

Michael Zeller

Analyse und Simulation von Geschäftsmodellen für Elektrizitätsvertriebsunternehmen

Untersuchungen für die Implementierung von Smart Metern



Michael Zeller

**Analyse und Simulation von Geschäftsmodellen
für Elektrizitätsvertriebsunternehmen**

Michael Zeller

Analyse und Simulation von Geschäftsmodellen für Elektrizitätsvertriebsunternehmen

Untersuchungen für die Implementierung von Smart Metern

Universitätsverlag der TU Berlin

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek

Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über <http://dnb.dnb.de> abrufbar.

Universitätsverlag der TU Berlin, 2014
<http://www.univerlag.tu-berlin.de>

Fasanenstr. 88 (im VOLKSWAGEN-Haus), 10623 Berlin
Tel.: +49 (0)30 314 76131 / Fax: -76133
E-Mail: publikationen@ub.tu-berlin.de

Zugl.: Berlin, Technische Universität, Diss., 2014

1. Gutachter: Prof. Dr. Dietmar Winje
2. Gutachter: Prof. Dr. Hermann Krallmann
3. Gutachter: Prof. Dr. Rüdiger Zarnekow

Die Arbeit wurde am 02. Oktober 2014 an der Fakultät VII unter Vorsitz von Prof. Dr. Frank Straube erfolgreich verteidigt.

Diese Veröffentlichung – ausgenommen Zitate und Titelfoto – ist unter der CC-Lizenz CC BY lizenziert.
Lizenzvertrag: Creative Commons Namensnennung 4.0 International (CC BY 4.0)
<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/deed.de>

Umschlagfoto: Julia Rompel
Druck: docupoint GmbH
Satz/Layout: Julia Rompel

ISBN 978-3-7983-2724-5 (print)

ISBN 978-3-7983-2725-2 (online)

Zugleich online veröffentlicht auf dem Digitalen Repositorium der Technischen Universität Berlin:
URL <http://opus4.kobv.de/opus4-tuberlin/frontdoor/index/index/docId/5744>
URN <urn:nbn:de:kobv:83-opus4-57449>
[<http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:kobv:83-opus4-57449>]

*»Essentially, all models are wrong,
but some are useful.«*

George E. P. Box (1919–2013)

Kurzfassung

Mit der Energiewende müssen mehr als sechshundert Elektrizitätsvertriebsunternehmen in Deutschland ihre Geschäftsmodelle überdenken und den Rahmenbedingungen anpassen. Ein wichtiger Aspekt ist die Anpassung des Verbrauchs der privaten Haushalte an die fluktuierende Einspeisung aus Erneuerbaren Energien mittels der Wertangebote durch Smart Meter. In dieser Arbeit erfolgt eine Geschäftsmodellanalyse zur Bewertung der Handlungsoptionen. Damit wird ein Beitrag zur Geschäftsmodellforschung geleistet, denn trotz Uneinigkeit mangelt es nicht an Definitionen, strukturierte Methoden zur Anwendung gibt es kaum. In dieser Dissertation wird eine strukturierte Vorgehensweise zur Bewertung von Smart Metern in reifen Industrien vorgeschlagen.

Eine Besonderheit dieser Arbeit ist die Weiterführung des Modellgedankens mittels einer Simulation. Hierzu wird ein Verfahren zur Modellierung der Großhandelspreise und Einspeisung der Erneuerbaren Energien entwickelt. Neuartig ist auch die Modellierung der Lastverlagerung, welche als Funktion der Lebensgewohnheiten und dynamischen Präferenzen dargestellt wird und nicht über die geringe Preiselastizität. Für die Handlungsoptionen werden zukünftige Szenarien untersucht.

Ein Ergebnis ist der Widerspruch zwischen den Werttreibern der Tarife und den Kundenpräferenzen. Dynamisierung und Automatisierung steigern die Vorteilhaftigkeit, die Endkunden stehen diesen Aspekten eher ablehnend gegenüber. Ein zweites Ergebnis ist, dass trotz geringer Einsparungen bei den Beschaffungskosten hohe Netzentlastungen geschaffen werden können. Ein drittes Ergebnis ist, dass nach der Modellbewertung Tarife mit statischen Zeitzone in Zukunft keine Beschaffungskostenvorteile mehr versprechen.

Danksagung

Vorangestellt sei ein Dank an alle Menschen, die mich im Laufe der Entstehung dieser Arbeit unterstützt haben. Eine Dissertation muss man selbst schreiben, aber nie allein. Dank geht an meinen verehrten Doktorvater Prof. Dr. Dietmar Winje, seine wegweisenden Hinweise und Kommentare waren mir ein wichtiger Kompass bei der Erstellung dieser Arbeit. Ein besonderer Dank gebührt Herrn Prof. Dr. Hermann Krallmann und Herrn Prof. Dr. Rüdiger Zarnekow für die Übernahme der Zweitgutachten.

Weiterhin sei allen Kollegen und Ehemaligen des Lehrstuhls für Energie- und Ressourcenmanagements der Technischen Universität Berlin für die gute Arbeitsatmosphäre und fruchtbaren Diskussionen gedankt. Dank gilt auch der Technischen Universität Berlin für die zur Verfügung gestellte Zeit während der Tätigkeit als Wissenschaftlicher Mitarbeiter, um über Probleme abseits des Unternehmensalltags gründlich nachzudenken.

Neben der Zeit für diese »Forschungsleistung« wurde von mir auch die Erfüllung meiner »Lehrverpflichtung« erwartet. Die Lehre ist mehr als bloße Verpflichtung, sondern auch eine Möglichkeit zum Erkenntnisgewinn. In Lehrveranstaltungen und während der Betreuung von Seminar-, Diplom- und Masterarbeiten wurden neue Ansätze und Konzepte dem Test der »Intelligenz der Vielen« gestellt. Daher möchte ich allen Studenten danken, mit denen ich im Zuge meiner Lehrtätigkeit Ideen austauschen durfte.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
1.1	Wertschöpfungsketten der Elektrizitätswirtschaft im Wandel	2
1.2	Geschäftsmodellinnovationen zur Messung und Steuerung des Stromverbrauchs mit Smart Metern	5
1.3	Methodik und Aufbau der Untersuchung	6
2	Grundlagen zur Messung und Steuerung des Stromverbrauchs	11
2.1	Rechtsrahmen des Messwesens in Deutschland	11
2.2	Entwicklung der Elektrizitätsmesstechnik	13
2.3	Steuerung des Stromverbrauchs im Kontext der Elektrizitätswirtschaft	18
2.4	Pilotprojekte und Verbreitung von Smart Metern	21
3	Geschäftsmodellanalyse in Theorie und Anwendung	27
3.1	Geschäftsmodelle im Kontext des Managements	28
3.1.1	Geschäftsmodelle und strategisches Management	28
3.1.2	Geschäftsmodelle und wertorientierte Unternehmensführung	30
3.1.3	Geschäftsmodelle in der Unternehmenspraxis	32
3.2	Definition und Abbildungsmerkmal der Geschäftsmodelle	34
3.2.1	Geschäftsmodelle als Wortmodelle	34
3.2.2	Geschäftsmodelle als Wirkungsgraph	36
3.2.3	Geschäftsmodelle als Wertschöpfungsarchitektur	37
3.2.4	Geschäftsmodelle als Interaktionsmodell	38
3.2.5	Geschäftsmodelle als Typisierung	40
3.2.6	Synthese der Ansätze zu einer Geschäftsmodelldefinition	41
3.3	Bewertung von Geschäftsmodellen in reifen Industrien	48
3.3.1	Qualitative Bewertung	49
3.3.2	Quantitative Bewertung	49
3.4	Verwendete Methodik und Abgrenzung der Forschungsfrage	52
3.4.1	Prozessmodell der Geschäftsmodellanalyse für ELVU	52
3.4.2	Abgrenzung der Forschungsfrage und wissenschaftlicher Beitrag	54

4	Qualitative Geschäftsmodellanalyse für Smart Meter	57
4.1	Konventionelles Geschäftsmodell von Elektrizitätsvertriebsunternehmen ..	57
4.1.1	Konventionelle Wertangebote nach Kundensegmenten	58
4.1.1.1	Privatkunden-Haushalte	60
4.1.1.2	Geschäftskunden – Kleinverbraucher <100 MWh	62
4.1.1.3	Geschäftskunden – Großkunden >100 MWh	64
4.1.2	Wertstruktur im Stromvertriebsmarkt	65
4.1.3	Wertfolge im Stromvertriebsmarkt	69
4.2	Neue Geschäftsmodelle durch Smart Meter	74
4.2.1	Smart Meter-Implementierung in das konventionelle Geschäftsmodell	74
4.2.1.1	Veränderung des konventionellen Wertangebotes	75
4.2.1.2	Veränderung der konventionellen Wertstruktur	76
4.2.1.3	Veränderung der konventionellen Wertfolge	78
4.2.2	Zeitnahe Steuerung der Stromnachfrage	79
4.2.2.1	Beschaffungsmarktoptimierung	81
4.2.2.2	Eigenbedarfsoptimierung	82
4.2.2.3	Netzdienstleistungen	83
4.2.3	Mehrwertdienstleistungen durch Smart Meter	84
4.2.3.1	Mehrwertdienstleistungen für Privatkunden	84
4.2.3.2	Mehrwertdienstleistungen für Geschäftskunden	85
4.3	Bewertung der Smart Meter-Geschäftsmodelle	86
4.3.1	Wertschöpfung für die Akteure der Wertstruktur	87
4.3.2	Strategischer Fit für unterschiedliche Elektrizitätsvertriebsunternehmen	88
4.3.3	Vergleich von konventioneller und zukünftiger Gewinnformel	91
5	Simulationsmodell für die Laststeuerung mit Smart Meter	99
5.1	Simulation des Strombeschaffungsmarktes	102
5.1.1	Großhandelsstrompreis als Funktion der Residuallast	103
5.1.1.1	Marktregime im Großhandelsmarkt	104
5.1.1.2	Regressionsanalyse der Preisfunktion	108
5.1.1.3	Synthese der Preisfunktionen für 2024 und 2034	110
5.1.2	Einspeisung aus Erneuerbaren Energien	112

5.1.2.1	Einspeisung Photovoltaik	113
5.1.2.2	Einspeisung Windenergie	117
5.2	Simulationsmodell der Elektrizitätsvertriebsunternehmen	122
5.2.1	Interaktionen mit dem Beschaffungsmarkt	122
5.2.2	Interaktionen mit dem Absatzmarkt	123
5.3	Simulationsmodell des Absatzmarktes	125
5.3.1	Ist-Analyse der Stromnachfrage	126
5.3.2	Steuerung der Stromnachfrage der privaten Haushalte	131
5.3.2.1	Kundenlast als Funktion dynamischer Tarife	131
5.3.2.2	Kundenlast als automatisierte Steuerung	135
5.3.3	Wärmenachfrage und Heizungssteuerung	136
5.4	Simulationsheuristik und Kalibrierung	137
5.4.1	Heuristik des Simulationsprogramms	139
5.4.2	Kalibrierung der Monte Carlo-Analyse	139
6	Ergebnisse der Geschäftsmodellsimulation für die Laststeuerung mit Smart Meter	141
6.1	Steuerung des Strombedarfs der Privathaushalte	141
6.1.1	Manuelle Steuerung der Stromnachfrage	142
6.1.2	Automatische Steuerung der Stromnachfrage	145
6.1.3	Anteil der Erneuerbaren Energien an der Deckung der Haushaltsnachfrage	147
6.1.4	Rückkopplungseffekte auf Netzauslastung und Strompreis	148
6.2	Wärmekunde	150
6.2.1	Anwendungsfall Stromheizung	151
6.2.2	Anwendungsfall KWK-Anlage	153
6.3	Eigenbedarfsoptimierung mit PV-Anlagen	154
6.4	Zusammenfassung der Simulationsergebnisse	156
6.5	Kritische Würdigung der Modellergebnisse	157
7	Zusammenfassung und Ausblick	159
7.1	Ergebnis der Geschäftsmodellanalyse	159
7.2	Theoretische Beiträge für die wissenschaftliche Forschung	162
7.3	Ausblick	163

Literaturverzeichnis	165
A Anhang	181
A1 Empirische Vorstudie	181
A2 Fundamentalanalyse der Merit-Order	192
A3 Programmierungen des Simulationsmodells	197
Über den Autor	222

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1.1:	Jährliche Strombereitstellung aus Erneuerbaren Energien	2
Abbildung 1.2:	Akteure und Technologien entlang der Wertschöpfungskette der Elektrizitätswirtschaft	4
Abbildung 1.3:	Innovationszyklen in der Elektrizitätswirtschaft	5
Abbildung 1.4:	Schematischer Aufbau der Untersuchung	8
Abbildung 2.1:	Aufbau und Komponenten eines Ferraris-Zählers	14
Abbildung 2.2:	Prinzipskizze und Schaltbild zum Einsatz eines Hall-Sensors ...	15
Abbildung 2.3:	Smart Meter mit GSM/GPRS Kommunikationsmodul	16
Abbildung 2.4:	Smart Meter innerhalb der Kommunikationsinfrastruktur	17
Abbildung 2.5:	Durchschnittliche Netzlast in Westdeutschland an einem Winterwerktag in den Jahren 1968 und 1988	19
Abbildung 2.6:	Steuerung des Stromverbrauchs im Wandel der Zeit	20
Abbildung 2.7:	Ergebnisse empirische Vorstudie	24
Abbildung 3.1:	Einordnung von Geschäftsmodellen in die Objekte des strategischen Managements	29
Abbildung 3.2:	Geschäftsmodell eines Verteilnetzbetreibers als Wirkungsgraph ..	36
Abbildung 3.3:	Geschäftsmodell als Wertschöpfungskettenarchitektur	37
Abbildung 3.4:	Methodik zur Darstellung von Geschäftsmodellen nach Weill und Vitale	39
Abbildung 3.5:	Anwendung der Methodik von Weill und Vitale für ELVU	39
Abbildung 3.6:	Darstellung der Wertstruktur	46
Abbildung 3.7:	System Dynamics-Modell für die Kundenentwicklung eines ELVU	50
Abbildung 3.8:	Beschreibung eines dynamischen Systems als parametrisiertes Input-Output-Modell	51
Abbildung 3.9:	Prozess der Geschäftsmodellanalyse und Systemabgrenzung ...	53
Abbildung 3.10:	Anzahl der jährlichen Publikationen zum Thema Geschäftsmodelle insgesamt und Publikationen mit zusätzlichem Bezug zum Internet	54
Abbildung 3.11:	Abgrenzung der Forschungsfrage zu bestehende Arbeiten	55
Abbildung 4.1:	Sektorieller Stromverbrauch und Durchschnittsverbrauch für Deutschland	58

Abbildung 4.2: Kundensegmentierung nach Privat- und Geschäftskunden sowie Stromverbrauch	59
Abbildung 4.3: Gesamtpreis und Durchschnittspreis bei einem Grundpreistarif ..	60
Abbildung 4.4: Gesamtpreis und Durchschnittspreis bei einem Staffeltarif	63
Abbildung 4.5: Durchschnittsstrompreis bei zwei unterschiedlichen Leistungspreistarifen	65
Abbildung 4.6: Akteure innerhalb der Wertstruktur von Stromvertriebsunternehmen	66
Abbildung 4.7: Planungsphase der statischen Wertfolge für ein Elektrizitätsvertriebsunternehmen	70
Abbildung 4.8: Verpflichtungsphase der statischen Wertfolge für ein Elektrizitätsvertriebsunternehmen	71
Abbildung 4.9: Verfügungsphase der statischen Wertfolge für ein Elektrizitätsvertriebsunternehmen	72
Abbildung 4.10: Zukünftige Wertstruktur der konventionellen Geschäftsmodelle mit Smart Metern	76
Abbildung 4.11: Steuerungsmöglichkeit des Stromverbrauchs	80
Abbildung 4.12: Tarifzonen und Lastverlauf eines 2-Personen-Haushaltes des Web2Energy-Projektes	81
Abbildung 4.13: Typisierung der Geschäftsmodelle für Smart Meter	86
Abbildung 4.14: Typisierung der Elektrizitätsvertriebsunternehmen	88
Abbildung 4.15: Kosten und Erlöse des Elektrizitätsvertriebs für einen Durchschnittskunden in 2012	92
Abbildung 4.16: Entwicklung der Beschaffungskosten für ein Haushalts-Standardlastprofil	93
Abbildung 4.17: Elektrizitäts-Handelsvolumina in Deutschland (Geschäftsabschluss in 2010)	94
Abbildung 5.1: Entwicklung der Preise und Kraftwerkskapazitäten in den Leit- und Ausbauszenarien	100
Abbildung 5.2: Interaktionen innerhalb der Wertstruktur des Simulationsmodells	101
Abbildung 5.3: Modellteil Beschaffungsmarkt	103
Abbildung 5.4: Strompreise und Merit-Order im Jahr 2012	105
Abbildung 5.5: Grenzkosten, Strompreis und die Erzeugungsmarge	106
Abbildung 5.6: Regressionskurve und Merit-Order im Jahr 2012	109
Abbildung 5.7: Regressionsfunktion und EEX Spot-Preise im Jahr 2012	110

Abbildung 5.8: Preisfunktion und Merit-Order im Leitszenario für das Jahr 2024	111
Abbildung 5.9: Regressionskurve und Merit-Order im Leitszenario für das Jahr 2034	112
Abbildung 5.10: Saisonfigur der Stromeinspeisung aus Sonnenenergie	115
Abbildung 5.11: Saisonkomponente σ_{Sonne} und Ist-Werte von ω_{Sonne}	116
Abbildung 5.12: Dauerlinie der Ist-Werte und simulierten Werte für $\omega_{\text{Sonne}}(t)$...	117
Abbildung 5.13: Varianz und Mittelwerte von Winter-, Sommer- und Übergangsmonaten	118
Abbildung 5.14: Saisonkomponente der Windeneinspeisung	119
Abbildung 5.15: Darstellung der Autokorrelation von $\omega_{\text{Wind}}(t)$ und $\omega_{\text{Wind}}(t-1)$..	120
Abbildung 5.16: Ist-Werte und simulierte Werte für $\omega_{\text{Wind}}(t)$	121
Abbildung 5.17: Modellteil Elektrizitätsvertriebsunternehmen	122
Abbildung 5.18: Übersicht der Tarif-Tag-Typen als Permutation der HT-, BT- und NT-Stunden	124
Abbildung 5.19: Modellteil Absatzmarkt	125
Abbildung 5.20: Typ-Tage der Standardlastprofile	127
Abbildung 5.21: Verlauf des Standardlastprofils über ein Jahr	128
Abbildung 5.22: Jahresverlauf der Saisonalität der Geschäftskunden	129
Abbildung 5.23: Lastverlagerung als Tarifreaktion an einem Winterwerktag	133
Abbildung 5.24: Programmablauf des Simulationsmodells	137
Abbildung 5.25: Heuristik des Simulationsmodells	138
Abbildung 5.26: Durchschnittliche Kosten der Beschaffung nach Standardlastprofil im Szenario 2012 für 10, 100 und 1000 Simulationsläufe	140
Abbildung 6.1: Häufigkeitsverteilung der Tarif-Tag-Typen bei manueller Steuerung sortiert nach Anzahl der NT-Stunden ..	142
Abbildung 6.2: Häufigkeitsverteilung der Tarif-Tag-Typen bei manueller Steuerung sortiert nach Anzahl der HT-Stunden ..	143
Abbildung 6.3: Durchschnittliche Kosten der Beschaffung der SLP- und Tarif-Kunden im Leitszenario	144
Abbildung 6.4: Durchschnittliche Kosten der Beschaffung der SLP- und Tarif-Kunden in den Ausbauszenarien A, B und C	144
Abbildung 6.5: Durchschnittspreise unterschiedlicher Auslegungen automatisch gesteuerter Anlagen	146

Abbildung 6.6:	Durchschnittliche Kosten der Beschaffung der SLP- und Tarif-Kunden in den Ausbauszenarien A, B und C	146
Abbildung 6.7:	Anteil der Erneuerbaren Energien an der Stromerschaffung von SLP- und Tarif-Kunden	147
Abbildung 6.8:	Risikowettbewerb bei 0 %, 10 % und 100 % Marktdurchdringung der dynamischen Tarife	149
Abbildung 6.9:	Opportunitätswettbewerb bei 0 %, 10 % und 100 % Marktdurchdringung der dynamischen Tarife	149
Abbildung 6.10:	Tagesraumwärmebedarf über ein Jahr (2012) am Beispiel der Heizgradtage für Berlin	150
Abbildung 6.11:	Vergleich der Strompreise der Wärmekunden bei unterschiedlichen Tarifen	152
Abbildung 6.12:	Geordnete Jahresdauerlinien der PV-Leistung und der SLP-Nachfrage	154
Abbildung 6.13:	Anteil der PV-Eigenerzeugung an der Strombedarfsdeckung von SLP- und Tarif-Kunde	155
Abbildung 7.1:	Strategischer Fit und erwarteter Deckungsbeitrag aus den Simulationsergebnissen für die untersuchten Geschäftsmodelle	160
Abbildung A1:	Zusammensetzung der Stichprobe der empirischen Vorstudie ..	182
Abbildung A2:	Wertarchitekturen im Stromvertriebsmarkt	183

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2.1:	Pilotprojekte mit mehr als 1000 Smart Metern in Deutschland	22
Tabelle 3.1:	Übersicht unterschiedlicher Geschäftsmodell-Definitionen	35
Tabelle 3.2:	Typisierung der Geschäftsmodelle nach Gütern (<i>asset</i>) und Art der Rechtevergabe (<i>rights</i>)	40
Tabelle 3.3:	Übersicht und Vergleich der Arbeitsdefinition für Geschäftsmodelle mit ausgewählten Definitionen in der Literatur ...	42
Tabelle 3.4:	Bestandteile des Wertangebots	44
Tabelle 5.1:	Korrekturfaktoren für dynamische Präferenzen	134
Tabelle A1:	Grundgesamtheit der untersuchten Unternehmen der empirischen Vorstudie	183
Tabelle A2:	Annahmen zur Berechnung der Grenzkosten im Stützjahr 2012 ...	192
Tabelle A3:	Variablen der Preisfunktionen für die unterschiedlichen Szenarien ..	194
Tabelle A4:	Verlagerungsfaktor $\tau(t, p_{tarif})$ zu NT-Zeiten	195
Tabelle A5:	Verlagerungsfaktor $\tau(t, p_{tarif})$ zu HT-Zeiten	196

Abkürzungsverzeichnis

BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BK/a	alte Braunkohlekraftwerke
BK/n	neue Braunkohlekraftwerke
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (bis 2013 Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie)
BNetzA	Bundesnetzagentur
BSI	Bundesamt zur Sicherheit in der Informationstechnik
BT	Basistarif
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
DSL	digital subscriber line
EEG	Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien
EEX	European Energy Exchange
ELVU	Elektrizitätsvertriebsunternehmen
EnWG	Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz)
EPRI	Electronic Power Research Institute
f.; ff.	folgende
GHD	Gewerbe, Handel und Dienstleistung
GHDI	Gewerbe, Handel, Dienstleistung und Industrie
GSM	System for mobile communications
GT	Gasturbinenkraftwerke
GuD-Kraftwerke	Gas- und Dampf-Kraftwerke
HAN	home area network
HH	Haushalte
HT	Hochtarif
IuK-Technologie	Informations- und Kommunikations-Technologie
KKW	Kernkraftwerke
kWh	Kilowattstunden
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
kWp	Kilowatt-Peakleistung
LAN	local area network
LMN	local meter network

M-bus	Meter-bus
MessZV	Messzugangsverordnung
Mio.	Million
Mrd.	Milliarde
moma	Modellstadt Mannheim
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
NT	Niedertarif
p. a.	per annum
PJ	Petajoule
PLC	power line communication
PR	Performance Ratio
PSTN	public switched telephone network
PV	Photovoltaik
RLM	Registrierte Leistungsmessung
Rsdllast	Residuallast
SK/a	alte Steinkohlekraftwerke
SK/n	neue Steinkohlekraftwerke
SLP	Standardlastprofil
STC	standard test conditions
StromNZV	Stromnetzzugangsverordnung
u. a.	und andere
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VNB	Verteilnetzbetreiber
WAN	wide area network
WLAN	wireless local area network
wM-bus	wireless local Meter-bus
www	world wide web

1 Einleitung

Seit Beginn der Elektrifizierung vor über einhundert Jahren hat der elektrische Strom als Energieträger weltweit an Bedeutung gewonnen. Innerhalb der Energiewirtschaft hat sich elektrische Energie zunehmend als universelles Austauschmedium etabliert. Zusammen mit den Einsatzmöglichkeiten elektrischer Energie wächst die Anzahl genutzter Primärenergien für deren Bereitstellung. Elektrizität sichert die Befriedigung von Grundbedürfnissen wie Wärme und Licht, wie auch, in Verbindung mit den Kommunikationstechnologien, grundlegende gesellschaftliche und kulturelle Bedürfnisse. Zusätzlich ist Elektrizität als Produktionsfaktor unverzichtbar für die industrielle Produktion und die Bereitstellung von Dienstleistungen.

Das Elektrizitätssystem ist der Flaschenhals der Volks- und insbesondere der Energiewirtschaft. Ein Großteil der Primärenergien wird zu Elektrizität umgewandelt, um auf der Verbraucherseite das komplette Spektrum der Endenergien abzudecken. Dies macht eine Energiepolitik erforderlich, welche klassischerweise im Trilemma von Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit vermitteln muss. Die Wirtschaftlichkeit und damit moderate Stromkosten sind unverzichtbar, um den Industrialisierungsgrad der Volkswirtschaft nicht zu gefährden. Die Energiekosten belasten den privaten Konsum und »Energiearmut« muss vermieden werden. Die Versorgungssicherheit erfordert zweierlei: Kurz- und mittelfristig muss die Infrastruktur die Zuverlässigkeit der Stromversorgung sichern. Langfristig muss durch technologische und geopolitische Strategien der Primärenergieaufwand gedeckt sein. Die Umweltverträglichkeit und Nachhaltigkeit bedingen einen generationenübergreifenden maßvollen Umgang mit natürlichen Ressourcen. Besondere Brisanz besitzen Themen wie die Endlagerung nuklearer Brennstoffe, die Endlichkeit fossiler Brennstoffe und die Kohlenstoffdioxid-Konzentration in der Atmosphäre mit dem einhergehenden Klimawandel, was langfristig eine Dekarbonisierung der Elektrizitätswirtschaft bedingt.

1.1 Wertschöpfungsketten der Elektrizitätswirtschaft im Wandel

Vor dem Hintergrund der energiepolitischen Ziele hat die Elektrizitätswirtschaft in Europa mehrere Umbrüche erlebt. Die Maxime des freien Handels in Europa erforderte eine Liberalisierung der Stromerzeugung, des Großhandels und der Vertriebsmärkte für Endkunden. Gleichzeitig wurden den Marktstufen Verteilung und Übertragung elektrischer Energie ordnungspolitische Regeln zur Entflechtung, Diskriminierungsfreiheit und Preisgestaltung auferlegt.

Die Nachfrage nach elektrischer Energie wurde bis zum letzten Jahrtausend fast ausschließlich aus zentralen Großkraftwerken bedient. Mit der Förderung der Anlagen zur Umwandlung Erneuerbarer Energien¹ hat sich die Zusammensetzung der Stromerzeugung grundlegend geändert. Die Zunahme von Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien führt zu einer zunehmenden Fluktuation der Stromerzeugung. Diese Entwicklungen belasten die Übertragungs- und Verteilnetze als physische Sammelschiene der Elektrizitätswirtschaft.

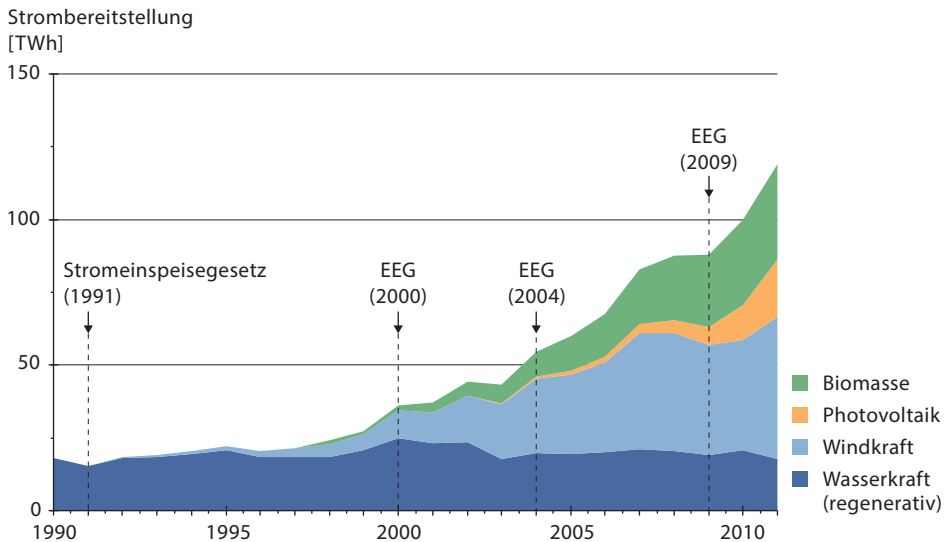


Abbildung 1.1: Jährliche Strombereitstellung aus Erneuerbaren Energien²

1 (EEG, 2012)

2 Eigene Darstellung nach Daten aus (BMWi, 2014)

Die Nachfrage wird beeinflusst durch zwei gegenläufige Trends. Zum einen wird die Umwandlungseffizienz kontinuierlich gesteigert, was sich dämpfend auf die Stromnachfrage auswirkt. Zum anderen ergeben sich Nachfragesteigerungen durch die zunehmende Ausstattung mit elektrischen Geräten, deren Einsatz in der Industrie und die zunehmende Nutzung³. Wachstumssegmente sind die Wärmebereitstellung in einigen Spezialanwendungen wie Wärmepumpen und elektrische Zusatzheizungen für solarthermische Anlagen. Auf dem Transportmarkt sind durch die Zielsetzungen der Bundesregierung zum Ausbau der Elektromobilität Zuwächse zu erwarten. Insgesamt kann jedoch von einer leichten Stagnation der Nachfrage ausgegangen werden.

Als physische Vertriebsmittler stehen die Netzbetreiber in der Pflicht, die Abwicklung der kommerziellen Verträge zu sichern. Hierzu werden Leistungen wie Regelenergie auf dem Erzeugungsmarkt eingekauft. Neben dem Stromnetz wurde seit Mitte der neunziger Jahre des letzten Jahrhunderts das Kommunikationsnetz ausgebaut, was eine Grundvoraussetzung für neue Kommunikationsstrukturen im Strommarkt ist.

Das Messwesen in Europa ist ein Teilbereich der Elektrizitätswirtschaft, welcher eine besondere Dynamik erfährt. Drei Faktoren sind hierfür maßgeblich: Erstens ergibt sich die Notwendigkeit der Anpassung der Last aufgrund der zunehmenden Einspeisung Erneuerbarer Energien. Zweitens wurde durch die geänderte ordnungspolitische Gesetzgebung ein neuer Wettbewerbsmarkt geschaffen⁴ und drittens ermöglichen die technologischen Fortschritte der Informationsinfrastruktur die Nutzung intelligenter Stromzähler (Smart Meter).

Allgemein wird unter intelligenten Netzen, Messsystemen und Endnutzeranwendungen die zeitnahe Messung und Steuerung von Energiesystemen unter Verwendung von Informations- und Kommunikationstechnologie verstanden. Dies beinhaltet die Bereitstellung und Analyse von Messdaten sowie technologische Artefakte zur Steuerung der Energieumwandlung. Als Schnittstelle zwischen Endnutzern, Netzbetreibern und ElVU (Elektrizitätsvertriebsunternehmen) ist die Messtechnologie der Ausgangspunkt für die Implementierung der intelligenten Technologien.

3 Bekannt als Rebound-Effekt bzw. als Jevons' Paradoxon;
benannt nach und erstmals beschrieben in S. VII.3 (Jevons, 1866)

4 (Bundesgesetzblatt, 2008)

Die Teilsysteme und die Auswirkung dieser informatorischen Vernetzung, parallel zum elektrischen Leistungsnetz, lassen sich entlang der Wertschöpfungskette der Energiewirtschaft einteilen. In Abbildung 1.2 sind die Wertschöpfungskette der Elektrizitätswirtschaft, die beteiligten Akteure und die intelligenten Technologien dargestellt. In den nächsten Abschnitten wird eine Begriffsbestimmung für die einzelnen Technologien und somit eine Einordnung des Forschungsgegenstandes gegeben.

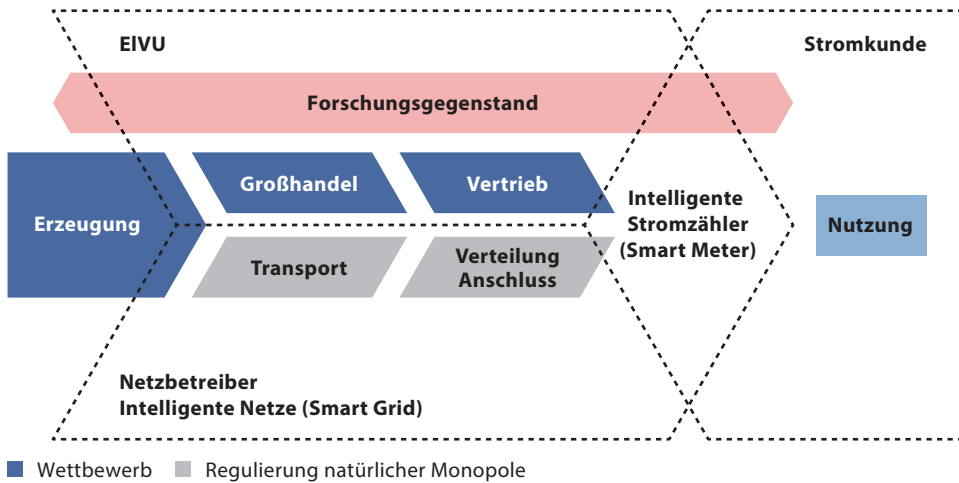


Abbildung 1.2: Akteure und Technologien entlang der Wertschöpfungskette der Elektrizitätswirtschaft

Das Smart Grid soll in Zukunft die Koordinierung und Steuerung im Netzbetrieb verbessern. Die Wahrung der Netzstabilität bei zunehmender stochastischer Einspeisung aus Erneuerbaren Energien ist ein Hauptziel dieser Systeme. Relevant sind hier vor allem physische Aspekte des Netzbetriebs. Aus Sicht der Wettbewerbsmärkte besitzt dieser Bereich eine noch geringe Relevanz, da es sich beim Netzbetrieb um ein natürliches Monopol handelt. Neue Marktrollen können hier zukünftig neue Strukturen schaffen⁵. Vor dem Hintergrund der Anreizregulierung ist auch eine Senkung der operativen Kosten für den Netzbetrieb eine mögliche Auswirkung für die Netzbetreiber. Die Forschungsaktivitäten im Bereich Smart Grid konzentrieren sich vor allem auf Pilotprojekte, um die Machbarkeit und dynamischen Eigenschaften einzelner Steuerungssysteme zu testen.

⁵ S. 42 ff. (BNetzA, 2011)

1.2 Geschäftsmodellinnovationen zur Messung und Steuerung des Stromverbrauchs mit Smart Metern

Die staatlichen Ausgaben für die Energieforschung wurden über die Jahre reduziert, somit ist es Aufgabe der privaten Unternehmen Innovationen zu schaffen. Der Markt ist einmal mehr die kreative Kraft im Umbau des Energiesystems. Innovationsfelder lagen bis dato im Bereich der Stromerzeugung⁶ und der Informations- und Kommunikations-Technologien (IuK-Technologien). Nun obliegt es den ELVU als fokale Akteure, im Energiemarkt Produkte und Märkte zu schaffen, um eine optimale Auslastung der Erzeugungseinheiten und auch der Netzinfrastruktur zu gewährleisten. ELVU sind in diesem Zusammenhang Aggregator und Mittler zwischen der Stromerzeugung, dem Großhandel, den Endkunden und den Netzbetreibern. Die Rolle als Aggregator ergibt sich aus Marktbarrieren, wie etwa der Stückelung von Großhandelskontrakten und Skaleneffekten. Im Gegensatz zu den Netzbetreibern sind die ELVU an weniger rigide Regeln zur Preis- und Produktgestaltung gebunden. Sie besitzen somit einen größeren Handlungsspielraum für Produkt- und Geschäftsmodellinnovationen. Zu den ELVU zählen im Rahmen dieser Dissertation nur solche, welche Privatkunden mit Strom beliefern.

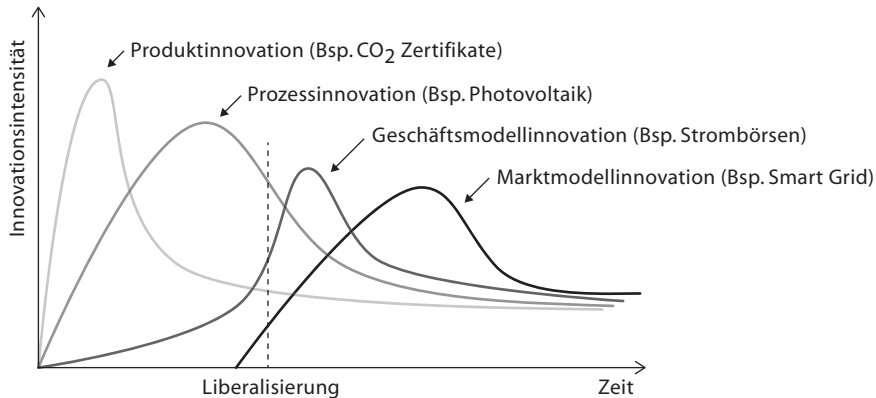


Abbildung 1.3: Innovationszyklen in der Elektrizitätswirtschaft⁷

6 Die Erzeugung und der Verbrauch von Energie im wörtlichen Sinne widersprechen dem ersten Hauptsatz der Thermodynamik; trotzdem wird in dieser Arbeit an den konventionellen Begrifflichkeiten festgehalten. Stromerzeugung meint die Umwandlung von Primär- und Sekundärenergien in elektrischen Strom bei thermodynamischen Verlusten.

7 S. 16 (Wohlfahrtstätter, Boutellier, 2009)

Die Veränderungen von Angebot und Nachfrage sowie die Deregulierung des Messwesens stellen die ELVU vor neue Herausforderungen und Chancen. Die ELVU müssen Nachfrage und Erzeugung steuern, um diese an die fluktuierenden Stromeinspeisungen und die zunehmenden Verteil- und Übertragungsnetzrestriktionen anzupassen. Abbildung 1.3 zeigt beispielhaft Innovationszyklen in der Elektrizitätswirtschaft. Mit bestehenden Smart Metern und zukünftigen Marktinnovationen im Bereich der Smart Grids sind Innovationen der Geschäftsmodelle unverzichtbar. Dies erfordert die Implementierung intelligenter Messtechnologien und Abrechnungsprozesse als Systeminnovation in die bestehenden Geschäftsmodelle.

Die Komplexität der Aufgabe ergibt sich aus der engen Verzahnung beider Aspekte. Die technologische Infrastruktur mit Smart Metern ist die Grundvoraussetzung für die Steuerung der Nachfrage. Die mehr als sechshundert ELVU stehen vor der Frage, wie die Smart Meter-Technologie ihre konventionellen Geschäftsmodelle verändert und welche neuen Geschäftsmodelle für sie opportun sind. Neben der rein strategischen Fragestellung ist abschließend noch zu diskutieren, welche Rückkopplungseffekte sich aus dem Verhalten der ELVU auf den Gesamtmarkt ergeben.

1.3 Methodik und Aufbau der Untersuchung

Die Thematik ist nicht einem einzelnen Aspekt der Unternehmung zuzuordnen. Der unternehmensübergreifende Aspekt sowie der mögliche Einfluss auf die Strukturen und Systeme der ELVU machen die Fragestellung zu einem Problem des strategischen Managements⁸. Die Möglichkeiten der Smart Meter-Technologie, die Prozesse und Informationssysteme einzelner Geschäftseinheiten zu beeinflussen, geben der Fragestellung auch einen operativen Charakter. Im Bereich der Management-Forschung hat sich das Konzept der Geschäftsmodelle herausgebildet, welches die Logik der Wertgenerierung einer Unternehmung abbildet. Die frühesten Ansätze zur Geschäftsmodellforschung haben als Forschungsgegenstände das Internet und elektronische Märkte⁹. In neueren Arbeiten werden Ansätze des strategischen Managements mit Ansätzen der Systemtheorie verbunden¹⁰. Dieser Modellierungsansatz erlaubt, sowohl strategische als auch abstrahierte operative Aspekte der Unternehmung zu berücksichtigen.

8 S. 6 ff. (Hungenberg, 2000)

9 Siehe Abbildung 3.11 und Tabelle 3.1

10 (Grasl, 2009)

Dabei werden nicht alle Änderungen der operativen Abwicklungen auf Prozessebene untersucht. Vielmehr stehen die strukturellen Änderungen in Form von Handlungsoptionen im Mittelpunkt der Untersuchung. Im Gegensatz zu einer reinen Erörterung möglicher Konzepte wird auch eine Bewertung der Konzepte vorgenommen. Bisher hat sich keine Methodik zu der Geschäftsmodellanalyse herauskristallisiert, ein Forschungsbeitrag dieser Arbeit ist die Vorstellung einer Methodik zur Bewertung von Geschäftsmodellen.

Der Aufbau der Untersuchung folgt dabei der Geschäftsmodellanalyse, welche in Abbildung 1.4 grafisch dargestellt ist. Nach der Einleitung werden die Grundlagen sowie der Umsetzungsstand zur Messung und Steuerung des Stromverbrauchs dargelegt. In Ermangelung eines wissenschaftlichen Konsenses hinsichtlich der Geschäftsmodellanalyse wird in Kapitel 3 eine Methodik zur komparativen Geschäftsmodellanalyse für reife Industrien hergeleitet.

Die Geschäftsmodellanalyse unterteilt sich in einen qualitativen und einen quantitativen Teil. Die qualitative Analyse fußt auf einer Ist-Betrachtung der konventionellen Geschäftsmodelle der ELVU, welche mit empirisch erhobenen Daten untermauert wird. Darauf aufbauend erfolgt eine Beschreibung möglicher Geschäftsmodelle auf der Grundlage einer Literaturanalyse. Die relative Vorzugswürdigkeit wird abschließend differenziert nach Unternehmenstyp diskutiert.

Die systematische Geschäftsmodellanalyse wird als Werkzeug zur strukturierten Erfassung der Wirkzusammenhänge genutzt, um ein Simulationsmodell für die quantitative Analyse zu erstellen. Abgebildet werden die Großhandelspreise, die Lastgänge der Verbraucher und die Einspeisung aus Erneuerbaren Energien. Danach erfolgt die Implementierung unterschiedlicher Tarife, Produkte und Vermarktungsmöglichkeiten zur Steuerung und Messung des Stromverbrauchs mit Smart Metern.

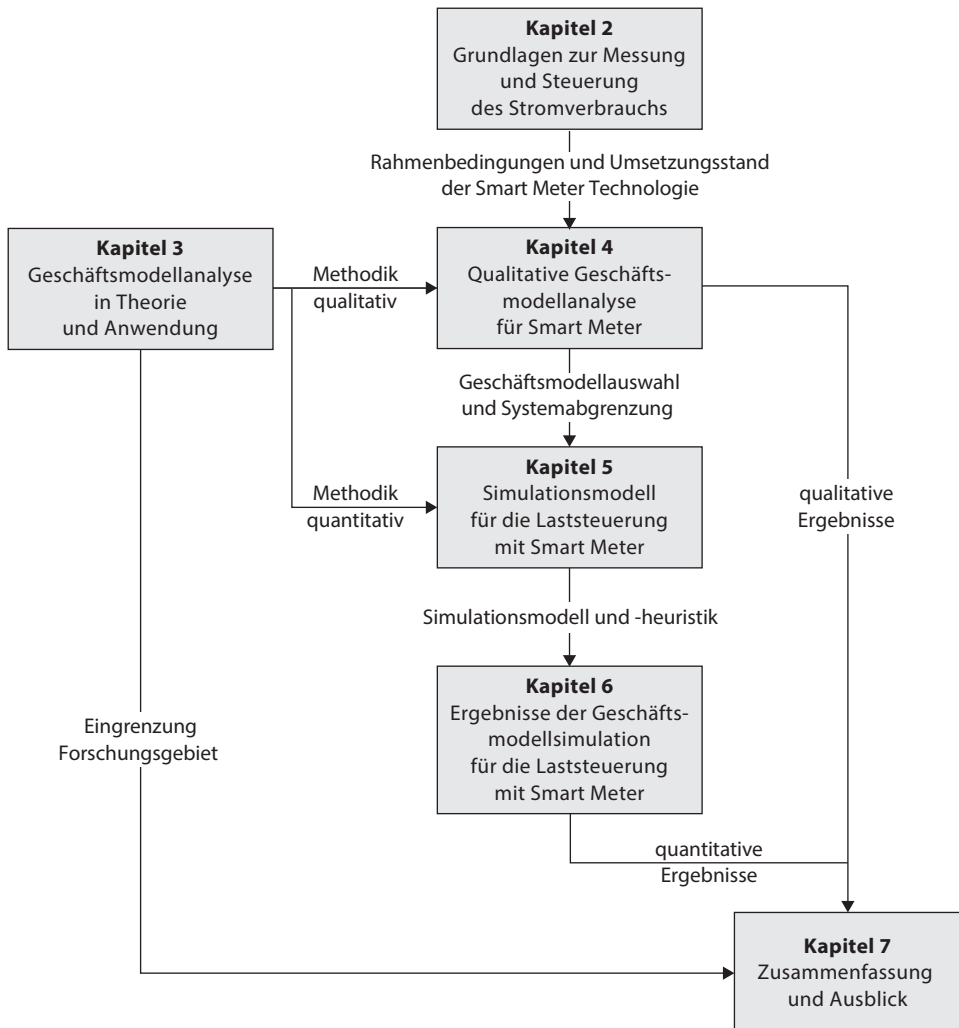


Abbildung 1.4: Schematischer Aufbau der Untersuchung

Modellergebnisse sind die grundlegende Wertschöpfungslogik und die relevanten Determinanten für den strategischen Erfolg von Smart Metern. Durch die Berechnungen können Rückschlüsse auf die Vorteilhaftigkeit der Implementierung von Smart Metern in Abhängigkeit der Geschäftsmodelle erstellt werden. Aus energiewirtschaftlicher Sicht ergibt sich ein Wissenszuwachs durch den aufgezeigt wird, wie die Wertpotentiale von intelligenten Technologien in ELVU realisiert werden können. Dabei stellt diese Arbeit ein Novum im Hinblick auf das Problemfeld der Smart Meter aus Unternehmenssicht in Kombination mit einer Marktsimulation dar. Eine detaillierte Beschreibung und Eingrenzung des Forschungsfeldes findet sich in Kapitel 3.

Aus methodischer Sicht wird ein wissenschaftlicher Beitrag für die strategische Management-Forschung generiert, indem in Form einer Fallstudie die Einsatzmöglichkeit der Geschäftsmodellierung und Simulation für die Strategiebewertung evaluiert wird. Der wissenschaftliche Beitrag für die Geschäftsmodellforschung liegt in der Analyse der Wechselwirkung unterschiedlicher Dimensionen eines Geschäftsmodells. Gleichzeitig wird ein neuer komparativer Bewertungsansatz für Geschäftsmodelle in reifen Industrien entwickelt.

2 Grundlagen zur Messung und Steuerung des Stromverbrauchs

In diesem Kapitel erfolgt eine Umfeldanalyse zu Smart Metern. Hierbei werden zunächst die technologischen und rechtlichen Rahmenbedingungen dargelegt. Danach erfolgt ein historischer Überblick zur Entwicklung der Steuerung des Stromverbrauchs. Abschließend wird auf den aktuellen Verbreitungsgrad der Smart Meter eingegangen.

2.1 Rechtsrahmen des Messwesens in Deutschland

Mit der Liberalisierung der Strommärkte wurde aus ehemaligen Gebietsmonopolen ein Wettbewerbsmarkt geschaffen. Mit der Förderung der Erneuerbaren Energien durch das EEG in seinen verschiedenen Ausführungen erwuchs ein Markt für Erneuerbare Energien¹¹. Für das Messwesen ist einmal mehr die Regulierung der Treiber für die Entstehung eines Wettbewerbsmarktes. Anstoß für diese Entwicklung des Messwesens bilden wie auch schon bei der Liberalisierung der anderer Branchen und Wertschöpfungsstufen die Richtlinien der Europäischen Union zur Schaffung eines europaweiten Binnenmarktes. Der politische Rechtsrahmen und die dazugehörigen Regularien lassen sich in die Kategorien Marktöffnung, Verbreitung und Mindestanforderungen der intelligenten Messeinrichtungen unterteilen.

Rechtsrahmen zur Marktöffnung:

Die EU-Richtlinien zum Binnenmarkt wurden für das Messwesen mit dem Gesetz zur Marktöffnung des Messwesens ratifiziert¹². Hieraus erfolgte die Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes, wonach nun die Endkunden Dritte zur Abwicklung der Strommessung beauftragen können¹³. Die Rolle des Messstellenbetreibers und die Vertragsinhalte für die Interaktion mit den Netzbetreibern wurden in der Messzugangsverordnung definiert¹⁴, um einen diskriminierungsfreien Zugang unabhängiger Messbetreiber und den Prozessablauf im Betrieb sicherzustellen.

11 Siehe Abbildung 1.1

12 S. 1790 ff. (Bundesgesetzblatt, 2008)

13 (EnWG, 2013)

14 § 4 ff. (MessZV, 2008)

Rechtsrahmen zur Verbreitung intelligenter Messtechnologie:

Mit der Novellierung der EU-Richtlinie zum gemeinsamen Elektrizitätsbinnenmarkt von 2009 haben sich die Mitgliedsstaaten nicht nur zur weiteren Marktöffnung, sondern auch zur Förderung »smarter« bzw. intelligenter Messsysteme und Netze verpflichtet. Bis 2020 sollen demnach mindestens 80 % der Endkunden mit Smart Metern ausgestattet sein¹⁵. In Deutschland werden die Verpflichtungen zum Einbau im § 21 EnWG geregelt. Bereits seit 2010 ist bei Renovierungen und Neuanschlüssen der Einbau von Messeinrichtungen Pflicht, welche »den tatsächlichen Energieverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit widerspiegeln«. Mit der Novellierung des EnWG in 2012 wurde die Pflicht zum Einbau intelligenter Zähler im Zuge von Turnuswechseln auf Endkunden mit einem Jahresstromverbrauch von mehr als 6000 kWh ausgeweitet (§ 21c Abs. 1), für Anlagen zur Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) und Photovoltaik (PV) sind seither intelligente Messeinrichtungen verpflichtend. Mit dem § 40 (5) EnWG sind die ELVU verpflichtet, einen Tarif anzubieten, welcher »Anreiz zu Energieeinsparung oder Steuerung des Energieverbrauchs setzt«. Da die Ausgestaltung der Tarife in dem Gesetz nicht weiter definiert ist, kann hieraus nicht die Verpflichtung des Einsatzes von Smart Metern abgeleitet werden¹⁶.

Rechtsrahmen zu den Mindestanforderungen:

Während bereits seit 2010 die Einbauverpflichtung für Neuanschlüsse bestand, waren die Mindestanforderungen an die intelligenten Zähler noch sehr offen formuliert. Die Marktteilnehmer erklärten ihre Investitionszurückhaltung mit den Unsicherheiten hinsichtlich der zukünftigen Verpflichtungen. Mit der Empfehlung der Kommission für die Einführung intelligenter Messsysteme wurden die Funktionen für die Akteure im Markt konkretisiert¹⁷. Demnach ist eine bidirektionale Kommunikation von Verbrauchs- und Tarifinformationen verpflichtend. Neben der Fernablesung muss auch eine Fernabschaltung der Anschlusspunkte möglich sein, über normierte Schnittstellen soll eine Erweiterung des Systems sichergestellt werden. Diese Funktionalitäten sollen unter Anwendung notwendiger Zertifizierungsverfahren zur Datensicherheit gewährleistet sein. Für Deutschland werden diese durch die technischen Richtlinien

15 Anhang I Abs. (2) (EU, 2009)

16 S. 37 (Nabe u. a., 2009)

17 (EU-Kommission, 2012)

des Bundesamtes für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) weiter konkretisiert¹⁸. Die Einbindung der Smart Meter in die Systemarchitektur wird im folgenden Unterkapitel zur technologischen Entwicklung näher beschrieben.

2.2 Entwicklung der Elektrizitätsmesstechnik

Die Messgröße der Stromzähler ist die vom Letztverbraucher genutzte elektrische Energie. Diese wird über eine Messung der Wirkleistung über die Zeit, also der Wirkarbeit ermittelt. Als Messwert wird üblicherweise die Wirkarbeit in Kilowattstunden (kWh) angegeben. Die Elektrizitätszähler können in elektromechanische und elektronische Zähler sowie Hybridzähler unterteilt werden, je nachdem welche Wirkprinzipien zur Messung der elektrischen Energie sowie zur Speicherung und Übertragung der Messwerte eingesetzt werden.

Mit dem Aufschwung der Elektrizitätswirtschaft am Anfang des 20. Jahrhunderts kristallisierte sich der Ferraris-Zähler¹⁹ als die Standardtechnologie heraus, welche bis heute den Standard für die Messung im Haushaltssektor darstellt²⁰. Der Ferraris-Zähler ist ein elektromechanischer Zähler, welcher nach dem Drehfeldprinzip arbeitet. Das Drehfeldprinzip beschreibt die Drehung einer Läuferscheibe, welche durch die Induktion von Magnetfeldern bei Wechselstrom hervorgerufen wird²¹. Das Triebssystem besteht aus der Läuferscheibe aus Aluminium, der Spannungsspule und der Stromspule. Zum Aufbau eines Ferraris-Zählers siehe Abbildung 2.1.

18 (BSI, 2013)

19 Benannt nach dem Entdecker des Drehfeldprinzips Galileo Ferraris (1847–1897)

20 Für die historische Entwicklung siehe S. 94 ff. (Wolter, Reuter, 2005) und S. 3 ff. (Kahmann, 2012)

21 Beschreibung der Wirkungsweise nach S. 44 ff. (Leveke, 2003)

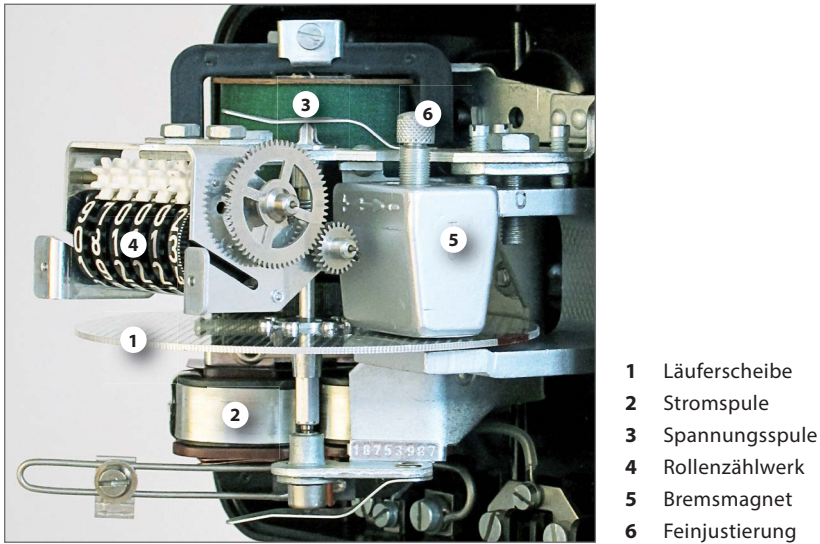


Abbildung 2.1: Aufbau und Komponenten eines Ferraris-Zählers²²

Die Stromspule wird nur dann von Strom durchflossen, wenn ein nachgelagerter Verbraucher angeschlossen ist. Aus den induzierten Stromtriebsflüssen resultiert ein Drehmoment, welches proportional zu der Wirkleistung ist. Eine Kalibrierung erfolgt über die Justierung der Bremsmagnete, welche wie eine Wirbelstrombremse wirken. Die Läufer-scheibe ist über Zahnräder mechanisch an das Zählwerk gekoppelt²³, welches als Messwert die Wirkarbeit angibt. Das Zahlwerk dient gleichzeitig als Anzeige und Speicher des Stromverbrauchs, die Ablesung erfolgt optisch. Dieser Basiszähler kann mit Zusatzeinrichtungen ausgestattet werden. Ein Beispiel sind Steuerschaltungen für Mehrtarifzähler, welche ein Umschalten zwischen bis zu vier Zählwerken möglich macht²⁴.

Als Vorstufe moderner elektronischer Zähler wurden Anfang der 1980er Jahre Hybridzähler entwickelt²⁵. In diesen Geräten wurde das Triebssystem der Ferraris-Zähler mit einem elektronischen Mikrorechnersystem gekoppelt. Die Rotationsbewegung der Trieb-scheibe wird dabei über einen Impulsgeberzähler mit der Elektronik verbunden. Durch die technischen Entwicklungen im Bereich der Leistungselektronik wurde

²² Eigene Darstellung, AEG Wechselstromzähler J 6 H, Baujahr 1954

²³ Beim dargestellten Zähler entsprechen 600 Umdrehungen der Läufer-scheibe 1 kWh

²⁴ S. 74 ff. (Leveke, 2003)

²⁵ S. 11 (Kahmann, 2012)

diese Technologie durch elektronische Zähler abgelöst, während die Ferraris-Zähler aufgrund ihrer Langlebigkeit noch immer sehr verbreitet sind.

Damit eine elektronische Messung erfolgen kann, müssen die Messstromstärken so angepasst werden, dass sie von elektronischen Bauteilen verarbeitet werden können²⁶. Hierzu kommen beispielsweise Messwiderstände (*shunts*) und Hall-Sensoren²⁷ zum Einsatz. Der Einsatz des Messwiderstandes beruht auf dem Prinzip, dass ein ohmscher Widerstand einen Spannungsabfall proportional zur Stromstärke hervorruft. Ist der Widerstand bekannt, kann so der Strom gemessen werden. Die Hall-Spannung U_H tritt senkrecht zum Stromfluss I eines flachen Leiters auf, welcher durch ein Magnetfeld B beeinflusst wird. Diese Quer-Spannung resultiert aus der Lorenzkraft, welche einen Drift der Ladungsträger verursacht²⁸.

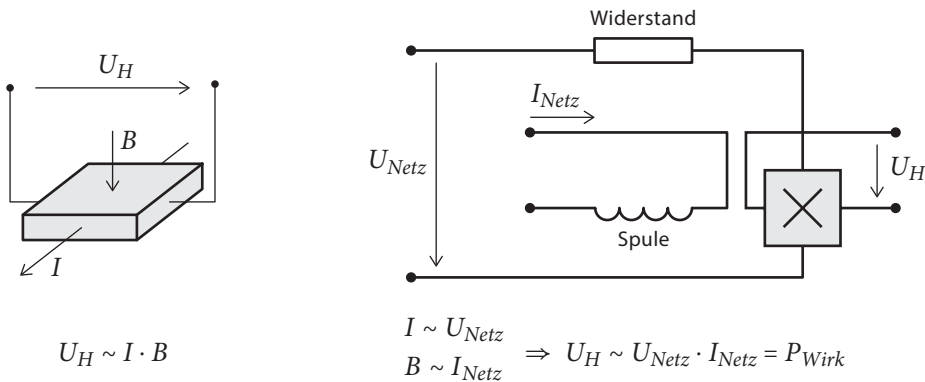


Abbildung 2.2: Prinzipskizze und Schaltbild zum Einsatz eines Hall-Sensors²⁹

Die Hall-Spannung ist proportional zum Produkt aus Magnetfeldstärke und dem Probenstromfluss. Wird nun die Netzspannung U_{Netz} an einen Hall-Sensor angelegt, so entsteht ein Stromfluss proportional zu Netzspannung. Fließt der Netzstrom I_{Netz} durch eine Spule, ist die Stärke des induzierten Magnetfeldes proportional zur Netzstromstärke. Im Ergebnis ist dann die Hall-Spannung proportional zu dem Produkt aus Netzstromstärke und Netzspannung und damit der abgenommenen Wirkleistung P_{Wirk} .

²⁶ Beschreibung der Wirkungsweise nach S. 91 ff. (Kahmann, 2003)

²⁷ Benannt nach dem Entdecker des Hall-Effekts Edwin Hall (1855–1938)

²⁸ S. 139 (Gevatter, Grünhaupt, 1999)

²⁹ Nach S. 123 f. (Kahmann, 2003)

Neben dem Sensor sind noch das Rechenwerk, der Speicher, die Anzeige und Bedienelemente wesentliche Bestandteile eines elektronischen Zählers. Als Speicher kommen nur nichtflüchtige Datenspeicher wie Flashspeicher in Frage, damit auch im Falle eines Stromausfalls die Daten gesichert sind. Zum Ablesen der Zähler kommen Flüssigkristallanzeigen (*liquid crystal display*) zum Einsatz. Das Rechenwerk ermöglicht die Messung zu verschiedenen Tarifzeiten.

Bereits die Ferraris-Zähler sind in der Lage, den Verbrauch zu verschiedenen Tageszeiten zu messen. Was macht nun einen Stromzähler intelligent? Wesentlicher Unterschied ist das Kommunikationsmodul, zu sehen in Abbildung 2.3.

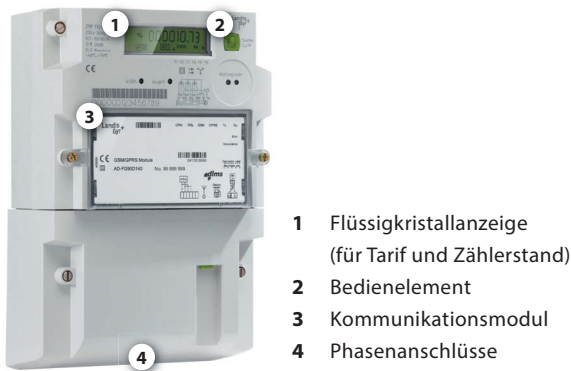


Abbildung 2.3: Smart Meter mit GSM/GPRS Kommunikationsmodul³⁰

Ein Smart Meter vereint die Funktionalität eines Stromzählers mit einem Kommunikationsmodul, welches einen bidirektionalen Datenaustausch ermöglicht. In der technischen Richtlinie des BSI wird das Kommunikationsmodul als »Gateway« bezeichnet, weiterhin wird ein Sicherheitsmodul vorgeschrieben³¹. Das Gateway kann Daten per Mobilfunk, Strom-, Telefon- oder Datenleitung übertragen. Die Übertragung per digitaler Datenleitung (*digital subscriber line* DSL) ist derzeit mit 35,9 % für den Haushaltssektor am weitesten verbreitet³². Danach folgt die Übertragung per Mobilfunk mit 23,0 % (*global System for mobile communications* GSM) und die Übertragung per Stromleitung (*power line communication* PLC) mit 22,6 %. Bei der Übertragung per

³⁰ Foto S. 3 (Landis+Gyr, 2014) mit eigenen Ergänzungen

³¹ (BSI, 2013)

³² Anteile beziehen sich auf die 199.846 Messstellen für Haushaltskunden welche in 2012 fernausgelesen wurden S. 156 (BNetzA, Bundeskartellamt, 2013)

Stromleitung darf die Entfernung zwischen den Gateways maximal 300 Meter betragen, ansonsten wird ein Signalverstärker benötigt³³, daher wird diese Technologie vor allem in Städten eingesetzt. Weniger weit verbreitet ist die Nutzung des Telefonnetzes (*public switched telephone network* PSTN) mit einem Anteil von 4,1 %. In Abbildung 2.4 ist ein Smart Meter innerhalb der Kommunikationsinfrastruktur dargestellt. Aus der zentralen Stellung der Smart Meter als Gateway zwischen Unternehmen und Endkunden wird die Bedeutung dieser Technologie innerhalb der Stromnetze der Zukunft deutlich.

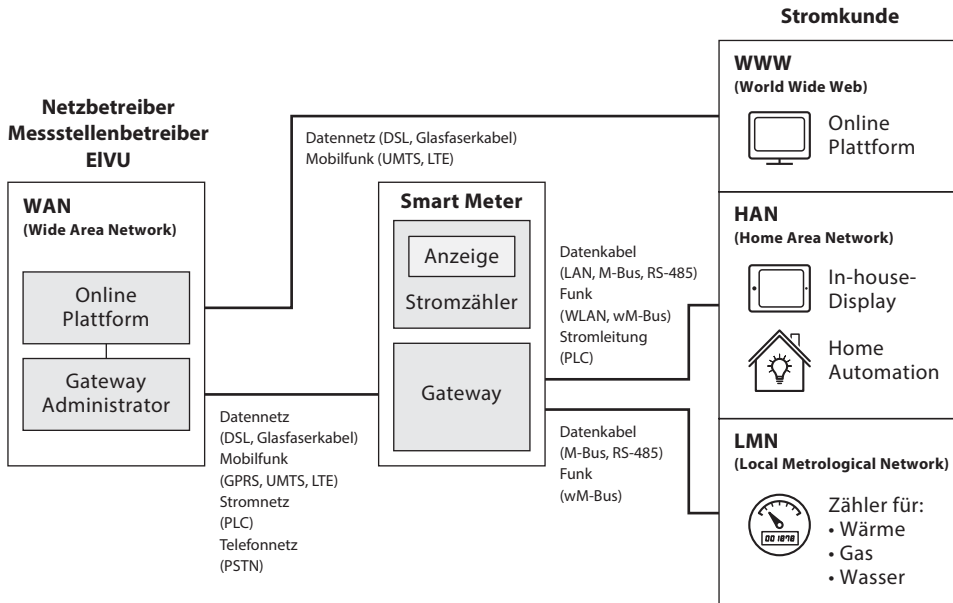


Abbildung 2.4: Smart Meter innerhalb der Kommunikationsinfrastruktur³⁴

Bereits eine unidirektionale Kommunikation erlaubt die Fernauslesung der Stromzähler (*advanced meter reading*). Ist auch die Kommunikation in die Gegenrichtung möglich, wird von einer bidirektionalen Kommunikation gesprochen. Diese Kommunikations-Strukturen bilden zusammen mit den Systemen zur Speicherung und Analyse der Messdaten eine *advanced meter infrastructure*³⁵. Auf der Kundenseite ist die Einbindung weiterer Spartenzähler unter Verwendung spezieller Kommunika-

³³ S. 63 (Landgraf, Clasen, 2013)

³⁴ Eigene Darstellung nach (BSI, 2013) mit Ergänzungen

³⁵ S. 834 (McHenry, 2013), S. 51 (Li u. a., 2013)

tions-Protokolle über Funk (wM-bus) oder Datenkabel (M-bus) möglich. Über das Internet kann sich der Stromkunde mit der Plattform eines ELVU verbinden und seine Verbrauchsdaten abrufen. Zur besseren Verfügbarkeit der Informationen kommen zusätzlich In-house-Displays in den Wohnräumen der Stromkunden zum Einsatz, da die Elektrizitätszähler häufig außerhalb der eigentlichen Wohnräume angebracht sind. In dieser Arbeit wird keine Technologiebewertung vorgenommen, vielmehr wird technologieoffen die Wertschöpfung mit Smart Metern untersucht. Ein Hauptziel ist dabei die Steuerung des Stromverbrauchs, auf welche im Folgenden noch näher eingegangen wird.

