zu analysieren. Da kurzfristig, bspw. aufgrund technischer Restriktionen, nicht mit einer Einführung solcher Tarife in Deutschland zu rechnen ist, werden verschiedene Zukunftsszenarien entwickelt. Um ausschließlich den Einfluss des genutzten Tarifkonzepts herauszustellen, variiert in den Szenarien einzig dieser Parameter, alle anderen, z. B. die Durchdringung intelligenter Geräte, bleiben konstant.

Abbildung 7.9 fasst die gewählte Modellkonfiguration der Szenarien zusammen. Einheitlich über die Szenarien hinweg ist das Jahr 2011 als Basisjahr definiert, und die gewählte Haushaltsgrößenverteilung entspricht dem bundesdeutschen Durchschnitt. Wie bereits diskutiert, nutzen die simulierten Haushalte keine elektrischen Geräte zur Raumheizung oder Warmwasserbereitung. Der Ausstattungsgrad aller anderen im Modell beinhalteten Gerätearten entspricht den statistischen Daten Deutschlands. Es wird angenommen, dass 50 % der simulierten lastverlagerbaren Geräte automatisiert auf Preis- und Regelsignale reagieren. Der Einsatz von PV-Anlagen zum Eigenverbrauch wird nicht in den Szenarien berücksichtigt, um einzig tarifabhängige Veränderungen der Haushaltslastprofile sichtbar zu machen. Auch wenn die Umfrageergebnisse gezeigt haben, dass nicht alle Haushalte bereit sind, Tarife mit variablen Leistungspreisen zu nutzen, wird dies in den Szenarien angenommen, da sonst der Einfluss der Tarife auf aggregierter Ebene über mehrere Haushalte hinweg nur verzerrt dargestellt wird. Insgesamt werden je Szenario 1.000 Haushalte simuliert, da bei dieser Größenordnung eine gute Vergleichbarkeit zum VDEW H0-SLP gegeben ist.

Es werden vier Szenarien betrachtet, die sich hinsichtlich der von den simulierten Haushalten genutzten Tarife unterscheiden. Als Referenz

zur Bewertung tarifabhängiger Veränderungen der Haushaltslastprofile dient ein Szenario, das den Status quo ohne variable Arbeits- oder Leistungspreise widerspiegelt, im folgenden mit „Status quo“ (SQ) bezeichnet. Der Einfluss von Tarifen mit variablen Leistungspreisen kann mit Hilfe des Szenarios „Variable Leistungspreise“ (var. LP) untersucht werden, in dem alle Haushalte entsprechend ihrer Größe und ihrem Sicherheitsbedürfnis einen solchen Tarif nutzen. Um den Einfluss variabler Arbeitspreise vergleichend zu analysieren, nutzen alle Haushalte im Szenario „Variable Arbeitspreise“ (var. AP) den in Kapitel 7.2.1.4 vorgestellten auf EEX-Preisen basierenden Tarif. Im vierten Szenario „Variable Arbeits- und Leistungspreise“ (var. AP + LP) nutzen alle Haushalte einerseits den Tarif mit variablen Arbeitspreisen, andererseits einen ihrer Größe und ihrem Sicherheitsbedürfnis entsprechenden Tarif mit variablen Leistungspreisen.



**Abbildung 7.9:** Modellkonfiguration der betrachteten Szenarien

## 7.2.2 Auswertung der Szenarien

Die definierten Szenarien unterscheiden sich ausschließlich in der zugrundeliegenden Tarifstruktur. Diese Konfiguration ermöglicht es, die Auswirkung des im Szenario genutzten Tarifs auf die simulierten Haushaltslastprofile zu analysieren, womit der letzte Aspekt der eingangs gestellten Forschungsfrage adressiert wird. Hinsichtlich der Auswirkungen der Tarife sind zwei Themen von Interesse. Erstens ist zu analysieren, in welchem Ausmaß die verschiedenen Tarife zu einer grundsätzlichen Veränderung der Haushaltslastprofile auf aggregierter Ebene, also über 1.000 Haushalte hinweg, führen. Diese Veränderungen sind bspw. für die Beschaffungsstrategie von Energieversorgungsunternehmen von hoher Relevanz, da diese derzeit in der Regel auf Basis des VDEW H0-SLP erfolgt. Zweitens ist zu untersuchen, wie sich die Tarife auf eine Flexibilisierung der Nachfrage auswirken, d. h. ob und in welchem Ausmaß die Tarife den Leistungsbezug von Haushalten in Engpasssituationen beeinflussen. Dies ist vor dem Hintergrund des sich wandelnden Energieversorgungssystems, in dem durch volatile Energieerzeugung aus EE-Anlagen eine Reaktion der Nachfrage auf Erzeugungsgenpässe erstrebenswert ist, eine wichtige Information, da dadurch zukünftige Tarifoptionen in ihrer Effektivität gegeneinander abgewogen werden können.

### 7.2.2.1 Veränderung von Haushaltslastprofilen

Zur Analyse des erstgenannten Themas sind in Tabelle 7.7 einige Kennzahlen des simulierten Leistungsbezugs der vier Szenarien dargestellt, die Rückschlüsse auf die Struktur der Haushaltslastprofile zulassen. Es zeigt sich, dass Tarife mit variablen Leistungspreisen die Kennzahlen im Vergleich zum Status quo nicht beeinflussen. Auch beim Vergleich der beiden arbeitspreisbasierten Szenarien (var. AP und var. AP + LP) ist keine Veränderung der Kennzahlen durch Hinzunahme der Leistungspreiskomponente erkennbar. Im Gegensatz dazu führt der Einsatz von variablen Arbeitspreisen zu einer deutlichen Veränderung des Lastprofils im Vergleich zum Status quo. Es findet eine Absenkung

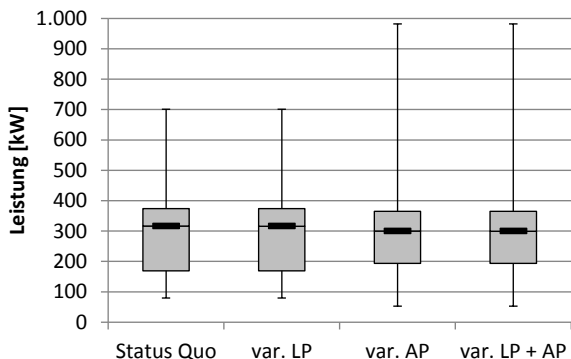


des minimalen Leistungsbezugs statt und gleichzeitig eine Erhöhung des maximalen. Letzteres hat bei gleichbleibendem mittlerem Leistungsbezug zur Folge, dass auch die Peak-to-Average Ratio (PAR) ansteigt. Ein höherer Wert hierbei bedeutet, dass die Lastprofile ausgeprägtere Leistungsspitzen aufweisen, was die Auslegung von Energiesystemen, bspw. durch das Vorhalten von Spitzenlastkraftwerken, beeinflussen kann. Lastspitzen können jedoch auch systemdienlich sein, wenn dadurch bspw. hohe Einspeisungen aus EE-Anlagen erzeugungsnah ausgeglichen werden können und somit das Netz entlastet wird.

**Tabelle 7.7:** Leistungsbezugs-kennzahlen von 1.000 simulierten Haushalten in den betrachteten Szenarien

	SQ	Szenarien		
		var. LP	var. AP	var. AP + LP
<b>Minimaler Leistungsbezug [kW]</b>	79,6	79,6	52,6	52,6
<b>Mittlerer Leistungsbezug [kW]</b>	289,8	289,8	289,8	289,8
<b>Maximaler Leistungsbezug [kW]</b>	701,0	701,0	981,6	981,6
<b>Peak-to-Average Ratio (PAR)</b>	2,4	2,4	3,4	3,4

Die bereits anhand obiger Tabelle gewonnenen Erkenntnisse werden durch die in Abbildung 7.11 gezeigten Box-Plot-Diagramme des Leistungsbezugs in den vier betrachteten Szenarien bestätigt. Während der Einsatz variabler Arbeitspreise zu einer deutlich breiteren Streuung des Leistungsbezugs der 1.000 simulierten Haushalte führt, ist der Einfluss variabler Leistungspreise auf eine grundsätzliche Veränderung des aggregierten Haushaltslastprofils vernachlässigbar. Im Unterschied zu den bisher gezeigten Ergebnissen zeigen die Box-Plot-Diagramme, dass der Median durch variable Arbeitspreise leicht abgesenkt wird, d. h. es gibt einen höheren Anteil von Werten mit einem etwas geringeren Leistungsbezug.

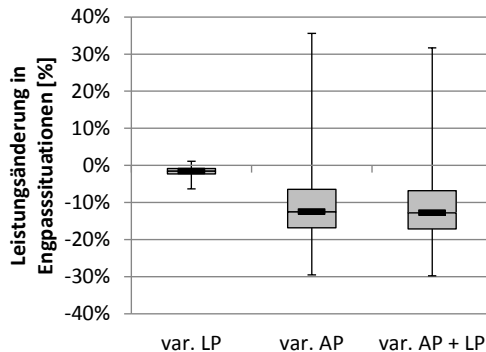


**Abbildung 7.10:** Box-Plot-Diagramme des Leistungsbezugs von 1.000 simulierten Haushalten in betrachteten Szenarien

Zusammenfassend lässt sich bzgl. des grundsätzlichen Einflusses der mit Hilfe der Szenarien betrachteten Tarife festhalten, dass variable Leistungspreise übers Jahr gesehen zu keiner wesentlichen Veränderung des bestehenden Haushaltslastprofils führen, variable Arbeitspreise hingegen deutliche Leistungsspitzen hervorrufen. Zu erklären sind diese Ergebnisse über die unterschiedlichen Funktionsweisen der Tarife. Während der genutzte Tarif mit variablen Leistungspreisen nur zu ausgewählten Zeitpunkten einzelne Kunden, die ursprünglich mehr Leistung beziehen wollten als durch ihre gesicherte Mindestleistung vereinbart, in ihrem Leistungsbezug beeinflusst, können bei variablen Arbeitspreisen alle Kunden zeitgleich auf Preisänderungen reagieren. Dadurch entsteht einerseits ein deutlich höheres Lastverlagerungspotenzial, andererseits ist der genutzte Tarif durch sich stündlich ändernde Preise gekennzeichnet, wodurch fast jede Gerätenutzung an einen kostengünstigeren Zeitpunkt verschoben werden kann. Beides hat zur Folge, dass über das ganze Jahr hinweg Abweichungen vom ursprünglich simulierten Status quo auftreten.

### 7.2.2.2 Flexibilisierung der Nachfrage

Zur Analyse des zweiten Themas, also ob und in welchem Ausmaß die Tarife in Engpasssituationen zu einer Veränderung des Leistungsbezugs führen, liegt der Fokus nicht mehr auf einer ganzjährigen Betrachtung, sondern auf den im Modell abgebildeten Engpasssituationen. Diese sind dadurch gekennzeichnet, dass bei Tarifen mit variablen Arbeitspreisen der Strombezug zu diesen Zeiten besonders teuer ist, bei Tarifen mit variablen Leistungspreisen können die Haushalte maximal ihre vertraglich vereinbarte Mindestleistung nutzen. Die Veränderung des Leistungsbezugs während der Engpasssituationen im Vergleich zum Status quo ist in den Box-Plot-Diagrammen der verschiedenen Szenarien in Abbildung 7.11 dargestellt.



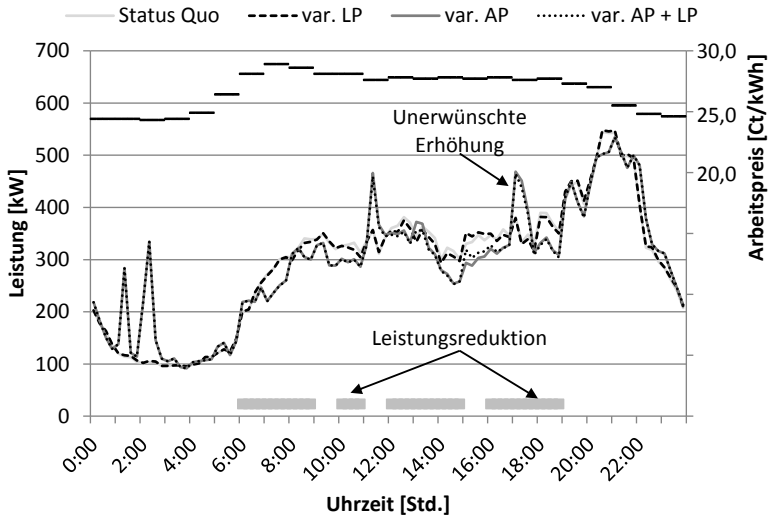
**Abbildung 7.11:** Box-Plot-Diagramme der Leistungsänderung in Engpasssituationen der betrachteten Szenarien

Im Gegensatz zu der ganzjährigen Betrachtung sind im Szenario mit variablen Leistungspreisen Veränderungen des Leistungsbezugs in Engpasssituationen zu erkennen. Die maximale Leistungsreduktion liegt bei etwa -6 %, in den meisten Fällen variiert die Leistungsreduktion in einem sehr engen Bereich um den Median, der bei rund -2 % liegt. In manchen Engpasssituationen kann es sogar zu einer minimalen Erhöhung des Leistungsbezugs kommen. Dieses Phänomen ist bei einigen Engpasssituationen über mehrere Stunden zu beobachten,

wenn durch Lastverlagerung während des Engpasses in einzelnen Zeitschritten eine geringe Erhöhung im Vergleich zum Status quo vorliegt. In solchen Fällen findet innerhalb der geltenden Leistungsgrenzen eine Verschiebung des Leistungsbezugs statt.

Der Effekt von Tarifen mit variablen Arbeitspreisen ist wieder deutlich ausgeprägter. Hier wird in Engpasssituationen eine maximale Leistungsreduktion von fast -30 % erreicht und selbst im Median ist die Leistungsreduktion mit knapp -13 % immer noch etwa doppelt so hoch wie bei Tarifen mit variablen Leistungspreisen. Dem gegenüber sind jedoch auch zwei Nachteile von Tarifen mit variablen Arbeitspreisen erkennbar. Erstens führen solche Tarife in einigen Fällen selbst in Engpasssituationen zu einer deutlichen Erhöhung des Leistungsbezugs von über 30 %, was entgegen der ursprünglich erwünschten Leistungsreduktion zu einer zusätzlichen Verschärfung der Engpasssituation führt. Zweitens ist die Spannweite zwischen dem ersten und dritten Quartil deutlich größer als bei Tarifen mit variablen Leistungspreisen, sodass das tatsächlich in einem Engpass zu realisierende Änderungspotenzial mit einer höheren Unsicherheit behaftet ist.

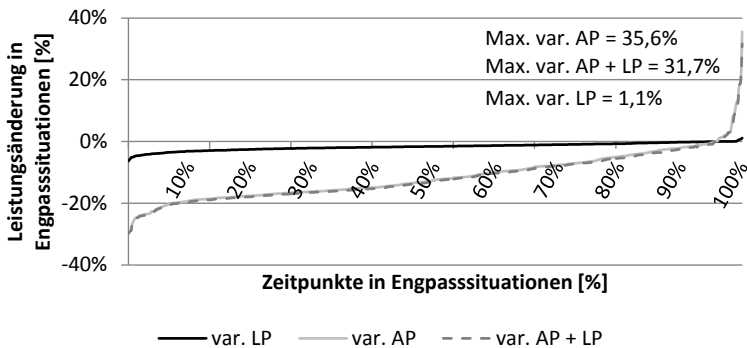
Zu beobachten ist der erstgenannte Effekt erneut bei Engpasssituationen über mehrere Stunden. Da der Arbeitspreis stündlich festgelegt ist, führen selbst kleine Preisreduktionen in Engpasszeiten zu einer Verlagerung von Gerätenutzung zu diesem Zeitpunkt. Da alle Haushalte zeitgleich auf die Preissignale reagieren, können neue Leistungsspitzen während des Engpasses entstehen. Ein entsprechendes Beispiel ist in Abbildung 7.12 dargestellt. Es zeigt sich, dass das mit variablen Arbeitspreisen einhergehende hohe Laständerungspotenzial auch gewisse Risiken birgt, die bei der Erstellung entsprechender Tarife zu berücksichtigen sind. Auch wenn das beschriebene Risiko durch die Kombination von variablen Arbeits- und Leistungspreisen in einem Tarif etwas reduziert werden kann, überwiegt der Einfluss der variablen Arbeitspreise in dem entsprechenden Szenario (vgl. Abbildung 7.11). Insgesamt führt die Kombination zu einer geringfügigen Verbesserung der Leistungsänderungen bzgl. unerwünschter Leistungserhöhungen.



**Abbildung 7.12:** Beispiel einer unerwünschten Leistungserhöhung bei Nutzung von Tarifen mit variablen Arbeitspreisen

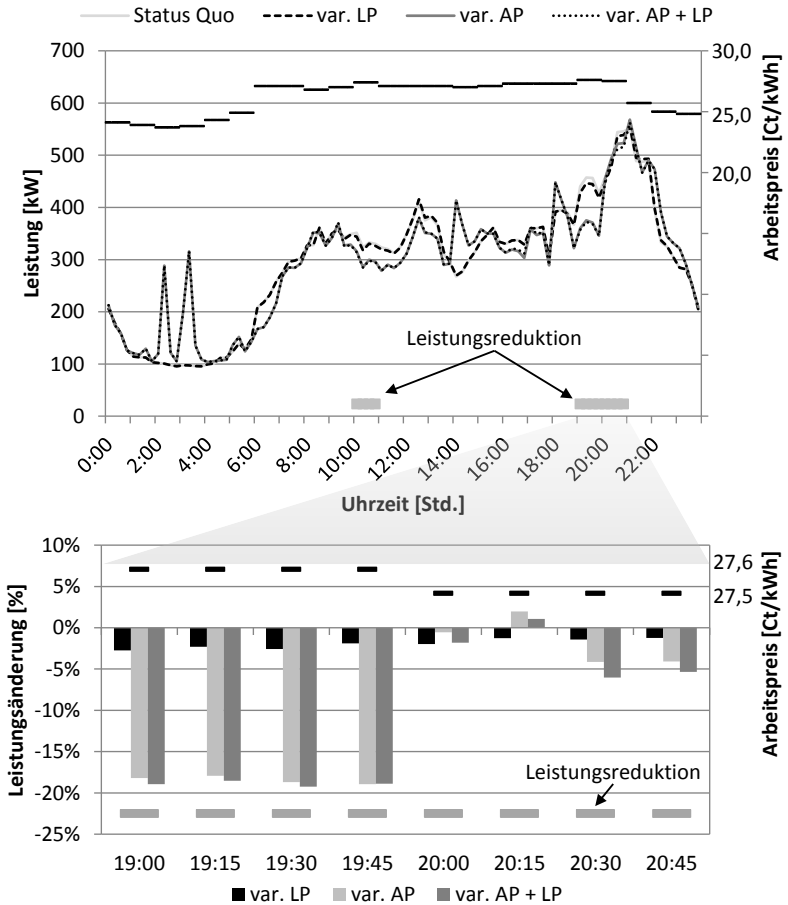
Aus den Box-Plot-Diagrammen ist zwar ersichtlich, dass die unerwünschte Leistungserhöhung nur in weniger als 25 % der Zeitpunkte in Engpasssituationen auftritt, genauere Rückschlüsse lassen sich jedoch nicht ableiten. Abbildung 7.13 zeigt daher die Verteilungsfunktion der Leistungsänderung über alle Zeitpunkte in Engpasssituationen. Es ist zu sehen, dass Tarife mit variablen Leistungspreisen in weniger als 2 % der Zeitpunkte zu einer sehr geringen Erhöhung des Leistungsbezugs führen, während die arbeitspreisbasierten Tarife in fast 5 % der Zeitpunkte einen starken Anstieg des Leistungsbezugs herbeiführen. Der maximale Anstieg des Leistungsbezugs fällt bei dem Tarif mit variablen Arbeits- und Leistungspreisen etwas geringer aus als bei alleiniger Verwendung eines variablen Arbeitspreises. Um dem Risiko einer unerwünschten Leistungserhöhung entgegenzuwirken, besteht eine Möglichkeit darin, verschiedenen Kunden unterschiedliche Preissignale zu kommunizieren, eine zweite darin, im Zuge direkten Lastmanagements als Anbieter von Stromtarifen einzelne Geräte zu steu-

ern. Im Vergleich von variablen arbeits- und leistungspreisbasierten Tarifen ist festzuhalten, dass zwar das zu realisierende Leistungsänderungspotenzial durch arbeitspreisbasierte Tarife deutlich höher ist, jedoch auch ein höheres Risiko bzgl. unerwünschter Leistungserhöhungen sowie eine geringere Prognostizierbarkeit der zu erzielenden Leistungsänderung bestehen.



**Abbildung 7.13:** Verteilungsfunktion der Leistungsänderung in Engpasssituationen der betrachteten Szenarien

In Abbildung 7.14 ist schließlich ein konkretes Beispiel für einen Sommersonntag zur Auswirkung der verschiedenen Tarife auf die simulierten Haushaltslastprofile zu Engpasszeiten illustriert. Der gewählte Tag ist dadurch gekennzeichnet, dass eine im Status quo hohe Nachfrage zu Zeiten einer Engpasssituation vorliegt. Die Abbildung zeigt neben den Lastprofilen der vier Szenarien des entsprechenden Tages auch den zu jedem Zeitpunkt geltenden Arbeitspreis sowie die Zeitpunkte, an denen eine Leistungsreduktion der Haushalte auf ihre gesicherte Mindestleistung vorliegt. Zur Verdeutlichung der Auswirkungen der verschiedenen Tarife ist die prozentuale Leistungsänderung im Vergleich zum Status quo zu jedem Zeitpunkt der Engpasssituation vergrößert unterhalb der Lastprofile abgebildet.



**Abbildung 7.14:** Lastprofile und Leistungsänderung betrachteter Szenarien an einem Sommersonntag mit Engpasssituationen und hoher Nachfrage

Die bisher beschriebenen Erkenntnisse sind auch hier sichtbar. Die Tarife mit variablen Arbeitspreisen führen zu einer deutlich stärkeren Leistungsänderung als Tarife mit variablen Leistungspreisen. Die minimale Änderung des Arbeitspreises in der zweiten Stunde der Engpass-

situation führt bei den arbeitspreisabhängigen Tarifen bereits zu einer kleinen unerwünschten Erhöhung des Leistungsbezugs. Die Leistungsreduktion durch variable Leistungspreise ist zwar mit etwa -2 % deutlich niedriger, jedoch auch deutlich konstanter als die Änderungen in Folge variabler Arbeitspreise.

### **7.2.3 Zwischenfazit**

Die in diesem Kapitel analysierten Szenarien machen die Auswirkungen der untersuchten Tarife auf Haushaltslastprofile deutlich. Zusammenfassend festzuhalten ist, dass die Auswirkungen von Tarifen mit variablen Arbeitspreisen die von Tarifen mit variablen Leistungspreisen sowohl in Bezug auf das ganzjährige Lastprofil als auch hinsichtlich der Veränderung der Nachfrage in Engpasssituationen übersteigen.

Während das Regelsignal zur Leistungsreduktion bei Tarifen mit variablen Leistungspreisen zwar an alle Haushalte gesendet wird, sind dennoch nur die Haushalte zu einer Lastverlagerung angehalten, die zu diesem Zeitpunkt einen höheren Bedarf haben als durch ihre Mindestleistung abgedeckt. Wie im vorigen Kapitel dargelegt, wurde die Höhe der Mindestleistung für die Haushalte so gewählt, dass sowohl Kunden mit einem höheren als auch einem geringeren Sicherheitsbedürfnis nur mit einer sehr geringen Wahrscheinlichkeit von Leistungsreduktionen betroffen sind. Von daher ist die Zahl der Haushalte, die tatsächlich zum Zeitpunkt des Engpasses ihren Leistungsbezug ändern müssen, relativ klein. Theoretisch denkbar wäre es, durch geringere Mindestleistungen mehr Haushalte zu einer aktiven Lastverlagerung zu bewegen. Da das Modell jedoch aufgrund der 15-minütigen Auflösung Leistungsspitzen tendenziell unterschätzt, wird dieses Vorgehen hier nicht als sinnvoll erachtet. Der Vorteil der Tarife mit variablen Leistungspreisen liegt darin, relativ konstant in Engpasssituationen eine Leistungsreduktion von etwa -2 % herbeizuführen. Dies gibt Anbietern solcher die Tarife eine hohe Planungssicherheit, die sie bspw. im Rahmen ihres Beschaffungsmanagements gewinnbringend einsetzen können.



Im Gegensatz zu der kleinen Anzahl an Haushalten, die von Leistungsreduktionen betroffen sind, stellen variable Arbeitspreise für alle Haushalte gleichermaßen einen Anreiz zur Lastverlagerung dar. Dementsprechend größer ist das zu realisierende Lastverlagerungspotenzial. Ein Risiko, dass mit variablen Arbeitspreisen einhergeht, ist die Erzeugung unerwünschter Leistungsspitzen, wenn zu viele Haushalte bzw. intelligente Geräte gleichzeitig auf ein Preissignal reagieren. Auch die Schwankungsbreite der zu realisierenden Leistungsreduktion ist deutlich größer. Beide Effekte erschweren die Vorhersagbarkeit der Kundenreaktion auf ein bestimmtes Preissignal.



## **8 Schlussfolgerungen, kritische Würdigung und Ausblick**

Vor der Zusammenfassung dieser Arbeit im nächsten Kapitel, sollen in diesem Kapitel die wesentlichen Schlussfolgerungen gezogen werden (Kapitel 8.1). Darüber hinaus werden im Zuge einer kritischen Würdigung die Grenzen der vorliegenden Arbeit beleuchtet (Kapitel 8.2). Einen Ausblick auf weiteren Forschungsbedarf gibt Kapitel 8.3.

### **8.1 Schlussfolgerungen**

Die Ergebnisse dieser Arbeit verdeutlichen, dass Stromtarife mit variablen Leistungspreisen eine sinnvolle Alternative zu bestehenden Stromtarifen darstellen. Einerseits liegt eine hohe Nutzungsbereitschaft vor, andererseits steigern sie die Nachfrageflexibilität in Engpasssituationen. Der weiterhin steigende Anteil erneuerbarer Energien im deutschen Energiemarkt erhöht das Risiko für solche Engpasssituationen. Vor diesem Hintergrund haben die gezeigten Ergebnisse sowohl für die Politik als auch für Anbieter von Stromtarifen eine hohe Relevanz.

Aus politischer Sicht müssen mehr Anreize zur Etablierung neuer Stromtarife, die eine Erhöhung der Nachfrageflexibilität fördern, gesetzt werden; d. h. z. B. regulatorische Rahmenbedingungen so anzupassen, dass sowohl für Anbieter als auch für Kunden von Stromtarifen ein Interesse besteht, neue Stromtarife aktiv zu nutzen. Konkret könnte dies bspw. durch eine Veränderung des im EnWG geregelten Abrechnungsverfahrens von Haushaltskunden erfolgen, indem dort eine höhere zeitliche Auflösung der zu erhebenden Stromverbrauchswerte gefordert wird. Die höhere zeitliche Auflösung schafft eine bessere Transparenz über das tatsächliche Stromverhaltensverhalten und ermöglicht es, leichter Tarife mit zeitabhängigen Preiskomponenten zu etablieren.

Weiterhin sollte die Politik darauf bedacht sein, die technischen Anforderungen an intelligente Messsysteme dahingehend zu spezifizieren, dass neue Stromtarifkonzepte, die, wie hier vorgestellt, eine zeitabhängige Leistungsbegrenzung vorsehen, darauf aufbauend leicht umzusetzen sind. Besonders vor dem Hintergrund des geplanten Rollouts intelligenter Messsysteme besteht hier Handlungsbedarf. Hierzu bietet sich bspw. die Berücksichtigung einer ferngesteuerten Leistungsbegrenzung in der technischen Richtlinie TR-03109 des BSI an. Grundsätzlich gilt, dass die Politik die sich ändernde Kostenstruktur im Elektrizitätsmarkt und das sich ändernde Verbrauchsverhalten, bspw. von Prosumenten, adäquat in die geltenden regulatorischen Regelwerke integrieren muss, um eine bedarfs- und verursachungsgerechte Kostenverteilung zu ermöglichen.

Für die Anbieter von Stromtarifen liefert die vorliegende Arbeit wesentliche Erkenntnisse bzgl. zu adressierender Kundengruppen sowie der aus neuen Stromtarifen potenziell resultierenden Nachfrageflexibilität. Die Umfrageergebnisse zeigen, dass eine hohe Nutzungsbereitschaft für mengen- bzw. leistungsdifferenzierte Stromtarife bei deutschen Haushaltskunden besteht. Vor allem Haushalte mit wenigen Haushaltsmitgliedern sowie solche mit einem hohen Umweltbewusstsein sind die primären Zielgruppen eines möglichen Tarifs mit variablen Leistungspreisen. Desweiteren verdeutlichen die Umfrageergebnisse, dass Haushalte auch bzgl. der erwarteten Soll-Werte für die Höhe der gesicherten Mindestleistung, die maximale Häufigkeit und Dauer der Leistungsreduktion sowie die minimale Vorwarnzeit unterschiedliche Präferenzen aufweisen. Durch Berücksichtigung dieser Erkenntnisse können Stromtarifanbieter einerseits möglichst gut akzeptierte Tarife für ihre Kunden zusammenstellen, andererseits ein möglichst hohes Lastverlagerungspotenzial freisetzen.

Hinsichtlich des Lastverlagerungspotenzials belegen die Modellergebnisse, dass Tarife mit variablen Leistungspreisen aus Anbietersicht vor allem im Hinblick auf die Prognostizierbarkeit des Potenzials vorteilhaft sind. Tarife mit variablen Arbeitspreisen hingegen setzen ein

deutlich höheres Lastverlagerungspotenzial frei, sind allerdings auch mit dem Risiko unerwünschte Leistungsspitzen hervorzurufen verbunden. Anbieter müssen sich dieser Chancen und Risiken verschiedener Tarifformen bewusst sein und in der Preis- und Regelsignalerstellung berücksichtigen.

## **8.2 Kritische Würdigung**

Wie im Laufe der Arbeit gezeigt, stellt jeder der drei behandelten Teilaspekte – Tarifkonzept, empirische Studie und Lastmodell – in sich, aber vor allem im Zusammenspiel eine Erweiterung bestehender wissenschaftlicher Arbeiten dar. Dennoch sind hinsichtlich der gezeigten Ergebnisse auch die Grenzen der entsprechenden Aspekte zu berücksichtigen.