2.3 Steuerung des Stromverbrauchs im Kontext der Elektrizitätswirtschaft

Die Stromnachfrage von Letztverbrauchern wird im Wesentlichen durch Anreize der ELVU und der Großhandelspreise gesteuert. Die Ziele der Laständerung als Antwort auf Anreize und Preise (*demand response*)³⁶ haben sich im Zuge der Entwicklung der Elektrizitätswirtschaft verändert.

In der ersten Phase der Elektrifizierung wurde zunächst die Verbreitung des elektrischen Stroms gefördert, welcher im Substitutionswettbewerb mit Erdgas stand. Glühbirnen und Elektromotoren verdrängten die Gasleuchten und dezentralen Gasmotoren³⁷. Bereits 1926 wurde von der Berliner Elektrizitätswerke AG (Bewag) die Elektrissima gegründet³⁸. Bis 1956 ermöglichte das Elektrissima-System 250.000 Haushalten den Kauf von Elektrogeräten über Teilzahlungen, das Finanzierungsvolumen betrug zu diesem Zeitpunkt 45 Mio. DM. Zusätzlich wurden in Westdeutschland 1955 Steuerbegünstigungen für Küchenmaschinen eingeführt, welche nicht nur die Last der Haushalte sondern indirekt auch die Last der Industrie steigerte (*strategic load growth*).

Mit zunehmendem Einsatz der Elektrizität gewann auch die Effizienz an Bedeutung. Ein Aspekt ist die Effizienz im Einsatz der elektrischen Arbeit durch die Endnutzer (*strategic conservation*), welche durch zunehmende Geräteeffizienz erreicht wird. Ein anderer Aspekt ist der effiziente Betrieb des Elektrizitätssystems, bestehend

36 Siehe S. 1990 (Albadi, El-Saadany, 2008)

37 S. 34 ff. (Wolter, Reuter, 2005)

38 S. 162 ff. (Röck, Wagner, 2010)

aus Stromnetzen und Kraftwerken. Eine optimale Ausnutzung eines konventionellen Elektrizitätssystems wird genau dann erreicht, wenn die nachgefragte Stromlast möglichst geringe Schwankungen aufweist. Dies kann durch Anheben der Grundlast (*valley filling*) oder eine Verlagerung der Last von Spitzenlastzeiten zu Schwachlastzeiten erreicht werden (*load shifting*). Eine Steigerung der Grundlast wurde beispielsweise durch die Förderung von Nachtspeicherheizungen erreicht, welche durch einen Wärmespeicher nur zu den nächtlichen Schwachlastzeiten betrieben werden können. Ein Beispiel aus der Industrie zur Lastverlagerung sind Zementwerke, welche ihren Strombedarf in die Schwachlastzeiten verlagern können³⁹. Das Ergebnis dieser Bemühungen zeigt Abbildung 2.5.

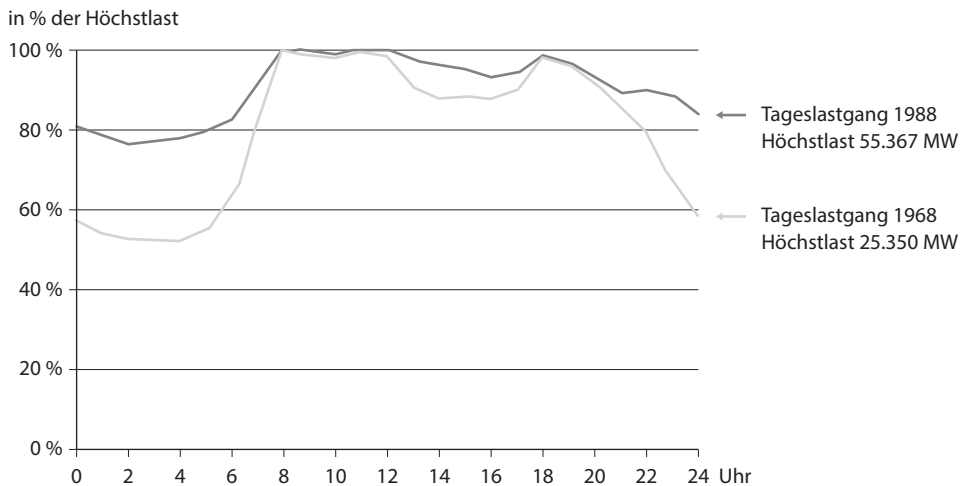


Abbildung 2.5: Durchschnittliche Netzlast in Westdeutschland an einem Winterwerktag in den Jahren 1968 und 1988⁴⁰

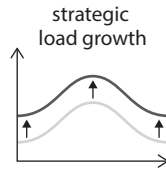
Mit dem zunehmenden Ausbau der Erneuerbaren Energien sinkt der Anteil disponibler Kraftwerke im Elektrizitätssystem. Dies erfordert ein Umdenken im Bereich der Laststeuerung. Ziel ist nicht mehr die Vergleichmäßigung der Last, sondern eine Anpassung an die Strombereitstellung, welche eine Flexibilisierung der Last benötigt (*flexible load shape*).

³⁹ Für weitere Beispiele siehe S. 50 ff. (Klobasa, 2007)

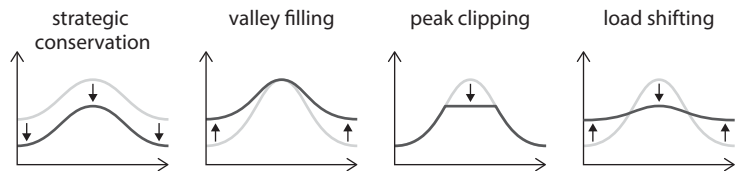
⁴⁰ Eigene Darstellung nach S. 53 (Schnell, 1991)

In Abbildung 2.6 sind die Zielsetzungen im Wandel der Zeit grafisch dargestellt. Die Darstellung der Ziele beruht auf den Arbeiten des Electronic Power Research Institute (EPRI) aus den 1980er Jahren. Um die Flexibilisierung der Last zu konkretisieren, werden vom Autor die Ziele des *peak building* und *valley digging* eingeführt.

Steigerung der Last
ca. 1900–1990



Vergleichmäßigung der Last
seit ca. 1960



Anpassung an Strombereitstellung
seit ca. 2000

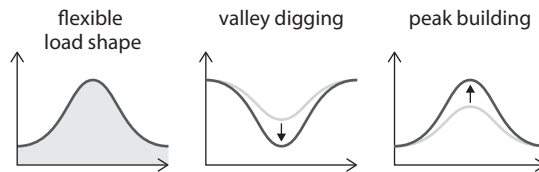


Abbildung 2.6: Steuerung des Stromverbrauchs im Wandel der Zeit⁴¹

Das *peak building* meint die Steigerung der Last, welche bei Zeiten mit einer hohen Einspeisung Erneuerbarer Energien einhergeht, wie etwa zur Mittagszeit in den Sommermonaten wenn eine besonders hohe PV-Einspeisung auftritt. Umgekehrt wirkt das *valley digging* bei einem plötzlichen Einbruch der Einspeisung, was auch durch zentral abschaltbare Lasten realisiert werden kann⁴².

Für industrielle und gewerbliche Verbraucher wurden die Potentiale zur Lastverschiebung teilweise schon realisiert. Die teils negativen Großhandelsstrompreise bieten hier Anreize. Hier werden auch Neuinvestitionen zum *peak building* getätigt. Ein Beispiel hierfür ist die zunehmende Anzahl von Elektrodenheizungen zur Einbindung

41 Eigene Darstellung, vergleiche hierzu S. 910 (Gellings, Smith, 1989)

42 Siehe hierzu Kapitel 4.2.2.3

in Fernwärmenetze⁴³. Für private Haushalte betragen die Schätzungen der Potentiale der Lastverschiebung 3,7 GW bis zu 20,6 GW bei Berücksichtigung der Kälte- und Wärmetechnik⁴⁴. Die Notwendigkeit der Lastanpassung und die rechtlichen Vorgaben zum Messwesen führten zu einer Welle von Pilotprojekten bei den Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft in Deutschland und Europa, welche im Folgenden näher beschrieben werden.

2.4 Pilotprojekte und Verbreitung von Smart Metern

Mit der Öffnung des Messwesens wurde die Grundlage zu einer marktorientierten Einführung der Smart Meter geschaffen. Im Dezember 2008 startete die Förderinitiative »E-Energy – Smart Grids made in Germany« des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi). In Leuchtturmprojekten werden die Möglichkeiten einer »intelligenten Steuerung durch Vernetzung aller Systemkomponenten« der Stromnetze untersucht⁴⁵. Zusätzlich wurden seit der Liberalisierung auch vermehrt privatwirtschaftliche Pilotprojekte gestartet. Eine Übersicht der Projekte zeigt Tabelle 2.1.

43 Realisiert sind beispielsweise 30 MW thermische Leistung in (Stadtwerke Flensburg, 2013)

44 S. 85 (Klobasa, 2007)

45 S. 5 (BMWi, 2010)

Tabelle 2.1: Pilotprojekte mit mehr als 1000 Smart Metern in Deutschland⁴⁶

	E-Energy: Modellstadt Mannheim (moma)	E-Energy: MeRegio	Pilotprojekt Smart Meter Märkisches Viertel	Netzgesellschaft Forst
Internetseite	www.modell-stadt-mannheim.de	www.meregio.de	www.vattenfall.de, www.gesobau.de	www.netzgesell-schaft-forst.de/ unternehmen/ Seiten/intelligen-te-zaehler.aspx
Projektbeginn	2010	2009	2010	2010
Zähler Anzahl Sparte / Installation	1.500 in drei Phasen bis 2011, Haushalte und GHD, dezentrale Anlagen	1.000 in drei Phasen bis 2011	10.000 Stromkunden in Mietwohnungen	1.280 160 Spartenzähler
Beteiligte Unternehmen (Auswahl)	MVV Energie AG, DREWAG, IBM Deutschland	EnBW, ABB, IBM, SAP, KIT	Vattenfall Metering GmbH, Gesobau AG	Netzgesellschaft Forst, SW Forst
Technik	Elster AS 1440 Zähler mit EIA-485- Schnittstelle, Automatisierung PLC/WAN	Intelligente Endgeräte, Dezentrale Erzeugungsanlagen	EDL 21 »Inhouse-Technik« »Online-Technik«	Power Line, Datenkonzentratoren in ONS
Tarife	Zeitvariable Tarife	Zeitvariable Tarife, Steuerung dezentraler Anlagen und Verbraucher (auch Industrie)	Visualisierung Verbrauch, Fernauslesung	Strom, Gas, Warm-Wasser / Haushalte
Schwerpunkt und Ergebnisse	Intelligente Netze, variable Tarife, Anzeigegeräte, elektronischer Marktplatz, Ermittlung Lastverschiebungs- potential, Geschäftsmodelle	Intelligente Netze, Verlagerungs- potential und Lastverhalten	Anzeige der Verbrauchsdaten, Online-Portal, Kundenakzeptanz, Lastgangmessung und Betriebs- erfahrungen	Fernablesung und Visualisierung Stromverbrauch

46 Nach S. 202 (ETG-Task Force Aktive EnergieNetze, 2013) und S. 35 (Edelmann, Kästner, 2013) mit Ergänzungen

Smart-Meter- Programm in Bayern	Pilotprojekt: Mühlheim zählt	Intelliekon	Pilotprojekt: RheinEnergie	Stadtwerke Haßfurt
www.eon.com/de/ geschaeftsfelder/ verteilung/ zukunftstechnologi- en/intelligente- stromzaehler.html	www.rwe.com/web/ cms/de/368410/ muelheim-zaehlt/	www.intelliekon.de	www.rheinenergie. com/de/ unternehmenspor- tal/technik_zukunft/ smartmetering/ aktuelles/index.php	www.stadtwerkhas- furt.de/smartmeter
2008	2008	2008	2007	2007
10.000	100.000	3000 Haushalte	30.000 Zähler aller Sparten	10.000 bis Anfang 2012 flächendeckend
E.ON Bayern, E.ON Metering	RWE AG , Siemens, Miele, Stadtwerke Krefeld	Fraunhofer ISE, Stadtwerke Münster, Stadtwerke Schwerte	RheinEnergie AG, SAP AG, Cuculus GmbH	Stadtwerke Haßfurt, EVb Energy Solutions
Power Line, GPRS	EDL/MUC, PLC Systems, GPRS, BPLC CDMA450	PLC, GSM/GPRS Display Portal	Schutzprofile, Mehrspartenzähler, GPRS Kommunikation	Power Line
Strom	Strom, erweiterbar mit Gas, Wasser, Wärme	Zeitvariable Tarife	Zeitvariable Tarife, Web-Applikationen	Strom / Haushalte
Smart Meter, Kommunikations- technologien, Feedbackinstrumen- te, Betriebserfahrung im Vertrieb und mit Kunden, Technologietest	Messsysteme, Kommunikations- technologien, Feedback- instrumente, Lastverlagerung	Informationsportal, zeitvariable Tarife, Akzeptanz	Smart Meter, Multisparten-Zähler, Kommunikations- technologien, Verbrauchs- darstellung	Transparenz Energieverbrauch, Erfahrung flächendeckender Einsatz, Vorbereitung zur tarifgesteuerter Ansteuerung von Geräten

Um eine Einschätzung zu dem Verbreitungsgrad von Smart Metern zu bekommen und somit die Relevanz der Thematik sicherzustellen, wurde im Sommer 2010 vom Autor eine empirische Vorstudie durchgeführt⁴⁷. Die Ergebnisse zur Verbreitung der Smart Meter Technologie zeigt Abbildung 2.7.

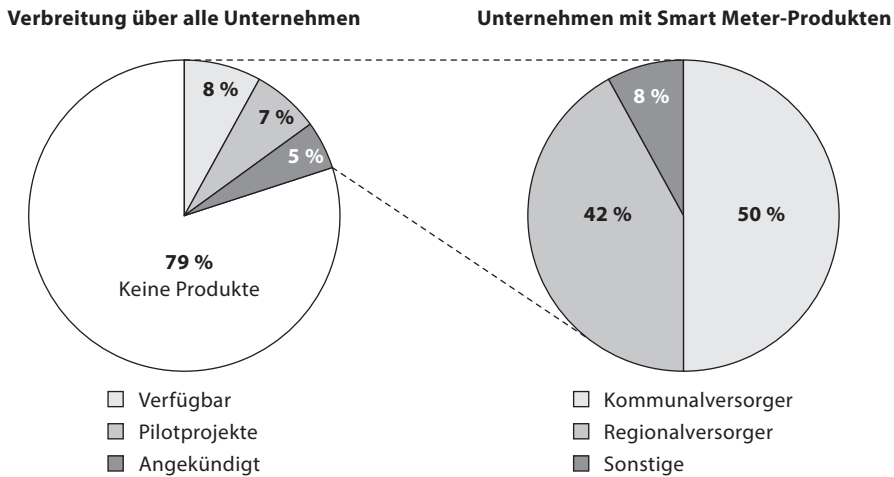


Abbildung 2.7: Ergebnisse empirische Vorstudie⁴⁸

Ein Großteil der untersuchten Unternehmen hatten zum Untersuchungszeitpunkt keine Informationen zu Smart Meter-Produkten auf Ihren Webseiten. Auffällig ist der hohe Anteil der Kommunalversorger innerhalb der Gruppe von Unternehmen, welche aktiv an Smart Meter-Produkten arbeiten. Im Zuge der Erstellung des Monitoringberichtes für 2012 wurden auch die Zahlen zur Verbreitung von Smart Metern erhoben, wonach 4 % der Haushaltsanschlüsse elektronische Stromzähler aufweisen, jedoch nur etwa jeder zehnte dieser Zähler (ca. 200.000) fernausgelesen wird.

⁴⁷ Siehe Anhang 1

⁴⁸ Siehe Tabelle A1

Die geringe Marktdurchdringung ist Ergebnis der marktorientierten Einführungsstrategie in Deutschland. Smart Meter sind nur bei Turnuswechsel oder Neuanschlüssen gesetzlich vorgeschrieben, ansonsten kommen noch die langlebigen Ferraris-Zähler zum Einsatz. Eine Alternative wäre ein flächendeckender Zählerwechsel, wie er in Italien oder Schweden durchgeführt wurde. Wesentlicher Unterschied zu Deutschland ist das liberalisierte Messwesen, daher sind die Strategien nicht direkt übertragbar⁴⁹. In einem Gutachten im Auftrag des BMWi wurde eine Kosten-Nutzen-Analyse zum Einsatz von Smart Metern erstellt. Ein flächendeckender ratierlicher Zählerwechsel zur Erreichung des 80 %-Ziels bis 2020 verspricht demnach gegenüber der aktuellen Gesetzeslage keinen gesamtwirtschaftlichen Nutzenvorteil⁵⁰. Unabhängig davon, ob es bei den bestehenden Regelungen zur schleichenden Diffusion bleibt oder ein flächendeckender Einsatz beschlossen wird, Smart Meter werden die elektromechanischen Zähler ablösen. Die Einführungsstrategien unterscheiden sich lediglich im Hinblick auf die Geschwindigkeit der Diffusionsprozesse.

49 S. 25 (Wissner, 2009)

50 S. 218 (Edelmann, Kästner, 2013)

3 Geschäftsmodellanalyse in Theorie und Anwendung

Innerhalb der Forschungsgemeinschaft hat sich noch keine allgemeingültige Definition für Geschäftsmodelle herausgebildet. Insgesamt wird der Begriff in Wissenschaft und Praxis sehr unspezifisch verwendet und teilweise mit der Strategie gleichgesetzt, mit anderen Worten: »Today, ›business model‹ and ›strategy‹ are among the most sloppy used terms in business«⁵¹. Aus wissenschaftlicher Sicht ist es ein Rahmenkonzept, welches Bestandteil von wirtschaftswissenschaftlichen Methoden sein kann.

Eine erste definitorische Annäherung an Geschäftsmodelle kann über die Verbindung der Definitionen von »Geschäft« und »Modell« erreicht werden. Während ein Geschäft eine »auf Gewinn abzielende Unternehmung ist«, lässt sich Modell definieren als eine »vereinfachte Abbildung der Wirklichkeit, die aus Elementen und deren Verknüpfung« besteht. So erhält man als Definition für ein Geschäftsmodell:

»Ein Geschäftsmodell ist eine vereinfachte Abbildung einer auf Gewinn abzielenden Unternehmung, bestehend aus den wesentlichen Elementen der Unternehmung und deren Verknüpfung.«⁵²

Entsprechend der Tatsache, dass bereits die Definition schwierig ist, existieren kaum Ansätze zur strukturierten Analyse von Geschäftsmodellen. Ziel dieses Kapitels ist es, aus bestehenden Ansätzen eine Methodik zur Geschäftsmodellanalyse zur Bewertung der Smart Meter-Geschäftsmodelle zu entwickeln. Abschließend erfolgt eine Abgrenzung von Forschungsgegenstand und -methodik zu bestehenden Forschungsarbeiten.

51 S. 8 (Magretta, 2002)

52 (Hoppe, Kollmer, 2001) zitiert in S. 65 (zu Knyphausen-Aufseß, Meinhardt, 2002)

3.1 Geschäftsmodelle im Kontext des Managements

Trotz der Uneinigkeit hinsichtlich der Geschäftsmodelldefinitionen besteht ein wissenschaftlicher Konsens darüber, dass Geschäftsmodelle eine neue Analyseeinheit sind.⁵³ Sie bilden eine Ergänzung zu den Betrachtungsebenen der Wirtschaftswissenschaften, die »product«, »firm«, »industry« und »network« betreffen.⁵⁴ Die Geschäftsmodellanalyse ist ein holistischer systemorientierter Ansatz, welcher die Erklärung dafür liefert, wie eine Unternehmung ihre Geschäftstätigkeit ausübt. Die fokale Unternehmung und der Kunde bilden den Kern der Betrachtung, die Analyse ist jedoch nicht auf diese beschränkt und schließt das Netzwerk der Unternehmung ein⁵⁵.

3.1.1 Geschäftsmodelle und strategisches Management

Das strategische Management besitzt eine lange Tradition und hat sich über das letzte Jahrhundert entwickelt. Demgegenüber handelt es sich bei dem Geschäftsmodell um einen relativ neuen Ansatz; allein deshalb kann hier von einer Gegenüberstellung ungleicher Partner gesprochen werden⁵⁶. Als wichtigste Schulen des strategischen Managements haben sich der ressourcenbasierte und der positionsbasierte Ansatz herausgebildet⁵⁷. Der Kern von Strategien sind demnach grundsätzliche Unternehmensentscheidungen zu der Marktpositionierung und der Ressourcenbasis, um Wettbewerbsvorteile und den langfristigen Unternehmenserfolg zu sichern⁵⁸.

Das Konzept der Geschäftsmodelle hingegen ist umsetzungsorientiert. Das bedeutet, es stellt in gewisser Weise eine Konkretisierung dar, welche mittel- bis kurzfristig zu realisieren ist. Weiterhin stehen im Mittelpunkt nicht die Positionierung gegenüber der Konkurrenz, sondern die Positionierung innerhalb der Wertschöpfungskette und der Wert für den Kunden. Das bedeutet jedoch nicht, dass ein einzigartiges Geschäftsmodell im Hinblick auf die Zeit der Realisierung nicht einen Wettbewerbsvorteil sein kann⁵⁹. Wettbewerb entsteht durch die Konkurrenz der Geschäftsmodelle untereinander.

53 S. 41 (Schweizer, 2005)

54 S. 1 (Zott u. a., 2010)

55 (Zott u. a., 2010)

56 Für einen Vergleich von Geschäftsmodell und Strategie siehe auch (Mansfield, Fourie, 2004)

57 S. 395 (Mintzberg, 1999)

58 S. 6 (Hungenberg, 2000)

59 S. 8 (Magretta, 2002)

Zusammengefasst gibt die Strategie die Richtlinien vor, das Geschäftsmodell kann als die Realisierung der grundsätzlichen Richtung gesehen werden⁶⁰. Gleichzeitig ist die strategische Analyse durch ihren richtungsweisenden Charakter mehrheitlich qualitativ geprägt. Beispielhaft sei hier die SWOT-Analyse⁶¹ innerhalb der strategischen Analyse erwähnt. Das Geschäftsmodell besitzt neben dem qualitativen Charakter, welcher die grundsätzliche Schlüssigkeit der inneren Logik der Wertschöpfung sicherstellt, auch einen quantitativen Charakter, welcher in der Ermittlung der Wertbeiträge besteht⁶².

Neben der Unternehmensstrategie sind auch die Strukturen und Systeme Objekte des strategischen Managements. Dem strategischen Management obliegt die Planung und Koordination dieser Objekte, während das operative Management die eigentliche Abwicklung verantwortet. Das Konzept des Geschäftsmodells ist somit Bestandteil des strategischen Managements, aber wie bereits ausgeführt nicht der Strategie. Das Geschäftsmodell bildet vielmehr das Bindeglied zwischen den Objekten. Dieser Zusammenhang ist in Abbildung 3.1 dargestellt.

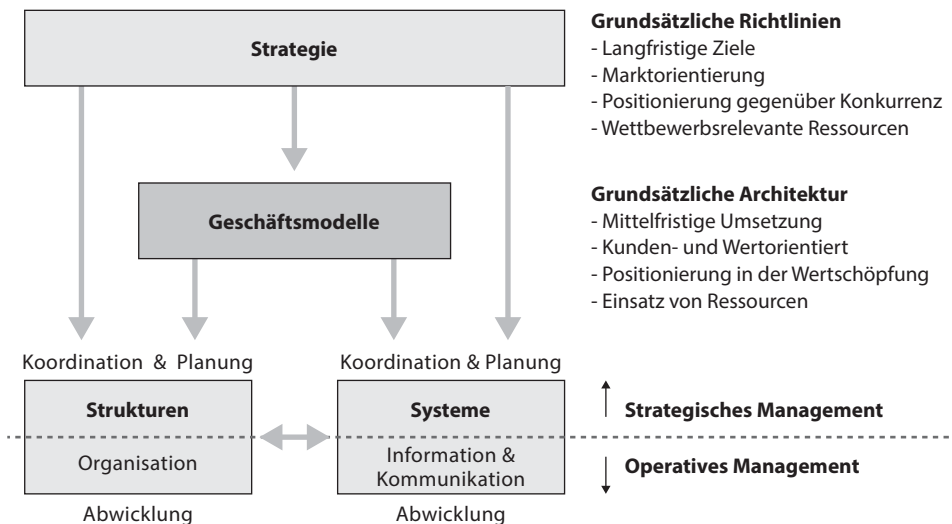


Abbildung 3.1: Einordnung von Geschäftsmodellen in die Objekte des strategischen Managements⁶³

60 S. 195 (Casadesus-Masanell, Ricart, 2010)

61 SWOT ist die Abkürzung für (*strengths, weaknesses, opportunities, threats*)

62 S. 40 (Mansfield, Fourie, 2004), S. 355 (Chesbrough, 2010)

63 Eigene Darstellung; vergleiche hierzu: S. 7 (Hungenberg, 2000) und S. 16 (Osterwalder, 2004)

Geschäftsmodelle können auch als zusätzliche Betrachtungsebene, als »architectural level«⁶⁴ im Management aufgefasst werden. Der Zusammenhang zwischen Strategie und Geschäftsmodell ist nicht auf die statische Planung der Strukturen und Systeme beschränkt. Das Geschäftsmodell kann auch eine Verbindung zwischen der Strategie und dem taktischen Marktverhalten herstellen, da Taktik und Geschäftsmodell einander bedingen⁶⁵.

Der Modell- und Umsetzungscharakter von Geschäftsmodellen erweckt den Anschein, dass das Geschäftsmodell der operativen Managementebene zuzuordnen ist und hierin insbesondere der Prozessmodellierung. Ein Geschäftsmodell gibt zwar die grundsätzliche Wertschöpfung eines Unternehmens wieder, im Fokus steht aber der Wert für die Akteure. Die Prozessmodellierung fokussiert hingegen, wie die einzelnen Prozesse ablaufen sollen⁶⁶. Hieraus folgen unterschiedliche Arten der Vereinfachung bei der Beschreibung des realen Unternehmens und somit die Abgrenzung zum operativen Management.

3.1.2 Geschäftsmodelle und wertorientierte Unternehmensführung

Die Erstellung von Werten bildet in der gedanklichen Konzeption der Geschäftsmodelle ein zentrales Element. In den folgenden Kapiteln wird daher zunächst der Wertbegriff und dessen Definition aus der Sicht unterschiedlicher Akteure diskutiert.

Was ist Wert? Welchen Wert hat eine Sache bzw. Handlung? Eine allgemeingültige Antwort auf diese Fragen, losgelöst vom Gegenstand der Betrachtung, ist nicht möglich. Innerhalb der verschiedenen Disziplinen der Natur- und Geisteswissenschaften haben sich Theorien zur Wertbestimmung herausgebildet. Philosophisch wird dies deutlich im System der Werte von Heinrich Rickert⁶⁷, wonach Werte zweckgebunden und abhängig vom jeweiligen Gegenstandsgebiet sind. Oberster Wert der Wissenschaft ist die Wahrheit, bei der Kunst die Schönheit und in der Ethik die Sittlichkeit.

Auch in der wirtschaftswissenschaftlichen Forschung ist der Wert Gegenstand des Erkenntnisinteresses. Beispielsweise definieren Samuelson und Nordhaus in ihrem

64 S. 18 (Lüdeke-Freund, 2009)

65 S. 204 (Casadesus-Masanell, Ricart, 2010)

66 S. 45 (Gordijn u. a., 2000) und S. 12 (Gordijn, Akkermans, 2001)

67 S. 295 ff. (Rickert, 1913)

Standardwerk die Wirtschaftswissenschaft als »[t]he study of how societies use scarce resources to produce valuable commodities and distribute them among different groups«⁶⁸. Zentral ist also die Bereitstellung von knappen und wertvollen Gütern und Dienstleistungen. Eine ähnliche Definition findet sich im Wirtschaftslexikon von Gabler, wonach der Inhalt des Wirtschaftens »[d]ie Beschaffung von Wertdingen zum Zweck der Bedürfnisbefriedigung«⁶⁹ ist.

Der Wert einer Sache liegt damit im Auge des Betrachters. Ein Objekt besitzt den Wert, den es durch ein Subjekt zugeschrieben bekommt. Dieser funktionale Zusammenhang wird durch den subjektiven Zweck und das normative Wertesystem des Einzelnen bestimmt⁷⁰. Das Wertesystem ist bei Endkunden und Verbrauchern individuell. Bei Unternehmen steht der Zweck der Gewinnmaximierung im Vordergrund, der Wert einer Sache ergibt sich demnach aus seinem Einfluss auf die Erlöse und Kosten für das Unternehmen. Neben dem Wertesystem sind auch das Nutzungsvermögen und Handlungsoptionen des Subjekts für den Wert des Objekts entscheidend. So ist neben der einfachen Subjekt-Objekt-Beziehung auch die Subjekt-Objekt-Objekt-Relation wertbestimmend. Nicht nur allein das Nutzungsvermögen des Subjektes bestimmt den Wert einer Sache, sondern auch die Handlungsalternativen, also andere Objekte. Bei einer Bewertung erfolgt immer auch ein Vergleich von Alternativen, welche ihre Wertigkeit wechselseitig beeinflussen⁷¹.

In den Anfängen der wissenschaftlichen Diskussion um den ökonomischen Wert einer Sache dominierten die objektiven Werttheorien, vertreten unter anderem von Adam Smith, Karl Marx und David Ricardo⁷². Diese Ansätze gehen davon aus, dass einem Objekt unabhängig von Zweck und Subjekt ein objektiver Wert innewohnt. Der Wert eines Objektes ist demnach durch seinen Tauschwert bestimmt, welcher sich allein durch seine Produktions- bzw. Arbeitskosten definiert. Heute haben die Theorien vor allem Relevanz, da der Verkauf bzw. Tausch eines Objektes eine mögliche Handlungsalternative ist. Nach der modernen Werttheorie sind die Kosten auch Basis des Angebotes. Der tatsächliche Tauschwert einer Sache, welcher in diesem Fall mit dem Preis gleichzusetzen ist, ergibt sich allerdings erst im Abgleich mit der Nachfrage, welche

68 S. 5 (Samuelson, 1989)

69 S. 2271 (Sellien, 1983b)

70 (Engels, 1962)

71 S. 45 (Pape, 2004)

72 S. 2222 f. (Sellien, 1983b); S. 45 ff. (Pape, 2004); S. 179 f. (Jansen, 2000)

die Aggregation der subjektiven Werteinschätzungen widerspiegelt. Ein allgemeingültiger objektiver Wert existiert demnach nicht.

Die Definition von Werten bildet die Grundlage zur weiteren Bewertung von Geschäftsmodellen. Eine Bewertung im betriebswirtschaftlichen Sinne bedingt eine Zuordnung von Geldgrößen auf die Handlungsalternativen⁷³.

Als Zwischenfazit bleibt festzuhalten, dass eine Bestimmung von Werten ohne eine Analyse des Subjektes nicht möglich ist, da sich Nutzungsvermögen, Wertesysteme und Handlungsalternativen unterscheiden. Bei einer Bewertung der Geschäftsmodelle müssen folglich die beteiligten Akteure einzeln untersucht werden. Diese sind die Unternehmen, die Kunden und die weitere Unternehmensumwelt.

3.1.3 Geschäftsmodelle in der Unternehmenspraxis

Theorie und Praxis stehen im Wechselspiel miteinander, sowohl bei der Weiterentwicklung der Theorie als auch bei der Methodik zur Anwendung von Geschäftsmodellen. Die eigentliche Theoriebildung ist jedoch noch unterrepräsentiert⁷⁴. So existiert noch keine einheitliche wissenschaftliche Methode zur Geschäftsmodellanalyse, gleichwohl wird in der Unternehmenspraxis der Begriff »Geschäftsmodell« regelmäßig verwendet. Aus Sicht der unternehmerischen Praxis erlauben Geschäftsmodelle die Darstellung, das Design und die ex-ante-Bewertung der Wertschöpfung einer Unternehmung⁷⁵.

Die explizite *Darstellung* bzw. *Abbildung* einer realen oder fiktiven Unternehmung mittels eines Geschäftsmodells schafft Verständnis für die Unternehmung und ermöglicht eine Kommunikation desselben. Das Geschäftsmodell ist in diesem Zusammenhang ein probates Mittel, um die selektive Wahrnehmung zu überwinden⁷⁶. Für ein bestehendes Unternehmen kann das Verständnis der Geschäftstätigkeit die Komplexität und die relevanten Erfolgsfaktoren verdeutlichen und gleichzeitig Grundlage für ein neues Design der Geschäftstätigkeit sein.

73 S. 730 (Sellien, 1983a), siehe auch S. 140 f. (Rappaport, 1981) für den klassischen Shareholder-Value-Ansatz

74 S. 2 (Lambert, 2006)

75 Vergleiche zu den Ausführungen S. 19 ff. (Osterwalder, 2004)

76 S. 61 (Krallmann u. a., 2013); S. 599 (Serman, 2000)

Das *Design* hat eine besondere Stellung im Zusammenhang mit Geschäftsmodellen. Der kreative Gestaltungsprozess zur Entwicklung neuer Geschäftsmodelle ist ein Haupteinsatzgebiet des Konzeptes⁷⁷. Die Entwicklung neuer Modelle kann eine Anpassung bzw. Planung realer Geschäftstätigkeit umfassen⁷⁸, aber auch einen Innovationsprozess beinhalten. Dabei kann aus Variation einzelner Aspekte und Elemente der Geschäftsmodelle mittels morphologischer Variation ein neues Modell entwickelt werden. Das bedeutet, Modelle werden durch Implementierung in die operative Geschäftstätigkeit umgesetzt⁷⁹.

Die *Bewertung* kann in zwei Dimensionen unterteilt werden: eine qualitative und eine quantitative Analyse. Die qualitative Dimension des Modells ist die grundsätzliche Machbarkeit. In diesem Test wird die innere Logik eines Geschäftsmodells überprüft. (Magretta, 2002) bezeichnet dies als den narrativen Test⁸⁰. Zweitens kann eine quantitative ex-ante-Analyse den wirtschaftlichen Erfolg eines Geschäftsmodells testen. Zu diesem Zweck werden die erwarteten Kosten und Erlöse ermittelt⁸¹, was grundsätzlich auch über eine Simulation der Geschäftstätigkeit realisiert werden kann⁸². Dieser Modellversuch kann die Grundlage für die Erstellung eines Finanzplanes zur weiteren Umsetzung sein und erspart im Zweifel teure Experimente⁸³.

Im Hinblick auf die Methodik dieser Arbeit werden im Folgenden die Ansätze zur Darstellung und Bewertung der Geschäftsmodelle näher spezifiziert. Das Design neuer Geschäftsmodelle ist nicht Bestandteil dieser Dissertation, da in der Literaturanalyse die Geschäftsideen für Smart Meter erschöpfend aufgezeigt wurden.

77 (Osterwalder, 2010) behandelt die Generierung neuer Geschäftsmodelle, nach eigenen Angaben wurden bisher mehr als 650.000 Exemplare dieses Buches verkauft.

78 S. 21 (Osterwalder, 2004)

79 S. 257 ff. (Weill, Vitale, 2001); S. 235 ff. (Afuah, 2004); S. 12 (Gordijn, Akkermans, 2001)

80 S. 8 (Magretta, 2002)

81 S. 355 (Chesbrough, 2010)

82 S. 140 (Grasl, 2009); S. 22 (Osterwalder, 2004)

83 S. 211 ff. (Afuah, 2004); S. 362 (Chesbrough, 2010)

3.2 Definition und Abbildungsmerkmal der Geschäftsmodelle

Geschäftsmodelle sind vor allem eins: Modelle⁸⁴. In diesem Sinne besitzen sie ein Verkürzungs- und Abbildungsmerkmal⁸⁵. Geht man davon aus, dass jeder realen Unternehmung ein Geschäftsmodell immanent ist, kann man ein Geschäftsmodell als eine verkürzte Abbildung ebendieser Unternehmung auffassen. Die Verkürzung oder Vereinfachung ergibt sich aus der Tatsache, dass nicht alle Aspekte der Realität erfasst werden können und im Sinne eines holistischen Ansatzes erst durch eine Vereinfachung die Unternehmung als Ganzes erfasst werden kann.

Um eine Auswahl bezüglich der wesentlichen Bestandteile von Geschäftsmodellen zu treffen, wird im Folgenden eine detaillierte Geschäftsmodelldefinition entwickelt, welche die Grundlage der Geschäftsmodellanalyse bildet.

3.2.1 Geschäftsmodelle als Wortmodelle

Für die Modellierung bildet das Wortmodell den Anfang⁸⁶. Was der Bestandteil einer Geschäftsmodellbeschreibung sein soll, ist in der Literatur nicht eindeutig definiert. Tabelle 3.1 zeigt eine Auswahl von Definitionen für Geschäftsmodelle in der Fachliteratur. Insbesondere die Definitionen von (Afuah, 2004) und (Magretta, 2002) haben einen verbalen Beschreibungscharakter. Beide Ansätze sehen in Geschäftsmodellen die Beantwortung einer Liste von Fragen. Die Fragen könnte man zusammenfassen als:

- Wer ist der Kunde?
- Was ist das Wertangebot?
- Welche Aktivitäten werden wie und wann zur Werterstellung ausgeführt?

(Magretta, 2002) geht noch weiter und grenzt Geschäftsmodelle explizit von formalen Modellen ab und vergleicht ihre Darstellung mit dem Erzählen einer guten Geschichte⁸⁷.

84 Siehe hierzu auch (Baden-Fuller, Morgan, 2010)

85 S. 128 ff. (Stachowiak, 1973)

86 S. 47 f. (Bossel, 1992)

87 S. 4 (Magretta, 2002)

Tabelle 3.1: Übersicht unterschiedlicher Geschäftsmodell-Definitionen⁸⁸

Autor(en), Jahr	Definition
Timmers, 1998	The business model is »an architecture of the product, service and information flows, including a description of the various business actors and their roles; a description of the potential benefits for the various business actors; a description of the sources of revenues« (S. 4).
Heuskel, 1999	Beschreibt vier Geschäftsmodelle, welche sich nach dem »Wettbewerbsfaktor Wertschöpfungsarchitektur« unterscheiden (S. 57 ff.).
Amit, Zott, 2001	The business model depicts »the content, structure, and governance of transactions designed so as to create value through the exploitation of business opportunities« (S. 511).
Weill, Vitale, 2001	A business model is »a description of the roles and relationships among a firm's consumers, customers, allies, and suppliers that identifies the major flow of product, information, and money, and the major benefits for the participants« (S. 17).
Magretta, 2002	Business models are »stories that explain how enterprises work. [...] Who is the customer? And what does the customer value? [...] How do we make money in this business? What is the underlying economic logic that explains how we can deliver value to customers at an appropriate cost?« (S. 4).
Afuah, 2004	A business model is the set of activities a firm performs, how it performs them, when it performs them as it uses its resources to perform activities, given its industry, to create superior customer value and puts itself in a position to appropriate value (S. 9).
Osterwalder, 2004	A business model »consists of value proposition, target customer, distribution channel, relationship, value configuration, capability, partnership, cost structure and revenue model« (S. 43).
Johnson u. a., 2008	»A business model, from our point of view, consists of four interlocking elements that, taken together, create and deliver value [...] customer value proposition [...], profit formula [...], key resources [...], key processes [...] (S. 57).
Grasl, 2009	»A party's business model shows how it creates value for all the party's within the value network by defining its value logic and showing which goods and services are exchanged via transactions between the parties« (S. 96).
Chesbrough, 2010	»Articulates the value proposition [...] defines the structure of the value chain« [...] »revenue mechanism(s)« [...] »the position of the firm within the value network« [...] »the competitive strategy by which the innovating firm will gain and hold advantage over rivals« (S. 355).
Teece, 2010	»A business model articulates the logic, the data and other evidence that support a value proposition for the customer, and a viable structure of revenues and costs for the enterprise delivering that value« (S. 179).

88 Auswahl und mit eigenen Ergänzungen nach (Zott u. a., 2010)

3.2.2 Geschäftsmodelle als Wirkungsgraph

Eine grafische Darstellung von Ursache und Wirkungen der Werterstellung sind Wirkungsgraphen. Wirkungsgraphen im weiteren Sinne stellen Elemente und ihre Beziehungen untereinander dar. Abbildung 3.2 zeigt ein Beispiel einer solchen Abbildung zur Darstellung des Geschäftsmodells eines Verteilnetzbetreibers.

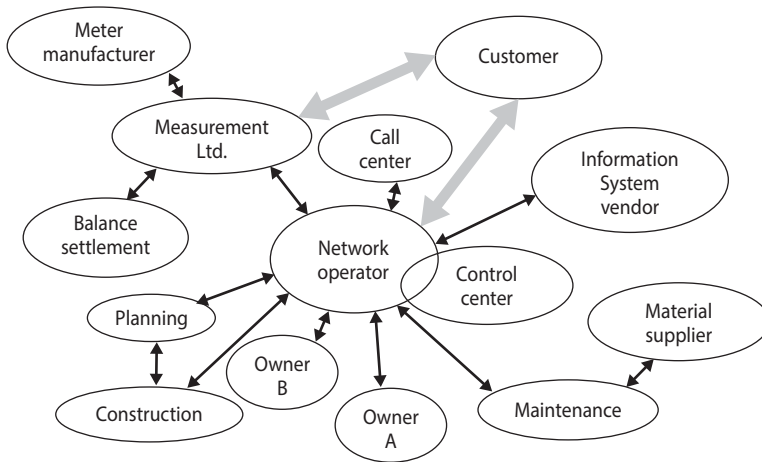


Abbildung 3.2: Geschäftsmodell eines Verteilnetzbetreibers als Wirkungsgraph⁸⁹

Wirkgraphen im engeren Sinne sind eine Methodik der *System Dynamics* und dienen der Darstellung von Systemen mit Rückkopplungen⁹⁰. In diesem Sinne kann ein Geschäftsmodell als eine sich selbst erhaltene Feedbackschleife (*feedback loop*) interpretiert werden⁹¹. In dieser Eigenschaft kann es die innere Wertlogik einer Unternehmung abbilden.

⁸⁹ S. 2 (Trygg u. a., 2005), für weitere Beispiele siehe S. 199 ff. (Casadesus-Masanell, Ricart, 2010)

⁹⁰ S. 137 (Stern, 2000)

⁹¹ S. 96 (Grasl, 2009)

3.2.3 Geschäftsmodelle als Wertschöpfungsarchitektur

Die Basis einer Wertschöpfungsarchitektur sind Wertschöpfungsketten. Wertschöpfungsketten (*value chains*) sind die Summe aller Aktivitäten eines Unternehmens zur Bereitstellung eines Produktes oder einer Dienstleistung⁹². Dabei kann zwischen primären Aktivitäten und Stützfunktionen (*support activities*) unterschieden werden. Die Wertschöpfungsarchitektur erweitert diese Sichtweise um eine unternehmensübergreifende Wertschöpfung. In Abbildung 3.3 sind unterschiedliche Konfigurationen der Wertschöpfung dargestellt.

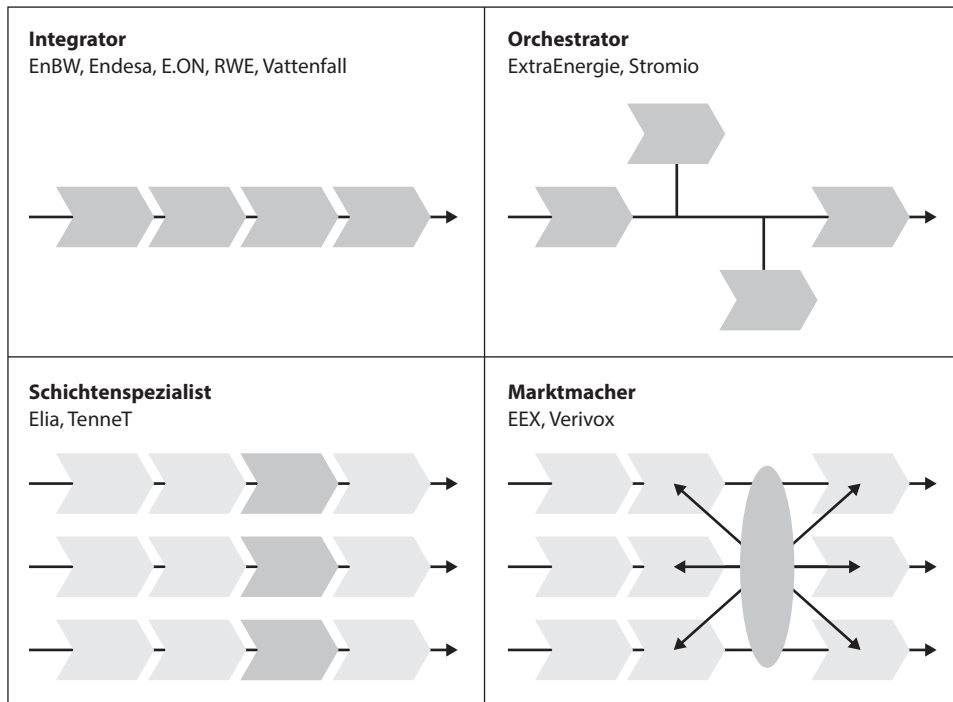


Abbildung 3.3: Geschäftsmodell als Wertschöpfungskettenarchitektur⁹³

⁹² S. 36 ff. (Porter, 1998)

⁹³ Eigene Darstellung nach S. 56 ff. (Heuskel, 1999) und S. 393 (Müller-Stewens, Lechner, 2003) mit eigenen Beispielen aus der Elektrizitätswirtschaft

Die vier Typen unterscheiden sich dabei in Breite und Tiefe der Wertschöpfung. Der Integrator ist innerhalb einer Branche auf allen Wertschöpfungsstufen vertreten, hierzu zählen die klassischen Regionalversorger. Ein Schichtenspezialist besitzt ein breites Geschäftsmodell, welches eine branchenübergreifende Spezialisierung auf eine spezielle Wertschicht beinhaltet. Beispiele hierfür in der Energiewirtschaft sind die spezialisierten Betreiber von Netzen für Elektrizität, Erdgas und Kommunikation. Merkmal eines Marktmachers⁹⁴ ist das Einführen oder Besetzen einer neuen Wertschöpfungsstufe, wie die im Zuge der Liberalisierung entstandenen Strombörsen. Merkmale eines Orchestrator ist die Fokussierung auf wesentliche Kernsegmente der Wertschöpfung, hierzu können die Vertriebsgesellschaften für Elektrizität gezählt werden. Bei einer strategischen Neuausrichtung kann über unterschiedliche Wertschöpfungsmanöver die bestehende Struktur in eine neue umgewandelt werden. So kann ein Schichtenspezialist über horizontale Integration zum Integrator werden⁹⁵.

3.2.4 Geschäftsmodelle als Interaktionsmodell

In (Weill, Vitale, 2001) werden E-Business-Geschäftsmodelle analysiert. Bestandteil ist eine detaillierte Beschreibung möglicher Interaktionen zwischen Kunden, Alliierten und Unternehmen⁹⁶. Interaktionen besitzen demnach drei Bestandteile: die Beziehung (*relationship*), die Kundendaten (*data*) und die Transaktion (*transaction*). Jeder dieser Bestandteile schafft eine Handlungsoption für das Unternehmen. Durch die Kundenbeziehung kann das Unternehmen Einfluss auf den Kunden ausüben, insbesondere wenn diese von Vertrauen geprägt ist. Der Zugriff auf die Kundendaten verschafft Einsichten über die Bedürfnisse der einzelnen Kunden. Schließlich birgt die Transaktion die Möglichkeit Gebühren zu erheben und somit eine Ertragsmöglichkeit. Zur Darstellung der Geschäftsmodelle wird eine Darstellungskonvention vorgeschlagen. Danach werden die Akteure und ihre Relationen grafisch dargestellt. Eine Übersicht über die einzelnen Bausteine und eine Beispieldarstellung für ein EIVU zeigen die Abbildungen 3.4 und 3.5.

94 Nach S. 393 (Müller-Stewens, Lechner, 2003) auch als »Pionier« bezeichnet

95 S. 395 (Müller-Stewens, Lechner, 2003)

96 S. 3 ff. (Weill, Vitale, 2001)

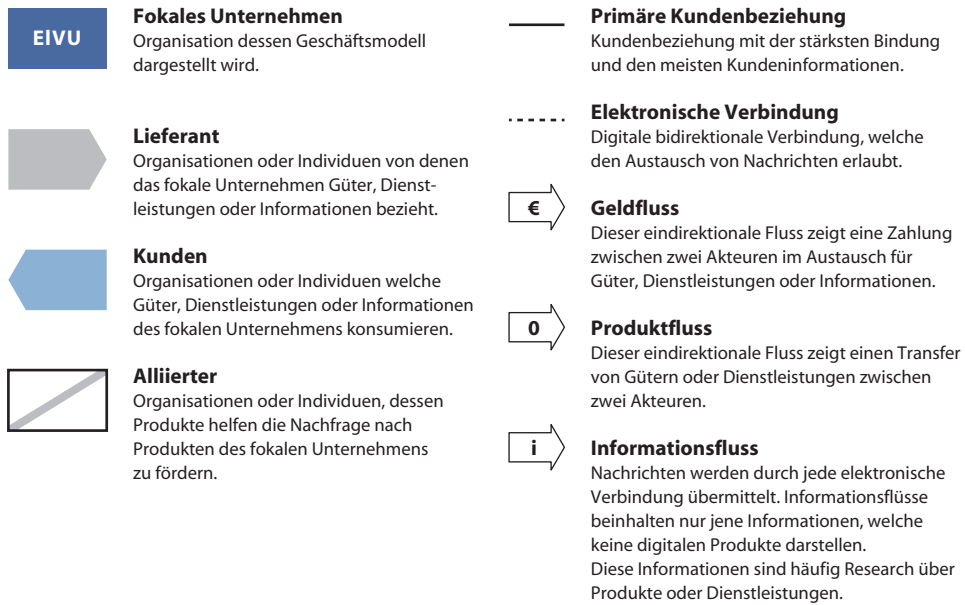


Abbildung 3.4: Methodik zur Darstellung von Geschäftsmodellen nach Weill und Vitale⁹⁷

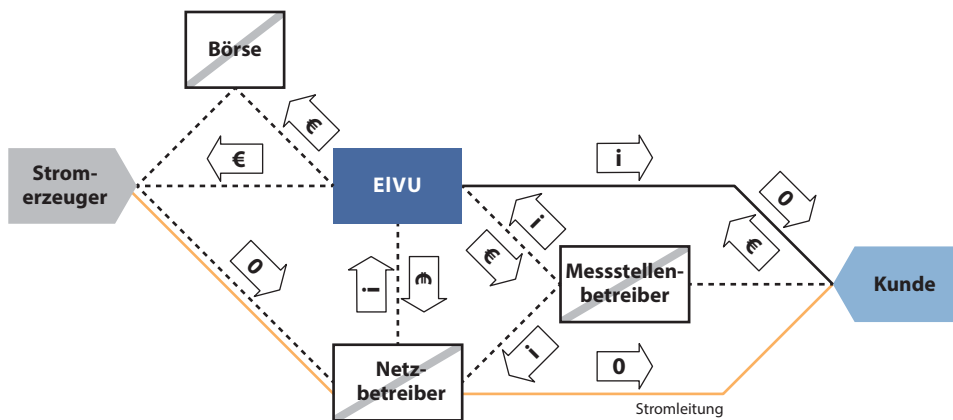


Abbildung 3.5: Anwendung der Methodik von Weill und Vitale für EIVU

⁹⁷ S. 38 ff. (Weill, Vitale, 2001)

3.2.5 Geschäftsmodelle als Typisierung

Eine Typisierung⁹⁸ oder Klassifikation von Geschäftsmodellen erlaubt zum einen die Analyse von Unternehmen innerhalb einer Industriepopulation, zum anderen können idealisierte Typen als Rollenmodelle für die Generierung neuer Geschäftsmodelle dienen⁹⁹. Die Klassifikation kann nach Themen, Art der Werterstellung oder Mustern erfolgen. Themen als Quelle der Wertgenerierung können die Effizienz, die Neuartigkeit, die Komplementarität oder der Lock-in-Effekt sein¹⁰⁰. Eine Klassifizierung nach Werterstellung kann nach beteiligtem Gut (finanziell, physisch, intangibel oder menschlich) und Art der Rechtevergabe erfolgen, zu sehen in Tabelle 3.2. Eine Studie zu den tausend größten US-amerikanischen Unternehmen ergab, dass die meisten Firmen physische Güter herstellen (*manufacturers*), die profitabelsten Unternehmen in 2000 waren Händler intangibler Güter (*intellectual property broker*)¹⁰¹. Die Einordnung von EIVU in diese Systematik ist problematisch, da elektrischer Strom sowohl physischer als auch intangibler Natur ist.

Tabelle 3.2: Typisierung der Geschäftsmodelle nach Gütern (*asset*) und Art der Rechtevergabe (*rights*)¹⁰²

		What type of asset is involved?			
		Financial	Physical	Intangible	Human
What rights are being sold?	Creator	<i>entrepreneur</i>	<i>manufacturer</i>	<i>inventor</i>	<i>human creator*</i>
	Distributor	<i>financial trader</i>	<i>wholesaler / retailer</i>	<i>intellectual property trader</i>	<i>human distributor*</i>
	Landlord	<i>financial landlord</i>	<i>physical landlord</i>	<i>intellectual landlord</i>	<i>contractor</i>
	Broker	<i>financial broker</i>	<i>physical broker</i>	<i>intellectual property broker</i>	<i>human ressource broker</i>

* These models are illegal in the US and most places today because they involve selling human beings. They are included here for logical completeness.

98 Zur Typisierung siehe S. 113 ff. (Welter, 2006) und S. 5 ff. (Weill u. a., 2005)

99 S. 165 ff. (Baden-Fuller, Morgan, 2010)

100 S. 504 (Amit, Zott, 2001)

101 S. 35 (Weill u. a., 2005)

102 Nach S. 30 (Weill u. a., 2005)

3.2.6 Synthese der Ansätze zu einer Geschäftsmodelldefinition

Die unterschiedlichen Ansätze zur Abbildung von Geschäftsmodellen haben die verschiedenen Perspektiven und Dimensionen gezeigt, aus denen eine Unternehmung analysiert werden kann. Auf dieser Grundlage kann die eingangs gegebene Definition erweitert werden:

Ein Geschäftsmodell ist die vereinfachte Abbildung einer auf Gewinn abzielenden Unternehmung, bestehend aus den wesentlichen Elementen und Relationen der Unternehmung, welche durch Wertangebot, Wertstruktur, Wertfolge und Gewinnformel beschrieben wird. Das Wertangebot besteht aus den Nutzungsversprechen, Kunden und ihrem wahrgenommenen Nutzen; die Wertstruktur beinhaltet die Unternehmung und Alliierte mit deren Rollen, Relationen und eingesetzten Ressourcen zur Wertschöpfung; die Wertfolge bildet den zeitlichen Ablauf der Unternehmensaktivitäten ab. Die Gewinnformel beschreibt das Erlös- und Kostenmodell der regulären Geschäftstätigkeit.

Ein Vergleich dieser Arbeitsdefinition mit bestehenden Definitionen aus der Literatur ist in Tabelle 3.2 dargestellt. Aus semantischer Sicht wurden alle Aspekte der Definitionen übernommen, ausgenommen der Strategie. Dieser Aspekt wurde im Hinblick auf die Forschungsfrage bewusst ausgespart. Geschäftsmodelle im Sinne dieser Arbeit werden als Realisierungen der Strategie und nicht als Formulierung derselben aufgefasst. Ein Grund hierfür ist die Tatsache, dass bestehende EIVU untersucht werden, die bereits eine Strategie verfolgen. Anders liegt der Fall bei Neugründungen, hier kann die Strategiebewertung Bestandteil der Geschäftsmodellanalyse sein.

Tabelle 3.3: Übersicht und Vergleich der Arbeitsdefinition für Geschäftsmodelle mit ausgewählten Definitionen in der Literatur¹⁰³

Autor(en), Jahr	Wertangebot Kunden Kundennutzen Nutzungsversprechen				Wertstruktur Alliierte Rollen und Aktivitäten Ressourcen				Wertfolge Flüsse von Produkten und Dienstleistung Flüsse von Information			Wertlogik Wertflüsse Wertertrag			Wettbewerbsstrategie
Timmers, 1998					x	x	x		x	x	x	x		x	
Amit, Zott 2001	x			x	x		x		x	x		x		x	
Gordjin, Akkermans, 2001	x	x			x	x			x	x	x	x	x	x	
Weill, Vitale, 2001		x			x	x	x		x	x	x	x	x	x	
Magretta, 2002	x	x	x									x	x		
Affuah, Tucci, 2003		x	x				x						x		x
Osterwalder, 2004	x	x			x	x	x	x				x	x		
Johnson u. a., 2008	x				x	x	x	x	x	x	x		x	x	
Grasl, 2009		x	x		x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	
Chesbrough, 2010	x	x			x		x					x	x		x
Teece, 2010	x	x										x	x	x	
Arbeitsdefinition	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	

Im Folgenden wird eine Einteilung und Beschreibung der wesentlichen Elemente und Relationen von Geschäftsmodellen vorgestellt, welche auf den Einzeldefinitionen und Beschreibungen in der Literatur fußt. Als wesentliche Bestandteile für Geschäftsmodelle werden in dieser Arbeit das Wertangebot, die Wertschöpfungsstruktur, die Wertfolge und die Gewinnformel aufgefasst. Diese Einteilung stellt eine Synthese der in der Literatur zu findenden Definitionen für Geschäftsmodelle dar.

¹⁰³ Eigene Darstellung, ähnliche Übersichten finden sich in S. 93 (Grasl, 2009) und S. 45 ff. (Osterwalder, 2004)

Wertangebot:

Das Wertangebot ergibt sich aus dem Wechselspiel zwischen den Kunden, Produkten und Dienstleistungen eines Unternehmens. Es bestimmt, wieso Produkte oder Dienstleistung von Nutzen für einen Kunden sind. Wichtig ist zu beachten, dass der Nutzen auf Kundenseite entsteht¹⁰⁴. Bei innovativen Geschäftsmodellen ist dies eine neue Form der Bedürfnisbefriedigung für die Kunden.

Das Wertangebot ist die Basis für den wahrgenommenen Kundennutzen, welches wiederum die Zahlungsbereitschaft und den erzielbaren Preis der Leistungen bestimmt¹⁰⁵. Die Werttreiber des Angebotes eines Unternehmens finden sich in der strategischen Literatur bereits bei Porter und können aus den Differenzierungsmöglichkeiten abgeleitet werden. Die Grundlage für das Wertangebot ist zunächst die Befriedigung eines latenten Bedürfnisses der Kunden. Ausgehend von dieser Prämisse können Differenzierungen und Abänderungen des Wertangebotes zu einer Steigerung der Wertschätzung auf Kundenseite führen. Nach Porter sind die Mittel der Differenzierung jeder Branche idiosynkratisch¹⁰⁶, jedoch können allgemeine Gruppen von Werttreibern abgeleitet werden.

Das Wertangebot ist auch ein Objekt im Bereich der Marketingforschung. Nach aktuellem Wissensstand werden die Bestandteile Wert (*value*), Markenkommunikation (*brand communication*) und Beziehungsmanagement (*relationship management*) unterschieden¹⁰⁷. Eine Übersicht der einzelnen Werttreiber eines Wertangebotes aus der Management-, Marketing- und Geschäftsmodell-Literatur zeigt Tabelle 3.3. Werttreiber aus Kundensicht können demnach produkt-, service- und markenbasiert sein.

104 Vergleiche hierzu die Darstellung der Subjekt-Objekt-Beziehung in Kapitel 3.1.2

105 S. 72 (Grasl, 2009)

106 S. 14 (Porter, 1998)

107 S. 53 (Bruhn u. a., 2009), S. 126 (Rust u. a., 2004), S. 128 (Johnson u. a., 2006)

Tabelle 3.4: Bestandteile des Wertangebots

Autor(in), Jahr	Produktbasiert	Servicebasiert	Markenbasiert
Porter, 1996, S. 120 ff.	Lowering Buyer Costs Raising Buyer Performance Produkt features	Service provided Support Accessability Timing Location Chanel Interrelationships Delivery Time	Reputation Attractiveness of Facilities
Hungenberg, 2000, S. 161 ff.	Qualität Funktionalität Haltbarkeit Zuverlässigkeit Ästhetik	Zeit	Marke
Afuha, 2004, S. 21 ff.	Product Features Product Mix	After Sales Service Timing Location	Brand-Name Reputation Network Size
Kaplan, 2004, S. 31 f.	Lowest Cost Product Innovation Quality Selection Functionality	Service/ Complete customer solution Availability Relationship Partnership	Image (Brand)
Bruhn u. a., 2009, S. 53; Johnson u. a., 2006, S. 127	Value	Relationship Management	Brand Communication
Osterwalder, 2010, S. 23 ff.	Cost Reduction Risk Reduction Convenience/Usability Performance Customization Design Newness	»Getting the Job done« Accessability	Brand Status

Die Kategorie des *produktbasierten* Werttreibers beinhaltet den Nutzen als eine übergeordnete Kategorie. Sie ist der Tatsache geschuldet, dass nicht alle möglichen Variationen aufgedeckt werden können und eine allgemeine Beschreibung für die Wertquelle benötigt wird. Porter spricht in diesem Zusammenhang von dem *use criteria*, was in etwa dem objektiven Kundennutzen entspricht. Dieser Nutzen entsteht aus der Summe einzelner Eigenschaften des Wertangebotes. Der Nutzen kann dabei in direkten oder indirekten Kosteneinsparungen bestehen. Direkte Einsparungen können als monetäre Reduktionen auf Kundenseite verstanden werden. Im weitesten Sinne fällt hierunter auch der Preis für die angebotene Leistung. Indirekte Einsparungen in diesem Sinne sind beispielsweise die persönlichen Transaktions- und Wechselkosten, z. B. die Zeit, die man braucht, um den Gebrauch eines neuen Produkts zu erlernen¹⁰⁸. Osterwalder führt hierzu die Benutzerfreundlichkeit (*convenience/usability*) als entscheidenden Werttreiber auf. Porter sieht in der Risikoreduktion bzw. -übernahme eine weitere Kostenreduktion¹⁰⁹. Allerdings ist die Risikoreduktion zukunftsgerichtet und kann bei gleichem Erwartungswert höhere Kosten bedeuten, bei einem risikoaversen Kunden allerdings den Nutzwert steigern. Folglich ist hierin eine eigene Kategorie zu sehen. Weiterhin können die immanenten Produkteigenschaften Werttreiber sein. Beispielsweise subsumiert Hungenberg dies im Begriff der Qualität, welche in der Summe von Funktionalität, Haltbarkeit, Zuverlässigkeit und Ästhetik des bereitgestellten Produktes besteht. Die einzelnen Ausprägungen unterscheiden sich sehr bei unterschiedlichen Produkten und werden daher erst im Zusammenhang mit dem Wertangebot im Stromvertriebsmarkt näher behandelt.

Servicebasierte Wertbestandteile können ihre Grundlage in den Vertriebsstrukturen haben. Die räumliche und zeitliche Verfügbarkeit der angebotenen Leistungen über unterschiedliche Kanäle ist hierbei ein entscheidender Faktor. Über die Interaktionen werden so im Laufe der Zeit Beziehungen zum Kunden aufgebaut, welche ihrerseits als Ressource zu sehen sind. Im weiteren Sinne können als servicebasierte Bestandteile auch Mehrwertdienstleistungen (*value added services*) verstanden werden, welche komplementär zu den produktbasierten Bestandteilen angeboten werden.

108 Wechselkosten werden gemeinhin als eine Art der Transaktionskosten angesehen.

Üblicherweise werden hier die Kosten auf Kundenseite einbezogen, welche sich durch einen Anbieterwechsel ergeben. In dieser Arbeit wird das Konzept weiter gefasst, indem ex ante der Kundenaufwand beim Gebrauch unterschiedlicher Produkte verglichen wird.

109 S. 131 (Osterwalder, 2010)

Markenbasierter Wertbestandteil ist ein intangibler Wert in der Wahrnehmung der Kunden. Die Reputation und der Markenstatus ist integraler Bestandteil des Wertangebotes. Die Markenkommunikation beinhaltet in diesem Kontext Instrumente, um den Kunden diesen Status zu vermitteln. Instrumente der Markenkommunikation sind »advertising, events, or sponsorship«¹¹⁰. Umgekehrt können sich die Geschäftsmodelle positiv und negativ auf den Markenstatus auswirken.