Das entwickelte Tarifkonzept mit variablen Leistungspreisen wurde allein auf Basis von Literaturrecherchen und den aufgezeigten Anforderungen des deutschen Energiesystems hergeleitet. Auch wenn im europäischen Ausland ähnliche Tarifkonzepte von Stromanbietern angeboten werden, bleibt zu prüfen, ob deutsche Energieversorgungsunternehmen ein Interesse an dieser Tarifform haben. In diesem Zusammenhang ist einerseits die Frage nach der technischen Umsetzung eines solchen Konzepts zu beantworten, die im Rahmen dieser Arbeit nur umrissen wurde, andererseits die Entwicklung eines konkreten Geschäftsmodells voranzutreiben, das sowohl die Kunden- als auch die Anbieterbedürfnisse widerspiegelt. Mit Letzterem geht auch einher, mögliche Anpassungsbedarfe der regulatorischen Rahmenbedingungen für eine sinnvolle Implementierung des Tarifkonzepts im deutschen Strommarkt zu beleuchten.

Im Hinblick auf die präsentierten Ergebnisse der empirischen Studie liegen die Grenzen vor allem in der Validität der erhobenen Datensätze. Da es sich um Daten einer Onlineumfrage handelt, kann nicht zwingend von einem vollkommen richtigen Verständnis des abgefragten Sachverhalts ausgegangen werden. Auch ist zu berücksichtigen, dass

sich die Teilnehmenden nicht in einer konkreten Entscheidungssituation zur Nutzung eines Tarifs mit variablen Leistungspreisen befunden haben, sondern nur ihre hypothetische Nutzungsbereitschaft kundgegeben haben. Folglich kann bei realer Einführung solcher Tarife eine Abweichung zu den Studienergebnissen vorliegen. Zusätzlich besteht trotz erfolgter Bereinigung der Datensätze, bspw. basierend auf der Aufmerksamkeitsfrage und der Bearbeitungszeit, das Risiko, dass die Datensätze nicht der tatsächlichen Meinung der Teilnehmenden entsprechen. Hinsichtlich der Repräsentativität der Stichprobe ist kritisch anzumerken, dass nur Internetnutzer an der Umfrage teilnehmen konnten.

Die Auswertungen zur Zahlungsbereitschaft haben gezeigt, dass die Teilnehmenden bei der gewählten Methodik der kontingenten Bewertungsmethode mit offenen Fragen große Schwierigkeiten mit der Beantwortung hatten. Es bietet sich daher an, separate Studien zu diesem Thema unter Verwendung verschiedener Methoden durchzuführen, z. B. durch Einsatz geschlossener Fragen oder Auktionen. Die daraus resultierenden Ergebnisse sind auch bzgl. einer möglichen Geschäftsmodellentwicklung von großem Interesse.

Die Ergebnisse des Bottom-up-Simulationsmodells unterliegen vor allem aufgrund der gewählten zeitlichen Auflösung von 15 Minuten gewissen Einschränkungen. Wie bereits in Kapitel 6 diskutiert, werden Lastspitzen in einem Modell maßgeblich durch dessen zeitliche Auflösung determiniert. Konkret bedeutet dies, dass die simulierten Haushalte mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit kurzzeitig, d. h. in einer Zeitspanne von weniger als 15 Minuten, deutlich höhere Leistungen benötigen, bspw. aufgrund von Einschaltströmen verschiedener Haushaltsgeräte. Da diese im Modell nicht abgebildet werden, kann eine Unterschätzung der tatsächlich von Haushalten benötigten Mindestleistung vorliegen.

Zu einer weiteren Unterschätzung kann auch das Fehlen weiterer Haushaltsgeräte mit hohem Leistungsbedarf im Modell führen, bspw. Staubsauger, Haartrockner oder Wasserkocher. Diese wurden aufgrund

fehlender Daten zur Nutzung sowie zum Ausstattungsgrad nicht im Modell berücksichtigt. Bei den im Modell integrierten Geräten ist besonders eine verbesserte Modellierung der thermischen Speichermöglichkeiten erstrebenswert, um Lastverschiebepotenziale noch genauer simulieren zu können.

Bzgl. der im Modell verwendeten Daten ist kritisch anzumerken, dass die tages- und stundenspezifischen Werte zur Gerätenutzung auf einer Erhebung aus den 1990er Jahren basieren. Veränderungen der letzten 25 Jahre im Alltagsverhalten deutscher Haushalte, die sich auf den Strombezug auswirken, z. B. veränderte Arbeitszeitmodelle und Haushaltszusammenstellungen, sind dementsprechend nicht berücksichtigt. Durch gezielte Erhebung entsprechender Daten können die angesprochenen Einschränkungen gut behoben werden.

Mit Bezug auf die Modellergebnisse ist auch zu beachten, dass Unsicherheiten nicht berücksichtigt wurden. Die zur Analyse verwendeten PV-Zeitreihen sind statisch in das Modell eingebunden und es wird angenommen, dass die Haushalte bei Verwendung von PV-Anlagen für die gegebene Woche im Voraus den Einspeisezeitpunkt und die entsprechende Leistung exakt kennen. Gleiches gilt sowohl für die Arbeitspreise der Tarife als auch für das Auftreten von Engpassituationen. Ergänzungen des Modells zur Berücksichtigung von Unsicherheiten würden es ermöglichen, Abhängigkeiten zwischen dem Empfang von Informationen über die Verfügbarkeit von Leistung bzw. Strompreise und dem Verhalten von Haushalten zu untersuchen.

### **8.3 Ausblick auf weiteren Forschungsbedarf**

Basierend auf der vorliegenden Arbeit sind, über die im vorigen Kapitel aufgezeigten Verbesserungspotenziale hinaus, verschiedene weitere Fragestellungen von Interesse. Bisher wird die Nutzungsbereitschaft für Tarife mit variablen Leistungspreisen nur losgelöst von anderen möglichen Tarifkonzepten betrachtet. Hier könnten vergleichende Studien Unterschiede in der Nutzungsbereitschaft von Tarifen mit vari-

ablen Arbeits- bzw. Leistungspreisen aufdecken. Ein weiterer Aspekt, der hinsichtlich der konkreten Ausgestaltung von Tarifen mit variablen Leistungspreisen und einer möglichen Geschäftsmodellentwicklung untersuchenswert ist, stellt der Einfluss der einzelnen SLIs und ihrer zugehörigen SLOs auf die Tarifakzeptanz dar. Durch Conjoint Analysen kann dieser Einfluss gezielt herausgestellt werden.

Das entwickelte Modell kann einerseits im Rahmen künftiger Forschungsarbeiten weiterentwickelt werden, andererseits kann eine Kopplung mit Energiesystemmodellen erfolgen. Bzgl. der Weiterentwicklung ist besonders die Integration zusätzlicher Technologien hervorzuheben. E-Fahrzeuge, Wärmepumpen, Mikro-KWK-Anlagen und stationäre Batteriespeicher verändern die Lastprofile im Haushaltsbereich sowohl bei Nutzung von Tarifen mit fixen als auch variablen Preiskomponenten. Die Simulation der sich ändernden Lastprofile ist nicht nur hinsichtlich der Ausgestaltung verschiedener Tarifkonzepte, sondern auch bzgl. der Auswirkungen auf das Energiesystem von Interesse.

Die bereits erwähnte Kopplung mit Energiesystemmodellen kann in zwei Richtungen erfolgen. Erstens können die mit Hilfe des Modells erstellten Lastprofile Eingangsdaten für Energiesystemmodelle sein, um bspw. den Einfluss einer höheren Nachfrageflexibilität auf den Netzausbau, die Integration von EE-Anlagen oder den Kraftwerkspark zu analysieren. Die resultierenden Ergebnisse lassen sich ggf. auch in einer Geschäftsmodellentwicklung berücksichtigen, wenn bspw. aufgrund gewisser Tarifierreize weniger Kraftwerkskapazität vorgehalten, weniger Energie aus EE-Anlagen abgeregelt oder weniger Netzausbau vorgenommen werden muss. Der damit mögliche volkswirtschaftlich generierbare Wohlfahrtsgewinn kann eventuell auf Anbieter und Nachfrager entsprechender Tarife verteilt werden.

Eine zweite Möglichkeit der Kopplung von Energiesystemmodellen und dem entwickelten Bottom-up-Simulationsmodell besteht darin, mit Hilfe von erstgenannten Modellen systemoptimale Tarifzeitreihen zur Leistungsreduktion der Haushaltskunden zu generieren. In diesem



Fall erhält das Bottom-up-Modell also Eingangsdaten von den Energiesystemmodellen. Mit Hilfe solcher systemoptimaler Tarifzeitreihen kann wiederum der Einfluss ebendieser auf einzelne Haushalte oder Haushaltsgruppen analysiert werden. Ein mögliches Ziel dieser Analyse ist, eine Bewertung des Einflusses und der Effizienz bestimmter Tarifzeitreihen auf die Nachfrageflexibilität vorzunehmen. Denkbar in diesem Zusammenhang sind auch Untersuchungen hinsichtlich eines effizienten Kundenportfoliomanagements seitens der Tarifanbieter.

Eine alternative Einsatzmöglichkeit liegt darin, mit Hilfe solcher Tarifzeitreihen eine konkrete Kundenberatung bzgl. eines für den Kunden geeigneten Tarifkonzepts durchzuführen. Mit Hilfe verschiedener Tarifzeitreihen lassen sich mögliche Auswirkungen auf den Kunden simulieren und bewerten, sodass der Kunde eine bessere Transparenz bzgl. der Konsequenzen, die mit der Wahl eines bestimmten Tarifs einhergehen, erhält.

Letztendlich ist eine Verknüpfung der aufgezeigten Modellkopplungen auch in iterativer Form möglich. Die mit Hilfe systemoptimaler Tarifzeitreihen generierten Lastprofile des Bottom-up-Modells sind wiederum in den Systemmodellen einsetzbar, um konkrete Wechselwirkungen zwischen Nachfrageflexibilität, als Folge von Preis- oder Regelsignalen, und deren Auswirkung auf das Energiesystem zu untersuchen.



## 9 Zusammenfassung

Die grundlegenden erzeugungs- und nachfrageseitigen Veränderungen im deutschen Elektrizitätsmarkt im Zuge der Energiewende rücken nachfrageseitige Flexibilität verstärkt in den Vordergrund, um damit zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit beizutragen. Während Industriekunden bereits heute individuelle Stromverträge nutzen, die sowohl Leistungspreise als auch Optionen zum Lastmanagement beinhalten können, liegt der Fokus im Haushaltsbereich bis dato vorwiegend auf Stromtarifen mit variablen Arbeitspreisen, wenn es um eine Steigerung der Nachfrageflexibilität geht.

Erzeugungsseitig führt der zunehmende Anteil erneuerbarer Energien im deutschen Energiesystem zu einer Veränderung der Kostenstruktur. Die Fixkosten und Investitionen werden im Verhältnis zu den variablen Kosten der Stromerzeugung deutlich wichtiger. Eine Möglichkeit, dieser Änderung zu begegnen, liegt in der Einführung einer Leistungspreiskomponente in Stromtarifen, die den individuellen Bedarf des Kunden nach gesicherter Energieversorgung widerspiegelt. Dadurch würde Versorgungssicherheit als privates Gut vermarktet. Ein damit einhergehender Vorteil liegt in der bedarfsgerechten Kostenallokation der Systemkosten, da mit einer solchen Preiskomponente auch nachfrageseitigen Veränderungen begegnet wird. So wird bspw. die steigende Anzahl von Prosumenten, also Energieverbrauchern mit Eigenstromerzeugung, entsprechend ihres individuellen Sicherheitsbedürfnisses an den Systemkosten beteiligt.

Die wesentlichen Preiskomponenten von Stromtarifen im Haushaltssektor sind zurzeit ein Grundpreis sowie ein Arbeitspreis. Während Ersterer unabhängig vom tatsächlichen Energieverbrauch eines Haushalts ist, wird Letzterer für jede Einheit genutzter Energie fällig. Die meisten Forschungsprojekte zur Flexibilisierung der Haushaltsnachfrage fokussieren sich auf eine Dynamisierung des Arbeitspreises, um Kunden anhand verschiedener Preissignale in ihrem Strombezug

zu beeinflussen. Die Berücksichtigung individueller Leistungsbedarfe findet vor allem durch Tarife statt, die eine ganzjährige oder zeitweise Leistungsreduktion der Kunden ermöglichen. Die zugrundeliegenden Tarifkonzepte sind dadurch gekennzeichnet, dass die Strombezugskosten des Kunden abhängig von der Höhe seines gewünschten Leistungsbezugs sind. Aus diesem Grund wird in dieser Arbeit in diesem Zusammenhang von Stromtarifen mit variablen Leistungspreisen gesprochen.

Die vorliegende Arbeit beschäftigt sich mit der Entwicklung eines neuen Stromtarifkonzepts für Haushaltskunden in Deutschland und dessen empirischer sowie modellgestützter Bewertung. Das Stromtarifkonzept ist dadurch gekennzeichnet, dass der individuelle Bedarf eines Haushalts nach einer gewissen gesicherten Mindestleistung und dem damit einhergehenden Versorgungssicherheitsniveau als Differenzierungsmerkmal in den Stromtarif integriert ist. Die aus diesem Kontext resultierende Forschungsfrage, die im Zentrum dieser Dissertation steht, ist, wie ein von Haushaltskunden akzeptierter Stromtarif mit variablen Leistungspreisen ausgestaltet sein kann und wie sich dieser auf die Flexibilisierung der Nachfrage und eine Veränderung der Haushaltslastprofile auswirkt. Zur Beantwortung der Forschungsfrage wurde ein integrierter Forschungsansatz mit drei wesentlichen Komponenten entwickelt. Erstens wurde ein entsprechendes Tarifkonzept theoretisch hergeleitet, zweitens eine empirische Studie zur Nutzungsbereitschaft, Akzeptanz und Ausgestaltung bestimmter Tarifdetails durchgeführt und drittens mit Hilfe eines Bottom-up-Haushaltslastprofilmodells eine Plausibilisierung der empirischen Ergebnisse und eine Analyse der aus dem Tarifkonzept resultierenden Nachfrageflexibilität vorgenommen.

Um Tarife mit variablen Leistungspreisen anbieten zu können, die unterschiedlichen Kundenbedürfnissen Rechnung tragen, ist ein gutes Verständnis des Stromverbrauchsverhaltens verschiedener Kundengruppen notwendig. Anhand einer umfangreichen Literaturrecherche wurde gezeigt, dass das Stromverbrauchsverhalten durch drei sozio-

demografische Einflussfaktoren wesentlich geprägt wird. Den größten Einfluss hat die Haushaltsgröße, d. h. die Anzahl der dauerhaft in einem Haushalt lebenden Personen. Diese wirkt sich direkt auf die Anzahl in einem Haushalt vorhandener elektrischer Geräte sowie deren Nutzungshäufigkeit aus, wodurch letztendlich das Lastprofil eines Haushalts, also sein Leistungsbezug über die Zeit, festgelegt wird. Weitere Einflussfaktoren sind das Haushaltsnettoeinkommen sowie die Beschäftigungsverhältnisse der im Haushalt lebenden Personen.

Um Zugang zum Lastverlagerungspotenzial der Haushalte zu erhalten, eignet sich der Einsatz von Stromtarifen, die dem Haushalt einen Anreiz setzen, seine Nachfrage an die Begebenheiten des Energiesystems anzupassen. Um den bereits beschriebenen erzeugungs- und nachfrageseitigen Veränderungen des Energiesystems Rechnung zu tragen, wurde in dieser Arbeit ein Tarifkonzept mit variablen Leistungspreisen gewählt. Das erarbeitete Tarifkonzept hat zum Ziel, eine bedarfsgerechte Bereitstellung von Leistung bzw. dem damit verbundenen Versorgungssicherheitsniveau zu gewährleisten. Dazu darf ein Haushalt in Engpasssituationen, z. B. wenn kaum Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien vorliegt, in seinem Leistungsbezug auf ein tariflich im Vorfeld vereinbartes Niveau reduziert werden. In Zeiten hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien wird ein Haushalt hingegen nicht beschränkt. Charakteristisch für dieses Tarifkonzept ist die Möglichkeit einer Leistungsreduktion des Kunden in Engpasssituationen. Die Höhe der jederzeit nutzbaren Leistung eines Kunden, d. h. seine gesicherte Mindestleistung, beeinflusst den Grundpreis, den ein Kunde zu zahlen hat. Durch Einführung einer zugehörigen Leistungspreiskomponente findet somit eine mengenbasierte Preisdifferenzierung hinsichtlich des individuellen Versorgungssicherheitsbedarfs statt.

Die Einführung einer Leistungspreiskomponente kann kundenseitig zu Unklarheiten bzgl. der zu erwartenden Dienstleistungsqualität führen. Um diesem Problem entgegenzuwirken, wurde in dieser Arbeit auf das Konzept von Service Level Agreements zurückgegriffen. Mit Hilfe

festgelegter Kennzahlen, sogenannter Service Level Indicators, und zugehöriger Soll-Werte, sogenannter Service Level Objectives, wird die zu erwartende Dienstleistungsqualität eindeutig beschrieben. Als geeignete Service Level Indicators für das in dieser Arbeit beschriebene Tarifkonzept wurden die folgenden vier definiert:

- die Höhe der gesicherten Mindestleistung,
- die maximale Häufigkeit der Leistungsreduktion,
- die maximale Dauer der Leistungsreduktion,
- die minimale Vorwarnzeit.

Aufbauend auf dem entwickelten Tarifkonzept wurde eine empirische Studie für Haushalte konzipiert, um die Nutzungsbereitschaft eines solchen Tarifs zu bewerten und empirisch bestimmte Service Level Objectives der vier genannten Service Level Indicators zu erheben. Die Durchführung der Studie erfolgte in einer repräsentativen Stichprobe mit rund 1.350 Teilnehmenden als Onlineumfrage. Die wesentlichen Ergebnisse sind nachfolgend kurz zusammengefasst.

Mehr als 75 % der Teilnehmenden können sich grundsätzlich die Nutzung des vorgestellten Tarifkonzepts vorstellen. Als wichtigste Gegenleistung erwarten die Befragten eine rechtzeitige Information über das Auftreten einer Leistungsreduktion gefolgt von geringeren Stromkosten im Jahr. Die statistischen Auswertungen der Umfragedaten zeigen, dass einerseits die Haushaltsgröße, andererseits die Umwelteinstellung der Befragten sowohl die grundsätzliche Nutzungsbereitschaft als auch die gewünschten Service Level Objectives maßgeblich beeinflussen. Größere Haushalte weisen eine etwas geringere Nutzungsbereitschaft und einen höheren Bedarf an gesicherter Mindestleistung auf. Mit einer steigenden Umwelteinstellung geht sowohl eine höhere Nutzungsbereitschaft einher als auch eine höhere Bereitschaft zur Anpassung des Strombezugs zu Zeiten einer Engpasssituation. Letzteres ist anhand der ermittelten Service Level Objectives zu erkennen, da Befragte mit steigender Umwelteinstellung mehr Leistungsreduktionen mit einer längeren Dauer und kürzeren Vorwarnzeiten bei geringerer gesicherter Mindestleistung akzeptieren würden.

Zur Plausibilisierung der empirischen Ergebnisse sowie zur Bewertung des Einflusses des entwickelten Tarifkonzepts auf die Nachfrageflexibilität wurde im Rahmen dieser Arbeit auf Basis eines technischen Modellierungsansatzes ein Bottom-up-Modell zur Simulation und Optimierung von Haushaltslastprofilen erstellt. Das grundlegende Modell erzeugt simulativ Wochenlastprofile in 15-minütiger Auflösung für einzelne Haushalte, die sich in Abhängigkeit von ihrer jeweiligen Haushaltsgröße in ihrer Ausstattung und Nutzung von elektrischen Haushaltsgeräten unterscheiden. Auch die technischen Eigenschaften der Geräte variieren sowohl innerhalb eines Haushalts als auch zwischen verschiedenen Haushalten. Insgesamt sind im Modell 17 verschiedene Gerätearten abgebildet. Darüber hinaus besteht die Möglichkeit, dass ein Haushalt mit einer Photovoltaik-Anlage ausgestattet wird und deren Strom selbst verbraucht. Mit Hilfe des VDEW H0-Standardlastprofils sowie gemessener Jahreslastprofile zweier Haushalte erfolgte der Nachweis, dass die simulierten Haushaltslastprofile sowohl auf aggregierter Ebene als auch auf Ebene eines individuellen Haushalts heutigen Lastprofilen gut entsprechen.

Um neben der reinen Simulation von Haushaltslastprofilen auch das Verhalten von Haushalten bei Nutzung verschiedener Stromtarife abzubilden, ist jeder Haushalt mit einem Tarif ausgestattet, der sowohl variable Arbeitspreise als auch variable Leistungspreise beinhalten kann. Bei der Nutzung eines Tarifs mit variablen Arbeitspreisen und/oder einer Photovoltaik-Anlage findet eine Optimierung des Leistungsbezugs mit dem Ziel einer Kostenminimierung statt. Bei Verwendung eines Tarifs mit variablen Leistungspreisen wird der Leistungsbezug dahingehend optimiert, dass der Haushalt die für ihn geltende Leistungsgrenze der vertraglich vereinbarten gesicherten Mindestleistung zu Zeiten von Engpassituationen nicht überschreitet. Die Optimierung basiert auf einer Lastverlagerung einzelner geeigneter Geräte, deren Nutzung entweder automatisiert oder manuell durch den Haushalt durchgeführt wird. Bzgl. der manuellen Lastverlagerung erfolgte eine Kalibrierung des Modells mit in einem Feldversuch erhobenen Daten.

Mit Hilfe des entwickelten Modells wurde gezeigt, dass eine stärkere Differenzierung der Service Level Objectives für die Höhe der Mindestleistung notwendig ist als ursprünglich auf Basis der empirischen Ergebnisse angenommen. Die empirischen Service Level Objectives zur maximalen Häufigkeit und Dauer der Leistungsreduktion wurde modellgestützt plausibilisiert.

Die darüber hinaus gehende Analyse verschiedener Szenarien, die sich hinsichtlich der von den Haushalten genutzten Tarife unterscheiden, hat ergeben, dass Tarife mit variablen Leistungspreisen zu einer Flexibilisierung der Haushaltsnachfrage beitragen. Auch wenn das resultierende Potenzial zur Leistungsreduktion mit im Mittel etwa -2 % der ursprünglichen Leistung relativ gering ist, liegt der wesentliche Vorteil des Tarifs in der hohen Prognosegüte des zu erzielenden Reduktionspotenzials. Die Schwankung ist über alle simulierten Engpasssituationen sehr gering und eine unerwünschte Erhöhung der Nachfrage zu Engpasszeiten weitgehend ausgeschlossen. Die Höhe des Potenzials ist vor allem deshalb relativ gering, da nie alle Haushalte gleichzeitig von einer Leistungsreduktion betroffen sind, sondern nur, wenn sie zu Zeiten eines Engpasses einen höheren Bedarf als ihre gesicherte Mindestleistung aufweisen.

Im Gegensatz dazu setzen Tarife mit variablen Arbeitspreisen ein deutlich höheres Lastverlagerungspotenzial frei, da das Preissignal immer alle Kunden anreizt, ihre Stromkosten zu minimieren. Dies ist auch in den entsprechenden Szenarien ersichtlich, in denen das mittlere Potenzial zur Leistungsreduktion in Engpasszeiten bei fast -13 % der ursprünglichen Leistung liegt. Der mit diesen Tarifen verbundene Nachteil ist, dass das Potenzial einer deutlich größeren Schwankung unterliegt und sogar unerwünschte Leistungsspitzen in Engpasssituationen herbeiführt. Bei der Ausgestaltung von Tarifen mit variablen Arbeitspreisen ist diesen Aspekten besondere Aufmerksamkeit zu widmen.

Schlussendlich lässt sich festhalten, dass das in dieser Arbeit entwickelte und analysierte Tarifkonzept mit variablen Leistungspreisen



eine sinnvolle Ergänzung zu bestehenden Tarifen darstellt. Es wurde gezeigt, dass eine sehr hohe Nutzungsbereitschaft bei deutschen Haushalten für ein entsprechendes Tarifkonzept vorliegt und ein solches zu einer Erhöhung der Nachfrageflexibilität im Haushaltssektor führt. Potenzielle Nutzer eines solchen Tarifkonzepts sind laut Umfrage vor allem kleinere sowie umweltbewusstere Haushalte. Die Erkenntnisse dieser Arbeit lassen sich zum einen von der Politik zur Ausgestaltung regulatorischer Rahmenbedingungen zur Förderung des Einsatzes neuer Stromtarife sowie damit einhergehend zur Erhöhung der Nachfrageflexibilität nutzen. Zum anderen können Stromtarifanbieter die Ergebnisse zur Entwicklung neuer kundengruppenspezifischer Tarife und zugehöriger Geschäftsmodelle nutzen.



# Anhang A

Der Einfluss soziodemografischer Faktoren auf den Energieverbrauch, dargestellt in Tabelle 3.1, wurde basierend auf Aussagen in den analysierten Studien evaluiert. Die folgende Tabelle A.1 hebt die Hauptaussagen der entsprechenden Quellen für die analysierten Faktoren hervor. Da die Bewertung nicht immer zwingend auf quantitativen Werten, sondern teilweise auch auf qualitativen Aussagen in den entsprechenden Quellen beruht, wurden drei Bewertungskategorien genutzt:

- signifikanter Einfluss auf den Energieverbrauch: +,
- geringer bis nicht signifikanter Einfluss auf den Energieverbrauch: -,
- nicht analysiert: leeres Feld.

Die Entscheidung für „+“ beruht auf dem Auftreten von Schlüsselworten wie „important“, „significant“, „related“ oder „dependent“, bzw. ihren entsprechenden deutschen Bedeutungen in Bezug auf die zu bewertenden soziodemografischen Faktoren. Die Nutzung des Begriffs „small influence“ oder vergleichbare Ausdrücke in deutsch oder englisch führen zu einer Bewertung mit „-“. Wurde ein soziodemografischer Faktor in einer Quelle nicht analysiert, ist das entsprechende Feld in Tabelle 3.1 leer.

Da der Analysebericht zu weiten Teilen auf englischen Quellen basiert und in sehr ähnlicher Form auch in Hayn, et al. (2014b) veröffentlicht ist, wird an dieser Stelle von einer Übersetzung ins Deutsche abgesehen. Aussagen aus deutschsprachigen Quellen sind frei ins Englische übersetzt.