Wertstruktur:

Die Wertstruktur beschreibt die beteiligten Akteure und ihre Rollen innerhalb der Wertschöpfung. Relevante Akteure sind das fokale Unternehmen sowie weitere Unternehmen, welche an der Wertschöpfung beteiligt sind. Hierzu zählen beispielsweise Lieferanten und Dienstleister, welche als Alliierte bezeichnet werden. Das Aufeinandertreffen von (Wert-)Angebot der Unternehmen und Nachfrage der Kunden im volkswirtschaftlichen Sinne ist der Markt. Die Nachfrage nach Gütern zur Werterstellung ist der Beschaffungsmarkt, unterstützende Aktivitäten werden vom fokalen Unternehmen als Stützfunktionen nachgefragt. Das Konstrukt der Wertstruktur ist eine Synthese der Geschäftsmodell-Ansätze von (Weill, Vitale, 2001) und der Wertschöpfungskette von (Porter, 1998). Abbildung 3.6 ist eine grafische Darstellung des Konzeptes.

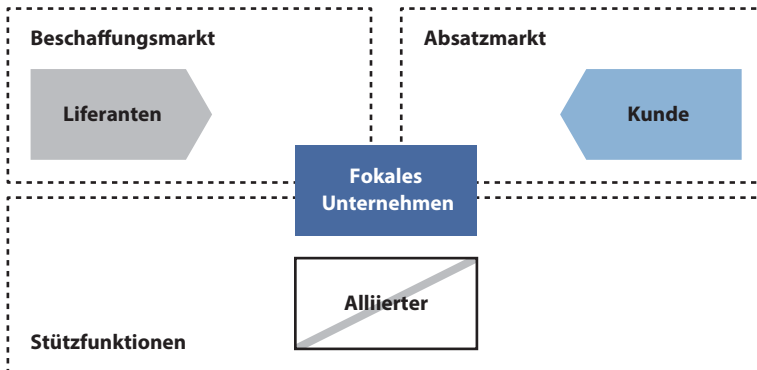


Abbildung 3.6: Darstellung der Wertstruktur

110 S. 53 (Bruhn u. a., 2009)

Dieses Konzept könnte noch durch andere Märkte erweitert werden. Gerade für die Energiewirtschaft mit ihren vielen Externalitäten wäre eine mögliche Erweiterung um die Einflussmärkte (*influence markets*)¹¹¹ relevant. Hier spielen jene Organisationen eine wesentliche Rolle, welche das unternehmerische Handeln beeinflussen. Diese wären staatliche Stellen und Verbände als Regulierer und Setzer von institutionellen Regeln. Da aber der Geschäftsmodell-Ansatz von Kunden und ELVU als Dualismus ausgeht und Regeln eine veränderbare Größe darstellen, werden sie innerhalb dieses Geschäftsmodells nicht aufgenommen. Anders sähe es aus, würde man das Geschäftsmodell eines Verbandes bzw. einer Lobbyorganisation betrachten. Hier wären die Mitglieder Kunden und der Gesetzgeber ein Alliiertes bzw. Lieferant der jeweiligen Organisation¹¹².

Wertfolge:

Der Begriff der Wertfolge ist bewusst gewählt, um diese von (Geschäfts-)Prozessen und der Prozessmodellierung abzugrenzen¹¹³. Eine Wertfolge besitzt eine größere Granularität bzw. einen geringeren Detaillierungsgrad und einen höheren Abstraktionsgrad als klassische Geschäftsprozesse, um den Blick auf das eigentliche Erkenntnisinteresse der Werterstellung zu fokussieren. Das Ziel ist nicht die direkte Implementierung in einzelnen Abteilungen oder deren Steuerung, sondern das Verständnis und die Bewertung der grundsätzlichen Wertschöpfung. Das bedeutet allerdings nicht, dass Prozesse oder Aggregationen derselben nicht Bestandteile einer Wertfolge sein können.

Als *statische Wertfolgen* werden Abfolgen von Aktivitäten bezeichnet, in denen die beteiligten Akteure konstant bleiben oder die sich wiederholen. Es ist der reguläre Ablauf der Geschäftstätigkeit bzw. eine idealtypische Wertfolge. Die Wertarchitektur bleibt im Wesentlichen erhalten. Als *dynamische Wertfolgen* werden Abfolgen und jene Aktivitäten definiert, welche zu einer neuen Akteurszusammensetzung führen. Beispiele hierfür sind die Lieferanten- und Kundenakquise. Diese Unterscheidung ermöglicht eine Differenzierung zwischen dem regulären Geschäftsablauf und den Auf- und Abbauphasen.

¹¹¹ S. 9 (Payne, 1993)

¹¹² Vergleiche hierzu auch das Konzept von gemeinnützigen Organisation in S. 264 ff. (Osterwalder, 2010)

¹¹³ Siehe hierzu auch (Gordijn u. a., 2000) und Kapitel 3.1.1

Gewinnformel:

Während Wertangebot, Wertstruktur und Wertfolge rein qualitative Beschreibungen des Geschäftsmodells sind, beschreibt die Gewinnformel (*profit formula*)¹¹⁴ die monetäre/wirtschaftliche Dimension des Geschäftsmodells. Innerhalb der Gewinnformel werden die Aktivitäten und Flüsse zwischen den Akteuren und Kunden bewertet und so ein Wertfluss ermittelt. Vereinfacht besteht sie aus einem Erlös- und Kostenmodell, welche eine wirtschaftliche Bewertung des Geschäftsmodells für die fokale Unternehmung erlauben. Gleichzeitig kann auch der Wertbeitrag für weitere Akteure beziffert werden. Somit wird für die beteiligten Akteure der jeweilige Wertertrag bzw. Gewinn bestimmt, was die Basis zur Beurteilung sein kann. Die einzelnen Schritte einer Geschäftsmodellbewertung werden im folgenden Kapitel aufgezeigt.

3.3 Bewertung von Geschäftsmodellen in reifen Industrien

Im Gegensatz zu Geschäftsmodellen einer Unternehmensneugründung haben Unternehmen in reifen Industrien wie der Elektrizitätswirtschaft sich schon mit einer strategischen Ausrichtung etabliert. Ihre Geschäftsmodelle sind die Realisierung eben dieser Ausrichtung. Dementsprechend ist eine Bestandsaufnahme der bestehenden konventionellen Geschäftsmodelle der erste Bewertungsschritt. Smart Meter erlauben und erfordern eine Anpassung dieser Geschäftsmodelle. Für die vorgeschlagene Bewertungsmethodik sind die Strategien der real existierenden Unternehmen ein exogener Eingabeparameter. Es ist nicht auszuschließen, dass sich die Analysen iterativ auf die Strategien auswirken, dieser Prozess ist nicht Bestandteil dieser Arbeit.

Der Bewertungsmaßstab für neue Geschäftsmodelle sind die konventionellen Geschäftsmodelle. Dieser komparative Ansatz lässt Bewertungen qualitativer und quantitativer Natur zu, welche im Folgenden beschrieben werden.

114 S. 5 (Johnson u. a., 2008)

3.3.1 Qualitative Bewertung

Die qualitative Bewertung kann in die Dimensionen der Wert- und der Strategiesicht unterteilt werden.

Die unternehmensübergreifende Wertgenerierung ist eine Besonderheit der Geschäftsmodellanalyse. Diese erlaubt es, die Wertbeiträge und deren Veränderung durch beispielsweise die Smart Meter-Technologie zu erfassen. Die Geschichte des Geschäftsmodells muss sinnvoll sein¹¹⁵. Diese Sinnhaftigkeit ist nach Meinung des Autors erreicht, wenn durch die Neugestaltung der Wertschöpfung für alle relevanten beteiligten Akteure ein Mehrwert geschaffen wird. In erweiterter Sicht sind auch positive und negative Externalitäten zu betrachten, da sie Einfluss auf die Nachhaltigkeit der Geschäftsmodelle haben.

Neue Geschäftsmodelle müssen zur Strategie der bestehenden Unternehmung passen. Bei Innenbetrachtung kann die Strategie als die Summe der strategischen Ressourcen aufgefasst werden. Aus externer Sicht ist die Strategie die Positionierung gegenüber den Wettbewerbern. Der strategische *Fit* ergibt sich aus dem Verhältnis von bestehenden und neuen Aktivitäten der Geschäftstätigkeit. Im besten Falle ist ihre Relation von gegenseitiger Konsistenz, Verstärkung und Optimierung geprägt¹¹⁶.

Nicht zuletzt ist die Architektur der Wertschöpfung und die bestehende Typisierung ein Indiz für den *Fit* von konventionellem und neuem Geschäftsmodell. Je ähnlicher sich beide sind, desto eher ist die Implementierung der Geschäftsmodelle erfolgversprechend¹¹⁷.

3.3.2 Quantitative Bewertung

Die quantitative Analyse muss dem Holismus der Geschäftsmodellanalyse als Ganzes gerecht werden. Dementsprechend ist eine Systemsicht auf die Unternehmung und die beteiligten Akteure zielführend. Ein erster Schritt der Analyse von soziotechnischen Systemen ist die Ziehung einer Systemgrenze. Eine erste thematische Eingren-

115 S. 5 (Magretta, 2002)

116 S. 70 f. (Porter, 1996)

117 S. 22 (Hirsh, Rangan, 2013)

zung der zu beschreibenden Elemente ergibt sich aus der Geschäftsmodelldefinition. Eine zweite Eingrenzung ergibt sich aus dem komparativen Ansatz, dementsprechend sind nur Elemente abzubilden, welche eine Wertdifferenz zwischen konventionellen und neuen Geschäftsmodellen bedingen. Eine dritte Eingrenzung ergibt sich aus dem Modellziel, dass nämlich nur jene Bestandteile abzubilden sind, die auch bewertet werden können.

Im Hinblick auf die relevante Wertgröße wird der spezifische Deckungsbeitrag herangezogen, da er die zentrale Kenngröße für Vertriebsunternehmen ist. Gleichzeitig wird er der Kundenfokussierung gerecht. Ein Ansatz der Unternehmensbewertung wäre zu weit gefasst, da im Sinne der komparativen Sichtweise nur einzelne Ertrags- und Kostenbestandteile verschieden sind. Also können noch Einflussgrößen auf die Zahlungsbereitschaft der Kunden anhand ihrer Präferenzen ermittelt werden, welche bei gegebenen Kosten ein Maß für den maximal erreichbaren Deckungsbeitrag sind¹¹⁸.

Als Methode böte sich die System Dynamics bzw. Systemdynamik und innerhalb dieser die *Business Dynamics* als etablierte Methode zur Beschreibung der Dynamik komplexer Systeme an. Abbildung 3.7 zeigt ein solches System Dynamics-Modell für die absatzseitige Dynamik von Kundengewinn und -verlust.

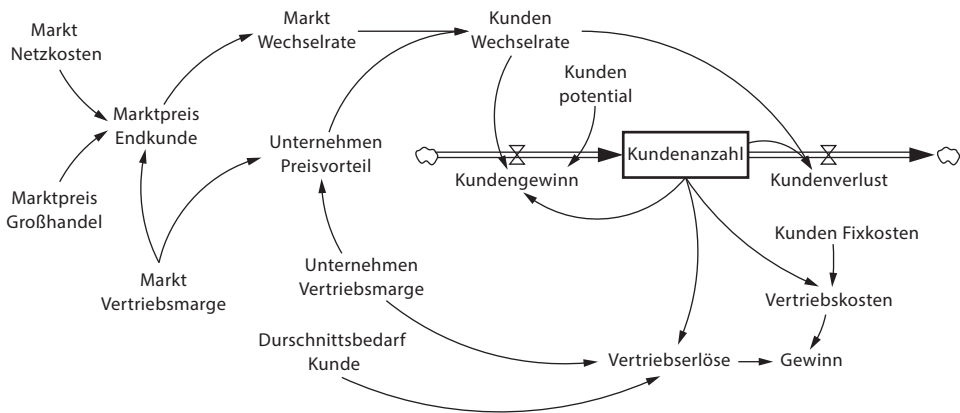


Abbildung 3.7: System Dynamics-Modell für die Dynamik von Kundengewinn und -verlust eines EIVU

118 S. 38 ff. (Smith, Nagle, 2005)

Mit System Dynamics liegt eine weit verbreitete Methode vor, doch neben der Dynamik ist die Neuartigkeit des Geschäftsmodells durch die stochastische Einspeisung der Erneuerbaren Energien bedingt. Gerade dieser Aspekt ist nicht Bestandteil der System Dynamics-Methode¹¹⁹. Als »Mantelmethode« basiert die Simulation auf einer Monte Carlo-Simulation¹²⁰. Zur Abbildung der systemimmanenten Zusammenhänge wird auf die Methoden zur Modellierung technischer dynamischer Systeme verwandt. Dies ermöglicht einen offeneren Modellierungsansatz, als die System Dynamics-Methode. Hierdurch können die Erkenntnisse der qualitativen Analyse stringent in das quantitative Modell integriert werden. Der grundsätzliche Aufbau mit den dynamischen Inputs $u(t)$ und Outputs $y(t)$ bei Verwendung der Parameter p_m zeigt Abbildung 3.8.

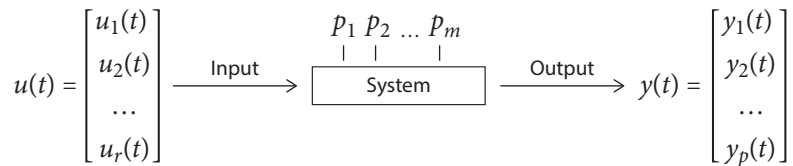


Abbildung 3.8: Beschreibung eines dynamischen Systems als parametrisiertes Input-Output-Modell¹²¹

Die Märkte und Akteure bilden hierbei einzelne Subsysteme. Für die Modellierung der Subsysteme kann auf eine Fülle von gesicherten Zusammenhängen und Modellen der Energiewirtschaft und -technik zurückgegriffen werden, auf welche im Einzelnen verwiesen wird. Zwar existiert keine einheitliche Methodik, doch können im Hinblick auf die *usability* und Geschäftsmodellperspektive grundsätzliche Modellmerkmale abgeleitet werden¹²². Diese sind die Einfachheit des Modells und Sparsamkeit der Input-Parameter, um die Kommunizierbarkeit und Nachvollziehbarkeit zu gewährleisten. Weiterhin bedingt die Anpassungsfähigkeit für neue Problemstellungen einen modularen Aufbau. Im Hinblick auf die strategische Unternehmensplanung ist eine langfristige Perspektive einzunehmen.

119 Siehe hierzu (Pruyt, 2007)

120 Siehe hierzu Kapitel 5.4

121 S. 2 (Klee, 2007)

122 Siehe auch S. 33 f. (Winje, 1977) für Merkmale energiewirtschaftlicher Modelle

3.4 Verwendete Methodik und Abgrenzung der Forschungsfrage

3.4.1 Prozessmodell der Geschäftsmodellanalyse für ELVU

Entsprechend der Einordnung der Geschäftsmodelle zwischen der Strategie und den Systemen und Strukturen der Unternehmen, ähnelt die verwendete Methodik den Prozessen der strategischen Planung und der System-Analyse¹²³. Größter Unterschied zu bestehenden Geschäftsmodellmethodiken¹²⁴ ist der Ansatz einer komparativen Geschäftsmodellanalyse, also einem Vergleich zwischen den konventionellen und neuen Geschäftsmodellen. In Abbildung 3.9 ist der Ablauf im Einzelnen dargestellt.

Die Basis bildet eine empirische Ist-Analyse der Geschäftsmodelle der ELVU im Deutschen Markt¹²⁵. Diese werden typisiert und im Schema der Geschäftsmodelldefinition beschrieben. Im zweiten Schritt werden die aus der Literatur bekannten Geschäftsmodelle für Smart Meter mit den konventionellen Geschäftsmodellen verglichen und die wesentlichen Unterschiede herausgearbeitet. Über diese Besonderheiten erfolgt eine qualitative Analyse für die identifizierten Geschäftsmodelltypen in der Energiewirtschaft. Die Basis ist die in Kapitel 3.3 näher ausgeführte Vorgehensweise. Für die wichtigsten Geschäftsmodelle aus Sicht der ELVU wird anschließend eine quantitative Simulation durchgeführt und der monetäre Wertbeitrag bzw. die Einflussfaktoren auf die Zahlungsbereitschaft ermittelt, sofern diese quantifizierbar sind. Die nächsten logischen Schritte wären die Prüfung der Implementierung in ein reales Unternehmen und die iterative Kontrolle der Modellannahmen, was nicht Bestandteil dieser Arbeit ist.

123 Zur Systemanalyse siehe S. 118 (Krallmann u. a., 2013) und S. 87 (Sterman, 2000), zu Strategie siehe S. 71 (Hungenberg, 2000)

124 Vergleiche hierzu S. 140 (Grasl, 2009)

125 Siehe Anhang 1

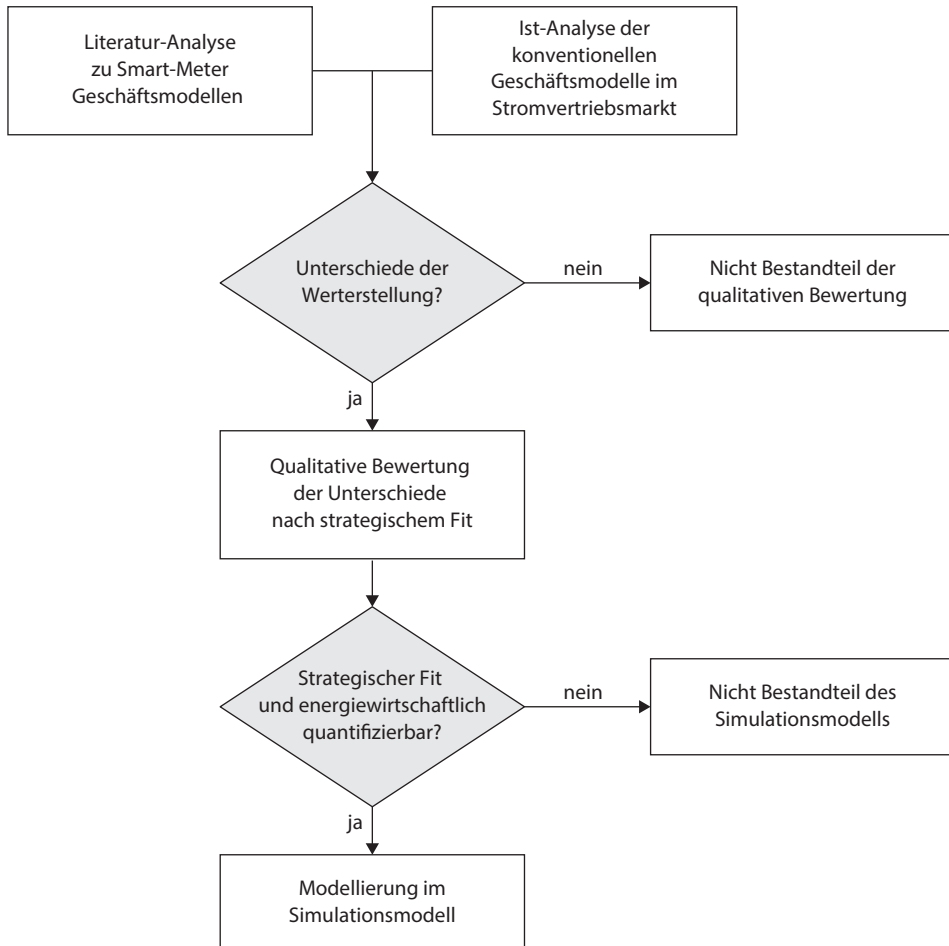


Abbildung 3.9: Prozess der Geschäftsmodellanalyse und Systemabgrenzung

3.4.2 Abgrenzung der Forschungsfrage und wissenschaftlicher Beitrag

Zusammen mit dem Boom des Internets begann auch ein vermehrtes Interesse an Geschäftsmodellen als Untersuchungseinheit. Während in den »alten« Industrien der Fokus auf Produkt- und Prozessinnovationen lag, entstanden mit der Verbreitung der Infrastruktur des Internets vermehrt Innovationen der Markt- und Geschäftsmodelle¹²⁶. In Abbildung 3.10 ist die Anzahl der jährlichen Publikationen zu Geschäftsmodellen über die Zeit dargestellt. Im Jahr 2000 kommt es im Zusammenhang mit dem Internetboom zu einem sprunghaften Anstieg der Veröffentlichungen. Ein Großteil der Literatur zu Geschäftsmodellen aus dieser Zeit hat auch internetbasierte Geschäftsmodelle als Betrachtungsgegenstand. In den Folgejahren wurden die Geschäftsmodelle als Rahmenkonzept weiterentwickelt, verallgemeinert und auf andere Industrien angewendet.

Publikationen pro Jahr

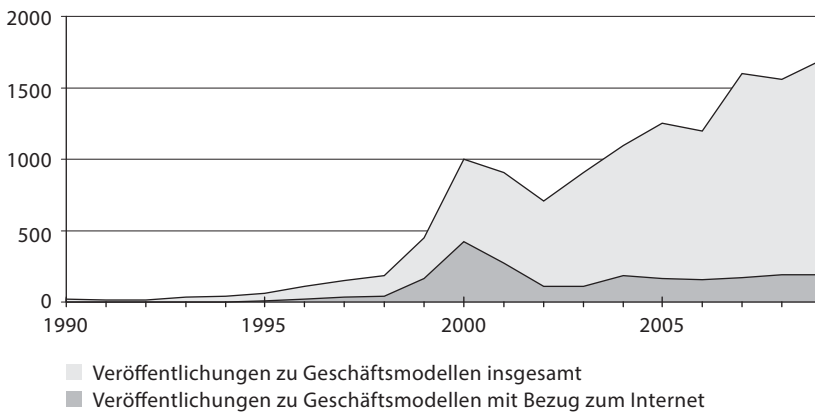


Abbildung 3.10: Anzahl der jährlichen Publikationen zum Thema Geschäftsmodelle insgesamt und Publikationen mit zusätzlichem Bezug zum Internet

Die Einführung von Smart Metern und die Verbreitung des Internets besitzen eine Reihe von Gemeinsamkeiten. Zu nennen sind hierbei die Innovationen im Bereich der Kommunikationsinfrastruktur, die bidirektionale Kommunikation sowie Netzwerkeffekte. Auch bedingen sich Smart Meter und die Internettechnologie gegenseitig aufgrund geteilter Infrastrukturelemente. Aus diesen Gemeinsamkeiten kann man

126 (Boutellier u. a., 2010)

schlussfolgern, dass auch im Energiebereich Geschäftsmodellinnovationen angestoßen werden und sich Ansätze aus der Internetökonomie auf die sich wandelnde Energiewirtschaft übertragen lassen.

Die Frage nach der richtigen Handlungsoption bei der Einführung der Smart Meter aus Sicht der ElVU ist eine Management-Entscheidung. Damit liefert diese Dissertation einen Beitrag zur branchenspezifischen Management-Forschung der Energiewirtschaft, welche in der energiewirtschaftlichen Forschungslandschaft deutlich unterrepräsentiert ist¹²⁷. Innerhalb der energiewirtschaftlichen Forschung behandelt diese Arbeit den Teilbereich von Smart Metern. Hinsichtlich der angewendeten Methodik ist die Thematik in der Schnittmenge der Forschungsbereiche der Geschäftsmodelle und der numerischen Simulation angesiedelt. In Abbildung 3.11 sind die Schnittmengen und ausgewählte Untersuchungen zu den einzelnen Bereichen dargestellt.

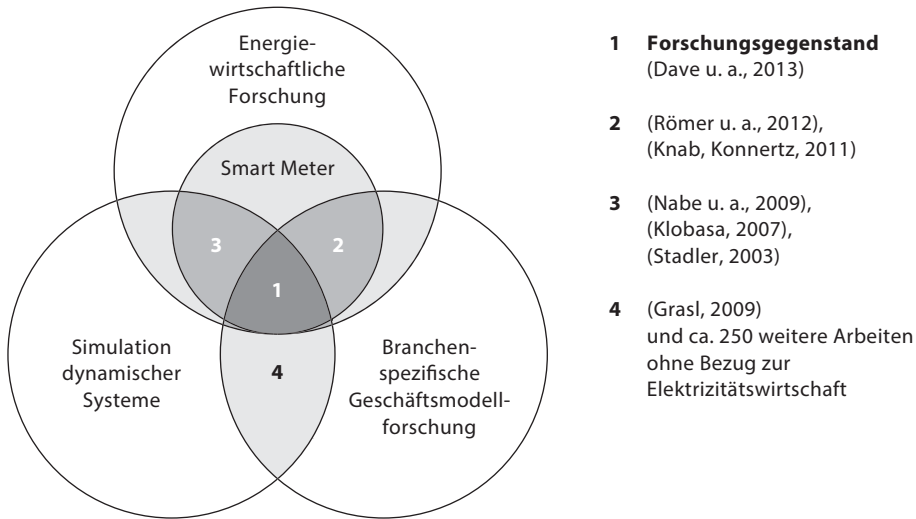


Abbildung 3.11: Abgrenzung der Forschungsfrage zu bestehende Arbeiten

¹²⁷ (Kemnitz, Zeller, 2012) enthält eine empirische Analyse der energiewirtschaftlichen Lehrstühle in Deutschland zu diesem Thema

Besonderheit dieser Arbeit ist die Bewertung der Geschäftsmodelle. Damit wird auch ein Beitrag zur Geschäftsmodellanalyse für reife Industrien geliefert. Es mangelt nicht an Konzepten für neue Geschäftsmodelle, sondern an strukturierten Methoden, um diese im Hinblick auf ihre Passung für Unternehmen zu bewerten. Bisherige Arbeiten in dieser Schnittmenge von der Geschäftsmodellforschung und Smart Metern sind rein beschreibender Natur.

Eine zweite Besonderheit dieser Arbeit ist die Schnittmenge zwischen numerischer Simulation und Geschäftsmodellforschung. Der Modellcharakter impliziert bereits die Möglichkeit zur Simulation. In der Schnittmenge befinden sich weniger als 250 Texte¹²⁸, was weniger als 1 % aller Arbeiten zu Geschäftsmodellen umfasst. Innerhalb der Texte werden branchenspezifische Teilfragen untersucht, dabei hat nur eine Arbeit energiewirtschaftlichen Bezug¹²⁹. In (Dave u. a., 2013) wird ein agentenbasiertes Modell zur Bestimmung der Spitzenlastreduktion erstellt, ohne auf das eigentliche Geschäftsmodell einzugehen. In den letzten Kapiteln dieser Dissertation wird abschließend im Vergleich mit bestehenden Arbeiten der Erkenntnisbeitrag zur wissenschaftlichen Forschung herausgestellt.

128 Suche in der Datenbank *Ebsco Host* nach »business model« und »simulation« im Titel oder in der Kurzfassung; Stand Januar 2014

129 (Dave u. a., 2013)

4 Qualitative Geschäftsmodellanalyse für Smart Meter

Die qualitative Geschäftsmodellanalyse wird entsprechend der beschriebenen Methodik aus Kapitel 3.4 in drei Schritte aufgeteilt. Zunächst erfolgt eine Ist-Analyse der konventionellen Geschäftsmodelle im Stromvertriebsmarkt. Danach wird auf die Veränderungen, welche sich durch neue Geschäftsmodelle ergeben, eingegangen, um abschließend eine Bewertung der Relevanz unterschiedlicher Geschäftsmodelle für einzelne Unternehmensgruppen vorzunehmen.

4.1 Konventionelles Geschäftsmodell von Elektrizitätsvertriebsunternehmen

Die zentrale Aufgabe der Elektrizitätswirtschaft ist eine effiziente Bereitstellung elektrischer Energie für die Endnutzer. Die ELVU sind in diesem Zusammenhang die zentrale Schnittstelle zwischen den Akteuren. Das vorgestellte konventionelle Geschäftsmodell ist als idealtypisches Modell anzusehen. Die Ausprägungen können sich bei den einzelnen Unternehmen unterscheiden, worauf in Kapitel 4.3 noch näher eingegangen wird.

Die Besonderheiten von Elektrizität bedingen dabei die Bestandteile der konventionellen Geschäftsmodelle. Die Ware Elektrizität ist ein intangibles homogenes Gut¹³⁰. Elektrizität ist nicht greifbar und kann nicht direkt wahrgenommen werden. Diese Tatsachen bestimmen vornehmlich das Wertangebot der Ware Strom. Die Wertstruktur wird bestimmt durch die Leitungsgebundenheit. Die Nichtspeicherbarkeit und die daraus folgende Gleichzeitigkeit von Stromerzeugung und -verbrauch bedingt die Wertfolge. Die Eigenschaft von Strom als Bestandteil der Daseinsvorsorge und die schlechte Substituierbarkeit führen zu Regulierungen.

130 S. 123 (Gleave, 2008)

4.1.1 Konventionelle Wertangebote nach Kundensegmenten

Da sich das Wertangebot erst in Wechselwirkung von Unternehmen und Kunden ergibt, wird im Folgenden zunächst auf die Marktsegmentierung eingegangen, bevor die Ausprägungen der konventionellen Wertangebote für die einzelnen Kundengruppen näher beschrieben werden. Gemäß dem allgemeinen Grundsatz der Marktsegmentierung sollen die Segmente in sich homogen und untereinander heterogen sein¹³¹. Traditionell erfolgt die Marktsegmentierung im Elektrizitätsmarkt sektoriell nach Haushaltskunden, Gewerbe/Handel/Dienstleistung und der Industrie. In Abbildung 4.1 sind der Gesamtverbrauch sowie der Durchschnittsverbrauch innerhalb der Kundensegmente für Deutschland abgebildet.

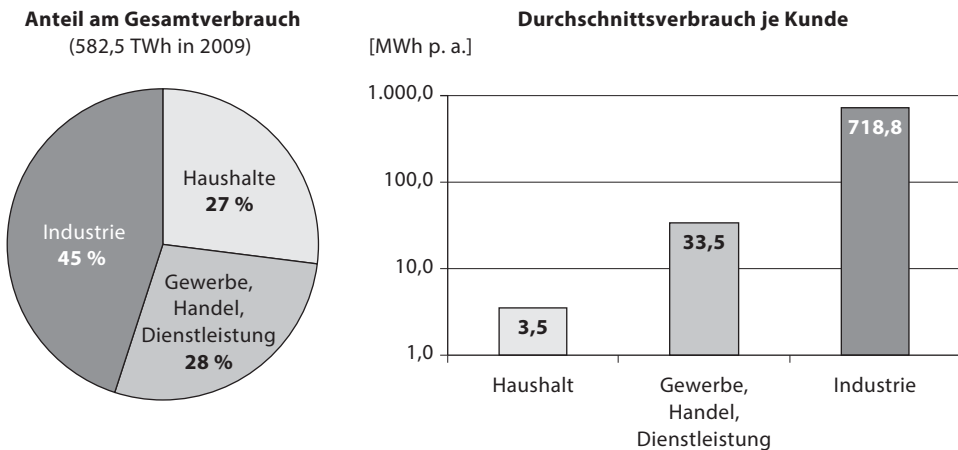


Abbildung 4.1: Sektorieller Stromverbrauch und Durchschnittsverbrauch für Deutschland¹³²

Neben der sektoriellen Einteilung ist auch die Einteilung nach Verbrauch relevant. Im Allgemeinen wird zwischen Großkunden und Kleinverbrauchern unterschieden¹³³. Dies ist insbesondere vor dem Hintergrund der Smart Meter von Interesse, da bei Großkunden mit einem Verbrauch höher als 100 MWh elektrische Energie bereits eine registrierte Leistungsmessung stattfindet, während für Kleinverbraucher keine Leistungsmessung vorgeschrieben ist¹³⁴.

¹³¹ S. 60 (Bruhn, 1997)

¹³² Eigene Analyse auf folgender Datenbasis: (BMWi, 2014)

¹³³ S. 123 (Gleave, 2008)

¹³⁴ Vergleiche §12 (StromNZV, 2013), siehe auch Kapitel 2

Betrachtet man den Jahresdurchschnittsverbrauch innerhalb der Sektoren, kann man davon ausgehen, dass es sich bei Haushaltskunden ausschließlich um Kleinverbraucher handelt und Industriekunden vorwiegend Großkunden sind. Das besonders heterogene Segment von Gewerbe, Handel und Dienstleistung (GHD) besitzt Einzelkunden aus beiden Bereichen. Das bedeutet, dass in diesem Segment weiter unterschieden werden muss.

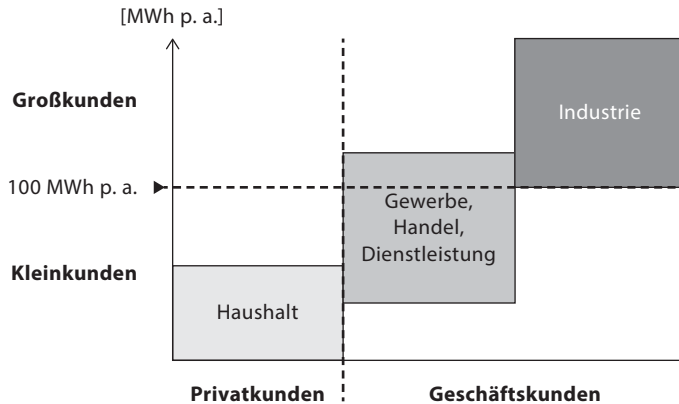


Abbildung 4.2: Kundensegmentierung nach Privat- und Geschäftskunden sowie Stromverbrauch¹³⁵

Entsprechend Abbildung 4.2 werden drei Segmente unterschieden: Privatkunden, Geschäftskunden mit einem Jahresverbrauch kleiner als 100 MWh und Geschäftskunden mit einem Jahresverbrauch größer als 100 MWh. Für jedes dieser Segmente werden in den nächsten Unterkapiteln die Wertangebote der konventionellen Geschäftsmodelle analysiert. Die Darstellung der Wertangebote und deren Werttreiber ist dabei nach produkt-, service-, und markenbasierten Bestandteilen strukturiert.¹³⁶

¹³⁵ Der öffentliche Sektor wird zu Gewerbe/Handel/Dienstleistung gezählt

¹³⁶ siehe hierzu Kapitel 3.2.6.

4.1.1.1 Privatkunden-Haushalte

Der Kern des Wertangebotes von Stromvertriebsunternehmen ist der mittelbare Nutzen der Ware Strom bzw. der Strombezugsrechte. Den unmittelbaren Nutzen entfaltet die Ware erst durch die Verbrauchsgeräte und -anlagen beim Endnutzer. Der subjektive Nutzen der Ware Strom wird in der Regel nicht wahrgenommen; das Kundenziel ist vielmehr eine störungsfreie Stromversorgung. Dabei ist die Ware Strom selbst ein homogenes Gut. Dennoch gibt es Variationen der Wertangebote.

Produktbasiert:

Werden Kunden nach dem Grund eines Lieferantenwechsels gefragt, wird am häufigsten der Preis als Wechselgrund genannt¹³⁷. Als Preismodell für Privatkunden hat sich eine Kombination aus einem Grundpreis und einem Arbeitspreis etabliert, wie in Abbildung 4.3 zu sehen ist. In Abhängigkeit des Gesamtverbrauchs existieren abgeänderte Verhältnisse von Grund- und Arbeitspreis. Die Entscheidung für einen Tarif kann dann über den Gesamtpreis, welche sich bei einem bestimmten Verbrauch ergibt, getroffen werden. Auch können unterschiedliche Präferenzen der Kunden gegenüber Grund- und Arbeitspreis Einfluss auf die Tarifwahl haben.

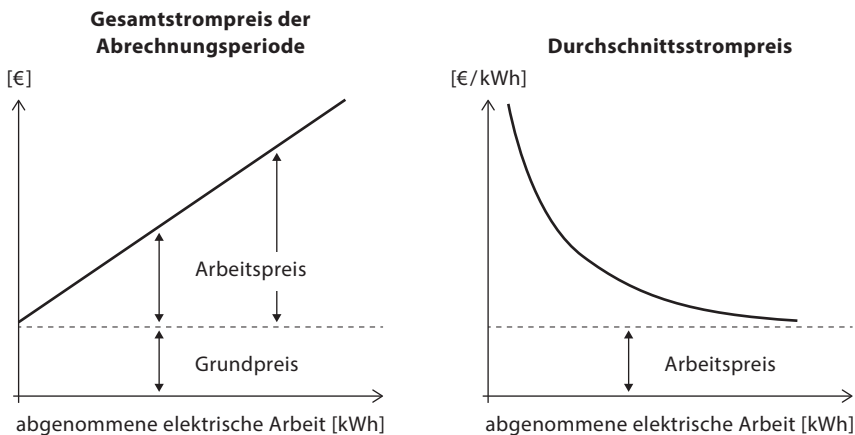


Abbildung 4.3: Gesamtpreis und Durchschnittspreis bei einem Grundpreistarif¹³⁸

¹³⁷ S. 17 (Huber, Apergis, 2009)

¹³⁸ Eigene Darstellung nach S. 129 (Wolter, Reuter, 2005)

Insbesondere für Kunden, welche eine Anlage zur Wärmebereitstellung aus elektrischem Strom betreiben, bieten nahezu alle ELVU Stromtarife mit Hoch- und Niedertarifregelung (HT/NT) an. Das Zeitfenster für den Niedertarif ermöglicht es, Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen zu einem niedrigen Arbeitspreis zu betreiben. Die empirische Vorstudie ergab, dass die Niedertariffenster meist zwischen 18:00 und 22:00 Uhr beginnen und um 6:00 Uhr enden.

Eine weitere produktbasierte Differenzierung ergibt sich über die Vertragsgestaltung der Tarife. Zu nennen sind beispielsweise Preisgarantien von mehr als zwölf Monaten und Kündigungsfristen. Diese Aspekte zielen auf eine Risikoreduktion auf Kunden-seite, welche durch das ELVU getragen wird. Eine Herausforderung für ELVU stellt der Zeitverzug zwischen der Stromlieferung und der Bezahlung dar. Hierfür ist betriebsnotwendiges Kapital erforderlich. Gleichzeitig birgt dies ein finanzielles Ausfallrisiko. Beides kann verringert werden, indem neben Grund- und Arbeitspreis eine Kautions verlangt wird. Der Kunde erhält einen Preisvorteil, muss aber im Gegenzug ein Kautionsrisiko tragen. Rabatte sind ein Preisbestandteil, um Neukunden zu werben. Die angebotenen Tarife sind im ersten Jahr günstig, in den darauf folgenden Jahren ohne Rabatt liegen sie jedoch häufig über den Konkurrenzangeboten. Langfristig gesehen besteht nur ein Preisvorteil beim jährlichen Wechsel der Kunden, welcher durch den Transaktionsaufwand keinen wirklichen Vorteil bietet.

Wertangebote im Stromvertrieb können eines nicht: physische Differenzierung. Zum einen ist Strom nicht mit den Sinnesorganen wahrnehmbar, Spannung und Frequenz ist in allen Haushalten gleich und nicht beeinflussbar durch die ELVU. Dennoch kann eine Differenzierung über die Herkunft der elektrischen Energie erfolgen. Dieser Bestandteil des Wertangebotes ist nach dem Preis zweitwichtigster Werttreiber¹³⁹. Die Stromherkunft bestimmt zum einen, welche Umwandlungen und Primärenergien zur Stromerzeugung eingesetzt wurden und zum anderen wo diese stattgefunden haben. In Deutschland sind ELVU verpflichtet, die Stromherkunft nach Primärenergien anzugeben. Für Öko- oder Grünstrom wird beschaffungsseitig ein Anteil von Erneuerbaren Energien an der Stromproduktion von bis zu 100 % garantiert. Der Ort der Umwandlung kann bestimmen, ob ein Import des Stroms erfolgt oder ob die Erzeugung im Inland oder einer lokalen Region stattfindet.

139 Vergleiche S. 167 (Burkhalter u. a., 2009)

Servicebasiert:

Viele EIVU bieten mittlerweile servicedereduzierte Tarife bzw. Onlinetarife. Die gesamte Abwicklung verläuft online und es besteht keine Möglichkeit der telefonischen Kontaktaufnahme. Durch eine Reduktion des Services kann eine Reduktion der Vertriebskosten erreicht werden, womit günstige Angebote realisiert werden können. Ähnliches wirkt auch in umgekehrter Richtung: Am anderen Ende des Leistungsspektrums befinden sich die lokalen Stadtwerke, welche ein Kundenbüro vor Ort betreiben. Weiterhin werden regelmäßig Zusatzdienstleistungen angeboten. Diese können eine Energieberatung vor Ort sein, welche Methoden und Möglichkeiten der Einsparung aufzeigen.

Markenbasiert:

Der Werbeaufwand der EIVU hat sich nach der Liberalisierung von 1996 bis 1999 mehr als verzehnfacht¹⁴⁰. Gerade bei einem *commodity product* wie Elektrizität ist das Markenimage relevant für Kundenbefriedigung¹⁴¹. So ist auch der Anbieter zweitwichtigster Grund bei einem Lieferantenwechsel. Die Werttreiber bestehen analog zur Stromherkunft in der Lokalität oder auch der ökologischen Ausrichtung der Unternehmen. Die ehemaligen Monopolisten werden zudem durch das Vertrauen begünstigt, das ihnen die Kunden durch ihre langfristige Kundenbeziehung entgegenbringen.

4.1.1.2 Geschäftskunden – Kleinverbraucher <100 MWh

Wie bereits erläutert ist das Kundensegment von GHD sehr heterogen. Deutlich wird dies beispielsweise an den Standardlastprofilen, welche zur Verbrauchsabrechnung von Kleinkunden verwendet werden. Für Haushalte wird ein Haushaltslastprofil verwendet, für den Bereich GHD kommen zehn branchenspezifisch unterschiedliche Lastprofile zur Anwendung. Dementsprechend können sich auch die Präferenzen und Bedürfnisse deutlich unterscheiden. An dieser Stelle wird nur auf die Hauptunterschiede zwischen Privat- und Geschäftskunden eingegangen.

140 S. 221 (Frei, 2010)

141 S. 123 (Johnson u. a., 2006)

Produktbasiert:

Die Aussagen über das Wertangebot für Privatkunden sind im Wesentlichen auf die Geschäftskunden übertragbar. Dementsprechend existieren auch ähnliche Tarife. Der Preis ist für Geschäftskunden allerdings noch wichtiger als für Privatkunden¹⁴². Das ist insbesondere der Fall, wenn die Stromkosten einen hohen Anteil an den Gesamtkosten eines Unternehmens aufweisen. Ein mögliches Tarifmodell in diesem Zusammenhang sind Staffelpreise, welche einen sinkenden Arbeitspreis bei höherem Jahresverbrauch aufweisen. Dieser Zusammenhang wird in Abbildung 4.4 wiedergegeben.

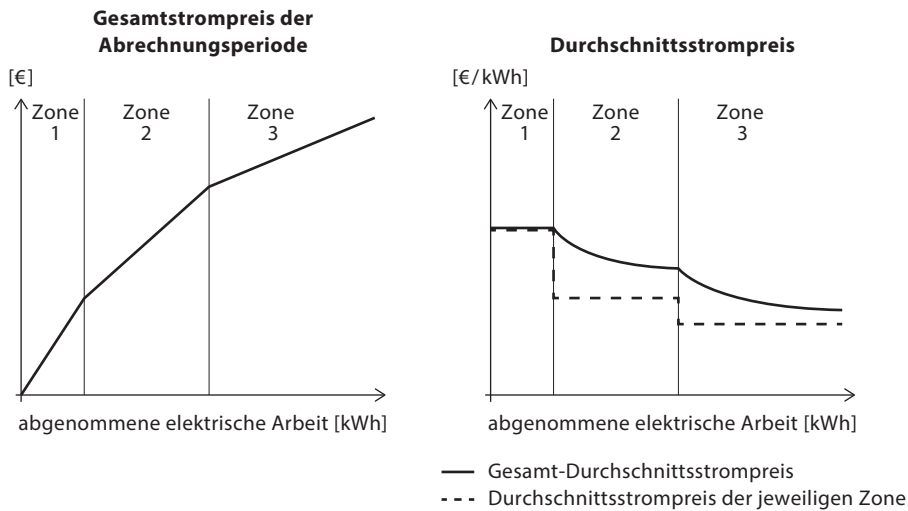


Abbildung 4.4: Gesamtpreis und Durchschnittspreis bei einem Staffeltarif¹⁴³

¹⁴² S. 96 (Anderson u. a., 2006)

¹⁴³ Eigene Darstellung nach S. 125 (Wolter, Reuter, 2005)

Servicebasiert:

Da sich die Anwendungsfälle zwischen den Branchen stark unterscheiden, ist auch die Beratungsleistung deutlich komplexer. Sie muss für den Einzelfall angepasst werden, je nachdem, ob beispielsweise vorwiegend gekühlt wird (Supermarkt) oder Kompressoren für Arbeitsmaschinen betrieben werden (Reparaturbetriebe). Franchise-Unternehmen und Handelsketten können evtl. auf Rahmenverträge zurückgreifen. Für diese Unternehmen bietet sich ein besonderer Abrechnungsservice an, der auch Benchmark-Vergleiche ermöglicht.

Markenbasiert:

Ein Gewerbebetrieb zielt, wie jede andere wirtschaftliche Unternehmung auch, in erster Linie auf Gewinn ab. Daher ist es fraglich, ob die Marke einen wesentlichen Einfluss auf die Kaufentscheidung hat. Unternehmen können vom Image des Zulieferers profitieren und die eigene Marke aufwerten.

4.1.1.3 Geschäftskunden – Großkunden >100 MWh

Die Großkunden unterscheiden sich von anderen Geschäftskunden ausschließlich über den Verbrauch, was Tarife und Serviceangebot beeinflusst. Ihr hoher Verbrauch macht sie dabei zu lukrativen Kunden für das ELVU. Der Energieversorger ist bei Industriekunden im Spannungsfeld zwischen der Konkurrenz und auch der Eigenversorgung des Industriekunden. Daher müssen die Tarife besonders marktnah sein.

Die registrierte Leistungsmessung (RLM) in dieser Verbrauchsklasse ermöglicht es, Leistungspreise zu erheben. Die RLM-Zähler messen hierbei die maximal abgefragte Leistung als Stunden- oder als 15-Minuten-Mittel. Als Beispiel dafür ist in Abbildung 4.5 der Verlauf der Durchschnittspreise für zwei unterschiedliche Verhältnisse von Leistungs- und Arbeitspreis dargestellt.

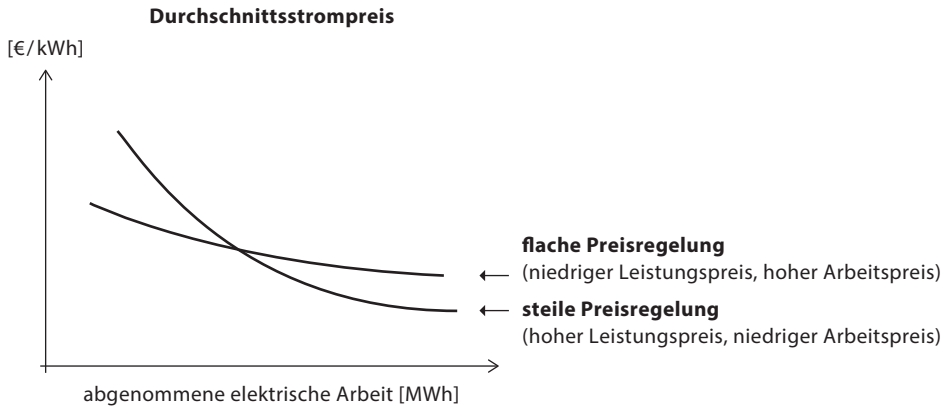


Abbildung 4.5: Durchschnittsstrompreis bei zwei unterschiedlichen Leistungspreistarifen¹⁴⁴

Der Arbeitspreis kann sich bei diesen Tarifen auch nach den Börsenpreisen richten. Dies erlaubt eine besonders marktnahe Back-to-back-Beschaffung. Diese zeitnahe Bepreisung erfordert bereits jetzt eine zeitnahe Messung und Steuerung der betreffenden Anlagen. Das ELVU kann in diesem Kontext beratend tätig sein; es existieren aber auch unabhängige Dienstleister, die Beschaffungsberatung und -optimierung für diese Kundengruppe anbieten. Eine besondere Beratungsleistung ist in diesem Zusammenhang die Unterstützung bei der Antragstellung zur Begrenzung der EEG-Umlage¹⁴⁵. Smart Meter können in diesem Kontext keinen zusätzlichen Mehrwert bieten. Aus diesem Grund wird im weiteren Verlauf der Untersuchung der Fokus auf die Kleinkunden gelegt.

4.1.2 Wertstruktur im Stromvertriebsmarkt

Die Wertstruktur beschreibt den Systemzusammenhang der Akteure. Dieser ist determiniert durch die Leitungsgebundenheit der Elektrizitätswirtschaft. Die Rollen der Akteure wurden durch die Liberalisierung in Deutschland entsprechend der Marktstufen getrennt. Nach der klassischen Stufentheorie ist der wettbewerbliche Strommarkt dreigeteilt in die vertikalen Stufen Erzeugung, Distribution und Letztverbraucher¹⁴⁶. Unternehmen der Erzeugungsstufe sind befasst mit der Umwandlung von (Primär-)

¹⁴⁴ Eigene Darstellung nach S. 161 (Winje, Witt, 1991)

¹⁴⁵ (Locher, 2013)

¹⁴⁶ S. 121 (Gleave, 2008)

Energien in elektrische Energie und der Einspeisung in die jeweiligen Stromnetze. Die Distributionsstufe und die Letztverbraucherstufe umfassen eine wettbewerbliche und eine technische Dimension. Die Wettbewerbsstufen beinhalten den Handel mit Strombezugsrechten. Die wettbewerbliche Distributionsstufe umfasst alle Unternehmen, welche durch den Kauf und Verkauf von Strombezugsrechten auf Gewinn abzielen. In die Letztverbraucherstufe fallen alle Kunden, welche elektrische Energie zur eigenen Verwendung bzw. zum Verbrauch nachfragen, diese werden synonym als Stromkunden und Endnutzer bezeichnet. Die technischen Übertragungs- und Verteilstufen ermöglichen den physischen Stromtransport über die Stromnetze¹⁴⁷.

Elektrizitätsvertriebsunternehmen (ELVU):

Zentraler Akteur ist definitionsgemäß das ELVU, welchem eine Schnittstellenfunktion zukommt. Hinsichtlich der Wertstruktur werden die Stufen aus der Perspektive des ELVU unterteilt in Absatzmarkt, Beschaffungsmarkt und Stützfunktionen. Eine Übersicht der einzelnen Akteure zeigt Abbildung 4.6.

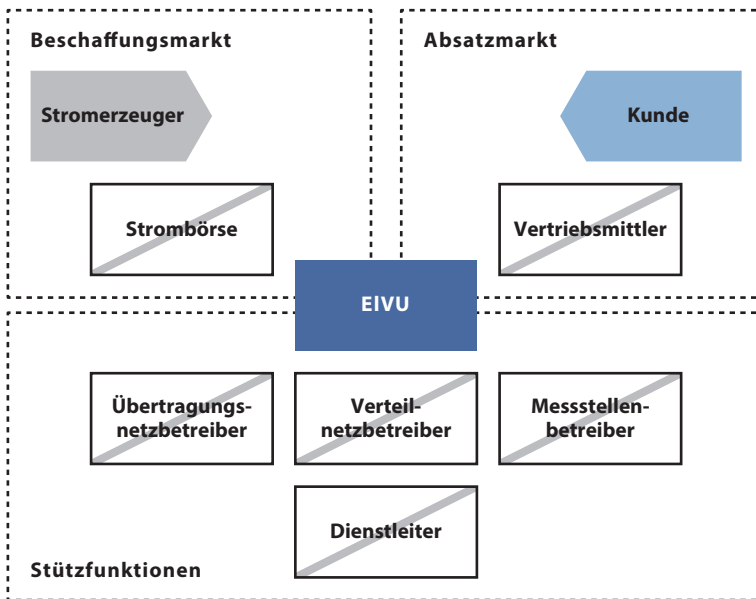


Abbildung 4.6: Akteure innerhalb der Wertstruktur von Stromvertriebsunternehmen¹⁴⁸

¹⁴⁷ Siehe hierzu Abbildung 1.3

¹⁴⁸ Eigene Darstellung, siehe auch Abbildung 3.6

Das EIVU stellt einen Intermediär dar, welcher eine Verbindung zwischen dem Großhandel auf der Beschaffungsseite und den Endnutzern auf der Absatzseite schafft. Hieraus erwächst die wirtschaftliche und vertragliche Aggregationsfunktion: Einzelnachfragen werden durch das EIVU gebündelt, um die für den Großhandel benötigten Losgrößen der Strombeschaffung zu erreichen. Gleichzeitig stellt das EIVU eine Verbindung zwischen den wettbewerblich organisierten Marktstufen und den regulierten Bereichen der Gebietsmonopole Stromverteilung und -übertragung her. Hauptfunktionen des EIVU sind der Handel auf der Beschaffungsseite und die absatzseitige Abwicklung des Vertriebs.

Beschaffungsmarkt:

Die Beschaffung der Strombezugsrechte ist die Grundlage für die Erstellung des Wertangebotes eines EIVU. Die Akteure auf dem Beschaffungsmarkt sind im Wesentlichen die Marktteilnehmer auf dem Großhandelsmarkt für elektrische Energie. Die Akteure lassen sich einteilen nach der Art des Strombezuges, nämlich in Form eines bilateralen Vertrags (*over the counter*) oder in Form der Beschaffung von standardisierten Produkten über die Strombörse¹⁴⁹. Der physische Lieferant ist demnach der Stromerzeuger. Bei einem bilateralen Vertrag schließt das EIVU direkt einen Vertrag mit dem jeweiligen Erzeuger. Ein Spezialfall sind Kraftwerksbeteiligungen, welche langfristige Strombezugsrechte sichern. In dieser Situation ist das EIVU selbst auch Erzeuger. Eine anonymisierte Beschaffung setzt die Strombörse als einen unabhängigen Marktmacher voraus. Sonstige Intermediäre auf dem Beschaffungsmarkt sind »Makler, Broker und Portfoliomanager«¹⁵⁰. Broker und Markler für die Stromerzeuger sind oft untergeordnete Gesellschaften der Stromerzeugergesellschaft und werden daher nicht gesondert betrachtet. Die Vermarktung der erzeugten Strommengen ist somit Aufgabe der Kraftwerkseigentümer. Portfolio-Manager im Auftrag der EIVU werden auch nicht gesondert betrachtet, da das Portfolio-Management vom Autor als ein Teil der zentralen Aggregationsfunktion des EIVU angesehen wird. Gleichwohl existieren Dienstleister, welche diese Leistungen anbieten und die sich wiederum teils im Eigentum der EIVU befinden¹⁵¹.

149 S. 38 ff. (Konstantin, 2007)

150 S. 39 (Konstantin, 2007)

151 Beispiele hierfür ist die Übernahme der KOM-Strom AG durch (Dong Energy, 2014) oder die (Trianel, 2013) welche als GmbH mehr als einhundert EIVU als Gesellschafter hat.

Stützfunktionen:

In den Bereich der Stützfunktionen fallen Dienstleister, welche das ELVU bei seiner Werterstellung unterstützen. Die Leitungsgebundenheit elektrischer Energie, verbunden mit den Regulierungen zum *unbundling* machen zunächst Netzbetreiber zu den Alliierten der ELVU. Sie vollziehen den physischen Transport der elektrischen Energie zu den Kunden. Komplementär zum ELVU kommt den Netzbetreibern die physikalische Aggregationsfunktion zu. Das ELVU selbst bezieht die Dienstleistung und ist somit Netzkunde. Die gesetzlichen Regelungen zur Diskriminierungsfreiheit machen die Netzbetreiber zu einem unabhängigen Alliierten. Dabei kommt Messstellenbetreibern eine Sonderstellung zu: Diese können Netzbetreiber, ELVU oder ein dritter Dienstleister sein. Daneben existieren auch Dienstleister, welche das Unternehmen bei der Leistungserstellung unterstützen; dies können die klassischen Stützfunktionen nach Porter sein (Personal, Infrastruktur, Technologie-Entwicklung)¹⁵². Diese werden teils in Kooperation von mehreren ELVU als *shared services* realisiert¹⁵³, oder an externe Dienstleister weitergegeben, wenn sie nicht von den ELVU selbst durchgeführt werden. Weit verbreitet ist hierbei die Auslagerung von Dienstleistungen im Bereich der IuK-Technologie.

Absatzmarkt:

Bezogen auf die Nachfragestruktur von elektrischer Energie ergibt sich ein zwiespältiges Bild. In der Mehrzahl der Anwendungen ist Strom nicht (IuK-Technologien) oder nur zu höheren Kosten und geringerem Nutzen (elektrisches Licht) zu substituieren. Hieraus resultiert eine Marktabdeckung von nahezu 100 %, d.h. es handelt sich dem Wesen nach um einen Massenmarkt¹⁵⁴. Andererseits ist der Markt auch stark segmentiert, wie in Kapitel 4.1.1 diskutiert. Die unterschiedlichen Kundensegmente unterscheiden sich hinsichtlich ihrer Lastprofile und Präferenzen. Die wichtigsten Alliierten im Absatzmarkt sind die Vertriebsmittler. Vergleichsportale sind wichtigster Online-Vertriebsmittler der ELVU. Sie ermöglichen den Preisvergleich und vereinfachen den Online-Vertragsabschluss. Offline ist der Direktvertrieb besonders für Ökostrom und andere erklärungsbedürftige Wertangebote verbreitet.

152 S. 45 ff. (Porter, 1998)

153 Ein Beispiel hierfür ist die (soluvia, 2014), welche als GmbH drei ELVU als Gesellschafter hat.

154 S. 21 (Osterwalder, 2010)

4.1.3 Wertfolge im Stromvertriebsmarkt

Entscheidend für die statische Wertfolge im Stromvertriebsmarkt ist die Gleichzeitigkeit von Konsum und Erzeugung elektrischer Leistung. Dieser Zusammenhang resultiert aus den hohen Kosten bzw. der begrenzten Verfügbarkeit (insbesondere Pumpspeicher) für direkte und indirekte Speicher elektrischer Energie. Im Ergebnis gilt es, ein Gleichgewicht der nachgefragten elektrischen Leistung und der produzierten Strommenge sicherzustellen. Hier liegt auch eine besondere Herausforderung, da im Ergebnis eine Gleichheit der Leistungen gewährleistet werden muss, in der Regel aber nur eine Messung der Jahresarbeit erfolgt¹⁵⁵. Die Vorgaben für die Einspeisung werden durch den Netzbetreiber festgelegt und richten sich nach den entsprechenden Vorgaben der technischen Richtlinien¹⁵⁶. Neben den technischen Nebenbedingungen sind die Schritte der Wertfolge durch die Gesetze und Verordnungen determiniert, welche unter anderem die Vertragsbeziehungen der Akteure untereinander vorschreiben¹⁵⁷. Ziel der Darstellung ist es nicht, alle rechtlichen Einzelschritte darzulegen. Vielmehr liegt der Fokus auf dem wettbewerblichen Bereich.

Die Wertfolge lässt sich in drei Phasen gliedern: *Planungs-*, *Verpflichtungs-* und *Verfügungsphase*. Für unterschiedliche Lieferzeitpunkte werden die einzelnen Phasen parallel durchlaufen. Das bedeutet, während das EIVU die Planung für Stromlieferungen im Folgejahr schon begonnen hat, werden die Verfügungsgeschäfte für bereits getätigte Stromlieferungen abgeschlossen.

155 Geht man einen Schritt weiter und verzichtet wie in vielen Ländern üblich vollends auf Zähler für einzelne Verbrauchsstellen, wird klar, dass dort kein *unbundling* erfolgen kann.

156 (Meier u. a., 1999)

157 Für eine Übersicht der Vertragsstruktur siehe S. 439 (Heuck, 2005) und S. 40 (Konstantin, 2007)

Planungsphase

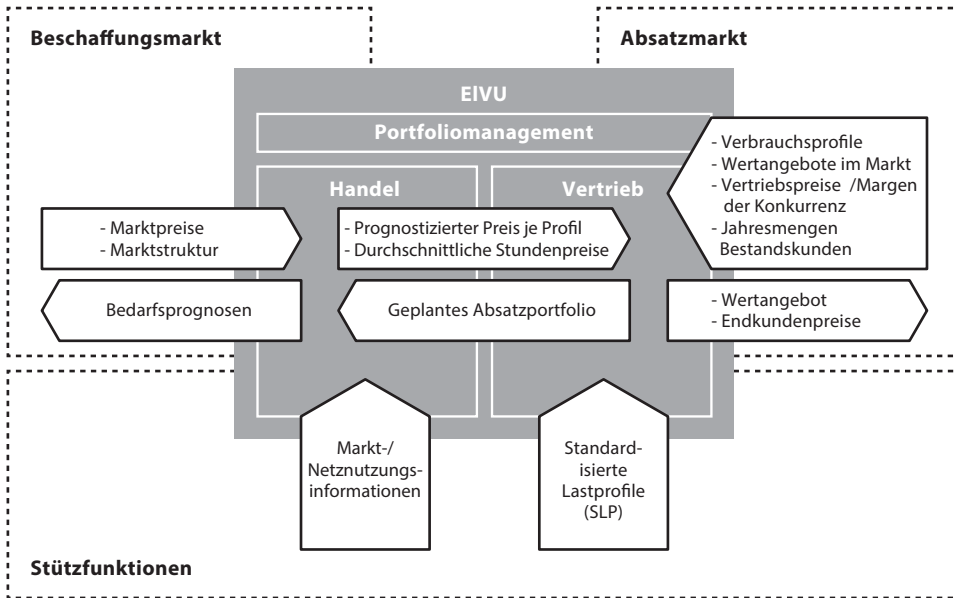


Abbildung 4.7: Planungsphase der statischen Wertfolge für ein Elektrizitätsvertriebsunternehmen

Der Beginn der Planungsphase liegt bereits weit vor der eigentlichen Lieferung. In der Regel erfolgt dies auch abhängig von der eigentlichen Vertragslaufzeit im Absatzmarkt. Die Grafik zeigt die Abfolge der Planungsphase. Der Handel erstellt auf Basis von verfügbaren Marktinformationen eine Prognose für die Großhandels- und Erzeugungspreise. Die prognostizierten Preise für Abnahmepreise und die durchschnittlichen Stundenpreise zur internen Verrechnung werden dann an die Kunden weitergegeben.

Der Vertrieb bestimmt anhand der internen Verrechnungspreise die Erzeugungskosten für unterschiedliche Profile. Hinzu kommen Kosten für die Netznutzung, EEG-Umlagen, Steuern und Vertriebsabwicklungskosten. Zur Bepreisung der Wertangebote wird auf die Kosten eine Marge aufgeschlagen, welche einem Risikozuschlag entspricht. Dieser Risikozuschlag kann kundenindividuell unterschiedlich sein oder sich nach der Konkurrenzsituation in unterschiedlichen Marktgebieten richten. Im Hinblick auf die Wettbewerbsstrategie muss eine Entscheidung hinsichtlich Margenoptimierung und Wachstum getroffen werden. Hieraus ergibt sich auch die Prognose für das zukünftige Absatzprofil, welches der Vertrieb an den Handel weitergibt. Das

Ergebnis der Planungsphase sind die Wertangebote, welche der Vertrieb den Kunden und Vertriebspartnern weitergibt.

Verpflichtungsphase

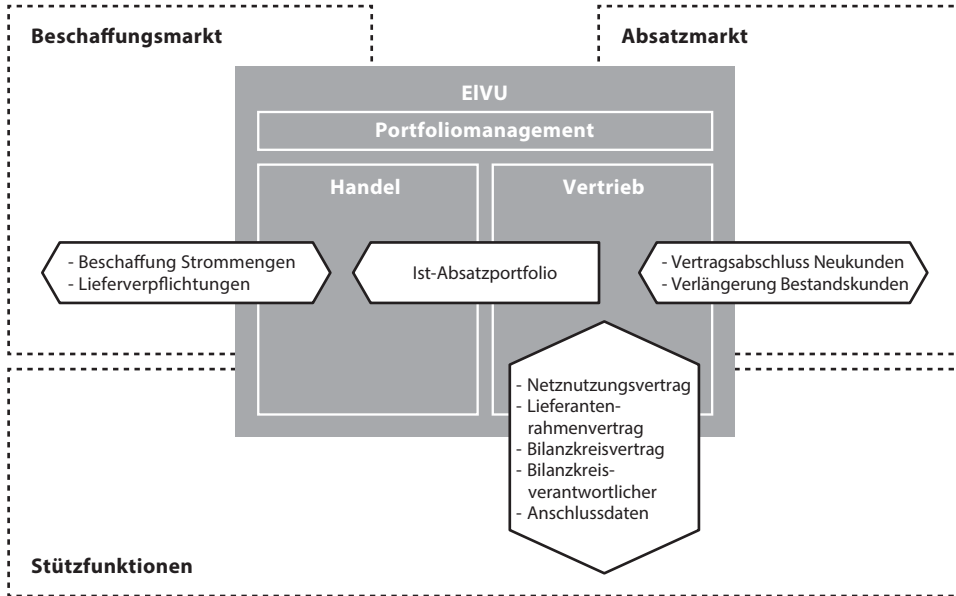


Abbildung 4.8: Verpflichtungsphase der statischen Wertfolge für ein Elektrizitätsvertriebsunternehmen

Die Verpflichtungsphase ist durch Vertragsabschlüsse gekennzeichnet. Im Absatzmarkt werden Lieferverträge mit den Endkunden geschlossen, parallel dazu wird die physische Lieferung durch die Netznutzungsverträge mit den Netzbetreibern sichergestellt. Im Beschaffungsmarkt ist der Handel tätig und beschafft die Strommengen des Planabsatz-Portfolios und macht zeitnahe Anpassungen bei Abweichungen zwischen Plan- und Ist-Portfolio. Die Anpassung der Mengen und offenen Positionen kann hierbei kontinuierlich über ein angepasstes Risikomanagement erfolgen¹⁵⁸. Die Glattstellung kann auch zu festen Zeiten und in festen Tranchen geschehen oder die Flexibilität wird über Verträge gewährleistet. Im einfachsten Fall bedeutet dies, dass die strukturierte Beschaffung ausgegliedert wird an einen Dienstleister¹⁵⁹. Die Verpflichtungsphase endet mit dem Lieferzeitpunkt. Die Laufzeiten der Kontrakte

¹⁵⁸ S. 114 (Müsgens, Steinhausen, 2010)

¹⁵⁹ S. 5 (Ritzau, 2005)

können sich hierbei deutlich unterscheiden. Bei Endnutzern liegt sie bei ca. 1–2 Jahren. Beschaffungsseitig können langfristige Kraftwerksscheiben (bis zu 10 Jahren) und Spot-Markt-Kontrakte (einzelne Stunden am Vortag) variieren. Aggregationsfunktion und Strukturierung zwischen Absatz und Beschaffung ist somit eine zentrale Aufgabe.