**Tabelle A.1:** Analysebericht zu (vgl. Hayn, et al. (2014b))

<b>Source, criteria and evaluation</b>		<b>Source, criteria and evaluation</b>
Abrahamse & Steg (2009)	Household size + <ul style="list-style-type: none"> <li>• Positively associated</li> <li>• Related</li> <li>• Correlation = 0.40</li> </ul> Income + <ul style="list-style-type: none"> <li>• Related</li> <li>• Correlation = 0.41</li> </ul> Age - <ul style="list-style-type: none"> <li>• Correlation = 0.07</li> </ul> Other - <ul style="list-style-type: none"> <li>• Gender: Correlation = 0.13</li> </ul>	Ownership structure/ dwelling type + <ul style="list-style-type: none"> <li>• Renters t-value of 1.99</li> <li>• Owner-occupiers t-value of 2.52</li> </ul> Household size + <ul style="list-style-type: none"> <li>• Electricity consumption increases with an increasing household size</li> </ul> Dwelling size + <ul style="list-style-type: none"> <li>• Positive correlation with total consumption</li> <li>• Specific consumption (per person) not correlated</li> </ul> Income + <ul style="list-style-type: none"> <li>• Evident correlation with total consumption</li> <li>• No evident correlation with specific consumption</li> </ul>
Brandon & Lewis (1999)	Household size + <ul style="list-style-type: none"> <li>• Proved significant</li> <li>• T-value of 3.89</li> </ul> Income + <ul style="list-style-type: none"> <li>• Proved significant</li> <li>• T-value of 4.78</li> </ul> Age + <ul style="list-style-type: none"> <li>• Proved significant</li> <li>• T-value of 2.36</li> </ul>	

Source, criteria and evaluation		Source, criteria and evaluation	
	Age		Income
	<ul style="list-style-type: none"> <li>Higher total consumption of middle aged reference persons</li> <li>Weaker correlation when considering household's average age</li> </ul>		<ul style="list-style-type: none"> <li>Primarily/ most strongly related</li> <li>Only significant predictor</li> </ul>
	Education		Age
	<ul style="list-style-type: none"> <li>Weak connection with total consumption</li> <li>No correlation with specific consumption</li> </ul>		<ul style="list-style-type: none"> <li>Not significantly related</li> </ul>
	Rural vs. urban		Education
	<ul style="list-style-type: none"> <li>Higher total consumption in rural areas</li> <li>Specific consumption not related</li> </ul>		<ul style="list-style-type: none"> <li>Not significantly related</li> </ul>
Gatersleben, et al. (2002)	Household size	Gram-Hanssen (2011)	Household size
	<ul style="list-style-type: none"> <li>Primarily/ most strongly related</li> <li>Only significant predictor</li> </ul>		<ul style="list-style-type: none"> <li>Strongest explanation</li> <li><math>R^2 = 27.6\%</math></li> </ul>
			Dwelling size
			<ul style="list-style-type: none"> <li>Third most important factor</li> <li><math>R^2 = 2.5\%</math></li> </ul>
			Income
			<ul style="list-style-type: none"> <li>Second most important factor</li> </ul>
			Age
			<ul style="list-style-type: none"> <li><math>R^2 = 5.8\%</math></li> <li>Little extra expl. power</li> <li><math>R^2 = 1.3\%</math></li> </ul>
			Education
			<ul style="list-style-type: none"> <li>Little extra expl. power</li> <li><math>R^2 = 0,02\%</math></li> </ul>

Source, criteria and evaluation	Source, criteria and evaluation
Kavousian, et al. (2013)	Employment status/ occupancy +
<ul style="list-style-type: none"> <li>Household size</li> <li>Significant in daily maximum</li> <li>Not significant in daily minimum</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Occupancy rate influences electricity consumption</li> <li>Presence of occupants impacts consumption in excess of daily minimum</li> </ul>
Dwelling size +	Rural vs. urban +
<ul style="list-style-type: none"> <li>Considerable correlation</li> <li>Most important factor among building characteristics</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Zip code as a proxy</li> <li>Considerable correlation</li> <li>Explains up to 46% of the variability</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>Effect on daily min. and max. consumption</li> </ul>	
Income -	Ownership structure/ dwelling type -
<ul style="list-style-type: none"> <li>No statistically significant correlation</li> <li>Income effect is minimal in samples with similar socioeconomic status</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>No significant impact on electricity consumption</li> <li>Significant factor on winter daily maximum where heating load dominates</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>Effect of income is mediated by ownership of appliances</li> </ul>	
Age +	Other -
<ul style="list-style-type: none"> <li>Significant correlation</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Building age: No significant correlation</li> </ul>
	McLoughlin, et al. (2012) +
	Household size
	<ul style="list-style-type: none"> <li>Fewer number of occupants results in lower total electricity consumption</li> </ul>

Source, criteria and evaluation	Source, criteria and evaluation
Dwelling size	+
<ul style="list-style-type: none"> <li>No. of bedrooms used as a proxy</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Employment status/ occupancy effect</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>Significant</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>High collinearity to social class</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>Strongly influences total electricity consumption</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Increased occupancy patterns result in higher electricity consumption</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>Load factor increased on average for each additional bedroom</li> </ul>	-
<ul style="list-style-type: none"> <li>Most significant variable to influence maximum electricity demand</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Little effect</li> <li>High collinearity to social class</li> </ul>
Income	+
<ul style="list-style-type: none"> <li>Social class used as a proxy</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Ownership structure/ dwelling type</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>Significant</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Maximum demand significantly influenced by type</li> </ul>
Age	+
<ul style="list-style-type: none"> <li>Electricity consumption for younger households significantly lower</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Significant impact</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>Strongly influences load factor</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Load factor influenced by dwelling type</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>Time of use shows high significance for age</li> </ul>	

Source, criteria and evaluation	Source, criteria and evaluation
<p>Other +</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Household composition: Significantly influences maximum demand</li> <li>• Time of use shows high significance for household composition</li> <li>• Most significant to influence maximum demand</li> </ul>	<p>Ownership structure/ dwelling type -</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Small influence</li> </ul> <p>Other +</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Family composition is an important determinant</li> </ul>
<p>Schipper, et al. (1989)</p> <p>Household size +</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Important/ significant determinant</li> </ul> <p>Dwelling size +</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Key determinant</li> </ul> <p>Income +</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Certainly a determinant</li> <li>• May not drive important changes in energy use alone</li> </ul> <p>Age +</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Important/ significant determinant</li> </ul> <p>Employment status/ occupancy +</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Important/ significant determinant</li> </ul>	<p>Statistik Austria (2011)</p> <p>Household size +</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Important determinant</li> <li>• Total consumption increases with size</li> </ul> <p>Dwelling size +</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Total consumption increases with size</li> </ul> <p>Age +</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Elderly households have on average a higher electricity consumption</li> </ul> <p>Employment status/ occupancy +</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Households with unemployed persons have highest electricity consumption per person</li> </ul> <p>Education -</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• No significant impact</li> </ul>



Source, criteria and evaluation	
Rural vs. urban	+
<ul style="list-style-type: none"> <li>Higher electricity consumption in rural areas</li> </ul>	
Ownership structure/ dwelling type -	
<ul style="list-style-type: none"> <li>No significant differences</li> </ul>	
Other	+
<ul style="list-style-type: none"> <li>Year of construction: Total consumption on average 27% lower in houses build after 1990</li> </ul>	
Yohamis, et al. (2008)	+
Household size	
<ul style="list-style-type: none"> <li>Profiles for all groups are similar</li> <li>Households with four or more occupants consume largest amount of electricity</li> </ul>	
Dwelling size	+
<ul style="list-style-type: none"> <li>Annual electricity consumption depends on dwelling size</li> </ul>	
Source, criteria and evaluation	
Income	+
<ul style="list-style-type: none"> <li>Very important impact</li> <li>Households with large income use 2.5 times more electricity on average in the evenings</li> </ul>	
Age	+
<ul style="list-style-type: none"> <li>Influence on consumption</li> </ul>	
Employment status/ occupancy	+
<ul style="list-style-type: none"> <li>Higher average electricity consumption in homes with no daytime occupants</li> </ul>	
Rural vs. urban	+
<ul style="list-style-type: none"> <li>No significant impact on majority of daily profiles</li> <li>Exception: high daytime demand of homes in the country</li> </ul>	

**Source, criteria and evaluation**

Ownership structure/ dwelling type +

- Average consumption on a per m<sup>2</sup> basis is the same
- Difference in demand of 24% in winter and 30% in summer
- Average 24-h profiles are very similar
- Significant variation of total average load
- Privately owned houses with demand profile over 100% greater in the evenings compared to rented homes, 60% greater throughout the rest of day

Other

+

- No. of bedrooms: very similar profiles
- Total consumption very much dependent

## Anhang B

Die nachfolgenden Abbildungen und Tabellen sind aus Hayn, et al. (2014a) und Hayn, et al. (2014b) entnommen und dienen der Detaillierung des in Kapitel 3.1.2.4 kurz vorgestellten Modells zur Analyse des Einflusses neuer Technologien zur Strom- und Wärmeerzeugung in Haushalten. In diesen Veröffentlichungen können auch weitere Ergänzungen bzgl. des Modells nachgelesen werden. Das Modell wurde mit der Software *PLEXOS® Integrated Energy Model* erstellt. Die grundlegenden Funktionen der verwendeten Software sind in Drayton-Bright (1997) beschrieben. Weitere Informationen zu *PLEXOS® Integrated Energy Model* finden sich unter <http://www.energyexemplar.com>. An dieser Stelle nochmals vielen Dank an Energy Exemplar für die Bereitstellung der Software. Die in diesem Anhang verwendete Nomenklatur ist nicht konsistent mit der zu Beginn dieser Arbeit beschriebenen, sondern basiert auf der in den Originalveröffentlichungen genutzten. Eine Übersicht der in diesem Anhang gültigen Nomenklatur findet sich in Tabelle B.3.

Das entwickelte Modell ist angelehnt an ein Modell von Bertsch, et al. (2014). Mit Hilfe des entwickelten Modells kann der Netzbezug eines Einfamilienhauses (EFH) unter Einsatz der genannten Technologien ermittelt werden. Hierbei spielt der Eigenverbrauch<sup>1</sup> von Prosumenten eine wichtige Rolle, der zu einer Veränderung des Netzbezugs führt. Zielfunktion des Modells ist die Minimierung der variablen Kosten zur Deckung des Strom- und Wärmebedarfs des Haushaltes:

$$\min \left( \sum_{t \in T} \sum_{i \in I} (E_{t,i} * p_{t,i}) + \sum_{t \in T} (f_t * p_{t,gas}) \right) \quad (\text{B.1})$$

---

<sup>1</sup> Eigenverbrauch ist definiert als prozentualer Anteil selbst genutzten Stroms an selbst erzeugtem Strom (vgl. Staudacher & Eller (2012)).

mit:  $E_{t,i}$ : Elektrizitätsbereitstellung der Ressource  $i$  zum Zeitpunkt  $t$  (Variable);  $f_t$ : Brennstoffverbrauch (Gas) zum Zeitpunkt  $t$  (Variable);  $p_{t,i}$ : Preis der Ressource  $i$  zum Zeitpunkt  $t$  (Parameter);  $p_{t,Gas}$ : Brennstoffpreis (Gas) zum Zeitpunkt  $t$  (Parameter);  $t$ : Zeitindex der Stunde  $t \in T = \{1, 2, \dots, 8760\}$  eines Jahres;  $i$ : Index der Elektrizitätsressource  $i \in I = \{PV, Netz\}$ . Ausgewählte Nebenbedingungen zu diesem Modell finden sich in Tabelle B.2.

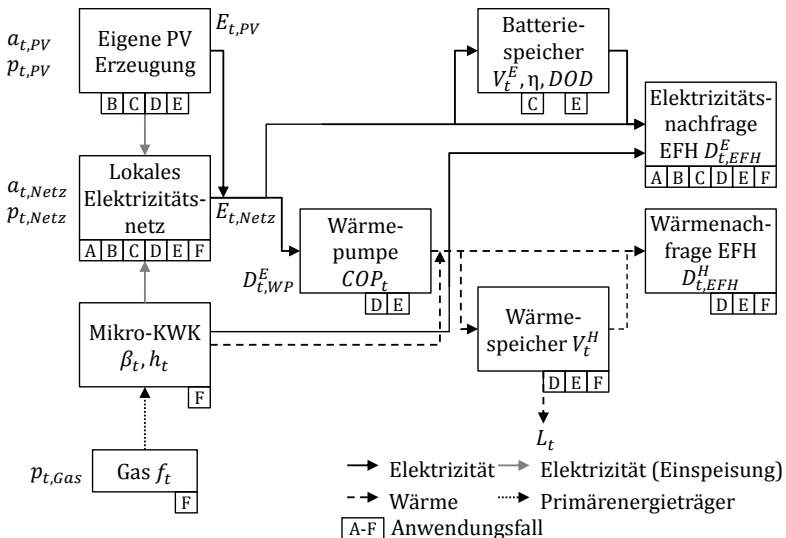
**Tabelle B.2:** Ausgewählte Nebenbedingungen des Modells

Funktion	Mathematische Formulierung
Angebots- und Nachfrageausgleich der Elektrizität	$\sum_{i \in I} E_{t,i} + \frac{f_t}{h_t} + V_{t-1}^E$ $= D_{t,EFH}^E + D_{t,WPP}^E + V_t^E + \alpha * (1 - \eta)$ $* (V_t^E - V_{t-1}^E) \forall t \in T$
Binärvariable zur Berücksichtigung der Effizienzverluste des Batteriespeichers	$\alpha = \begin{cases} 1, & \text{wenn } V_t^E - V_{t-1}^E > 0 \\ 0, & \text{wenn } V_t^E - V_{t-1}^E \leq 0 \end{cases} \forall t \in T$
Angebots- und Nachfrageausgleich der Wärme	$COP_t * D_{t,WPP}^E + \frac{f_t}{h_t * \beta_t} + V_{t-1}^H = D_{t,EFH}^H + V_t^H + L_t \forall t \in T$
Leistungsgrenze der Elektrizitätsressourcen	$0 \leq E_{t,i} \leq a_{t,i} \forall t \in T, i \in I$
Grenzen des Batteriespeichers	$V^{E,min} = V^{E,max} * DOD \leq V_t^E \leq V^{E,max} \forall t \in T$
Grenzen des Wärmespeichers	$V^{H,min} \leq V_t^H \leq V^{H,max} \forall t \in T$

Eine schematische Darstellung des Modellaufbaus ist in Abbildung B.1 gegeben. Die Spezifikationen der genutzten Modellelemente finden sich am Ende dieses Anhangs in Tabelle B.4.

Zur Analyse des Einflusses der genannten Technologien werden sechs verschiedene Anwendungsfälle miteinander verglichen, die durch unterschiedliche Kombinationen der Technologien charakterisiert sind:

- A: Referenzfall ohne Einsatz neuer Technologien basierend auf VDI-Richtlinie 4655 für ein EFH – Basislastprofil aller weiteren Anwendungsfälle,
- B: EFH mit Einsatz einer PV-Anlage,
- C: EFH mit Einsatz einer PV-Anlage und einem Batteriespeicher (BAT),
- D: EFH mit Einsatz einer PV-Anlage und einer Wärmepumpe (WP) mit Wärmespeicher,
- E: EFH mit Einsatz einer PV-Anlage, einer Wärmepumpe mit Wärmespeicher und einem Batteriespeicher,
- F: EFH mit Einsatz einer Mikro-KWK-Anlage mit Wärmespeicher.



**Abbildung B.1:** Schematischer Modellbau für ein Einfamilienhaus (EFH) angelehnt an Bertsch, et al. (2014)

Basierend auf den Modellergebnissen lassen sich sowohl bestimmte Jahreskennzahlen des Stromverbrauchs vergleichen, z. B. Eigenverbrauch, Eigendeckung<sup>2</sup> und maximaler Netzbezug, als auch stündliche Lastprofile. An dieser Stelle werden die wesentlichen Modellergebnisse vorgestellt; weitere Details finden sich in Hayn, et al. (2014a) und Hayn, et al. (2014b).

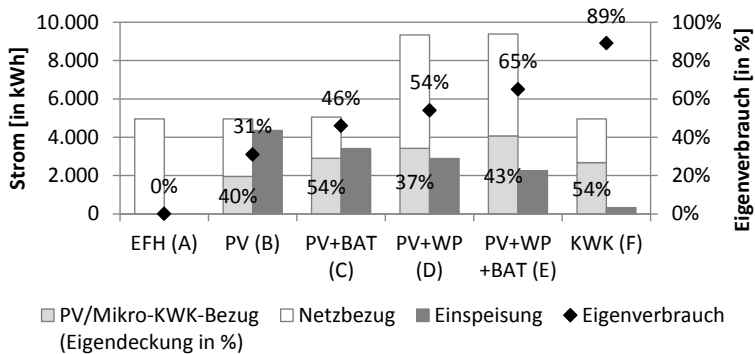
In Abbildung B.2 sind ausgewählte Strombezugs-kennzahlen des modellierten EFH für die sechs Anwendungsfälle dargestellt. Besonders erwähnenswert ist die Veränderung des Eigenverbrauchs sowie der Eigendeckung in den verschiedenen Anwendungsfällen. Man sieht deutlich, dass Batteriespeicher zu einer Erhöhung des Eigenverbrauchs und der Eigendeckung führen, was einhergeht mit einer Reduzierung der Einspeisung (vgl. B mit C und D mit E). Diese Erkenntnisse decken sich mit vergleichbaren Untersuchungen (vgl. Staudacher & Eller (2012)). Der höchste Eigenverbrauch wird in dem Modell bei Einsatz einer Mikro-KWK-Anlage erreicht. Nicht gezeigt in der Grafik ist der maximale Netzbezug des EFH, da die dort zu beobachtenden Unterschiede nur durch den Einsatz der verschiedenen Technologien zur Wärmeerzeugung zustande kommen; die Nutzung einer Wärmepumpe führt logischerweise zu einer Erhöhung des maximalen Netzbezugs, der Einsatz einer Mikro-KWK-Anlage führt zu einer Verringerung, da Lastspitzen durch Eigenerzeugung abgefangen werden können.

Ähnliche Schlussfolgerungen lassen sich auch aus den verschiedenen Lastprofilen der sechs Anwendungsfälle ableiten. Die modellierten Lastprofile für einen ausgewählten Wintertag sind in Abbildung B.3 abgebildet. Deutlich zu erkennen ist die Erhöhung des Netzbezugs aufgrund des Einsatzes einer Wärmepumpe in den Morgen- und Abendstunden (s. D und E). Sehr gut zu sehen ist auch der Einfluss der Eigenerzeugung aus der PV-Anlage, da zwischen 12 Uhr und 16 Uhr das SLP aus Referenzfall A des EFH deutlich unterschritten wird und der Netzbezug auf null absinkt. Während der Einfluss der PV-Anlage

---

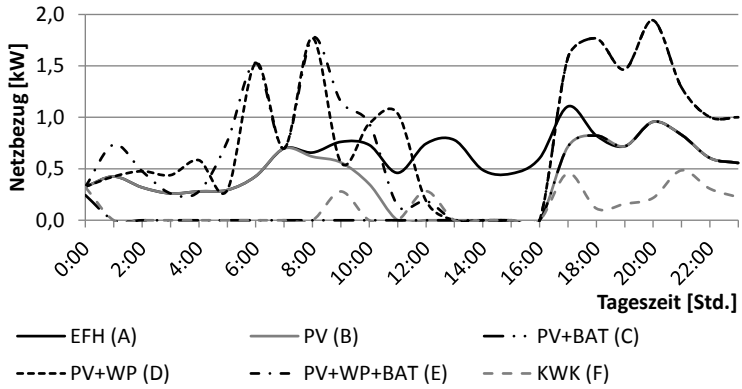
<sup>2</sup> Eigendeckung ist definiert als prozentualer Anteil selbst erzeugten Stroms am Gesamtstromverbrauch (vgl. Staudacher & Eller (2012)).

witterungsbedingt stark von der Tageszeit abhängig ist, kann der Einsatz einer Mikro-KWK-Anlage ganztägig zu einer Reduzierung des Netzbezugs des EFH führen (s. F).



**Abbildung B.2:** Modellierte Strombezugskenzahlen eines EFH bei Einsatz neuer Technologien zur Strom- und Wärmeerzeugung

Die beschriebenen Ergebnisse zeigen, dass neue Technologien zur Wärme- und Stromerzeugung einen großen Einfluss auf das Lastprofil von Haushalten haben. Je nach eingesetzter Technologie sind sowohl Erhöhungen im Stromverbrauch als auch Reduzierungen möglich. Die bisher gezeigten Ergebnisse wurden unter Einsatz eines klassischen Haushaltsstromtarifs ohne variable Preiskomponenten modelliert. Im Kontext des Lastmanagements auf Haushaltsebene können jedoch Tarife mit variablen Preiskomponenten genutzt werden, um eine gezielte Veränderung des Stromverbrauchs zu erreichen (vgl. Hillema-cher (2014)).



**Abbildung B.3:** Modellierte Lastprofile des Netzbezugs eines EFH an einem ausgewählten Wintertag (10. Februar) bei Einsatz neuer Technologien zur Strom- und Wärmeerzeugung



**Tabelle B.3:** Beschreibung der im Modell genutzten Größen aus Abbildung B.1 und Tabelle B.2

<b>Parameter</b>			
$D_{t,EFH}^E$	Elektrizitätsbedarf eines EFH zur Zeit $t$	$D_{t,EFH}^H$	Wärmebedarf eines EFH zur Zeit $t$
$p_{t,i}$	Preis der Ressource $i$ zur Zeit $t$	$p_{t,Gas}$	Brennstoffpreis (Gas) zur Zeit $t$
$COP_t$	Leistungszahl der Wärmepumpe zur Zeit $t$	$h_t$	Heat rate <sup>3</sup> zur Zeit $t$
$\beta_t$	Stromkennzahl zur Zeit $t$	$L_t$	Verluste aus Wärmespeicher zur Zeit $t$
$\eta$	Effizienz des Batteriespeichers	$DOD$	Entladetiefe des Batteriespeichers
$a_{t,i}$	Verfügbarkeit der Ressource $i$ zur Zeit $t$		
<b>Variablen</b>			
$E_{t,i}$	Elektrizitätsbereitstellung der Ressource $i$ zur Zeit $t$	$D_{t,WP}^E$	Elektrizitätsbedarf der Wärmepumpe zur Zeit $t$
$V_t^E$	Verfügbare gespeicherte Elektrizität zur Zeit $t$	$V_t^H$	Verfügbare gespeicherte Wärme zur Zeit $t$
$f_t$	Brennstoffverbrauch (Gas) zur Zeit $t$		
<b>Indizes</b>			
$t$	Zeitindex der Stunde $t \in T = \{1,2, \dots, 8760\}$ eines Jahres	$i$	Index der Elektrizitätsressource $i \in I = \{PV, Netz\}$

<sup>3</sup> Die Heat rate ist das Verhältnis von eingesetzter Energie zu erzeugter Elektrizität.

**Tabelle B.4:** Spezifikationen der genutzten Modellelemente

<b>Modellelemente</b>	<b>Spezifikationen</b>	<b>Quelle</b>
Haushaltsstrom- lastprofil (SLP)	Einfamilienhaus 4.950 kWh/a 1,83 kW <sub>peak</sub> Stündliche Auflösung	VDI 4655
Haushaltswärme- lastprofil	Einfamilienhaus 10.000 kWh/a 5,6 kW <sub>peak</sub> Stündliche Auflösung	VDI 4655
Lokales Stromnetz	Nennleistung: 20 kW	Annahme
PV-Anlage	Nennleistung: 4,9 kW <sub>peak</sub> Stündliche Auflösung Erzeugungsprofil für Jahr 2011	Annahme
Batterie	Speicherkapazität: 5,4 kWh <sub>el</sub> Depth of Discharge (DoD): 80% Ladeeffizienz: 90% Maximale Ladeleistung: 5 kW	Annahme
Wärmepumpe mit Wärmespeicher	Maximale Nennleistungsaufnahme: 5 kW <sub>el</sub> Coefficient of Performance (COP): 2-3 kW <sub>th</sub> /kW <sub>el</sub> Speicherkapazität: 10 kWh <sub>th</sub> Speicherverlustrate: 1% pro Stunde	Annahme
Mikro-KWK mit Wärmespeicher	Nennleistung: 1,7 kW <sub>el</sub> Heat rate: 15 MJ/kWh Power to heat ratio: 0,3 Speicherkapazität: 10 kWh <sub>th</sub> Speicherverlustrate: 1% pro Stunde	Annahme
Stromtarif	Flat: 0,25 €/kWh	Annahme
Gastarif	Flat: 0,07 €/kWh	Annahme

## Anhang C

In diesem Anhang finden sich detaillierte Informationen bzgl. des entwickelten Fragebogens, der in der empirischen Studie eingesetzt wurde. Zu Beginn werden einige grundlegende Begrifflichkeiten erklärt, anschließend wird der komplette Aufbau des Fragebogens wiedergegeben. Am Ende dieses Anhangs finden sich ergänzende Auswertungen und Zusatzinformationen zu den Ausführungen in Kapitel 5.

Zunächst werden einleitend häufig wiederkehrende Konstrukte erklärt, die für die Beschreibung des Fragebogens von Bedeutung sind. Die Erhebung der Antworten findet zum Teil über Likert-Skalen statt unter Verwendung zweier unterschiedlicher Skalenniveaus: Eine siebenstufige Likert-Skala, im Folgenden bezeichnet als Likert-Skala „Zustimmung 7“, und eine fünfstufige, bezeichnet als Likert-Skala „Zustimmung 5“. Die Antwortoptionen der Likert-Skala „Zustimmung 7“ sind:

- stimme voll zu,
- stimme zu,
- stimme eher zu,
- neutral,
- stimme eher nicht zu,
- stimme nicht zu,
- stimme überhaupt nicht zu.

Die Antwortoptionen der Likert-Skala „Zustimmung 5“ sind:

- trifft voll zu,
- trifft eher zu,
- teils-teils,
- trifft eher nicht zu,
- trifft überhaupt nicht zu.

Darüber hinaus wurde an einigen Stellen die Antwortoption „Weiß nicht“ hinzugefügt. Dies ist nachfolgend an den entsprechenden Stellen kenntlich gemacht.

Bei einzelnen Fragen kann es sinnvoll sein, Antworten in randomisierter, also zufälliger Reihenfolge anzuzeigen, um den Einfluss der Reihenfolge auf das Umfrageergebnis zu minimieren. Exklusive Antwortoptionen können bei Fragen mit Mehrfachauswahl gesetzt werden, um sich gegenseitig ausschließende Antwortoptionen zu verhindern.

### Seite 1: Willkommen

Einleitungstext      Liebe Teilnehmerin, lieber Teilnehmer,  
vielen Dank, dass Sie an dieser Umfrage teilnehmen!  
Um die Energiewende in Deutschland erfolgreich umzusetzen, ist neben dem Ausbau des Stromnetzes sowie von Photovoltaik- und Windkraftanlagen auch ein besseres Verständnis des Stromverbrauchs von Haushalten erforderlich. Daher interessieren wir uns am Karlsruhe Service Research Institute des Karlsruher Instituts für Technologie für Ihre Nutzungsgewohnheiten verschiedener Haushaltsgeräte sowie für Ihre Meinung zu einem neuartigen Stromtarifkonzept.  
Die Beantwortung der Umfrage wird ca. 10 Minuten in Anspruch nehmen. Alle Daten werden anonym gespeichert und nur zur Erstellung wissenschaftlicher Arbeiten verwendet.  
Viel Spaß beim Ausfüllen des Fragebogens!

### Seite 2: Umwelteinstellung

<b>Fragenummer</b>	<b>1</b>
Fragetext	Zu Beginn möchten wir Sie bitten, folgende Aussagen zu bewerten.
Ausfüllanweisung	n/a
Hilfetext	n/a
Antworttyp	Likert-Skala „Zustimmung 7“
Ausblendung	n/a
Frageitems	<ul style="list-style-type: none"><li>• Es ist mir wichtig, dass Produkte, die ich verwende, nicht die Umwelt belasten.</li></ul>

- Ich berücksichtige die potenziellen Umweltauswirkungen bei vielen meiner Entscheidungen.
- Mein Konsumverhalten wird von meiner Rücksichtnahme auf unsere Umwelt beeinflusst.
- Ich bin darüber besorgt, die Ressourcen unseres Planeten zu verschwenden.
- Ich würde mich als umweltbewusst beschreiben.
- Ich bin bereit, für umweltfreundlichere Handlungen Unannehmlichkeiten in Kauf zu nehmen.

### Seite 3: Geräteausstattung

<b>Fragennummer</b>	<b>2</b>
Frage­text	Im Folgenden geht es um elektrische Geräte in Ihrem Haushalt. Bitte geben Sie an, wie viele der folgenden Geräte in Ihrem Haushalt vorhanden sind.
Ausfüllanweisung	Wir fragen nur nach elektrisch betriebenen Geräten! Wenn Sie in Ihrem Haushalt also einen Gasherd nutzen, geben Sie bitte bei Elektroherd "Nicht vorhanden" an.
Hilfetext	n/a
Antworttyp	Einfachauswahl: 1 Gerät, 2 Geräte, mehr als 2 Geräte, nicht vorhanden
Ausblendung	n/a
Frageitems	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Kühlschrank, Kühlgefrierkombination</li> <li>• Gefrierschrank, Gefriertruhe</li> <li>• Elektroherd (auch im Kombigerät)</li> <li>• Geschirrspülmaschine</li> <li>• Waschmaschine</li> <li>• Wäschetrockner (auch im Kombigerät)</li> <li>• Laptop</li> <li>• Computer (stationär)</li> <li>• Fernseher</li> <li>• DVD/Video - Player/Recorder</li> <li>• Hifi-Geräte (Stereoanlagen, Radios, etc.)</li> </ul>

## Seite 4: Gerätenutzung

<b>Fragennummer</b>	<b>3</b>
Fragetext	Wie oft werden die angegebenen Geräte durchschnittlich in Ihrem Haushalt genutzt?
Ausfüllanweisung	Wenn Sie mehrere Geräte einer Kategorie besitzen, geben Sie bitte die Nutzung insgesamt, also über alle genutzten Geräte dieser Kategorie, an. Bitte achten Sie auf die unterschiedlichen Einheiten bei den Geräten (Anzahl pro Woche, Stunden pro Woche).
Hilfetext	Beispiele: <ul style="list-style-type: none"><li>• Wenn Sie Ihre Waschmaschine 2 bis 3 Mal pro Woche nutzen, geben Sie bitte 2,5 an.</li><li>• Wenn Sie 2 Fernseher besitzen und auf jedem ca. 5 Stunden pro Woche fernsehen, geben Sie bitte 10 an.</li></ul>
Antworttyp	Freifeld: Zahl
Ausblendung	Nicht vorhandene Geräte nach Frage 2
Frageitems	<ul style="list-style-type: none"><li>• Elektroherd (auch im Kombigerät) [Mal pro Woche]</li><li>• Geschirrspülmaschine [Mal pro Woche]</li><li>• Waschmaschine [Mal pro Woche]</li><li>• Wäschetrockner (auch im Kombigerät) [Mal pro Woche]</li><li>• Laptop [Stunden pro Woche]</li><li>• Computer (stationär) [Stunden pro Woche]</li><li>• Fernseher [Stunden pro Woche]</li><li>• DVD/Video - Player/Recorder [Stunden pro Woche]</li><li>• Hifi-Geräte (Stereoanlagen, Radios, etc.) [Stunden pro Woche]</li></ul>

## Seite 5: Geräteranking

Einleitungstext	In Zukunft kann es durch den stark wachsenden Anteil von erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung zu Engpässen in der Stromversorgung kommen - zum Beispiel, wenn gleichzeitig keine Sonne scheint und kein Wind weht. In solchen Situationen könnte es hilfreich sein, dass Haushalte ihren Stromverbrauch an diese Gegebenheiten anpassen. Des Weiteren können Haushalte durch eine Anpassung ihres Stromverbrauchs an die Erzeugungszeiten von erneuerbaren Energien zu einer geringeren Nutzung konventioneller Energieträger, wie z. B. Gas, beitragen.
-----------------	---

<b>Fragennummer</b>	<b>4</b>
Frage	Stellen Sie sich vor, dass zu einem im Voraus angekündigten beliebigen Zeitpunkt am Tag ein Engpass in der Stromversorgung für 1 Stunde vorliegt und nicht alle Geräte gleichzeitig Strom beziehen können. Bei welchem Gerät würden Sie einer Unterbrechung der Stromversorgung als Erstes zustimmen?
Ausfüllanweisung	Bitte ordnen Sie die Geräte in der Reihenfolge an, in der Sie einer Versorgungsunterbrechung zustimmen würden. Bitte beachten Sie, dass Kühl- und Gefriergeräte ohne wesentlichen Funktionsverlust für 1 Stunde ohne Strom auskommen und weiter normal genutzt werden können. Bei Laptops kann, bei ausreichender Akkulaufzeit, das Gerät weiterhin genutzt werden. Bitte sind Sie davon aus, dass Geschirrspülmaschinen, Waschmaschinen und Wäschetrockner in Zukunft bei einer einstündigen Unterbrechung der Stromversorgung automatisch das gewählte Programm an der entsprechenden Stelle fortsetzen.
Hilfetext	Beispiel: Wenn Sie als Erstes beim Kühlschrank einer Unterbrechung der Stromzufuhr zustimmen würden, ziehen Sie dieses Gerät an die oberste Stelle in der rechten Box; wenn Sie als Zweites beim Fernseher einer Unterbrechung der Stromzufuhr zustimmen würden, ziehen Sie diesen an die zweite Stelle, usw.
Antworttyp	Ranking (Zahlen)
Ausblendung	Nicht vorhandene Geräte nach Frage 2
Frageitems	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Kühlschrank, Kühlgefrierkombination</li> <li>• Gefrierschrank, Gefriertruhe</li> <li>• Elektroherd (auch im Kombigerät)</li> <li>• Geschirrspülmaschine</li> <li>• Waschmaschine</li> <li>• Wäschetrockner (auch im Kombigerät)</li> <li>• Laptop</li> <li>• Computer (stationär)</li> <li>• Fernseher</li> <li>• DVD/Video - Player/Recorder</li> <li>• Hifi-Geräte (Stereoanlagen, Radios, etc.)</li> </ul>