Verfügungsphase

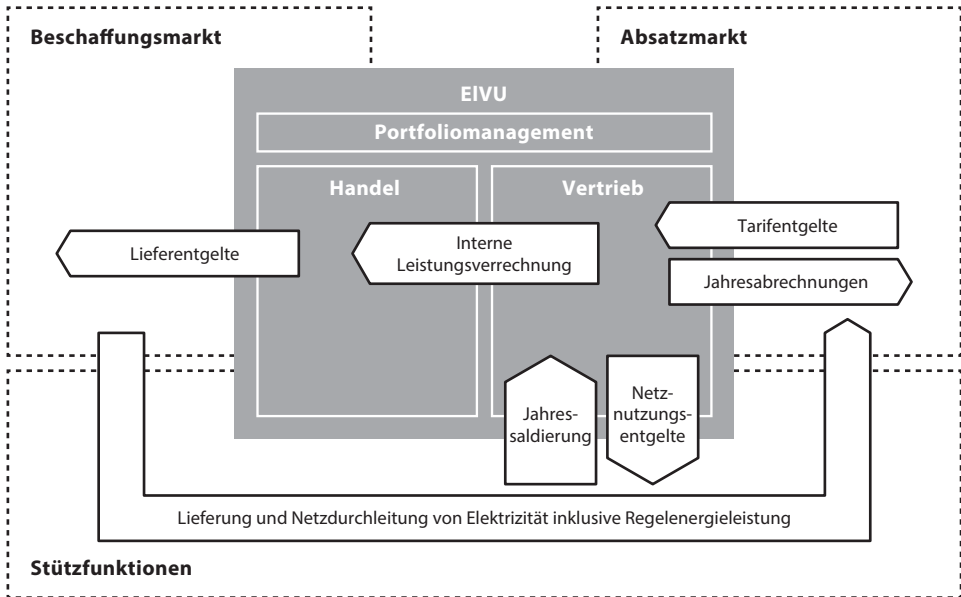


Abbildung 4.9: Verfügungsphase der statischen Wertfolge für ein Elektrizitätsvertriebsunternehmen

Zentraler Bestandteil der Verfügungsphase ist die physische Stromlieferung an die Endkunden. Entgegengesetzt der Leistungserstellung folgt die Abrechnung und Bezahlung der jeweiligen Kontrakte. Es werden die Salden bezüglich der einzelnen Mengen bestimmt und abgerechnet. Das Unternehmen erhält hierbei von den Endkunden die Tarifentgelte und muss die Kosten für Netznutzung und Stromlieferung bei den Netzbetreibern und Stromerzeugern begleichen. Die Fristen unterscheiden sich nach Kundensegment.

Aus der Grafik wird deutlich, dass das EIVU an der eigentlichen Leistungserstellung bzw. Stromlieferung nicht beteiligt ist. Insbesondere die Kosten für die Lieferung der Strommengen müssen im Zweifel vor der physischen Lieferung beglichen werden. In diesem Sinne besitzt das EIVU auch eine Überbrückungs- und Finanzierungsfunktion.

Die dynamische Wertfolge beschreibt den Aufbau der Beziehungen zu den Akteuren in der Wertstruktur. Hierbei ist die Kundengewinnung und Haltung wichtigste Aufgabe des ELVU. Die Merkmale des Wertangebotes sind typische Eigenschaften eines Low-involvement-Produktes¹⁶⁰, was auch die allgemeine Auffassung in der Literatur widerspiegelt¹⁶¹. Als *involvement* bezeichnet man den »Aktivierungsgrad bzw. die Motivstärke zur objektgerichteten Informationssuche, -aufnahme, -verarbeitung und -speicherung«¹⁶². Es ist also insgesamt die Bereitschaft, sich mit dem Produkt zu befassen, welche für Produkte des Stromvertriebsmarktes entsprechend gering ist. In den meisten Fällen ist dies zutreffend, allerdings können äußere Umstände und spezielle Wertangebote Einfluss nehmen, was zu einem situations- und personenspezifischen *involvement* führen kann. Beispiel für ein situatives *involvement* war etwa die Nuklearkatastrophe von Fukushima. Deren Folge war, dass einzelne Ökostromunternehmen eine Verdreifachung der Neukundenzugänge verzeichnen konnten¹⁶³. Ein anderes Beispiel sind die Insolvenzen der Billigstromanbieter Teldafax und Flexstrom.

160 Für die Eigenschaften siehe S. 56 ff. (Trommsdorff, 2004)

161 (Gallus, Schwabe, 2008)

162 S. 56 ff. (Trommsdorff, 2004)

163 S. 50 (Dirks, 2011)

4.2 Neue Geschäftsmodelle durch Smart Meter

Die Smart Meter sind Messeinrichtungen mit der Möglichkeit bidirektionaler Kommunikation¹⁶⁴. Die EIVU stehen vor der Herausforderung, ihre konventionellen Geschäftsmodelle anzupassen und zu erweitern. Die Literaturrecherche hat bereits ein breites Spektrum an Ansätzen aufzeigt¹⁶⁵. Daher beschränkt sich dieser Analyseteil auf eine Einordnung und Beschreibung der bestehenden Ansätze nach den entwickelten Geschäftsmodellbestandteilen. Die unterschiedlichen Geschäftsmodelle wurden in oberster Ebene nach den Wertangeboten geordnet.

Zunächst erfolgt eine Beschreibung der Geschäftsmodelle bei weitestgehend gleich bleibendem Wertangebot, dann wird auf die Möglichkeiten der Steuerung des Stromverbrauchs eingegangen. Die letzten zwei Unterkapitel behandeln energienahe und branchenfremde Mehrwertdienstleistungen.

4.2.1 Smart Meter-Implementierung in das konventionelle Geschäftsmodell

Im Folgenden werden die Veränderungen beschrieben, welche sich durch eine Implementierung der Smart Meter in die Wertschöpfungskette der Elektrizitätswirtschaft ergeben. Die strukturellen Änderungen lassen sich aus den Zusatzfunktionalitäten der Smart Meter gegenüber der bestehenden elektromechanischen Messtechnologie ableiten. Dabei wird im ersten Analyseschritt das Wertangebot weitestgehend konstant gehalten. Die Darstellung folgt den Geschäftsmodellbestandteilen Wertangebot, -struktur, -folge und Gewinnformel. Daneben wird auch perspektivisch auf zukünftige Entwicklungen im Elektrizitätsmarkt eingegangen, sofern diese für die Geschäftsmodelle relevant sind.

164 S. 44 (Buchholz u. a., 2008)

165 Ausgewählte Quellen zu den Bestandteilen der Smart Meter-Geschäftsmodelle sind: (Gnilka u. a., 2009), (Picot, 2009), (Wiebe u. a., 2009), (Leprich u. a., 2010), (Knab, Konnertz, 2011), (Römer u. a., 2012), (Droste-Franke u. a., 2012), (Westermann u. a., 2013).

4.2.1.1 Veränderung des konventionellen Wertangebotes

Bei Neuanschlüssen besitzen die Stromkunden keine Wahlmöglichkeiten mehr, als Elektrizitätszähler sind Smart Meter verpflichtend vorgeschrieben¹⁶⁶. Für den Endnutzer bedeutet dies zunächst keine wesentliche Wertsteigerung, eine zeitnahe Verbrauchskontrolle ist auch mit konventioneller Messtechnologie möglich. Dementsprechend zeigt sich in der Kundenwahrnehmung ein zwiespältiges Bild.

Stromkunden zeigen bei der Konfrontation mit der neuen Technologie sowohl negative als auch positive Reaktionen¹⁶⁷. Negativ werden die Fremdkontrolle und die Möglichkeit zum Datenmissbrauch wahrgenommen. Es ist anzunehmen, dass im Zuge der Diskussionen um den Datenschutz die Bedenken zugenommen haben. Auch Fragen nach den Zusatzkosten und dem Mehraufwand werden gestellt. Die Akzeptanz ist ein wesentlicher Faktor für die Diffusion der Technologie, daher muss ein Zählerwechsel von Aufklärung begleitet sein, um die Barrieren nicht zu vergrößern¹⁶⁸.

In der Wahrnehmung der Stromkunden werden die mögliche Selbstkontrolle, die Vereinfachung der Abläufe und das Umweltbewusstsein als positive Aspekte der Smart Meter aufgefasst¹⁶⁹. Der Wert für die Kunden ist die Transparenz des Energieverbrauchs, welcher energieeffizientes Handeln ermöglicht. Im Hinblick auf die *usability* kann zwischen den unterschiedlichen Medien der Informationsbereitstellung (Zählerdisplay, Internet, mobile Applikation, Brief) unterschieden werden. Hierbei besitzen die Applikationen zur mobilen Verbrauchskontrolle den höchsten Neuigkeitswert. Verschiedene Studien haben gezeigt, dass die Verbrauchskontrolle zu Einspareffekten im Verbrauch führt¹⁷⁰.

Weiterentwicklungen der konventionellen Energieberatung wären ein Energie-Management und -Controlling, wodurch auf Abweichungen und Gefahren hingewiesen werden kann. Insgesamt können die Informationen der Smart Meter die Energieverbrauchsberatung unterstützen. Eventuell könnte sogar eine automatisierte

166 Siehe Kapitel 2.1

167 Siehe (Forsa, 2010) für die kompletten Umfrageergebnisse

168 In S. 246 (Picot, 2009) werden Parallelen zu Demonstrationen gegen RFID gezogen, (OSMA, 2014) ist eine Bürgerbewegung gegen die Einführung von Smart Metern

169 S. 6 ff. (Forsa, 2010)

170 S. 12 (Faruqui, Sergici, 2009)

Energieberatung anhand der Lastverläufe erfolgen. Beispielsweise könnte ein hoher Grundlastverbrauch auf hohe Stand-by-Verbraucher hinweisen, einzelne Lastsprünge auf ineffiziente Spül- oder Waschmaschinen. Hierzu können anonymisierte Nachbarschaftsvergleiche oder Ranglisten genutzt werden¹⁷¹.

Hinsichtlich der markenbasierten Werttreiber besteht ein gewisses Risiko. Widerstände gegen die Technologie könnten sich auf die Unternehmen übertragen. Insgesamt ist aber von einem Reputationsgewinn durch die ökologischen und technologischen Vorteile auszugehen. Insgesamt kann dadurch die Kundenbindung intensiviert werden.

4.2.1.2 Veränderung der konventionellen Wertstruktur

In Kapitel 2 wurden die Funktionalitäten der Smart Meter-Technologie beschrieben. Einen Nutzen können sie als *enabling technology* erst in der Anwendung in einer Wertstruktur stiften, wie Abbildung 4.10 zeigt.

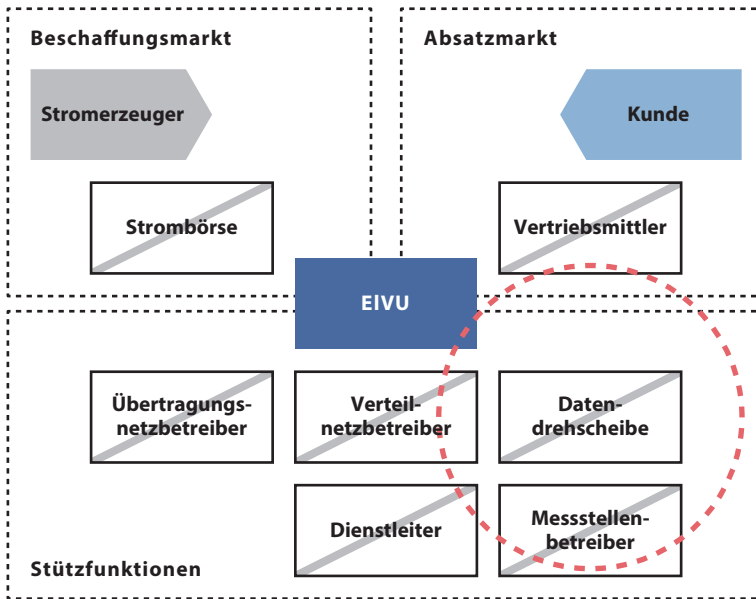


Abbildung 4.10: Zukünftige Wertstruktur der konventionellen Geschäftsmodelle mit Smart Metern

¹⁷¹ S. 162 (Döring, Exner, 2013)

Die Rolle der Messstellenbetreiber wird mit dem Wechsel auf die Smart Meter-Technologie um die Aufgabe der Informationsverteilung erweitert. Dies kann ein neuer Akteur, der Verteilnetzbetreiber oder das EIVU sein. Will ein EIVU diesen Bereich abbilden, steht es vor einer grundsätzlichen Make-or-buy-Entscheidung¹⁷². Wesentlicher Faktor für die Entscheidung ist die Anzahl der Zähler. In den meisten Fällen wird bei einem flächendeckendem *rollout* der Verteilnetzbetreiber oder ein unabhängiger Dienstleister diese Rolle einnehmen, da die regionale Konzentration geringere Kosten verspricht.

Komplementär zu den Smart Metern wird eine Telekommunikationsinfrastruktur benötigt. Diese wird in Zukunft in der Verantwortung des Verteilnetzbetreibers liegen, der diese Leistung auch an externe Akteure vergeben kann¹⁷³. Zusätzlich hat die Bundesnetzagentur in Deutschland in einem Eckpunktepapier den neuen Akteur einer Datendrehscheibe vorgeschlagen¹⁷⁴. Da Informationen zu Smart Metern sowohl von Nutzen für den regulierten Netzbetrieb sind als auch den wettbewerblichen Stromvertrieb positiv beeinflussen, entsteht eine »Hybridität der Daten«. Die Datendrehscheibe nimmt die Rolle eines diskriminierungsfreien Verteilers der Daten ein.

Die wesentliche Rolle des EIVU bleibt in der Wertstruktur bestehen. Innerhalb der Unternehmung erfordert das Anfallen der zusätzlichen Daten und die Erstellung der informatorischen Wertangebote für die Stromkunden die Implementierung in die bestehenden Informations- und Kommunikationssysteme. Hierfür hat sich der Begriff des Meter-Data-Managements herausgebildet. Die Herausforderung besteht schon alleine in der Datenmenge. Vergleicht man die bestehenden Abrechnungssysteme auf Jahresbasis, so ergeben sich schon bei einer Bereitstellung von stündlichen Verbrauchsdaten eines mittleren Stadtwerkes mit 100.000 Kunden mehr als 850 Mio. Datensätze, bei Viertelstundenmessung entsprechend 3,5 Mrd.¹⁷⁵ Dieser Tatbestand erfordert eine Anpassung der innerbetrieblichen Systeme auf die anfallenden Datenmengen, was auch in anderen Wirtschaftsbereichen als *big data* bezeichnet wird und ein allgemeiner Trend der Informationswirtschaft ist¹⁷⁶.

172 Die gleiche Problemstellung ergibt sich auch für die Verteilnetzbetreiber, siehe hierzu S. 16 (Aretz, Rosen, 2009)

173 S. 30 ff. (BNetzA, 2011)

174 S. 42 (BNetzA, 2011)

175 Siehe hierzu S. 43 (Riedmann de Trinidad, 2011)

176 (Leitl, 2012)

Netzbetreiber können in diesem Zusammenhang von der neuen Technologie profitieren und ihre Netzleit- und Steuerungstechnik in Richtung Smart Grid optimieren. Auch die bessere Prognose des Stromverbrauchs aufgrund einer breiteren Datenbasis wirkt sich positiv auf den Netzbetrieb aus. Die Kosten für Mehr- oder Mindermengenabrechnungen sowie der Bedarf an Regelleistung werden reduziert.

4.2.1.3 Veränderung der konventionellen Wertfolge

Die Veränderungen der Wertfolge gegenüber den konventionellen Geschäftsmodellen bestehen in einer zunehmenden Individualisierung, Dynamik und Komplexität entlang der Abfolge von Planungs-, Verpflichtungs- und Verfügungsphase.

Die Individualisierung bedeutet, dass durch die Meter-Informationen neue Dimensionen in die Kundensegmentierung aufgenommen werden können, um so die Vertriebsprodukte besser an die Stromkunden anzupassen¹⁷⁷. Die Dynamik entsteht durch die kürzeren Zyklen, in welchen Ablesung und Zahlung erfolgen können. Die Komplexität folgt aus der höheren Anzahl der Preise und Vorgänge.

Hierbei ist zu unterscheiden zwischen der konventionellen Kleinkundenbelieferung nach dem SLP-Verfahren und einer Lastprofilanmeldung für einen Kundenbilanzkreis.

Veränderungen bei SLP-Verfahren:

Die geringeren Transaktionskosten für die Abrechnung und Ablesung erlauben kürzere Zyklen, so kann wie in der Telekommunikationsbranche eine monatliche Abrechnung angeboten werden. Dies verringert das betriebsnotwendige Kapital und das Risiko von Mehr- oder Mindermengen für das ELVU und den Endkunden. Auch das finanzielle Ausfallrisiko sinkt durch die kürzeren Zahlungszyklen. In jedem Fall minimieren sich bei effizienten Betriebsabläufen die Prozesskosten für Abrechnung- und Forderungsmanagement¹⁷⁸.

Das Portfolio-Management kann durch zusätzliche Verbrauchsinformationen bessere Preisprognosen erstellen und somit ein günstigeres Beschaffungs-Portfolio realisieren.

¹⁷⁷ S. 2 ff. (Ramos, Vale, 2008)

¹⁷⁸ In (Gillich, 2010) wird hierfür der Begriff »Smart Billing« vorgeschlagen

Mögliche Einflussgrößen auf den Zusatznutzen können unterschiedliche Optimierungsstrategien und die Zusammensetzung des Beschaffungs- bzw. Absatz-Portfolios sein.

Veränderungen bei Lastgang-Anmeldung:

Netzbetreiber und das ELVU als Netzkunde haben grundsätzlich die Möglichkeit, von SLP-Verfahren abweichende Regelungen zu treffen. Bei Abweichungen vom SLP-Verfahren muss das ELVU das Summenlastprofil seiner Kunden in seinem Bilanzkreis wie bei einem Großkunden am Vortag der Stromlieferung anmelden.

Über Clusteranalysen können Kundensegmente mit ähnlichen Lastprofilen zusammengefasst werden¹⁷⁹. Nun können über die Prozesse des Portfolio-Managements die Beschaffungskosten am Großmarkt bestimmt werden. Sind diese günstiger als die Beschaffungskosten für das Standardlastprofil, erlauben die Zusatzinformationen eine Anpassung der Tarifpreise. Die zeitabhängigen Verbrauchsinformationen erlauben differenzierte Preisangebote, welche bisher nur im Großkundensektor möglich waren. Durch angepasste Bepreisungs-Algorithmen wird ein preislicher Wettbewerbsvorteil gegenüber SLP-Angeboten geschaffen. Für einzelne Kleinverbraucher im Geschäftskundensegment kann eine Einzelbetrachtung sinnvoll sein, um gegenüber der SLP-Belieferung Beschaffungsvorteile zu haben.

Aus Sicht des Verteilnetzbetreibers bedeutet die Anmeldung der Lastgänge einen Mehraufwand. Die Netzbetreiber können durch ein besseres Last- und Störungsmanagement ihre Netzführung optimieren¹⁸⁰. Dieses Wertpotenzial können sie unabhängig vom gewählten Verfahren über den diskriminierungsfreien Datenzugang über die Datendrehscheibe realisieren.

4.2.2 Zeitnahe Steuerung der Stromnachfrage

Ohne Steuerung ergibt sich der Lastverlauf eines Stromkunden durch die Ausstattung mit Geräten und durch seinen verhaltensbedingten Einsatz. Smart Meter ermögli-

179 S. 33 ff. (Flath u. a., 2012), für Lastgänge unterschiedlicher Kundensegmente siehe auch S. 105 (Infand, Exner, 2013)

180 S. 50 ff. (Thomas Lenke u. a., 2009)

chen es den ELVU, zeitnah Einfluss auf den Stromverbrauch der Letztverbraucher zu nehmen. Dabei kann aus Sicht des ELVU zwischen indirekter und direkter Steuerung unterschieden werden¹⁸¹. Die direkte Steuerung ermöglicht einen direkten Eingriff mittels Schalthandlungen durch das ELVU. Die indirekte Steuerung erfolgt über die Strompreise oder andere Informationen zur Verbrauchsanpassung. Aus Sicht der Endnutzer kann zwischen einer manuellen und automatisierten Steuerung unterschieden werden. Manuelle Steuerung zielt auf eine Verhaltensänderung der Stromkunden ab. Beispiele für manuelle Lastverlagerungen im Privatsektor sind Wasch- und Spülmaschinen. Für einen automatisierten Eingriff eignen sich im Segment der Privathaushalte insbesondere Kühl- und Gefrierschränke, diese Geräte stehen für Endkunden im Moment noch nicht zur Verfügung¹⁸². Es ist zu erwarten, dass entsprechende Geräte zukünftig zur Verfügung stehen. In Abbildung 4.11 sind die Ziele der Steuerungseingriffe zusammengefasst.

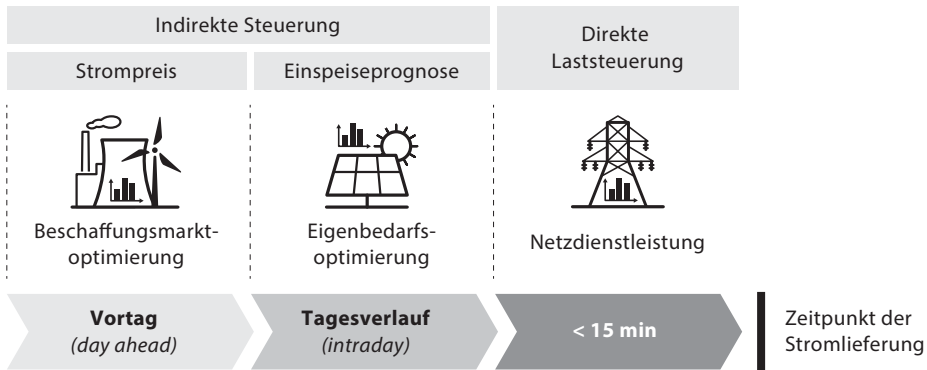


Abbildung 4.11: Steuerungsmöglichkeit des Stromverbrauchs

Eine *Beschaffungsmarktoptimierung* der Endkunden senkt die Kosten durch die Großhandelsmarktbeschaffung. Dies wird über zeitvariable Tarife in Kombination mit einer Lastverschiebung der Stromkunden erreicht. Hierzu werden am Vortag die Tarifzonen für den Folgetag bestimmt. Die *Eigenbedarfsoptimierung* senkt die Netznutzung und damit die Netznutzungsentgelte der Stromkunden. Prognosen zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien können genutzt werden, um den Endnutzern die Möglichkeit zu geben, ihren Verbrauch an die Erzeugung anzupassen. Bietet ein ELVU *Netzdienstleistungen* an, ergibt sich ein zweiseitiges Geschäftsmodell; der Endnutzer

181 S. 82 f. (Infand, Exner, 2013)

182 S. 25 (Adam u. a., 2010)

ist zum einen Kunde, zum anderen auch Lieferant zum Anbieten von Netzdienstleistungen. Beispiel hierfür sind abschaltbare Lasten, die der Netzbetreiber direkt zur Netzsteuerung abschalten kann.

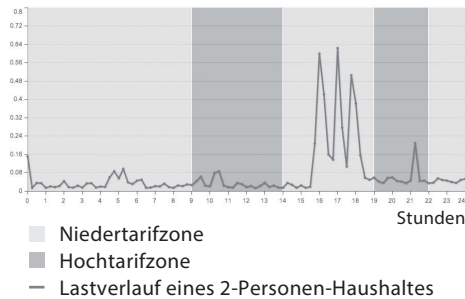
4.2.2.1 Beschaffungsmarktoptimierung

In Kapitel 2.3 wurde bereits auf die langfristige Steuerung über statische zeitvariable Tarife eingegangen. Durch die Smart Meter-Technologie kann eine zeitnahe Steuerung erfolgen. Das bedeutet, dass neben einer Anpassung der Zeitzonen dynamische zeitvariable Tarife möglich sind. Dynamische zeitvariable Tarife sind eine neue Produktgruppe, daher existieren nur wenige Informationen über die Präferenzen der Stromkunden hinsichtlich der Ausgestaltung. Im Folgenden werden die Ergebnisse aus Pilotprojekten und Studien zu dem Thema zusammengefasst.

Der Preis ist wichtigstes Tarifmerkmal aus Kundensicht, aber nicht wie häufig angenommen die Preisspanne, sondern der Grad der Dynamik¹⁸³. Am ehesten werden Tarife mit statischer HT/NT-Regelung bevorzugt. Bei dynamischen Tarifen werden feste Preisstufen einer stufenlosen Preisdynamik vorgezogen. So fanden auch in den Pilotprojekten MeRegio, moma und Web2Energy zwei bis drei Preisstufen Anwendung.

Dienstag, 13.12.2011

Energieverbrauch [kWh]



Sonntag, 18.12.2011

Energieverbrauch [kWh]

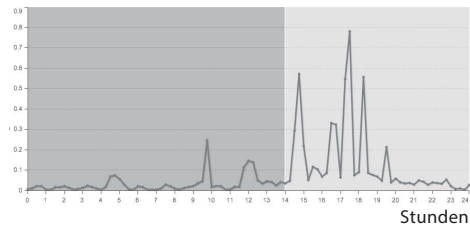


Abbildung 4.12: Tarifzonen und Lastverlauf eines 2-Personen-Haushaltes des Web2Energy-Projektes¹⁸⁴

¹⁸³ S. 17 (Dütschke u. a., 2012) Hier wurde die relative Wichtigkeit der drei Tarifmerkmale Preisdynamik (44 %), Automatisierungsgrad (33 %) und Preisspanne (22 %) mittels einer Conjoint-Analyse untersucht.

¹⁸⁴ S. 6 (Bühner u. a., 2012)

Abbildung 4.12 zeigt die HT-Zeiten (dunkelgrau) und die NT-Zeiten (hellgrau). In diesem Projekt wurde den Teilnehmern ein Bonus für die Laststeigerung zu NT-Zeiten gewährt, was zu einer deutlichen Laststeigerung in diesen Stunden führte.

Im Hinblick auf den Grad der Automatisierung ergibt sich ein gespaltenes Bild. In Umfragen wird die Automatisierung sowohl positiv als auch negativ bewertet¹⁸⁵. Im moma-Pilotprojekt gaben mehr als die Hälfte der Testhaushalte vor Projektbeginn an, dass ihr Interesse an automatisierter Steuerung ein Beweggrund für die Teilnahme sei. Im Versuchszeitraum nutzten jedoch nur 17 % der Teilnehmer die Möglichkeiten der automatisierten Steuerung regelmäßig¹⁸⁶.

4.2.2.2 Eigenbedarfsoptimierung

Die Ambivalenz in Wahrnehmung und Umgang mit automatisierter Steuerung mag an dem Aspekt der Fremdbestimmung liegen. Sind Routinen und Verständnis da, könnte sich die Akzeptanz dafür weiter erhöhen. Gleichwohl gibt es einen allgemeinen Wunsch nach Autarkie und Selbstbestimmung der Energieversorgung¹⁸⁷. Im aktuellen Marktgeschehen nehmen die Letztverbraucher mit KWK- und PV-Anlagen die Rolle als Stromerzeuger ein. Das (EEG, 2012) und (KWKG, 2002) sichern hierbei die Abnahme des produzierten Stroms zu festen Vergütungssätzen. Eine intelligente Verbrauchssteuerung in Verbindung mit Smart Metern kann den Anteil der Eigenzeugung aus dezentralen Anlagen erhöhen. Aus Kundenwahrnehmung ergeben sich hieraus drei unterschiedliche Werttreiber. Erstens wird die Autarkie erhöht, zweitens steigert dies im Falle der PV-Anlagen den Anteil an Erneuerbarer Energie und drittens ergibt sich eine Kosteneinsparung im Hinblick auf die vermiedenen Nebenkosten der Strombeschaffung.

Im Fall der PV-Anlagen, die vor 2012 errichtet wurden, erhöht sich die Vergütung bei Eigenverbrauch, mit der Novellierung des EEG in 2012 wurde eine Eigenverbrauchsquote von 10 % für Anlagen ab 10 kW verpflichtend. Dies trägt dem zellulären Ansatz Rechnung, welcher im folgenden Kapitel für die Verteilnetzebene diskutiert wird.

185 Positive Bewertungen in S. 6 (Forsa, 2010) und S. 16 (Dütschke u. a., 2012), negative Bewertung S. 19 f. (Wiebe u. a., 2009)

186 S. 122 (Kießling, 2013)

187 In S. 56 (Papesch u. a., 2008) als »Do it yourself-Energie« bezeichnet

4.2.2.3 Netzdienstleistungen

Bietet das ELVU Dienstleistungen für den Netzbetrieb an, werden die Netzbetreiber zu Kunden. Die Stromkunden sind in diesem Kontext sowohl Kunde als auch Lieferant, was dem Muster eines Multi-sided-Geschäftsmodells entspricht¹⁸⁸. Das Kundensegment der Netzbetreiber kann in diesem Sinne unterschieden werden in Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber.

Die Übertragungsnetzbetreiber decken ihren Bedarf an Primär- und Sekundärregelleistung, sowie Minutenreserveleistung über eine gemeinsame Beschaffungsplattform¹⁸⁹. Seit 2012 werden auch abschaltbare Lasten nachgefragt. Diese werden unterschieden in sofort abschaltbare Lasten mit direkter Steuerung und schnell abschaltbare Lasten mit einer Aktivierungszeit von weniger als 15 Minuten mit einer Ausschreibungsgröße von jeweils 1,5 GW. Die minimale Losgröße um abschaltbare Lasten anzubieten beträgt 50 MW. Am ehesten wären Kühlgeräte zum Einsatz als abschaltbare Last geeignet, jedoch wäre für eine Leistung von 50 MW die gleichzeitige und direkte Steuerung von mehr als 500.000 Kühlschränken nötig¹⁹⁰. Es kann angenommen werden, dass selbst bei einem wachsenden Marktvolumen die nötigen Losgrößen mit verteilten Lasten nicht effizient erreicht werden.

Perspektivisch könnten in Zukunft auch regionale Märkte für Netzdienstleistungen entstehen. Dieser zelluläre Ansatz wird auch von der Bundesnetzagentur propagiert¹⁹¹. In kleineren Verteilnetzen könnten auch die kleineren Leistungen zur Regelung eingesetzt werden. Hierzu wurden bereits erste Steuerungsalgorithmen für Gesamtabschaltleistungen von ca. 0,4 MW entwickelt¹⁹².

Unabhängig von Wertangeboten für Netzbetreiber können sich positive Externalitäten durch die Steuerung der Haushalte ergeben. Durch die Flexibilisierung der Nachfrage kann der Bedarf der Netzbetreiber an Regelleistungen verringert werden¹⁹³. Insgesamt ergeben sich dadurch geringere Systemkosten.

188 S. 76 (Osterwalder, 2010)

189 www.regelleistung.net

190 Bei Annahme einer steuerbaren Leistung von 0,09 kW pro Gerät nach S. 82 (Klobasa, 2007)

191 S. 34 (BNetzA, 2011)

192 S. 5 (Koch u. a., 2009)

193 S. 26 ff. (Cramton, Ockenfels, 2013)

4.2.3 Mehrwertdienstleistungen durch Smart Meter

Die Informationen zur Smart Meter-Implementierung helfen den Stromkunden ihren Verbrauch zu senken, neue Tarife erlauben eine weitere Kostensenkung durch günstigere spezifische Strompreise. Ein weiterer Kundennutzen kann durch zusätzliche Mehrwertdienstleistungen (*value added services*) generiert werden. Diese lassen sich grundsätzlich nach den Kundensegmenten der Privat- und Geschäftskunden unterscheiden.

4.2.3.1 Mehrwertdienstleistungen für Privatkunden

Die Idee der Heimautomatisierung (*home automation*) ist nicht neu. Vorhersagen über ihren flächendeckenden Einsatz kamen mit dem Internetboom auf¹⁹⁴. Die Nachfrage bei Anbietern zur Heimautomatisierung ergab, dass es sich bisher weiterhin um einen Nischenmarkt handelt. Die Funktionalitäten lassen sich einteilen in Energiesteuerung und Sicherheitspakete.

Die Energiesteuerung umfasst eine dynamische Energieverbrauchskontrolle, die Alarm bei hohem Geräteverbrauch auslösen kann. Gleichzeitig kann über eine Energiemanagementplattform der Verbrauch genau analysiert werden¹⁹⁵. Weiterhin kann eine Sicherung bei Überlast oder Gewitter erfolgen. Ein weiterer Aspekt der Energiesteuerung ist die Raumklimatisierung. Bereits heute besitzen die meisten Heizungsanlagen eine Temperaturotomatik. Über weitere Vernetzung können die Geräte ferngesteuert werden oder spezielle Profile programmiert werden. Zu diesem Zweck werden bereits Komplettlösungen angeboten¹⁹⁶.

Die Sicherheitspakete beziehen sich auf Einbruch- und Brandschutz. So können Anwesenheitssimulationen, Schließ- und Alarmsysteme Bestandteil eines Einbruchschutzes sein. Der Brandschutz kann über zusätzliche Sensorik realisiert werden. Ein nicht unwesentlicher Wertbeitrag wird über die benötigten Aktoren und Sensoren sowie die benötigte Kommunikationstechnik generiert. So wie der elektrische Strom

194 S. 9 (Knab, Konnertz, 2011)

195 S. 20 (Wiebe u. a., 2009)

196 Siehe (RWE, 2014b) Eine Erweiterung der Heimautomatisierung sind Assistenzsysteme (*ambient assisted living*) (Wickert, 2014), was nicht weiter in dieser Arbeit behandelt wird

nicht direkt wahrgenommen wird, so ist die Datenübertragung der Smart Meter erst in Kombination mit speziellen Anwendungen von Wert für den Kunden. Die Online Plattformen, mobilen Applikationen bestimmen die usability für die Stromkunden.

4.2.3.2 Mehrwertdienstleistungen für Geschäftskunden

Für Geschäftskunden bieten sich grundsätzlich ähnliche Wertangebote an wie für Privatkunden. Die neuen Beratungsdienstleistungen durch Smart Meter können zusammenfassend als Smart Consulting bezeichnet werden¹⁹⁷. Für Geschäftskunden kann zusätzlich die Aufbereitung hoch aufgelöster Stromverbrauchsdaten Bestandteil der innerbetrieblichen Energie- und Ressourcenplanung (*entreprise resource planning*) sein. Aus den Verbrauchsdaten können Indikatoren (*key performance indicators*) zur Unternehmenssteuerung abgeleitet werden¹⁹⁸. Die Analyse der Stromdaten kann dabei über Periodenvergleiche erfolgen. Abweichungen im Lastprofil lassen beispielsweise unterschiedliche Betriebszustände oder Defekte einzelner Anlagen frühzeitig erkennen und können so den Betriebsablauf optimieren. Anwendungsmöglichkeiten liegen auch in der Wohnungswirtschaft, um den Verbrauch von Leerständen zu minimieren. Eine weitere Möglichkeit bietet sich Handelsketten: Diese können über einen Benchmark-Vergleich der einzelnen Niederlassungen Einsparpotentiale identifizieren und die Verbrauchsdaten zur Vertrieboptimierung nutzen¹⁹⁹.

Die Kommunikation ermöglicht zum einen das Auslesen der Stromverbräuche durch die EIVU, zum anderen das Übertragen von Informationen (z.B. Tarife) an die Endkunden. Prinzipiell können diese Messeinrichtungen auch für die Wärme-, Erdgas- oder Wasserversorgung eingesetzt werden. Diese Sparten sind nicht Bestandteil der Arbeit. Weitere Dienstleistungen, welche nicht unmittelbar mit der Energieversorgung verbunden sind, werden nicht untersucht. Sie können zwar grundsätzlich Bestandteil einer Wachstumsstrategie sein, weisen aber keine energiewirtschaftlichen Branchenspezifika auf und werden nicht primär durch die Smart Meter-Technologie bedingt.

197 Für eine umfassende Liste weiterer Geschäftsfelder siehe S. 235 ff. (Seiferth, 2000)

198 (Rupp, 2014)

199 S. 11 (Knab, Konnertz, 2011)

4.3 Bewertung der Smart Meter-Geschäftsmodelle

Wie steht es nun um die neuen Geschäftsmodelle: Lässt sich mit ihnen eine sinnvolle Geschichte erzählen? Abbildung 4.13 zeigt eine Übersicht der Geschäftsmodelle nach ihrer Neuartigkeit und Komplexität. Im Folgenden werden zunächst die Erkenntnisse über die Wertschöpfung für die Akteure in der Wertstruktur zusammengefasst, bevor der strategische *Fit* für die unterschiedlichen EIVU untersucht wird. Abschließend folgen eine Diskussion der Gewinnformel und daraufhin die Systemabgrenzung für die quantitative Analyse.

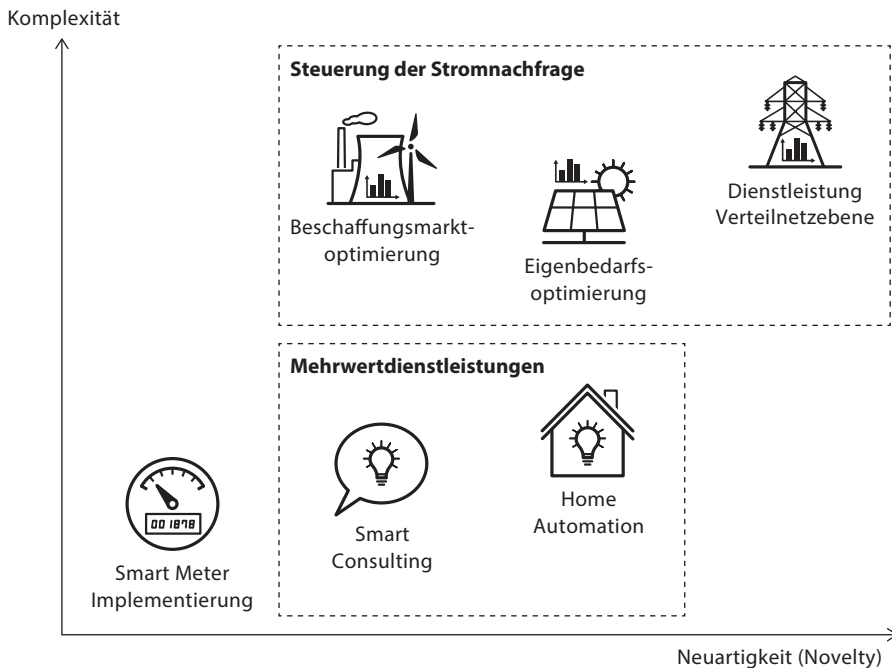


Abbildung 4.13: Typisierung der Geschäftsmodelle für Smart Meter

4.3.1 Wertschöpfung für die Akteure der Wertstruktur

Ein Geschäftsmodell ist dann sinnvoll, wenn für die beteiligten Akteure der Wertstruktur²⁰⁰ ein Mehrwert geschaffen wird. Akteure im Beschaffungsmarkt sind reine Stromerzeugungsunternehmen und die Betreiber der Handelsplätze, welche als Marktmacher fungieren. Negative Effekte könnten am ehesten für die Betreiber von Regelergiekraftwerken bestehen, da ihre Auslastung mit dem Einsatz dynamischer Tarife und dem Anbieten von Netzdienstleistungen sinken könnte. Insgesamt kann aber davon ausgegangen werden, dass diese Auswirkungen gering sind, zumal diese Akteure nicht kritisch für die Werterstellung sind. Die Handelsplätze könnten in Zukunft von der weiteren Dezentralisierung profitieren, wie dies etwa bei zellulären Märkten für Netzdienstleistungen der Fall ist. Der Betrieb dieser lokalen Märkte ist eine Erweiterungsmöglichkeit ihres Geschäftsfeldes.

Für die Netzbetreiber ergibt sich ein zwiegespaltenes Bild. Die Risiken nehmen im Zuge der Energiewende zu, da durch die erneuerbaren Energien Unsicherheiten steigen. Netzdienstleistungen und die Lastoptimierung entlasten die Verteilnetze. Verpflichtend hierfür sind Investitionen in die Informations- und Kommunikationssysteme. Gleichzeitig ergeben sich auch aufseiten der Netzbetreiber die Big Data-Herausforderungen. Für die Kostenverteilung im Zuge der Netzgeldverordnungen ist entscheidend, ob die Veränderungen in der Summe einen positiven oder negativen Effekt auf die Netzbetreiber haben.

Aus Kundensicht ist insbesondere die Implementierung der Smart Meter ohne kundenseitige Zusatzleistungen als kritisch anzusehen. Fragen der Datensicherheit und Fernbestimmung werden negativ aus Kundensicht wahrgenommen. Daher wird es essentiell sein, mit dem Zählerwechsel Zusatzleistungen anzubieten. Die breite Diffusion der Technologie zusammen mit der nötigen Information kann Vertrauen und neue Routinen der Kunden schaffen. Insgesamt kann eine Marktdynamik durch einen regionalen Rollout entstehen. Dieses situative *involvement* kann genutzt werden, um die Letztverbraucher an neue Produkte heranzuführen.

200 Für eine Übersicht der Akteure siehe Abbildung 4.10

4.3.2 Strategischer *Fit* für unterschiedliche Elektrizitätsvertriebsunternehmen

Wie in Kapitel 2.4 festgestellt ist es keine Frage ob, sondern nur, wann Smart Meter flächendeckend zum Einsatz kommen. Das bedeutet, langfristig müssen alle EIVU ihre Geschäftsmodelle anpassen. Bewertungsmaßstab ist der strategische *Fit*, welcher beschreibt inwieweit sich Synergien mit bestehenden Ressourcen und Aktivitäten ergeben. Es wird geprüft ob neue Aktivitäten konsistent zu den bestehenden Geschäftsmodellen sind und inwiefern eine Verstärkung und Optimierung der Aktivitäten möglich ist. Im Zuge der empirischen Vorstudie wurde auch aufgenommen, auf welchen Wertschöpfungsstufen die einzelnen Unternehmen tätig sind²⁰¹. Aus den empirischen Ergebnissen wurden hinsichtlich der Wertschöpfungsarchitektur vier Geschäftsmodelltypen identifiziert²⁰².

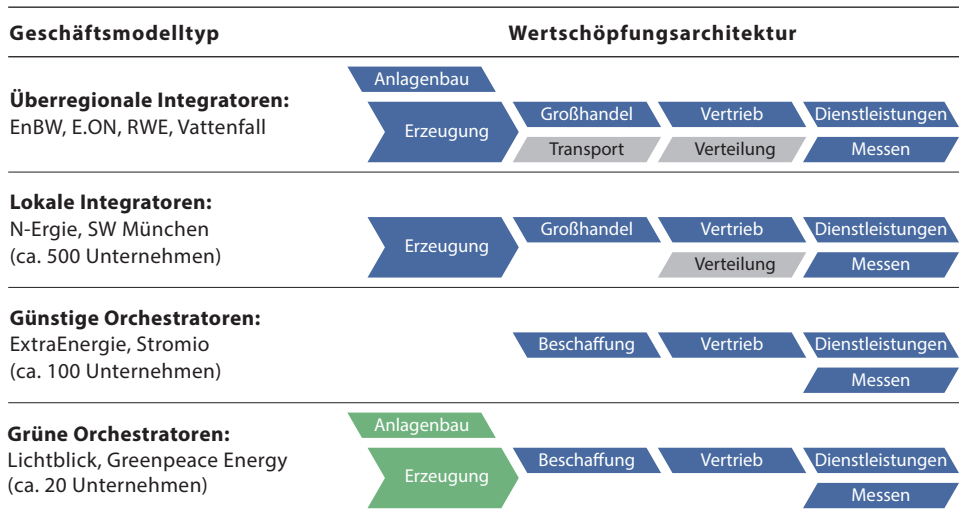


Abbildung 4.14: Typisierung der Elektrizitätsvertriebsunternehmen

²⁰¹ Siehe Abbildung A2 in Anhang 1

²⁰² Die Einteilung aus Abbildung 4.14 kann nicht alle Besonderheiten realer Unternehmen einbeziehen. Eine tiefer gehende Betrachtung des strategischen *Fit* wäre bei der Fokussierung auf ein einzelnes EIVU möglich.

Die Untersuchung der Unternehmenstypen ergab, dass insgesamt die Unterschiede abnehmen und Gemeinsamkeiten zunehmen; es besteht also eine Konvergenz der Geschäftsmodelle. Mehr noch ähneln sich die Wertangebote, mittlerweile bietet fast jedes ELVU auch ein Ökostromprodukt an. Die Tatsache, dass sich die Angebots-Portfolios der ELVU angleichen, wird von der Homogenisierungshypothese vorhergesagt. Diese besagt, dass vor allem in reifen Märkten die Differenzierung gegenüber den Wettbewerbern abnimmt²⁰³. Im Folgenden wird diskutiert, wie Smart Meter sich in die bestehenden Aktivitäten der ELVU integrieren lassen.

Überregionale Integratoren sind auf allen Stufen der Wertschöpfung tätig, teilweise auch international. Als Nachfolgegesellschaften der ehemaligen Monopolisten sind sie in vielen Regionen Grundversorger. Eine Ressource ist ihre Kundenbeziehung zu teils wechselunwilligen Kunden. Sie weisen allein aufgrund ihrer Größe schon die nötigen Strukturen auf, um neue Aktivitäten zu unterstützen. Ihre Handelstätigkeit lässt sie den Kraftwerkseinsatz und die Tarifsteuerung optimal nutzen. Die Prognosegüte können sie zur Vermarktung der Kraftwerke nutzen. Im Hinblick auf ihre Internationalisierung können sie ihre Erfahrungen auf andere Märkte übertragen. Sie besitzen auch die notwendige Größe, um eigene Komponenten für *Home Automation* zu entwickeln und um komplexe Dienstleistungen anzubieten. Allerdings können Kooperationen sinnvoll sein, um neue Wertangebote in die IuK-Systeme der Privat-²⁰⁴ und Geschäftskunden²⁰⁵ zu integrieren. Insgesamt sind aufgrund der breiten Aufstellung und der Wachstumspotenziale alle neuen Geschäftsmodelle nutzbar.

Lokale Integratoren ähneln den überregionalen Integratoren. Einer ihrer Vorteile ist ihr markenbasiertes Wertangebot. Hierdurch sind sie in der Lage, bei ihrem Kundenstamm höhere Zahlungsbereitschaften abzuschöpfen. Teilweise existieren auch eigentumsrechtliche und operative Verflechtungen mit dem Netzbetrieb²⁰⁶. Das bedeutet, dass bei neuen Wertangeboten die positiven Effekte und Kosten geteilt werden können. Auch bei den Beratungsleistungen ist die Lokalität vorteilhaft, da die neuen Informationen mit dem bestehenden Angebot verknüpft werden können.

203 S. 2 (Bohmann, 2011)

204 (RWE, 2014a) ist eine Kooperation mit Microsoft eingegangen

205 (SAP, 2014) ist ein Beispiel für eine Unternehmenslösung

206 Nach § 7 (2) (EnWG, 2013) gelten für Verteilnetzbetreiber mit weniger als 100.000 Netzkunden weniger strenge Regeln zur Entflechtung

Ob sich ein Einstieg in das Komponentengeschäft lohnt, ist abhängig von der Größe der Unternehmen. Es ist davon auszugehen, dass erst in Kooperation mit mehreren lokalen Unternehmen die kritische Masse hierfür erreicht wird. Hier können die lokalen Integratoren von ihren bestehenden Kooperationen profitieren. Strukturelle Anpassungen innerhalb der Unternehmen sind für die Implementierung der Smart Meter nötig, soweit noch nicht effiziente Prozessabläufe realisiert wurden.

Günstige Orchestratoren sind reine Vertriebsgesellschaften, die sich über den Preiswettbewerb definieren. Sie besitzen keine lokalen Strukturen. Ihre Wettbewerbsposition bestimmt sich über die Effizienz ihrer Prozesse und ihr Wertangebot über den Preis. Daher ist die Integration der optimierten Prozesse durch Smart Meter von besonderer Relevanz für diese Unternehmen. Denn nur durch eine Kostenführerschaft ist diese Strategie nachhaltig. Ein neues Geschäftsfeld für diese Unternehmen ist die Beratung. Durch die Fernauslesung könnten automatisierte Effizienzberatungen angeboten werden, welche bisher fast ausschließlich durch die Integratoren vor Ort angeboten wurden. Weitere intangible Dienstleistungen über Online-Plattformen könnten entwickelt werden und so die Kundenbindung stärken. Geschäftsmodelle wie die Beschaffungsmarktoptimierung können für diese EIVU nur funktionieren, wenn sie aktiv am Handel teilnehmen, bei einer Vollversorgung²⁰⁷ können keine Beschaffungskostenvorteile generiert werden.

Ökologische Orchestratoren besitzen eine ähnliche Wertschöpfungsstruktur wie die Vertriebsgesellschaften. Sie engagieren sich zusätzlich beim Bau von Kraftwerken aus regenerativen Energien. Insgesamt bieten sie ausschließlich ökologisch nachhaltige Wertangebote an. Dementsprechend besitzen diese EIVU Kundenbeziehungen zu ökologisch eingestellten Stromkunden mit einer hohen Zahlungsbereitschaft. Es ist anzunehmen, dass im Kundenstamm ein hoher Anteil der Kunden auch selbst eine PV-Anlage betreibt, somit ist die Eigenbedarfsoptimierung besonders wichtig. Auch die Lastanpassung der Stromkunden an die Erzeugungsanlagen der grünen Orchestratoren kann sich positiv auf das Portfoliomanagement auswirken. Eine besondere Herausforderung sind die regionalen Unterschiede bei der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien.

207 S. 5 ff. (Ritzau, 2005)

4.3.3 Vergleich von konventioneller und zukünftiger Gewinnformel

Die Gewinnformel besteht aus der Differenz zwischen den betriebsbedingten Kosten und den Erlösen eines Geschäftsmodells. Anhand der Wertfolge können die einzelnen Kosten- und Erlösbestandteile identifiziert werden. Die Geschäftsmodelle *Home Automation* und *Smart Consulting* wurden im vorangegangenen Kapitel bereits als »energieferne« Geschäftsmodelle identifiziert. Zur Erstellung der Dienstleistungen nutzen sie die Ressourcen der EIVU, insbesondere die Kundenbeziehungen. Die spezifischen Aktivitäten liegen hingegen außerhalb der Energiewirtschaft, was hinsichtlich ihrer Kosten- und Erlösstruktur eine völlig neue Leistungsberechnung bedingt. Perspektivisch ist eine Quersubventionierung möglich, jedoch muss sich dieses neue Geschäftsfeld auf Dauer selbst tragen. Da in diesem Bereich viele Leistungen zugekauft werden, die nicht im Sektor der Elektrizitätswirtschaft im engeren Sinne liegen, erfolgt hierfür keine quantitative Analyse.

Bei konventionellen Geschäftsmodellen der EIVU erfolgt die Erfolgsrechnung klassischerweise in Abhängigkeit von der elektrischen Arbeit in ct/kWh. Kundenspezifische Kosten (z. B. Rechnungsstellung) werden pauschal über die Vertriebskosten umgelegt. Die Tarife bestehen dabei aus einem Arbeits- und einem Grundpreis, für die Berechnungen wird von einem mittleren Durchschnittspreis für Privatkunden bei einem Jahresverbrauch von 3500 kWh ausgegangen. In Abbildung 4.15 sind beispielhaft die Kosten und Erlöse des Elektrizitätsvertriebs dargestellt.

Im Folgenden werden für einen einzelnen Haushaltskunden die Bestandteile der Deckungsbeitragsrechnung näher beschrieben und auf mögliche Änderungen im Hinblick auf Geschäftsmodelle der einfachen Implementierung, der Beschaffungsmarkt- und Eigenbedarfsoptimierung sowie auf Netzdienstleistungen analysiert.

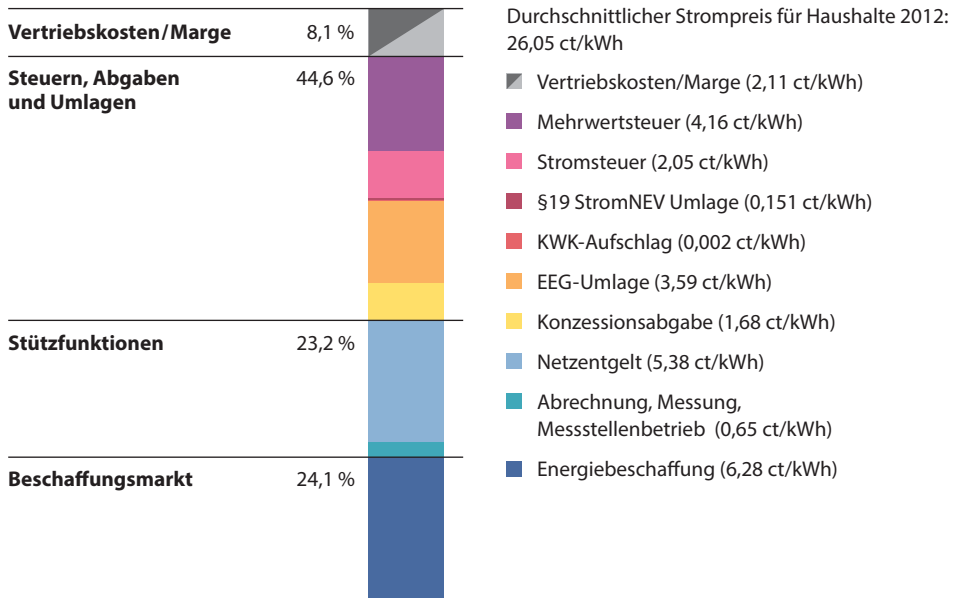


Abbildung 4.15: Kosten und Erlöse des Elektrizitätsvertriebs für einen Durchschnittskunden in 2012²⁰⁸

Beschaffungsmarkt:

Gegenüber dem Beschaffungsmarkt ergeben sich die Kosten der Energielieferung aus den einzelnen Kontrakten, welche in der Summe das Lastprofil der Haushaltskunden abbilden. In der Regel ist für das EIVU eine Einspeisung nach dem Haushalts-Standardlastprofil verpflichtend. In Abbildung 4.16 ist die Entwicklung der mittleren Beschaffungskosten einer Spot-Preis-Beschaffung gegenüber gestellt.

208 Eigene Darstellung nach S. 13 (BDEW, 2013a)

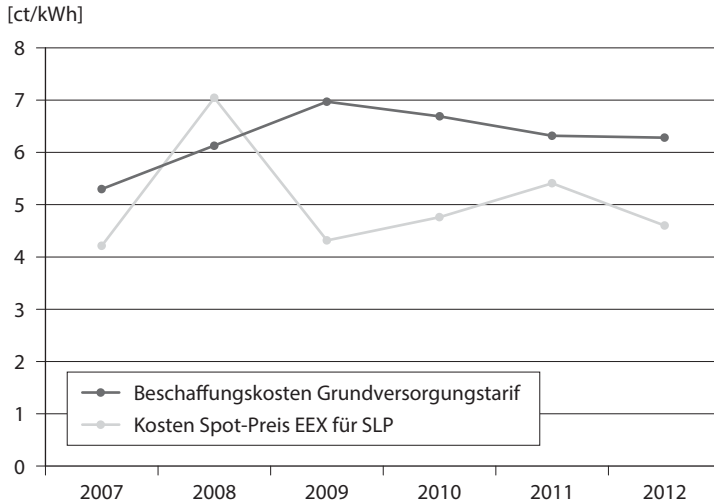


Abbildung 4.16: Entwicklung der Beschaffungskosten für ein Haushalts-Standardlastprofil²⁰⁹

Zur Berechnung der Kosten einer Spot-Preis-Beschaffung wurde angenommen, dass die Last vollständig durch einzelne Stundenkontrakte gedeckt wird. Als Referenz dienten die Preise für eine physische Stromlieferung am Day-ahead-Markt der EEX. Die Volatilität der Kosten dieser Spot-Preis-Beschaffung ist deutlich höher als die tatsächlichen Beschaffungskosten der ELVU. Dies ist damit zu erklären, dass sich die ELVU hinsichtlich ihrer Lieferverpflichtung bereits langfristig absichern und nur einen geringen Teil ihres Absatz-Portfolios unterjährig beschaffen. Dies spiegelt sich in den Handelsvolumina der Spot- und Termin-Märkte wider.

²⁰⁹ Eigene Darstellung, Daten nach S. 142 (BNetzA, Bundeskartellamt, 2013)

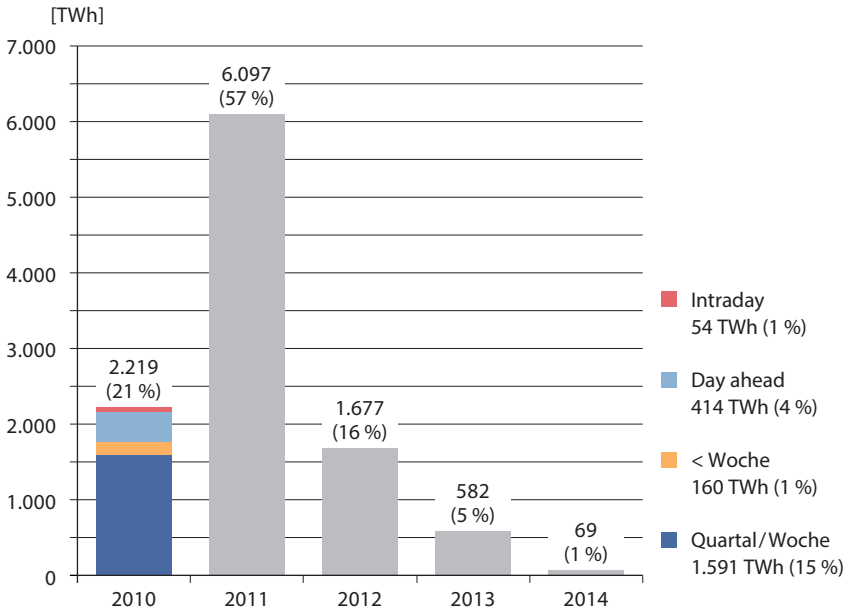


Abbildung 4.17: Elektrizitäts-Handelsvolumina in Deutschland (Geschäftsabschluss in 2010)²¹⁰

In Abbildung 4.17 sind die Handelsvolumina im Jahr 2010 für unterschiedliche Kontrakte nach Lieferzeitpunkt aufgetragen. Das Ergebnis der verschiedenen Beschaffungszeitpunkte ist, dass die durchschnittlichen Beschaffungskosten verzögert und gedämpft auf die Preisänderungen im Spot-Markt reagieren. Die verbleibende Preisdifferenz zwischen den tatsächlichen Beschaffungskosten und einer reinen Spot-Beschaffung betrug von 2007 bis 2012 im Mittel 1,23 ct/kWh. Diese Zusatzkosten ergeben sich aus der Absicherung der Preis- und Mengenrisiken sowie der Strukturierungskosten²¹¹. Eine Beschaffungsmarktoptimierung führt zu einer Anpassung des Lastprofils. Dadurch können am Spot-Markt zu günstigeren Zeitpunkten Kontrakte zur Stromlieferung eingegangen werden, was zu einer Senkung der Beschaffungskosten führt. Allerdings besteht ein Mengenrisiko hinsichtlich der Prognose des Stromverbrauchs. Bei einer Belieferung nach SLP-Verfahren wird dieses Risiko teilweise vom Verteilnetzbetreiber getragen.

²¹⁰ Eigene Darstellung, Daten nach S. 29 (BNetzA, 2012)

²¹¹ Vergleiche hierzu S. 57 (Wiebe u. a., 2009)

Stützfunktionen:

Die Stützfunktionen umfassen die Netzentgelte und die Kosten für den Messstellenbetrieb. Derzeit betragen die Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb im Mittel 22,75 Euro pro Kunde und Jahr²¹². Entscheidend für die Höhe der Zusatzkosten durch Smart Meter ist die Effizienz des Messstellenbetriebs. Können die Prozessvorteile nicht gehoben werden, steigen die Zusatzkosten. Die Zusatzkosten durch die Umstellung auf Smart Meter liegen demnach zwischen 10 und 20 Euro pro Jahr²¹³.

Die Netzentgelte sind die Kosten für die Stützfunktion der physischen Elektrizitätslieferung. Diese unterliegen der allgemeinen Regulierung und betragen für die Belieferung von Haushaltskunden 5,38 ct/kWh²¹⁴. Darin enthalten sind die Netzentgelte auf Übertragungs- und Verteilnetzebene. Zukünftig wird die Auslastung der Verteilnetze abnehmen, was sich in den Entgelten widerspiegeln wird²¹⁵. Auch müssen zukünftige Investitionen zum Ausbau der Netze über die Netzentgelte finanziert werden. Bis zum Jahr 2022 werden Investitionen in die Netze von ca. 23 Mrd. Euro erwartet²¹⁶. Für die Geschäftsmodelle bedeutet dies, dass, wenn durch die Anpassung der Verbrauchsprofile eine Entlastung der Netze geschaffen werden kann, davon auszugehen ist, dass für Letztverbraucher mit diesen Tarifen in Zukunft günstigere Netzentgelte zu erwarten sind. Bereits jetzt ist nach §19 Abs. 2 Satz 1 bzw. Satz 2 StromNEV möglich, gesonderte Netzentgelte zu vereinbaren. Die Einsparungen durch die Eigenbedarfsoptimierung ergeben sich durch die Vermeidung der Netzentgelte auf Verteilnetzebene. Bei der Beschaffungsmarktoptimierung findet indirekt auch eine Anpassung an die Einspeisung der Erneuerbaren Energien statt, was insgesamt eine Entlastung der Netze impliziert. Zusätzlich bedeutet dies für das Geschäftsmodell der Verteilnetz-Dienstleistungen, dass hier perspektivisch Märkte entstehen werden.

212 Siehe Abbildung 4.15

213 S. 6 (Gnilka u. a., 2009), S. 15 (Aretz, Rosen, 2009)

214 Siehe Abbildung 4.15

215 S. 34 (BNetzA, 2011)

216 S. 86 (ÜNB, 2013)

Steuern, Abgaben und Umlagen:

Mit 44,6 % haben Steuern, Abgaben und Umlagen den größten Anteil am Strompreis. Die EEG-Umlage bestimmt sich aus der Differenz der Vermarktungserlöse der Erneuerbaren Energien nach EEG durch die Übertragungsnetzbetreiber und die gezahlte Einspeisevergütung. Mit wachsendem Ausbau der Erneuerbaren Energien wird auch die Umlage steigen. Eine Reduzierung der Umlage ist möglich, wenn die Vermarktungserlöse der EEG-Mengen steigen. In Stunden mit hoher EEG-Einspeisung sind niedrige Strompreise zu erwarten. Nun kann argumentiert werden, dass Letztverbraucher mit einem angepassten Lastprofil einen höheren Anteil an EEG-Mengen konsumieren und indirekt auch die Vermarktungspreise erhöhen. Es bleibt abzuwarten, ob zukünftige Regulierungssysteme diesen Aspekt berücksichtigen und evtl. auch zeitvariable EEG-Umlagen realisiert werden. Dies käme den Geschäftsmodellen der Beschaffungsoptimierung zugute. Auch die Eigenbedarfsoptimierung würde bei einer Korrelation von Eigenerzeugung und Gesamt-EEG-Erzeugung profitieren.

Vertriebskosten und Marge:

Die Vertriebskosten enthalten sowohl die direkten Kosten für die Abwicklung der Energielieferung als auch die Gemeinkosten zur Sicherstellung des Betriebsablaufes. Positive Effekte der Smart Meter sind geringere Kosten in der Kundenabwicklung. Insbesondere die Prozesse, welche das Forderungsmanagement sowie Sperrung und Entsperrung umfassen, können kostengünstiger abgewickelt werden²¹⁷. Auf der Kostenseite stehen hierfür die Implementierung der Smart Meter-Daten in die IT-Architektur. Diese Kosten fallen schon bei einer einfachen Implementierung an. Weitere Einsparungen durch besondere Wertangebote werden in diesem Kostensegment nicht erreicht. Je nach Effizienz der Organisation der unterschiedlichen ELVU schwanken die Vertriebskosten von Unternehmen zu Unternehmen. Die Summe aus Vertriebskosten und Marge betrug im Jahr 2012 ca. 75 Euro für einen Durchschnittskunden, Ihre Aufteilung ist abhängig von der Strategie der ELVU. Bei einer Wachstumsstrategie werden höhere Vertriebskosten durch Kundenboni, Marketing und Direktvertrieb zu Gunsten der Kundengewinnung in Kauf genommen.

217 Nach S. 7 (Gnilka u. a., 2009) reichen die Einsparungen von 6,30 Euro bis 28,80 Euro pro Zähler und Jahr

Mit dem konventionellen Wertangebot und bei gegebener Zahlungsbereitschaft ergab sich für 2012 ein Strompreis von 26,05 ct/kWh bzw. 911,80 Euro p. a. für einen Durchschnittskunden mit 3500 kWh Verbrauch. Die Wertangebote der Beschaffungs- und Eigenbedarfsoptimierung helfen die Gesamtkosten zu senken, zielen also in erster Linie nicht auf eine höhere Zahlungsbereitschaft ab. Die Zahlungsbereitschaft für die Netzoptimierung könnte durch eine Fremdbestimmung in Form von abschaltbaren Lasten sogar geringer sein. Die Zahlungsbereitschaften der Endkunden erschließen sich hauptsächlich aus der Basisfunktionalität bzw. den Informationen des Smart Meters. Diese Zahlungsbereitschaften können zum Teil abgeschöpft werden. Dabei zeigten in Umfragen ca. 50 % aller Befragten die Bereitschaft, für die Smart Meter zu zahlen²¹⁸. Die Zahlungsbereitschaft scheint dabei in den letzten Jahren durch die Thematisierung der Energiewende und von Smart Metern in den Medien zu steigen und beträgt nach letzten Untersuchungen ca. 150 Euro für die Anschaffung²¹⁹. Neben der Motivation zum Stromsparen besteht auch ein ökologischer Aspekt, denn die Anpassung des Verbrauchs führt auch indirekt immer zu einer Steigerung des Anteils Erneuerbarer Energien am Gesamtverbrauch.

Im Folgenden wird in einem Simulationsmodell die Quantifizierung einzelner Elemente vorgenommen, welche Auswirkungen auf die Gewinnformel haben. Diese sind zunächst die optimierten Beschaffungskosten. Die Vorteile im Hinblick auf Netzentgelte und die EEG-Umlage werden nicht direkt ermittelt, da noch zu große Unsicherheiten hinsichtlich zukünftiger Regulierung bestehen. Als Indikator der Netzentgelte werden Rückkopplungseffekte auf die Netzauslastung bei angepassten Verbräuchen untersucht. Zusätzlich werden Veränderungen des Anteils der Erneuerbaren Energien bei der Beschaffungsmarktoptimierung bestimmt. Im Zuge der Eigenbedarfsoptimierung wird untersucht, in welcher Höhe der Eigenbedarf bei Verbrauchssteuerung zunehmen kann.

²¹⁸ S. 5 (Wolling, Artl, 2013)

²¹⁹ Nach S. 15 (Aretz, Rosen, 2009) zwischen 80 Euro und 100 Euro, nach S. 45 (Wolling, Artl, 2013) stieg sie von 74 Euro in 2009 auf 154 Euro in 2011

5 Simulationsmodell für die Laststeuerung mit Smart Meter

Um die Anwendbarkeit des Simulationsmodells im Rahmen des strategischen Managements zu gewährleisten, ist das Modell so einfach, verständlich und flexibel wie möglich aufzubauen²²⁰. Die sachliche Eingrenzung des Simulationsmodells folgt der qualitativen Geschäftsmodellanalyse. Das Ziel der quantitativen Analyse ist die numerische Bestimmung der identifizierten Werttreiber auf die zukünftige Gewinnformel der Geschäftsmodelle für Smart Meter. Konkret sind dies:

- die Beschaffungskostenvorteile einer optimierten Stromnachfrage,
- der Anteil Erneuerbarer Energien bei Beschaffungsmarkt- und Eigenverbrauchsoptimierung,
- die positiven Netzeffekte in Form von maximaler Netzlast und Regelenergiebedarf.

Die zeitliche Eingrenzung des Modells und die Berücksichtigung von Unsicherheiten bedingen einander. Die Unsicherheiten des Ausbaus der Kraftwerkskapazitäten und der Brennstoffpreise wird über eine Szenarioanalyse im Modell abgebildet. Das Jahr 2012 dient als Stütz- und Startjahr der Simulation. Die Szenarien und Jahre werden dem genehmigten Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans der Bundesregierung entnommen²²¹. Der Szenariorahmen spiegelt die Ziele der Bundesregierung und die Erwartungen der vier Übertragungsnetzbetreiber wider. Die jährliche Anpassung und die Abstimmungsprozesse zwischen Privatwirtschaft und Regulierungsbehörden gewährleisten eine hohe Prognosegüte. Der Szenariorahmen wird aufgespannt über drei Jahre für das Leitszenario (2012, 2024 B und 2034) und drei unterschiedliche Ausbauszenarien für 2024 (A, B und C). In Abbildung 5.1 sind die wichtigsten Modellparameter der Szenarien grafisch dargestellt. Die Ausbauszenarien A, B und C unterscheiden sich nur hinsichtlich der Kraftwerkskapazitäten.

220 Siehe hierzu Kapitel 3.3.2

221 (BNetzA, 2013a)

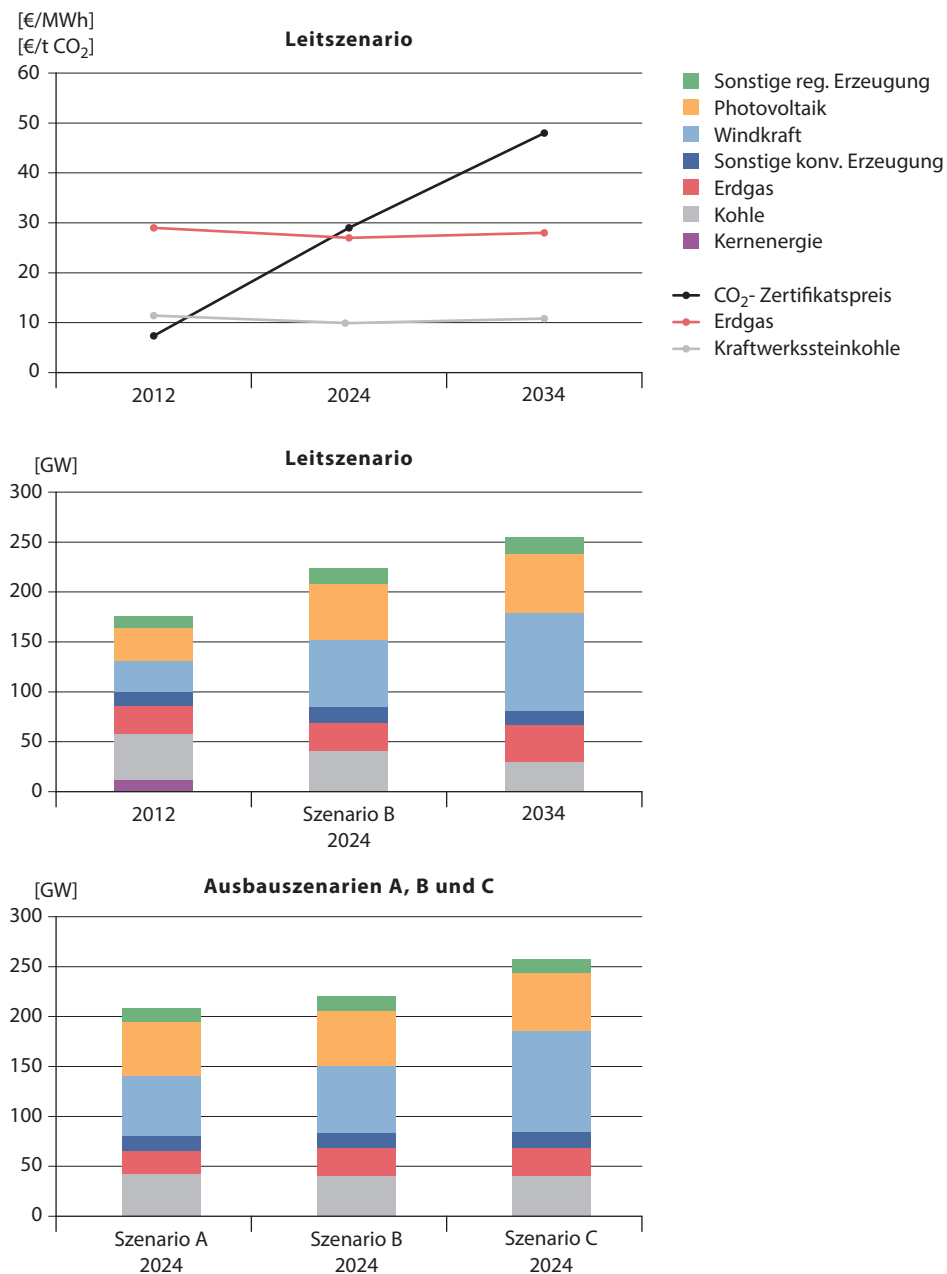


Abbildung 5.1: Entwicklung der Preise und Kraftwerkskapazitäten in den Leit- und Ausbauszenarien²²²

²²² Eigene Darstellung nach Daten der Bundesnetzagentur (BNetzA, 2013a)

Eine zweite Unsicherheit betrifft die Erzeugung der Erneuerbaren Energien. Dieser Aspekt wird über stochastische Modellvariablen abgebildet und anschließend mittels einer Monte Carlo-Analyse numerisch bestimmt. Aufgrund der Saisonalitäten von Nachfrage und Stromerzeugung der Erneuerbaren Energien wird jeweils ein Jahr simuliert. Die Optimierung der Nachfrage wird immer innerhalb eines Tages betrachtet, die Last- und Preisverläufe werden stundenscharf abgebildet.

Ausgehend von der Wertstruktur kann das Gesamtmodell in erster Ebene in drei Untermodelle geteilt werden: EIVU, Beschaffungs- und Absatzmarkt. In Abbildung 5.2 sind die Interaktionen zwischen den Akteuren für das Simulationsmodell dargestellt.

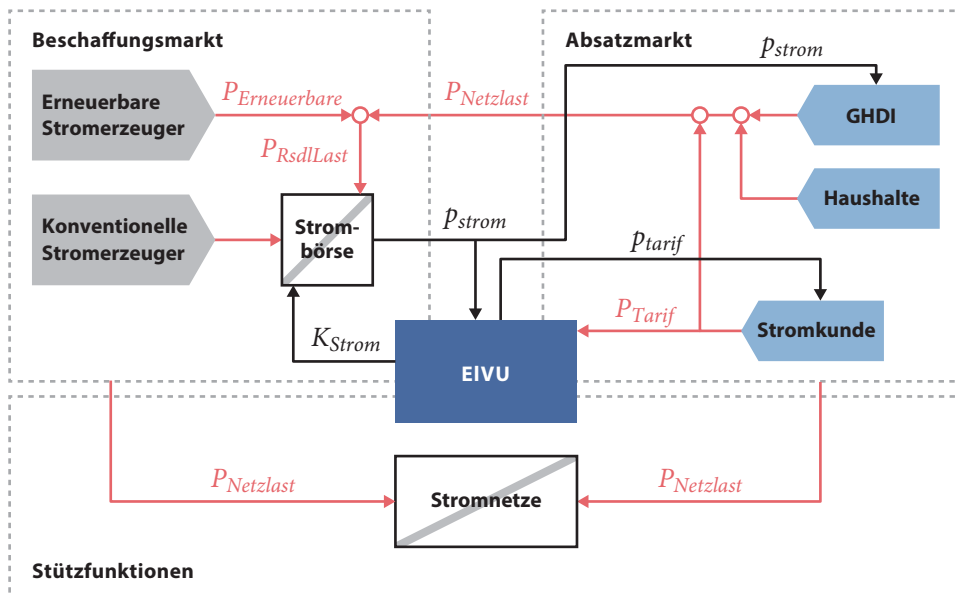


Abbildung 5.2: Interaktionen innerhalb der Wertstruktur des Simulationsmodells

Im Folgenden werden die Modellalgorithmen und Annahmen entlang der Wertstruktur beschrieben. Die letzten Unterabschnitte dieses Kapitels geben eine Übersicht der Heuristiken zur numerischen Lösung des Simulationsmodells.

5.1 Simulation des Strombeschaffungsmarktes

Das bestimmende Element des Strommarktes ist die Gleichzeitigkeit von Stromverbrauch und -erzeugung. Modelltechnisch wird dieses Gleichgewicht stundenscharf als Mittelwerte der jeweiligen Stundenlast dargestellt. Die Netzlast P_{Netzlast} ist dabei ein modellendogener Input.

$$P_{\text{Netzlast}} = P_{\text{Erzeugung}} \quad (1)$$

Die Stromerzeugung setzt sich zusammen aus der Erzeugung in konventionellen Kraftwerken und der Erzeugung in Anlagen zur Umwandlung Erneuerbarer Energien $P_{\text{Erneuerbare}}$. Aufgrund der Abnahmeverpflichtung durch die Netzbetreiber wird der Strom dieser Erzeugungsanlagen nach EEG auf jeden Fall angeboten, solange es die Netzkapazitäten zulassen. Daher ist es opportun diese Mengen als eine Senkung der Last zu interpretieren²²³.

$$P_{\text{RsdlLast}} = P_{\text{Netzlast}} - P_{\text{Erneuerbare}} \quad (2)$$

Die daraus resultierende Residuallast P_{RsdlLast} ist im Rahmen dieser Dissertation die Differenz zwischen der Netzlast und der Einspeisung aus Photovoltaikanlagen P_{Sonne} und der Windenergieeinspeisung P_{Wind} , welche zusammen die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien ausmachen²²⁴.

$$\wedge \quad P_{\text{Erneuerbare}} = P_{\text{Wind}} + P_{\text{Sonne}} \quad (3)$$

Zusammen mit (2) kann die Residuallast bestimmt werden über:

$$\Leftrightarrow \quad P_{\text{RsdlLast}} = P_{\text{Netzlast}} - P_{\text{Wind}} - P_{\text{Sonne}} \quad (4)$$

Laufwasserkraftwerke, Biomassekraftwerke und sonstige Erneuerbare Energien werden für die Modellierung dieser Arbeit zu den konventionellen Kraftwerken gezählt. Ihre Planbarkeit (Biomassekraftwerke) oder geringe Fluktuation (Wasserkraftwerke) gibt ihren Einspeiseprofilen den Charakter konventioneller Anlagen.

223 S. 3 ff. (Fürsch u. a., 2012)

224 Im Jahr 2012 70 % nach Angaben des (BMW, 2014)

Ziel des Modellbestandteils Großhandelsmarkt ist die Bestimmung der Großhandelspreise. Preisbestimmend für den Strompreis ist die Einspeisung konventioneller Kraftwerke. Dementsprechend wird der Strompreis p_{strom} als Funktion der Residuallast modelliert.

$$p_{strom} = f(P_{RsdlLast}) \quad (5)$$

Die Preisbildung auf dem Großhandelsmarkt und die Modellierung der Einspeisung der Erneuerbaren Energien sind exogene Modellvariablen. In Abbildung 5.3 ist dieser Modellteil, welcher den Beschaffungsmarkt abbildet, schematisch dargestellt.

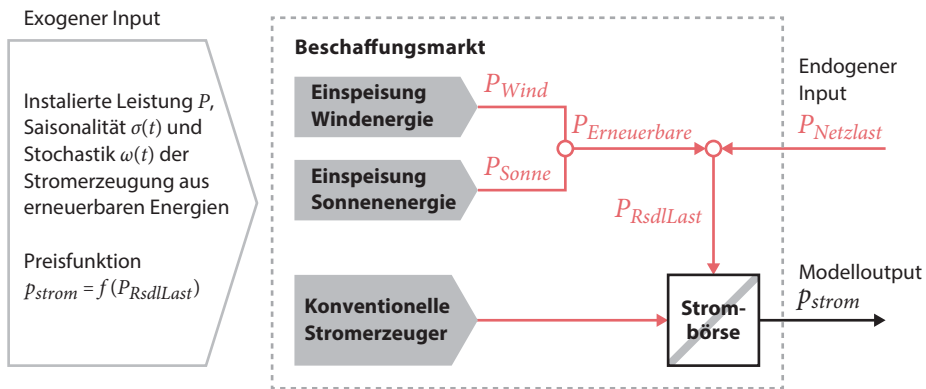


Abbildung 5.3: Modellteil Beschaffungsmarkt

In den nächsten Unterabschnitten wird die Preisfunktion der konventionellen Stromerzeuger, sowie die Saisonalität und Stochastik der Einspeisung aus Erneuerbaren Energien über eine empirische Datenanalyse hergeleitet.

5.1.1 Großhandelsstrompreis als Funktion der Residuallast

Die Grundannahme für den Zusammenhang zwischen Strompreis und Residuallast ist die Gewinnmaximierung der Kraftwerksbetreiber. Aus der einfachen Gewinnmaximierung bei vollkommenem Wettbewerb ergibt sich für die Kraftwerke die Vorschrift des Angebotes der jeweiligen Kraftwerksleistung zu den Grenzkosten. Ordnet man die Kraftwerke aufsteigend entsprechend ihrer Grenzkosten, erhält man die

Industriekostenkurve der Stromerzeugung bzw. die Merit-Order²²⁵. Im Spot-Markt resultieren die Markträumungspreise aus Angebot und Nachfrage. Zur Preisbildung an den Strommärkten und dem Zubau im Kraftwerkspark existieren bereits viele Simulationsansätze²²⁶. Den bestehenden Simulationsansätzen ist gemein, dass sie den Einsatz der Kraftwerke blockscharf abbilden. Dies erfordert eine vollständige Kraftwerksdatenbank und einen hohen Simulationsaufwand.

Zugunsten der Einfachheit der Modellierung wurde auf eine blockscharfe Simulation verzichtet. Es wird eine statische Preisfunktion vorgeschlagen, um die Preise in Abhängigkeit der Residuallast zu bestimmen. Die Problematiken, die sich aus einer statischen Merit-Order ergeben, wurden mittels einer Fallunterscheidung der Marktregime erreicht, die es erlaubt, sowohl negative Marktpreise als auch Risiko- und Verknappungszuschläge abzubilden. Somit werden in einer statischen Preisfunktion dynamische Effekte des Kraftwerkseinsatzes berücksichtigt. Hierzu wird eine synthetische Preisfunktion entwickelt. Aus empirischen Daten erfolgt zunächst eine Regressionsanalyse, die Szenarien werden aus der Synthese von Regressionsfunktion und einem Fundamentalmodell entwickelt.

5.1.1.1 Marktregime im Großhandelsmarkt

Die Grenzkosten der Stromerzeugung ergeben sich aus der Summe aus Brennstoffkosten, variablen Wartungs- und Betriebskosten sowie der Kosten für die CO₂-Zertifikate. Die Werte zu den installierten Leistungen der konventionellen Kraftwerke wurden der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur entnommen²²⁷. Hierbei wurden auch die jeweiligen Verfügbarkeiten der Kraftwerkskategorien berücksichtigt. Abbildung 5.4 zeigt eine Gegenüberstellung eines Grenzkostenmodells und die Preise für physische Stundenkontrakte (Phelix) im Jahr 2012 im Day-ahead-Markt²²⁸.

225 S. 56 (Borchert u. a., 2006)

226 S. 439 (Gutschi u. a., 2009), (Growitsch, 2014), siehe (Schemm, 2011) S. 19 ff. zur Diskussion von Modellierungsansätzen.

227 (BNetzA, 2014)

228 Annahmen für Grenzkosten nach (Schröder u. a., 2013) und (BNetzA, 2013a, 2014), siehe hierzu Tabelle A2 im Anhang, Marktdaten nach (EEX, 2014) und Netzdaten der Übertragungsnetzbetreiber

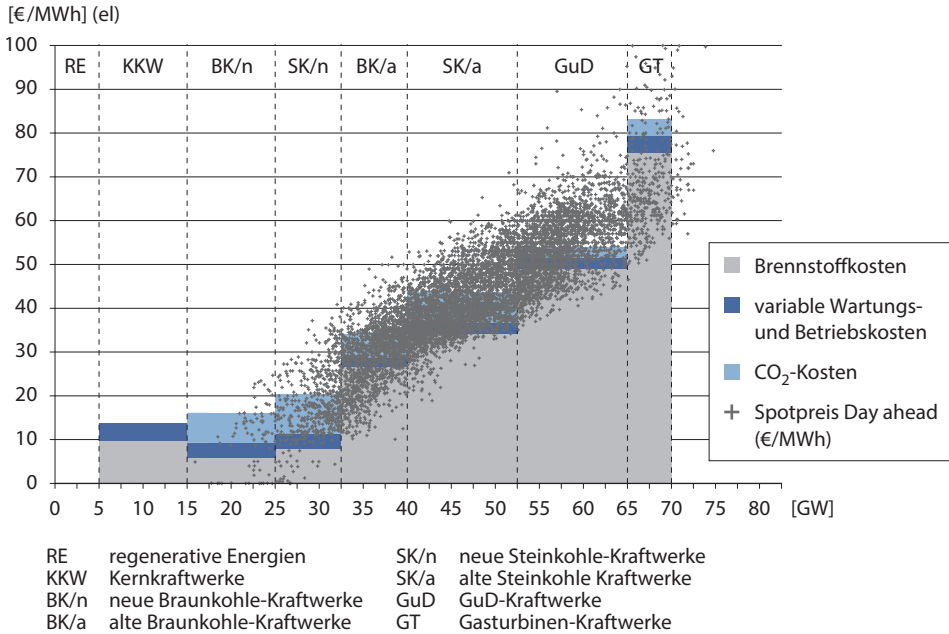


Abbildung 5.4: Strompreise und Merit-Order im Jahr 2012

Ziel ist die Erstellung einer Regressionskurve der Preise. Ein Vorteil gegenüber einem reinen Fundamentalmodell ist die Realitätsnähe, da auch markttechnische Friktionsverluste abgebildet werden. Die Preise spiegeln das tatsächliche Bieterverhalten und den Einsatz der Kraftwerke wider. Gerade an den Randbereichen ergeben sich Preise deutlich unterhalb oder oberhalb der Grenzkosten. Dies lässt sich mittels der unterschiedlichen Marktregime entlang der Leistungen erklären. Die Marktregime entlang der Residuallast werden als *Opportunitäts*-, *Grenzkosten*- und *Risikowettbewerb* definiert. Dabei stellt der Grenzkostenwettbewerb das Bieterverhalten nach Merit-Order dar. Auf die Marktregime an den oberen und unteren Randbereichen wird im Folgenden näher eingegangen.

Opportunitätswettbewerb:

Aus der Gewinnmaximierung eines Kraftwerksbetreibers bei vollkommenem Wettbewerb folgt, dass dieser seine Leistung zu Grenzkosten anbietet²²⁹. Diese Regel ist jedoch nur gültig, wenn die Leistungsbereitstellung unabhängig von der zeitlichen

229 S. 98 f. (Winje, Witt, 1991)

Abfolge der Betriebszustände ist. Der Einsatz realer Kraftwerke ist durch ihre Start- und Abfahrzeiten determiniert. Diese ergeben sich beispielsweise durch unterschiedliche Wanddicken von Gehäuse und Schaufel einer Dampfturbine. Ein zu schnelles Hochfahren würde zu einer ungleichmäßigen Erwärmung und damit verbunden zu einer Längendehnung von Gehäuse und Turbinenschaufel führen, was eine Zerstörung der Turbine zur Folge hätte.

Vor diesem Hintergrund ist es für einen Kraftwerksbetreiber opportun, den Kraftwerksfahrplan intertemporal zu optimieren. Das bedeutet, einzelne Stunden mit einer negativen Marge zwischen Grenzkosten und Strompreis werden in Kauf genommen, um dafür Gewinne aus vor- und nachgelagerten Stunden zu erwirtschaften. In Abbildung 5.5 sind Grenzkosten, Strompreis und die Erzeugungsmarge exemplarisch dargestellt. Solange die Summe in Stunden mit positiver Marge größer ist als die negative Marge, ist der Einsatz aus Sicht des Kraftwerksbetreibers lohnenswert.

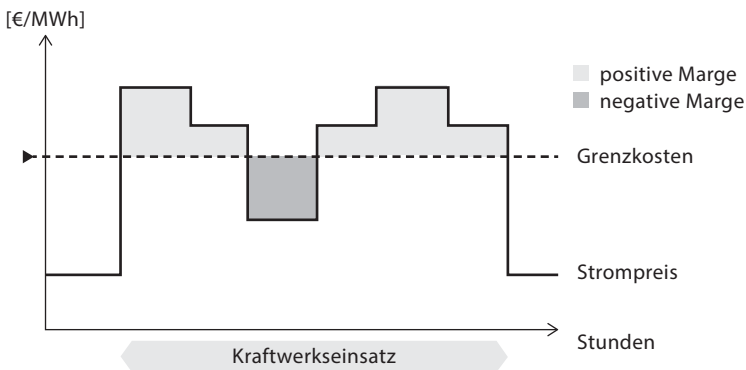


Abbildung 5.5: Grenzkosten, Strompreis und die Erzeugungsmarge

Die Stunden negativer Marge werden meist im Teillastbetrieb durchfahren, um die Verluste zu minimieren. Dabei ist die minimale Teillast durch die technische Auslegung der Kraftwerke limitiert. Solange die Gewinne aus den positiven Margen aus den vor- und nachgelagerten Stunden die Verluste der Stunden mit negativen Margen übersteigen, wird das Kraftwerk betrieben. Würde es nicht betrieben, ergäben sich Opportunitätskosten aufgrund der entgangenen Gewinne. Ein weiterer Teilaspekt hierbei sind die An- und Abfahrkosten. Sind diese zwischen zwei geplanten Einsätzen höher als die negativen Margen, ist es ebenfalls von Vorteil, das Kraftwerk weiter zu betreiben.

Es wird angenommen, dass ein reiner Opportunitätswettbewerb besteht, wenn das letzte konventionelle Kraftwerk den Teillastbetrieb aufgenommen hat. Ab dieser Leistung bestimmen allein die Opportunitätskosten die Angebotspreise. Berücksichtigt man die Verfügbarkeit konventioneller thermischer Kraftwerke, ergibt sich hieraus eine Leistung von ca. 25 GW für die installierten Leistungen im Referenzjahr 2012. Gasturbinen-Kraftwerke im einfachen Zyklus (*single cycle*) sind hierbei nicht mitberechnet, da sie über hohe Lastgradienten verfügen. In den 25 GW sind auch die Leistungen der Must-run-Kraftwerke, d.h. sonstiger Erneuerbarer Energien, enthalten. Im Jahr 2012 wurde diese Residuallast in 200 Stunden unterschritten, was teils zu negativen Strompreisen geführt hat. Ist die Steuerbarkeit konventioneller Kraftwerke ausgeschöpft, bleibt dem Übertragungsnetzbetreiber als Ultima Ratio, die Einspeisung Erneuerbarer Energien vom Netz zu nehmen, um die Verluste aus der Vermarktung der EEG-Mengen zu minimieren. Der minimale Spot-Preis im Day-ahead-Markt betrug 2012–223,0 €/MWh.

Sicherheitswettbewerb:

Bereits im regulären Grenzkosten-Wettbewerb existieren Risikoaufschläge. Diese Aufschläge decken beispielsweise das Risiko eines Kraftwerksausfalls ab. In dieser Situation ist der Anbieter von Kraftwerksleistungen verpflichtet, eine Ersatzbeschaffung am Markt zu kontrahieren. Im Bereich hoher Leistungen steigen die Risikoprämien²³⁰. Im Spitzenlastbereich kann argumentiert werden, dass das nächste Kraftwerk entlang der Merit-Order entsprechend teurer ist und die Kosten steil ansteigen. Gerade für Kraftwerke, die selten eingesetzt werden, ist die Startzuverlässigkeit entscheidend. Gleichzeitig besteht in diesem Bereich Konkurrenz zum Regelenenergiemarkt, welcher eine feste Leistungsvergütung verspricht. Eine weitere Argumentation für die Preise oberhalb der Grenzkosten ist die Knappheitsrente²³¹. Diese resultiert aus der Tatsache, dass Kraftwerke am oberen Leistungsende der Merit-Order bei Angeboten zu Grenzkosten nicht wirtschaftlich sind, da keine Deckung der Fixkosten erfolgt. Es stellt sich die Frage, wie zukünftige Kapazitätsmechanismen diese Problematik lösen²³².

230 S. 393 (Viehmann, 2011)

231 Siehe hierzu auch S. 115 (Schemm, 2011)

232 Zur Problematik siehe (Cramton, Ockenfels, 2013)

Zur Abschätzung des Leistungsbereichs für den Sicherheitswettbewerb wurden die Spot-Preise mit der berechneten Merit-Order verglichen. Demnach beginnt der Sicherheitswettbewerb, wenn mehr als 95 % der verfügbaren disponiblen Kraftwerksleistung nachgefragt wird. Für das Referenzjahr sind dies ca. 65 GW, diese Leistung wurde in 200 Stunden überschritten und der maximale Spot-Preis im Day-ahead-Markt betrug 210 €/MWh.

5.1.1.2 Regressionsanalyse der Preisfunktion

Um die drei unterschiedlichen Marktregime in einer Preisfunktion abbilden zu können, wird für jeden Leistungsbereich jeweils eine Regressionsfunktion aufgestellt. Zur Erstellung der Regressionsfunktionen wird zunächst ein Wertebereich mittels Preisschranken definiert. Diese Randwerte der Regressionsfunktion werden mit ± 250 €/MWh abgeschätzt.

$$-250 \text{ €/MWh} < p_{\text{strom}} < 250 \text{ €/MWh} \quad (6)$$

Die untere Abschätzung trägt der Tatsache Rechnung, dass die Übertragungsnetzbetreiber als letztes Mittel die Einspeisung der Erneuerbaren Energien kappen können, um die Verluste zu reduzieren. Hierbei können Photovoltaik-Anlagen aufgrund fehlender Schwungmassen leichter vom Netz genommen werden. Die Vergütungssätze für Photovoltaik in 2012 liegen zwischen 94,8 €/MWh und 624,0 €/MWh²³³. 250 €/MWh entsprechen somit etwa der mittleren Einspeisevergütung und dem minimalen Spot-Preis von -223,0 €/MWh. Der oberen Preisschranke liegt die Annahme zugrunde, dass zukünftig Marktmechanismen entwickelt werden, welche Investitionen in Kapazitäten für dispoible Kraftwerke induzieren oder ihre Stilllegung verhindern. Da der obere Preis ein Indikator für die Knappheit (»tightness«²³⁴) im Großhandelsmarkt ist und Knappheit nicht wesentlich zunimmt, wird dementsprechend auch der Preis nicht deutlich steigen. Die obere Preisschranke wurde dementsprechend mit 250 €/MWh abgeschätzt, in 2012 betrug der Maximalpreis 210 €/MWh. Preis-Spikes sind zwar ein grundsätzliches Risiko, wurden aber nicht in das Modell einbezogen, da ihre Seltenheit einen geringen Einfluss auf die jährlichen Durchschnittspreise vermuten lässt.

²³³ S. 53 (BDEW, 2013b)

²³⁴ S. 392 (Viehmann, 2011)

Innerhalb der Preisschranken wird folgendes Modell zur Abbildung der Preisfunktion verwendet²³⁵. Die drei Funktionsbereiche entsprechen dabei den drei unterschiedlichen Marktregimen, mit $P_{Rsdllast}$ aus Formel (5) entspricht.

$$p_{strom} = f(P_{Rsdllast}) = \begin{cases} b_1 + \frac{b_2}{P_{Rsdllast}} & | P_{Rsdllast} < x_{min} \\ b_3 + b_4 \cdot P_{Rsdllast} & | x_{min} < P_{Rsdllast} < x_{max} \\ b_5 \cdot \frac{1}{b_6 + P_{Rsdllast}} & | x_{max} < P_{Rsdllast} \end{cases} \quad (7)$$

Die Grenzen für den Geltungsbereich der Funktion für den Grenzkostenwettbewerb sind x_{min} , was der minimalen Teillast disponibler Kraftwerke entspricht und x_{max} , was 95 % der verfügbaren Leistung der disponiblen Kraftwerke darstellt. In den Abbildungen 5.6 und 5.7 ist die Regressionsfunktion zum einen der fundamentalen Grenzkostenkurve und zum anderen den realen Spot-Preisen aus 2012 gegenübergestellt.

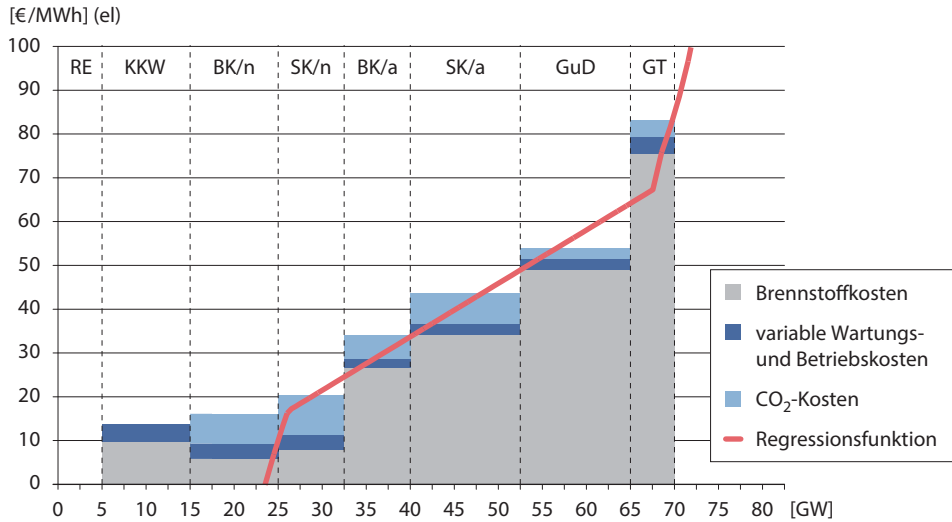


Abbildung 5.6: Regressionskurve und Merit-Order im Jahr 2012

²³⁵ Im Zuge der Analyse wurden verschiedene Funktionen (beispielsweise Polynome bis zum 9. Grad) getestet, die vorliegende Gleichungen lieferten dabei die besten Ergebnisse hinsichtlich Bestimmtheitsmaß und Korrelationskoeffizient.

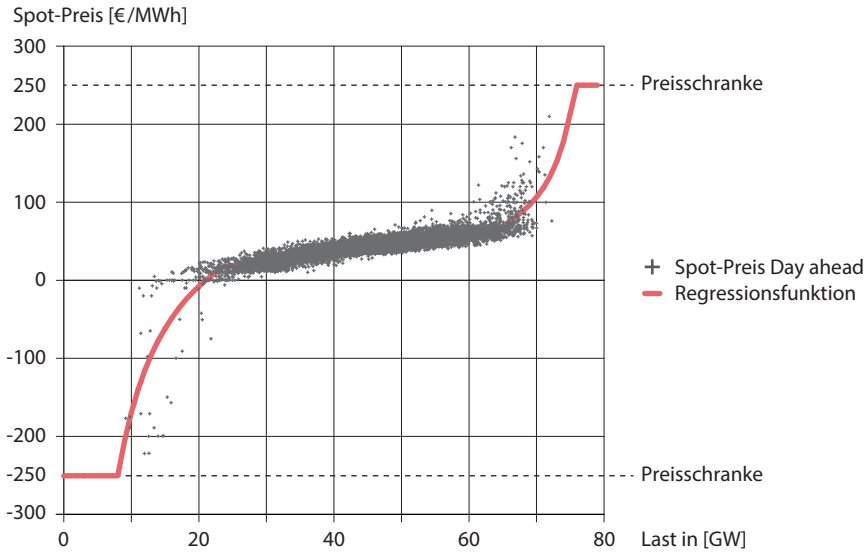


Abbildung 5.7: Regressionsfunktion und EEX Spot-Preise im Jahr 2012

Der R^2 -Test ergab ein Bestimmtheitsmaß von 0,75 bzw. einen Korrelationskoeffizienten von 0,86. Dies ist der Streuung der Werte geschuldet, wie Abbildung 5.7 zeigt. Mittels der Preisfunktion und den Ist-Werten der Residuallast für 2012 wurde ein Durchschnittspreis von 42,52 €/MWh berechnet, was sehr nahe an dem Mittelwert der Spot-Preise mit 42,60 €/MWh liegt.

Im Sinne einer Hauptkomponentenanalyse (*principal component analysis*) wurden weitere erklärende Variablen getestet, um Abweichungen zu begründen²³⁶. Bei den Preisen ist allerdings keine Korrelation zwischen den Erdgas- oder CO₂-Zertifikatspreisen für 2012 erkennbar. Dies mag auch der geringen Volatilität der Preise im Vergleich zu den Vorjahren geschuldet sein.

5.1.1.3 Synthese der Preisfunktionen für 2024 und 2034

Die Preiskurven für die Szenarien in den Jahren 2024 und 2034 sind eine Synthese der Ergebnisse aus der Regressionsanalyse und dem Grenzkostenmodell. Für diese synthetischen Preiskurven werden folgende Annahmen getroffen.

²³⁶ S. 63 ff. (Borchert u. a., 2006)

1. Annahme: Die Preisschranken der Preisfunktion bleiben konstant.
2. Annahme: Der Leistungsbereich des Grenzkostenwettbewerbs liegt zwischen der minimalen Teillast und 95 % Auslastung der disponiblen Kraftwerke.
3. Das minimale Preisniveau des Grenzkostenwettbewerbs entspricht den Grenzkosten neuer Braunkohlekraftwerke, der maximale Preis dem Mittelwert moderner Gasturbinen und GuD-Kraftwerke.

Aus den Annahmen kann für jedes Jahr ein oberer und unterer Stützpunkt abgeleitet werden und eine Verschiebung der Preisfunktion aus 2012 vorgenommen erfolgen. Abbildung 5.8 zeigt exemplarisch die Verschiebung der Preisfunktion von 2012 nach 2024 im Leitszenario. Die horizontale Verschiebung der Stützpunkte resultiert aus der Veränderten Zusammensetzung der Leistungen im Kraftwerkspark. Die vertikale Verschiebung der Stützpunkte ist vor allem ein Ergebnis der gestiegenen Zertifikatepreise für CO₂-Emissionen, welche sich von 2012 bis 2024 mehr als verdreifachen.

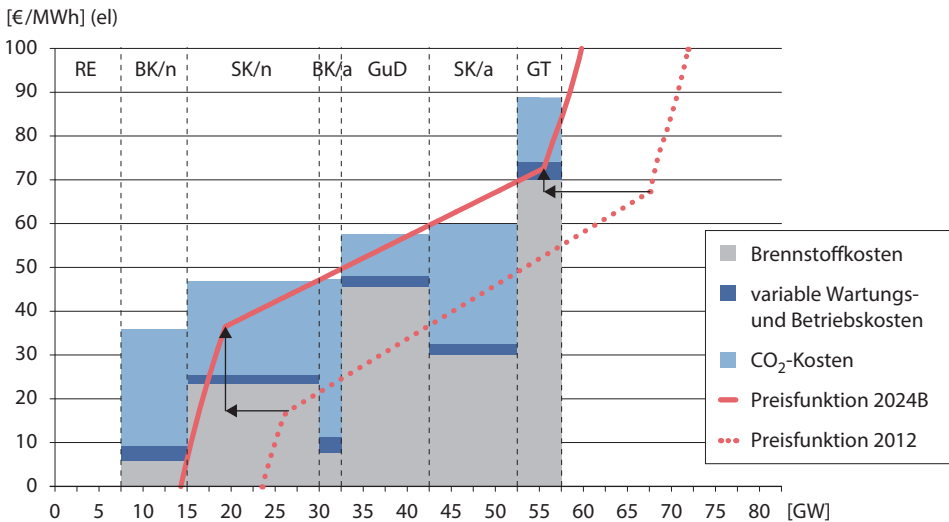


Abbildung 5.8: Preisfunktion und Merit-Order im Leitszenario für das Jahr 2024

Im Gegensatz zum Basisjahr 2012 wird der Einfluss deutlich gestiegener CO₂-Preise sichtbar. Hierdurch ändert sich auch die Reihenfolge der Kraftwerke entlang der Merit-Order. Im Jahr 2034 kommt es zu einer weiteren Verkürzung der Merit-Order und noch höheren CO₂-Zertifikatepreisen. Hierdurch entsteht eine weitere Abflachung der Kurve im Bereich des Grenzkostenwettbewerbs. Das bedeutet, dass sich die Grenzkosten der disponiblen Kraftwerksleistung immer mehr angleichen.

Die Angleichung des Preisniveaus zeigt sich in der geringeren Steigung b_4 der Grenzkostenkurve im Jahr 2034²³⁷.

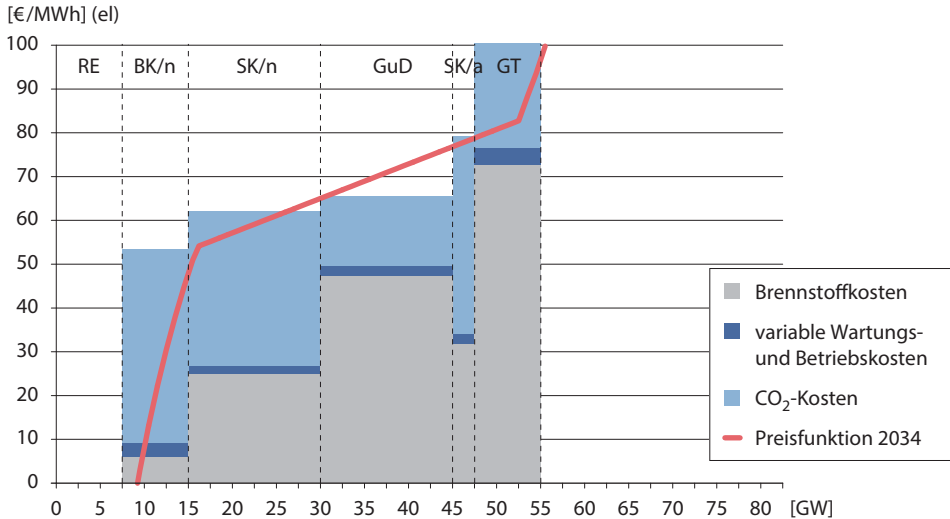


Abbildung 5.9: Regressionskurve und Merit-Order im Leitszenario für das Jahr 2034

5.1.2 Einspeisung aus Erneuerbaren Energien

Die zunehmende Stromeinspeisung aus Anlagen zur Umwandlung Erneuerbarer Energien, d. h. Wind- und Sonnenenergie, ist der Haupttreiber für die Notwendigkeit der Anpassung des Verbrauchs. Die Einspeisung ist eine Funktion des Dargebotes Erneuerbarer Energien. Die Einspeisung schwankt mit der Fluktuation dieses Dargebotes. Sowohl Wind- als auch Sonnenenergie sind dabei von tages- und jahreszeitlichen Saisonalitäten σ geprägt. Neben dem saisonalen Aspekt wird auch eine stochastische Komponente ω für beide Modelle abgebildet.

Diese trägt der Tatsache Rechnung, dass das Wetter zwar nicht über lange Zeiträume vorhergesagt werden kann, die Schwankungen jedoch einem beschreibbaren stochastischen Muster folgen. Diese Herangehensweise ist ein Hauptunterschied zu den marktüblichen Prognosemodellen. Das Modell bildet die Fluktuationen über einen langen Zeitraum ab, während Prognosemodelle nur einen kurzen Vorhersagehorizont besitzen. Innerhalb des Modells werden keine Prognosefehler simuliert, es wird von

²³⁷ Siehe hierzu Tabelle A3 im Anhang

einer perfekten Vorhersage ausgegangen. In den nächsten zwei Unterabschnitten werden die Berechnungsmodelle für die Einspeisung aus Photovoltaik- und aus Windenergieanlagen im Einzelnen beschrieben.

5.1.2.1 Einspeisung Photovoltaik

Die Einspeisung aus Photovoltaik kann beschrieben werden als Funktion der Strahlungsleistung auf das Modul $E_{\text{Sonne}}(t)$, dem relativen Wirkungsgrad (PR , *Performance Ratio*) und dem Wirkungsgrad bei Standardtestbedingungen (STC , *standard test conditions*)²³⁸.

$$P_{\text{Sonne}}(t) = E_{\text{Sonne}}(t) \cdot PR \cdot \eta_{STC} \quad (8)$$

Der Wirkungsgrad bei STC wird bei einem festgelegten Strahlungsspektrum entsprechend 1,5 Atmosphärenhöhen und einer Strahlungsleistung (E_{STC}) von 1000 W/m² bestimmt. Der Wirkungsgrad gibt das Verhältnis der Spitzen- bzw. Peak-Leistung und der normierten Strahlungsleistung an.

$$\eta_{STC} = \frac{P_{\text{SonnePeak}}}{E_{STC}} \quad (9)$$

Mit Formel (8) und (9) kann man nunmehr die momentane Strahlungsleistung beschreiben als:

$$P_{\text{Sonne}}(t) = \frac{E_{\text{Sonne}}(t)}{E_{STC}} \cdot PR \cdot P_{\text{SonnePeak}} \quad (10)$$

Die fluktuierende Komponente ist dabei die Komponente der Strahlungsleistung $E_{\text{Sonne}}(t)$, welche sowohl vom Sonnenstand als auch vom Bewölkungsgrad abhängig ist. Um die Stromeinspeisungen zu Zeiten unterschiedlicher installierter Leistungen vergleichen zu können, wird die spezifische Einspeisung $\pi(t)$ eingeführt.

$$\pi_{\text{Sonne}}(t) = \frac{P_{\text{Sonne}}(t)}{P_{\text{SonnePeak}}} \quad (11)$$

238 S. 111, S. 396 (Wagner, 2010), S. 27 (Obergefell, 2013)

Basisdaten zur Bestimmung der spezifischen Einspeisung sind die Zubaudaten der BNetzA zur installierten Photovoltaikleistung²³⁹, welche monats-scharf ausgewertet wurden, sowie die Daten zur Einspeisung der Photovoltaik von Januar 2011 bis Oktober 2013²⁴⁰.

Ein Vergleich der spezifischen Einspeisedaten mit einem physikalischen Modell zur Strahlungsleistung auf einer horizontalen Fläche bei klarem Himmel²⁴¹ erwies sich als nicht zielführend. Bei den verwendeten Ist-Werten zeigt sich eine Einspeisung aus Photovoltaik vor Sonnenaufgang. Dies ist erklärbar mit Reflexionen und diffuser Strahlung, welche bereits vor Sonnenaufgang auftreten. Aufgrund dieser Effekte wird ein rein statistisches Modell zur Beschreibung der Fluktuation der Einspeisung entwickelt. Aus (10) und (11) kann abgeleitet werden:

$$\pi_{\text{Sonne}}(t) = \frac{E_{\text{Sonne}}(t)}{E_{\text{Stc}}} \cdot PR \quad (12)$$

$$\pi_{\text{Sonne}}(t) = \sigma_{\text{Sonne}}(t) \cdot \omega_{\text{Sonne}}(t) \quad (13)$$

Die Variable σ_{sonne} ist stellvertretend für saisonale Effekte, welche besonders durch den Sonnenstand im Laufe des Jahres bestimmt werden. Die Variable ω_{Sonne} steht für die Fluktuationen, welche unterschiedlichen Wetterlagen und damit auch den Bedeckungsgraden der PV-Module geschuldet sind. Das Produkt aus σ_{sonne} und ω_{Sonne} ist stellvertretend für die spezifische Strahlung und die *Performance Ratio*.

239 (BNetzA, 2013b), die Daten standen bis Juli 2013 zur Verfügung. Der Zubau im ersten Halbjahr 2013 entsprach etwa der Hälfte des Zubaus aus dem ersten Halbjahr 2012. Die installierten Leistungen für August bis Oktober 2013 wurden dementsprechend mit 50 % der Neuinstallationen der Vorjahresmonate abgeschätzt.

240 Erst ab 2011 wurden die Daten zur Einspeisung von allen Übertragungsnetzbetreibern veröffentlicht

241 (Bird, Hulstrom, 1981)

Da für die Einspeisung aus Photovoltaikanlagen der saisonale Faktor stärker ist als der Wettereinfluss, wird dieser in der Datenanalyse zuerst bestimmt. Die Saisonalität σ wird dabei als eine starre Saisonfigur abgebildet. Hierzu wurden monatsweise die Mittelwerte der stündlichen Einspeisungen bestimmt. Die Einspeisung zu einer gegebenen Stunde im Jahr ergibt sich durch Interpolation der Tagesstunden des vor- und nachgelagerten Monats. Abbildung 5.10 zeigt die Saisonkomponente entlang der Tage und Stunden über ein Jahr.

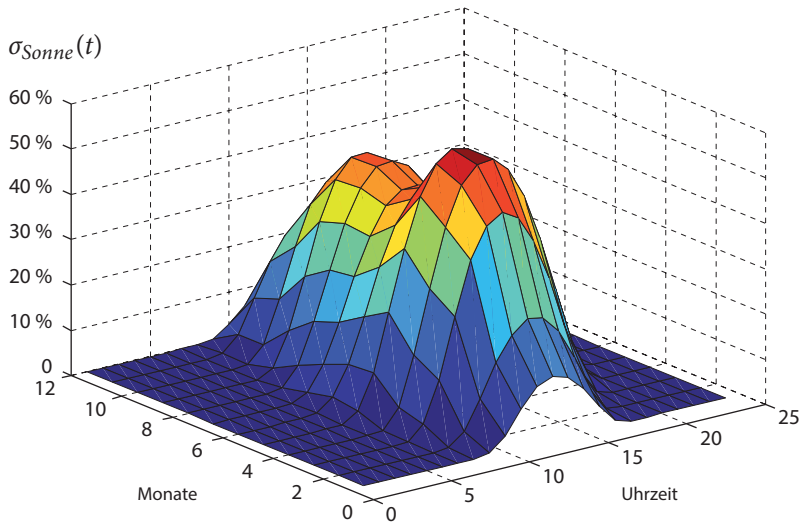


Abbildung 5.10: Saisonfigur der Stromeinspeisung aus Sonnenenergie

Zur Bestimmung der stochastischen Komponente ω_{Sonne} wird zunächst der Faktor auf Korrelation mit der Saisonalität der Strahlung σ_{Sonne} geprüft.

$$\omega_{\text{Sonne_Ist}} = \frac{P_{\text{Sonne_Ist}}(t)}{P_{\text{Peak_Ist}}} \cdot \frac{1}{\sigma_{\text{Sonne}}(t)} \quad (14)$$

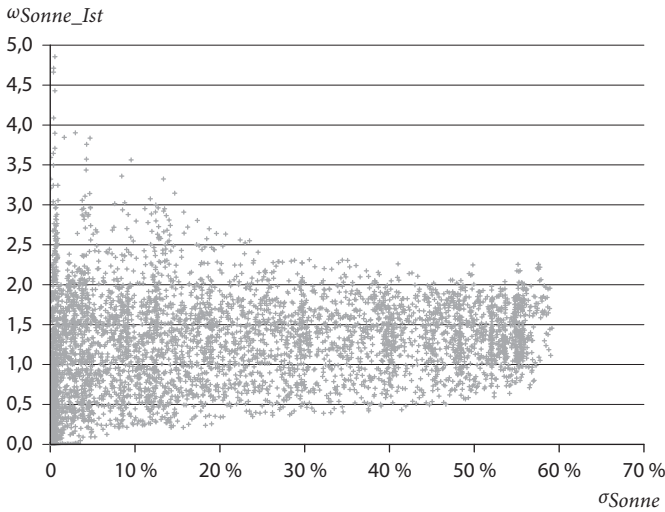


Abbildung 5.11: Saisonkomponente σ_{Sonne} und Ist-Werte von ω_{Sonne}

Aus Abbildung 5.11 wird deutlich, dass keine direkte Abhängigkeit zwischen σ_{Sonne} und ω_{Sonne} erkennbar ist. Gleichwohl besitzt ω_{Sonne} eine höhere Volatilität bei kleineren Werten von σ_{Sonne} . Dies ist dem Wesen des multiplikativen Trennmodells geschuldet, bei dem bei kleinen Werten absolute Änderungen relativ höher ausfallen. Der Zufallswert ω_{Sonne} lässt sich durch eine Reihe unabhängiger Zufallszahlen nach Weibull-Verteilung²⁴² erklären. Die Dichtefunktion der Zufallsverteilung von Omega wird beschrieben durch²⁴³:

$$\omega_{\text{Sonne}} = f(x \mid a, b) = ba^{-b} x^{b-1} e^{-\left(\frac{x}{a}\right)^b} I_{(0, \infty)}(x) \quad (15)$$

Die Regression der verwendeten Daten ergab einen Skalenparameter a von 1,089 und einen Formparameter b von 1,171. Abbildung 5.12 zeigt den Vergleich der sortierten Ist-Werte $\omega_{\text{Sonne_Ist}}$ mit einer Simulation der Zufallswerte ω_{Sonne} . Im Ergebnis kann mittels der zwei Fluktuationsvariablen und der installierten Peak-Leistung für jede Jahresstunde eine Einspeisung simuliert werden.

$$P_{\text{Sonne}}(t) = \sigma_{\text{Sonne}}(t) \cdot \omega_{\text{Sonne}}(t) \cdot P_{\text{SonnePeak}} \quad (16)$$

²⁴² Siehe auch S. 398 (Heike, 2000).

²⁴³ Parameterdarstellung nach (MathWorks, 2014b)

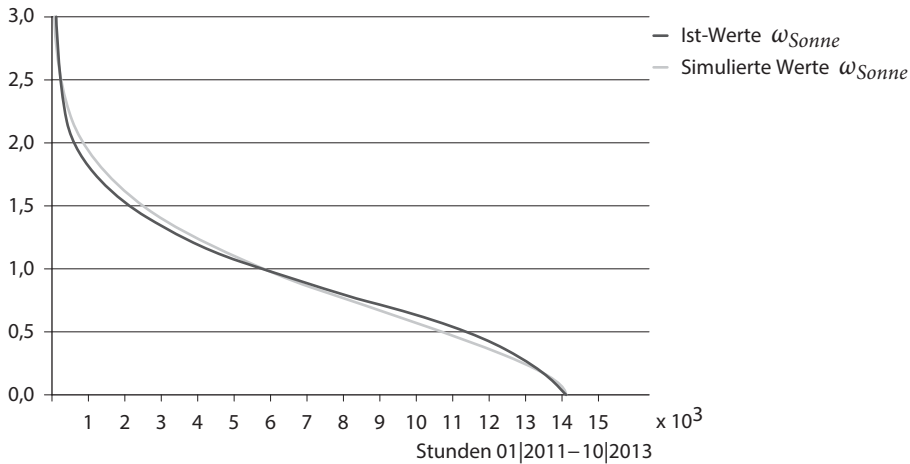


Abbildung 5.12: Dauerlinie der Ist-Werte und simulierten Werte für $\omega_{\text{Sonne}}(t)$

Zur Simulation eines einzelnen Haushaltes werden die Erkenntnisse der Werte für Gesamtdeutschland übertragen. Eine einzelne Anlage wird sich anders verhalten als die Summe aller Anlagen in Deutschland. Dennoch kann davon ausgegangen werden, dass sich innerhalb des Bilanzkreises eines EIVU Ausgleichseffekte ergeben. Trotzdem kann die Verwendung der Saisonalität und Stochastik der Einspeisung für Gesamtdeutschland nur eine erste Näherung darstellen, welche durch den deutschlandweiten Charakter zumindest einen Grad an Allgemeingültigkeit besitzt. Die im 1. Halbjahr 2013 installierten PV-Anlagen besitzen eine mittlere Peak-Leistung von 25,58 kWp. Zur Sensitivität der Steigerung der Eigenbedarfsdeckung werden daher Anlagen mit 12,5 kWp, 25 kWp und 50 kWp für einen durchschnittlichen Privatkunden untersucht.

5.1.2.2 Einspeisung Windenergie

Auch die Windenergie ist von einer fluktuierenden Einspeisung geprägt, welche sowohl eine saisonale (σ_{Wind}) als auch eine stochastische (ω_{Wind}) Komponente besitzen. Dementsprechend kann die spezifische Einspeisung der Windenergie beschrieben werden als:

$$\pi_{\text{Wind}}(t) = \sigma_{\text{Wind}}(t) \cdot \omega_{\text{Wind}}(t) \quad (17)$$

Als Datengrundlage dienten die Einspeisedaten der Übertragungsnetzbetreiber aus den Jahren 2005 bis 2013. Die Saisonkomponente unterscheidet sich nach drei »Jahreszeiten«. Die Übergangsmonate März und Oktober stellen dabei einen Wechsel

der Wetterregime dar. Abbildung 5.13 zeigt die unterschiedlichen Monatscluster und Ist-Werte von Varianz und Mittelwert.

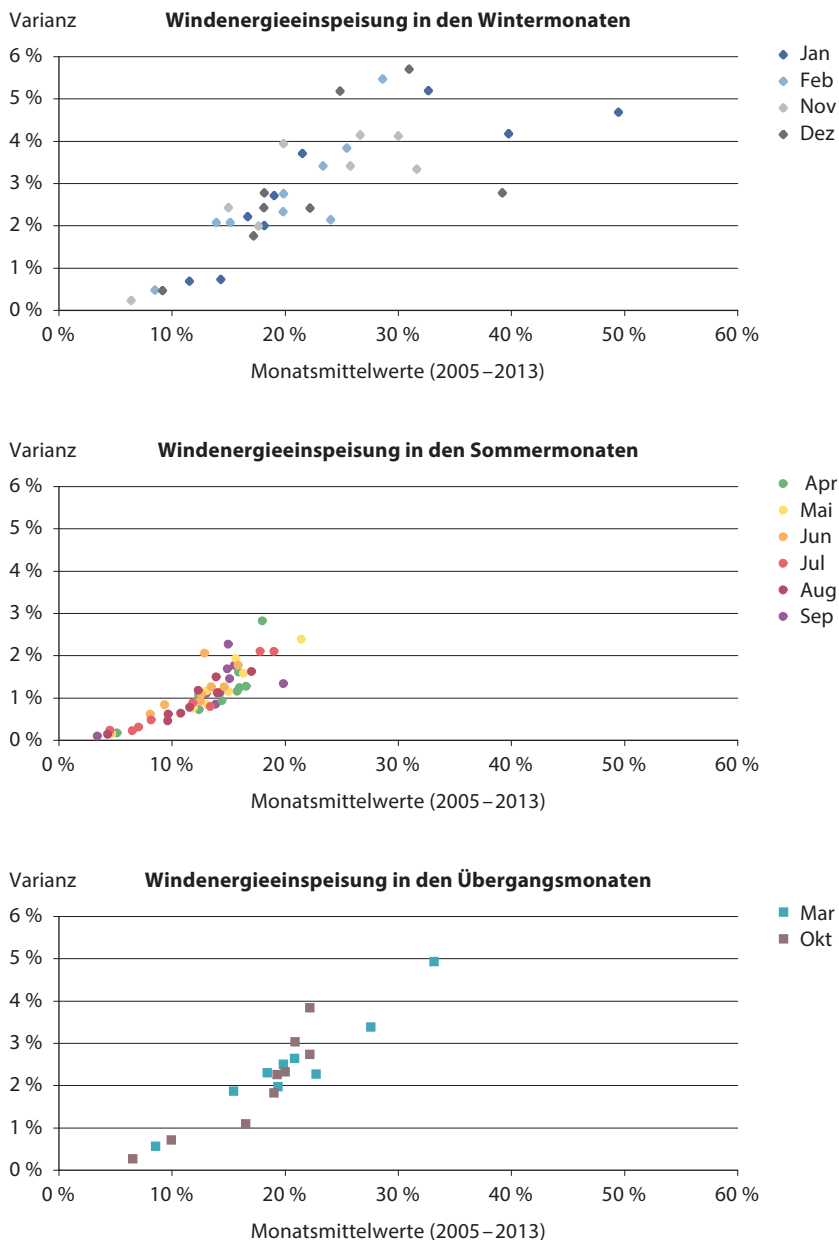


Abbildung 5.13: Varianz und Mittelwerte von Winter-, Sommer- und Übergangsmonaten

Aus der Einteilung nach Abbildung 5.13 werden die Saisonfiguren für die Tageseinspeisungen abgeleitet. In den Abbildungen wird der Effekt thermischer Aufwinde, welche durch die Sonnenstrahlung induziert werden, deutlich. In den Wintermonaten gibt es dadurch weniger starke Fluktuationen im mittleren Tagesverlauf.

Übers Jahr betrachtet folgt die Einspeisung von Windenergieanlagen einer Weibull-Verteilung²⁴⁴. Gleichzeitig besitzen die einzelnen Stunden eine hohe Autokorrelation, welche in Abbildung 5.14 deutlich wird.

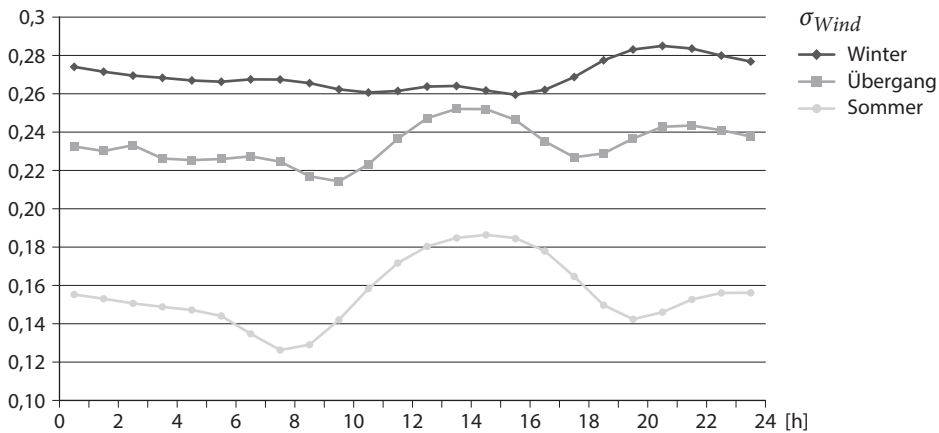


Abbildung 5.14: Saisonkomponente der Windenergieeinspeisung

Für die Simulation eines ganzen Jahres ist die Verwendung eines autoregressiven Prozesses problematisch, da diese nur für kurzfristige Prognosen geeignet sind²⁴⁵. Bei längeren Zeiträumen neigen die autoregressiven Prozesse dazu, sich den Extremwerten anzunähern. Um dies in der Simulation zu vermeiden, wird ein geschachtelter Zufallsprozess mit einer Dummy-Variable verwendet²⁴⁶.

²⁴⁴ S. 461 (Hau, 2006)

²⁴⁵ S. 1726 ff. (Costa u. a., 2008)

²⁴⁶ Zu Dummy-Variable siehe S. 170 (Heike, 2000)

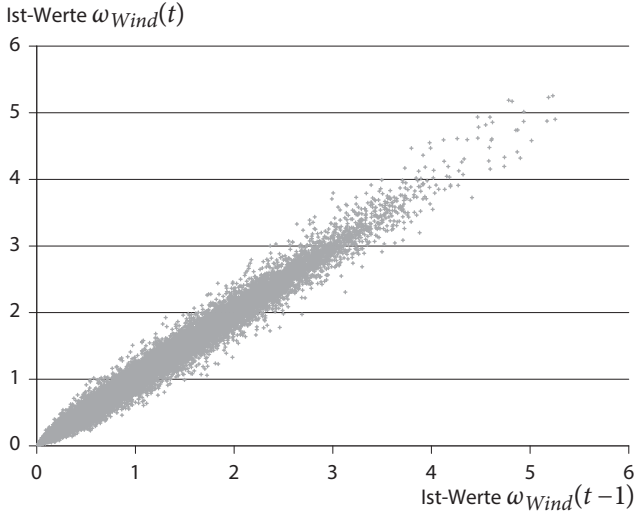


Abbildung 5.15: Darstellung der Autokorrelation von $\omega_{Wind}(t)$ und $\omega_{Wind}(t-1)$

Die Gleichung für ω_{Wind} ergibt sich dann zu:

$$\omega_{Wind}(t) = d_{Wind}(t) \cdot \omega_{Wind_{Wbl}}(t) + (1 - d_{Wind}(t)) \cdot \omega_{Wind_{AR}}(t) \quad (18)$$

Dabei kann die Dummy-Variable d die Werte von 0 und 1 annehmen mit der Funktion:

$$d_0(t) = \begin{cases} 1 & | \ t \triangleq 0:00 - 1:00 \text{ Uhr} \\ 0 & | \ t \not\triangleq 0:00 - 1:00 \text{ Uhr} \end{cases} \quad (19)$$

Das bedeutet für die erste Stunde eines Tages wird eine Zufallszahl nach der Weibull-Verteilung ermittelt. Analog zu Formel (15) wurde für den betreffenden Datenbereich ein Formfaktor von 0,943 und ein Skalenfaktor von 1,235 bestimmt. Danach wird Omega über einen autoregressiven Prozess ermittelt, welcher definiert ist durch:

$$\omega_{Wind_{AR}}(t) = \omega_{Wind}(t-1) \cdot e^{\varepsilon_{Wind}(t)} \quad (20)$$

Dabei wurde ein multiplikativer Prozess gewählt, da die Punkte im Streuungs-Mittelwert-Diagramm (Abbildung 5.13) um eine positive Gerade streuen²⁴⁷. Innerhalb dieser Funktion stellt $\varepsilon_{Wind}(t)$ eine t -verteilte Zufallszahl dar. Die Dichtefunktion der Zufallsverteilung wird beschrieben durch²⁴⁸:

$$\varepsilon_{Wind}(t) = f(x | \mu, \sigma, \nu) = \frac{\Gamma\left(\frac{\nu+1}{2}\right)}{\sigma \sqrt{\nu\pi} \Gamma\left(\frac{\nu}{2}\right)} \left[\frac{\nu + \left(\frac{x-\mu}{\sigma}\right)^2}{\nu} \right]^{-\left(\frac{\nu+1}{2}\right)} \quad (21)$$

Die Regressionsanalyse ergab einen Lageparameter μ von 0,0035, einen Skalenparameter σ von 0,0093 und einen Formparameter ν von 3,1972; Γ steht für die Gamma-verteilung. Die t -Verteilung ist eine endlastige Verteilung, das bedeutet die Werte an den Enden der Verteilung treten häufiger auf als bei einer Normalverteilung. Diese Verteilung ist nötig, um die hohe Volatilität der Windenergieeinspeisung darzustellen. In Abbildung 5.16 ist die Dauerlinie der Ist-Werte von 2006 bis 2012 einer Simulation gegenübergestellt.