## Seite 6: Geräteflexibilität

<b>Fragennummer</b>	<b>5</b>
Fragetext	Bitte geben Sie an, inwieweit Sie sich vorstellen könnten, im Falle eines Versorgungsengpasses die Nutzung der folgenden Geräte um bis zu 1 Stunde zu verschieben.
Ausfüllanweisung	Bitte beachten Sie, dass Kühl- und Gefriergeräte ohne wesentlichen Funktionsverlust für 1 Stunde ohne Strom auskommen und weiter normal genutzt werden können. Wenn Sie hier auf eine Nutzung verzichten, bedeutet das, dass in diesem Fall der Kühlkompressor automatisch für 1 Stunde nicht eingeschaltet werden würde. Bei Laptops bezieht sich die Nutzung hier nur auf das Laden des Geräts. Bei ausreichender Akkulaufzeit kann der Laptop weiterhin genutzt werden.
Hilfetext	In Zukunft kann es durch den stark wachsenden Anteil von erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung zu Engpässen in der Stromversorgung kommen - zum Beispiel, wenn gleichzeitig keine Sonne scheint und kein Wind weht. In solchen Situationen könnte es hilfreich sein, dass Haushalte ihren Stromverbrauch an diese Gegebenheiten anpassen. Des Weiteren können Haushalte durch eine Anpassung ihres Stromverbrauchs an die Erzeugungszeiten von erneuerbaren Energien zu einer geringeren Nutzung konventioneller Energieträger, wie z. B. Gas, beitragen.
Antworttyp	Likert-Skala „Zustimmung 5“ + weiß nicht
Ausblendung	Nicht vorhandene Geräte nach Frage 2
Frageitems	<ul style="list-style-type: none"><li>• Kühlschrank, Kühlgefrierkombination</li><li>• Gefrierschrank, Gefriertruhe</li><li>• Elektroherd (auch im Kombigerät)</li><li>• Geschirrspülmaschine</li><li>• Waschmaschine</li><li>• Wäschetrockner (auch im Kombigerät)</li><li>• Laptop</li><li>• Computer (stationär)</li><li>• Fernseher</li><li>• DVD/Video - Player/Recorder</li><li>• Hifi-Geräte (Stereoanlagen, Radios, etc.)</li></ul>



## Seite 7: Zusatzservices

<b>Fragennummer</b>	<b>6</b>
Fragetext	Wenn Sie im Falle eines solchen Engpasses Ihre Gerätenutzung einschränken sollen, welche Gegenleistungen würden Sie dafür erwarten?
Ausfüllanweisung	Mehrfachnennungen z.T. möglich
Hilfetext	<i>Kontrollgerät</i> : Das Kontrollgerät kann nach Ihren Bedürfnissen eingerichtet werden und bietet die Möglichkeit, sowohl vollkommen automatisch Geräte zu steuern als auch, z. B. mit Hilfe einer Smartphone App, Entscheidungen von Ihnen umsetzen.
	<i>Engpass</i> : In Zukunft kann es durch den stark wachsenden Anteil von erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung zu Engpässen in der Stromversorgung kommen - zum Beispiel, wenn gleichzeitig keine Sonne scheint und kein Wind weht. In solchen Situationen könnte es hilfreich sein, dass Haushalte ihren Stromverbrauch an diese Gegebenheiten anpassen. Des Weiteren können Haushalte durch eine Anpassung ihres Stromverbrauchs an die Erzeugungszeiten von erneuerbaren Energien zu einer geringeren Nutzung konventioneller Energieträger, wie z. B. Gas, beitragen.
Antworttyp	Mehrfachnennung (teilweise exklusiv) + Weiß nicht, randomisiert
Ausblendung Frageitems	n/a <ul style="list-style-type: none"> <li>• Rechtzeitige Information über Engpässe</li> <li>• Ein Kontrollgerät, welches nach meinen Bedürfnissen den Stromverbrauch automatisch oder ferngesteuert an die Engpasssituation anpasst und bestimmte Geräte abschalten kann</li> <li>• Geringere Stromkosten im Jahr</li> <li>• Keine Gegenleistung notwendig (<i>exkl.</i>)</li> <li>• Ich will mich in meiner Gerätenutzung in keinem Fall einschränken, egal, welche Gegenleistungen ich bekomme (<i>exkl.</i>)</li> <li>• Sonstiges (bitte angeben)</li> </ul>

<b>Fragennummer</b>	<b>7</b>
Fragetext	Wann würden Sie spätestens über einen bevorstehenden Engpass informiert werden wollen, um eine Einschränkung in Ihrer Gerätenutzung zu akzeptieren?
Ausfüllanweisung	Einzelauswahl
Hilfetext	<i>Engpass</i> : In Zukunft kann es durch den stark wachsenden Anteil von erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung zu Engpässen in der Stromversorgung kommen - zum Beispiel, wenn gleichzeitig keine Sonne scheint und kein Wind weht. In solchen Situationen könnte es hilfreich sein, dass Haushalte ihren Stromverbrauch an diese Gegebenheiten anpassen. Des Weiteren können Haushalte durch eine Anpassung ihres Stromverbrauchs an die Erzeugungszeiten von erneuerbaren Energien zu einer geringeren Nutzung konventioneller Energieträger, wie z. B. Gas, beitragen.
Antworttyp	Einfachauswahl + weiß nicht
Ausblendung	n/a
Frageitems	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Keine Benachrichtigung notwendig</li> <li>• Spätestens 1 Stunde vorher</li> <li>• Spätestens 4 Stunden vorher</li> <li>• Spätestens 12 Stunden vorher</li> <li>• Spätestens 1 Tag vorher</li> <li>• Spätestens 1 Woche vorher</li> <li>• Ich will mich in meiner Gerätenutzung in keinem Fall einschränken</li> </ul>
<b>Fragennummer</b>	<b>8</b>
Fragetext	In den bisherigen Fragen ging es um Haushaltsgeräte und einige generelle Aspekte von Engpasssituationen. Um die Datenqualität sicherzustellen, geht es in dieser Frage lediglich um Ihre Aufmerksamkeit. Wenn Sie diese Frage gelesen haben, wählen Sie bitte die dritte Antwort von rechts, "Frage gelesen".
Ausfüllanweisung	n/a
Hilfetext	n/a
Antworttyp	Likert-Skala „Zustimmung 5“ + weiß nicht; „Trifft eher nicht zu“ durch „Frage gelesen“ ersetzt
Ausblendung	n/a
Frageitems	n/a

## Seite 8: Tarifbeschreibung

Einleitungstext      Damit der Stromverbrauch von Haushalten an mögliche Versorgungsengpässe angepasst werden kann, sind entsprechende Stromtarife notwendig. Diese Tarife ähneln heutigen Internettarifen, bei denen Sie sich für die Geschwindigkeit (in Megabit pro Sekunde [Mbit/s]) des Anschlusses entscheiden. Übertragen auf einen Stromtarif bedeutet dies, dass Sie sich für eine gesicherte Mindestleistung (in Watt [W]) entscheiden, die Sie zu jedem Zeitpunkt nutzen können. Je nach Höhe der Mindestleistung können unterschiedlich viele Großgeräte (Waschmaschine, Herd, etc.) jederzeit gleichzeitig genutzt werden.

Im Falle eines Engpasses würden Sie auf die vertraglich vereinbarte Mindestleistung gedrosselt, welche für den Preis des Tarifs ausschlaggebend ist. Das heißt, je mehr Großgeräte Sie jederzeit gleichzeitig nutzen wollen, desto teurer ist der Tarif. Wenn kein Engpass besteht, können Sie, wie bislang auch, beliebig viele Geräte gleichzeitig nutzen.

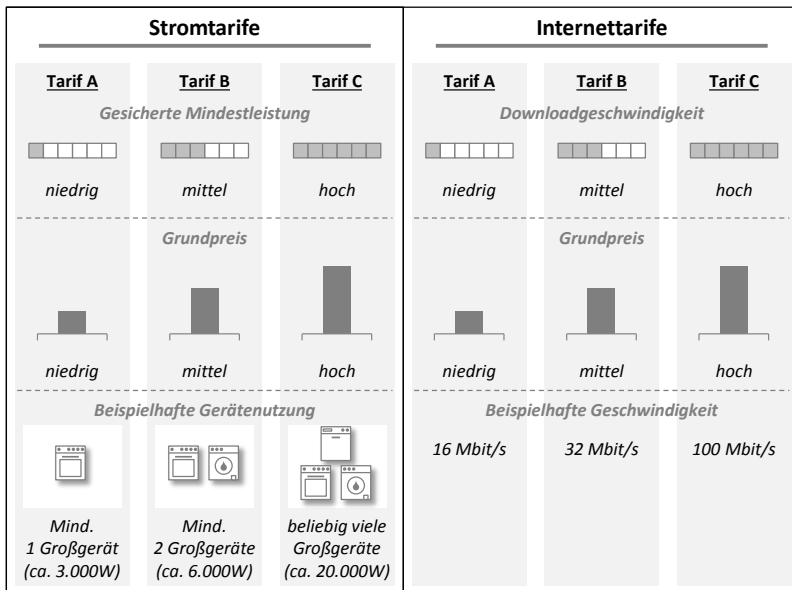
Drei beispielhafte Stromtarife und vergleichbare Internettarife sind in der nachfolgenden Abbildung dargestellt. Kurz zusammengefasst lässt sich das neue Stromtarifmodell wie folgt beschreiben: Je höher die gesicherte Mindestleistung sein soll, desto teurer ist der Tarif.

*Bild* (s. Abbildung C.1)

*Großgeräte:* Mit Großgeräten sind Elektroherd, Geschirrspülmaschine, Waschmaschine und Wäschetrockner gemeint. Kühl- und Gefriergeräte sind keine Großgeräte und werden in den Beispielen mit Strom versorgt!

<b>Fragennummer</b>	<b>9</b>
Fragetext	Haben Sie das beschriebene Stromtarifkonzept grundsätzlich verstanden?
Ausfüllanweisung	n/a
Hilfetext	n/a
Antworttyp	Einfachauswahl: Ja, teils-teils, nein
Ausblendung	n/a
Frageitens	n/a

<b>Fragennummer</b>	<b>10</b>
Frage­text	Käme die Nutzung des Stromtarifs A oder des Stromtarifs B grundsätzlich für Sie in Frage?
Ausfüllanweisung	n/a
Hilfetext	n/a
Antworttyp	Likert-Skala „Zustimmung 5“ + weiß nicht
Ausblendung	n/a
Frageitems	n/a

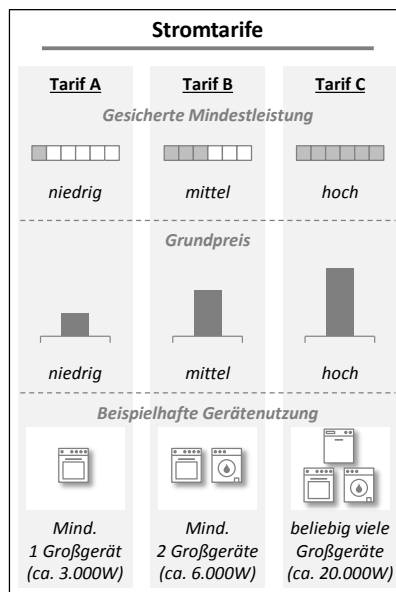


**Abbildung C.1:** Vergleichende Darstellung der zu bewertenden Stromtarife mit Internettarifen

Seite 9.1: Tarifauswahl

<b>Fragennummer</b>	<b>11</b>
Frage­text	Welchen der Stromtarife könnten Sie sich vorstellen zu nutzen?
Ausfüllanweisung	Das Übersichtsbild zu den Stromtarifen von der vorherigen Seite finden Sie, wenn Sie mit der Maus über das Fragezeichen fahren.

Hilfetext	<i>Großgeräte:</i> Mit Großgeräten sind Elektroherd, Geschirrspülmaschine, Waschmaschine und Wäschetrockner gemeint. Kühl- und Gefriergeräte sind keine Großgeräte und werden in den Beispielen mit Strom versorgt!
	<i>Bild</i> (s. Abbildung C.2)
Antworttyp	Einfachauswahl + weiß nicht
Ausblendung	Frage 10 „Trifft eher nicht zu“, „Trifft überhaupt nicht zu“, „Weiß nicht“
Frageitems	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Stromtarif A: Günstigster Tarif, bei dem Sie im Falle eines Engpasses mindestens 1 Großgerät nutzen können (gesicherte Mindestleistung 3.000 W)</li> <li>• Stromtarif B: Mittlerer Tarif, bei dem Sie im Falle eines Engpasses mindestens 2 Großgeräte gleichzeitig nutzen können (gesicherte Mindestleistung 6.000 W)</li> <li>• Ich wäre bereit, bei Engpässen komplett auf Strom zu verzichten (weitere günstigere Tarifoption mit gesicherter Mindestleistung 0 W)</li> </ul>



**Abbildung C.2:** Einzeldarstellung der zu bewertenden Stromtarife

<b>Fragennummer</b>	<b>12</b>
Fragetext	Bitte geben Sie an, wie oft Ihrer Meinung nach eine Begrenzung auf die vereinbarte, gesicherte Mindestleistung pro Monat vorkommen dürfte, damit Sie einen solchen Tarif akzeptieren würden.
Ausfüllanweisung	Es geht hier um die Häufigkeit des Auftretens der Begrenzung auf die gesicherte Mindestleistung (Anzahl der Begrenzungen pro Monat).
Hilfetext	n/a
Antworttyp	Einfachauswahl + weiß nicht
Ausblendung	Wie bei Frage 11
Frageitems	<ul style="list-style-type: none"><li>• 1 mal pro Monat</li><li>• Bis zu 5 mal pro Monat</li><li>• Bis zu 10 mal pro Monat</li><li>• Bis zu 20 mal pro Monat</li><li>• Beliebig oft pro Monat</li><li>• Sonstiges (in Anzahl pro Monat)</li></ul>
<b>Fragennummer</b>	<b>13</b>
Fragetext	Bitte geben Sie an, wie lange Ihrer Meinung nach eine Begrenzung auf die vereinbarte, gesicherte Mindestleistung andauern dürfte, damit Sie einen solchen Tarif akzeptieren würden.
Ausfüllanweisung	Es geht hier um die Dauer der Begrenzung auf die gesicherte Mindestleistung (Länge einer Begrenzung).
Hilfetext	n/a
Antworttyp	Einfachauswahl + weiß nicht
Ausblendung	Wie bei Frage 11
Frageitems	<ul style="list-style-type: none"><li>• Bis zu 15 Minuten</li><li>• Bis zu 1 Stunde</li><li>• Bis zu 4 Stunden</li><li>• Bis zu 24 Stunden</li><li>• Beliebig lange</li><li>• Sonstiges (bitte Zeiteinheit mit angeben)</li></ul>

## Seite 9.2: Ablehnungsgrund

<b>Fragenummer</b>	<b>14</b>
Frage­text	Was sind wesentliche Gründe dafür, dass die Nutzung der beschriebenen Tarife für Sie nicht in Frage kommt?
Ausfüllanweisung	Das Übersichtsbild zu den Stromtarifen von der vorherigen Seite finden Sie, wenn Sie mit der Maus über das Fragezeichen fahren.
Hilfetext	<i>Großgeräte:</i> Mit Großgeräten sind Elektroherd, Geschirrspülmaschine, Waschmaschine und Wäschetrockner gemeint. Kühl- und Gefriergeräte sind <u>keine</u> Großgeräte und werden in den Beispielen mit Strom versorgt! <i>Bild</i> (s. Abbildung C.2)
Antworttyp	Freifeld: Text
Ausblendung	Frage 10 „Trifft zu“, „Trifft eher zu“, „Teils-teils“
Frageitem	n/a

## Seite 10: Zahlungsbereitschaft

<b>Fragenummer</b>	<b>15</b>
Frage­text	Unabhängig von Ihren Antworten auf die vorherigen Fragen, stellen Sie sich bitte vor, einen Stromtarif mit gesicherter Mindestleistung zu nutzen.  Wie viel wären Sie bereit, monatlich maximal für die verschiedenen Tarife an Grundgebühr zu zahlen?
Ausfüllanweisung	<i>Bild</i> (s. Abbildung C.1) Bitte geben Sie den Betrag als Zahl an (in Euro pro Monat). Wenn Ihre Zahlungsbereitschaft null Euro beträgt, tragen Sie bitte eine 0 ein.
Hilfetext	<i>Großgeräte:</i> Mit Großgeräten sind Elektroherd, Geschirrspülmaschine, Waschmaschine und Wäschetrockner gemeint. Kühl- und Gefriergeräte sind <u>keine</u> Großgeräte und werden in den Beispielen mit Strom versorgt!
Antworttyp	Freifeld: Zahl + weiß nicht „Für diesen Tarif bin ich bereit, monatlich maximal ... Euro zu zahlen“
Ausblendung	n/a

- Frageitens
- Stromtarif A: Zu jeder Zeit kann mindestens 1 Großgerät genutzt werden (gesicherte Mindestleistung 3.000 W)
  - Stromtarif B: Zu jeder Zeit können mindestens 2 Großgeräte genutzt werden (gesicherte Mindestleistung 6.000 W)
  - Stromtarif C: Zu jeder Zeit können beliebig viele Großgeräte genutzt werden (gesicherte Mindestleistung 20.000 W)

### Seite 11: Kompensationsforderung

**Fragenummer** 16

**Frage**text Stellen Sie sich nun bitte vor, dass Sie Tarif A oder Tarif B nutzen und dass eine Situation eintritt, in der aufgrund eines Versorgungsengpasses Ihr Strombezug zu einem im Voraus angekündigten Zeitpunkt für 1 Stunde auf die vereinbarte Mindestleistung reduziert wird. Das bedeutet, dass Sie für die Dauer des Engpasses auf die gleichzeitige Nutzung beliebig vieler Großgeräte verzichten müssen.

Stellen Sie sich vor, Ihr Stromversorger würde Ihnen für diese Einschränkung (Stromtarif A und Stromtarif B) eine einmalige Gutschrift als Entschädigung gewähren. Wie hoch sollte diese fairerweise für Sie sein?

*Bild* (s. Abbildung C.1)

**Ausfüllanweisung** Bitte geben Sie den Betrag als Zahl an (in Euro). Wenn die Entschädigung null Euro betragen sollte, tragen Sie bitte eine 0 ein.

**Hilfetext** *Großgeräte*: Mit Großgeräten sind Elektroherd, Geschirrspülmaschine, Waschmaschine und Wäschetrockner gemeint. Kühl- und Gefriergeräte sind keine Großgeräte und werden in den Beispielen mit Strom versorgt!

**Antworttyp** Freifeld: Zahl + weiß nicht  
„Die einmalige Gutschrift sollte fairerweise ... Euro betragen“

**Ausblendung** n/a



Frageitems	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Stromtarif A: Zu jeder Zeit kann mindestens 1 Großgerät genutzt werden (gesicherte Mindestleistung 3.000 W)</li> <li>• Stromtarif B: Zu jeder Zeit können mindestens 2 Großgeräte genutzt werden (gesicherte Mindestleistung 6.000 W)</li> </ul>
------------	---

## Seite 12: Haushaltscharakteristika

Einleitungstext Sie haben es fast geschafft! Nun noch einige kurze Fragen zu Ihrem Haushalt.

**Frage Nummer 17**

Frage text Bewohnen Sie ein/eine...?

Ausfüllanweisung n/a

Hilfetext n/a

Antworttyp Einfachauswahl (Wohnung/ Haus)

Ausblendung n/a

Frageitems

- Mietwohnung
- Eigentumswohnung
- Mietshaus
- Eigentums haus

**Frage Nummer 18**

Frage text Wie viele Personen leben ständig in Ihrem Haushalt, Sie selbst eingeschlossen?

Ausfüllanweisung Zu diesem Haushalt zählen alle Personen, die hier gemeinsam wohnen und wirtschaften. Denken Sie dabei bitte auch an alle im Haushalt lebenden Kinder.

Hilfetext n/a

Antworttyp Einfachauswahl: 1, 2, 3, 4, 5 oder mehr

Ausblendung n/a

Frageitems n/a

**Frage Nummer 19**

Frage text Wie viele der ständig in Ihrem Haushalt lebenden Personen sind unter 18 Jahre alt?

Ausfüllanweisung n/a

Hilfetext n/a

Antworttyp Einfachauswahl: 0, 1, 2, 3 oder mehr

Ausblendung n/a

Frageitems n/a

<b>Fragennummer</b>	<b>20</b>
Fragetext	Wie hoch ist das durchschnittliche monatliche Haushaltsnettoeinkommen, also das Einkommen aller Haushaltsmitglieder zusammen?
Ausfüllanweisung	Unter durchschnittlichem monatlichem Nettoeinkommen Ihres Haushalts ist die Summe zu verstehen, die sich aus Lohn, Gehalt, Einkommen aus selbstständiger Tätigkeit, Rente oder Pension ergibt. Rechnen Sie bitte auch die Einkünfte aus öffentlichen Beihilfen, Einkommen aus Vermietung und Verpachtung, Vermögen, Wohngeld, Kindergeld und sonstige Einkünfte hinzu und ziehen Sie dann Steuern und Sozialversicherungsbeiträge ab.
Hilfetext	n/a
Antworttyp	Einfachauswahl
Ausblendung	n/a
Frageitems	<ul style="list-style-type: none"><li>• Unter 1300 €</li><li>• 1300 € - 2599 €</li><li>• 2600 € - 3599 €</li><li>• 3600 € - 5000 €</li><li>• Über 5000 €</li><li>• Keine Angabe</li></ul>
<b>Fragennummer</b>	<b>21</b>
Fragetext	Beheizen Sie Ihren Haushalt überwiegend mit Strom?
Ausfüllanweisung	Falls Sie sich nicht sicher sind, können Sie auch auf der letzten Heizkostenabrechnung nachschauen.
Hilfetext	n/a
Antworttyp	Einfachauswahl: Ja, nein + weiß nicht
Ausblendung	n/a
Frageitems	n/a
<b>Fragennummer</b>	<b>22</b>
Fragetext	Wird Warmwasser in Ihrem Haushalt überwiegend mit Strom erzeugt?
Ausfüllanweisung	n/a
Hilfetext	n/a
Antworttyp	Einfachauswahl: Ja, nein + weiß nicht
Ausblendung	n/a
Frageitems	n/a
<b>Fragennummer</b>	<b>23</b>
Fragetext	Können Sie eine ungefähre Angabe über den jährlichen Stromverbrauch Ihres Haushalts machen?

Ausfüllanweisung	n/a
Hilfetext	n/a
Antworttyp	Einfachauswahl: Ja, nein
Ausblendung	n/a
Frageitems	n/a

### Seite 13: Stromverbrauchsdetails

<b>Fragenummer</b>	<b>24</b>
Frage text	Wie hoch ist der Stromverbrauch Ihres Haushalts in Kilowattstunden (kWh) pro Jahr bzw. sind die Stromkosten in Euro pro Jahr oder pro Monat?
Ausfüllanweisung	Am besten wäre es, wenn Sie dazu in Ihrer Stromabrechnung von 2013 nachschauen. Falls Sie keine Stromrechnung zur Hand haben, schätzen Sie bitte den Verbrauch. Sie können entweder nur einen der drei Werte angeben oder auch alle, die Sie parat haben. Bitte geben Sie den oder die Werte an, die Ihnen am Besten bekannt sind.
Hilfetext	n/a
Antworttyp	Freifeld: Zahl
Ausblendung	Frage 23 „Nein“
Frageitems	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Stromverbrauch in kWh pro Jahr</li> <li>• Stromkosten in Euro pro Jahr</li> <li>• Stromkosten in Euro pro Monat</li> </ul>

### Seite 14: Teilnehmerinformationen

Einleitungstext	Zum Abschluss benötigen wir noch einige persönliche Informationen über Sie. Alle Daten werden anonym gespeichert und nur zur Erstellung wissenschaftlicher Arbeiten verwendet.
<b>Fragenummer</b>	<b>25</b>
Frage text	Sind Sie...?
Ausfüllanweisung	n/a
Hilfetext	n/a
Antworttyp	Einfachauswahl: Männlich, weiblich
Ausblendung	n/a
Frageitems	n/a
<b>Fragenummer</b>	<b>26</b>
Frage text	In welchem Jahr wurden Sie geboren?

Ausfüllanweisung Bitte geben Sie Ihr Geburtsjahr vierstellig ein (1900 - 2014).  
 Hilfetext n/a  
 Antworttyp Freifeld: Zahl  
 Ausblendung n/a  
 Frageitems n/a  
**Fragennummer 27**  
 Fragetext Welchen höchsten allgemeinbildenden (Hoch-) Schulabschluss haben Sie?

Ausfüllanweisung n/a  
 Hilfetext n/a  
 Antworttyp Einfachauswahl  
 Ausblendung n/a  
 Frageitems

- (Noch) keinen Schulabschluss
- Hauptschulabschluss
- Mittlere Reife, Realschulabschluss, Fachschulreife
- Abitur, Fachhochschulreife, Abschluss einer Fachoberschule, allgemeine oder fachgebundene Hochschulreife
- Universitätsabschluss, Fachhochschulabschluss (z. B. Bachelor, Master, Diplom, Magister, Staatsexamen)
- Einen anderen Schulabschluss, und zwar

**Fragennummer 28**  
 Fragetext Welche Erwerbssituation passt für Sie?

Ausfüllanweisung Bitte beachten Sie, dass unter Erwerbstätigkeit jede bezahlte bzw. mit einem Einkommen verbundene Tätigkeit verstanden wird.

Hilfetext n/a  
 Antworttyp Einfachauswahl  
 Ausblendung n/a  
 Frageitems

- Vollzeitwerbstätig
- Teilzeiterwerbstätig
- In einer beruflichen Ausbildung/Lehre
- Nicht erwerbstätig (einschließlich: Schülern/-innen oder Studierenden, die nicht gegen Geld arbeiten, Arbeitslosen, Vorruehstählern/-innen, Rentnern/-innen ohne Nebenverdienst)
- Sonstiges, und zwar

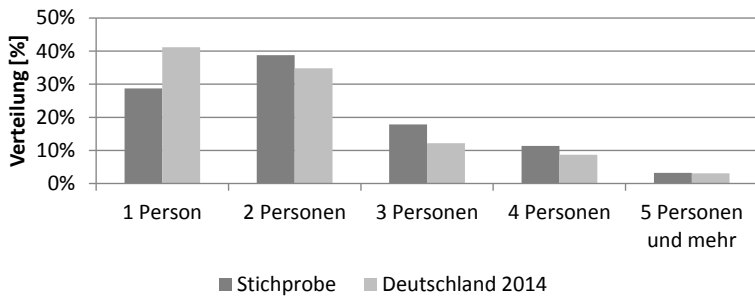
**Fragennummer 29**  
 Fragetext Wenn Sie noch Anmerkungen oder Kommentare zu dieser Umfrage haben, können Sie uns diese hier mitteilen.

Ausfüllanweisung n/a

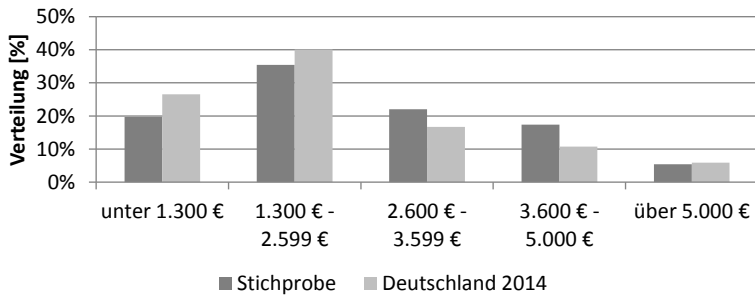
Hilfetext	n/a
Antworttyp	Freifeld: Text
Ausblendung	n/a
Frageitems	n/a

## Seite 15: Danksagung

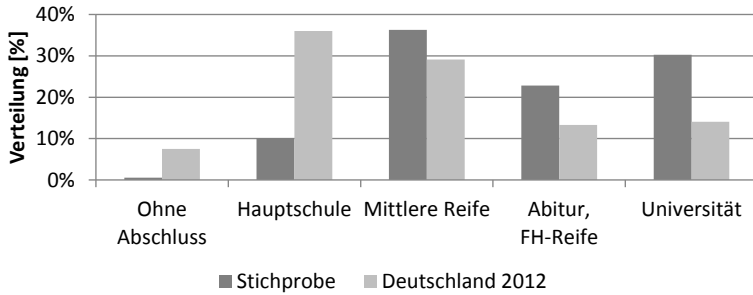
Einleitungstext      Vielen Dank für Ihre Teilnahme!