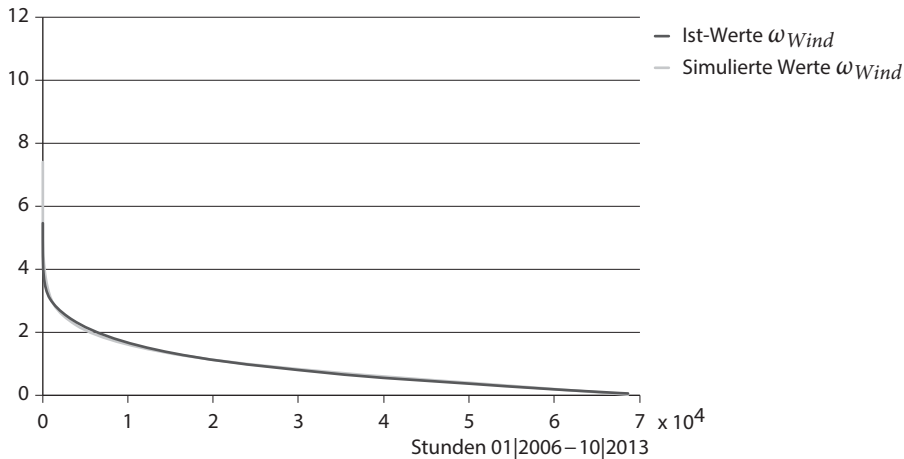


Abbildung 5.16: Ist-Werte und simulierte Werte für $\omega_{Wind}(t)$

247 Nach S. 211 ff. (Box, Cox, 1964) zitiert in S. 31 f. (Thome, 2005)

248 Parameterdarstellung nach (MathWorks, 2014a)

5.2 Simulationsmodell der Elektrizitätsvertriebsunternehmen

Das ELVU ist Aggregator und Mittler zwischen dem Beschaffungs- und dem Absatzmarkt. Dementsprechend können die Interaktionen auf beide Märkte aufgeteilt werden. Abbildung 5.17 zeigt die beschaffungs- und absatzseitigen Interaktionen.



Abbildung 5.17: Modellteil Elektrizitätsvertriebsunternehmen

Das ELVU prognostiziert die Preise am Großhandelsmarkt und gibt diese in Form eines dynamischen Tarifes p_{tarif} an seine Stromkunden weiter. Die Stromlast der Kunden P_{Tarif} hat einen tarifabhängigen Verlauf. Die Kosten der Strombeschaffung K_{Strom} ergeben sich aus dem Produkt der Preise und der Last über eine Abrechnungsperiode.

5.2.1 Interaktionen mit dem Beschaffungsmarkt

Das ELVU ist Preisnehmer im Beschaffungsmarkt. Die berechneten Spot-Preise sind stellvertretend für die Kosten zur Strombeschaffung. Die Kosten und mittleren Preise der Strombeschaffung ergeben sich aus:

$$K_{StromJahr} = \sum_{t=1}^{8784} p_{strom}(t) \cdot P_{Tarif}(t) \quad (22)$$

$$p_{strom}(t) = \frac{\sum_{t=1}^{8784} p_{strom}(t) \cdot P_{Tarif}(t)}{\sum_{t=1}^{8784} P_{Tarif}(t)} \quad (23)$$

Handels- und Mengenrisiken sind nicht Bestandteil des Modells, da diese Bestandteile keine wesentlichen Unterschiede zum konventionellen Geschäftsmodell aufweisen.

5.2.2 Interaktionen mit dem Absatzmarkt

Die Kunden des ELVU beziehen ihren Strom zu den Tarifen des ELVU. Im konventionellen Fall sind dies fixe Arbeitspreise. Als zeitvariable Tarife existieren bereits Hochpreistarife und Niedrigpreistarife mit unterschiedlichen Zeitfenstern²⁴⁹. Unter der Verwendung von Smart Metern können auch dynamische zeitvariable Tarife angeboten werden. Hinsichtlich der Ausgestaltung der Tarife muss zum einen die Flexibilität gewährleistet sein, um eine Anpassung an die Großhandelspreisfluktuation sicherzustellen. Zum anderen muss auch den Kundenpräferenzen nach Einfachheit Genüge getan werden. Als Kompromiss wurde in Einklang mit verschiedenen Pilotprojekten ein dreistufiges Tarifsysteem modelliert, welches aus einem Niedrigpreis (NT), einem Basispreis (BT) und einem Hochpreis (HT) besteht.

$$p_{tarif}(t) = f(p_{strom}) \quad | \quad p_{tarif} \in \{HT; BT; NT\} \quad (24)$$

Der Stromlastverlauf der Kunden ist abhängig von der Abfolge der Tarifzonen.

$$P_{Tarif}(t) = f(p_{tarif}) \quad (25)$$

Ziel des ELVU ist es, den kostenminimalen Tarif für jeden Tag zu ermitteln. Dementsprechend ergibt sich ein Optimierungsproblem.

$$\begin{aligned} K_{Strom} &= f(p_{tarif}; P_{Tarif}) \\ P_{Tarif_min}(t) &= f^{-1}(\min K_{Strom}) \end{aligned} \quad (26)$$

Aus der Verbrauchshistorie kann das ELVU das Verhalten der Stromkunden auf den Tarif ableiten und dementsprechend jene Tarifkombination auswählen, welche den günstigsten Beschaffungspreis verspricht.

²⁴⁹ Siehe hierzu Kapitel 4.2.2

Würde man im Zuge einer Tarifoptimierung alle möglichen HT/BT/NT-Kombinationen in einem 24-Stundenfenster zulassen, ergäben sich mehr als 250 Mrd. Tarifkombinationen (3^{24}). Um diese Zahl einzuschränken, damit in endlicher Rechenleistung der optimale Tarif gefunden werden kann, werden vereinfachte Annahmen getroffen.

Die HT-Stunden sind jeweils die teuersten Stunden eines Tages, die NT-Stunden die günstigsten. Insgesamt werden maximal 8 HT-Stunden und 16 NT-Stunden über einen Tag zugelassen. In der Summe ergeben sich so 128 Tarif-Tag-Typen, welche täglich getestet werden können. Abbildung 5.18 zeigt eine Schematische Darstellung aller Tarif-Tag-Typen.

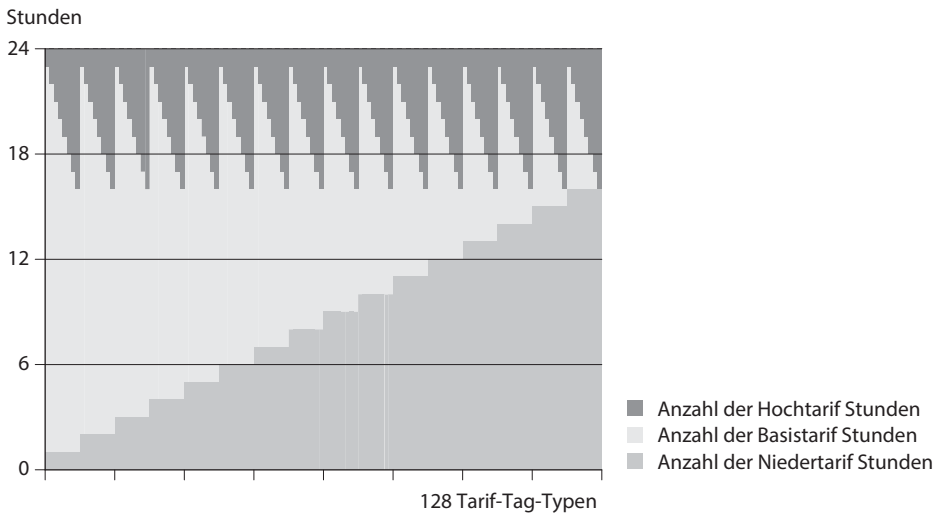


Abbildung 5.18: Übersicht der Tarif-Tag-Typen als Permutation der HT-, BT- und NT-Stunden

5.3 Simulationsmodell des Absatzmarktes

Der Absatzmarkt steht in Interaktion mit den EIVU und auch im Modell direkt mit dem Beschaffungsmarkt. Daher ergeben sich zwei relevante Variablen zur Bestimmung: die Netzlast, welche ein modellendogener Input für den Beschaffungsmarkt ist und die Last der Stromkunden als Reaktion auf neue Tarife des EIVU. Der Stromlastgang stellt den Bedarf elektrischer Arbeit über die Zeit dar. Die nachgefragte Jahresarbeit ist gemäß der Vorgabe der Szenarien konstant.

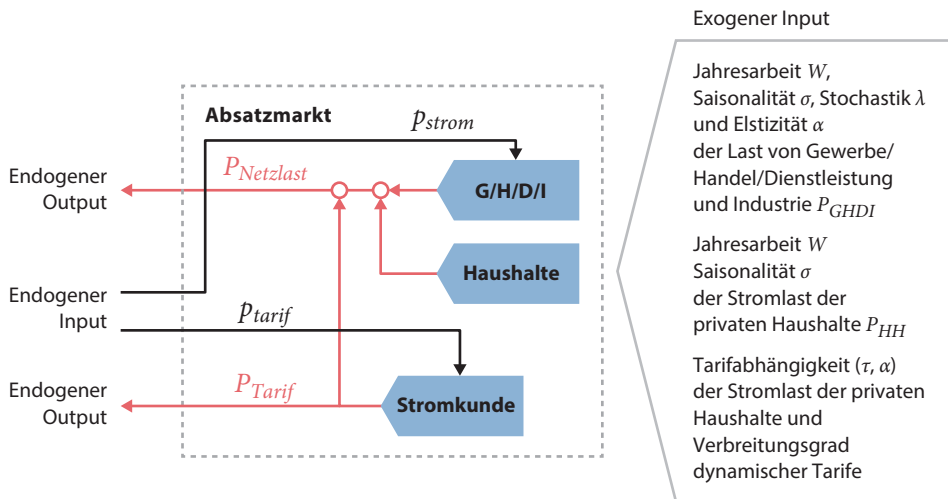


Abbildung 5.19: Modellteil Absatzmarkt

5.3.1 Ist-Analyse der Stromnachfrage

Analog zur Modellierung des Beschaffungsmarktes wird die Stromlast als ein Top-down-Modell²⁵⁰ aufgebaut. Die Netzlast wird vereinfachend als Summe aus der Last der privaten Haushalte P_{HH} und der Last der Geschäftskunden P_{GHDI} dargestellt. Die Geschäftskunden beinhalten dabei die Sektoren Gewerbe/Handel/Dienstleistung und die Industrie (GHDI).

$$P_{Netzlast} = P_{HH} + P_{GHDI} \quad (27)$$

Während die Privatkunden bisher keinen Anreiz für eine Lastverschiebung besaßen, ist dies vor allem im Segment der Industrie schon weit verbreitet, daher ergibt sich auch eine Preisrückkopplung auf die Last der Geschäftskunden.

Stromnachfrage der Privaten Haushalte (P_{HH}):

Basis für die Abrechnung der Kunden in dem konventionellen Geschäftsmodell sind die Standardlastprofile des BDEW²⁵¹. Die Mehrzahl der Verteilnetzbetreiber nutzen diese Lastprofile als Basis für die Netznutzungsverträge und Einspeisung der ELVU. Das Standardlastprofil mit dem dazugehörigen Verfahren wurde im Zuge der Liberalisierung eingeführt. Hier wird jedem Haushaltskunden das gleiche Durchschnitts-Profil unterstellt, welches über den (Vor-)Jahresverbrauch skaliert wird. Dies war zu Beginn der Liberalisierung notwendig, da eine Messung jedes einzelnen Kunden Kosten »im Bereich mehrerer 1000 DM«²⁵² verursacht hätte. Gleichzeitig werden durch die vereinheitlichten Prozesse bei Kleinkunden geringe Transaktionskosten angestrebt. Die Datenbasis für die bestehenden SLP sind 332 unterschiedliche Haushaltsmessreihen, welche zwischen 1980 und 1998 erhoben wurden²⁵³.

250 S. 97 ff. (Grösche, 2011)

251 (Meier u. a., 1999)

252 S. 2 (Meier u. a., 1999)

253 S. 11 f. (Meier u. a., 1999)

Inputdaten zur Bestimmung des Lastganges ergeben sich aus dem Jahresverbrauch. Insgesamt werden neun Saisonfiguren unterschieden; diese teilen sich auf in drei Typ-Tage: Werktag, Samstag, Sonn- und Feiertage für jede »Jahreszeit«, welche nach Winter, Sommer und Übergang unterschieden wird. Abbildung 5.20 zeigt einen Vergleich der Typ-Tage.

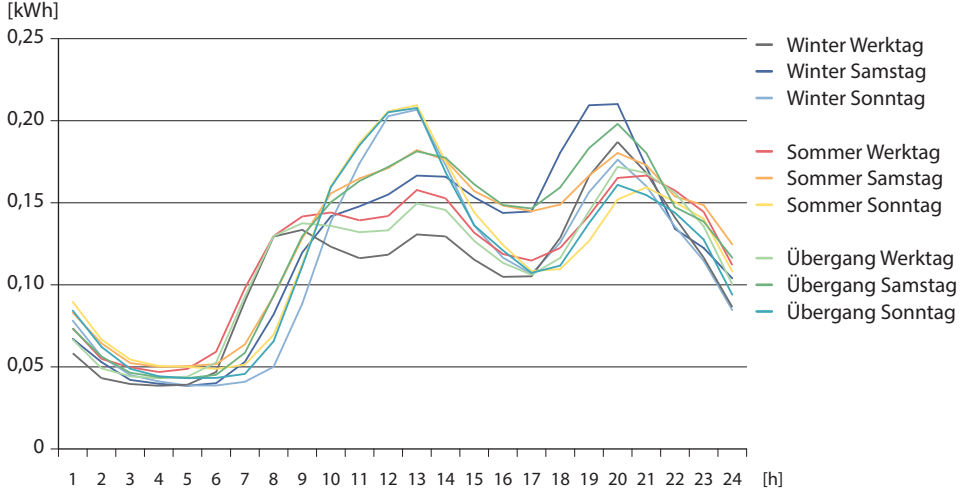


Abbildung 5.20: Typ-Tage der Standardlastprofile

Um gleitende Übergänge zwischen den Jahreszeiten zu gewährleisten, werden die Tage d zusätzlich mit einer Dynamisierungsfunktion $\xi_{SLP}(t)$ belegt, welche sich ergibt aus:

$$\xi(d) = a_4 d^4 + a_3 d^3 + a_2 d^2 + a_1 d^1 + a_0 \quad (28)$$

Aus den Typ-Tagen und der Dynamisierungsfunktion kann so die Saisonalität $\sigma_{SLP}(t)$ der Stromlast der privaten Haushalte P_{HH} bestimmt werden.

$$\sigma_{SLP}(t) = \xi(d(t)) \cdot \sigma_{SLP}(\text{Saison}; \text{Wochentag})(t) \quad | \quad (29)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{Saison} \in \{\text{Sommer}; \text{Winter}; \text{Übergang}\} \\ \text{Wochentag} \in \{\text{Werktag}; \text{Samstag}; \text{Sonn-/Feiertag}\} \end{array} \right.$$

Die Stromlast wird aus dem Produkt der Saisonalität $\sigma_{SLP}(t)$ und der Jahresarbeit W_{HH} bestimmt, das Ergebnis des Lastverlaufs über ein Jahr zeigt Abbildung 5.21.

$$P_{HH}(t) = \sigma_{SLP}(t) \cdot W_{HH} \quad (30)$$

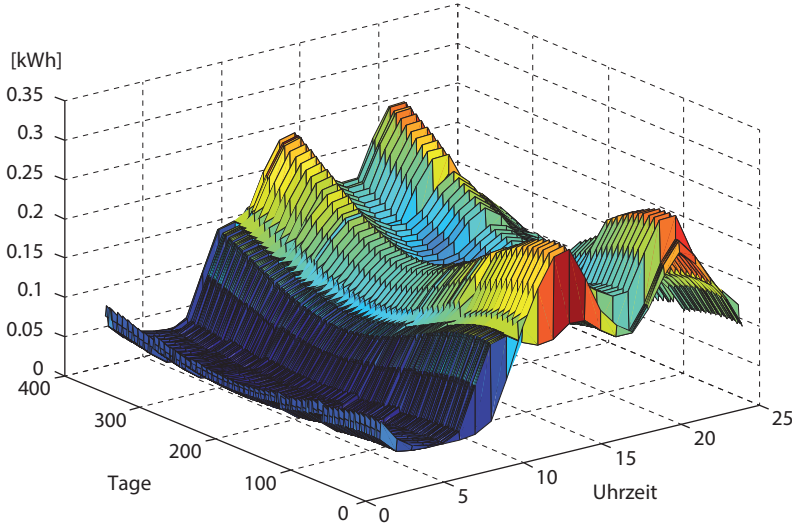


Abbildung 5.21: Verlauf des Standardlastprofils über ein Jahr

Stromnachfrage der Geschäftskunden (P_{GHDI})

Die historische Stromnachfrage der Segmente Handel und Dienstleistung kann bestimmt werden aus:

$$P_{GHDI_Ist}(t) = P_{Netzlast_Ist} - P_{HH}(t) \quad (31)$$

Basis für die weiteren Analysen sind die veröffentlichten Lastdaten $P_{Netzlast_Ist}$ der Übertragungsnetzbetreiber aus den Jahren 2006 bis 2012. Das vorgeschlagene Modell für die Last der Sektoren GHDI besteht aus drei Faktoren: Einer saisonalen Komponente σ_{GHDI} , einer preisabhängigen Komponente α und einer Zufallskomponente λ .

$$P_{GHDI}(t) = \sigma_{GHDI}(t) \cdot \lambda_{GHDI}(t) \cdot \alpha_{GHDI}(p_{strom}(t)) \cdot W_{GHDI} \quad (32)$$

Die Saisonkomponente wurde analog zu den Typ-Tagen der Standardlastprofile aus den historischen Daten ermittelt. Allerdings wurde auf eine Dynamisierung der Daten verzichtet. Dementsprechend ergibt sich:

$$\sigma_{GHDl}(t) = \sigma_{GHDl}(\text{Saison}; \text{Wochentag})(t) \quad | \quad (33)$$

$$\begin{cases} \text{Saison} \in \{\text{Sommer}; \text{Winter}; \text{Übergang}\} \\ \text{Wochentag} \in \{\text{Werktag}; \text{Samstag}; \text{Sonn-/Feiertag}\} \end{cases}$$

Abbildung 5.22 zeigt die Ergebnisse der Datenanalyse. Im Gegensatz zu den Haushaltsprofilen wird der höhere Grundlastbedarf deutlich, was den Maßnahmen zur Steuerung des Stromverbrauchs der letzten Jahrzehnte geschuldet ist²⁵⁴.

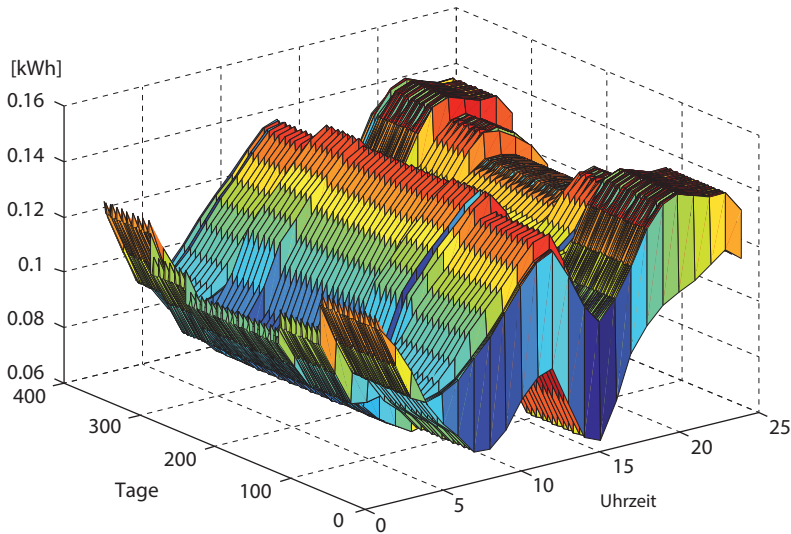


Abbildung 5.22: Jahresverlauf der Saisonalität der Geschäftskunden

²⁵⁴ Zum Vergleich siehe Abbildung 2.5

Der Faktor α für die Anpassung der Last ist eine abgewandelte Darstellung der Preiselastizität. Der funktionale Zusammenhang zwischen Preisanpassung und Strompreis wird definiert als:

$$\alpha(t) = b_1 + \frac{1}{p_{strom}} \cdot b_2 \mid 0,8 \leq \alpha \leq 1,8 \quad (34)$$

Hierbei reagieren die Verbraucher auf den Gleichgewichtsstrompreis mit einer Anpassung ihrer Nachfrage. Die Regressionsanalyse ergab einen Wert von 0,801 für b_1 und 19,904 für b_2 . Dieses wurde in der Modellierung als zwei Einzelschritte ohne dynamische Rückkopplung realisiert²⁵⁵. Werte für α beinhalten beispielsweise auch Anpassungen durch Im- und Exporte sowie Pumpspeicherkraftwerke. Dies erklärt die höheren Wertebereich des Anpassungsfaktors im Vergleich zu herkömmlichen Preiselastizitäten in anderen Studien²⁵⁶.

Die Komponente λ_{GHDl} stellt eine Zufallsvariable dar, welche die Fluktuationen der Last der Geschäftskunden widerspiegelt. Eine Regression der historischen Werte ergab eine hohe Autokorrelation der Werte. Die Modellierung der Zufallsvariablen ähnelt dem Prinzip der Modellierung der Stochastik der Windenergieeinspeisung und verwendet die Dummy-Variablen aus Gleichung (19). Die Stochastik wird definiert als:

$$\lambda_{GHDl}(t) = d_0(t) \cdot \lambda_{GHDl_N}(t) + (1 - d_0(t)) \cdot \lambda_{GHDl_AR}(t) \mid 0,8 < \lambda(t) < 1,2 \quad (35)$$

Die Regression ergab für λ eine Normalverteilung mit dem Erwartungswert 0,998 und der Standardabweichung von 0,282. Der autoregressive Bestandteil wird simuliert als:

$$\lambda_{GHDl_AR}(t) = \lambda_{GHDl}(t-1) \cdot \varepsilon_{GHDl}(t) \quad (36)$$

Dabei ist ε_{GHDl} eine t-verteilte Zufallszahl nach Gleichung (21). Die Regression ergab einen Lageparameter μ von 1,992, einen Skalenparameter σ von 0,068 und einen Formparameter ν von 7,238.

²⁵⁵ Siehe hierzu Kapitel 5.4.1

²⁵⁶ Siehe Beispielsweise S. 22 f. (Bernstein, Madlener, 2010)

5.3.2 Steuerung der Stromnachfrage der privaten Haushalte

Die Steuerung der Stromnachfrage kann indirekt über Preissignale oder über eine direkte Steuerung erfolgen. Aus Sicht der Endnutzer kann eine manuelle, automatische und halbautomatische Steuerung unterschieden werden. Im Folgenden werden zunächst die manuellen Anpassungen des Stromverbrauchs beschrieben, bevor die Anpassung als automatische Steuerung diskutiert wird.

5.3.2.1 Kundenlast als Funktion dynamischer Tarife

Wesentlicher Bestandteil der neuen Geschäftsmodelle ist die Optimierung der Lastgänge an eine kostengünstige Beschaffung. Von Interesse sind also die möglichen Abweichungen von einem Standardlastprofil. Stromkunden mit einem dynamischen Tarif werden im Folgenden als Tarifkunden bezeichnet. Basis für das Verbrauchsprofil der Tarifkunden bildet das Tariflastprofil (σ_{Tarif}). Grundsätzlich kann ein solches Profil nur bei der Aggregation mehrerer Kunden verwendet werden. Geht man von einem Kunden-Portfolio eines EIVU aus, so können über eine ausreichende Kundenzahl die entsprechenden Ausgleichseffekte erreicht werden. In einem Simulationsversuch wurde gezeigt, dass bereits ab einer Anzahl von etwa 100 Kunden zusätzliche Kunden keine weiteren Ausgleichseffekte generieren²⁵⁷. Dementsprechend wird die Last der Tarifkunden definiert als:

$$P_{\text{Tarif}}(t) = \sigma_{\text{Tarif}}(t) \cdot W_{\text{Tarif}} \quad (37)$$

Der Korrekturfaktor stellt sicher, dass der kumulierte Tagesverbrauch bei regulären Haushaltskunden und Tarifkunden gleich ist, eine Verlagerung ins Wochenende oder eine Verbrauchsreduzierung wird nicht simuliert. Klassischerweise wird die Mengenanpassung als eine Reaktion auf Preise als Preiselastizität bezeichnet. Dabei wurde in Modellversuchen mit statischen und dynamischen zeitvariablen Tarifen gezeigt, dass die Stromnachfrage unelastisch ist²⁵⁸. Das bedeutet, dass die relative Mengenänderung geringer ist als die relative Preisänderung. Aus den aktuellen Modellversuchen²⁵⁹ wurde deutlich, dass sich die Verbraucher eher nach der Tarifstufe (Ampel) im Sinne

257 S. 30 (Lange, 2012)

258 S. 37 (Stadler, 2003),

259 Siehe Tabelle 2.1

von HT- und NT-Tarifen richten, als dass sie sich an den absoluten Preisen orientieren. Dabei können die Preisstufen in Form einer Preisampel symbolhaft dargestellt werden. Die Differenzen der Preisstufen und das mögliche Einsparpotenzial sind zwar für ein initiales *involvement* relevant, danach werden aber nur noch die Zonen beachtet.

Zur Bestimmung der Last in Abhängigkeit der Tarife wird ein Verhaltensmodell vorgestellt, welches Lebensgewohnheiten und dynamische Präferenzen berücksichtigt. Die veränderte Last in Abhängigkeit der Tarife wird ermittelt aus:

$$\sigma_{\text{Tarif}} = \tau(t, p_{\text{tarif}}) \cdot \alpha(p_{\text{tarif}}) \cdot \sigma_{\text{SLP}}(t) \quad (38)$$

Dabei bestimmt der Verlagerungsfaktor τ die Verlagerung in Abhängigkeit vom Wochentag und von der Tageszeit; sie repräsentieren die Lebensgewohnheiten der privaten Haushalte.

Die Ermittlung des Faktors τ erfolgte aus den bekannten Ergebnissen aus den Pilotversuchen MeRegio und moma²⁶⁰. Zusätzlich wurden diese Werte zur Validierung mit bekannten Daten aus Modellversuchen mit statischen zeitvariablen Tarifen verglichen²⁶¹. Die Werte beziehen sich in beiden Versuchen im Wesentlichen auf eine manuelle Steuerung. In Abbildung 5.23 sind die Lastverlagerungen an einem Winterwerktag beispielhaft für HT- und NT-Tarife dargestellt.

Aus den Lebensgewohnheiten ergibt sich, dass die Verlagerungen in den Nachtstunden deutlich geringer ausfallen als in den Tagstunden. Im Modell wurden die Mittelwerte der Modellversuche verwendet. Lagen keine oder inkonsistente Daten vor, wurde zwischen den Stunden interpoliert.

²⁶⁰ Siehe Tabelle 2.1

²⁶¹ In (Hanitsch u. a., 1993) ist ein Modellversuch mit zwei unterschiedlichen Tarifen T1 /T2 und einer Referenzgruppe in Berlin beschrieben, In (Bergamini u. a., 1991) ist ein Modellversuch mit einem Tarif und einer Referenzgruppe in Italien beschrieben.

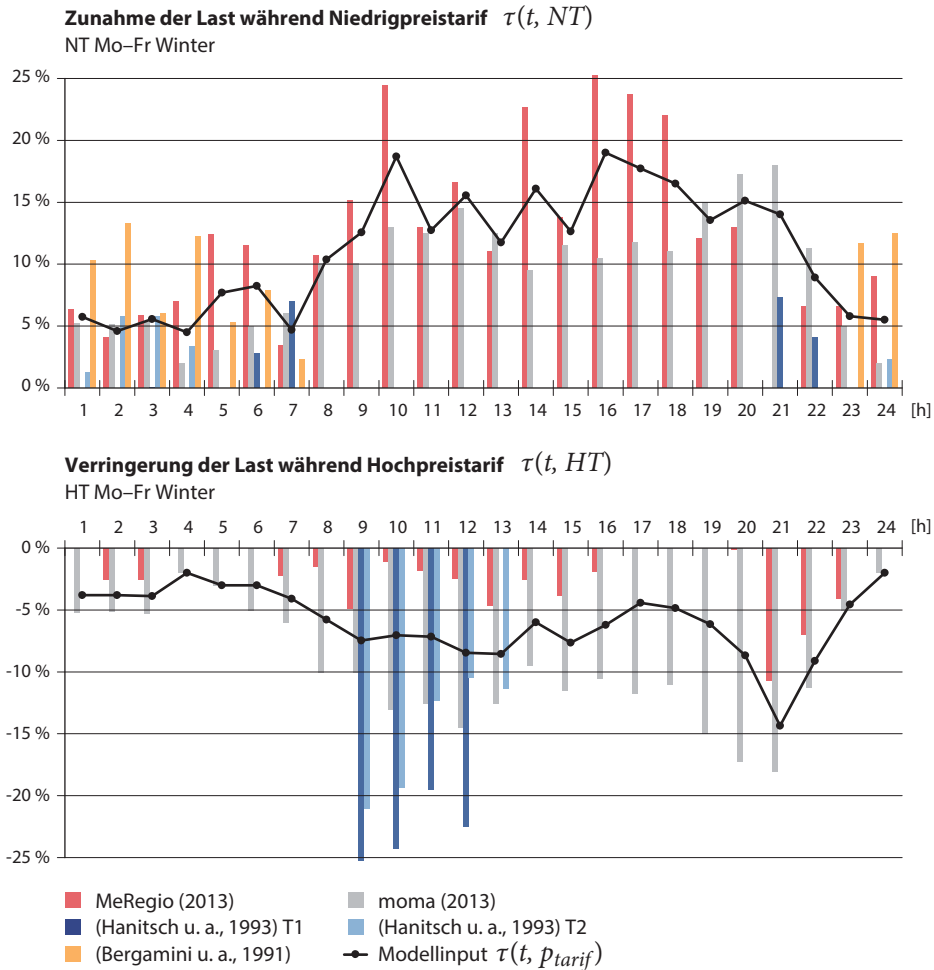


Abbildung 5.23: Lastverlagerung als Tarifreaktion an einem Winterwerktage²⁶²

Ein zweiter Aspekt ist die dynamische Präferenzstruktur, welche über den Faktor α abgebildet wird. Hierdurch wird beispielsweise die Zeitverzögerung bei der Reaktion auf ein Preissignal abgebildet. Weiterhin treten Zuschalteeffekte zum Beginn einer NT-Zone auf, im Zeitverlauf nimmt die Laststeigerung wieder ab. Dies ist der Tatsache geschuldet, dass die wahrgenommenen Nutzeneinbußen mit der Dauer des Leistungsverzichts zunehmen.

²⁶² Für die restlichen Werte von $\tau(t, p_{tarif})$ siehe Tabelle A3 im Anhang

Zur Abbildung dieser Effekte wird α als eine Funktion des vor- und nachgelagerten Tarifes bestimmt.

$$\alpha = f(P_{\text{Tarif}}(t-1); p_{\text{tarif}}(t); p_{\text{tarif}}(t+1)) \quad (39)$$

Die Werte sind Ergebnis der Datenanalyse aus dem MeRegio Modellversuch²⁶³. In Tabelle 5.1 sind die Faktoren für die HT- und NT-Tarife dargestellt.

Tabelle 5.1: Korrekturfaktoren für dynamische Präferenzen

Anpassungsfaktor für dynamische Präferenz $\alpha(p_{\text{tarif}}(t-1); p_{\text{tarif}}(t); p_{\text{tarif}}(t+1))$			
Anpassung bei Hochtarif (HT)		Anpassung bei Niedertarif (NT)	
$\alpha(HT;HT;HT)$	1,21	$\alpha(HT;NT;HT)$	0,30
$\alpha(HT;HT;NT)$	0,41	$\alpha(HT;NT;NT)$	1,18
$\alpha(HT;HT;BT)$	1,38	$\alpha(HT;NT;BT)$	0,73
$\alpha(NT;HT;HT)$	1,75	$\alpha(NT;NT;HT)$	1,60
$\alpha(NT;HT;NT)$	0,72	$\alpha(NT;NT;NT)$	0,94
$\alpha(NT;HT;BT)$	1,45	$\alpha(NT;NT;BT)$	1,54
$\alpha(BT;HT;HT)$	1,45	$\alpha(BT;NT;HT)$	1,26
$\alpha(BT;HT;NT)$	1,93	$\alpha(BT;NT;NT)$	0,83
$\alpha(BT;HT;BT)$	1,76	$\alpha(BT;NT;BT)$	0,38

Auffallend ist die Tatsache, dass eine einzelne HT-Stunde zwischen zwei NT-Stunden eine starke Reaktion hervorruft, eine einzelne NT-Stunde eine schwächere Reaktion generiert. Eine einzelne Stunde ist wahrscheinlich nicht ausreichend, um einen Zuschalteffekt zu erzielen. Dieser ist am stärksten nach einer HT-Stunde, wenn darauf zwei NT-Stunden folgen. Interessant ist auch, dass nach einer NT-Stunde der Abschalt-effekt am schwächsten ist.

Wie in Kapitel 5.2.2 beschrieben, wird ein angepasstes Lastprofil für die 128 Tarif-Tag-Typen errechnet, um so jenen Tarif-Tag-Typ zu bestimmen, welcher die günstigste Beschaffung verspricht.

²⁶³ S. 208 (Hillemacher u. a., 2013)

5.3.2.2 Kundenlast als automatisierte Steuerung

Die im vorangegangenen Kapitel beschriebenen Laständerungen beziehen sich auf eine vorwiegend manuelle oder halbautomatische Steuerung. Ein zusätzliches Potenzial zur Lastverlagerung kann durch eine automatisierte Steuerung erreicht werden, welche mittels eines Algorithmus jeweils die günstigsten Einschaltzeitpunkte bestimmt.

Für die privaten Haushalte bilden vor allem Kühlschränke ein hohes Potenzial. Diese haben einen Anteil von ca. 17 % am Gesamtverbrauch und einen Ausstattungsgrad von annähernd 100 %²⁶⁴. Sie können automatisiert geregelt werden und haben im Jahresverlauf einen recht konstanten Bedarf. Daher kann für das angepasste Lastprofil ein konstantes Band mit 17 % des Jahresbedarf abgezogen und der angepasste Lastgang hinzuaddiert werden.

$$P_{Tarif_MA}(t) = \left(P_{Tarif}(t) - \frac{0,17 \cdot W_{HH}}{8784 \text{ h}} \right) + P_{AUT} \quad (40)$$

Der Lastgang ist dabei von den täglichen Einschaltzyklen abhängig. Wird ein Gerät nur einmal am Tag betrieben, so kann dies in der günstigsten Stunde geschehen. Wird es zweimal betrieben, hat also einen Zyklus von zwölf Stunden, so kann es jeweils in der günstigsten Stunde in der ersten und zweiten Tageshälfte eingeschaltet werden. Aktuelle Kühlschränke besitzen Einschaltzyklen von ca. 90 Minuten²⁶⁵; es ist allerdings zu erwarten, dass moderne Geräte mit besserer Isolierung ausgestattet sind und zur Steuerung entsprechend ausgelegt werden. Hierzu erfolgt eine Sensitivitätsanalyse aller ganzzahligen Kombinationen aus Einsatzdauer und Zyklenanzahl über einen Tag.

Die Ergebnisse dieser Analyse lassen sich auch auf andere Anwendungen übertragen, welche einen relativ konstanten Bedarf über das Jahr besitzen²⁶⁶. Im Haushaltsbereich würde das Warmhalteplatten und elektrische Warmwasser-Boiler betreffen. In der Industrie entsprechen Kompressoren für pneumatische Systeme diesem Profil. Zukünftig sind auch Elektromobile in Kombination mit einer Ladeinfrastruktur beachtenswert. Allerdings bedingt hier das Mobilitätsverhalten und die Speichernutzung das Verlagerungspotenzial.

²⁶⁴ S. 80 f. (Klobasa, 2007)

²⁶⁵ S. 5604 (Grein, Pehnt, 2011)

²⁶⁶ Im Gegensatz zu beispielsweise einer Heizungsumwälzpumpe, welche im Winter im Dauerbetrieb und im Sommer abgeschaltet ist

5.3.3 Wärmenachfrage und Heizungssteuerung

Während der Stromverbrauch und die Geräteausstattung relativ homogen sind, ist der Heizbedarf regional sehr unterschiedlich. Auch unterschiedliche Isolierung nach den verschiedenen Energie-Einsparverordnungen führen zu einer erheblichen Spanne zwischen modernen Niedrigenergiehäusern und Altbauten im Gebäudebestand²⁶⁷. Dies führt dazu, dass Verallgemeinerungen schwer möglich sind. Um dennoch qualitative Aussagen zu treffen, wurde auf Basis des Simulationsmodells und von Temperaturdaten aus 2012 zweierlei analysiert: Die erste Analyse vergleicht eine marktoptimale Steuerung einer Stromheizung zu den günstigsten Beschaffungspreisen mit einem konventionellen HT-/NT-Tarif. In der zweiten Analyse wird ein Vergleich gezogen zwischen einer marktoptimalen Steuerung einer gesteuerten und einer ungesteuerten KWK-Anlage.

Der Anwendungsfall wurde dem Produktangebot für eine KWK-Anlage entnommen²⁶⁸. Dieser geht von einem Jahreswärmebedarf von 70 MWh für ein Mehrfamilienhaus bei einer Heizleistung von 36 kW aus. Der tägliche Wärmebedarf wurde über eine Gewichtung der Heizgradtage über das Jahr ermittelt²⁶⁹. Die Anzahl der Tageseinsatzstunden ergibt sich aus dem Quotienten von Tagesbedarf und Heizleistung. Für den Lastgang wird davon ausgegangen, dass ein Speicher täglichen Ausgleich herstellen kann und somit die Einsatzstunden über den Tag frei verschiebbar sind. Dementsprechend können im Falle der KWK-Anlage immer die höchsten und im Falle der Stromheizung die günstigsten Preise eines Tages abgefahren werden. In der jeweils letzten Stunde wird die Anlage nur so lange betrieben, wie es dem Wärmebedarf entspricht²⁷⁰.

267 S. 75 (Kleemann, Hansen, 2005) und S. 10 ff. (Schramek u. a., 2003)

268 S. 10 (LichtBlick, 2013)

269 S. 13 (Schramek u. a., 2003)

270 Siehe hierzu Anhang 3

5.4 Simulationsheuristik und Kalibrierung

Die Simulation wird mit der Software MATLAB umgesetzt. Das vollständige Simulationsmodell ist in Anhang 3 dargestellt. In Abbildung 5.24 ist ein Programmablaufdiagramm des Gesamtmodells dargestellt. Die stochastischen Variablen wurden einmal bestimmt und dann für alle Simulationsläufe verwendet. Hierdurch wird eine Vergleichbarkeit und Reproduzierbarkeit der Ergebnisse sichergestellt. Nach der Auswahl des Geschäftsmodells werden die Parameter zur Simulation geladen. Danach erfolgt die eigentliche Simulation. Die einzelnen Modellbestandteile sind unabhängige Funktionen bzw. Skripte, um eine Erweiterbarkeit und Modularisierung zu ermöglichen.

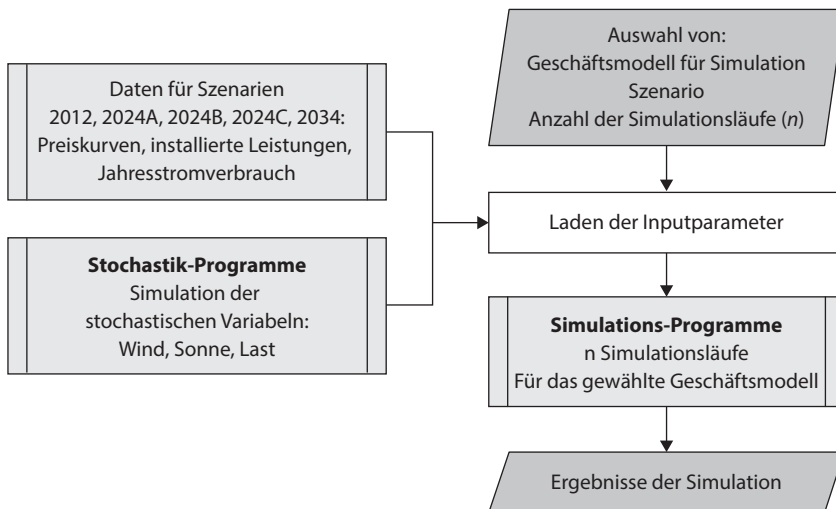


Abbildung 5.24: Programmablauf des Simulationsmodells

Wesentliche Eigenschaften des Modells sind die Preis-Rückkopplungen und die Stochastik der Inputparameter. In den folgenden Unterkapiteln wird die Heuristik zur Berechnung der Rückkopplungen und die Monte Carlo-Analyse näher beschrieben.

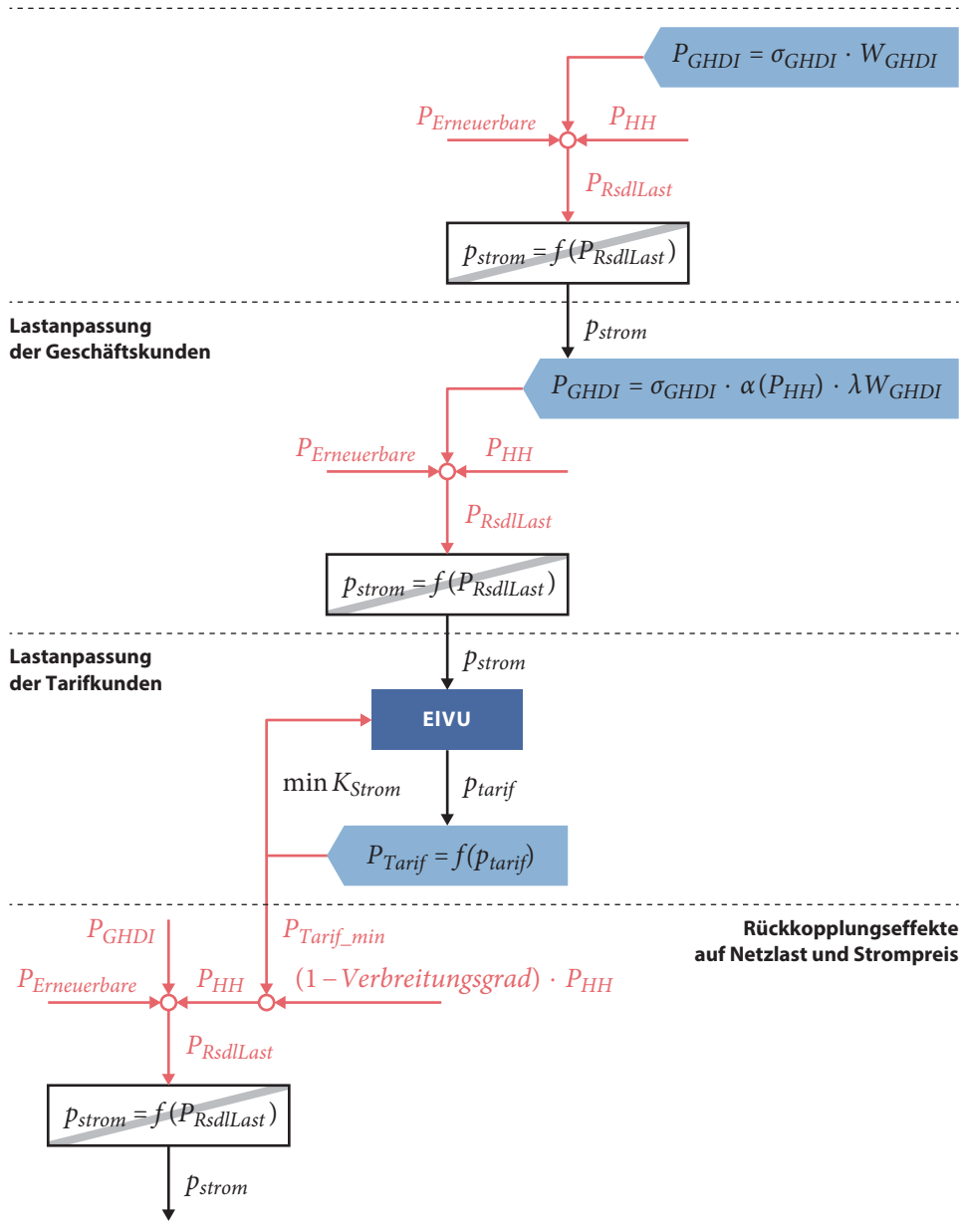


Abbildung 5.25: Heuristik des Simulationsmodells

5.4.1 Heuristik des Simulationsprogramms

Die Rückkopplungen auf das System wurden nicht dynamisch, sondern in Einzelschritten simuliert, da das Hauptmodellziel in der Darstellung der Einzelunternehmen und nicht in der Simulation des Gesamtsystems bestand. In Abbildung 5.25 sind die einzelnen Simulationsschritte dargestellt. Die Berechnungen erfolgen immer gleichzeitig für alle Stunden eines Tages.

Zunächst wird ein Strompreis ohne Lastanpassung der Geschäftskunden berechnet. Dieser Strompreis ist der Input für die Anpassung der Last der Geschäftskunden. Der daraus resultierende Strompreis ist Input zur Erstellung der dynamischen Tarife. Das ELVU wählt den Tarif mit den geringsten Kosten, hieraus resultiert eine angepasste Last der Haushalte. In Abhängigkeit der Verbreitung dynamischer Tarife wird dann schlussendlich der Strompreis bestimmt. Für den Verbreitungsgrad der Smart Meter-Tarife wird eine Sensitivitätsanalyse mit 0 %, 10 % und 100 % gerechnet, um die Netzeffekte und damit auch den Einfluss auf die Netzentgelte abzuschätzen.

5.4.2 Kalibrierung der Monte Carlo-Analyse

Um eine numerische Lösung der Gleichungen mit stochastischen Variablen zu erhalten, wird eine Monte Carlo-Analyse durchgeführt. Diese basiert auf dem theoretischen Gesetz der Großen Zahlen. Hiernach nähert sich die relative Häufigkeit des Zufallsexperiments mit jedem Simulationsdurchlauf (n) immer weiter der theoretischen Häufigkeitsverteilung an²⁷¹. Dabei sinkt der Fehler in Abhängigkeit der Simulationsläufe. In Abbildung 5.26 sind die durchschnittlichen Kosten nach Standardlastprofil für eine unterschiedliche Anzahl von Simulationsläufen dargestellt.

271 S. 79 (Dagpunar, 2007)

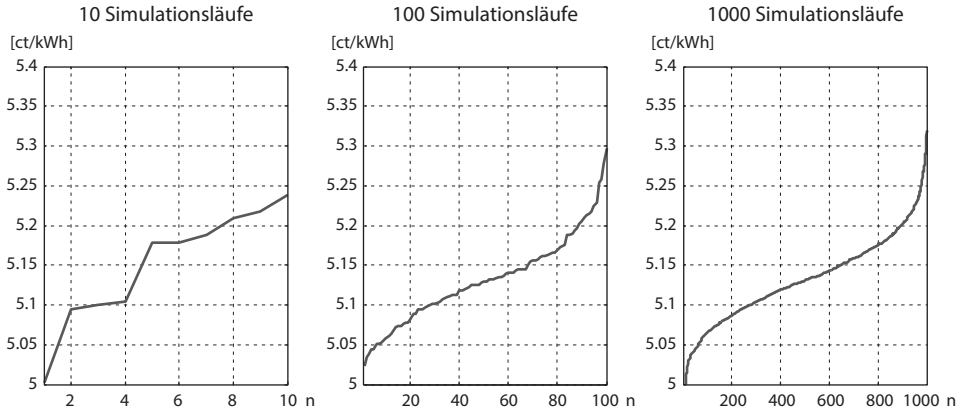


Abbildung 5.26: Durchschnittliche Kosten der Beschaffung nach Standardlastprofil im Szenario 2012 für 10, 100 und 1000 Simulationsläufe

Für die Simulation mit 1000 Durchläufen wurde bereits eine Rechendauer von 30 Minuten benötigt. Daher stellt sich die Frage nach dem Zugewinn an Genauigkeit. Im Vergleich zu 100 Simulationsläufen kommen noch Extremwerte hinzu, der grundsätzliche Verlauf hingegen ist schon stabil. Daher wird für die weitere Ergebnisdiskussion mit 100 Durchläufen gerechnet.

6 Ergebnisse der Geschäftsmodell-simulation für die Laststeuerung mit Smart Meter

Die Werttreiber für die Wertangebote sind die Großhandelspreise, die Netznutzung und der Anteil Erneuerbarer Energien am Stromverbrauch der Stromkunden. Das Simulationsmodell liefert Ergebnisse für jeden dieser Aspekte. Hierbei wurden drei Kundengruppen unterschieden. Erstens sind das die »regulären« Stromkunden, welche ungesteuert, d. h. bei einem zeitinvarianten Tarif, einen Verbrauch nach Standardlastprofil aufweisen. Zweitens sind die Wärmekunden zu nennen, welche entweder mittels elektrischer Arbeit ihren Wärmebedarf decken, oder deren Wärmebedarfsdeckung mit einer Stromproduktion einhergeht. Als letztes Segment werden Stromkunden untersucht, welche eine PV-Anlage besitzen und eine Optimierung der Eigenbedarfsquote des PV-Stroms anstreben. In den folgenden drei Unterkapiteln werden die Ergebnisse für die drei Kundensegmente einzeln vorgestellt. Abschließend erfolgt eine Zusammenfassung und kritische Würdigung der Simulationsergebnisse.

6.1 Steuerung des Strombedarfs der Privathaushalte

Wie in Kapitel 5.3.2 gezeigt, kann die Steuerung des Stromverbrauchs manuell und automatisiert erfolgen. Die Verlagerung bei einer manuellen Anpassung ist indirekt über Tarifinformationen gesteuert, hier ergibt sich der Tagestarif aus einer Optimierung über alle Tarifpermutationen. Im folgenden Unterkapitel wird deren Häufigkeitsverteilung untersucht, um Rückschlüsse für die Ausgestaltung der Tarife zu ziehen. Die automatisierte Verlagerung wird von den Einschaltzyklen der jeweiligen Verbrauchsgeräte determiniert. Daher wird der Zusammenhang zwischen den Zyklen und den möglichen Einsparungen simuliert, um eine Annahme für die weiteren Analysen zu treffen. In den darauf folgenden zwei Unterkapiteln werden die Ergebnisse für beide Steuerungsarten für den Anteil der Erneuerbaren Energien und die Netzauslastung beschrieben.

6.1.1 Manuelle Steuerung der Stromnachfrage

Im Gegensatz zu einer vollautomatischen Steuerung richtet sich die Lastverschiebung bei manueller Steuerung nach den Lebensgewohnheiten und dynamischen Präferenzen der Verbraucher²⁷². Das bedeutet, die Tageszeit und die Abfolge der Tarifstunden haben Einfluss auf die Verlagerung. Für jeden der 128 Tarif-Tag-Typen ergibt sich folglich ein anderes Lastprofil für den jeweiligen Tag. Der optimale Tarif-Tag-Typ ist genau derjenige, welcher in Kombination mit den stündlichen Spot-Preisen zu minimalen Beschaffungskosten führt.

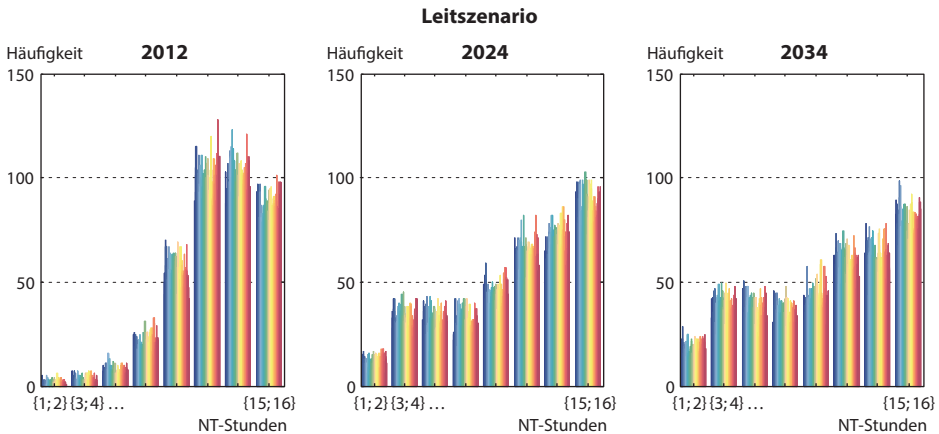


Abbildung 6.1: Häufigkeitsverteilung der Tarif-Tag-Typen bei manueller Steuerung sortiert nach Anzahl der NT-Stunden²⁷³

Hinsichtlich des Wunsches der Kunden nach Einfachheit ist zu prüfen, ob nicht auch weniger Tarife zielführend wären bzw. ob alle Tarif-Tag-Typen zur Anwendung kommen. In Abbildung 6.1 sind die Tarif-Tag-Typen geordnet nach Anzahl ihrer NT-Stunden pro Tag dargestellt. Mit den Jahren steigt der Anteil der Erneuerbaren Energien und der CO₂-Zertifikatepreis im Leitszenario²⁷⁴. Im Jahr 2034 steigt auch die Häufigkeit der Tarif-Tag-Typen mit wenigen NT-Stunden. Bei einer geringen Anzahl von NT-Stunden ist das *peak building*, also die Laststeigerung in diesen einzelnen Stunden, am höchsten. Dies ist genau dann vorteilhaft, wenn durch die Volatilität der

²⁷² Siehe Kapitel 5.3.2.1

²⁷³ Die Reihenfolge der Tarif-Tag-Typen entspricht Abbildung 5.18

²⁷⁴ Siehe Abbildung 5.1

Erneuerbaren Energien in einzelnen Stunden günstige Spot-Markt-Preise im Beschaffungsmarkt auftreten.

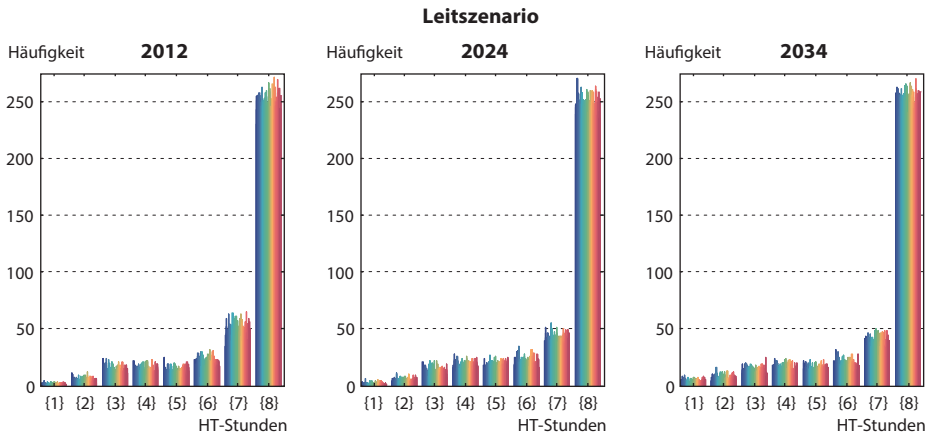


Abbildung 6.2: Häufigkeitsverteilung der Tarif-Tag-Typen bei manueller Steuerung sortiert nach Anzahl der HT-Stunden

In Abbildung 6.2 ist die Häufigkeitsverteilung der Tarif-Tag-Typen nach Anzahl der HT-Stunden pro Tag aufgezeigt. Das Verlagerungsverhalten in Abhängigkeit der Abfolge der Tarife ($\alpha(p_{tarif})$) ist besonders schwach, wenn eine einzelne HT-Stunde zwischen zwei NT-Stunden liegt ($\alpha(NT;HT;NT)$)²⁷⁵. Im Ergebnis führt dies dazu, dass Tarife mit wenigen HT-Stunden auch seltener eingesetzt werden.

Insgesamt kommen alle Tarif-Tag-Typen in allen Szenarien zum Einsatz. Ihre Einsatzhäufigkeit steigt mit Anzahl der HT- und NT-Stunden. Aus marketingtechnischen Gesichtspunkten könnte die minimale Anzahl der NT-Stunden angehoben werden. Es ist davon auszugehen, dass die Akzeptanz der Stromkunden mit dem Versprechen steigt, dass sie beispielsweise an mindestens drei Stunden pro Tag einen günstigen Tarif bekommen. Dieses Angebot könnte nach den Simulationsergebnissen sogar insofern erweitert werden, dass an mehr als der Hälfte aller Tage an mindestens acht Stunden ein reduzierter Strompreis zur Verfügung steht. Die Ergebnisse zeigen auch, dass eine Verringerung der Anzahl der HT-Stunden zu suboptimalen Ergebnissen führen würde.

²⁷⁵ Vergleiche Tabelle 4.1

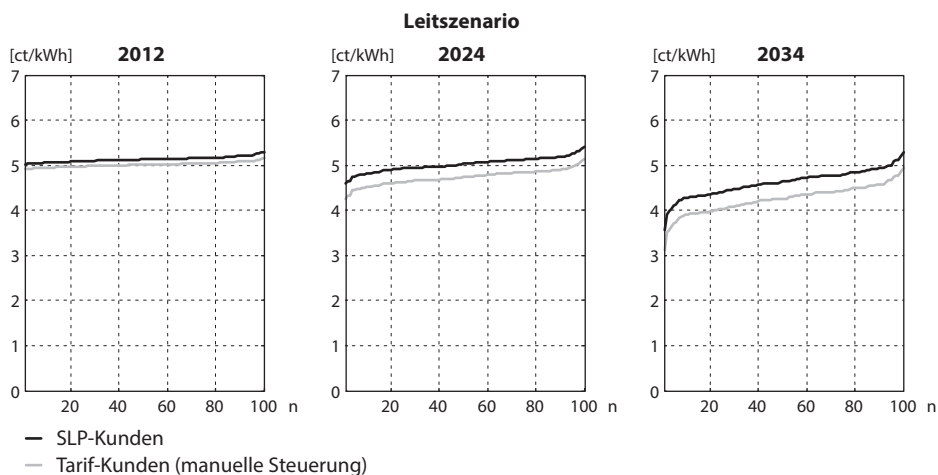


Abbildung 6.3: Durchschnittliche Kosten der Beschaffung der SLP- und Tarif-Kunden im Leitszenario

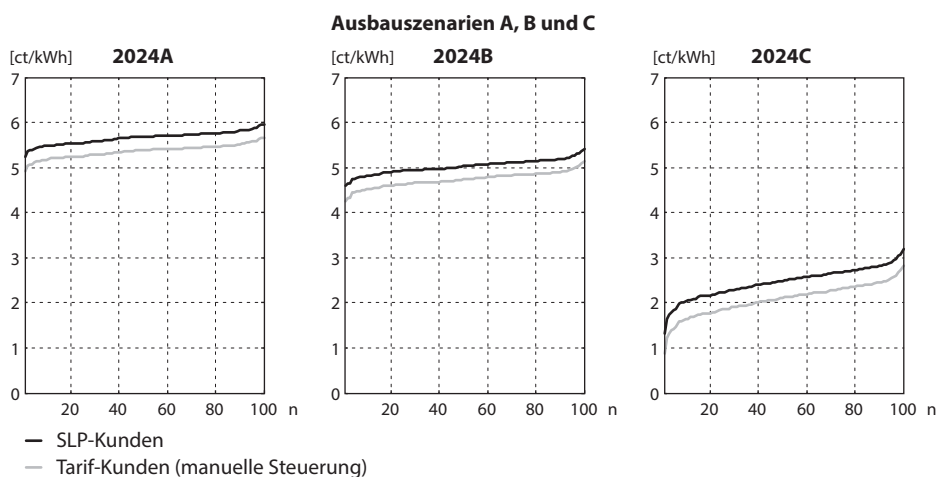


Abbildung 6.4: Durchschnittliche Kosten der Beschaffung der SLP- und Tarif-Kunden in den Ausbauszenarien A, B und C

Bei einer rein manuellen Steuerung ist nur eine geringe Einsparung nach Modell-
 ergebnissen zu erwarten. Abbildung 6.3 und 6.4 zeigen die Simulationsergebnisse
 für die Szenarien A, B und C sowie für das Leitszenario in unterschiedlichen Jah-
 ren. Im Leitszenario ändern sich neben der installierten Leistung der Erneuerbaren
 Energien auch die Preise der CO₂-Zertifikate und der Brennstoffe. Aus dem Vergleich

der Szenarien wird deutlich, dass der Zubau Erneuerbarer Energien einen stärkeren Einfluss auf die Einsparungen hat als die Preise²⁷⁶. Dies ist damit zu erklären, dass die Kosten für CO₂-Zertifikate im Leitszenario steigen, der Gaspreis aber fast konstant bleibt, was insgesamt zu einer Abflachung der Preisfunktion im Grenzkostenwettbewerb führt. Im Mittel steigt die Einsparung von 2,75 % in 2012 auf 10,58 % in 2034. Für einen Haushalt mit 3500 kWh bedeutet dies eine jährliche mittlere Einsparung von 4,94 Euro in 2012 bis hin zu 17,33 Euro in 2034. Die Modellergebnisse zeigen sinkende mittlere Strompreise in 2034, daher steigt die absolute Einsparung nicht im gleichen Maße wie die relative Einsparung.

6.1.2 Automatische Steuerung der Stromnachfrage

Bei der automatischen Steuerung wird ein Tarif nicht durch Verhalten optimiert, sondern die Einsatzstunden sind durch verwendete Technologie und Einsatz vorgegeben. Um Einsatz und Bedarf entkoppeln zu können, muss ein Speicher für die bereitgestellte Nutzenergie vorhanden sein. Dieser bedingt, wie oft am Tag die Anlage in Betrieb genommen wird, also die Einsatzhäufigkeit und damit die Zyklusdauer. Für die Simulation wurde angenommen, dass der Einsatz innerhalb eines Zyklus frei verschiebbar ist. Das Verlagerungspotential und damit die Vorteilhaftigkeit steigen mit der Zyklusdauer und sinkender Einsatzhäufigkeit. In Abbildung 6.5 sind die resultierenden Durchschnittspreise der Beschaffung über die Simulationsläufe im Leitszenario 2024B aufgetragen. Die einzelnen Kurven zeigen die ganzzahligen Kombinationen aus Zyklusdauer und Einsatzhäufigkeit je Tag. Eine Zyklusdauer von 6 und Einsatzhäufigkeit von 4 bedeutet, dass die Anlage 4 mal am Tag eingeschaltet wird. Der erste Einsatz eines Tages erfolgt dann in der günstigsten Stunde zwischen 0:00 und 6:00 Uhr. Eine Einsatzhäufigkeit von 24 Stunden entspricht dem Durchschnittspreis.

Wird die Anlage nur in der günstigsten Stunde eines Tages betrieben, ergibt sich im Durchschnitt sogar ein negativer Strompreis²⁷⁷. Für private Haushalte besitzen Kühlgeräte das höchste Potenzial für eine automatisierte Steuerung. Aktuell besitzen diese allerdings einen Einsatzzzyklus von ca. 1,5 Stunden, was kaum Optimierung erlauben würde²⁷⁸. Für die folgende Analyse wird angenommen, dass Kühlgeräte mit

276 Zu den Szenarien siehe Abbildung 5.1

277 In 2024B treten in ca. 600 Stunden pro Jahr negative Strompreise auf

278 Siehe S. 5604 (Grein, Pehnt, 2011)

automatisierter Steuerung eine Zyklusdauer von 3 Stunden bzw. 8 Einsätzen pro Tag aufweisen. In Abbildung 6.5 ist der Kostenvorteil von automatischer Steuerung mit einer manuellen Steuerung verglichen.

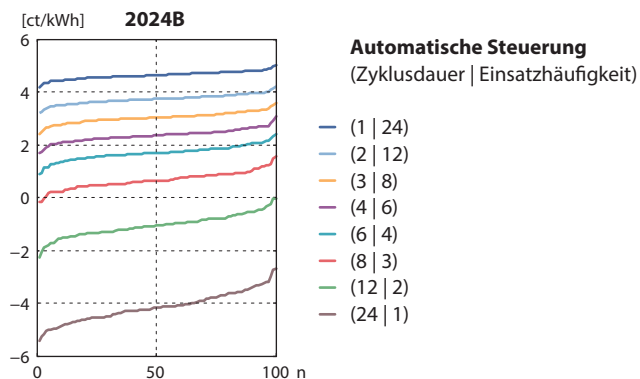


Abbildung 6.5: Durchschnittspreise unterschiedlicher Auslegungen automatisch gesteuerter Anlagen

Obwohl der Verbrauch durch Kühlleistung nur 17 % Anteil am Gesamtverbrauch hat, ist die generierte Einsparung ebenso hoch wie der Einfluss einer manuellen Steuerung. Die Einsparung im Leitszenario steigt so von 5,79 % auf 11,21 %. Für die folgenden Ergebnisanalysen werden immer beide Steuerungsarten berücksichtigt.

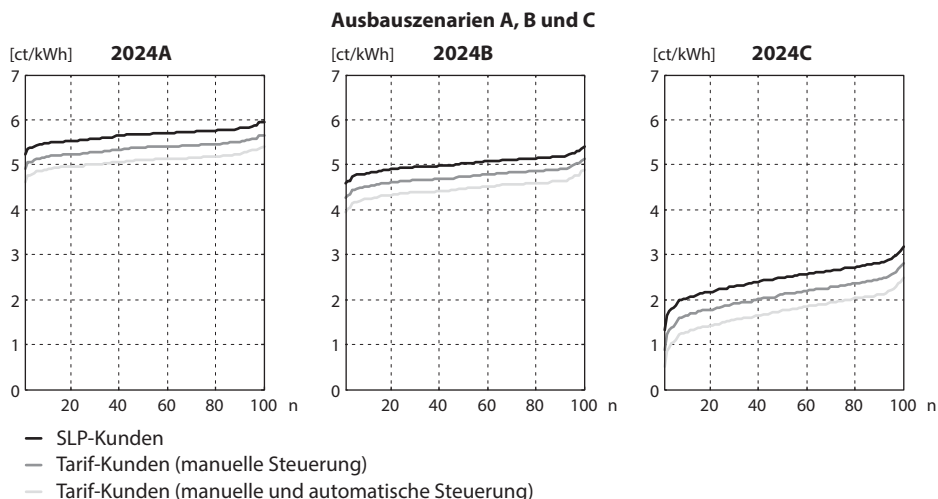


Abbildung 6.6: Durchschnittliche Kosten der Beschaffung der SLP- und Tarif-Kunden in den Ausbauszenarien A, B und C

6.1.3 Anteil der Erneuerbaren Energien an der Deckung der Haushaltsnachfrage

Mit dem Anteil der Erneuerbaren Energien ist im Rahmen dieser Dissertation die Einspeisung aus Wind- und Sonnenenergie gemeint. In Abbildung 6.7 sind die Anteile der Einspeisung aus Erneuerbaren Energien an der Beschaffung in über 100 Simulationsläufen abgebildet. Dabei werden den ungesteuerten Standardlastprofilen beschaffungsmarktoptimierte Lastprofile aus rein manueller Steuerung und einer Kombination aus manueller und automatisierter Steuerung gegenübergestellt.

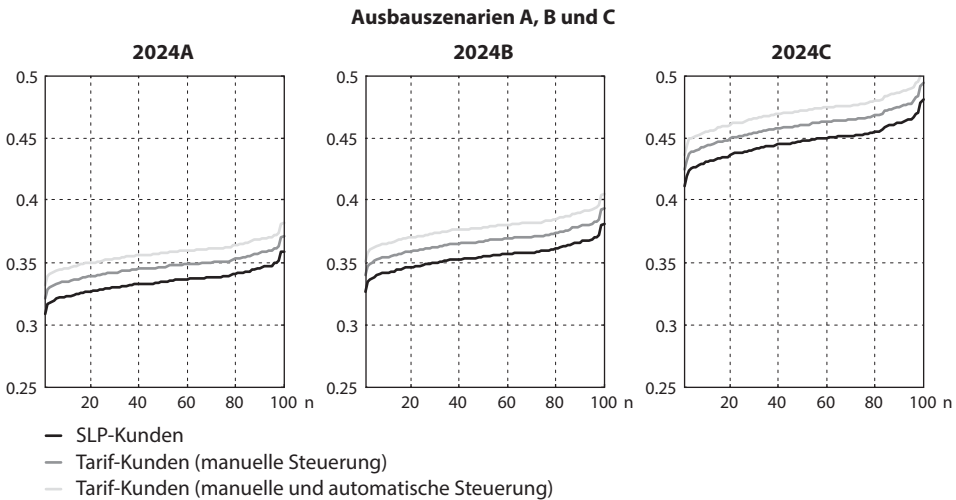


Abbildung 6.7: Anteil der Erneuerbaren Energien an der Stromerschaffung von SLP- und Tarif-Kunden

Die Ergebnisse zum Anteil der Erneuerbaren Energien ähneln den Ergebnissen, welche sich für die Beschaffungspreise ergeben, welche im vorangegangenen Abschnitt untersucht wurden. Analog zu den Preiseffekten hat auch hier die automatische Steuerung den gleichen Einfluss wie die manuelle Steuerung. Insgesamt zeigt sich nur eine geringe Zunahme von 35,34 % auf 37,79 %, was im Gegensatz zu einer Lieferung von 100 % Ökostrom, wie es für Ökostromtarife von den EIVU angeboten wird, verschwindend gering ist.

6.1.4 Rückkopplungseffekte auf Netzauslastung und Strompreis

Der Einfluss einer Steuerung der Nachfrage der privaten Haushalte auf die Netznutzung und den Großhandelspreis wurde im Simulationsmodell mittels einer einfachen Rückkopplung bestimmt²⁷⁹. Das bedeutet, dass die Lastverschiebungen eine direkte Änderung der Haushaltslast für Gesamtdeutschland und damit auch der Residuallast bedingen. Inwieweit die Haushaltslast beeinflusst wird, ist abhängig von der Marktdurchdringung der Tarife zur Beschaffungsmarktoptimierung. Um diesen Effekt zu beurteilen, wird eine Sensitivitätsanalyse der Marktdurchdringung mit 10 % und 100 % untersucht. Hierbei wird immer von einer Kombination aus automatisierter und manueller Steuerung ausgegangen.

Wie eingangs erwähnt, ist die Netznutzung ein relevante Werttreiber der Wertangebote. Als erster Indikator für die Netzlast wurde zunächst die maximale Residuallast ausgewertet. Hinsichtlich der Extremwerte der Residuallast führen die angepassten Lastprofile der Haushalte kaum zu Entlastungen, zumal die Netzrestriktionen nicht Bestandteil des Simulationsmodells sind und dieses daher keine validierten Aussagen zur Maximallast liefern kann. Neben der punktuellen Entlastung ist jedoch weiterhin von Interesse, wie häufig eine besonders hohe oder niedrige Residuallast auftritt, da in diesen Bereichen ein besonders hoher Regelenergiebedarf zu erwarten ist. Daher wird als zweiter Indikator die kumulierte Netzlast über die Zeit, also die elektrische Arbeit, in Stunden hoher und niedriger Residuallast bestimmt. Von hoher und niedriger Netzbelastung kann ausgegangen werden, wenn Risiko- bzw. Opportunitätswettbewerb auftritt²⁸⁰.

In Abbildung 6.9 ist die elektrische Arbeit in den Grenzbereichen für unterschiedliche Marktdurchdringungen dargestellt. Geht man davon aus, dass ein direkter Zusammenhang zwischen dieser Arbeit und dem Aufwand zur Netzregelung besteht, können die dynamischen Tarife die Systemkosten deutlich verringern. Gleichzeitig ist zu berücksichtigen, dass bei besonders geringer Residuallast auch ein Netzaufwurf der Erneuerbaren Energien nicht auszuschließen ist. Im Leitszenario kann die elektrische Arbeit bei Risikowettbewerb bei 100% Marktdurchdringung um 30,03 % gesenkt

279 Für eine genaue Beschreibung der Heuristik siehe Kapitel 5.4.1

280 Risikowettbewerb tritt auf, wenn 95 % der disponiblen Kraftwerksleistung abgefragt wird. Opportunitätswettbewerb beginnt, wenn das letzte disponible Kraftwerk den Teillastbetrieb aufnimmt, siehe hierzu Kapitel 5.1.1.

werden. Gleichzeitig steigt die elektrische Arbeit bei Opportunitätswettbewerb im Mittel um 38,73 %.

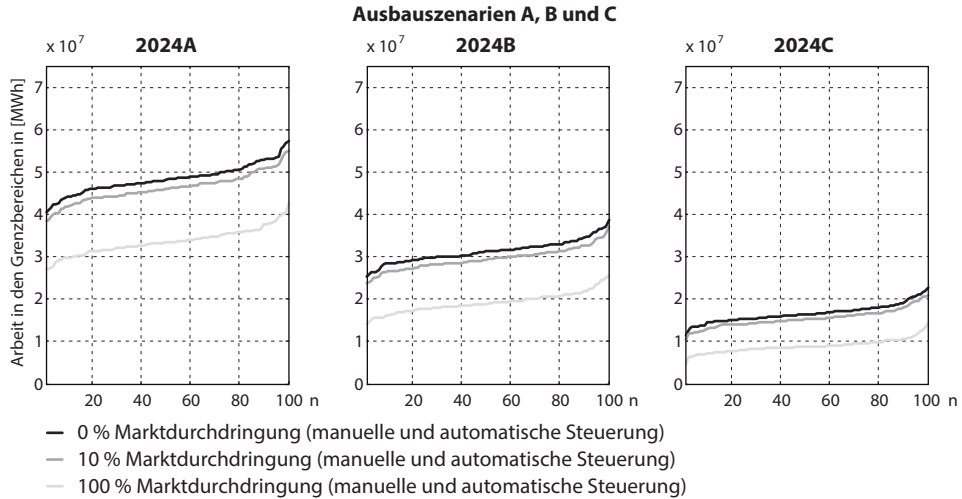


Abbildung 6.8: Risikowettbewerb bei 0 %, 10 % und 100 % Marktdurchdringung der dynamischen Tarife

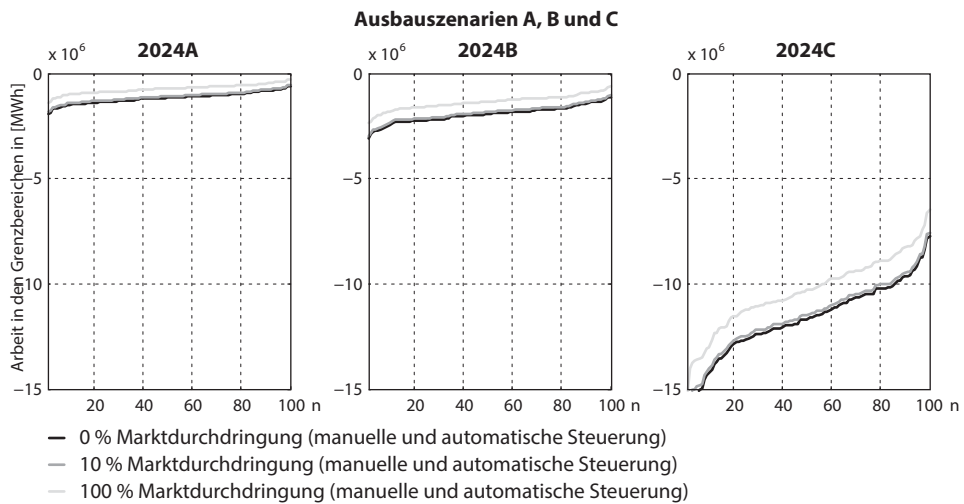


Abbildung 6.9: Opportunitätswettbewerb bei 0 %, 10 % und 100 % Marktdurchdringung der dynamischen Tarife

6.2 Wärmekunde

Die Grundlage für die Berechnung der Wärmekunden bildet ein Anwendungsfall für eine KWK-Anlage mit einer thermischen Leistung von 36 kW für ein Mehrfamilienhaus mit einem Jahresraumwärmebedarf von ca. 70.000 MWh²⁸¹. Die Tagesraumwärmebedarfe über ein Jahr wurden über eine Gewichtung der Heizgradtage von Berlin für das Jahr 2012 berechnet. Die Wärmenachfrage überstieg an einem Tag die Wärmebereitstellung der KWK-Anlage bei Dauerbetrieb. Abbildung 6.10 zeigt den Tagesraumwärmebedarf über ein Jahr.

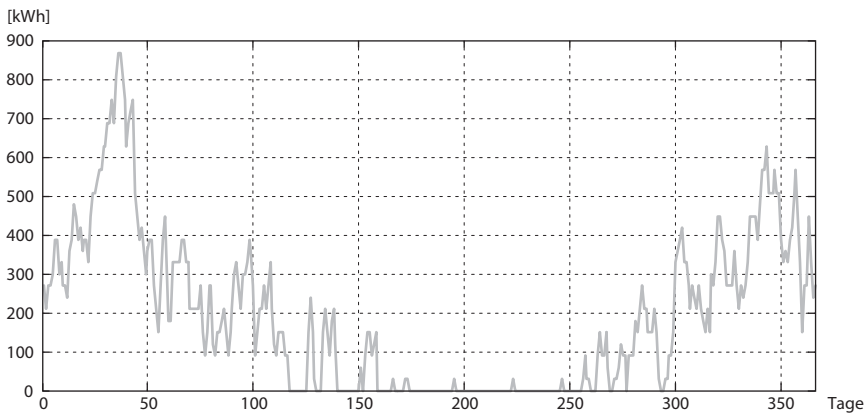


Abbildung 6.10: Tagesraumwärmebedarf über ein Jahr (2012) am Beispiel der Heizgradtage für Berlin

Dieser Anwendungsfall kann für private Haushalte mit anderen Kombinationen aus Heizungsleistung und -jahresbedarf skaliert werden. Da die Zielgröße die Durchschnittspreise sind, besitzen die Ergebnisse auch für diese Kunden Gültigkeit. Die privaten Haushalte haben einen durchschnittlichen Raumwärmebedarf von ca. 10.000 kWh im Jahr²⁸². Die wichtigsten Determinanten für den Raumwärmebedarf sind die Energieeffizienz und die Wohnfläche des Gebäudes. Je nach Baujahr und Sanierungsgrad liegt der flächenspezifische Jahreswärmebedarf in der Bandbreite von ca. 200 kWh/m² für unsanierte Altbauten und ca. 60 kWh/m² für Neubauten²⁸³.

²⁸¹ Siehe S. 10 ff. (LichtBlick, 2013).

²⁸² Annahmen sind: 40 Mio. Haushalte und Jahresverbrauch an Raumwärme des Haushaltssektors in 2011: 1,444 PJ nach (BMW, 2014)

²⁸³ S. 75 (Kleemann, Hansen, 2005)

Die Beschaffungsmarktoptimierung unterscheidet sich nach der eingesetzten Sekundärenergie zur Wärmebereitstellung. Wird elektrischer Strom eingesetzt, so sind wie bei dem Stromverbrauch zuvor die Stunden mit den günstigsten Spot-Markt-Preisen als Betriebszeiten zu wählen. Bei einer gekoppelten Produktion von Strom und Wärme kommen fossile und biogene Brennstoffe zum Einsatz; die elektrische Arbeit ist in diesem Falle das Kuppelprodukt. Das Optimierungsziel ist in diesem Falle, die teuersten Stunden eines Tages abzufahren, um die Vermarktungserlöse zu maximieren. Für beide Anwendungsfälle wird davon ausgegangen, dass ein Wärmespeicher zur Verfügung steht, welcher die Wärmebereitstellung und -nachfrage innerhalb eines Tages zeitlich entkoppelt und somit eine freie Wahl der Einsatzstunden der Anlagen erlaubt. In den nächsten Unterkapiteln werden die Ergebnisse dieser zwei Beschaffungsmarktoptimierungen vorgestellt.

6.2.1 Anwendungsfall Stromheizung

Im Bereich der Stromheizungen kommen Elektroheizkörper bzw. Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen zum Einsatz. Die klassischen Gebäudeelektroheizungen wandeln die elektrische Arbeit direkt in Raumwärme um, der Strombedarf dieser Geräte entspricht in etwa dem Jahreswärmebedarf. Wärmepumpen können über einen linksläufigen Kreisprozess auf einem niedrigen Temperaturniveau Wärme aufnehmen und über Kompression auf ein höheres Temperaturniveau anheben. Die Wärmeaufnahme kann über die Umgebungsluft, Bodenwärme oder Grundwasser realisiert werden. Die Wärmeabgabe ergibt sich aus der Summe der zugeführten Wärmemenge aus der Umgebung und der elektrischen Arbeit für die Wärmepumpe. Das Verhältnis aus abgeführter Wärme und zugeführter elektrischer Arbeit wird als die Leistungszahl (*coefficient of performance*) bezeichnet²⁸⁴.

$$\varepsilon_{COP} = \frac{Q_{ab}}{W_{zu}} \quad (41)$$

Bei einer mittleren Leistungszahl von 3 bei marktüblichen Wärmepumpen wird folglich nur ein Drittel des Jahreswärmebedarfs in Form von zugeführter elektrischer Arbeit benötigt. Für einen mittleren Haushaltswärmebedarf von ca. 10.000 kWh ergibt sich damit ein Strombedarf von ca. 3.300 kWh, ein Durchschnittshaushalt würde seinen Strombedarf dementsprechend verdoppeln.

²⁸⁴ S. 16 ff. (Bukau, 1983)

Kommen Wärmepumpen und Nachtspeicherheizungen auf Seiten der Verbraucher zum Einsatz, wird die Stromlieferung in der Regel über die in Kapitel 4.1.1 beschriebenen HT/NT-Tarife bepreist. Für diese Referenzfälle wurde zur Berechnung der Beschaffungskosten angenommen, dass der Strombedarf dieser Heizungsanlagen gleichmäßig über die NT-Zeiten verteilt ist. Abbildung 6.11 zeigt eine Gegenüberstellung der Beschaffungskosten für die üblichen HT/NT-Tarife und die optimierte Beschaffung.

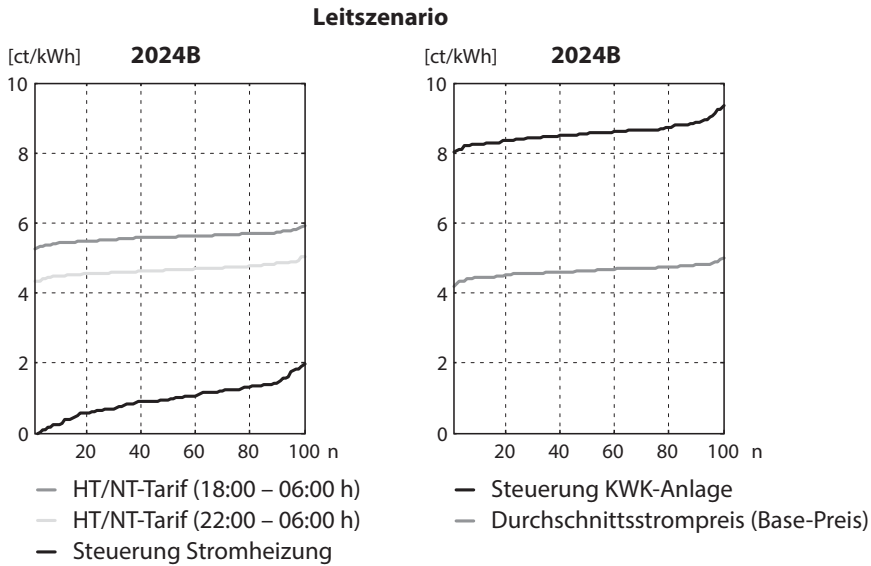


Abbildung 6.11: Vergleich der Strompreise der Wärmekunden bei unterschiedlichen Tarifen

Im Ergebnis wird deutlich, dass HT/NT-Tarife mit einem NT-Zeitfenster von 18:00 Uhr bis 6:00 Uhr deutlich höhere Kosten verursachen als ein gleichmäßiges Jahresband (Base-Preis). In den Nachtstunden fehlt die Sonnenenergieeinspeisung und damit ihre dämpfende Wirkung auf den Strompreis. Wie schon in Kapitel 6.1.2 gezeigt, kann die automatisierte Steuerung zu erheblichen Einsparungen führen. Im Mittel würden sich nach den Simulationsergebnissen bei Beschaffungsmarktoptimierung Einsparungen gegenüber dem günstigsten HT/NT-Tarif von 310 Euro für Nachtspeicherheizungen und 103 Euro für Wärmepumpen bei einem mittleren Raumwärmebedarf ergeben.

6.2.2 Anwendungsfall KWK-Anlage

Bei einer KWK-Anlage ist die Bereitstellung der Wärme mit der Kuppelproduktion elektrischer Arbeit verbunden. Die höheren Investitionskosten der KWK-Anlagen sind, im Vergleich zu anderen Anlagen der Wärmebereitstellung, in der Regel erst bei höheren Jahresverbräuchen gerechtfertigt. Wie eingangs erwähnt, wird für den Anwendungsfall der KWK-Anlage von einem Jahresraumwärmebedarf von 70.000 kWh ausgegangen. Die Stromkennzahl bestimmt das Verhältnis bereitgestellter Wärme und Stromerzeugung.

$$\sigma_{KWK} = \frac{W_{el}}{Q_{nutz}} \quad (42)$$

Bei der beschriebenen Anlage ergibt sich bei einer Stromkennzahl von 0,53 eine Jahresstromerzeugung von 37.100 kWh. Der Wert dieser Stromerzeugung richtet sich unabhängig davon, ob er eingespeist oder dezentral genutzt wird, nach den Referenzpreisen am Spot-Markt. Bei einer Beschaffungsmarktoptimierung wird die KWK-Anlage zu Stunden mit Tageshöchstpreisen betrieben. Für eine ungesteuerte Anlage wird ein konstanter Lastgang angenommen. Abbildung 6.11 zeigt die Simulationsergebnisse der Durchschnittsstrompreise einer gesteuerten und einer ungesteuerten KWK-Anlage.

Die beschaffungsmarktoptimierte Vermarktung des KWK-Stroms führt zu fast doppelten Vermarktungserlösen. Für den untersuchten Anwendungsfall könnten so bei Direktvermarktung Zusatzerlöse von 1480 Euro pro Jahr generiert werden.

6.3 Eigenbedarfsoptimierung mit PV-Anlagen

Einen wesentlichen Anteil an dem Ausbau Erneuerbarer Energien haben dezentrale PV-Anlagen, welche an Gebäuden angebracht sind. Bei Wohnhäusern und insbesondere Eigenheimen kann die PV-Anlage einen Teil des privaten Stromverbrauchs decken. Dieser Eigenbedarf führt zu einer Entlastung der Verteilnetze, welche besonders durch die Rückspeisung aus privaten PV-Anlagen belastet werden. Daher werden bereits für Neuanlagen Eigenbedarfsquoten gefordert und für Bestandsanlagen gefördert.

Der Lastgang einer Solaranlage ist abhängig von der installierten Leistung und dem Strahlungsdargebot. Für die Leistung wird eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt. Die Einspeiseleistung folgt der gleichen Saisonalität und Stochastik wie die Einspeisung für Gesamtdeutschland. Für die Stromnachfrage wurde wieder von einem Durchschnittsverbrauch von 3500 kWh nach Standardlastprofil ausgegangen. In Abbildung 6.12 sind die geordneten Jahresdauerlinien der Strombereitstellung für die drei Peak-Leistungen der Stromnachfrage nach Standardlastprofil gegenübergestellt.

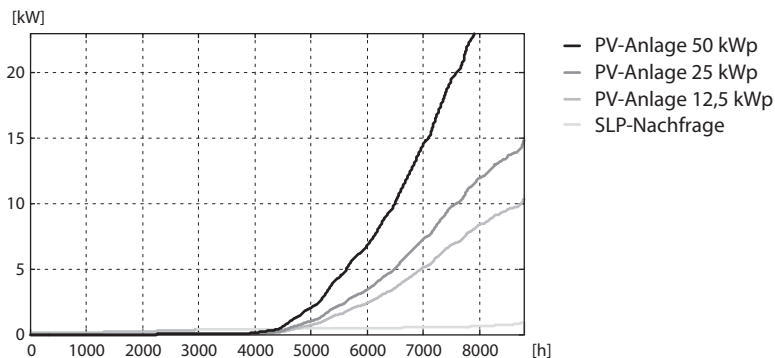


Abbildung 6.12: Geordnete Jahresdauerlinien der PV-Leistung und der SLP-Nachfrage

Aus Abbildung 6.12 wird deutlich, dass bereits bei einer Peak-Leistung von 12,5 kWp ein hoher Teil der Nachfrage gedeckt werden könnte. Wären Nachfrage und Einspeisung durch Speicher komplett zeitlich entkoppelt, könnte mit dieser Peak-Leistung der komplette Jahresstrombedarf abgedeckt werden. Abbildung 6.13 zeigt die Eigenbedarfsquote für ein Standardlastprofil und angepasste Lastprofile.

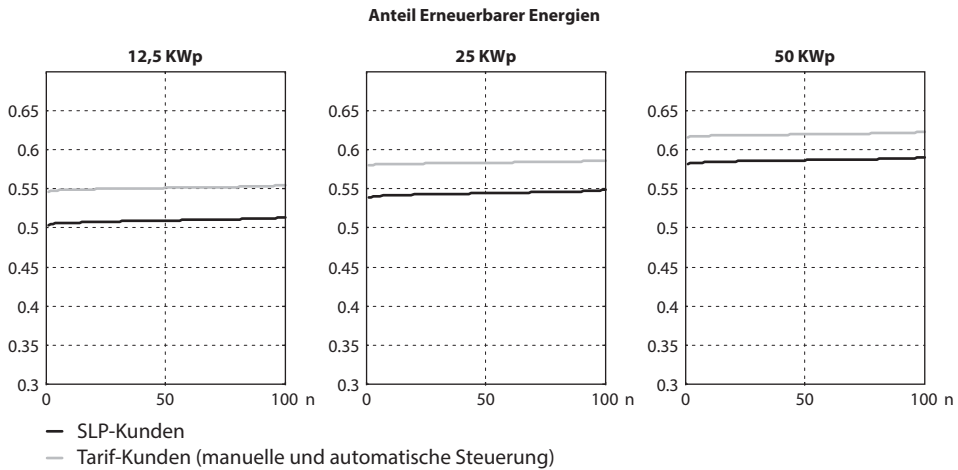


Abbildung 6.13: Anteil der PV-Eigenerzeugung an der Strombedarfsdeckung von SLP- und Tarif-Kunde

Im Ergebnis kann ein Privathaushalt mit SLP-Lastprofil etwa die Hälfte seines Strombedarfs durch die PV-Anlage decken. Durch eine Anpassung der Last ist eine Steigerung des Anteils von weniger als 5 % möglich. Die geringe Steigerung ist der hohen Korrelation zwischen dem Standardlastprofil und der Saisonalität der PV-Einspeisung geschuldet. Daher kann durch eine Anpassung dieses Verhältnis nur unwesentlich gesteigert werden. Die Untersuchung könnte noch um den Einsatz dezentraler Speicher erweitert werden, was in Kombination mit einer Steuerung der Nachfrage zu deutlich höheren Eigenbedarfsquoten führen würde. Da die Saisonalität bei Windenergie deutlich schwächer ist als bei PV-Anlagen, könnte sich ein höheres Potenzial durch die Anpassung der Last an Kleinwindanlagen ergeben. Da sich diese Anlagen vorwiegend noch in der Erprobung befinden und kaum zum Einsatz kommen, wurde dieser Aspekt nicht weiter untersucht.

6.4 Zusammenfassung der Simulationsergebnisse

Treiber für die Vorteilhaftigkeit neuer Tarife ist ihre Dynamisierung. Hinsichtlich der Lastverschiebung besitzen automatische Steuerungen deutliche Vorteile gegenüber manueller Steuerung.

Die Effekte hinsichtlich der Preiseinsparung und dem Anteil der Erneuerbaren Energien sind als eher gering einzustufen. Analog dazu sind die Möglichkeiten einer Eigenbedarfsoptimierung begrenzt. Hierbei ist zu beachten, dass sich die Ergebnisse auf die Mittelwerte von Nachfrage und Einspeisung beziehen. In Einzelfällen könnten sich höhere Eigenbedarfssteigerungen ergeben²⁸⁵.

Die größten Effekte bei der Steuerung der Stromnachfrage ergeben sich im Hinblick auf die Netzauslastung. Hier kann bei kompletter Marktdurchdringung neuer Tarife eine deutliche Absenkung der Jahresarbeit unter Risiko- und Opportunitätswettbewerb erreicht werden.

Das größte Potenzial besitzen Anlagen zur Wärmebereitstellung. Die Ursachen hierfür sind erstens die automatisierte Steuerung und zweitens die Tatsache, dass durch Wärmespeicher eine zeitliche Entkopplung von Bedarf und Erzeugung erreicht werden kann. Gleichzeitig wurde deutlich, dass statische Zonentarife in Form von Tag/Nacht-tarifen in Zukunft nur noch sehr eingeschränkt Beschaffungsmarktvorteile besitzen. Saisonalität und Stochastik der Erneuerbaren Energien haben stärkeren Einfluss auf die Strompreise als die Saisonalitäten der Stromnachfrage. Hier ist ein Umdenken der ElVU gefragt. Hinsichtlich der Vermarktung von KWK-Strom konnte durch eine beschaffungsmarktoptimierte Einspeisung eine Verdopplung der Vermarktungs-Preise erreicht werden. Zusätzlich zu den monetären Effekten kann auch in diesen Anwendungsfällen auf positive Rückkopplungen für den Netzbetrieb geschlossen werden.

285 Vergleiche hierzu die Abbildung 4.12

6.5 Kritische Würdigung der Modellergebnisse

Jede Systemmodellierung ist mit dem Zielkonflikt von Komplexität und Flexibilität konfrontiert. Mit zunehmender Verkürzung der Realität steigen auch Transparenz und Anwendbarkeit des Modells. Mit zunehmender Abbildungstreue steigt wiederum die Komplexität des Modells, was zukünftige Anpassungen und seine Verwendung erschwert. Schlussendlich ist jedes Modell eine subjektive Verkürzung und damit ein unvollständiges Abbild der Realität²⁸⁶.

Doch gerade aufgrund der komplexen Wechselwirkungen in der Realität benötigt man Modelle und Simulationen als Prognoseinstrumente, um auf Veränderungen reagieren zu können. In dem vorgestellten Simulationsmodell wurden durch die Kombination empirisch gesicherter Zusammenhänge wichtige Erkenntnisse zu den jeweiligen Vorteilen unterschiedlicher Geschäftsmodelle gewonnen. Das ermöglicht eine realistische Einschätzung zukünftiger Entwicklungen. Im Folgenden werden die aus Sicht des Autors besonders kritischen Modellannahmen zusammengefasst.

Der Strompreis ergibt sich in der Simulation aus dem Wechselspiel der Angebots- und Nachfrageseite auf dem Strommarkt. Die Angebotsseite wurde detailliert simuliert. Ein Vergleich der Merit-Order bei Ist-Daten für 2012 ergab eine hohe Korrelation. Auch für die Erzeugung aus Erneuerbaren Energien wurde eine elaborierte Methodik mit hoher Abbildungsgüte entwickelt.

Kritischer sind die Annahmen für die Stromnachfrage. Die Haushaltskunden wurden als reine SLP-Nachfrager modelliert, Profile für Wärmekunden wurden nicht gesamtwirtschaftlich untersucht. Auch die Modellierung der Last der Geschäftskunden als einzelner Verbrauchssektor führte nur zu einem Bestimmtheitsmaß von 0,508. Durch Aufspaltung in einzelne Gewerbe-, Handels-, Dienstleistungs- und Industriesektoren könnte eine höhere Abbildungsgüte erreicht werden. Das Problem, was sich aus der pauschalisierten Annahme ergibt, ist die Preissensitivität. In der Simulation zeigen sich für 2012 in ca. 600 Stunden negative Strompreise im Gegensatz zu den 200 gemessenen Stunden. Eine differenzierte Betrachtung der Geschäftskunden, insbesondere mit Blick auf den Einsatz von Pumpspeicherkraftwerken und die Preissensitivitäten

286 S. 525 (Sterman, 2002), siehe auch S. 61 f. (Krallmann u. a., 2013) zur Subjektivität der Modellbildung

der energieintensiven Industrien, könnte die dämpfenden Effekte auf den Strompreis besser abbilden. Zur Abbildung der Preissensitivitäten wäre auch eine bessere Datenglage von Vorteil.

Eine weitere relevante Verkürzung sind Korrelationen, die sich über die Wirkungskette der klimatischen Bedingungen ergeben. Es wurde keine Abhängigkeit der Stromlast von der Temperatur modelliert, diese Korrelation kann durch hohe Windgeschwindigkeiten noch verstärkt werden, da mit ihr der Wärmebedarf steigt. Diese Korrelation ist sowohl bei Wärmekunden im Haushaltssektor als auch bei Geschäftskunden zu beobachten. Gleichzeitig existieren Korrelationen zwischen der Temperatur und der Einspeisung der Erneuerbaren Energien. Hierzu wären Einzelbetrachtungen von Regionen notwendig.

Abschließend wurde das Portfolio-Management stark vereinfacht. Die Effekte, welche sich aus der besseren Prognosegüte ergeben, wurden mangels Daten nicht modelliert. So könnten sich für spezifische Beschaffungs-Portfolios mit einem hohen Anteil Erneuerbaren Energien abweichende Preiskurven ergeben.

Ein Großteil der Unzulänglichkeiten des Modells liegt in dem Anspruch nach Allgemeingültigkeit und den daraus folgenden Modellannahmen begründet. Für konkrete Unternehmen und Regionen könnte eine Anpassung der Modellparameter die Realität genauer abbilden, was über den modularen Modellaufbau ermöglicht wird.

7 Zusammenfassung und Ausblick

Die Fragestellung dieser Arbeit ist einer konkreten Problematik der ELVU erwachsen, nämlich der Veränderung der Geschäftsmodelle durch zunehmende Einspeisung Erneuerbarer Energien und die Implementierung von Smart Metern. Zur Analyse dieser Problematik wurde eine qualitative Geschäftsmodellanalyse durchgeführt und darauf aufbauend ein Simulationsmodell erstellt. Die Ergebnisse der Analysen sind ein wissenschaftlicher Beitrag zur anwendungsorientierten Forschung im Feld der branchenspezifischen Management-Forschung, welcher im folgenden Unterkapitel zusammengefasst wird. Anschließend werden die Beiträge zur theoretischen Forschung dargestellt, welche im Zuge der Analyse entwickelt wurden. Hierbei wird insbesondere auf die Geschäftsmodellforschung und die Simulation energiewirtschaftlicher Zusammenhänge eingegangen. Abschließend erfolgt ein Ausblick für zukünftige Entwicklungen in Forschung und Praxis.

7.1 Ergebnis der Geschäftsmodellanalyse

Nach klassischer Transaktionskostentheorie entstehen Organisationen, wenn interne Prozesse effizienter sind als die Transaktionen über Marktprozesse²⁸⁷. Wenn durch die Implementierung der Smart Meter eine drastische Senkung der Transaktionskosten folgt, so kann man die Existenzberechtigung der ELVU in Frage stellen. Vor dem Hintergrund der Kundenbedürfnisse nach Einfachheit ist zu erwarten, dass die ELVU auch noch in Zukunft die Wertangebote der Stromlieferung bereitstellen und sie weiterhin die Vermittlerfunktion zwischen Beschaffungs- und Absatzmarkt einnehmen werden. Gleichwohl sind Smart Meter eine disruptive Innovation²⁸⁸ in dem Sinne, dass eine Anpassung der Geschäftsmodelle erfolgen muss. Insbesondere im Hinblick auf eine effiziente Kundenabwicklung müssen alle ELVU die Implementierung der Smart Meter-Technologie vornehmen und sich den informationstechnischen und organisatorischen Herausforderungen stellen, um die Einsparpotenziale zu heben. In Abbildung 7.1 sind die Ergebnisse der qualitativen Analyse und der Simulationsergebnisse zusammengefasst.

287 S. 37 ff. (Williamson, 1998)

288 S. 43 ff. (Bower, 1995)

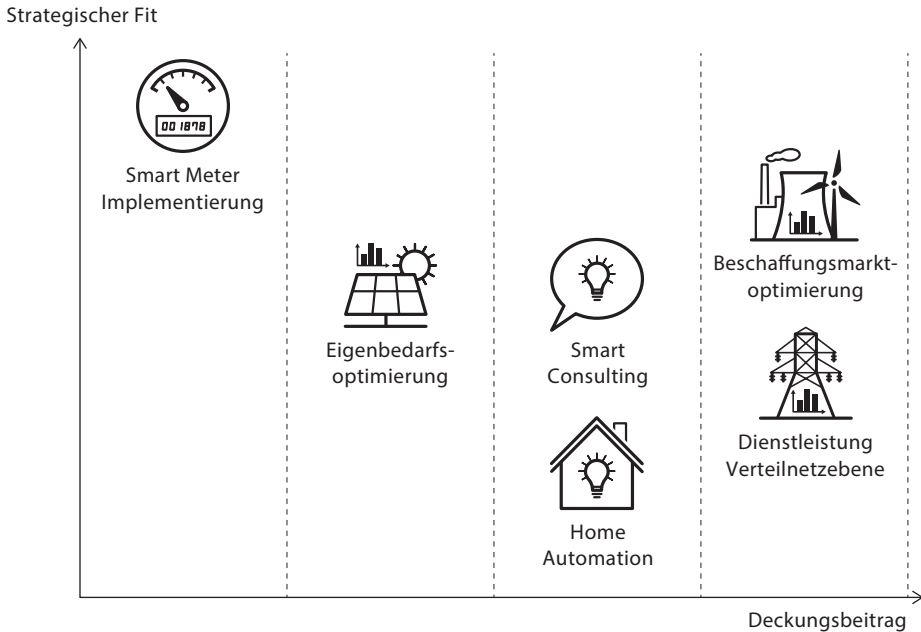


Abbildung 7.1: Strategischer Fit und erwarteter Deckungsbeitrag aus den Simulationsergebnissen für die untersuchten Geschäftsmodelle

Regulierungstechnisch ergibt sich die Frage nach der Zukunft des SLP-Verfahrens. Bei einer Entmischung der SLP werden die verbleibenden Kunden höhere Preise zahlen müssen alternativ müssten die SLP angepasst werden. Eine Alternative bilden dynamische zeitvariable Tarife.

Die Simulation hat gezeigt, dass die Einspareffekte bei aktueller Regulierung der Entgelte, Abgaben und Umlagen noch relativ gering sind. Die reinen Beschaffungskosten konnten im besten Falle um ca. 1 ct/kWh gesenkt werden, was einer jährlichen Einsparung von 35 Euro für einen Durchschnittshaushalt entspricht, wobei die Beschaffungskosten nur ca. ein viertel der Gesamtkosten ausmachen. Deutlich wurde, dass bei angepasster Beschaffung die Netzinfrastruktur entlastet wird. Werden die Einsparungen in Netzbetrieb und -ausbau verursachungsgerecht weitergereicht, können weitere Einsparungen der Gesamtkosten generiert werden. Die positiven externen Effekte einer Vergleichsmäßigung regionaler und überregionaler Netzauslastung könnten auch als Dienstleistung direkt an die jeweiligen Netzbetreiber vermarktet werden. Hier ist eine netzindividuelle Einzelfallprüfung nötig, um die relative Vorzugswürdigkeit zu analysieren. Gleichzeitig müssen die nötigen regionalen Märkte hierfür erst

noch geschaffen werden. Neben dem finanziellen Anreiz kann der Anteil der Erneuerbaren Energien bei Bedarfsanpassung nur geringfügig gesteigert werden, was eine ökologische Motivation entkräftet.

Die größte Diskrepanz zwischen qualitativer und quantitativer Analyse ergab sich hinsichtlich der Dynamisierung und Automatisierung. Einerseits bevorzugen Privatkunden eine selbstbestimmte einfache Tarifstruktur, andererseits werden die höchsten Einsparungen bei automatisierter Steuerung der Verbrauchsgeräte mit dynamischen Tarifen realisiert. Die Akzeptanz von automatisierter Steuerung hat jedoch in den letzten Jahren zugenommen.

Am deutlichsten zeigt sich dies bei den marktüblichen HT/NT-Tarifen, welche in ihrer jetzigen Struktur zukünftig nur noch sehr eingeschränkt Beschaffungsvorteile generieren können. Die Saisonalität und Stochastik der Einspeisung Erneuerbarer Energien machen die Preisvorteile bei statischen Zeitfenstern zunichte. Dieser Aspekt wiegt auch deshalb so stark, da die Wärmekunden durch hohe Verbräuche und die Möglichkeit zur Automatisierung besonders lukrativ sind. Hierdurch wurde auch einmal mehr das Potenzial für Industriebetriebe deutlich, welche in den letzten Jahrzehnten eine Vergleichmäßigung des Verbrauchs anstrebten. Durch den Paradigmenwechsel zu einer gesteuerten Last können zukünftig durch dynamische zeitvariable Tarife erhebliche Einsparungen realisiert werden. Die Einführung von Geschäftsmodellen für »Ladestrom« im Bereich der Elektromobilität kann von den hier gezeigten Mechanismen profitieren.

Durch die Konvergenz der Angebote im Elektrizitätsvertriebsmarkt sind die Gemeinsamkeiten der ELVU größer als ihre Unterschiede. Um Marktanteile zu halten und zu verteidigen, muss jedes ELVU ein möglichst breites Spektrum an Wertangeboten offerieren. Die Differenzierung der Unternehmen resultiert vorwiegend aus den markenbasierten Wertbestandteilen. Daraus ergibt sich, dass die Realisierung neuer energienaher Wertangebote für alle ELVU-Typen eine hohe Priorität besitzt. Die Zusatzdienstleistungen durch Smart Consulting und Home Automation sind durch die nötigen Skaleneffekte am ehesten für lokal und überregional integrierte ELVU von strategischer Relevanz. Auch besitzen diese ELVU am ehesten Kunden mit einer hohen Serviceaffinität, denen beispielsweise lokale Beratungsangebote entgegenkommen.

7.2 Theoretische Beiträge für die wissenschaftliche Forschung

Methodik und Gegenstand der Arbeit befinden sich in der Schnittmenge der Forschungsbereiche der branchenspezifischen Geschäftsmodellforschung, der Energiewirtschaft im Allgemeinen und Smart Meter im Speziellen sowie im Bereich der Simulation komplexer Systeme.²⁸⁹

Im Bereich der Geschäftsmodellforschung wurde mit der vorgestellten Methodik ein Beitrag zur Analyse von Geschäftsmodellen innerhalb reifer Industrien geleistet. Eine Besonderheit ist hierbei die Bewertung der Geschäftsmodelle. Mit dem strategischen *Fit* wurde ein Kriterium eingeführt, was eine qualitative Geschäftsmodellbewertung erlaubt. Weiterhin wurde gezeigt, dass die verbale und grafische Darstellung der qualitativen Analyse als Input für die Erstellung eines Simulationsmodells verwendet werden kann. Somit wird die Geschäftsmodellanalyse ein Werkzeug zur Vermittlung zwischen strategischer und finanzieller Planung. Geschäftsmodellierung hilft in diesem Zusammenhang auch, die Unzulänglichkeiten der strategischen Planung zu umschiffen oder zumindest abzuschwächen²⁹⁰.

Mit dem aufgestellten Simulationsmodell wurde eine Fallstudie zu den Wechselwirkungen der Bestandteile eines Geschäftsmodells erstellt. Auch im konkreten Fall der Smart Meter unterscheidet sich diese Vorgehensweise gegenüber bestehenden Analysen der Smart Meter-Geschäftsmodelle²⁹¹.

Der wissenschaftliche Beitrag für energiewirtschaftliche Simulationsmodelle ergibt sich aus dem Ansatz einer täglichen Optimierung. Einzigartig ist die Beschreibung des Verlagerungsalgorithmus. Während andere Arbeiten die geringe Preiselastizität zur Bestimmung heranziehen²⁹², wurde hier ein verhaltensökonomisches Modell vorgestellt. In der Modellierung wurden sowohl Lebensgewohnheiten als auch dynamische Präferenzen berücksichtigt, die aus empirischen Daten gewonnen wurden. Die Lebensgewohnheiten wurden über den tageszeit- und saisonabhängigen Faktor τ

289 Siehe hierzu Abbildung 3.10

290 Hinsichtlich der Probleme siehe S. 78 ff. (Mintzberg, 1999)

291 Vergleiche hierzu (Römer u. a., 2012)

292 S. 37 (Stadler, 2003), S. 163 (Nabe u. a., 2009) Der Autor geht von einem pauschalen Verlagerungspotential von 5 % der Last aus, in (Dave u. a., 2013) ist die Verlagerung eine exogene Größe

modelliert. Die dynamischen Präferenzen erwachsen der Abfolge der Tarilstunden und wurden über den Korrekturfaktor Alpha berücksichtigt.

Zur Modell-Lösung wurden zusätzlich neue vereinfachte Ansätze zur Beschreibung der Preisbildung disponibler Kraftwerke und der Einspeisung Erneuerbarer Energien aus empirischen Daten entwickelt. Die Neuartigkeit für die Preisbildung disponibler Kraftwerke besteht in der Einteilung des Marktgeschehens in die Marktregime Opportunitätskosten-, Grenzkosten- und Risikowettbewerb sowie der Preiskurve, die dieser Einteilung erwächst. Zur Einspeisung Erneuerbarer Energien wurden autoregressive Tagesmodelle mit einer saisonalen Komponente kombiniert.

7.3 Ausblick

Grundsätzlich kann die vorgestellte Methode der Geschäftsmodellanalyse in zukünftigen Studien auf weitere reife Industrien übertragen werden, in welchen eine Systeminnovation Veränderungen der Geschäftsmodelle bedingt. Im Folgenden wird konkret auf zukünftige Entwicklungen hinsichtlich der behandelten Fragestellung in der Elektrizitätswirtschaft eingegangen.

In der kritischen Würdigung des Simulationsmodells wurde deutlich, dass die meisten Unzulänglichkeiten hinsichtlich der Abbildungstreue dem Anspruch nach Allgemeingültigkeit und der mangelhaften Datenlage erwachsen. Diesen Problematiken könnte man bei der Anwendung des Simulationsmodells auf ein einzelnes ELVU leicht begegnen. So kann das Modell durch Einzelbetrachtungen im Hinblick auf die Verbrauchsgruppen der Geschäftskunden weiter verbessert werden, diese Lastgänge stehen den ELVU meist schon zur Verfügung. In Zukunft können die Daten aus Smart Metern helfen, Durchschnittsverbräuche und Verbrauchsanpassungen sektorscharf zu antizipieren. In Studien zur Verbrauchsmessung der Haushaltskunden wurden bereits Cluster identifiziert. In weiterführenden Untersuchungen in Theorie und Praxis könnte nicht nur eine Unterscheidung der Lastgänge, sondern auch der verhaltensbedingten Anpassungen der einzelnen Cluster untersucht werden.

Ein verbessertes Simulationsmodell kann im Kontext der Einordnung von Geschäftsmodellen zwischen der Strategie und den Strukturen einer Unternehmung ein Input für Veränderungen der Strukturen sein. Beispiele hierfür sind die Entwicklung der neuen Geschäftsprozesse und Informationsstrukturen, welche durch die Implementierung von Smart Metern ausgelöst werden. Wird das Simulationsmodell für ein konkretes EIVU individualisiert, kann es als Prototyp für ein Management-Informationssystem auf Grundlage des wertbasierten Managements dienen²⁹³.

Nicht zuletzt können weiterentwickelte Simulationsmodelle als Vertriebswerkzeug genutzt werden, um eine exaktere Bepreisung der Letztverbraucher zu ermöglichen. In Zukunft wäre es auch möglich, nicht nur den Jahresverbrauch, sondern auch den Jahreslastgang bei einem Tarifwechsel zu übermitteln. Endverbraucher hätten die Möglichkeit, ihre Lastprofile den Marktmachern im Absatzmarkt, wie beispielsweise Vergleichsportalen, zu übermitteln und könnten im Gegenzug günstige Tarife erhalten, wenn ihre Lastprofile eine günstige Struktur aufweisen. Gleichzeitig könnten die Einsparpotenziale durch dynamische Tarife bestimmt werden und so individualisierte Angebote erstellt werden.

Damit die technischen Möglichkeiten auch eine Anwendung in der Breite der Gesellschaft erfahren, müssen Akzeptanz und Routinen der Verbraucher im Umgang mit der Technologie wachsen. Schaut man rückblickend auf die ökologisch motivierten Verhaltensänderungen in anderen Lebensbereichen²⁹⁴ und auf die Verbreitung von mobilen vernetzten Applikationen kann man positiv gestimmt sein. Daher ist es an den Unternehmen, durch innovative Gestaltung der Wertangebote den Diffusionsprozess aktiv mitzugestalten.

293 S. 96 (Koller, 1994)

294 Beispielsweise sank der tägliche Pro-Kopf-Wasserverbrauch von 1990 bis 2011 um 17 %. Der finanzielle Anreiz lag nur im einstelligen Euro Bereich (BDEW, 2012)

Literaturverzeichnis

- Adam, D.; u. a. (2010):** Smart Energy 2020 vom Smart Metering zum Smart Grid. (Studie der Energietechnischen Gesellschaft im VDE (ETG)) Frankfurt am Main: VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.
- Afuah, A. (2004):** Business models : a strategic management approach. 1st ed. New York: McGraw-Hill/Irwin. — ISBN 9780072883640
- Albadi, M. H.; El-Saadany, E. F. (2008):** »A summary of demand response in electricity markets«. In: Electric Power Systems Research. 78 (11), S. 1989–1996, DOI: 10.1016/j.epsr.2008.04.002.
- Amit, R.; Zott C. (2001):** »Value creation in e-business«. In: Strategic Management Journal. 22 (6/7), S. 493, DOI: Article.
- Anderson, J. C.; Narus, J. A.; van Rossum, W. (2006):** »Customer Value Propositions in Business Markets.«. In: Harvard Business Review. 84 (3), S. 90–99, DOI: Article.
- Aretz, C.; Rosen, U. (2009):** »Intelligente Zähler und innovative Produkte erfordern strategische Entscheidungen«. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen. 59. Jg. (Heft 11), S. 14–17.
- Baden-Fuller, C.; Morgan, M. S. (2010):** »Business Models as Models«. In: Long Range Planning. 43 (2–3), S. 156–171, DOI: 10.1016/j.lrp.2010.02.005.
- BDEW (2013a):** BDEW-Strompreisanalyse November 2013 Haushalte und Industrie. Berlin: BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
- BDEW (2013b):** Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken. Berlin: BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
- BDEW (2012):** Wasserfakten im Überblick. Berlin: Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
- Bergamini, M.; Paniale, G.G.; Poli, R. (1991):** »An Experiment to ascertain the effects of a time of day tariff on residential customer demand«. In: Sorrento, Italien: International Energy Agency.
- Bernstein, R.; Madlener, R. (2010):** Short-and Long-Run Electricity Demand Elasticities at the Subsectoral Level: A Cointegration Analysis for German Manufacturing Industries. (Nr. FCN Working Paper No. 19/2010) RWTH Aachen: Institute for Future Energy Consumer Needs and Behavior (FCN).

- Bird, R.E.; Hulstrom, R. L. (1981):** »Simplified Clear Sky Model for Direct and Diffuse Insolation on Horizontal Surfaces; Technical Report No. SERI/TR-642-761«. Solar Energy Research Institute.
- BMWi (2014):** »BMWi – Energiedaten«. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Abgerufen am 09.01.2014 von <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiedaten-und-analysen/Energiedaten/gesamtausgabe,did=476134.html>.
- BMWi (2010):** »E-Energy: E-Energy – Auf dem Weg zum Internet der Energie«. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie.
- BNetzA (2014):** »Bundesnetzagentur – Kraftwerksliste«. Abgerufen am 02.02.2014 von http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html.
- BNetzA (2013a):** Genehmigung des Szenariorahmens für die Netzentwicklungsplanung und Offshore- Netzentwicklungsplanung. Bonn.
- BNetzA (2013b):** »Summe der gemeldeten installierten Photovoltaik Leistungen«. Bundesnetzagentur. Abgerufen am 12.01.2014 von http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1932/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Photovoltaik/ArchivDatenMeldgn/ArchivDatenMeldgn_node.html.
- BNetzA (2012):** Monitoringbericht 2011. Bonn: Bundesnetzagentur.
- BNetzA (2011):** »Smart Grid« und »Smart Market« Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystem. Bonn: Bundesnetzagentur.
- BNetzA; Bundeskartellamt (2013):** Monitoringbericht 2012. Bonn: Bundesnetzagentur; Bundeskartellamt.
- Bohmann, T. (2011):** Nachhaltige Markendifferenzierung von Commodities : Besonderheiten und Ansatzpunkte im Rahmen der identitätsbasierten Markenführung. 1. Ausg. Wiesbaden: Gabler. — ISBN 9783834927026
- Borchert, J.; Schemm, R.; Korth, S. (2006):** Stromhandel : Institutionen, Marktmodelle, Pricing und Risikomanagement. Stuttgart: Schäffer-Poeschel. — ISBN 9783791025421
- Bossel, H. (1992):** Modellbildung und Simulation. Vieweg+Teubner Verlag. — ISBN 9783528052423

- Boutellier, R.; Eurich, M.; Hurschler, P. (2010):** »An Integrated Business Model Innovation Approach: It is Not All about Product and Process Innovation«. In: E-Entrepreneurship and ICT Ventures. IGI Global, S. 1–16. — ISBN 9781615205974
- Bower, J. L.; Christensen, C. M. (1995):** »Disruptive Technologies: Catching the Wave.«. In: Harvard Business Review. 73 (1), S. 43–53.
- Box, G. E. P.; Cox, D. R. (1964):** »An Analysis of Transformations«. In: Journal of the Royal Statistical Society: Series B (Statistical Methodology). 26 (2), S. 201–252.
- Bruhn, M. (1997):** Marketing : Grundlagen für Studium und Praxis. 3., überarb. Aufl. Wiesbaden: Gabler. — ISBN 9783409336468
- Bruhn, M.; Georgi, D.; Tuzovic, S. (2009):** »The Link Between Marketing Instruments and Customer Perceptions.«. In: Journal of Relationship Marketing. 8 (1), S. 50–67, DOI: Article.
- BSI (2013):** »BSI TR-03109«. Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik. Abgerufen am 26.12.2013 von https://www.bsi.bund.de/DE/Publikationen/TechnischeRichtlinien/tr03109/index_hm.html.
- Buchholz, B.; u. a. (2008):** Smart Distribution 2020 Virtuelle Kraftwerke in Verteilungsnetzen. Frankfurt am Main: VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (Studie der Energietechnischen Gesellschaft im VDE (ETG)).
- Bühner, V.; Buchholz, B.; Probst, A. (2012):** »Neue Dienstleistungen und Geschäftsmodelle für Smart Distribution und Smart Markets«. In: VDE-Kongress »Smart-Grid« – Intelligente Energieversorgung der Zukunft.
- Bukau, F. (1983):** Wärmepumpen-Technik: Wärmequellen, Wärmepumpen, Verbraucher: Grundlagen und Berechnungen. München: Oldenbourg (Heizungstechnik). — ISBN 3486241516
- Bundesgesetzblatt (2008):** Gesetz zur Öffnung des Messwesens bei Strom und Gas für Wettbewerb.
- Burkhalter, A.; Kaenzig, J.; Wüstenhagen, R. (2009):** »Kundenpräferenzen für leistungsrelevante Attribute von Stromprodukten«. In: Zeitschrift für Energiewirtschaft. 33 (2), S. 161–172, DOI: 10.1007/s12398-009-0019-8.
- Casadesus-Masanell, R.; Ricart, J. (2010):** »From Strategy to Business Models and onto Tactics«. In: Long Range Planning. 43 (2–3), S. 195–215, DOI: 10.1016/j.lrp.2010.01.004.

- Chesbrough, H. (2010):** »Business Model Innovation: Opportunities and Barriers«. In: Long Range Planning. 43 (2–3), S. 354–363, DOI: 10.1016/j.lrp.2009.07.010.
- Costa, A.; Crespo, A.; Navarro, J.; u. a. (2008):** »A review on the young history of the wind power short-term prediction«. In: Renewable and Sustainable Energy Reviews. 12 (6), S. 1725–1744.
- Cramton, P.; Ockenfels, A. (2013):** »Capacity Market Fundamentals«. In:
- Dagpunar, J. (2007):** Simulation and Monte Carlo: with applications in finance and MCMC. Chichester, England ; Hoboken, NJ: John Wiley. — ISBN 0470854944
- Dave, S.; Sooriyabandara, M.; Yearworth, M. (2013):** »System behaviour modelling for demand response provision in a smart grid«. In: Energy Policy. 61 (0), S. 172–181, DOI: 10.1016/j.enpol.2013.05.098.
- Dirks, S. (2011):** »Interview mit Dr. Christian Friege, Vorstandsvorsitzender von Lichtblick«. In: emw Zeitschrift für Energie, Markt, Wettbewerb. (3).
- Dong Energy (2014):** »DONG Energy | Deutschland«. Abgerufen am 31.01.2014 von <http://www.dongenergy.de/DE/Pages/index.aspx>.
- Döring, N.; Exner, N. (2013):** »Smart Meter aus Kundenperspektive – Usability-Evaluation eines Stromverbrauchsfeedback-Systems«. In: Smart metering zwischen technischer Herausforderung und gesellschaftlicher Akzeptanz ; interdisziplinärer Status Quo. Ilmenau: Universitätsverlag Ilmenau (IBEGA). — ISBN 9783863600501
- Droste-Franke, B.; Paal, B. P.; Rehtanz, C.; u. a. (2012):** Balancing renewable electricity – Energy Storage, Demand Side Management and Network Extension. New York: Springer. — ISBN 9783642251566
- Dütschke, E.; Unterländer, M.; Wietschl, M. (2012):** Variable Stromtarife aus Kundensicht : Akzeptanzstudie auf Basis einer Conjoint-Analyse. (Nr. No. S1/2014) Karlsruhe : Fraunhofer ISI (Workingpaper sustainability and innovation).
- Edelmann, H.; Kästner, T. (2013):** Kosten-Nutzen-Analyse für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler. (Gutachten im Auftrag des BMWi) Ernst & Young.
- EEG (2012):** Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien.
- EEX (2014):** »European Energy Exchange: Stundenkontrakte | Spotmarkt Stundenauktion«. Abgerufen am 09.01.2014 von <http://www.eex.com/de/Marktdaten>.
- Engels, W. (1962):** Betriebswirtschaftliche Bewertungslehre im Licht der Entscheidungstheorie. Köln: Westdeutscher Verlag (Beiträge zur betriebswirtschaftlichen Forschung).

- EnWG, (2013):** Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG).
- ETG-Task Force Aktive EnergieNetze (2013):** Aktive Energie-Netze im Kontext der Energiewende. Frankfurt am Main: VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (Energietechnische Gesellschaft im VDE).
- EU (2009):** Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt. 2009/72/EG.
- EU-Kommission (2012):** »Empfehlung der Kommission vom 9. März 2012 zu Vorbereitungen für die Einführung intelligenter Messsysteme«. Kommission der Europäischen Gemeinschaft.
- Faruqui, A.; Sergici, S. (2009):** Household response to dynamic pricing of electricity – a survey of the experimental evidence.
- Flath, C.; Nicolay, D.; Conte, T.; u.a. (2012):** »Clusteranalyse von Smart-Meter-Daten: Eine praxisorientierte Umsetzung«. In: Wirtschaftsinformatik. 54 (1), S. 33–42, DOI: 10.1007/s11576-011-0309-8.
- Forsa (2010):** Erfolgsfaktoren von Smart Metering aus Verbrauchersicht. Berlin: Forsa Gesellschaft für Sozialforschung und statistische Analysen mbH.
- Frei, A. (2010):** Hier wirkt Elektrizität: Werbung für Strom 1890 bis 2010. 1. Aufl. Essen: Klartext. — ISBN 9783898618861
- Fürsch, M.; Malischek, R.; Lindenberger, D. (2012):** Der Merit-Order-Effekt der erneuerbaren Energien : Analyse der kurzen und langen Frist. (Nr. 12/14) Köln: EWI (EWI Working Paper).
- Gallus, M.; Schwabe, M. (2008):** »Wechselbarrieren bei Privatkunden«. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen. 58. Jg. (Heft 1/2), S. 28–31.
- Gellings, C. W.; Smith, W. M. (1989):** »Integration Demand-Side Management into Utility Planning«. In: Proceedings of the IEEE. Vol. 77 (No. 6), S. 908–918.
- Gevatter, H.-J.; Grünhaupt, U. (1999):** Handbuch der Mess- und Automatisierungstechnik. Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag Berlin Heidelberg. — ISBN 9783540348238
- Gillich, G. (2010):** »Von Smart Metering zu Smart Billing«. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen. 60. Jg. (Heft 5), S. 22 f.
- Gleave, S. (2008):** »Die Marktabgrenzung in der Elektrizitätswirtschaft«. In: Zeitschrift für Energiewirtschaft. Jg. 32 (2), S. 120–126–126.

- Gnilka, A.; Meyer-Spasche, J.; Folta, N. (2009):** Studie: Smart Metering – Erfolgreich sein durch Prozesseffizienz und Produktinnovation. Berlin: LBD Beratungsgesellschaft mbH.
- Gordijn, J.; Akkermans, H. (2001):** »Designing and Evaluating E-Business Models«. In: IEEE Intelligent Systems Magazine. (IEEE INTELLIGENT SYSTEMS) (1094-7167/01), S. 11–17.
- Gordijn, J.; Akkermans, H.; van Vliet, H. (2000):** »Business Modelling Is Not Process Modelling«. In: Conceptual Modeling for E-Business and the Web. Springer Berlin / Heidelberg (Lecture Notes in Computer Science), S. 40–51.
- Grasl, O. (2009):** »Business Model Analysis – Method and Case Study«. Sippligen: Universität St. Gallen, Hochschule für Wirtschafts-, Rechts- und Sozialwissenschaften (HSG).
- Grein, A.; Pehnt, M. (2011):** »Load management for refrigeration systems: Potentials and barriers«. In: Energy Policy. 39 (9), S. 5598–5608, DOI: 10.1016/j.enpol.2011.04.040.
- Grösche, P. (2011):** Erstellung der Anwendungsbilanz 2008 für den Sektor Private Haushalte. Berlin: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen.
- Growitsch, C. (2014):** »Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln: DIMENSION«. Energiewirtschaftliches Institut zu Köln. Abgerufen am 09.01.2014 von <http://www.ewi.uni-koeln.de/forschung/modelle/dimension/>.
- Gutschi, C.; Bachhiesl, U.; Huber, C.; u. a. (2009):** »ATLANTIS – Simulationsmodell der europäischen Elektrizitätswirtschaft bis 2030«. In: e & i Elektrotechnik und Informationstechnik. 126 (12), S. 438–448, DOI: 10.1007/s00502-009-0703-8.
- Hanitsch, R.; Loch, J.-M.; Melchert, A. (1993):** Zeitvariable lineare Stromtarife – empirische Untersuchung im Versorgungsgebiet der Berliner Kraft- und Licht (Bewag) Aktiengesellschaft. (Endbericht) Technische Universität Berlin Fachgebiet Energie- und Rohstoffwirtschaft.
- Hau, E. (2006):** Wind turbines: fundamentals, technologies, application, economics. 2nd [English] ed. Berlin; New York: Springer. — ISBN 9783540242406
- Heike, H. (2000):** Grundlagen der Statistik und Wahrscheinlichkeitsrechnung: [Statistik I]. München: Oldenbourg. — ISBN 9783486210095
- Heuck, K. (2005):** Elektrische Energieversorgung: Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis mit 31 Tabellen und 75 Aufgaben mit Lösungen. 6., vollst. überarb. und erw. Aufl. Wiesbaden: Vieweg. — ISBN 9783528585471

- Heuskel, D. (1999):** Wettbewerb jenseits von Industriegrenzen: Aufbruch zu neuen Wachstumsstrategien. Frankfurt/Main: Campus-Verl. — ISBN 9783593361437
- Hillemacher, L.; Hufendiek, K.; Bertsch, V.; u. a. (2013):** »Ein Rollenmodell zur Einbindung der Endkunden in eine smarte Energiewelt«. In: Zeitschrift für Energiewirtschaft. Jg. 37 (3), S. 195–210, DOI: 10.1007/s12398-013-0110-z.
- Hirsh, E.; Rangan, K. (2013):** »The Grass Isn't Greener.«. In: Harvard Business Review. 91 (1), S. 21–23.
- Hoffmann, K. (2013):** »Wildern im fremden Revier: Berliner Gasag unterbietet Vattenfalls Strompreis–Wirtschaft–Tagesspiegel«. der Tagesspiegel. Abgerufen am 10.01.2014 von <http://www.tagesspiegel.de/wirtschaft/wildern-im-fremden-revier-berliner-gasag-unterbietet-vattenfalls-strompreis/9176960.html>.
- Hoppe, K.; Kollmer, H. (2001):** Strategie und Geschäftsmodell. (unveröffentlichtes Arbeitspapier) Bamberg/Regensburg.
- Huber, M.; Apergis, A. (2009):** »Wechselverhalten, Bedeutung der Marke und Kundenbindung im Strommarkt«. In: TNS Infratest Energiemarktforschung 2009.
- Hungenberg, H. (2000):** Strategisches Management in Unternehmen : Ziele – Prozesse – Verfahren. Wiesbaden: Gabler. — ISBN 9783409130639
- Infand, M.; Exner, N. (2013):** »Laststeuerung privater Haushalte«. In: Smart Metering zwischen technischer Herausforderung und gesellschaftlicher Akzeptanz ; interdisziplinärer Status Quo. Ilmenau: Universitätsverlag Ilmenau (IBEGA). — ISBN 9783863600501
- Jansen, S. (2000):** Mergers & Acquisitions : Unternehmensakquisitionen und -kooperationen eine strategische, organisatorische und kapitalmarkttheoretische Einführung. 3., überarb. und aktualisierte Aufl. Wiesbaden: Gabler. — ISBN 9783409533010
- Jevons, W. S. (1866):** The Coal Question. London: Macmillan and Co.
- Johnson, M.; Christensen, C.; Kagermann, H. (2008):** »Reinventing your business model«. In: Harvard business review. 86 (12), S. 57–68.
- Johnson, M. D.; Herrmann, A.; Huber, F. (2006):** »The Evolution of Loyalty Intentions.«. In: Journal of Marketing. 70 (2), S. 122–132, DOI: Article.
- Kahmann, M. (2012):** »Der Siegeszug der elektrischen Energiemesstechnik«. In: PTB-Mitteilungen – Fachjournal der physikalisch-technischen Bundesanstalt. 122. Jahrgang (Heft 3), S. 3–14.