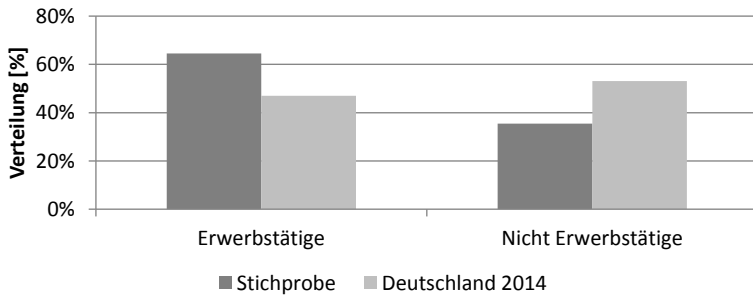
**Abbildung C.3:** Haushaltsgrößenverteilung in Stichprobe und Deutschland 2014 (vgl. Destatis (2015))



**Abbildung C.4:** Einkommensverteilung in Stichprobe und Deutschland 2014 (vgl. Destatis (2015))



**Abbildung C.5:** Bildungsniveau in Stichprobe und Deutschland 2012 (vgl. Destatis (2014))



**Abbildung C.6:** Erwerbstätigkeit in Stichprobe und Deutschland 2014 (vgl. Destatis (2015))

**Tabelle C.1:** Grenzen zur Bewertung der Signifikanz unterschiedlicher Anzahl von Paarvergleichen (Bonferroni Korrektur)

		Signifikanzniveau		
		$\alpha = 0,05$	$\alpha = 0,01$	$\alpha = 0,001$
Anzahl Paarvergleiche	1	* $p < 0,050$	** $p < 0,010$	*** $p < 0,001$
	2	* $p < 0,025$	** $p < 0,005$	*** $p < 0,001$
	3	* $p < 0,017$	** $p < 0,003$	*** $p < 0,000$
	4	* $p < 0,013$	** $p < 0,003$	*** $p < 0,000$
	5	* $p < 0,010$	** $p < 0,002$	*** $p < 0,000$

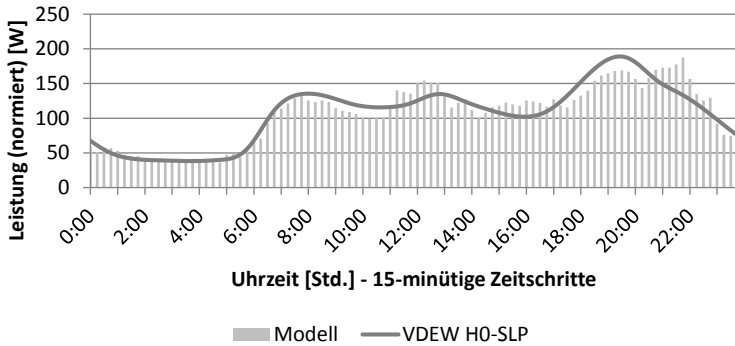
**Tabelle C.2:** Übersicht über Zusammenfassungen von Merkmalsausprägungen erhobener Variablen

	<b>Variable</b>	<b>Zusammenfassung von Merkmalsausprägungen</b>
<b>abhängig</b>	MaximaleHäufigkeit	Bis zu 20 mal pro Monat + Beliebig oft pro Monat + Sonstiges: Bis zu 20 mal und mehr pro Monat
	MaximaleDauer	Bis zu 15 Minuten + Bis zu 1 Stunde: Bis zu 1 Stunde Bis zu 24 Stunden + Beliebig lange + Sonstiges: Bis zu 24 Stunden und mehr
	MinimaleVorwarnzeit	Keine Benachrichtigung notwendig + Spätestens 1 Stunde vorher: Spätestens 1 Stunde vorher Spätestens 1 Woche vorher + Einschränkung nicht akzeptiert: Spätestens 1 Woche vorher/ Keine Einschränkung erwünscht
	Haushaltsgröße	4 Personen + 5 und mehr Personen: 4 und mehr Personen
<b>unabhängig</b>	Familie	Kinderanzahl > 0: Kinder
	Eigentümer	Mietwohnung + Mietshaus: Miete Eigentumswohnung + Eigentums Haus: Eigentum
	Hausbewohner	Mietwohnung + Eigentumswohnung: Wohnung Miets Haus + Eigentums Haus: Haus
	AnzahlGroßgeräte	$\Sigma$ Großgeräte $\leq 2$ : bis 2 Großgeräte $\Sigma$ Großgeräte = 3 + $\Sigma$ Großgeräte = 4: 3 bis 4 Großgeräte $\Sigma$ Großgeräte $\geq 5$ : 5 oder mehr Großgeräte
	Alter	Alterscluster: < 19, 20-29, 30-39, 40-49, 50-59, > 60
	Bildungsniveau	Universitätsabschluss, Fachhochschulabschluss (z. B. Bachelor, Master, Diplom, Magister, Staatsexamen): Akademiker Abitur, Fachhochschulreife, Abschluss einer Fachoberschule, allgemeine oder fachgebundene Hochschulreife: Abi/ FH-Reife
	Erwerbstätigkeit	Alle anderen Angaben: Weniger als Abi/ FH-Reife Vollzeiterwerbstätig + Teilzeiterwerbstätig + In einer beruflichen Ausbildung/Lehre = Erwerbstätig Alle anderen Angaben = Nicht erwerbstätig
	Umwelteinstellung	Mittelwert $\leq 3$ : Geringe Umwelteinstellung 3 < Mittelwert < 5: Mittlere Umwelteinstellung Mittelwert $\geq 5$ : Hohe Umwelteinstellung

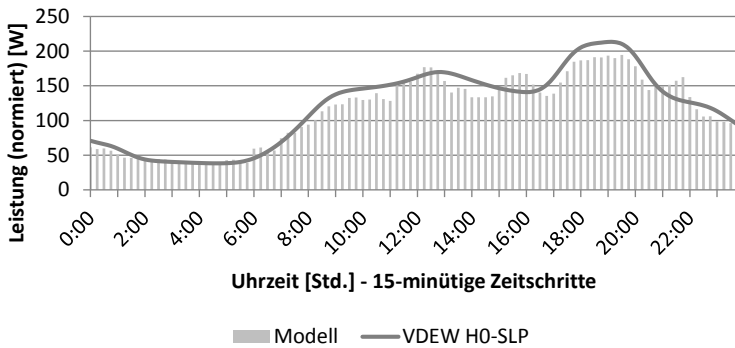




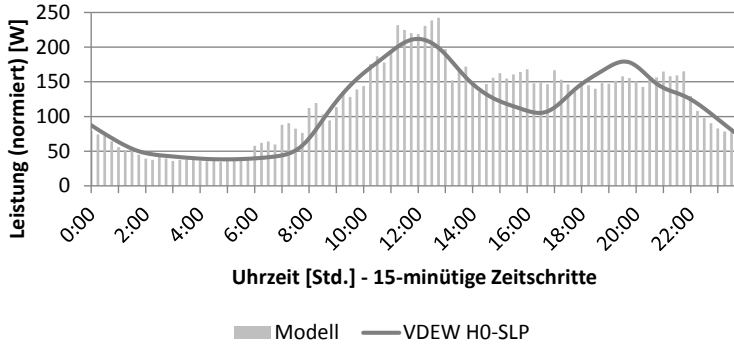
# Anhang D



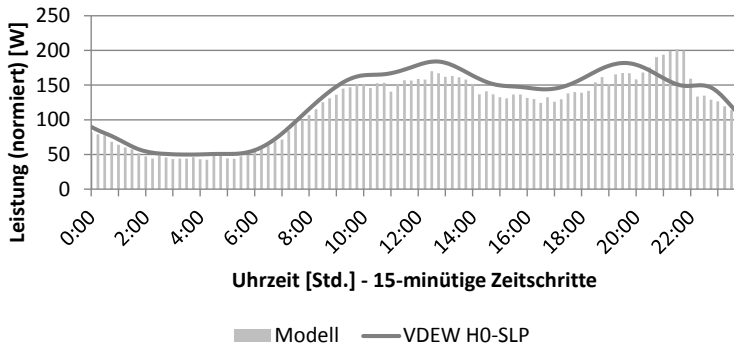
**Abbildung D.1:** Vergleich des aggregierten simulierten Haushaltslastprofils zum VDEW H0-SLP (Winterwerktag)



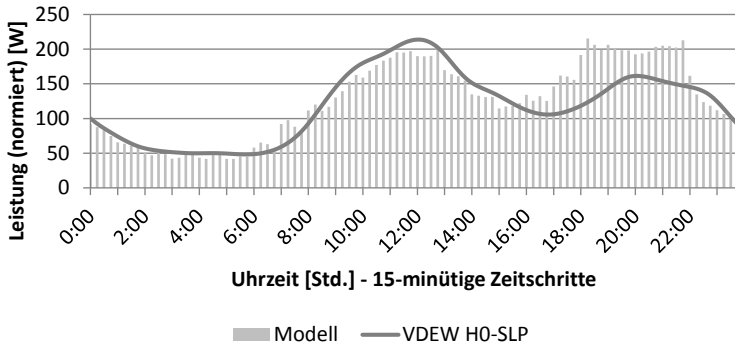
**Abbildung D.2:** Vergleich des aggregierten simulierten Haushaltslastprofils zum VDEW H0-SLP (Wintersamstag)



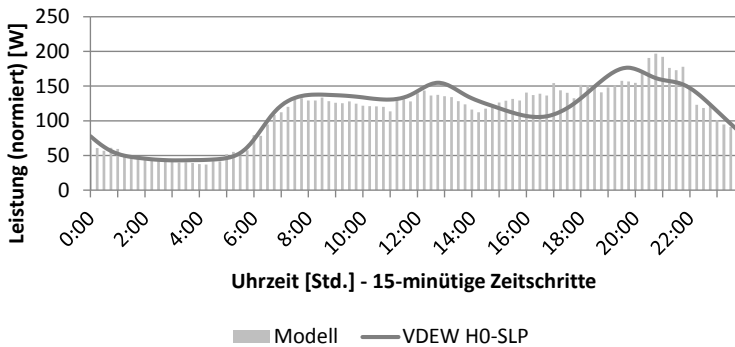
**Abbildung D.3:** Vergleich des aggregierten simulierten Haushaltslastprofils zum VDEW H0-SLP (Wintersonntag)



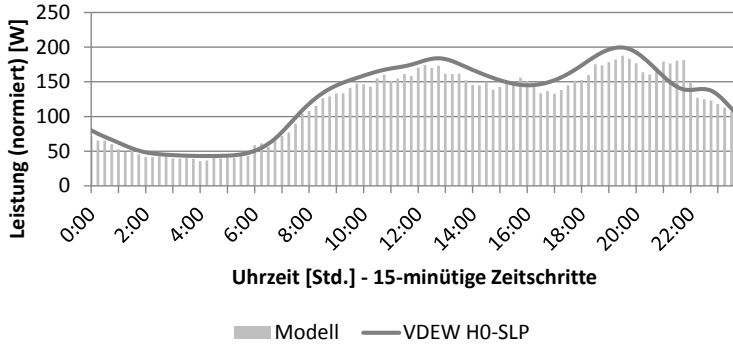
**Abbildung D.4:** Vergleich des aggregierten simulierten Haushaltslastprofils zum VDEW H0-SLP (Sommersamstag)



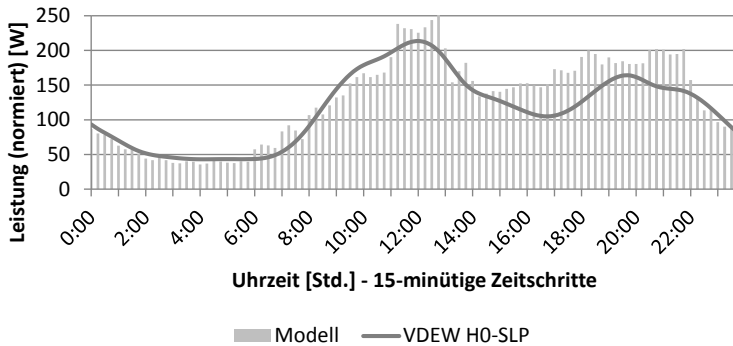
**Abbildung D.5:** Vergleich des aggregierten simulierten Haushaltslastprofils zum VDEW H0-SLP (Sommersonntag)



**Abbildung D.6:** Vergleich des aggregierten simulierten Haushaltslastprofils zum VDEW H0-SLP (Übergangswerktag)



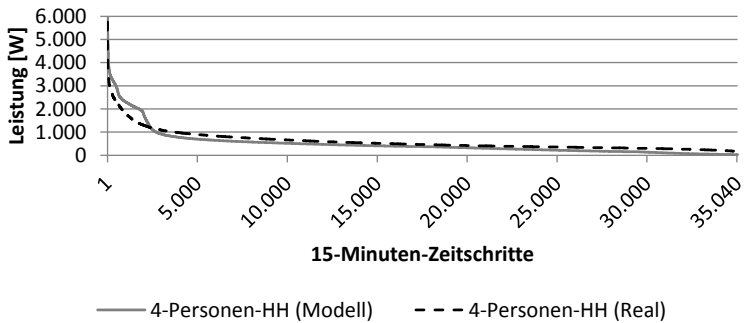
**Abbildung D.7:** Vergleich des aggregierten simulierten Haushaltslastprofils zum VDEW H0-SLP (Übergangssamstag)



**Abbildung D.8:** Vergleich des aggregierten simulierten Haushaltslastprofils zum VDEW H0-SLP (Übergangssonntag)

**Tabelle D.1:** Kennzahlen zum Vergleich simulierter Typtagesprofile mit dem VDEW HO-SLP basierend auf 1.000 Haushalten

	Korrelation zum VDEW HO-SLP	RMSE [W]	NRMSE
<b>Winterwerktag</b>	0,937	15,2	10,0 %
<b>Wintersamstag</b>	0,973	13,9	8,8 %
<b>Wintersonntag</b>	0,930	22,2	10,7 %
<b>Sommerwerktag</b>	0,944	14,8	8,7 %
<b>Sommersamstag</b>	0,959	15,8	9,9 %
<b>Sommersonntag</b>	0,882	27,7	15,9 %
<b>Übergangswerktag</b>	0,938	14,7	9,2 %
<b>Übergangssamstag</b>	0,978	13,4	8,8 %
<b>Übergangssonntag</b>	0,926	27,8	12,6 %



**Abbildung D.9:** Vergleich einer simulierten und gemessenen Lastdauerlinie eines 4-Personenhaushalts

**Tabelle D.2:** Vergleich simulierter und gemessener Strombezugs-kennzahlen für 4-Personenhaushalte

	Strombezugs-kennzahlen 4-Personenhaushalte				
	Maximaler Leistungs- bezug [W]	Minimaler Leistungs- bezug [W]	Mittlerer Leistungs- bezug [W]	Peak-to- Average-Ratio (PAR)	Jahres- strombezug [kWh]
<b>Modell</b>	3.280 - 9.022	7 - 156	270 - 567	7,4 - 21,8	2.369 - 4967
<b>Real</b>	5.753	144	597	9,6	5.225
<b>Beispiel</b>	6.721	23	500	13,5	4.377

Weitere Nebenbedingungen zur Optimierung bei variablen Leistungspreisen:

Deckung des Mindestwärmebedarfs bei Heizgeräten

$$\frac{1}{4} \sum_{j=t_{w,s,g,a}^{\min}}^t q_{w,j,g,a} \geq e_{t,g,a}^{\min} \quad (\text{D.1})$$

$$\forall t \in \{t_{w,s,g,a}^{\min}, \dots, t_{w,s,g,a}^{\max}\}, g \in G^{\text{FlexHeiz}}, a \in A_{w,g}, s \in S_w, w \in W$$

Deckung des Mindestkühlbedarfs bei Kühlgeräten

$$\sum_{j=t_{w,s}^{\min}}^t q_{w,j,g} \geq (t - t_{w,s}^{\min} + 1) * \lambda_g^{\min} \quad (\text{D.2})$$

$$\forall t \in \{t_{w,s}^{\min}, \dots, t_{w,s}^{\min} + \delta_g^{\min} - 1\}, g \in G^{\text{FlexKühl}}, s \in S_w, w \in W$$

$$\sum_{j=t_{w,s}^{\min}}^t q_{w,j,g} \geq \sum_{j=0}^{t-\delta_g^{\min}} (\tilde{q}_{w,j,g}) + \delta_g^{\min} * \lambda_g^{\min} \quad (\text{D.3})$$

$$\forall t \in \{t_{w,s}^{\min} + \delta_g^{\min}, \dots, t_{w,s}^{\max}\}, g \in G^{\text{FlexKühl}}, s \in S_w, w \in W$$

$\delta = \text{Lastverlagerungsintervall in Zeitschritten}$

Begrenzung des Höchstkühlbedarfs bei Kühlgeräten

$$\sum_{j=t_{w,s}^{\min}}^t q_{w,j,g} \leq \left( \sum_{j=t_{w,s}^{\min}}^{t+\delta_g^{\max}} \tilde{q}_{w,j,g} \right) - (\delta_g^{\max} * \lambda_g^{\min}) \quad (\text{D.4})$$

$$\forall t \in \{t_{w,s}^{\min}, \dots, t_{w,s}^{\max} - \delta_g^{\max} - 1\}, g \in G^{\text{FlexKühl}}, s \in S_w, w \in W$$

$$\sum_{j=t_{w,s}^{\min}}^t q_{w,j,g} \leq \left( \sum_{j=t_{w,s}^{\min}}^{t_{w,s}^{\max}} \tilde{q}_{w,j,g} \right) - (t_{w,s}^{\max} - t) * \lambda_g^{\min} \quad (\text{D.5})$$

$$\forall t \in \{t_{w,s}^{\max} - \delta_{g,u}^{\max}, \dots, t_{w,s}^{\max}\}, g \in G^{\text{FlexKühl}}, s \in S_w, w \in W$$



**Tabelle D.4:** Haushaltsgrößenabhängige Beleuchtungs- und Warmwasserbedarfskennzahlen

	Haushaltsgröße				
	1	2	3	4	≥5
Beleuchtung [Anzahl Leuchtmittel] <sup>a</sup>	14	19	22	25	30
Täglicher Warmwasserbedarf [l] <sup>b</sup>	40	80	120	160	220

<sup>a</sup> Beer (2009)<sup>b</sup> Stamminger (2008)**Tabelle D.5:** Haushaltsgrößenabhängiger Gerätebestand

		Haushaltsgröße				
		1	2	3	4	≥5
<b>G<sup>Aktiv</sup></b>	Geschirrspülmaschine <sup>a</sup>	0,459	0,772	0,894	0,961	0,988
	Waschmaschine <sup>a</sup>	0,894	1,007	1,032	1,050	1,098
	Wäschetrockner <sup>a</sup>	0,223	0,431	0,556	0,661	0,732
<b>G<sup>Kühl</sup></b>	Kühlgeräte <sup>a</sup>	1,055	1,282	1,356	1,416	1,494
	Gefriergeräte <sup>a</sup>	0,346	0,661	0,711	0,796	0,904

<sup>a</sup> Destatis (2013a)**Tabelle D.6:** Haushaltsgrößenabhängige mittlere Nutzungshäufigkeit

		Haushaltsgröße				
		1	2	3	4	≥5
<b>G<sup>Aktiv</sup></b>	Geschirrspülmaschine <sup>a</sup>	128,6	143,2	156,7	162,0	198,9
	Waschmaschine <sup>a</sup>	87,5	146,9	182,2	201,6	249,4
	Wäschetrockner <sup>a</sup>	92,4	88,8	86,2	80,8	91,2
	Elektroherd <sup>a</sup>	231,1	409,7	508,6	557,1	695,5
	Fernseher <sup>a</sup>	1.524,8	2.656,9	3.343,1	3.696,4	4.696,6
	DVD/Video <sup>a</sup>	252,6	362,3	397,3	419,4	535,3
	Hifi-Geräte <sup>a</sup>	1.954,5	3.249,0	3.795,1	4.103,1	5.079,9
	PC/Laptop <sup>a</sup>	446,3	716,4	797,7	873,2	1.084,3

<sup>a</sup> Berechnet nach Gottwalt, et al. (2011)



**Tabelle D.7:** Haushaltsgrößenabhängige Geräteausstattung

		Haushaltsgröße				
		1	2	3	4	≥5
G <sup>Aktiv</sup>	Geschirrspülmaschine <sup>a</sup>	0,456	0,759	0,870	0,934	0,943
	Waschmaschine <sup>a</sup>	0,887	0,979	0,990	0,993	0,995
	Wäschetrockner <sup>a</sup>	0,222	0,428	0,553	0,655	0,719
	Elektroherd <sup>a</sup>	0,911	0,952	0,962	0,975	0,968
	Fernseher <sup>a</sup>	0,917	0,975	0,972	0,976	0,952
	DVD/Video <sup>a</sup>	0,576	0,744	0,851	0,895	0,869
	Hifi-Geräte <sup>a</sup>	0,777	0,866	0,930	0,955	0,956
	PC/Laptop <sup>a</sup>	0,753	0,869	0,979	0,993	0,991
	Beleuchtung	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
G <sup>Kühl</sup>	Kühlgeräte <sup>a</sup>	0,993	0,999	0,998	1,000	0,999
	Gefriergeräte <sup>a</sup>	0,332	0,588	0,624	0,698	0,739
G <sup>Dauer</sup>	IKT-Infrastruktur <sup>a</sup>	0,996	1,000	0,999	1,000	0,999
	Umwälzpumpe <sup>b</sup>	0,930	0,930	0,930	0,930	0,930
	Sonstige	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
G <sup>Heiz</sup>	Nachtspeicherheizung <sup>b</sup>	0,036	0,036	0,036	0,036	0,036
	Warmwasser (direkt) <sup>b, c</sup>	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123
	Warmwasser (Speicher) <sup>b, c</sup>	0,053	0,053	0,053	0,053	0,053

<sup>a</sup> Destatis (2013a)<sup>b</sup> Stamminger (2008)<sup>c</sup> Destatis & GESIS (2013)Anmerkung: Keine haushaltsgrößenabhängige Unterscheidung für G<sup>Heiz</sup> verfügbar**Tabelle D.8:** Haushaltskennzahlen

	Haushaltsgröße				
	1	2	3	4	≥5
Haushaltsgröße (kumulativ) [%] <sup>a</sup>	40,2 %	74,9 %	87,5 %	96,7 %	100,0 %
Mittlerer Jahresstromverbrauch [kWh] <sup>b</sup>	1.901	3.522	4.418	4.905	6.079
Standardabweichung Jahresstromverbrauch [kWh] <sup>b</sup>	86	94	198	208	591

<sup>a</sup> Destatis (2013a)<sup>b</sup> RWI & forsa (2013)

Tabelle D.9: Tagesspezifischer Gerätestrombezug nach Prior (1997) (normierter Tagesenergiebedarf)

	Winter			Sommer			Übergang		
	Werktag	Samstag	Sonntag	Werktag	Samstag	Sonntag	Werktag	Samstag	Sonntag
Geschirrspülmaschine	0,031	0,042	0,044	0,031	0,042	0,041	0,067	0,090	0,094
Waschmaschine	0,034	0,034	0,030	0,036	0,038	0,027	0,076	0,077	0,063
Wäschetrockner	0,027	0,052	0,065	0,029	0,029	0,047	0,060	0,097	0,129
Elektroherd	0,030	0,038	0,049	0,034	0,033	0,043	0,067	0,079	0,102
Fernseher	0,033	0,035	0,036	0,035	0,037	0,038	0,072	0,078	0,079
DVD/Video	0,028	0,046	0,048	0,030	0,048	0,050	0,062	0,101	0,105
Hifi-Geräte	0,027	0,034	0,031	0,041	0,050	0,047	0,068	0,084	0,078
PC/Laptop	0,028	0,030	0,031	0,041	0,047	0,047	0,069	0,077	0,078
Beleuchtung	0,032	0,035	0,034	0,036	0,037	0,036	0,073	0,077	0,074
Kühlgeräte	0,033	0,033	0,033	0,038	0,038	0,038	0,071	0,071	0,071
Gefriergeräte	0,034	0,034	0,034	0,038	0,038	0,038	0,071	0,071	0,071
IKT-Infrastruktur	0,029	0,029	0,029	0,043	0,043	0,043	0,071	0,071	0,071
Umwälzpumpe	0,031	0,040	0,040	0,035	0,036	0,038	0,069	0,085	0,085
Sonstige	0,018	0,016	0,005	0,056	0,065	0,048	0,074	0,085	0,040
Nachtspeicherheizung	0,044	0,045	0,044	0,019	0,020	0,019	0,079	0,081	0,078
Warmwasser (direkt)	0,031	0,040	0,040	0,035	0,036	0,038	0,069	0,085	0,085
Warmwasser (Speicher)	0,031	0,040	0,040	0,035	0,036	0,038	0,069	0,085	0,085

Anmerkungen: 1. Übergang berechnet durch Aufteilung der ursprünglichen Sommer- und Winterwerte.

2. Werte der Werktag müssen je fünf Mal in kumulativer Häufigkeitsverteilung berücksichtigt werden.

**Tabelle D.10:** Stundenspezifischer Gerätestrombezug für Kühl- und Gefriergeräte nach Prior (1997) (normierte Nutzungsvektoren)

	Winter			Sommer			Übergang		
	Werk- tage	Sams- tag	Sonn- tag	Werk- tage	Sams- tag	Sonn- tag	Werk- tage	Sams- tag	Sonn- tag
<b>0</b>	0,036	0,036	0,036	0,036	0,036	0,036	0,036	0,036	0,036
<b>1</b>	0,036	0,036	0,036	0,036	0,036	0,036	0,036	0,036	0,036
<b>2</b>	0,036	0,036	0,036	0,036	0,036	0,036	0,036	0,036	0,036
<b>3</b>	0,036	0,036	0,036	0,036	0,036	0,036	0,036	0,036	0,036
<b>4</b>	0,036	0,036	0,036	0,036	0,036	0,036	0,036	0,036	0,036
<b>5</b>	0,036	0,036	0,036	0,036	0,036	0,036	0,036	0,036	0,036
<b>6</b>	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040
<b>7</b>	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045
<b>8</b>	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045
<b>9</b>	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045
<b>10</b>	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045
<b>11</b>	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045
<b>12</b>	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045
<b>13</b>	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045
<b>14</b>	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045
<b>15</b>	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045
<b>16</b>	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045
<b>17</b>	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045
<b>18</b>	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045
<b>19</b>	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045
<b>20</b>	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045
<b>21</b>	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045
<b>22</b>	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040
<b>23</b>	0,036	0,036	0,036	0,036	0,036	0,036	0,036	0,036	0,036

Anmerkung: Übergang berechnet als Mittelwert der Sommer- und Winterwerte.

**Tabelle D.11:** Stundenspezifischer Gerätestrombezug für Geschirrspülmaschinen nach Prior (1997) (normierte Nutzungsvektoren)

	Winter			Sommer			Übergang		
	Werk- tage	Sams- tag	Sonn- tag	Werk- tage	Sams- tag	Sonn- tag	Werk- tage	Sams- tag	Sonn- tag
<b>0</b>	0,005	0,011	0,000	0,001	0,000	0,014	0,003	0,006	0,007
<b>1</b>	0,003	0,022	0,005	0,002	0,000	0,000	0,003	0,011	0,003
<b>2</b>	0,000	0,022	0,018	0,000	0,000	0,000	0,000	0,011	0,009
<b>3</b>	0,000	0,000	0,009	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,005
<b>4</b>	0,000	0,000	0,004	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,002
<b>5</b>	0,000	0,000	0,004	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,002
<b>6</b>	0,003	0,022	0,015	0,040	0,000	0,014	0,022	0,011	0,015
<b>7</b>	0,022	0,022	0,005	0,036	0,005	0,005	0,029	0,014	0,005
<b>8</b>	0,054	0,033	0,005	0,040	0,015	0,030	0,047	0,024	0,018
<b>9</b>	0,049	0,056	0,036	0,020	0,053	0,041	0,035	0,055	0,039
<b>10</b>	0,033	0,089	0,091	0,068	0,102	0,082	0,051	0,096	0,087
<b>11</b>	0,054	0,089	0,091	0,032	0,097	0,068	0,043	0,093	0,080
<b>12</b>	0,049	0,078	0,109	0,040	0,049	0,055	0,045	0,064	0,082
<b>13</b>	0,049	0,078	0,054	0,080	0,097	0,082	0,065	0,088	0,068
<b>14</b>	0,082	0,112	0,154	0,120	0,146	0,110	0,101	0,129	0,132
<b>15</b>	0,109	0,096	0,091	0,080	0,087	0,055	0,095	0,092	0,073
<b>16</b>	0,054	0,045	0,073	0,060	0,049	0,055	0,057	0,047	0,064
<b>17</b>	0,027	0,067	0,054	0,040	0,049	0,082	0,034	0,058	0,068
<b>18</b>	0,049	0,033	0,045	0,060	0,039	0,088	0,055	0,036	0,067
<b>19</b>	0,082	0,022	0,036	0,120	0,049	0,041	0,101	0,036	0,039
<b>20</b>	0,131	0,033	0,045	0,100	0,063	0,049	0,116	0,048	0,047
<b>21</b>	0,082	0,033	0,027	0,040	0,058	0,068	0,061	0,046	0,048
<b>22</b>	0,049	0,022	0,018	0,020	0,034	0,041	0,035	0,028	0,030
<b>23</b>	0,014	0,011	0,009	0,004	0,010	0,019	0,009	0,011	0,014

Anmerkung: Übergang berechnet als Mittelwert der Sommer- und Winterwerte.

**Tabelle D.12:** Stundenspezifischer Gerätestrombezug für Waschmaschinen nach Prior (1997) (normierte Nutzungsvektoren)

	Winter			Sommer			Übergang		
	Werk- tage	Sams- tag	Sonn- tag	Werk- tage	Sams- tag	Sonn- tag	Werk- tage	Sams- tag	Sonn- tag
<b>0</b>	0,043	0,043	0,038	0,030	0,032	0,022	0,073	0,075	0,060
<b>1</b>	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
<b>2</b>	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
<b>3</b>	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
<b>4</b>	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
<b>5</b>	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
<b>6</b>	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
<b>7</b>	0,010	0,010	0,000	0,012	0,007	0,004	0,011	0,009	0,002
<b>8</b>	0,036	0,025	0,007	0,058	0,015	0,018	0,047	0,020	0,013
<b>9</b>	0,077	0,049	0,018	0,081	0,081	0,024	0,079	0,065	0,021
<b>10</b>	0,128	0,088	0,059	0,092	0,111	0,059	0,110	0,100	0,059
<b>11</b>	0,123	0,128	0,117	0,104	0,118	0,110	0,114	0,123	0,114
<b>12</b>	0,092	0,128	0,117	0,087	0,103	0,123	0,090	0,116	0,120
<b>13</b>	0,092	0,088	0,103	0,081	0,118	0,110	0,087	0,103	0,107
<b>14</b>	0,072	0,079	0,088	0,058	0,089	0,066	0,065	0,084	0,077
<b>15</b>	0,062	0,079	0,081	0,052	0,066	0,070	0,057	0,073	0,076
<b>16</b>	0,056	0,074	0,066	0,058	0,052	0,064	0,057	0,063	0,065
<b>17</b>	0,051	0,049	0,051	0,058	0,044	0,044	0,055	0,047	0,048
<b>18</b>	0,041	0,044	0,059	0,069	0,044	0,044	0,055	0,044	0,052
<b>19</b>	0,041	0,044	0,073	0,035	0,037	0,061	0,038	0,041	0,067
<b>20</b>	0,046	0,044	0,066	0,069	0,037	0,066	0,058	0,041	0,066
<b>21</b>	0,031	0,039	0,044	0,064	0,044	0,066	0,048	0,042	0,055
<b>22</b>	0,029	0,020	0,022	0,023	0,022	0,044	0,026	0,021	0,033
<b>23</b>	0,010	0,010	0,018	0,000	0,007	0,022	0,005	0,009	0,020

Anmerkung: Übergang berechnet als Mittelwert der Sommer- und Winterwerte.

**Tabelle D.13:** Stundenspezifischer Gerätestrombezug für Wäschetrockner nach Prior (1997) (normierte Nutzungsvektoren)

	Winter			Sommer			Übergang		
	Werk- tage	Sams- tag	Sonn- tag	Werk- tage	Sams- tag	Sonn- tag	Werk- tage	Sams- tag	Sonn- tag
<b>0</b>	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
<b>1</b>	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
<b>2</b>	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
<b>3</b>	0,000	0,006	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,003	0,000
<b>4</b>	0,000	0,006	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,003	0,000
<b>5</b>	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
<b>6</b>	0,000	0,000	0,000	0,011	0,000	0,000	0,006	0,000	0,000
<b>7</b>	0,000	0,057	0,000	0,034	0,000	0,000	0,017	0,029	0,000
<b>8</b>	0,000	0,017	0,000	0,057	0,048	0,000	0,029	0,033	0,000
<b>9</b>	0,008	0,006	0,004	0,091	0,048	0,000	0,050	0,027	0,002
<b>10</b>	0,040	0,029	0,036	0,102	0,024	0,035	0,071	0,027	0,036
<b>11</b>	0,032	0,029	0,029	0,091	0,071	0,083	0,062	0,050	0,056
<b>12</b>	0,065	0,046	0,128	0,080	0,143	0,139	0,073	0,095	0,134
<b>13</b>	0,105	0,069	0,128	0,136	0,119	0,069	0,121	0,094	0,099
<b>14</b>	0,242	0,171	0,146	0,091	0,071	0,021	0,167	0,121	0,084
<b>15</b>	0,081	0,229	0,073	0,045	0,071	0,007	0,063	0,150	0,040
<b>16</b>	0,008	0,057	0,066	0,023	0,024	0,028	0,016	0,041	0,047
<b>17</b>	0,008	0,114	0,066	0,034	0,071	0,139	0,021	0,093	0,103
<b>18</b>	0,024	0,103	0,044	0,080	0,024	0,125	0,052	0,064	0,085
<b>19</b>	0,032	0,029	0,036	0,057	0,071	0,118	0,045	0,050	0,077
<b>20</b>	0,048	0,014	0,026	0,011	0,119	0,083	0,030	0,067	0,055
<b>21</b>	0,121	0,009	0,044	0,023	0,048	0,125	0,072	0,029	0,085
<b>22</b>	0,105	0,006	0,109	0,023	0,038	0,021	0,064	0,022	0,065
<b>23</b>	0,081	0,006	0,066	0,011	0,010	0,007	0,046	0,008	0,037

Anmerkung: Übergang berechnet als Mittelwert der Sommer- und Winterwerte.

**Tabelle D.14:** Stundenspezifischer Gerätestrombezug für Elektroherde nach Prior (1997) (normierte Nutzungsvektoren)

	Winter			Sommer			Übergang		
	Werk- tage	Sams- tag	Sonn- tag	Werk- tage	Sams- tag	Sonn- tag	Werk- tage	Sams- tag	Sonn- tag
<b>0</b>	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
<b>1</b>	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
<b>2</b>	0,000	0,000	0,000	0,002	0,000	0,000	0,001	0,000	0,000
<b>3</b>	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
<b>4</b>	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
<b>5</b>	0,007	0,003	0,000	0,022	0,000	0,000	0,015	0,002	0,000
<b>6</b>	0,032	0,009	0,002	0,035	0,007	0,004	0,034	0,008	0,003
<b>7</b>	0,035	0,021	0,011	0,026	0,030	0,029	0,031	0,026	0,020
<b>8</b>	0,035	0,036	0,040	0,031	0,052	0,066	0,033	0,044	0,053
<b>9</b>	0,039	0,053	0,086	0,031	0,067	0,088	0,035	0,060	0,087
<b>10</b>	0,046	0,065	0,120	0,044	0,078	0,088	0,045	0,072	0,104
<b>11</b>	0,123	0,131	0,211	0,096	0,137	0,195	0,110	0,134	0,203
<b>12</b>	0,168	0,172	0,208	0,148	0,160	0,195	0,158	0,166	0,202
<b>13</b>	0,105	0,128	0,086	0,096	0,093	0,074	0,101	0,111	0,080
<b>14</b>	0,035	0,047	0,029	0,078	0,052	0,033	0,057	0,050	0,031
<b>15</b>	0,028	0,045	0,023	0,074	0,045	0,029	0,051	0,045	0,026
<b>16</b>	0,042	0,045	0,023	0,070	0,037	0,022	0,056	0,041	0,023
<b>17</b>	0,063	0,047	0,034	0,052	0,045	0,022	0,058	0,046	0,028
<b>18</b>	0,095	0,071	0,051	0,044	0,059	0,055	0,070	0,065	0,053
<b>19</b>	0,070	0,059	0,046	0,052	0,059	0,048	0,061	0,059	0,047
<b>20</b>	0,035	0,033	0,020	0,044	0,037	0,029	0,040	0,035	0,025
<b>21</b>	0,021	0,018	0,006	0,026	0,022	0,015	0,024	0,020	0,011
<b>22</b>	0,014	0,012	0,003	0,017	0,015	0,004	0,016	0,014	0,004
<b>23</b>	0,007	0,006	0,001	0,013	0,005	0,001	0,010	0,006	0,001

Anmerkung: Übergang berechnet als Mittelwert der Sommer- und Winterwerte.

**Tabelle D.15:** Stundenspezifischer Gerätestrombezug für Fernseher nach Prior (1997) (normierte Nutzungsvektoren)

	Winter			Sommer			Übergang		
	Werk- tage	Sams- tag	Sonn- tag	Werk- tage	Sams- tag	Sonn- tag	Werk- tage	Sams- tag	Sonn- tag
<b>0</b>	0,011	0,010	0,020	0,011	0,010	0,020	0,011	0,010	0,020
<b>1</b>	0,005	0,005	0,009	0,005	0,005	0,009	0,005	0,005	0,009
<b>2</b>	0,002	0,002	0,004	0,002	0,002	0,004	0,002	0,002	0,004
<b>3</b>	0,001	0,001	0,002	0,001	0,001	0,002	0,001	0,001	0,002
<b>4</b>	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
<b>5</b>	0,001	0,000	0,000	0,001	0,000	0,000	0,001	0,000	0,000
<b>6</b>	0,002	0,001	0,001	0,002	0,001	0,001	0,002	0,001	0,001
<b>7</b>	0,004	0,001	0,002	0,004	0,001	0,002	0,004	0,001	0,002
<b>8</b>	0,005	0,003	0,002	0,005	0,003	0,002	0,005	0,003	0,002
<b>9</b>	0,006	0,004	0,006	0,006	0,004	0,006	0,006	0,004	0,006
<b>10</b>	0,006	0,006	0,100	0,006	0,006	0,010	0,006	0,006	0,055
<b>11</b>	0,008	0,007	0,013	0,008	0,007	0,013	0,008	0,007	0,013
<b>12</b>	0,009	0,008	0,017	0,009	0,008	0,017	0,009	0,008	0,017
<b>13</b>	0,012	0,013	0,020	0,012	0,013	0,020	0,012	0,013	0,020
<b>14</b>	0,016	0,020	0,029	0,016	0,020	0,029	0,016	0,020	0,029
<b>15</b>	0,023	0,032	0,038	0,023	0,032	0,038	0,023	0,032	0,038
<b>16</b>	0,034	0,040	0,048	0,034	0,040	0,048	0,034	0,040	0,048
<b>17</b>	0,047	0,055	0,058	0,047	0,055	0,058	0,047	0,055	0,058
<b>18</b>	0,083	0,089	0,079	0,083	0,089	0,079	0,083	0,089	0,079
<b>19</b>	0,152	0,132	0,123	0,152	0,132	0,123	0,152	0,132	0,123
<b>20</b>	0,221	0,193	0,200	0,221	0,193	0,200	0,221	0,193	0,200
<b>21</b>	0,206	0,191	0,191	0,206	0,191	0,191	0,206	0,191	0,191
<b>22</b>	0,113	0,131	0,099	0,113	0,131	0,099	0,113	0,131	0,099
<b>23</b>	0,032	0,056	0,028	0,032	0,056	0,028	0,032	0,056	0,028

Anmerkung: Übergang berechnet als Mittelwert der Sommer- und Winterwerte.



**Tabelle D.16:** Stundenspezifischer Gerätestrombezug für DVD/Video nach Prior (1997) (normierte Nutzungsvektoren)

	Winter			Sommer			Übergang		
	Werk- tage	Sams- tag	Sonn- tag	Werk- tage	Sams- tag	Sonn- tag	Werk- tage	Sams- tag	Sonn- tag
<b>0</b>	0,028	0,017	0,027	0,028	0,017	0,027	0,028	0,017	0,027
<b>1</b>	0,013	0,008	0,013	0,013	0,008	0,013	0,013	0,008	0,013
<b>2</b>	0,006	0,003	0,005	0,006	0,003	0,005	0,006	0,003	0,005
<b>3</b>	0,002	0,001	0,002	0,002	0,001	0,002	0,002	0,001	0,002
<b>4</b>	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
<b>5</b>	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
<b>6</b>	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
<b>7</b>	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
<b>8</b>	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
<b>9</b>	0,000	0,000	0,011	0,000	0,000	0,011	0,000	0,000	0,011
<b>10</b>	0,000	0,006	0,014	0,000	0,006	0,014	0,000	0,006	0,014
<b>11</b>	0,019	0,018	0,031	0,019	0,018	0,031	0,019	0,018	0,031
<b>12</b>	0,000	0,024	0,039	0,000	0,024	0,039	0,000	0,024	0,039
<b>13</b>	0,019	0,039	0,045	0,019	0,039	0,045	0,019	0,039	0,045
<b>14</b>	0,019	0,069	0,085	0,019	0,069	0,085	0,019	0,069	0,085
<b>15</b>	0,038	0,093	0,107	0,038	0,093	0,107	0,038	0,093	0,107
<b>16</b>	0,057	0,105	0,121	0,057	0,105	0,121	0,057	0,105	0,121
<b>17</b>	0,057	0,096	0,096	0,057	0,096	0,096	0,057	0,096	0,096
<b>18</b>	0,057	0,075	0,068	0,057	0,075	0,068	0,057	0,075	0,068
<b>19</b>	0,072	0,063	0,056	0,072	0,063	0,056	0,072	0,063	0,056
<b>20</b>	0,153	0,120	0,076	0,153	0,120	0,076	0,153	0,120	0,076
<b>21</b>	0,210	0,114	0,087	0,210	0,114	0,087	0,210	0,114	0,087
<b>22</b>	0,167	0,084	0,076	0,167	0,084	0,076	0,167	0,084	0,076
<b>23</b>	0,081	0,063	0,039	0,081	0,063	0,039	0,081	0,063	0,039

Anmerkung: Übergang berechnet als Mittelwert der Sommer- und Winterwerte.

**Tabelle D.17:** Stundenspezifischer Gerätestrombezug für Hifi-Geräte nach Prior (1997) (normierte Nutzungsvektoren)

	Winter			Sommer			Übergang		
	Werk- tage	Sams- tag	Sonn- tag	Werk- tage	Sams- tag	Sonn- tag	Werk- tage	Sams- tag	Sonn- tag
<b>0</b>	0,007	0,005	0,012	0,007	0,005	0,012	0,007	0,005	0,012
<b>1</b>	0,006	0,004	0,006	0,006	0,004	0,006	0,006	0,004	0,006
<b>2</b>	0,005	0,003	0,003	0,005	0,003	0,003	0,005	0,003	0,003
<b>3</b>	0,005	0,003	0,002	0,005	0,003	0,002	0,005	0,003	0,002
<b>4</b>	0,004	0,003	0,001	0,004	0,003	0,001	0,004	0,003	0,001
<b>5</b>	0,009	0,004	0,002	0,009	0,004	0,002	0,009	0,004	0,002
<b>6</b>	0,047	0,013	0,008	0,047	0,013	0,008	0,047	0,013	0,008
<b>7</b>	0,076	0,040	0,026	0,076	0,040	0,026	0,076	0,040	0,026
<b>8</b>	0,094	0,085	0,074	0,094	0,085	0,074	0,094	0,085	0,074
<b>9</b>	0,093	0,104	0,109	0,093	0,104	0,109	0,093	0,104	0,109
<b>10</b>	0,073	0,091	0,122	0,073	0,091	0,122	0,073	0,091	0,122
<b>11</b>	0,071	0,084	0,116	0,071	0,084	0,116	0,071	0,084	0,116
<b>12</b>	0,071	0,082	0,099	0,071	0,082	0,099	0,071	0,082	0,099
<b>13</b>	0,056	0,068	0,065	0,056	0,068	0,065	0,056	0,068	0,065
<b>14</b>	0,049	0,059	0,052	0,049	0,059	0,052	0,049	0,059	0,052
<b>15</b>	0,047	0,055	0,048	0,047	0,055	0,048	0,047	0,055	0,048
<b>16</b>	0,050	0,053	0,044	0,050	0,053	0,044	0,050	0,053	0,044
<b>17</b>	0,056	0,052	0,045	0,056	0,052	0,045	0,056	0,052	0,045
<b>18</b>	0,050	0,041	0,043	0,050	0,041	0,043	0,050	0,041	0,043
<b>19</b>	0,037	0,034	0,034	0,037	0,034	0,034	0,037	0,034	0,034
<b>20</b>	0,029	0,033	0,026	0,029	0,033	0,026	0,029	0,033	0,026
<b>21</b>	0,030	0,033	0,026	0,030	0,033	0,026	0,030	0,033	0,026
<b>22</b>	0,024	0,030	0,021	0,024	0,030	0,021	0,024	0,030	0,021
<b>23</b>	0,012	0,022	0,015	0,012	0,022	0,015	0,012	0,022	0,015

Anmerkung: Übergang berechnet als Mittelwert der Sommer- und Winterwerte.

**Tabelle D.18:** Stundenspezifischer Gerätestrombezug für Computer nach Prior (1997) (normierte Nutzungsvektoren)

	Winter			Sommer			Übergang		
	Werk- tage	Sams- tag	Sonn- tag	Werk- tage	Sams- tag	Sonn- tag	Werk- tage	Sams- tag	Sonn- tag
<b>0</b>	0,006	0,005	0,008	0,006	0,005	0,008	0,006	0,005	0,008
<b>1</b>	0,003	0,003	0,004	0,003	0,003	0,004	0,003	0,003	0,004
<b>2</b>	0,002	0,001	0,002	0,002	0,001	0,002	0,002	0,001	0,002
<b>3</b>	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001
<b>4</b>	0,001	0,000	0,000	0,001	0,000	0,000	0,001	0,000	0,000
<b>5</b>	0,002	0,001	0,001	0,002	0,001	0,001	0,002	0,001	0,001
<b>6</b>	0,010	0,004	0,003	0,010	0,004	0,003	0,010	0,004	0,003
<b>7</b>	0,024	0,013	0,011	0,024	0,013	0,011	0,024	0,013	0,011
<b>8</b>	0,043	0,038	0,034	0,043	0,038	0,034	0,043	0,038	0,034
<b>9</b>	0,056	0,063	0,067	0,056	0,063	0,067	0,056	0,063	0,067
<b>10</b>	0,052	0,065	0,088	0,052	0,065	0,088	0,052	0,065	0,088
<b>11</b>	0,056	0,070	0,096	0,056	0,070	0,096	0,056	0,070	0,096
<b>12</b>	0,042	0,054	0,066	0,042	0,054	0,066	0,042	0,054	0,066
<b>13</b>	0,047	0,061	0,064	0,047	0,061	0,064	0,047	0,061	0,064
<b>14</b>	0,050	0,065	0,053	0,050	0,065	0,053	0,050	0,065	0,053
<b>15</b>	0,052	0,063	0,047	0,052	0,063	0,047	0,052	0,063	0,047
<b>16</b>	0,062	0,065	0,051	0,062	0,065	0,051	0,062	0,065	0,051
<b>17</b>	0,076	0,071	0,063	0,076	0,071	0,063	0,076	0,071	0,063
<b>18</b>	0,076	0,064	0,065	0,076	0,064	0,065	0,076	0,064	0,065
<b>19</b>	0,086	0,068	0,070	0,086	0,068	0,070	0,086	0,068	0,070
<b>20</b>	0,094	0,074	0,075	0,094	0,074	0,075	0,094	0,074	0,075
<b>21</b>	0,089	0,073	0,073	0,089	0,073	0,073	0,089	0,073	0,073
<b>22</b>	0,053	0,053	0,044	0,053	0,053	0,044	0,053	0,053	0,044
<b>23</b>	0,017	0,024	0,013	0,017	0,024	0,013	0,017	0,024	0,013

Anmerkung: Übergang berechnet als Mittelwert der Sommer- und Winterwerte.

**Tabelle D.19:** Stundenspezifischer Gerätestrombezug für IKT-Infrastruktur nach Prior (1997) (normierte Nutzungsvektoren)

	Winter			Sommer			Übergang		
	Werk- tage	Sams- tag	Sonn- tag	Werk- tage	Sams- tag	Sonn- tag	Werk- tage	Sams- tag	Sonn- tag
<b>0</b>	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042
<b>1</b>	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042
<b>2</b>	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042
<b>3</b>	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042
<b>4</b>	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042
<b>5</b>	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042
<b>6</b>	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042
<b>7</b>	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042
<b>8</b>	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042
<b>9</b>	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042
<b>10</b>	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042
<b>11</b>	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042
<b>12</b>	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042
<b>13</b>	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042
<b>14</b>	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042
<b>15</b>	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042
<b>16</b>	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042
<b>17</b>	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042
<b>18</b>	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042
<b>19</b>	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042
<b>20</b>	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042
<b>21</b>	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042
<b>22</b>	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042
<b>23</b>	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042

Anmerkung: Übergang berechnet als Mittelwert der Sommer- und Winterwerte.

**Tabelle D.20:** Stundenspezifischer Gerätestrombezug für Beleuchtung nach Prior (1997) (normierte Nutzungsvektoren)

	Winter			Sommer			Übergang		
	Werk- tage	Sams- tag	Sonn- tag	Werk- tage	Sams- tag	Sonn- tag	Werk- tage	Sams- tag	Sonn- tag
<b>0</b>	0,014	0,019	0,012	0,018	0,027	0,017	0,016	0,023	0,015
<b>1</b>	0,008	0,010	0,007	0,011	0,014	0,009	0,010	0,012	0,008
<b>2</b>	0,005	0,006	0,004	0,007	0,008	0,005	0,006	0,007	0,005
<b>3</b>	0,004	0,004	0,002	0,005	0,005	0,003	0,005	0,005	0,003
<b>4</b>	0,003	0,002	0,001	0,005	0,003	0,002	0,004	0,003	0,002
<b>5</b>	0,007	0,002	0,002	0,010	0,003	0,002	0,009	0,003	0,002
<b>6</b>	0,034	0,012	0,007	0,045	0,016	0,010	0,040	0,014	0,009
<b>7</b>	0,048	0,035	0,024	0,053	0,040	0,028	0,051	0,038	0,026
<b>8</b>	0,054	0,062	0,057	0,038	0,046	0,043	0,046	0,054	0,050
<b>9</b>	0,044	0,056	0,064	0,026	0,035	0,040	0,035	0,046	0,052
<b>10</b>	0,027	0,036	0,048	0,019	0,026	0,035	0,023	0,031	0,042
<b>11</b>	0,026	0,033	0,045	0,018	0,024	0,033	0,022	0,029	0,039
<b>12</b>	0,031	0,038	0,046	0,021	0,027	0,033	0,026	0,033	0,040
<b>13</b>	0,030	0,039	0,041	0,019	0,026	0,027	0,025	0,033	0,034
<b>14</b>	0,035	0,045	0,041	0,019	0,025	0,023	0,027	0,035	0,032
<b>15</b>	0,048	0,060	0,053	0,022	0,028	0,025	0,035	0,044	0,039
<b>16</b>	0,057	0,063	0,056	0,031	0,036	0,032	0,044	0,050	0,044
<b>17</b>	0,073	0,071	0,067	0,053	0,054	0,051	0,063	0,063	0,059
<b>18</b>	0,088	0,079	0,079	0,101	0,095	0,096	0,095	0,087	0,088
<b>19</b>	0,095	0,081	0,087	0,126	0,114	0,122	0,111	0,098	0,105
<b>20</b>	0,094	0,080	0,090	0,125	0,112	0,127	0,110	0,096	0,109
<b>21</b>	0,090	0,078	0,088	0,120	0,109	0,124	0,105	0,094	0,106
<b>22</b>	0,061	0,061	0,060	0,082	0,085	0,084	0,072	0,073	0,072
<b>23</b>	0,021	0,029	0,020	0,028	0,041	0,028	0,025	0,035	0,024

Anmerkung: Übergang berechnet als Mittelwert der Sommer- und Winterwerte.

**Tabelle D.21:** Stundenspezifischer Gerätstrombezug für Umwälzpumpen nach Prior (1997) (normierte Nutzungsvektoren)

	Winter			Sommer			Übergang		
	Werk- tage	Sams- tag	Sonn- tag	Werk- tage	Sams- tag	Sonn- tag	Werk- tage	Sams- tag	Sonn- tag
<b>0</b>	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016
<b>1</b>	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016
<b>2</b>	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016
<b>3</b>	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016
<b>4</b>	0,021	0,021	0,021	0,021	0,021	0,021	0,021	0,021	0,021
<b>5</b>	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030
<b>6</b>	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049
<b>7</b>	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049
<b>8</b>	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049
<b>9</b>	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049
<b>10</b>	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049
<b>11</b>	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049
<b>12</b>	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049
<b>13</b>	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049
<b>14</b>	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049
<b>15</b>	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049
<b>16</b>	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049
<b>17</b>	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049
<b>18</b>	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049
<b>19</b>	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049
<b>20</b>	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049
<b>21</b>	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049
<b>22</b>	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049
<b>23</b>	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048

Anmerkung: Übergang berechnet als Mittelwert der Sommer- und Winterwerte.

**Tabelle D.22:** Stundenspezifischer Gerätestrombezug für Warmwasserbereitung (Speicher) nach Prior (1997) (normierte Nutzungsvektoren)

	Winter			Sommer			Übergang		
	Werk- tage	Sams- tag	Sonn- tag	Werk- tage	Sams- tag	Sonn- tag	Werk- tage	Sams- tag	Sonn- tag
<b>0</b>	0,146	0,146	0,146	0,156	0,156	0,156	0,151	0,151	0,151
<b>1</b>	0,146	0,146	0,146	0,156	0,156	0,156	0,151	0,151	0,151
<b>2</b>	0,126	0,126	0,126	0,136	0,136	0,136	0,131	0,131	0,131
<b>3</b>	0,098	0,098	0,098	0,117	0,117	0,117	0,108	0,108	0,108
<b>4</b>	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049
<b>5</b>	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050
<b>6</b>	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002
<b>7</b>	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002
<b>8</b>	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002
<b>9</b>	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002
<b>10</b>	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001
<b>11</b>	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001
<b>12</b>	0,025	0,025	0,025	0,001	0,001	0,001	0,013	0,013	0,013
<b>13</b>	0,025	0,025	0,025	0,001	0,001	0,001	0,013	0,013	0,013
<b>14</b>	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001
<b>15</b>	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001
<b>16</b>	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001
<b>17</b>	0,002	0,002	0,002	0,001	0,001	0,001	0,002	0,002	0,002
<b>18</b>	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002
<b>19</b>	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002
<b>20</b>	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002
<b>21</b>	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050
<b>22</b>	0,107	0,107	0,107	0,108	0,108	0,108	0,108	0,108	0,108
<b>23</b>	0,156	0,156	0,156	0,156	0,156	0,156	0,156	0,156	0,156

Anmerkung: Übergang berechnet als Mittelwert der Sommer- und Winterwerte.

**Tabelle D.23:** Stundenspezifischer Gerätestrombezug für Warmwasserbereitung (direkt) nach Prior (1997) (normierte Nutzungsvektoren)

	Winter			Sommer			Übergang		
	Werk- tage	Sams- tag	Sonn- tag	Werk- tage	Sams- tag	Sonn- tag	Werk- tage	Sams- tag	Sonn- tag
<b>0</b>	0,006	0,008	0,015	0,008	0,007	0,013	0,007	0,008	0,014
<b>1</b>	0,003	0,007	0,006	0,005	0,005	0,007	0,004	0,006	0,007
<b>2</b>	0,001	0,002	0,004	0,008	0,003	0,004	0,005	0,003	0,004
<b>3</b>	0,006	0,002	0,001	0,007	0,001	0,001	0,007	0,002	0,001
<b>4</b>	0,011	0,002	0,001	0,012	0,003	0,000	0,012	0,003	0,001
<b>5</b>	0,025	0,008	0,002	0,034	0,007	0,002	0,030	0,008	0,002
<b>6</b>	0,062	0,014	0,006	0,095	0,021	0,013	0,079	0,018	0,010
<b>7</b>	0,071	0,031	0,020	0,085	0,039	0,030	0,078	0,035	0,025
<b>8</b>	0,073	0,071	0,074	0,082	0,067	0,081	0,078	0,069	0,078
<b>9</b>	0,065	0,071	0,103	0,063	0,067	0,103	0,064	0,069	0,103
<b>10</b>	0,056	0,057	0,118	0,049	0,060	0,103	0,053	0,059	0,111
<b>11</b>	0,040	0,059	0,106	0,034	0,048	0,092	0,037	0,054	0,099
<b>12</b>	0,045	0,057	0,088	0,032	0,054	0,074	0,039	0,056	0,081
<b>13</b>	0,051	0,059	0,074	0,033	0,054	0,063	0,042	0,057	0,069
<b>14</b>	0,045	0,057	0,047	0,034	0,048	0,048	0,040	0,053	0,048
<b>15</b>	0,031	0,055	0,034	0,038	0,048	0,033	0,035	0,052	0,034
<b>16</b>	0,034	0,057	0,027	0,040	0,054	0,033	0,037	0,056	0,030
<b>17</b>	0,051	0,098	0,049	0,063	0,060	0,041	0,057	0,079	0,045
<b>18</b>	0,079	0,086	0,052	0,050	0,067	0,044	0,065	0,077	0,048
<b>19</b>	0,090	0,088	0,064	0,053	0,073	0,063	0,072	0,081	0,064
<b>20</b>	0,062	0,039	0,029	0,046	0,060	0,044	0,054	0,050	0,037
<b>21</b>	0,042	0,031	0,039	0,042	0,079	0,044	0,042	0,055	0,042
<b>22</b>	0,034	0,026	0,025	0,053	0,048	0,041	0,044	0,037	0,033
<b>23</b>	0,017	0,016	0,017	0,032	0,024	0,022	0,025	0,020	0,020

Anmerkung: Übergang berechnet als Mittelwert der Sommer- und Winterwerte.



**Tabelle D.24:** Stundenspezifischer Gerätestrombezug für Nachtspeicherheizungen nach Prior (1997) (normierte Nutzungsvektoren)

	Winter			Sommer			Übergang		
	Werk- tage	Sams- tag	Sonn- tag	Werk- tage	Sams- tag	Sonn- tag	Werk- tage	Sams- tag	Sonn- tag
<b>0</b>	0,146	0,146	0,146	0,156	0,156	0,156	0,151	0,151	0,151
<b>1</b>	0,146	0,146	0,146	0,156	0,156	0,156	0,151	0,151	0,151
<b>2</b>	0,126	0,126	0,126	0,136	0,136	0,136	0,131	0,131	0,131
<b>3</b>	0,098	0,098	0,098	0,117	0,117	0,117	0,108	0,108	0,108
<b>4</b>	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049
<b>5</b>	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050
<b>6</b>	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002
<b>7</b>	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002
<b>8</b>	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002
<b>9</b>	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002
<b>10</b>	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001
<b>11</b>	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001
<b>12</b>	0,025	0,025	0,025	0,001	0,001	0,001	0,013	0,013	0,013
<b>13</b>	0,025	0,025	0,025	0,001	0,001	0,001	0,013	0,013	0,013
<b>14</b>	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001
<b>15</b>	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001
<b>16</b>	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001
<b>17</b>	0,002	0,002	0,002	0,001	0,001	0,001	0,002	0,002	0,002
<b>18</b>	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002
<b>19</b>	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002
<b>20</b>	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002
<b>21</b>	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050
<b>22</b>	0,107	0,107	0,107	0,108	0,108	0,108	0,108	0,108	0,108
<b>23</b>	0,156	0,156	0,156	0,156	0,156	0,156	0,156	0,156	0,156

Anmerkung: Übergang berechnet als Mittelwert der Sommer- und Winterwerte.

**Tabelle D.25:** Stundenspezifischer Gerätestrombezug für Direktheizung nach Prior (1997) (normierte Nutzungsvektoren)

	Winter			Sommer			Übergang		
	Werk- tage	Sams- tag	Sonn- tag	Werk- tage	Sams- tag	Sonn- tag	Werk- tage	Sams- tag	Sonn- tag
<b>0</b>	0,035	0,041	0,038	0,037	0,040	0,041	0,036	0,041	0,040
<b>1</b>	0,034	0,040	0,035	0,034	0,039	0,035	0,034	0,040	0,035
<b>2</b>	0,030	0,035	0,032	0,030	0,035	0,032	0,030	0,035	0,032
<b>3</b>	0,027	0,033	0,029	0,027	0,033	0,029	0,027	0,033	0,029
<b>4</b>	0,029	0,034	0,026	0,029	0,034	0,026	0,029	0,034	0,026
<b>5</b>	0,035	0,037	0,027	0,035	0,037	0,027	0,035	0,037	0,027
<b>6</b>	0,044	0,042	0,030	0,044	0,042	0,030	0,044	0,042	0,030
<b>7</b>	0,048	0,048	0,034	0,048	0,048	0,034	0,048	0,048	0,034
<b>8</b>	0,053	0,051	0,044	0,053	0,051	0,044	0,053	0,051	0,044
<b>9</b>	0,058	0,050	0,053	0,058	0,050	0,053	0,058	0,050	0,053
<b>10</b>	0,051	0,043	0,055	0,051	0,043	0,055	0,051	0,043	0,055
<b>11</b>	0,040	0,038	0,051	0,040	0,038	0,051	0,040	0,038	0,051
<b>12</b>	0,036	0,037	0,045	0,036	0,037	0,045	0,036	0,037	0,045
<b>13</b>	0,034	0,035	0,042	0,034	0,035	0,042	0,034	0,035	0,042
<b>14</b>	0,033	0,034	0,042	0,033	0,034	0,042	0,033	0,034	0,042
<b>15</b>	0,032	0,039	0,040	0,032	0,037	0,040	0,032	0,038	0,040
<b>16</b>	0,031	0,047	0,044	0,031	0,039	0,041	0,031	0,043	0,043
<b>17</b>	0,042	0,053	0,048	0,033	0,043	0,044	0,038	0,048	0,046
<b>18</b>	0,064	0,053	0,046	0,035	0,048	0,048	0,050	0,051	0,047
<b>19</b>	0,070	0,048	0,047	0,044	0,053	0,049	0,057	0,051	0,048
<b>20</b>	0,057	0,043	0,051	0,064	0,053	0,046	0,061	0,048	0,049
<b>21</b>	0,044	0,040	0,051	0,070	0,048	0,047	0,057	0,044	0,049
<b>22</b>	0,037	0,039	0,048	0,057	0,043	0,051	0,047	0,041	0,050
<b>23</b>	0,035	0,040	0,043	0,044	0,040	0,049	0,040	0,040	0,046

Anmerkung: Übergang berechnet als Mittelwert der Sommer- und Winterwerte.

**Tabelle D.26:** Stundenspezifische Wahrscheinlichkeiten der Bernoulli-Verteilungen zur manuellen Lastverlagerung von Geschirrpülmaschinen, Waschmaschinen und Wäschetrocknern

	Winter			Sommer			Übergang		
	Werk- tage	Sams- tag	Sonn- tag	Werk- tage	Sams- tag	Sonn- tag	Werk- tage	Sams- tag	Sonn- tag
<b>0</b>	10 %	10 %	10 %	10 %	10 %	10 %	10 %	10 %	10 %
<b>1</b>	10 %	10 %	10 %	10 %	10 %	10 %	10 %	10 %	10 %
<b>2</b>	10 %	10 %	10 %	10 %	10 %	10 %	10 %	10 %	10 %
<b>3</b>	10 %	10 %	10 %	10 %	10 %	10 %	10 %	10 %	10 %
<b>4</b>	10 %	10 %	10 %	10 %	10 %	10 %	10 %	10 %	10 %
<b>5</b>	20 %	20 %	20 %	20 %	20 %	20 %	20 %	20 %	20 %
<b>6</b>	20 %	20 %	20 %	20 %	20 %	20 %	20 %	20 %	20 %
<b>7</b>	50 %	40 %	40 %	30 %	30 %	30 %	30 %	30 %	30 %
<b>8</b>	50 %	40 %	40 %	30 %	30 %	30 %	30 %	30 %	30 %
<b>9</b>	50 %	40 %	50 %	30 %	30 %	30 %	30 %	30 %	30 %
<b>10</b>	50 %	40 %	50 %	40 %	30 %	40 %	40 %	30 %	40 %
<b>11</b>	50 %	40 %	50 %	40 %	30 %	40 %	40 %	30 %	40 %
<b>12</b>	50 %	50 %	50 %	40 %	30 %	40 %	40 %	30 %	40 %
<b>13</b>	50 %	50 %	50 %	40 %	30 %	40 %	40 %	30 %	40 %
<b>14</b>	50 %	50 %	50 %	40 %	30 %	40 %	40 %	30 %	40 %
<b>15</b>	50 %	40 %	50 %	40 %	30 %	40 %	40 %	30 %	40 %
<b>16</b>	50 %	40 %	50 %	40 %	30 %	40 %	40 %	30 %	40 %
<b>17</b>	40 %	40 %	40 %	30 %	30 %	30 %	30 %	30 %	30 %
<b>18</b>	40 %	40 %	40 %	30 %	30 %	30 %	30 %	30 %	30 %
<b>19</b>	30 %	30 %	30 %	20 %	20 %	20 %	20 %	20 %	20 %
<b>20</b>	30 %	30 %	30 %	20 %	20 %	20 %	20 %	20 %	20 %
<b>21</b>	20 %	20 %	20 %	20 %	20 %	20 %	20 %	20 %	20 %
<b>22</b>	10 %	10 %	10 %	10 %	10 %	10 %	10 %	10 %	10 %
<b>23</b>	10 %	10 %	10 %	10 %	10 %	10 %	10 %	10 %	10 %



# Literaturverzeichnis

- Abbott, M. (2001) *Is the Security of Electricity Supply a Public Good?* The Electricity Journal 14(7): 31–33.
- Abrahamse, W. & Steg, L. (2009) *How do socio-demographic and psychological factors relate to households' direct and indirect energy use and savings?* Journal of Economic Psychology 30(5): 711–720.
- AGE (2015) *Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2014*. Dank milder Witterung kräftiger Rückgang des Energieverbrauchs im Jahr 2014. AG Energiebilanzen e.V. Berlin.
- AGOF (2015) *internet facts 2014-10*. Arbeitsgemeinschaft Online Forschung e.V. Zugriff am 15.01.2015:  
[http://www.agof.de/download/Downloads\\_Internet\\_Facts/Downloads\\_Internet\\_Facts\\_2014/Downloads\\_Internet\\_Facts\\_2014-10/10-2014\\_AGOF%20internet%20facts%202014-10.pdf?f97c52](http://www.agof.de/download/Downloads_Internet_Facts/Downloads_Internet_Facts_2014/Downloads_Internet_Facts_2014-10/10-2014_AGOF%20internet%20facts%202014-10.pdf?f97c52).
- Agora Energiewende (2013) *Kapazitätsmarkt oder strategische Reserve: Was ist der nächste Schritt?* Eine Übersicht über die in der Diskussion befindlichen Modelle zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Deutschland. Berlin.
- Aichele, C. & Doleski, O.D. (2013) *Smart Meter Rollout*. Springer Vieweg, Wiesbaden.
- Anderson Jr., W.T. & Golden, L.L. (1984) *Lifestyle and psychographics: a critical review and recommendation*. Advances in Consumer Research 11(1): 405–411.
- Armstrong, M.M.; Swinton, M.C.; Ribberink, H.; Beausoleil-Morrison, I.; Millette, J. (2009) *Synthetically derived profiles for representing occupant-driven electric loads in Canadian housing*. Journal of Building Performance Simulation 2(1): 15–30.

- Aydinalp-Koksal, M. & Ugursal, V.I. (2008) *Comparison of neural network, conditional demand analysis, and engineering approaches for modeling end-use energy consumption in the residential sector*. Applied Energy 85(4): 271–296.
- Baarsma, B.; Berkhout, P.; Hop, J.P. (2004) *Op prijs gesteld, maar ook op kwaliteit*. De prijs van stroomonderbrekingen – op zoek naar  $\varphi$ . Technisch rapport. SEO rapport. Amsterdam, Nederlande.
- BDEW (2012) *BDEW-Strompreisanalyse Mai 2012*. Haushalte und Industrie. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. Berlin.
- BDEW (2014) *Stromverbrauch im Haushalt*. Energie-Info. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. Berlin.
- Bearden, W.O.; Netemeyer, R.G.; Haws, K.L. (2011) *Handbook of marketing scales*. Multi-item measures for marketing and consumer behavior research. Sage. Los Angeles [u. a.].
- Beer, M. (2009) *CO<sub>2</sub>-Verminderung in Deutschland*. Endbericht. Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. München.
- Berger, T.G. (2007) *Service-Level-Agreements*. Konzeption und Management von Service-Level-Agreements für IT-Dienstleistungen. VDM Verlag Dr. Müller. Saarbrücken.
- Bertsch, V.; Fichtner, W.; Hall, M.; Schumacher, T.; Weinhardt, C. (2015) *Service Requirements for Consumer Engagement in the German Energy Retail Market*. In: *The 14th International Research Symposium on Service Excellence in Management*. QUIS14. Shanghai, China.
- Bertsch, V.; Schwarz, H.; Fichtner, W. (2014) *Layout Optimisation of Decentralised Energy Systems Under Uncertainty*. In: Huisman, D.; Louwerse, I.; Wagelmans, A.P. (Hrsg.) *Operations Research Proceedings 2013*. Springer. Cham [u. a.]: S. 29–35.
- BFE (2003) *Versorgungssicherheit im Bereich Elektrizität*. Vorstudie. Bundesamt für Energie. Bern, Schweiz.

- BMWi (2013) *Bericht des Kraftwerksforums an die Bundeskanzlerin und die Ministerpräsidentinnen und Ministerpräsidenten der Länder*. Mittel- bis langfristig ausreichende Sicherstellung von Erzeugungskapazitäten. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie. Berlin.
- BMWi (2014a) *Ein Strommarkt für die Energiewende*. Diskussionspapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Grünbuch). Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Berlin.
- BMWi (2014b) *Monitoring-Bericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie nach § 51 EnWG zur Versorgungssicherheit im Bereich der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität*. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Berlin.
- BMWi (2015a) *Baustein für die Energiewende: 7 Eckpunkte für das "Verordnungspaket Intelligente Netze"*. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Berlin.
- BMWi (2015b) *Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland*. Unter Verwendung von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat). Stand Februar 2015. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Berlin.
- BMWi & BMU (2010) *Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung*. 28. September 2010. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie & Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Berlin.
- BMWi & BMU (2012) *Erster Monitoring-Bericht "Energie der Zukunft"*. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie & Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Berlin.
- BMWi & dena (2013) *Workshop „Flexibilisierung der Nachfrage zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Deutschland“*. Ergebnis-papier. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie & Deutsche Energie-Agentur GmbH. Berlin.
- bne (2014) *Der Flexmarkt*. Eckpunkte zur Ausgestaltung eines wettbewerblichen Rahmens für nachfrageseitige Flexibilität. Positionspapier. Bundesverband Neue Energiewirtschaft e. V. Berlin.

- BNetzA (2010) *Wettbewerbliche Entwicklungen und Handlungsoptionen im Bereich Zähl- und Messwesen und bei variablen Tarifen*. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Bonn.
- BNetzA (2013) *Versorgungsqualität - SAIDI-Wert 2006-2013*. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Zugriff am 20.04.2015:  
[http://www.bundesnetzagentur.de/cln\\_1412/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Stromnetze/Versorgungsqualit%C3%A4t/Versorgungsqualit%C3%A4t-node.html](http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1412/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Stromnetze/Versorgungsqualit%C3%A4t/Versorgungsqualit%C3%A4t-node.html).
- BNetzA & Bundeskartellamt (2014) *Monitoringbericht 2014*. Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen & Bundeskartellamt. Bonn.
- Bogner, T.; Schäppi, B.; Gsellmann, J.; Schifflleitner, A.; Stachura, M., et al. (2012) *Outlook "Life Style 2030"*. Determinanten für den Stromverbrauch in österreichischen Haushalten. Österreichische Energieagentur. Wien, Österreich.
- Boßmann, T. (2015) *The contribution of electricity consumers to peak shaving and the integration of renewable energy sources by means of demand response*. A model-based long-term scenario analysis in consideration of structural changes in electricity demand. Dissertation. Karlsruher Institut für Technologie. Karlsruhe.
- Brandon, G. & Lewis, A. (1999) *Reducing household energy consumption: A qualitative and quantitative field study*. Journal of Environmental Psychology 19(1): 75–85.
- BSW-Solar (2015) *Statistische Zahlen der deutschen Solarstrombranche (Photovoltaik)*. Bundesverband Solarwirtschaft e. V. Berlin.
- Bundesregierung (2009) *Nationaler Entwicklungsplan Elektromobilität der Bundesregierung*. Berlin.



- Bundesregierung (2013) *Deutschlands Zukunft gestalten*. Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD. 18. Legislaturperiode. Berlin.
- Bürger, V. (2009) *Identifikation, Quantifizierung und Systematisierung technischer und verhaltensbedingter Stromeinsparpotenziale privater Haushalte*. TRANSPOSE Working Paper (No. 3). Öko-Institut e. V. Freiburg.
- Burke, S. (2001) *Missing Values, Outliers, Robust Statistics & Non-parametric Methods*. LG GC Europe Online Supplement, Statistics & Data Analysis 2: 19–24.
- Capasso, A.; Grattieri, W.; Lamedica, R.; Prudenzi, A. (1994) *A bottom-up approach to residential load modeling*. IEEE Transactions on Power Systems 9(2): 957–964.
- Carmichael, R.; Schofield, J.; Woolf, M.; Bilton, M.; Ozaki, R., et al. (2014) *Residential consumer attitudes to time-varying pricing*. Report A2 for the “Low Carbon London” LCNF project. Imperial College London. London, UK.
- Carson, R.T. (2012) *Contingent Valuation: A Practical Alternative when Prices Aren't Available*. Journal of Economic Perspectives 26(4): 27–42.
- Carson, R.T.; Flores, N.E.; Meade, N.F. (2001) *Contingent Valuation: Controversies and Evidence*. Environmental and Resource Economics 19(2): 173–210.
- CEER (2015) *CEER Benchmarking Report 5.2 on the Continuity of Electricity Supply*. Data update. Ref: C14-EQS-62-03. Council of European Energy Regulators. Brüssel, Belgien.
- Chao, H.-P. (2011) *Demand response in wholesale electricity markets: the choice of customer baseline*. Journal of Regulatory Economics 39(1): 68–88.
- Chao, H.-P. & Wilson, R. (1987) *Priority Service: Pricing, Investment, and Market Organization*. The American Economic Review 77(5): 899–916.

- Clò, S. (2011) *European emissions trading in practice*. An economic analysis. New horizons in environmental and energy law. Edward Elgar. Cheltenham, Northampton.
- Cockroft, J. & Kelly, N. (2006) *A comparative assessment of future heat and power sources for the UK domestic sector*. Energy Conversion and Management 47(15-16): 2349–2360.
- Cohen, J. (1992) *A power primer*. Psychological Bulletin 112(1): 155–159.
- Cramton, P. & Stoft, S. (2006) *The Convergence of Market Designs for Adequate Generating Capacity*. Report for California Electricity Oversight Board.
- Cremer, C. (2013) *Vorschlag für ein Marktdesign der privatisierten Leistungsversorgung*. Energiewirtschaftliche Tagesfragen 63(1/2): 40–44.
- Cummings, R.G.; Brookshire, D.S.; Schulze, W.D. (1986) *Valuing environmental goods*. An assessment of the contingent valuation method. Rowman & Littlefield. Savage.
- dena (2010) *dena-Netzstudie II*. Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 - 2020 mit Ausblick 2025. Deutsche Energie-Agentur GmbH. Berlin.
- dena (2012) *dena-Verteilnetzstudie*. Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030. Endbericht. Deutsche Energie-Agentur GmbH. Berlin.
- dena (2014a) *Einführung von Smart Meter in Deutschland*. Analyse von Rolloutszenarien und ihrer regulatorischen Implikationen. dena-Smart-Meter-Studie. Endbericht. Deutsche Energie-Agentur GmbH. Berlin.
- dena (2014b) *Internationaler Einsatz von Lastmanagement*. Analysen von Instrumenten und Maßnahmen zur Unterstützung der Erschließung von Demand-Side-Management in den Ländern Dänemark, Schweiz und Frankreich. Endbericht. Deutsche Energie-Agentur GmbH. Berlin.

- Destatis (2013a) *Einkommens- und Verbrauchsstichprobe*. Ausstattung privater Haushalte mit ausgewählten Gebrauchsgütern 2013. Wirtschaftsrechnungen (Fachserie 15 Heft 1). Statistisches Bundesamt. Wiesbaden.
- Destatis (2013b) *Laufende Wirtschaftsrechnungen*. Ausstattung privater Haushalte mit ausgewählten Gebrauchsgütern 2012. Wirtschaftsrechnungen (Fachserie 15 Reihe 2). Statistisches Bundesamt. Wiesbaden.
- Destatis (2013c) *Statistisches Jahrbuch Deutschland 2013*. Statistisches Bundesamt. Wiesbaden.
- Destatis (2014) *Statistisches Jahrbuch Deutschland 2014*. Statistisches Bundesamt. Wiesbaden.
- Destatis (2015) *Laufende Wirtschaftsrechnungen*. Ausstattung privater Haushalte mit ausgewählten Gebrauchsgütern 2014. Wirtschaftsrechnungen (Fachserie 15 Reihe 2). Statistisches Bundesamt. Wiesbaden.
- Destatis & GESIS (2013) *Datenhandbuch zum Mikrozensus Scientific Use File 2010*. Statistisches Bundesamt & GESIS - Leibniz-Institut für Sozialwissenschaften. Bonn, Mannheim.
- Desvousges, W.H.; Smith, V.K.; McGivney, M.P. (1983) *A Comparison of Alternative Approaches for Estimating Recreation and Related Benefits of Water Quality Improvements*. Prepared for U.S. Environmental Protection Agency Economic Analysis Division. Research Triangle Institute. Washington, D.C., WA, USA.
- Deutscher Bundestag (2011) *Dreizehntes Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes*. Bundesgesetzblatt I (43): 1704–1705.
- Diamond, P.A. & Hausman, J.A. (1994) *Contingent Valuation: Is Some Number better than No Number?* The Journal of Economic Perspectives 8(4): 45–64.
- Dickert, J. & Schegner, P. (2011) *A time series probabilistic synthetic load curve model for residential customers*. In: *IEEE Trondheim PowerTech*. Trondheim: S. 1–6.

- Dickert, J. & Schegner, P. (2012) *Lastgänge als Grundlage für die Analyse von Smart Grids - Anforderungen und Vergleich von Lastgangsynthesen*. In: *Intelligente Energieversorgung der Zukunft*. VDE-Kongress 2012. Stuttgart.
- DIN (2013) *Elektrische Anlagen in Wohngebäuden - Teil 1: Planungsgrundlagen* (DIN 18015-1:2013-09). Deutsches Institut für Normung e. V. Berlin.
- Doane, M.J.; Hartman, R.S.; Woo, C.-K. (1988) *Households' Perceived Value of Service Reliability: An Analysis of Contingent Valuation Data*. *The Energy Journal* 9(Special Issue on Electricity Reliability): 135–150.
- Doorman, G. (2005) *Capacity Subscription: Solving the Peak Demand Challenge in Electricity Markets*. *IEEE Transactions on Power Systems* 20(1): 239–245.
- Dorn, H.-J.; Reiter, B.; Warnatz, M.; Wiechmann, H.; Leitermann, M. (2014) *Neues kosteneffizientes Bilanzierungsverfahren auf Basis der Zählerstandsgangmessung*. *Magazin für die Energiewirtschaft* 113(8): 86–89.
- Drayton-Bright, G.R. (1997) *Coordinating energy and reserves in a wholesale electricity market*. Dissertation. University of Canterbury. Christchurch, Neuseeland.
- Dütschke, E. & Paetz, A.-G. (2013) *Dynamic electricity pricing—Which programs do consumers prefer?* *Energy Policy* 59: 226–234.
- Dütschke, E.; Unterländer, M.; Wietschel, M. (2012) *Variable Stromtarife aus Kundensicht - Akzeptanzstudie auf Basis einer Conjoint-Analyse*. Working Paper Sustainability and Innovation (No. S 1/2012). Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung. Karlsruhe.
- EdF (2014) *Les offres d'électricité*. Zugriff am 01.07.2014: <https://particuliers.edf.com/offres-d-energie/electricite-47378.html>.

- Elsland, R.; Boßmann, T.; Hartel, R.; Gnann, T.; Genoese, M., et al. (2013) *Analysis of Structural Changes of the Load Profiles of the German Residential Sector due to Decentralized Electricity Generation and e-mobility*. In: Hakansson, A., et al. (Hrsg.) *Sustainability in Energy and Buildings*. Springer. Heidelberg [u. a.]: S. 71–84.
- Elsland, R.; Boßmann, T.; Wietschel, M. (2012) *Technologiebasierte Analyse der Stromnachfrage im deutschen Haushaltssektor bis 2050*. In: *Alternativen für die Energiezukunft Europas*. EnInnov 2012 - 12. Symposium Energieinnovation. Graz, Österreich.
- Espey, J.A. & Espey, M. (2004) *Turning on the Lights: A Meta-Analysis of Residential Electricity Demand Elasticities*. *Journal of Agricultural and Applied Economics* 36(1): 65–81.
- Esslinger, P. & Witzmann, R. (2012) *Entwicklung und Verifikation eines stochastischen Verbraucherlastmodells für Haushalte*. In: *Alternativen für die Energiezukunft Europas*. EnInnov 2012 - 12. Symposium Energieinnovation. Graz, Österreich.
- ETG-Task Force Demand Side Management (2012) *Ein notwendiger Baustein der Energiewende: Demand Side Integration*. Lastverschiebungspotenziale in Deutschland. Gesamttext. Verband der Elektrotechnik, Elektronik, Informationstechnik e. V. Frankfurt.
- EY (2013) *Kosten-Nutzen-Analyse für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler*. Endbericht zur Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie. Ernst & Young GmbH. Düsseldorf.
- Faruqui, A. (2010) *The Ethics of Dynamic Pricing*. *The Electricity Journal* 23(6): 13–27.
- Faruqui, A. & Sergici, S. (2010) *Household response to dynamic pricing of electricity: a survey of 15 experiments*. *Journal of Regulatory Economics* 38(2): 193–225.
- Field, A. (2011) *Discovering statistics using SPSS*. (and sex and drugs and rock 'n' roll). Sage. Los Angeles [u. a.].

- Firth, S.; Lomas, K.; Wright, A.; Wall, R. (2008) *Identifying trends in the use of domestic appliances from household electricity consumption measurements*. Energy and Buildings 40(5): 926–936.
- Fischedick, M. (2010) *Jeder für sich oder einer für alle*. In: Agentur für Erneuerbare Energien (Hrsg.) *Kraftwerke für jedermann*. Berlin: S. 8–11.
- Fischer, D.; Härtl, A.; Wille-Haussmann, B. (2015) *Model for Electric Load Profiles With High Time Resolution for German Households*. Energy and Buildings 92: 170–179.
- forsa (2010) *Erfolgsfaktoren von Smart Metering aus Verbrauchersicht*. Bericht. forsa Gesellschaft für Sozialforschung und statistische Analysen mbH. Berlin.
- Frigge, M.; Hoaglin, D.C.; Iglewicz, B. (1989) *Some Implementations of the Boxplot*. The American Statistician 43(1): 50–54.
- Fünfgeld, C. & Tiedemann, R. (2000) *Anwendung der Repräsentativen VDEW-Lastprofile step-by-step*. VDEW Materialien (M-05/2000). Verband der Elektrizitätswirtschaft e. V. Frankfurt.
- Gatersleben, B.; Steg, L.; Vlek, C. (2002) *Measurement and Determinants of Environmentally Significant Consumer Behavior*. Environment and Behavior 34(3): 335–362.
- Gellings, C.W. (1981) *Demand-side load management*. IEEE Spectrum 18(12): 49–52.
- Gellings, C.W. & Smith, W.M. (1989) *Integrating demand-side management into utility planning*. Proceedings of the IEEE 77(6): 908–918.
- Genoese, M. (2010) *Energiewirtschaftliche Analysen des deutschen Strommarkts mit agentenbasierter Simulation*. Dissertation. Karlsruher Institut für Technologie. Karlsruhe.
- Gerblinger, A.; Finkel, M.; Witzmann, R.; Schwanitz, M. (2013) *Die Tarifzukunft für Haushaltskunden*. Energiewirtschaftliche Tagesfragen 63(10): 13–15.

- Gerpott, T.J. & Paukert, M. (2014) *Präferenzen von Haushaltskunden für variable Stromtariftypen - Ergebnisse einer empirischen Studie in Deutschland*. Betriebswirtschaftliche Forschung und Praxis 66(3): 299–316.
- Gobmaier, T.H. (2013) *Entwicklung und Anwendung einer Methodik zur Synthese zukünftiger Verbraucherlastgänge*. Dissertation. Technische Universität München. München.
- Gottwalt, S. (2015) *Managing Flexible Loads in Residential Areas*. Dissertation. Karlsruher Institut für Technologie. Karlsruhe.
- Gottwalt, S.; Ketter, W.; Block, C.; Collins, J.; Weinhardt, C. (2011) *Demand side management—A simulation of household behavior under variable prices*. Energy Policy 39(12): 8163–8174.
- Graichen, P. (2013) *Kapazitätsmarkt oder strategische Reserve? Ein Überblick über die aktuelle Debatte um die Versorgungssicherheit*. In: Agora Energiewende (Hrsg.) *Kapazitätsmarkt oder strategische Reserve: Was ist der nächste Schritt?* Berlin: S. 5–14.
- Gram-Hanssen, K. (2011) *Households' energy use – which is the more important: efficient technologies or user practices?* In: *World Renewable Energy Congress-Sweden*. Linköping, Schweden: S. 992–999.
- Gram-Hanssen, K. & Nærvig Petersen, K. (2004) *Different Everyday Lives - Different Patterns of Electricity Use*. In: *Proceedings of the 2004 American Council for an Energy Efficient Economy Summerstudy in Buildings*. Washington D.C.
- Grandjean, A.; Adnot, J.; Binet, G. (2012) *A review and an analysis of the residential electric load curve models*. Renewable and Sustainable Energy Reviews 16(9): 6539–6565.
- Growitsch, C.; Malischek, R.; Nick, S.; Wetzels, H. (2013) *The Costs of Power Interruptions in Germany - an Assessment in the Light of the Energiewende*. EWI Working Paper (No. 13/07). Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln. Köln.

- Hamlen, W.A. & Jen, F. (1983) *An Alternative Model of Interruptible Service Pricing and Rationing*. Southern Economic Journal 49(4): 1108–1121.
- Hauff, J.; Heider, C.; Arms, H.; Gerber, J.; Schilling, M. (2011) *Gesellschaftliche Akzeptanz als Säule der energiepolitischen Zielsetzung*. Energiewirtschaftliche Tagesfragen 61(10): 85–87.
- Hauser, W.; Évora, J.; Kremers, E. (2012) *Modelling lifestyle aspects influencing the residential load-curve*. In: ECMS 2012. 26th European Conference on Modelling and Simulation. Koblenz.
- Hausman, J.A. (1993) *Contingent Valuation: A Critical Assessment*. Elsevier. Amsterdam.
- Haws, K.L.; Winterich, K.P.; Naylor, R.W. (2014) *Seeing the world through GREEN-tinted glasses: Green consumption values and responses to environmentally friendly products*. Journal of Consumer Psychology 24(3): 336–354.
- Hayn, M.; Bertsch, V.; Fichtner, W. (2014a) *Einfluss neuer Technologien auf den Leistungsbezug von Haushalten aus dem Netz*. In: *Innehalten und Ausblick: Effektivität und Effizienz für die Energiewende*. EnInnov 2014 - 13. Symposium Energieinnovation. Graz, Österreich.
- Hayn, M.; Bertsch, V.; Fichtner, W. (2014b) *Electricity load profiles in Europe: The importance of household segmentation*. Energy Research & Social Science 3: 30–45.
- Hayn, M.; Bertsch, V.; Fichtner, W. (2014c) *Residential bottom-up load modeling with price elasticity*. In: *Sustainable Energy Policy and Strategies for Europe*. 14th IAEE European Energy Conference. Rom, Italien.
- Hayn, M.; Bertsch, V.; Fichtner, W. (2014d) *Stromtarife und Technologien im Endkundenmarkt und deren Einfluss auf den Leistungsbedarf von Haushalten aus dem Netz*. UmweltWirtschaftsForum 22(4): 249–255.



- Hayn, M.; Bertsch, V.; Fichtner, W. (2015a) *A concept for service level indicators in residential electricity tariffs with variable capacity prices*. In: *Advances in Service Research*. First Karlsruhe Service Summit Research Workshop. Karlsruhe: S. 1–10.
- Hayn, M.; Schneider, R.; Bertsch, V.; Fichtner, W. (2015b) *Wert der Versorgungssicherheit und Akzeptanz von Stromtarifen mit variablen Leistungspreisen*. In: *Energiesysteme im Wandel: Evolution oder Revolution?* IEWT 2015 - 9. Internationale Energiewirtschaftstagung. Wien, Österreich.
- Heussen, K.; You, S.; Biegel, B.; Hansen, L.H.; Andersen, K.B. (2012) *Indirect control for demand side management - A conceptual introduction*. In: *ISGT Europe*. 2012 3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe. Berlin.
- Hillemacher, L. (2014) *Lastmanagement mittels dynamischer Strompreissignale bei Haushaltskunden*. Dissertation. Karlsruher Institut für Technologie. Karlsruhe.
- Hillemacher, L.; Hufendiek, K.; Bertsch, V.; Wiechmann, H.; Gratenau, J., et al. (2013a) *Ein Rollenmodell zur Einbindung der Endkunden in eine smarte Energiewelt*. Zeitschrift für Energiewirtschaft 37(3): 195–210.
- Hillemacher, L.; Nolden, C.; Bertsch, V.; Fichtner, W. (2013b) *Lastverlagerungspotenziale durch variable Stromtarife - Ergebnisse eines Feldtests*. In: *Erneuerbare Energien: Überforderte Energiemärkte?* IEWT 2013 - 8. Internationale Energiewirtschaftstagung. Wien, Österreich.
- Hirsch, C.; Hillemacher, L.; Block, C.; Schuller, A.; Möst, D. (2010) *Simulations in the Smart Grid Field Study MeRegio* Simulationen im MeRegio Smart Grid Feldtest. Information Technology 52(2): 100–106.
- Hoffknecht, A.; Wengeler, F.; Wunderer, A. (2012) *Herausforderungen und Chancen für einen regionalen Versorger*. In: Servatius, H.-G.; Schneidewind, U.; Rohlfing, D. (Hrsg.) *Smart Energy*. Springer. Heidelberg [u. a.]: S. 113–129.

- Hoffmeyer-Zlotnik, J.H.P.; Glemser, A.; Heckel, C.; Heyde, C.v.d.; Quitt, H. (2010) *Demographische Standards*. Eine gemeinsame Empfehlung des ADM Arbeitskreis Deutscher Markt- und Sozialforschungsinstitute e.V., der Arbeitsgemeinschaft Sozialwissenschaftlicher Institute e.V. (ASI) und des Statistischen Bundesamtes. Statistik und Wissenschaft (17). Statistisches Bundesamt. Wiesbaden.
- Howell, D.C. (2010) *Statistical methods for psychology*. Cengage Learning. Belmont.
- Huang, S.; Hodge, B.-M.S.; Taheripour, F.; Pekny, J.F.; Reklaitis, G.V., et al. (2011) *The effects of electricity pricing on PHEV competitiveness*. Energy Policy 39(3): 1552–1561.
- Iberdrola (2014) *Electricity offers and rates for home*. Zugriff am 01.07.2014: <https://www.iberdrola.es/customers/home/electricity>.
- Ighli, Z.; Filipova-Neumann, L.; Flath, C. (2012) *Ein Vorgehensmodell zur Gestaltung kundengruppenspezifischer Time-of-Use Tarife*. In: *Tageungsband der MKWI 2012*. Multikonferenz Wirtschaftsinformatik 2012. Braunschweig: S. 1433–1445.
- Illing, B. (2014) *Neue Netzentgelte: Auswirkungen auf die Haushaltskunden und das Niederspannungsnetz*. Energiewirtschaftliche Tagesfragen 64(7): 49–51.
- IWU (2007) *Querschnittsbericht Energieeffizienz im Wohngebäudebestand - Techniken, Potenziale, Kosten und Wirtschaftlichkeit*. Eine Studie im Auftrag des Verbandes der Südwestdeutschen Wohnungswirtschaft e.V. (VdW südwest). Institut Wohnen und Umwelt. Darmstadt.
- IWU (2014) *Gradtagszahlen in Deutschland*. Institut Wohnen und Umwelt. Zugriff am 12.08.2014: [http://www.iwu.de/fileadmin/user\\_upload/dateien/energie/werkzeuge/Gradtagszahlen\\_Deutschland.xls](http://www.iwu.de/fileadmin/user_upload/dateien/energie/werkzeuge/Gradtagszahlen_Deutschland.xls).
- Jacobsen, H.K. & Jensen, S.G. (2012) *Security of supply in electricity markets: Improving cost efficiency of supplying security and possible welfare gains*. International Journal of Electrical Power & Energy Systems 43(1): 680–687.

- Jochem, P.; Kaschub, T.; Fichtner, W. (2014) *How to Integrate Electric Vehicles in the Future Energy System?* In: Hülsmann, M. & Fornahl, D. (Hrsg.) *Evolutionary Paths Towards the Mobility Patterns of the Future*. Springer. Heidelberg [u. a.]: S. 243–263.
- Kaschub, T.; Jochem, P.; Fichtner, W. (2013) *Steigerung des Elektrizitätsgegenverbrauchs von Heim-Fotovoltaikanlagen durch Elektrofahrzeuge*. *UmweltWirtschaftsForum* 21(3-4): 243–250.
- Kavousian, A.; Rajagopal, R.; Fischer, M. (2013) *Determinants of residential electricity consumption: Using smart meter data to examine the effect of climate, building characteristics, appliance stock, and occupants' behavior*. *Energy* 55: 184–194.
- Kealy, M.J. & Turner, R.W. (1993) *A Test of the Equality of Closed-Ended and Open-Ended Contingent Valuations*. *American Journal of Agricultural Economics* 75(2): 321–331.
- Kieninger, A.; Westernhagen, J.; Satzger, G. (2011) *The Economics of Service Level Engineering*. In: *HICSS 2011*. 44th Hawaii International Conference on System Sciences. Koloa, Kauai, HI, USA.
- Kirschen, D.S. & Strbac, G. (2004) *Fundamentals of power system economics*. John Wiley & Sons. Chichester.
- Klobasa, M. (2009) *Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz*. ISI-Schriftenreihe "Innovationspotenziale". Fraunhofer-IRB-Verlag. Stuttgart.
- Kolonko, M. (2008) *Stochastische Simulation*. Grundlagen, Algorithmen und Anwendungen. Vieweg+Teubner. Wiesbaden.
- Kostková, K.; Omelina, L.; Kyčina, P.; Jamrich, P. (2013) *An introduction to load management*. *Electric Power Systems Research* 95: 184–191.
- Kraftfahrt-Bundesamt (2015) *Bestand an Pkw am 1. Januar 2015 nach ausgewählten Kraftstoffarten*. Kraftfahrt-Bundesamt. Zugriff am 28.04.2015:  
[http://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/Umwelt/2014\\_b\\_umwelt\\_dusl\\_absolut.html](http://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/Umwelt/2014_b_umwelt_dusl_absolut.html).

- Kraif, U. & Wermke, M. (2010) *Duden - das Fremdwörterbuch*. Der Duden (5). Dudenverlag. Mannheim.
- Kriström, B. (1993) *Comparing continuous and discrete contingent valuation questions*. *Environmental and Resource Economics* 3(1): 63–71.
- Krzikalla, N.; Achner, S.; Brühl, S. (2013) *Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien*. Studie im Auftrag des Bundesverbandes Erneuerbare Energie. Ponte Press. Bochum.
- Linares, P. & Rey, L. (2013) *The costs of electricity interruptions in Spain. Are we sending the right signals?* *Energy Policy* 61: 751–760.
- Lunz, B.; De Doncker, R.W.; Sauer, D.U. (2010) *Analyse von Ladeinfrastrukturkonzepten für Elektromobilität*. In: *E-Mobility: Technologien-Infrastruktur-Märkte*. VDE-Kongress 2010. Leipzig.
- Maier, C.; Groß, C.; Litzlbauer, M.; Schuster, A.; Zeilinger, F. (2014) *Eigenverbrauchssteigerung in Haushalten durch Demand-Side-Management*. In: *Innehalten und Ausblick: Effektivität und Effizienz für die Energiewende*. EnInnov 2014 - 13. Symposium Energieinnovation. Graz, Österreich.
- Maniaci, M.R. & Rogge, R.D. (2014) *Caring about carelessness: Participant inattention and its effects on research*. *Journal of Research in Personality* 48: 61–83.
- Marchand, M.G. (1974) *Pricing power supplied on an interruptible basis*. *European Economic Review* 5(3): 263–274.
- Margellos, K. & Oren, S. (2015) *Capacity Controlled Demand Side Management: A Stochastic Pricing Analysis*. *IEEE Transactions on Power Systems* 31(1): 706–717.
- McKenna, R.; Bertsch, V.; Jochem, P.; Genoese, M.; Fichtner, W. (2014) *Angebotsseitige Herausforderungen für die Energiewirtschaft: Erneuerbare und Konventionelle Stromerzeugung*. *Betriebswirtschaftliche Forschung und Praxis* 66(3): 317–329.

- McKenna, R.; Bertsch, V.; Jochem, P.; Genoese, M.; Fichtner, W. (2015) *Infrastrukturelle und nachfrageseitige Herausforderungen für die Energiewirtschaft: eine Aufgabe für die Energiesystemanalyse*. Betriebswirtschaftliche Forschung und Praxis [in Druck].
- McKenna, R.; Heffels, T.; Merkel, E.; Fehrenbach, D.; Killinger, S., et al. (2013) *Selected approaches to integration management for renewable energies*. UmweltWirtschaftsForum 21(3-4): 199–207.
- McLoughlin, F.; Duffy, A.; Conlon, M. (2012) *Characterising domestic electricity consumption patterns by dwelling and occupant socio-economic variables: An Irish case study*. Energy and Buildings 48: 240–248.
- McLoughlin, F.; Duffy, A.; Conlon, M. (2010) *The Generation of Domestic Electricity Load Profiles through Markov Chain Modelling*. Euro-Asian Journal of Sustainable Energy Development Policy 3: 18–27.
- Michalik, G. (1997a) *Structural modelling of energy demand in the residential sector: 1. Development of structural models*. Energy 22(10): 937–947.
- Michalik, G. (1997b) *Structural modelling of energy demand in the residential sector: 2. The use of linguistic variables to include uncertainty of customers' behaviour*. Energy 22(10): 949–958.
- Mitchell, R.C. & Carson, R.T. (1989) *Using Surveys to Value Public Goods: The Contingent Valuation Method*. Resources for the Future. Washington D.C.
- Moser, S.; Elbe, C.; Schmutzger, E.; Muggenheimer, G. (2015) *LoadShift: Lastverschiebung in Haushalt, Industrie, Gewerbe und kommunaler Infrastruktur Potenzialanalyse für Smart Grids*. Lastverschiebung in Haushalten. Österreichische Begleitforschung zu Smart Grids. Berichte aus Energie und Umweltforschung (7g/2015). Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie. Wien, Österreich.
- Mulder, G.; Ridder, F.D.; Six, D. (2010) *Electricity storage for grid-connected household dwellings with PV panels*. Solar Energy 84(7): 1284–1293.

- Munasinghe, M. & Sanghvi, A. (1988) *Reliability of Electricity Supply, Outage Costs and Value of Service: An Overview*. The Energy Journal 9 (Special Issue on Electricity Reliability): 1–18.
- Nabe, C.; Beyer, C.; Brodersen, N.; Schäffler, H.; Adam, D., et al. (2009) *Einführung von lastvariablen und zeitvariablen Tarifen*. Im Auftrag der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Ecofys; ENCT; BBH. Berlin.
- Nooij, M. de; Koopmans, C.; Bijvoet, C. (2007) *The value of supply security*. Energy Economics 29(2): 277–295.
- Oberascher, C. (2013) *Stromverbrauch und Stromverwendung der privaten Haushalte in Deutschland*. Ergebnisse einer Studie im Auftrag von HEA, BDEW und EnergieAgentur.NRW, 2012. Fachgemeinschaft für effiziente Energieanwendung e. V. Zugriff am 03.09.2013: [http://www.hea.de/akademie/downloads/1301\\_Energieverbrauch\\_und\\_Energieverwendung\\_im\\_Haushalt.pdf](http://www.hea.de/akademie/downloads/1301_Energieverbrauch_und_Energieverwendung_im_Haushalt.pdf).
- Oppenheimer, D.M.; Meyvis, T.; Davidenko, N. (2009) *Instructional manipulation checks: Detecting satisficing to increase statistical power*. Journal of Experimental Social Psychology 45(4): 867–872.
- Oren, S.S. (2000) *Capacity payments and supply adequacy in competitive electricity markets*. In: VII SEPOPE. VII Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning. Curitiba-Parana, Brasilien.
- Oren, S.S. (2010) *Privatizing Electric Reliability through Smart Grid Technologies and Priority Service Contracts*. In: IEEE PES-GM 2010. IEEE PES General Meeting. Minneapolis, MN, USA.
- Oren, S.S. (2013) *A Historical Perspective and Business Model for Load Response Aggregation Based on Priority Service*. In: HICSS 2013. 46th Hawaii International Conference on System Sciences. Wailea, Maui, HI, USA: S. 2206–2214.
- Oren, S.S. & Smith, S.A. (1992) *Design and Management of Curtailable Electricity Service to Reduce Annual Peaks*. Operations Research 40(2): 213–228.

- Otte, G. (2005) *Entwicklung und Test einer integrativen Typologie der Lebensführung für die Bundesrepublik Deutschland*. Zeitschrift für Soziologie 34(6): 442–467.
- Paatero, J.V. & Lund, P.D. (2006) *A model for generating household electricity load profiles*. International Journal of Energy Research 30(5): 273–290.
- Paetz, A.-G.; Kaschub, T.; Jochem, P.; Fichtner, W. (2011) *Erfahrungen mit dynamischen Tarifkonzepten im intelligenten Haus*. In: *Umsetzungskonzepte nachhaltiger Energiesysteme - Erzeugung, Netze, Verbrauch*. Internationaler ETG-Kongress. Würzburg.
- Panzar, J.C. & Sibley, D.S. (1978) *Public Utility Pricing under Risk: The Case of Self-Rationing*. The American Economic Review 68(5): 888–895.
- Parasuraman, A.; Zeithaml, V.A.; Berry, L.L. (1985) *A Conceptual Model of Service Quality and Its Implications for Future Research*. Journal of Marketing 49(4): 41–50.
- Pearce, D. & Özdemiroğlu, E. (2002) *Economic valuation with stated preference techniques*. Summary guide. Department for Transport, Local Government and the Regions. London.
- Pehnt, M.; Helms, H.; Lambrecht, U.; Dallinger, D.; Wietschel, M., et al. (2011) *Elektroautos in einer von erneuerbaren Energien geprägten Energiewirtschaft*. Zeitschrift für Energiewirtschaft 35(3): 221–234.
- Pflugradt, N. & Platzer, B. (2012) *Behavior based load profile generator for domestic hot water and electricity use*. In: *Innstock 2012*. 12th International Conference on Energy Storage. Lleida, Spanien.
- Piller, W. (1979) *Der Elektrische Leistungsbedarf von Haushalten*. In: Schaefer, H. (Hrsg.) *Der Leistungsbedarf und seine Deckung*. Springer. Berlin, Heidelberg: S. 85–93.
- Plötz, P.; Gnann, T.; Kühn, A.; Wietschel, M. (2013) *Markthochlaufszenerarien für Elektrofahrzeuge*. Langfassung. Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung. Karlsruhe.

- Portney, P.R. (1994) *The Contingent Valuation Debate: Why Economists Should Care*. The Journal of Economic Perspectives 8(4): 3–17.
- Praktiknjo, A. (2013) *Sicherheit der Elektrizitätsversorgung*. Das Spannungsfeld von Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit. Springer Vieweg, Wiesbaden.
- Praktiknjo, A.J. (2014) *Stated preferences based estimation of power interruption costs in private households: An example from Germany*. Energy 76: 82–90.
- Prior, D. (1997) *Nachbildung der Energiebedarfsstruktur der privaten Haushalte - Werkzeug zur Bewertung von Energieeinsparmaßnahmen*. Fortschritt-Berichte VDI Reihe 6 (379). VDI Verlag, Düsseldorf.
- Prose, F. & Wortmann, K. (1991) *Energiesparen: Verbraucheranalyse und Marktsegmentierung der Kieler Haushalte*. Stadtwerke Kiel. Zugriff am 28.08.2013: <http://www.nordlicht.uni-kiel.de/table/onlinepublikationen/3.-verbraucheranalyse-und-marktsegmentierung/>.
- Pruckner, G.J. (1995) *Der kontingente Bewertungsansatz zur Messung von Umweltgütern*. Zeitschrift für Umweltpolitik und Umweltrecht 18(4): 503–536.
- Reichl, J.; Schmidthaler, M.; Schneider, F. (2013) *The value of supply security: The costs of power outages to Austrian households, firms and the public sector*. Energy Economics 36: 256–261.
- Richardson, I.; Thomson, M.; Infield, D.; Clifford, C. (2010) *Domestic electricity use: A high-resolution energy demand model*. Energy and Buildings 42(10): 1878–1887.
- Rochlin, C. (2004) *Resource Adequacy Requirement, Reserve Margin, and the Public Goods Argument*. The Electricity Journal 17(3): 52–59.
- Ruiz, N.; Claessens, B.; Jimeno, J.; López, J.A.; Six, D. (2014) *Residential load forecasting under a demand response program based on economic incentives*. International Transactions on Electrical Energy Systems 25(8): 1436–1451.



- Ruppert, M.; Hayn, M.; Bertsch, V.; Fichtner, W. (2016) *Impact of residential electricity tariffs with variable energy prices on low voltage grids with photovoltaic generation*. International Journal of Electrical Power & Energy Systems [In Druck].
- RWI & forsa (2013) *Erhebung des Energieverbrauchs der privaten Haushalte für die Jahre 2009-2010*. Teilbericht für das Projekt Erhebung des Energieverbrauchs der privaten Haushalte für die Jahre 2006-2010. Forschungsprojekt Nr. 54/09 des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, BMWi. Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung & forsa Gesellschaft für Sozialforschung und statistische Analysen mbH. Essen, Berlin.
- Sandels, C.; Widén, J.; Nordström, L. (2014) *Forecasting household consumer electricity load profiles with a combined physical and behavioral approach*. Applied Energy 131: 267–278.
- Sanquist, T.F.; Orr, H.; Shui, B.; Bittner, A.C. (2012) *Lifestyle factors in U.S. residential electricity consumption*. Energy Policy 42: 354–364.
- Schelly, C. (2014) *Residential solar electricity adoption: What motivates, and what matters? A case study of early adopters*. Energy Research & Social Science 2: 183–191.
- Schermeyer, H.; Bertsch, V.; Fichtner, W. (2014) *Validation and utilization of numerical weather model data in energy systems analysis of decentralized electricity production*. In: *Towards Green Economy*. 7th International Scientific Conference - Energy and Climate Change. Athen, Griechenland: S. 137–146.
- Schipper, L.; Bartlett, S.; Hawk, D.; Vine, E. (1989) *Linking Life-Styles and Energy Use: A Matter of Time?* Annual Review of Energy 14(1): 273–320.
- Schmidthaler, M.; Reichl, J.; Schneider, F. (2012) *Der volkswirtschaftliche Verlust durch Stromausfälle: Eine empirische Analyse für Haushalte, Unternehmen und den öffentlichen Sektor*. Perspektiven der Wirtschaftspolitik 13(4): 308–336.

- Schubert, D.K.J.; Selasinsky, A. von; Meyer, T.; Schmidt, A.; Thuß, S., et al. (2013) *Gefährden Stromausfälle die Energiewende? Einfluss auf Akzeptanz und Zahlungsbereitschaft*. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 63(10): 35–39.
- Seller, C.; Stoll, J.R.; Chavas, J.-P. (1985) *Validation of Empirical Measures of Welfare Change: A Comparison of Nonmarket Techniques*. *Land Economics* 61(2): 156–175.
- Sensfuß, F. (2011) *Analysen zum Merit-Order Effekt erneuerbarer Energien*. Update für das Jahr 2010. Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung. Karlsruhe.
- Shao, S.; Pipattanasomporn, M.; Rahman, S. (2013) *Development of physical-based demand response-enabled residential load models*. *IEEE Transactions on Power Systems* 28(2): 607–614.
- Shell & BDH (2013) *Klimaschutz im Wohnungssektor - Wie heizen wir morgen? Fakten, Trends und Perspektiven für Heiztechniken bis 2030*. Shell BDH Hauswärme-Studie. Shell Deutschland Oil GmbH & Bundesindustrieverband Deutschland Haus-, Energie- und Umwelttechnik e. V. Hamburg, Köln.
- Shimoda, Y.; Fujii, T.; Morikawa, T.; Mizuno, M. (2004) *Residential end-use energy simulation at city scale*. *Building and Environment* 39(8): 959–967.
- Simmons-Süer, B.; Atukeren, E.; Busch, C. (2011) *Elastizitäten und Substitutionsmöglichkeiten der Elektrizitätsnachfrage: Literaturübersicht mit besonderem Fokus auf den Schweizer Strommarkt*. Studie im Auftrag der Economiesuisse. KOF Studien (No. 26). Konjunkturforschungsstelle der ETH Zürich. Zürich, Schweiz.
- Skiera, B. (1999) *Mengenbezogene Preisdifferenzierung bei Dienstleistungen*. Beiträge zur betriebswirtschaftlichen Forschung (90). Dt. Univ.-Verlag, Wiesbaden.
- Smith, S.A. (1989) *Efficient menu structures for pricing interruptible electric power service*. *Journal of Regulatory Economics* 1(3): 203–223.

- Speith, S. (2014) *Kapazitätstarife im Verteilnetz - Mengeneffekte des Eigenverbrauchs und Netzkostenverteilung*. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 64(3): 97–100.
- Stadler, I. (2008) *Power grid balancing of energy systems with high renewable energy penetration by demand response*. *Utilities Policy* 16(2): 90–98.
- Stamminger, R. (2008) *Synergy Potential of Smart Appliances*. D2.3 of WP 2 from the Smart-A project. A report prepared as part of the EIE project „Smart Domestic Appliances in Sustainable Energy Systems (Smart-A)”. Bonn.
- Statistik Austria (2011) *Modellierung des Stromverbrauchs in den privaten Haushalten Österreichs nach unterschiedlichen Verwendungszwecken*. Statistik Austria. Wien, Österreich.
- Staudacher, T. & Eller, S. (2012) *Dezentrale Stromversorgung eines Einfamilienhauses*. *BWK* 64(6): 38–45.
- Stokes, M. (2005) *Removing barriers to embedded generation : a fine-grained load model to support low voltage network performance analysis*. PhD Thesis. De Montfort University. Leicester.
- Suhl, L. & Mellouli, T. (2006) *Optimierungssysteme*. Modelle, Verfahren, Software, Anwendungen. Springer. Berlin, Heidelberg.
- Sullivan, M.; Noland Suddeth, B.; Vardell, T.; Vojdani, A. (1996) *Interruption costs, customer satisfaction and expectations for service reliability*. *IEEE Transactions on Power Systems* 11(2): 989–995.
- Swan, L.G. & Ugursal, V.I. (2009) *Modeling of end-use energy consumption in the residential sector: A review of modeling techniques*. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 13(8): 1819–1835.
- Thiemann, R.; Passenberg, I.; Suer, S. (2007) *Preis, Verbrauch und Umwelt versus Komfort - der mündige Energieverbraucher*. Verhaltensverhalten und neue Möglichkeiten zur Kundenbindung und Kundengewinnung für Energieversorger. IBM Global Business Services. o. O.

- Tomschi, U. (2013) *Flexible thermische Kraftwerke für die Energiewende*. Elektrotechnik und Informationstechnik 130(3): 81–86.
- UBA (2011) *CO<sub>2</sub>-Emissionsminderung durch Ausbau, informationstechnische Vernetzung und Netzoptimierung von Anlagen dezentraler, fluktuierender und erneuerbarer Energienutzung in Deutschland*. Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau.
- van Raaij, W.F. & Verhallen, T.M.M. (1983) *Patterns of residential energy behavior*. Journal of Economic Psychology 4(1-2): 85–106.
- Varian, H.R. & Buchegger, R. (2011) *Grundzüge der Mikroökonomik*. Internationale Standardlehrbücher der Wirtschafts- und Sozialwissenschaften. Oldenbourg. München.
- VDI (2008) *Referenzlastprofile von Ein- und Mehrfamilienhäusern für den Einsatz von KWK-Anlagen (VDI 4655)*. Verein Deutscher Ingenieure e. V. o. O.
- Venkatachalam, L. (2004) *The contingent valuation method: a review*. Environmental Impact Assessment Review 24(1): 89–124.
- VKU (2013) *Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland*. Langfassung. Verband kommunaler Unternehmen e. V. Berlin.
- Vyncke, P. (2002) *Lifestyle Segmentation: From Attitudes, Interests and Opinions, to Values, Aesthetic Styles, Life Visions and Media Preferences*. European Journal of Communication 17(4): 445–463.
- Walker, C. & Pokoski, J. (1985) *Residential Load Shape Modelling Based on Customer Behavior*. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems 104(7): 1703–1711.
- Walsh, J.E. (1959) *Large sample nonparametric rejection of outlying observations*. Annals of the Institute of Statistical Mathematics 10(3): 223–232.
- Widén, J.; Lundh, M.; Vassileva, I.; Dahlquist, E.; Ellegård, K., et al. (2009) *Constructing load profiles for household electricity and hot water from time-use data—Modelling approach and validation*. Energy and Buildings 41(7): 753–768.

- Widén, J.; Molin, A.; Ellegård, K. (2012) *Models of domestic occupancy, activities and energy use based on time-use data: deterministic and stochastic approaches with application to various building-related simulations*. Journal of Building Performance Simulation 5(1): 27–44.
- Widén, J. & Wäckelgård, E. (2010) *A high-resolution stochastic model of domestic activity patterns and electricity demand*. Applied Energy 87(6): 1880–1892.
- Wilson, C. & Dowlatabadi, H. (2007) *Models of Decision Making and Residential Energy Use*. Annual Review of Environment and Resources 32(1): 169–203.
- Wirth, H. (2015) *Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland*. Fassung vom 19.5.2015. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme. Freiburg.
- Woo, C.K.; Sreedharan, P.; Hargreaves, J.; Kahrl, F.; Wang, J., et al. (2014) *A review of electricity product differentiation*. Applied Energy 114: 262–272.
- Woo, C.-K. (1988) *Optimal electricity rates and consumption externality*. Resources and Energy 10(4): 277–292.
- Woo, C.-K. (1990) *Efficient electricity pricing with self-rationing*. Journal of Regulatory Economics 2(1): 69–81.
- Woo, C.-K.; Horowitz, I.; Martin, J. (1998) *Reliability Differentiation of Electricity Transmission*. Journal of Regulatory Economics 13(3): 277–292.
- Woo, C.-K. & Pupp, R.L. (1992) *Costs of Service Disruptions to Electricity Consumers*. Energy 17(2): 109–126.
- Wright, A. & Firth, S. (2007) *The nature of domestic electricity-loads and effects of time averaging on statistics and on-site generation calculations*. Applied Energy 84(4): 389–403.

- Wright, K.B. (2005) *Researching Internet-Based Populations: Advantages and Disadvantages of Online Survey Research, Online Questionnaire Authoring Software Packages, and Web Survey Services*. Journal of Computer-Mediated Communication 10(3): 00.
- Würtz, S. (2015) *Treiber und Auswirkungen von Preiskomplexität. Empirische Analyse unterschiedlicher Dienstleistungsbranchen*. Dissertation. Karlsruher Institut für Technologie. Karlsruhe.
- Würzburg, K.; Labandeira, X.; Linares, P. (2013) *Renewable generation and electricity prices: Taking stock and new evidence for Germany and Austria*. Energy Economics 40: S159-S171.
- Yao, R. & Steemers, K. (2005) *A method of formulating energy load profile for domestic buildings in the UK*. Energy and Buildings 37(6): 663–671.
- Yohanis, Y.G.; Mondol, J.D.; Wright, A.; Norton, B. (2008) *Real-life energy use in the UK: How occupancy and dwelling characteristics affect domestic electricity use*. Energy and Buildings 40(6): 1053–1059.
- Zeilinger, F. & Einfalt, A. (2012) *Modell für hochauflösende synthetische Haushaltslastprofile*. In: *Alternativen für die Energiezukunft Europas*. EnInnov 2012 - 12. Symposium Energieinnovation. Graz, Österreich.
- Zeilinger, F.; Groß, C.; Schuster, A. (2014) *Detaillierte Modellierung des Haushaltsstromverbrauchs zur Untersuchung von Demand Side Management*. In: *Innehalten und Ausblick: Effektivität und Effizienz für die Energiewende*. EnInnov 2014 - 13. Symposium Energieinnovation. Graz, Österreich.
- Zwaan, A.v.d. & Welle, B.v.d. (2007) *An Overview of Selected Studies on the Value of Lost Load (VOLL)*. Working Paper - Final Version. Energy Research Center of the Netherlands. Amsterdam, Niederlande.







## PRODUKTION UND ENERGIE

Karlsruher Institut für Technologie (KIT)



Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion  
Deutsch-Französisches Institut für Umweltforschung

---

ISSN 2194-2404

---

Die Bände sind unter [www.ksp.kit.edu](http://www.ksp.kit.edu) als PDF frei verfügbar  
oder als Druckausgabe zu bestellen.

- Band 1**    **National Integrated Assessment Modelling zur Bewertung  
umweltpolitischer Instrumente.**  
Entwicklung des otello-Modellsystems und dessen Anwendung  
auf die Bundesrepublik Deutschland. 2012  
ISBN 978-3-86644-853-7
- Band 2**    **Erhöhung der Energie- und Ressourceneffizienz und  
Reduzierung der Treibhausgasemissionen in der Eisen-,  
Stahl- und Zinkindustrie (ERESTRE).** 2013  
ISBN 978-3-86644-857-5
- Band 3**    Frederik Trippe  
**Techno-ökonomische Bewertung alternativer Verfahrens-  
konfigurationen zur Herstellung von Biomass-to-Liquid (BtL)  
Kraftstoffen und Chemikalien.** 2013  
ISBN 978-3-7315-0031-5
- Band 4**    Dogan Keles  
**Uncertainties in energy markets and their  
consideration in energy storage evaluation.** 2013  
ISBN 978-3-7315-0046-9
- Band 5**    Heidi Ursula Heinrichs  
**Analyse der langfristigen Auswirkungen von  
Elektromobilität auf das deutsche Energiesystem  
im europäischen Energieverbund.** 2013  
ISBN 978-3-7315-0131-2



- Band 6** Julian Stengel  
**Akteursbasierte Simulation der energetischen  
Modernisierung des Wohngebäudebestands  
in Deutschland.** 2014  
ISBN 978-3-7315-0236-4
- Band 7** Sonja Babrowski  
**Bedarf und Verteilung elektrischer Tagesspeicher im  
zukünftigen deutschen Energiesystem.** 2015  
ISBN 978-3-7315-0306-4
- Band 8** Marius Wunder  
**Integration neuer Technologien der  
Bitumenkalthandhabung in die Versorgungskette.** 2015  
ISBN 978-3-7315-0319-4
- Band 9** Felix Teufel  
**Speicherbedarf und dessen Auswirkungen auf  
die Energiewirtschaft bei Umsetzung der politischen  
Ziele zur Energiewende.** 2015  
ISBN 978-3-7315-0341-5
- Band 10** D. Keles, L. Renz, A. Bublitz, F. Zimmermann, M. Genoese,  
W. Fichtner, H. Höfling, F. Sensfuß, J. Winkler  
**Zukunftsfähige Designoptionen für den deutschen  
Strommarkt: Ein Vergleich des Energy-only-Marktes  
mit Kapazitätsmärkten.** 2016  
ISBN 978-3-7315-0453-5
- Band 11** Patrick Breun  
**Ein Ansatz zur Bewertung klimapolitischer Instrumente  
am Beispiel der Metallerzeugung und -verarbeitung.** 2016  
ISBN 978-3-7315-0494-8



**Band 12** P. Ringler, H. Schermeyer, M. Ruppert, M. Hayn,  
V. Bertsch, D. Keles, W. Fichtner  
**Decentralized Energy Systems,  
Market Integration, Optimization.** 2016  
ISBN 978-3-7315-0505-1

**Band 13** Marian Hayn  
**Modellgestützte Analyse neuer Stromtarife für  
Haushalte unter Berücksichtigung bedarfsorientierter  
Versorgungssicherheitsniveaus.** 2016  
ISBN 978-3-7315-0499-3



Die erzeugungs- und nachfrageseitigen Veränderungen im deutschen Elektrizitätsmarkt im Zuge der Energiewende rücken nachfrageseitige Flexibilität verstärkt in den Vordergrund, um damit zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit beizutragen. In diesem Kontext beschäftigt sich diese Arbeit mit der Entwicklung eines neuen Stromtarifkonzepts für Haushaltskunden in Deutschland und dessen empirischer sowie modellgestützter Bewertung. Das Stromtarifkonzept ist dadurch gekennzeichnet, dass der individuelle Bedarf eines Haushalts nach einer gesicherten Mindestleistung und dem damit einhergehenden Versorgungssicherheitsniveau als Differenzierungsmerkmal in den Stromtarif integriert ist. Dies geschieht über die Verwendung variabler Leistungspreise. Im Zentrum der Arbeit steht die Ausgestaltung eines von Haushaltskunden akzeptierten Stromtarifs mit variablen Leistungspreisen sowie die Frage, wie sich dieser auf die Flexibilisierung der Nachfrage auswirkt. Dazu wird ein entsprechendes Tarifkonzept theoretisch hergeleitet und mit Hilfe einer empirischen Studie hinsichtlich Nutzungsbereitschaft, Akzeptanz und Ausgestaltung untersucht. Die Auswirkungen verschiedener Stromtarife auf die Nachfrageflexibilität werden mit einem entwickelten Bottom-up-Haushaltslastprofilmodell analysiert.