- Kahmann, M. (2003):** »Elektronische Zähler«. In: Handbuch Elektrizitätsmesstechnik: [Vorschriften, Gerätetechnik, Prüftechnik, Energiedatenmanagement]. Frankfurt am Main; Heidelberg; Berlin; Berlin; Offenbach: VWEW-Energieverl. ; VDE-Verl., S. 90–217. — ISBN 9783802207303, 9783800727001
- Kemnitz, P.; Zeller, M. (2012):** »Managementforschung für die Energiewirtschaft – Anforderungen und Analyse des Status quo«. In: 12. Symposium Energieinnovationen. Graz: Verlag der technischen Universität Graz. — ISBN 9783851252002
- Kießling, A. (2013):** E-Energy Modellstadt Mannheim – Projektergebnisse. Mannheim (E-Energy – IKT-basiertes Energiesystem der Zukunft).
- Klee, H. (2007):** Simulation of dynamic systems with MATLAB and Simulink / Harold Klee, Randal Allen. 2nd ed. Boca Raton, FL: CRC Press. — ISBN 9781439836736
- Kleemann, M.; Hansen, P. (2005):** Evaluierung der CO₂-Minderungsmaßnahmen im Gebäudebereich. Jülich: Schriften des Forschungszentrums (Schriften des Forschungszentrums Jülich. Reihe Umwelt/Environment). — ISBN 3893364196
- Klobasa, M. (2007):** »Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten«. Zürich: ETH Zürich.
- Knab, S.; Konnertz, L. (2011):** »Smart Energy – branchenübergreifende Exploration eines entstehenden Marktes«. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen. 61. Jg. (Heft 5), S. 8– 12.
- Zu Knyphausen-Aufseß, D.; Meinhardt, Y. (2002):** »Revisiting Strategy: Ein Ansatz zur Systematisierung von Geschäftsmodellen«. In: Zukünftige Geschäftsmodelle : Konzept und Anwendung in der Netzökonomie mit 3 Tabellen. Berlin [u.a.]: Springer. — ISBN 9783540427445
- Koch, S.; Meier, D.; Zima, M.; u. a. (2009):** »An active coordination approach for thermal household appliances — Local communication and calculation tasks in the household«. In: PowerTech, 2009 IEEE Bucharest., S. 1–8, DOI: 10.1109/PTC.2009.5281787.
- Koller, T. (1994):** »What is value-based management?«. McKinsey & Company, Inc.
- Konstantin, P. (2007):** Praxisbuch Energiewirtschaft : Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt. Berlin: Springer. — ISBN 9783540353775

- Krallmann, H.; Bobrik, A.; Levina, O. (2013):** Systemanalyse im Unternehmen: prozessorientierte Methoden der Wirtschaftsinformatik. München [u. a.]: Oldenbourg. — ISBN 9783486717686
- KWKG (2002):** Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz).
- Lambert, S. (2006):** »A Business Model Research Schema«. Proceedings 19th Bled eConference eValues.
- Landgraf, S.; Clasen, A. (2013):** »Smart Metering in Österreich: Ist weniger mehr?«. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen. 63. Jg. (Heft 8), S. 67–69.
- Landis+Gyr (2014):** Stromzähler Haushalt – Landis+Gyr E350 ZMF/ZFF/ZCF100 Serie 2. Zug, Schweiz.
- Lange, S. (2012):** »Ausgleichseffekte durch Aggregation der Last von Privathaushalten«. Studienarbeit am Fachgebiet für Energi- und Rohstoffwirtschaft der Technischen Universität Berlin.
- Leitl, M. (2012):** »Was sind: ... Big Data?«. Harvard Business Manager. Abgerufen am 02.01.2014 von <http://www.harvardbusinessmanager.de/heft/artikel/a-839630.html>.
- Lenke, T.; Bender, J.; Haastert, R.; u. a. (2009):** »Wandlung zu einem modernen Netzbetreiber durch innovative Technologien«. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen. 59. Jg. (Heft 12), S. 50–53.
- Leprich, U.; Frey, G.; Hauser, E.; u. a. (2010):** »Der Marktplatz E-Energy aus elektrizitätswirtschaftlicher Perspektive«. In: Zeitschrift für Energiewirtschaft. Jg. 34, S. 79–89.
- Leveke, U. (2003):** »Technik der Ferrariszähler«. In: Handbuch Elektrizitätsmesstechnik: [Vorschriften, Gerätetechnik, Prüftechnik, Energiedatenmanagement]. Frankfurt am Main; Heidelberg; Berlin; Berlin; Offenbach: VWEW-Energieverl.; VDE-Verl., S. 43–87. — ISBN 9783802207303 (print), ISBN 9783800727001 (eBook)
- Li, Z.; Yang, F.; Mohagheghi, S.; u. a. (2013):** »Toward smart distribution management by integrating advanced metering infrastructure«. In: Electric Power Systems Research. 105 (0), S. 51–56, DOI: 10.1016/j.epsr.2013.07.008.
- LichtBlick (2013):** Broschüre Zuhausekraftwerk. Hamburg: LichtBlick SE.
- Locher, G. (2013):** »Regeln für die Antragstellung stromintensiver Unternehmen«. Abgerufen am 28.12.2013 von <http://www.pwc.de/de/energiewirtschaft/strom-intensive-unternehmen-nur-auf-antrag-von-eeg-umlage-entlastet.jhtml>.

- Lüdeke-Freund, F. (2009):** »Business Model Concepts in Corporate Sustainability Contexts From Rhetoric to a Generic Template for »Business Models for Sustainability««. Lehrstuhl für Nachhaltigkeitsmanagement Leuphana Universität Lüneburg.
- Magretta, J. (2002):** »Why Business Models Matter«. In: Harvard Business Review. (May 2002), S. 3–8.
- Mansfield, G. M.; Fourie, L. C. H. (2004):** »Strategy and business models – strange bedfellows? A case for convergence and its evolution into strategic architecture.«. In: South African Journal of Business Management. 35 (1), S. 35–44, DOI: Article.
- MathWorks (2014a):** »t Location-Scale Distribution«. Abgerufen am 29.01.2014 von <http://www.mathworks.de/de/help/stats/t-location-scale-distribution.html>.
- MathWorks (2014b):** »Weibull parameter estimates – MATLAB wblfit«. Abgerufen am 29.01.2014 von <http://www.mathworks.de/de/help/stats/wblfit.html>.
- McHenry, M. P. (2013):** »Technical and governance considerations for advanced metering infrastructure/smart meters: Technology, security, uncertainty, costs, benefits, and risks«. In: Energy Policy. 59 (0), S. 834–842, DOI: 10.1016/j.enpol.2013.04.048.
- Meier, H.; Fünfgeld, C.; Adam, T.; u. a. (1999):** »Repräsentative VDEW Lastprofile M-32/99«. Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke Frankfurt am Main.
- Meller, E. (2010):** Jahrbuch der europäischen Energie- und Rohstoffwirtschaft 2010. Essen: VGE Verlag. — ISBN 9783867970464
- MessZV (2008):** Verordnung über Rahmenbedingungen für den Messstellenbetrieb und die Messung im Bereich der leitungsgebundenen Elektrizitäts- und Gasversorgung.
- Mintzberg, H. (1999):** Strategy-Safari : Eine Reise durch die Wildnis des strategischen Managements. [Nachdr.]. Wien: Ueberreuter. — ISBN 9783706405232
- Müsgens, F.; Steinhausen, B. (2010):** »Portfoliomanagement: Optimale Energiebeschaffung unter Berücksichtigung von Risiken«. In: Zeitschrift für Energiewirtschaft. Jg. 34, DOI: 10.1007/s12398-010-0014-0.
- Müller-Stewens, G.; Lechner, C. (2003):** Strategisches Management: Wie strategische Initiativen zum Wandel führen ; der St. Galler General Management Navigator®. Stuttgart: Schäffer-Poeschel. — ISBN 9783791020518

- Nabe, C.; Beyer, C.; Bordersen, N.; u. a. (2009):** Einführung von lastvariablen und zeitvariablen Tarifen. Studie im Auftrag der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. (Gutachten) EcoFys, EnCt und BBH.
- Obergfell, T. (2013):** Prognose des mittleren Anlagenertrages für die Photovoltaik-Anlage Rüthen. (Nr. PMZ942-TO-1303-V1.1) Freiburg: Fraunhofer ISE.
- OSMA (2014):** »Ontario Smart Meter Awareness – Toronto Coalition Against Smart Meters.«. Abgerufen am 03.01.2014 von <http://www.ontariosmartmeterawareness.com/>.
- Osterwalder, A. (2010):** Business model generation : a handbook for visionaries, game changers, and challengers. Hoboken NJ: Wiley. — ISBN 9780470876411
- Osterwalder, A. (2004):** »The business model ontology a proposition in a design science approach«. Universite de Lausanne Ecole des Hautes Etudes Comerciales.
- Pape, U. (2004):** Wertorientierte Unternehmensführung und Controlling. 3., überarb. und erw. Aufl. Sternenfels: Verl. Wissenschaft & Praxis. — ISBN 9783896731685
- Papesch, G.; Holzhauer, B.; Lüers, T. (2008):** »Zukunft der Energie – was Privatkunden von Energieversorgern erwarten«. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen. 58. Jg. (Heft 5), S. 54–57.
- Payne, A. (1993):** Realionship marketing: The six markets framework (Workingpaper Nr. SWP 35/93) Cranfield (The Cranfield school of Management Working Paper Series).
- Pfeiffer, W. (1994):** Systemwirtschaftlichkeit : Konzeption und Methodik zur betriebswirtschaftlichen Fundierung innovationsorientierter Entscheidungen. Göttingen: Vandenhoeck und Ruprecht. — ISBN 9783525125724
- Picot, A. (2009):** E-Energy Wandel und Chance durch das Internet der Energie. Berlin; Heidelberg: Springer. — ISBN 9783642029325 (print) ISBN 9783642029332 (eBook)
- Porter, M. (1998):** Competitive advantage : creating and sustaining superior performance with a new introduction. New York: Free Press. — ISBN 9780684841465
- Porter, M. E. (1996):** »What Is Strategy?«. In: Harvard Business Review. 74 (6), S. 61–78, DOI: Article.
- Pruyt, E. (2007):** »Dealing with Uncertainties? Combining System Dynamics with Multiple Criteria Decision Analysis or with Exploratory Modelling«. In: Boston.

- Ramos, S.; Vale, Z. (2008):** »Data mining techniques application in power distribution utilities«. In: Chicago: IEEE, S. 1–8, DOI: 10.1109/TDC.2008.4517229. — ISBN 9781424419036, 9781424419043
- Rappaport, A. (1981):** »Selecting strategies that create shareholder value.«. In: Harvard Business Review. 59 (3), S. 139–149, DOI: Article.
- Rickert, H. (1913):** »Vom System der Werte«. In: Logos. Internationale Zeitschrift für Philosophie der Kultur. VI, S. 295–327.
- Riedmann de Trinidad, G. (2011):** »Die Smarte Energiewelt gelingt nur mit sicheren effizienten Informations- und Kommunikationssystemen«. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen. 61. Jg. (Heft 9), S. 41–43.
- Ritzau, M. (2005):** »Preisentwicklung und Beschaffungsstrategien im Großhandelsmarkt für Strom«. In: 4. Lüneburger Energieforum. Hannover.
- Röck, S.; Wagner, C. (2010):** »Bewerbung von Elektrizität in den 1950er Jahren: Elektrizität – Modernität – Fortschritt«. In: Hier wirkt Elektrizität: Werbung für Strom 1890 bis 2010. 1. Aufl. Essen: Klartext. — ISBN 9783898618861
- Römer, B.; Reichhart, P.; Kranz, J.; u. a. (2012):** »The role of smart metering and decentralized electricity storage for smart grids: The importance of positive externalities«. In: Special Section: Past and Prospective Energy Transitions – Insights from History. 50 (0), S. 486–495, DOI: 10.1016/j.enpol.2012.07.047.
- Rupp, G. (2014):** »Ruppenergy«. Abgerufen am 06.01.2014 von http://ruppenergy.com/?page_id=424.
- Rust, R. T.; Lemon, K. N.; Zeithaml, V. A. (2004):** »Return on Marketing: Using Customer Equity to Focus Marketing Strategy.«. In: Journal of Marketing. 68 (1), S. 109–127, DOI: Article.
- RWE (2014a):** »RWE SmartHome – Microsoft Silverlight«. Abgerufen am 27.01.2014 von <https://portal.rwe-smarthome.de/UserPortal/SilverlightHost/SilverlightInvalidVersion>.
- RWE (2014b):** »Starterpaket – Smarthome«. Abgerufen am 06.01.2014 von <http://www.rwe-smarthome.de/web/cms/de/688508/smarthome/informieren/paketangebote/starterpaket/>.
- Samuelson, P. (1989):** Economics. 13th ed. New York: McGraw-Hill. — ISBN 9780070547865
- SAP (2014):** »Energy Data | Smart Meter Analytics Software | HANA In-Memory Computing | SAP«. Abgerufen am 27.01.2014 von <http://www.sap.com/pc/tech/in-memory-computing-hana/software/smart-meter-analytics/index.html>.

- Schemm, R. (2011):** »Modell zur Untersuchung von Investitionsentscheidungen unter Unsicherheit in Stromerzeugungstechnologien«. Berlin: TU-Berlin.
- Schmlemmermeier, B. (2007):** »Preisprognosen und Geschäftsmodelle – Wann rechnet sich Eigenerzeugung überhaupt?«. In: Hamburg: Euroforum.
- Schnell, P. (1991):** »Demand-Side Management from a german point of view«. In: Sorrento, Italien: International Energy Agency.
- Schramek, E.-R.; Sprenger, E.; Recknagel, H. (2003):** Taschenbuch für Heizung und Klimatechnik 03/04. München: Oldenburg Industrieverlag.
- Schröder, A.; Kunz, F.; Meiss, J.; u. a. (2013):** Current and prospective costs of electricity generation until 2050. Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung.
- Schweizer, L. (2005):** »Concept and evolution of business models.«. In: Journal of General Management. 31 (2), S. 37–56, DOI: Article.
- Seiferth, T. (2000):** Neue strategische Geschäftsfelder in der liberalisierten deutschen Elektrizitätswirtschaft: Suche, Implementierung und Erfolg. Essen: etv, Energiewirtschaft-und-Technik-Verl. — ISBN 9783925349355, 9783942370127
- Sellien, R. (1983a):** Gabler Wirtschaftslexikon Band 1. 11., neubearb. Aufl. Wiesbaden: Gabler. — ISBN 9783409309349
- Sellien, R. (1983b):** Gabler Wirtschaftslexikon Band 2. 11., neubearb. Aufl. Wiesbaden: Gabler. — ISBN 9783409309479
- Smith, G.; Nagle, T. (2005):** »A Question of Value.«. In: Marketing Management. 14 (4), S. 38–43, DOI: Article.
- soluvia (2014):** »Soluvia GmbH :: DIE Service – Partner«. Abgerufen am 31.01.2014 von http://www.soluvia.de/www/solvua/de/solvua/startebene/solvua_1/solvua_2.jsp.
- Stachowiak, H. (1973):** Allgemeine Modelltheorie. Wien, New York: Springer-Verlag. — ISBN 9780387811062, 9783211811061
- Stadler, M. (2003):** »The relevance of demand-side-measures and elastic demand curves to increase market performance in liberalized electricity markets: The case of Austria«. Technische Universität Wien.
- Stadtwerke Flensburg (2013):** »Elektrodenheizkessel – Stadtwerke Flensburg nehmen Stromheizung in Betrieb«. Abgerufen am 21.11.2013 von https://www.stadtwerke-flensburg.de/home/unternehmen/presse/pressemeldungen/detailansicht/article/elektrodenheizkessel-stadtwerke-flensburg-nehmen-stromheizung-in-betrieb.html?tx_ttnews%5BbackPid%5D=743&cHash=1e26ac8a7f.

- Sterman, J. (2002):** »All models are wrong: reflections on becoming a systems scientist«. In: System Dynamics Review. 18 (4), S. 501–531, DOI: 10.1002/sdr.261.
- Sterman, J. (2000):** Business dynamics: systems thinking and modeling for a complex world. Boston: Irwin/McGraw-Hill. — ISBN 0072311355
- StromNZV (2013):** Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen.
- Teece, D. (2010):** »Business Models, Business Strategy and Innovation«. In: Long Range Planning. 43 (2–3), S. 172–194, DOI: 10.1016/j.lrp.2009.07.003.
- Thome, H. (2005):** Zeitreihenanalyse: eine Einführung für Sozialwissenschaftler und Historiker. München: Oldenbourg. — ISBN 9783486578713
- Timmers, P. (1998):** »Business Models for Electronic Markets«. In: EM-Electronic Markets. vol. 8 (No. 2).
- Trianel (2013):** Abgerufen am 31.10.2013 von about:blank.
- Trommsdorff, V. (2004):** Konsumentenverhalten. 6., vollst. überarb. und erw. Aufl. Stuttgart: Kohlhammer. — ISBN 9783170185951
- Trygg, P.; Toivonen, J.; Järventausta, P. (2005):** Changes of business models in electricity distribution. Tampere, Finland: Tampere University of Technology.
- ÜNB (2013):** Netzentwicklungsplan 2013, zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber.
- Viehmann, J. (2011):** »Risk premiums in the German day-ahead Electricity Market«. In: Energy Policy. 39 (1), S. 386–394, DOI: 10.1016/j.enpol.2010.10.016.
- Wagner, A. (2010):** Photovoltaik engineering: Handbuch für Planung, Entwicklung und Anwendung. Springer DE.
- Weill, P.; Malone, T.; D’Urso, V.; u. a. (2005):** »Do Some Business Models Perform Better than Others? A Study of the 1000 Largest US Firms Few«. Sloan School of Management Massachusetts Institute of Technology.
- Weill, P.; Vitale, M. (2001):** Place to Space Migrating to eBusiness Models. Harvard Business School Publishing Corporation. — ISBN 9781578512454
- Welter, M. (2006):** »Die Forschungsmethode der Typisierung : Charakteristika, Einsatzbereiche und praktische Anwendung«. In: Wirtschaftswissenschaftliches Studium : Zeitschrift für Studium und Forschung. Vol. 35, S. 113–116.
- Westermann, D.; Döring, N.; Bretschneider, P. (2013):** Smart Metering zwischen technischer Herausforderung und gesellschaftlicher Akzeptanz – interdisziplinärer Status Quo. Ilmenau: Universitätsverlag Ilmenau (IBEGA). — ISBN 9783863600501

- Wickert, R. (2014):** »Fraunhofer-Allianz Ambient Assisted Living«. Abgerufen am 06.01.2014 von http://www.fraunhofer.de/de/institute-einrichtungen/verbuende-allianzen/Ambient_Assisted_Living.html.
- Wiebe, C.; Springborn, H.; Schmitz, B. (2009):** »Chancen des integrierten Portfoliomanagements nutzen«. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen. 59. Jg. (Heft 11), S. 56–57.
- Williamson, O. E. (1998):** »Transaction Cost Economics: How It Works; Where It is Headed«. In: De Economist. 146 (1), S. 23–58, DOI: 10.1023/A:1003263908567.
- Winje, D. (1977):** Wachstums- und Anpassungsprozesse in der Energiewirtschaft der Bundesrepublik Deutschland. Ein Simulationsmodell. Meisenheim am Glan: Hain (Schriften zur wirtschaftswissenschaftlichen Forschung). — ISBN 3445014884
- Winje, D.; Witt, D. (1991):** Energiewirtschaft. Berlin: Springer (Energieberatung/Energiemanagement). — ISBN 9783540166122, 9780387166124, 9783885853022
- Wissner, M. (2009):** Smart Metering. (Nr. 321) Bad Honnef: Wissenschaftliches Institut für Infrastruktur und Kommunikationsdienste (WIK Diskussionsbeitrag).
- Wohlfahrtstätter, C.; Boutellier, R. (2009):** »Innovationszyklen in der Elektrizitätswirtschaft«. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen. 59. Jg. (Heft 8), S. 48–51.
- Wolling, J.; Artl, D. (2013):** »Smart Metering in den Medien und im Urteil der Öffentlichkeit«. In: Smart Metering zwischen technischer Herausforderung und gesellschaftlicher Akzeptanz ; interdisziplinärer Status Quo. Ilmenau: Universitätsverlag Ilmenau (IBEGA).
- Wolter, D.; Reuter, E. (2005):** Preis- und Handelskonzepte in der Stromwirtschaft: Von den Anfängen der Elektrizitätswirtschaft zur Einrichtung einer Strombörse. Deutscher Universitätsverlag. — ISBN 9783824407651
- Zott, C.; Amit, R.; Massa, L. (2010):** »The Business Model: Theoretical Roots, Recent Developments And Future Research«. IESE Business School – University of Navarra, Madrid.
- ZuV (2007):** Verordnung über die Zuteilung von Treibhausgas-Emissionsberechtigungen in der Zuteilungsperiode 2008 bis 2012.

A Anhang

A1 Empirische Vorstudie

Seit der Liberalisierung der Strommärkte hat die Anzahl der ELVU zugenommen. Ziel der empirischen Vorstudie ist zum einen die Bestimmung des Umsetzungsgrades von Smart Metern in den Unternehmen sowie zum anderen die Analyse der Wertschöpfungsarchitekturen der ELVU. Der Untersuchungszeitraum der empirischen Vorstudie erstreckte sich von Mai bis Juli 2010. Grundlage für die Stichprobe bildete das Jahrbuch der Energie- und Rohstoffwirtschaft 2010²⁹⁵. Die Erhebungsmethodik ist eine Sekundärerhebung anhand der Internetseiten und Geschäftsberichte der jeweiligen Versorgungsunternehmen. Diese Vorgehensweise wurde einer Primärerhebung vorgezogen, da kein Risiko bezüglich der Rückläufe von Fragebögen besteht und so eine größere Stichprobe von Unternehmen untersucht werden kann.

Nach dem verwendeten Jahrbuch fallen die ELVU unter die Kategorien regionale und kommunale Energieversorgung sowie Stromhandel²⁹⁶. Zur ersten Eingrenzung wurden reine Großhandelsunternehmen (z. B. European Energy Exchange – EEX) ausgeschlossen. Die verbleibenden Unternehmen in den Kategorien Regionalversorger (70) und Stromhandel (36) wurden komplett untersucht. Bei den Kommunalversorgern wurden 204 Unternehmen aus 677 ausgewählt. Insgesamt wurden so 310 Betriebe untersucht. Tochtergesellschaften von integrierten Energieversorgungsunternehmen wurden als Einzelunternehmen betrachtet. Die vollständige Liste der untersuchten Unternehmen und deren Webadressen sind in Tabelle A1 enthalten.

Nach der Definition von ELVU, dass eine Belieferung von Endkunden erfolgt, genügten insgesamt 238 Unternehmen diesem Kriterium. Die endgültige Zusammensetzung der Stichprobe zeigt Abbildung A1.

295 (Meller, 2010)

296 Stromtarife für Privatkunden werden von der Berliner GASAG erst seit Dezember 2013 angeboten (Hoffmann, 2013)

Zusammensetzung der Stichprobe

- ☐ Kommunalversorger
- ☐ Regionalversorger
- ☐ Sonstige

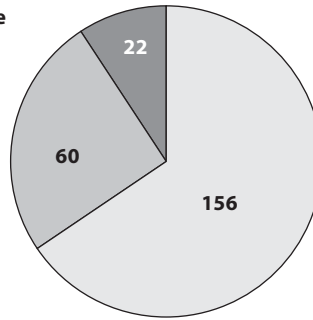


Abbildung A1: Zusammensetzung der Stichprobe der empirischen Vorstudie

Der jährliche Stromabsatz wurde entweder direkt erhoben oder über die Kundenanzahl abgeschätzt, hierfür wurde ein Durchschnittsverbrauch von 3000 kWh jährlich angenommen. Insgesamt konnte so für 192 Unternehmen der Absatz bestimmt werden. Nach dieser Analyse deckt die Stichprobe einen Gesamtabsatz von 373 TWh ab, was 64 % des gesamten Stromverbrauchs in Deutschland entspricht.

Ein Erkenntnisinteresse der Untersuchung ist die Analyse der Wertschöpfungsarchitektur bzw. der Wertschöpfungsstufen der ELVU. Der Wertschöpfungsstufe der Erzeugung wurden alle Unternehmen zugerechnet, welche eine Eigenerzeugung in Form von Kraftwerken betreiben. Hier reicht die Spanne von dezentralen Blockheizkraftwerken, kleineren Anlagen zur Umwandlung Erneuerbarer Energien bis zu Beteiligungen an Großkraftwerken. Zu entscheiden, ob ein Unternehmen als Großhändler tätig ist, erwies sich als schwierig, da diese Informationen nicht immer eindeutig zur Verfügung standen. Ein Unternehmen ist auf Großhandelsebene tätig, wenn es direkt oder indirekt (über eine Beschaffungsgemeinschaft) am Börsenhandel teilnimmt und/oder elektrische Energie an Weiterverteiler im In- und Ausland verkauft. Als Akteure der Wertschöpfungsstufe Verteilung wurden Unternehmen verstanden, welche auf der Verteilnetzstufe in Deutschland tätig sind, auch wenn der Netzbetrieb über Tochtergesellschaften abgewickelt wird. Die Ergebnisse der Erhebung zeigt Abbildung A2.

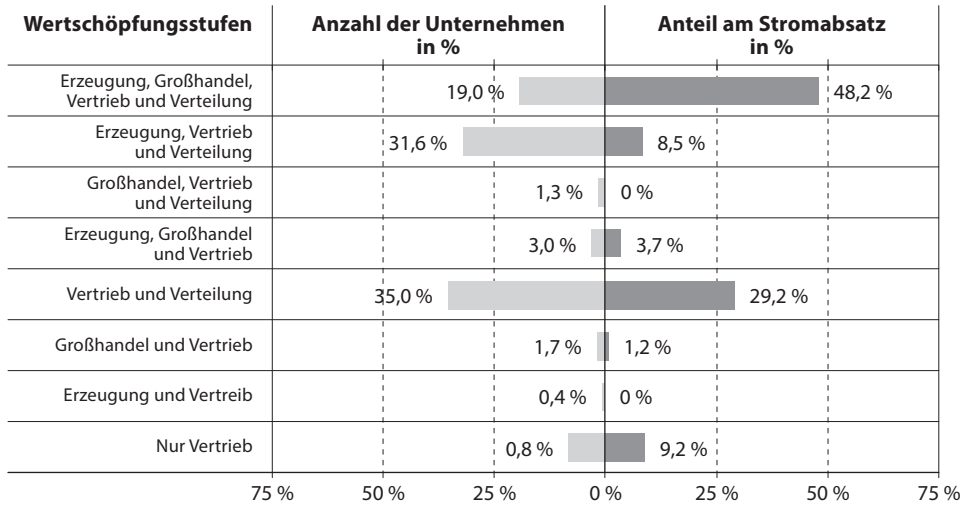


Abbildung A2: Wertarchitekturen im Stromvertriebsmarkt

Tabelle A1: Grundgesamtheit der untersuchten Unternehmen der empirischen Vorstudie

Unternehmen empirische Vorstudie	Webseite
AggerEnergie GmbH	www.aggerenergie.de
Allgäuer Elektrizitäts-Gesellschaft mbH	kein EIVU
Allgäuer Überlandwerk GmbH	www.auew.de
Alzwerke GmbH	kein EIVU
Ampere AG	www.ampere.de
Atel Energie AG (neuer Name »Alpig Energie Deutschland AG«)	www.alpig.de
AVU Aktiengesellschaft für Versorgungs-Unternehmen	www.avu.de
badenova AG & Co. KG	www.badenova.de
Bayerische Elektrizitätswerke GmbH (BEW)	www.bew-augsburg.de
Bergen Energi Deutschland GmbH	www.bergen-energi.com
BEW Bergische Energie- und Wasser-GmbH	www.bergische-energie.de
Bocholter Energie- und Wasserversorgung GmbH (BEW)	www.bew-bocholt.de
C. Ensinger GmbH & Co. KG	www.c-ensinger.de
Carl Kliem Energy GmbH	www.ck-energy.de
CEZ Deutschland GmbH	www.cez.cz/de/home.html
citiworks AG	www.citiworks.de
Donau-Stadtwerke Dillingen-Lauingen (Zweckverband)	www.dsdl.de

Unternehmen empirische Vorstudie	Webseite
Dortmunder Energie- und Wasserversorgung GmbH	www.dew21.de
DREWAG - Stadtwerke Dresden GmbH	www.drewag.de/de/index.php
E WIE EINFACH Strom & Gas GmbH	www.e-wie-einfach.de/privatkunden/strom/index.html
E.ON Avacon AG	www.eon-avacon.com/CMS
E.ON Bayern AG	www.eon-bayern.com/pages/eby_de/index.htm
E.ON edis AG	www.eon-edis.com www.eon-edis-vertrieb.com
E.ON Energie AG	www.eon-energie.com
E.ON Hanse AG	www.eon-hanse.com
E.ON Mitte AG	www.eon-mitte.com
E.ON Thüringer Energie AG	www.eon-thueringerenergie.com
E.ON Westfalen Weser AG	www.eon-westfalenweser.com/pages/ewa_de/Startseite.htm
E.ON Westfalen Weser Vertrieb GmbH	www.eon-westfalenweser-vertrieb.com
e.wa riss GmbH & Co. KG	www.ewa-riss.de/index.php
ecoSwitch AG	www.ecoswitch.de
EGT AG	www.egt.de
EGT Energiehandel GmbH	www.egt-energiehandel.de
ehw Energiehandelsgesellschaft West mbH	www.ehw-energie.de
ELE	www.ele.de
Elektrizitätsgenossenschaft Rettenberg eG	www.eg-rettenberg.de
Elektrizitäts-Genossenschaft Röthenbach eG	www.eg-roethenbach.de
Elektrizitätsversorgung (EVU) der Gemeinde Gochsheim	www.envia-infra.de
Elektrizitäts-Versorgung-Genossenschaft Perlesreut eG	Stadtwerke
Elektrizitätswerk G. Grandl	www.ew-grandl.de
Elektrizitätswerk Hammermühle Versorgungsgesellschaft mbH	www.ewh.de
Elektrizitätswerk Ley	kein EIVU
Elektrizitätswerk Simbach GmbH	www.inn-energie.de
Elektrizitätswerk Weißenhorn AG	www.ewag-weissenhorn.de/index.php?content=Home
Elektrizitätswerke Schönau Vertriebs GmbH	www.ews-schoenau.de
EMB Energieversorgung Miltenberg-Bürgstadt GmbH & Co. KG	www.emb-mil.de
EMB Erdgas Mark Brandenburg GmbH	www.emb-gmbh.de
EnBW Gas GmbH	www.enbw.com/content/de/der_konzern/enbw_gesellschaften/gas_gmbh/index.jsp
EnBW Ostwürttemberg DonauRies Aktiengesellschaft	www.odr.de
EnBW Regional AG	www.enbw.com/content/de/der_konzern/enbw_gesellschaften/regionalgesellschaft/index.jsp

Unternehmen empirische Vorstudie	Webseite
EnBW Vertriebs und Servicegesellschaft mbH	www.enbw.de
eneREGIO GmbH	www.eneregio.com
Energie Aktiengesellschaft Iserlohn - Menden	www.energie-ag.de
Energie SaarLorLux AG	www.energie-saarlorlux.com
Energie und Wasser Potsdam GmbH	www.swp-potsdam.de
Energie- und Wasserversorgung Rheine GmbH	www.stadtwerke-rheine.de
Energie- und Wasserversorgungs GmbH	www.ewv.de/index.php
Energie- und Wasserwerke Bautzen GmbH	www.ewbautzen.de
Energie Waldeck-Frankenberg GmbH	www.ewf.de
EnergieGUT	www.energiegut.de
ENERGIERIED GmbH & Co. KG	www.energieried.de
ENERGIEUNION AG	www.energieunion.de
Energieversorgung Cramer Mühle KG	www.cramermuehle.de
Energieversorgung Gaildorf OHG	www.ev-gaildorf.de
Energieversorgung Gera GmbH	www.energieversorgung-gera.de
Energieversorgung Greiz GmbH	www.evgreiz.de
Energieversorgung Leverkusen GmbH & Co. KG (EVL)	www.evl-gmbh.de
Energieversorgung Limburg GmbH	www.evl.de
Energieversorgung Oberes Wiesental GmbH	www.eow-todtnau.de
Energieversorgung Offenbach AG (EVO)	www.evo-ag.de
Energieversorgung Selb-Marktredwitz GmbH	www.esmselb.de
energis GmbH	www.energis.de
Energy & More Energiebroker GmbH & Co. KG	www.energy-more.de
EnRM-Energienetze Rhein-Main GmbH	www.enrm.de
ENSO Energie Sachsen Ost AG	www.enso.de
envia INFRA GmbH	www.evu.gochsheim.de
envia Mitteldeutsche Energie AG	www.enviam.de
envia Verteilnetz GmbH	www.envia-netz.de/index.html
enwag energie- und wassergesellschaft mbH	www.enwag.de
enwor - energie & wasser vor ort GmbH	www.enwor-vorort.de
eprimo GmbH	www.eprimo.de
ESWE Versorgungs AG	www.eswe-versorgung.de
EVH GmbH - Energieversorgung Halle	www.stadtwerke-halle.de
EVI Energieversorgung Hildesheim GmbH & Co. KG	www.evi-hildesheim.de
EW Eichsfeldgas GmbH	www.eichsfeldwerke.de/gas
EWE Aktiengesellschaft	www.ewe.com/konzern.php
ewmr - Energie- und Wasserversorgung Mittleres Ruhrgebiet GmbH	www.ewmr.de

Unternehmen empirische Vorstudie	Webseite
EWR Aktiengesellschaft	www.ewr.de
EWR Netz GmbH	www.ewr-netz.de
FairEnergie GmbH	www.stadtwerke-reutlingen.de/fairenergie
FAVORIT Unternehmens-Verwaltungs-GmbH	www.favorit-fernwaerme.de
FlexStrom AG	www.flexstrom.de
Freiberger Stromversorgung GmbH	www.stadtwerke-freiberg.de
GDF SUEZ Energie Deutschland AG	www.gdfsuez-energie.de/content/homepage/karriere/index_de.asp
Gebrüder Eirich GmbH & Co KG Elektrizitätswerk	www.gebruedereirich.de
GELSENWASSER AG	www.gelsenwasser.de
Gemeinde-Elektrizitäts- und Wasserwerk	www.gew-burtenbach.de
Gemeindewerke Ebersdorf	www.ebersdorf.de/gemeindewerke
Gemeindewerke Gundelfingen GmbH	www.gwg-gundelfingen.de
Gemeindewerke Hohentengen Strom- u. Wasserversorgung	www.hohentengen.de/gemeindewerke.html
Gemeindewerke Kiefersfelden	gemeindewerke-kiefersfelden.de
Gemeindewerke Lilienthal GmbH	www.gemeindewerke.de/wcms/index.php?id=3
Gemeindewerke Pleinfeld	www.gw-pleinfeld.de
Gemeindewerke Sinzheim	www.gw-sinzheim.de
GENO Strom GmbH	www.geno-strom.de
Genossenschaftsverband Weser-Ems e.V.	www.gvweser-ems.de/gvwe/DE
GETEC Energie AG	www.getec-energie.de
GEW Wilhelmshaven GmbH	www.gew-wilhelmshaven.de
GGEW Trading Lampertheim GmbH	www.ggew-trading.de
GGEW, Gruppen-Gas- und Elektrizitätswerk Bergstraße AG	www.ggew.de
Greenpeace Energy eG	www.greenpeace-energie.de
GWS Stadtwerke Hameln GmbH	www.stadtwerke-hameln.de
Halberstadtwerke GmbH (HSW)	www.halberstadtwerke.de
Harz Energie GmbH & Co. KG	www.harzenergie.de
HEAG Süd Hessische Energie AG (HSE)	www.hse.ag
Hertener Stadtwerke GmbH	Keine Daten im Netz verfügbar
HH – EL Energie Hanse GmbH (zukünftig »LichtBlick«)	www.energie-hanse.de
ILE InfraLeuna Energiegesellschaft mbH	www.infraleuna.de
KEVAG Koblenzer Elektrizitätswerk und Verkehrs-Aktiengesellschaft	www.kevag.de
KEW Kommunale Energie- und Wasserversorgung AG	www.kew.de
Kilowatthandel AG	www.kilowatthandel.de
KOM-STROM AG	www.dongenergy.de
Kraftwerke Haag GmbH	www.kraftwerke-haag.de

Unternehmen empirische Vorstudie	Webseite
Kreis-Energie-Versorgung Schleiden GmbH	www.kev-strom.de
Lechwerke AG	www.lew.de/CLP/lew-startseite.asp
LEW Netzservice GmbH	www.lew-netzservice.de
LEW Verteilnetz GmbH	www.lew-verteilnetz.de
Licht- und Kraftwerke Helmbrechts GmbH	www.luk-helmbrechts.de/web_luk/index.htm
LichtBlick AG	www.lichtblick.de
LSW LandE-Stadtwerke Wolfsburg GmbH & Co. KG	www.lsw.de
Ludwig Gaßner E-Werk	Keine Daten im Netz verfügbar
MAINGAU Energie GmbH	www.maingau-energie.de
Mainova AG	www.mainova.de
Mann Naturenergie GmbH & Co. KG	www.mann-energie.de
Mark-E Aktiengesellschaft	www.mark-e.de
Markedskraft Deutschland GmbH	www.markedskraft.com
Markt Lam – Gemeindewerke	cms.lam.de/Gemeindewerke/Allgemeines/ tabid/2730/language/de-DE/Default.aspx
Meißener Stadtwerke GmbH	www.stadtwerke-meissen.de
MVV Energie AG	www.mvv.de
natGAS Aktiengesellschaft	www.natgas.de
NaturEnergie AG	www.naturenergie.de
NATURpur Energie AG	www.naturpur-energie.ag
NATURSTROM AG	www.naturstrom.de
NaturStromHandel GmbH	www.naturstrom.de
N-ERGIE Aktiengesellschaft	www.n-ergie.de
Neubrandenburger Stadtwerke GmbH	Keine Daten im Netz verfügbar
Niederrheinische Gas- und Wasserwerke GmbH	www.ngw.de
Novastrom GmbH	www.novastrom.de
Nuon Deutschland GmbH	www.nuon.de
NVV Niederrheinische Versorgung und Verkehr Aktiengesellschaft	www.nvv-ag.de
Oberhessische Versorgungsbetriebe AG (OVAG)	www.ovag-energie.de
Ohra Hörseelgas GmbH	www.ohragas.de
OIE Aktiengesellschaft	www.oie-ag.de
ovag Energie AG	www.ovag-energie.de
PCC Energie GmbH	www.pcc-energie.de
Pfalzgas GmbH	www.pfalzgas.de
PFALZWERKE AKTIENGESellschaft	www.pfalzwerke.de/index.php
RheinEnergie AG	www.rheinenergie.com
Rheinhessische Energie- und Wasserversorgungs-GmbH	www.rheinhessische.de/index.html
rhenag Rheinische Energie AG	www.rhenag.de

Unternehmen empirische Vorstudie	Webseite
Richard Westenthanner Elektrizitätsversorgung	www.ew-westenthanner.de
RWE Supply & Trading GmbH	www.rwe.com/web/cms/de/158406/rwe-supply-trading/
SSW - Stadtwerke St. Wendel GmbH & Co. KG	Keine Daten im Netz verfügbar
Städtische Werke AG Kassel	www.stwks.de
Städtische Werke Magdeburg GmbH (SWM Magdeburg)	Keine Daten im Netz verfügbar
Städtische Werke Rothenburg o. d. Tauber	www.stadtwerke-rothenburg.de
Stadtwerke Achim AG	www.stadtwerke-achim.de
Stadtwerke Amberg Versorgungs GmbH	www.stadtwerke-amberg.de
Stadtwerke Aschersleben GmbH	www.stadtwerke-aschersleben.de
Stadtwerke Bad Bergzabern GmbH	www.stadtwerke-bza.de
Stadtwerke Bad Herrenalb GmbH	www.badherrenalb.de/index.shtml?strom
Stadtwerke Bad Lauterberg im Harz GmbH	www.harzstrom.de
Stadtwerke Bad Reichenhall	www.stadtwerke-bad-reichenhall.de
Stadtwerke Bad Salzflun GmbH	www.stadtwerke-bad-salzflun.de
Stadtwerke Bad Vilbel GmbH	www.stadtwerkebadvilbel.de
Stadtwerke Baden-Baden	www.stadtwerke-baden-baden.de
Stadtwerke Barth GmbH	www.stadtwerke-barth.de
Stadtwerke Bexbach GmbH	www.stadtwerke-bexbach.de
Stadtwerke Bielefeld GmbH	www.stadtwerke-bielefeld.de
Stadtwerke Bochum GmbH	www.stadtwerke-bochum.de
Stadtwerke Böhmetal GmbH	www.swbt.de und www.swbt-netz.de
Stadtwerke Bramsche GmbH	Keine Daten im Netz verfügbar
Stadtwerke Brandenburg an der Havel GmbH	www.stwb-brandenburg.de/index_content.htm
Stadtwerke Buchholz i.d. Nordheide GmbH	www.buchholz-stw.de
Stadtwerke Cham GmbH	www.stadtwerkecham.de
Stadtwerke Chemnitz AG	www.swc.de
Stadtwerke Crailsheim GmbH	www.stw-crailsheim.de
Stadtwerke Detmold GmbH	www.stadtwerke-detmold.de
Stadtwerke Döbeln GmbH	www.sw-doebeln.de
Stadtwerke Düsseldorf AG	www.swd-ag.de
Stadtwerke Duisburg AG	www.swdu.dvv.de
Stadtwerke Eberbach	www.stadtwerke-eberbach.de
Stadtwerke Eichstätt Versorgungs-GmbH	www.stadtwerke-eichstaett.de
Stadtwerke Elmshorn	Keine Daten im Netz verfügbar
Stadtwerke Eschwege GmbH	www.stadtwerke-eschwege.de
Stadtwerke Essen AG	www.stadtwerke-essen.de
Stadtwerke Feuchtwangen	Keine Daten im Netz verfügbar

Unternehmen empirische Vorstudie	Webseite
Stadtwerke Flensburg GmbH	www.stadtwerke-flensburg.de
Stadtwerke Frankfurt (Oder) GmbH	www.stadtwerke-ffo.de
Stadtwerke Gaggenau	www.stadtwerke-gaggenau.de
Stadtwerke Gelnhausen GmbH	www.stadtwerke-gelnhausen.de
Stadtwerke Glauchau Dienstleistungsgesellschaft mbH	www.stadtwerke-glauchau.de
Stadtwerke Görlitz AG	Keine Daten im Netz verfügbar
Stadtwerke Göttingen AG	www.stadtwerke-goettingen.de
Stadtwerke Gronau GmbH	www.stadtwerke-gronau.de
Stadtwerke Groß-Gerau Versorgungs GmbH	www.ggv-energie.de
Stadtwerke Hagenow GmbH	www.stadtwerke-hagenow.de
Stadtwerke Hamm GmbH	www.stadtwerke-hamm.de
Stadtwerke Hammelburg GmbH	www.stadtwerke-hammelburg.de
Stadtwerke Hannover AG	www.stadtwerke-hannover.de
Stadtwerke Hannover AG	www.stadtwerke-hannover.de
Stadtwerke Heidenheim AG	www.stadtwerke-heidenheim.de
Stadtwerke Herne AG	www.stadtwerke-herne.de
Stadtwerke Hüfingen	www.huefingen.de
Stadtwerke Iserlohn GmbH	www.stadtwerke-iserlohn.de
Stadtwerke Karlsruhe GmbH	www.stadtwerke-karlsruhe.de
Stadtwerke Kelheim GmbH & Co KG	www.stadtwerke-kelheim.de
Stadtwerke Kiel AG	www.stadtwerke-kiel.de
Stadtwerke Kusel GmbH	www.stadtwerke.kusel.de
Stadtwerke Langen GmbH	www.stadtwerke-langen.de
Stadtwerke Leipzig GmbH	www.swl.de
Stadtwerke Lengerich GmbH	www.swl-online.de
Stadtwerke Lübeck GmbH	www.sw-luebeck.de
Stadtwerke Lutherstadt Wittenberg GmbH	www.stadtwerke.wittenberg.de
Stadtwerke Marburg GmbH	www.stadtwerke-marburg.de
Stadtwerke Mengen	www.stadtwerke-mengen.de
Stadtwerke Mühlacker	www.muehlacker.de/stadtwerke
Stadtwerke Münster	www.stadtwerke-muenster.de
Stadtwerke Neu-Isenburg GmbH	www.stadtwerke-neu-isenburg.de
Stadtwerke Neunburg vorm Wald Strom GmbH	www.stadtwerke-neunburg.de
Stadtwerke Neustadt a.d. Aisch GmbH	www.neustadtwerke.de
Stadtwerke Neustadt GmbH	www.swn-nec.de
Stadtwerke Niebußl GmbH	www.stadtwerke-niebuell.de
Stadtwerke Oberkirch GmbH	www.stadtwerke-oberkirch.de
Stadtwerke Osnabrück AG	www.stadtwerke-osnabrueck.de

Unternehmen empirische Vorstudie	Webseite
Stadtwerke Pappenheim	www.stadtwerke.pappenheim.de
Stadtwerke Peine GmbH	www.stadtwerke-peine.de
Stadtwerke Pirmasens Versorgungs GmbH	www.stw-pirmasens.de
Stadtwerke Radevormwald GmbH	Keine Daten im Netz verfügbar
Stadtwerke Reichenbach/Vogtl. GmbH	www.swrc.de
Stadtwerke Rinteln GmbH	www.stadtwerke-rinteln.de
Stadtwerke Rostock AG	www.swrag.de
Stadtwerke Roth	www.stadtwerke-roth.de/index.htm
Stadtwerke Saarbrücken AG	www.saarbruecker-stadtwerke.de
Stadtwerke Saarlouis GmbH	www.swsls.de
Stadtwerke Schkeuditz GmbH	www.stadtwerke-schkeuditz.de
Stadtwerke Schüttorf GmbH	www.stadtwerke-schuettorf.de
Stadtwerke Schwedt GmbH	www.stadtwerke-schwedt.de/
Stadtwerke Sigmaringen	www.stadtwerke-sigmaringen.de
Stadtwerke Speyer GmbH	www.sws.speyer.de
Stadtwerke Stein GmbH & Co. KG	www.stst.de
Stadtwerke Straubing Strom und Gas GmbH	www.stadtwerke-straubing.com
Stadtwerke Tönisvorst GmbH	www.stadtwerke-toenisvorst.de
Stadtwerke Treuchtlingen	www.stadtwerke-treuchtlingen.de
Stadtwerke Tuttlingen GmbH	www.stadtwerke-tuttlingen.de
Stadtwerke Velbert GmbH	www.stwvelbert.de
Stadtwerke Vilsbiburg	www.stw-vilsbiburg.de
Stadtwerke Waldkirchen	www.waldkirchen.de/stadtwerke
Stadtwerke Waren GmbH	www.stadtwerke-waren.de
Stadtwerke Weinheim GmbH	www.sww.de
Stadtwerke Werl GmbH	www.stadtwerke-werl.de
Stadtwerke Wilster	www.stadtwerke-wilster.de
Stadtwerke Witten GmbH	www.stadtwerke-witten.de
Stadtwerke Würzburg AG	www.wvv.de
Stadtwerke Zeil	www.stadtwerke-zeil.de
Stadtwerke Zweibrücken GmbH	www.stadtwerke-zw.de
Statkraft Markets GmbH	www.statkraft.de
Strom- und Gasversorgung Versmold GmbH	www.stadtwerke-versmold.de
Strommixer	www.die-strommixer.de
Stromversorgung Inzell eG	www.stromversorgung-inzell.de
Stromversorgung Schierling eG	Keine Daten im Netz verfügbar
Stromversorgung Seebruck eG	www.chiemsee-strom.de
StWL Städtische Werke Lauf a. d. Pegnitz GmbH	Keine Daten im Netz verfügbar

Unternehmen empirische Vorstudie	Webseite
Südwestdeutsche Stromhandels GmbH	www.suedweststrom.de
Süwag Energie AG	www.suewag.com/suewag-energie-ag.html
SVO Energie GmbH	www.svo.de
swb AG	www.swb-gruppe.de
swb Netze Bremerhaven GmbH & Co. KG	www.swb-gruppe.de
SWB Stadtwerke Biedenkopf GmbH	Keine Daten im Netz verfügbar
SWE Energie GmbH	www.suedwestenergie.de
SWK STADTWERKE KREFELD AG	www.swk.de
SWS Energie GmbH	www.stadtwerke-stralsund.de/tochterunternehmen/sws_energie_gmbh
SWU Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm GmbH	www.swu.de
SWU Vertrieb GmbH	www.swu.de
SYNECO GmbH & Co. KG	www.syneco.net
Syneco Trading GmbH	www.syneco.net
T.W.O. Technische Werke Osning GmbH	www.two.de
Technische Werke Delitzsch GmbH	www.tw-delitzsch.de
Technische Werke Friedrichshafen GmbH	www.twf-fn.de
TelDaFax	www.teldafax.de
Thüga Aktiengesellschaft	Keine Daten im Netz verfügbar
Thüga Energie GmbH	www.thuega-energie.de
Thüga Rheinhessen-Pfalz	www.thuega-rheinhessen-pfalz.de
Trianel GmbH	Keine Daten im Netz verfügbar
Überlandwerk Fulda Aktiengesellschaft (ÜWAG)	www.uewag.de
Überlandwerk Groß-Gerau GmbH (ÜWG)	www.uewg.de
Überlandwerk Krumbach GmbH	Keine Daten im Netz verfügbar
Überlandwerk Rhön GmbH	www.uew-rhoen.de
ÜWS Überlandwerk Schäftersheim GmbH & Co. KG	www.uews.de
Vattenfall Europe Sales GmbH	www.vattenfall.de
Verbandsgemeindewerke Eisenberg	www.vgwerke-eisenberg.de
Versorgungsbetriebe Elbe GmbH	www.versorgungsbetriebe-elbe.de
Versorgungsbetriebe Seesen/Harz GmbH	www.versorgungsbetriebe-seesen.de
VSE AG	www.vse.de
VW Kraftwerk GmbH	www.vw-kraftwerk.de
Watt Deutschland GmbH	www.watt.de
WEMAG AG	www.wemag.com
Wirtschaftsbetriebe Norderney GmbH	www.stadtwerke-norderney.de
Yello Strom GmbH	www.yellostrom.de
Zwickauer Energieversorgung GmbH (ZEV)	www.zev-energie.de

A2 Fundamentalanalyse der Merit-Order

Tabelle A2: Annahmen zur Berechnung der Grenzkosten im Stützjahr 2012

Inputdaten	Einheit	Jahr 2012	Quellen
1. Wirkungsgrade			
KKW	%	36%	Angaben der Kraftwerksbetreiber nach (BNetzA, 2014)
BK/a	%	32%	Angaben der Kraftwerksbetreiber nach (BNetzA, 2014)
BK/n	%	43%	Angaben der Kraftwerksbetreiber nach (BNetzA, 2014)
SK/a	%	36%	Angaben der Kraftwerksbetreiber nach (BNetzA, 2014)
SK/n	%	46%	Angaben der Kraftwerksbetreiber nach (BNetzA, 2014)
GuD	%	60%	Angaben der Kraftwerksbetreiber nach (BNetzA, 2014)
GT	%	39%	Angaben der Kraftwerksbetreiber nach (BNetzA, 2014)
2. Brennstoffkosten			
Uran inkl. (Entsorgung)	Euro/MWh (th)	3,50	(Schröder u. a. , 2013) S. 36
Braunkohle			
Transport	Euro/MWh (H_O)	1,00	Annahme nach (Schröder u. a. , 2013) S. 40 ff.
Kosten	Euro/MWh (H_O)	1,50	(Schlemmermeier, 2007)
Steinkohle			
Großhandel	Euro/tSKE	93,02	(BNetzA, 2013a) S. 2
Brennwert (H_O)SKE	MWh/tSKE	8,14	www.ag-energiebilanzen.de
Transportkosten Binnenmarkt	Euro/t	7,00	(Schlemmermeier, 2007)
Erdgas			
Großhandel	Euro/MWh (H_O)	29,03	(BNetzA, 2013a) S. 2
Exit Entgelt	Euro/MWh (H_O)	0,37	(Schlemmermeier, 2007)
3. Emissionsfaktoren			
Braunkohle	tCO ₂ /GJ	0,11	Anhang I (ZuV, 2012)
Steinkohle	tCO ₂ /GJ	0,09	Anhang I (ZuV, 2012)
Erdgas	tCO ₂ /GJ	0,06	Anhang I (ZuV, 2012)

Inputdaten	Einheit	Jahr 2012	Quellen
4. CO₂-Preis	Euro/t	7,38	(BNetzA, 2013) S. 2
5. Variable Wartungs und Betriebskosten			
KKW	Euro/MWh	4,00	(Schröder u. a., 2013) S. 36
BK/a	Euro/MWh	3,50	Schätzung anhand (Schröder u. a., 2013) S. 40 ff.
BK/n	Euro/MWh	3,50	Schätzung anhand (Schröder u. a., 2013) S. 40 ff.
SK/a	Euro/MWh	2,50	Schätzung anhand (Schröder u. a., 2013) S. 40 ff.
SK/n	Euro/MWh	2,00	Schätzung anhand (Schröder u. a., 2013) S. 40 ff.
GuD	Euro/MWh	2,50	Schätzung anhand (Schröder u. a., 2013) S. 40 ff.
GT	Euro/MWh	4,00	Schätzung anhand (Schröder u. a., 2013) S. 40 ff.
6. Installierte Leistung			
Sonstige Erneuerbare	GW	10,90	(BNetzA, 2013a) S. 2
KKW	GW	12,10	(BNetzA, 2013a) S. 2
Steinkohle	GW	25,40	(BNetzA, 2013a) S. 2
davon alt (70 %)	GW	18	Schätzung nach (BNetzA, 2014)
davon neu (30 %)	GW	8	Schätzung nach (BNetzA, 2014)
Braunkohle	GW	21,20	(BNetzA, 2013a) S. 2
davon alt (50 %)	GW	11	Schätzung nach (BNetzA, 2014)
davon neu (50 %)	GW	11	Schätzung nach (BNetzA, 2014)
Gas	GW	27,00	(BNetzA, 2013a) S. 2
davon GuD (65 %)	GW	18	Schätzung nach (BNetzA, 2014)
davon GT (35 %)	GW	9	Schätzung nach (BNetzA, 2014)
7. Abschlag für Verfügbarkeit und Eigenverbrauch			
Sonstige Erneuerbare		35 %	(Schröder u. a., 2013) S. 68 ff., S. 71
KKW		84 %	(Schröder u. a., 2013) S. 71
BK/a		80 %	BK/n -5 %
BK/n		85 %	(Schröder u. a., 2013) S. 71
SK/a		80 %	SK/n -5 %
SK/n		85 %	(Schröder u. a., 2013) S. 71
GuD		60 %	(Schröder u. a., 2013) S. 71
GT		60 %	(Schröder u. a., 2013) S. 71

Tabelle A3: Variablen der Preisfunktionen für die unterschiedlichen Szenarien

Preisfunktion					
$p_{\text{strom}} = f(P_{\text{Rsdllast}}) = \begin{cases} b_1 + \frac{b_2}{P_{\text{Rsdllast}}} & \ P_{\text{Rsdllast}} < x_{\min} \\ b_3 + b_4 \cdot P_{\text{Rsdllast}} & \ x_{\min} < P_{\text{Rsdllast}} < x_{\max} \\ b_5 \cdot \frac{1}{b_6 + P_{\text{Rsdllast}}} & \ x_{\max} < P_{\text{Rsdllast}} \end{cases}$					
	2012	2024 B	2034 B	2024 A	2024 C
<i>x min</i>	24000	17002	13671	16333	17002
<i>x max</i>	65000	53586	50679	50394	55846
<i>b1</i>	154	172	190	172	172
<i>b2</i>	-3235249	-3235249	-3235249	-3235249	-3235249
<i>b3</i>	-12,059	19,670	43,399	19,128	20,660
<i>b4</i>	0,0012216	0,0010007	0,0007887	0,0010749	0,0009425
<i>b5</i>	-1059449	-1059449	-1059449	-1059449	-1059449
<i>b6</i>	-79954	-68540	-65633	-65348	-70800

Tabelle A4: Verlagerungsfaktor $\tau(t, p_{tarif})$ zu NT-Zeiten

Tarif	NT	NT	NT	NT	NT	NT
Wochentage	Mo–Fr	Mo–Fr	Sa	Sa	So	So
Jahreszeit	Winter	Sommer	Winter	Sommer	Winter	Sommer
Stunde						
1	3,95 %	5,75 %	4,55 %	4,15 %	4,55 %	3,30 %
2	2,88 %	4,60 %	8,11 %	9,18 %	5,09 %	5,25 %
3	2,88 %	5,58 %	5,63 %	9,23 %	5,63 %	7,20 %
4	1,80 %	4,50 %	5,03 %	6,73 %	5,03 %	7,20 %
5	3,95 %	7,70 %	3,98 %	7,83 %	3,98 %	8,30 %
6	4,25 %	8,25 %	4,53 %	6,43 %	4,53 %	6,20 %
7	6,00 %	4,70 %	5,18 %	7,18 %	5,18 %	6,35 %
8	10,05 %	10,38 %	5,83 %	4,88 %	5,83 %	3,50 %
9	13,13 %	12,58 %	4,23 %	7,05 %	4,23 %	5,15 %
10	15,50 %	18,70 %	10,98 %	9,23 %	10,98 %	6,80 %
11	13,80 %	12,75 %	9,33 %	6,08 %	9,33 %	7,25 %
12	18,30 %	15,55 %	9,70 %	10,10 %	9,70 %	7,70 %
13	14,15 %	11,75 %	6,23 %	6,93 %	6,23 %	12,35 %
14	17,00 %	16,10 %	17,61 %	9,11 %	17,61 %	7,40 %
15	17,40 %	12,65 %	14,31 %	13,96 %	14,31 %	14,75 %
16	14,90 %	19,00 %	21,62 %	21,12 %	21,62 %	20,95 %
17	15,03 %	17,73 %	16,55 %	16,10 %	16,55 %	14,35 %
18	8,00 %	16,50 %	8,87 %	8,52 %	8,87 %	17,60 %
19	8,90 %	13,55 %	2,10 %	8,80 %	7,23 %	19,90 %
20	11,18 %	15,13 %	5,60 %	7,90 %	5,60 %	15,25 %
21	13,48 %	14,02 %	2,60 %	7,00 %	2,60 %	17,00 %
22	11,25 %	8,93 %	9,10 %	7,95 %	9,10 %	10,05 %
23	4,10 %	5,80 %	11,55 %	8,90 %	11,55 %	9,65 %
24	3,50 %	5,50 %	8,98 %	8,98 %	8,98 %	11,40 %

Tabelle A5: Verlagerungsfaktor $\tau(t, p_{\text{tarif}})$ zu HT-Zeiten

Tarif	HT	HT	HT	HT	HT	HT
Wochentage	Mo–Fr	Mo–Fr	Sa	Sa	So	So
Jahreszeit	Winter	Sommer	Winter	Sommer	Winter	Sommer
Stunde						
1	-4,25 %	-3,80 %	-2,50 %	-2,50 %	-2,50 %	-2,50 %
2	-4,65 %	-3,80 %	-7,08 %	-7,08 %	-7,08 %	-7,08 %
3	-5,13 %	-3,88 %	-5,63 %	-5,63 %	-5,63 %	-5,63 %
4	-2,60 %	-2,00 %	-3,13 %	-3,13 %	-3,13 %	-3,13 %
5	-2,60 %	-3,00 %	-2,08 %	-2,08 %	-2,08 %	-2,08 %
6	-2,60 %	-3,00 %	-3,33 %	-3,33 %	-3,33 %	-3,33 %
7	-6,20 %	-4,10 %	-5,58 %	-4,98 %	-5,58 %	-4,15 %
8	-9,83 %	-5,78 %	-6,03 %	-6,18 %	-6,03 %	-6,10 %
9	-6,78 %	-7,48 %	-8,63 %	-8,38 %	-8,63 %	-12,60 %
10	-7,10 %	-7,05 %	-12,23 %	-11,68 %	-12,23 %	-11,70 %
11	-7,15 %	-7,15 %	-13,43 %	-15,98 %	-13,43 %	-11,65 %
12	-7,80 %	-8,45 %	-12,70 %	-12,05 %	-12,70 %	-11,60 %
13	-8,45 %	-8,55 %	-11,08 %	-9,08 %	-11,08 %	-14,50 %
14	-7,50 %	-6,00 %	-12,66 %	-11,21 %	-12,66 %	-9,50 %
15	-8,55 %	-7,65 %	-13,21 %	-13,81 %	-13,21 %	-14,60 %
16	-6,65 %	-6,20 %	-14,07 %	-12,67 %	-14,07 %	-12,50 %
17	-7,48 %	-4,43 %	-14,75 %	-14,00 %	-14,75 %	-12,25 %
18	-6,15 %	-4,85 %	-7,92 %	-4,37 %	-7,92 %	-13,45 %
19	-10,30 %	-6,15 %	-4,20 %	-3,28 %	-7,76 %	-15,60 %
20	-11,98 %	-8,68 %	-7,60 %	-2,20 %	-7,60 %	-16,35 %
21	-15,50 %	-14,35 %	-9,40 %	-5,40 %	-9,40 %	-16,20 %
22	-11,28 %	-9,13 %	-7,10 %	-6,03 %	-7,10 %	-11,10 %
23	-7,85 %	-4,55 %	-7,50 %	-7,50 %	-7,50 %	-8,25 %
24	-5,60 %	-2,00 %	-5,83 %	-5,83 %	-5,83 %	-8,25 %

A3 Programmierungen des Simulationsmodells

Der Programmablauf ist in Abbildung 5.24 grafisch dargestellt. Dementsprechend lassen sich die Programmteile in drei Kategorien einteilen: Simulations-, Unter- und Stochastik-Programme. Die Simulations-Programme starten die Simulation für die einzelnen Anwendungen und greifen auf die Unterprogramme zu, welche Skripte und Funktionen enthalten. Die stochastischen Input-Parameter werden einmal für alle Anwendungen im Vorfeld durch die Stochastik-Programme simuliert.

Simulations-Programm

Simulation manuelle Steuerung

```
%Simulationsmodell für manuelle Steuerung
%clc
%clear

%Auswahl Szenario Jahreszahl und Anzahl der Simulationsläufe n
%Eingabeaufforderung
prompt = {'Eingabe Jahreszahl:', 'Jahre:'};
dlg_title = 'Input';
def = {'2012', '100'};
jahreszahl = inputdlg(prompt(1), dlg_title, 1, def(1));
jahreszahl=char(jahreszahl);
n = inputdlg(prompt(2), dlg_title, 1, def(2));
n=str2num(char(n)); %#ok<ST2NM>
Szenario=jahreszahl;
clear prompt def dlg_title
%n Jahreszahl

%lade Szenario
%installierte Leistungen, Merit Order Funktion und
%jährliche Stromnachfrage
load( strcat('Szenario_', jahreszahl, '.mat'))
%P_ist_Sonne P_ist_Wind Jahreslast_GHDI Jahreslast_HH MO

%lade Input für Anzahl der Simulationsläufe
%Stochastik der Einspeisung aus Erneuerbaren Energien
%lade pi_EE_1, pi_EE_10, pi_EE_100 oder pi_EE_1000
load( strcat('pi_EE_', num2str(n), '.mat'))
%pi_Wind pi_Sonne

%Stochastik der Stromnachfrage von GHDI
%lade lambda_GHDI_1, lambda_GHDI_10, lambda_GHDI_100 oder lambda_
GHDI_1000
load( strcat('lambda_GHDI_', num2str(n), '.mat'))
%lambda_GHDI

%lade Konstanten der Stromnachfrage
load Last_Strom;
%Saisonalität Standardlastprofil, GHDI_Last und Verlagerungskurven
%sigma_GHDI; sigma_SLP; sigma_HT; sigma_NT; alpha_HT; alpha_NT
m=length(sigma_SLP); %Jahresstunden
```

```

%Bestimmung der Tarifkombinationen für Tarife
%Eingrenzung der möglichen Taifkombinationen
[Tarif_h]=Permutation_Tarif_h(1,8,1,16);
%Tarif_h

%initialisiere Ergebnisvariablen
Einspeisung_EE_n=zeros(m,n);
Lastgang_GHDI_n=zeros(m,n);
Netzlast_n=zeros(m,n);

P_strom_n= zeros(m,n);
sigma_Tarif_min_n=zeros(m,n);
Kosten_SLP =zeros(1,n);
Kosten_min=zeros(1,n);
Ersparnis_pcent=zeros(1,n);
Tarif_nummer_tag_n=zeros(366,n);
Anteil_EE_n=zeros(3,n);

Netzkennzahlen_SLP=zeros(5,n);
Netzkennzahlen_SM=zeros(5,n);
Netzkennzahlen_SM10=zeros(5,n);

%Schleife für Simulationsläufe n
%n= 1,10, 100 oder 1000 je nach Eingabe
for ni=1:n
    display(ni)
    %berechne Einspeisung Erneuerbare
    Einspeisung_EE=(P_inst_Sonne*pi_Sonne(:,ni))...
        +(P_inst_Wind*pi_Wind(:,ni));
    Einspeisung_EE_n(:,ni)=Einspeisung_EE;

    %Berechnung der saisonalen Lastgänge
    Lastgang_SLP= Jahreslast_HH*sigma_SLP;
    Lastgang_GHDI= Jahreslast_GHDI*sigma_GHDI; %initiale Last_GHDI

    %Berechnung der Residuallast Rdl_Last
    [Rsdl_last] = Berechne_Residuallast(m, Lastgang_SLP, ...
        Lastgang_GHDI, Einspeisung_EE);

    %Berechnung der Strompreise
    [P_strom] = MO_Rsdl_last_fun(Rsdl_last, MO);

    %Anpassung Lastgang_GHDI als Reaktion auf den Preis
    [Lastgang_GHDI]= ...
        Elast_Lastgang_GHDI( P_strom,Lastgang_GHDI, alpha_GHDI);

    %Stochastik Lastgang_GHDI mittels Zufallsvariable lambda
    Lastgang_GHDI=Lastgang_GHDI.*lambda_GHDI(:,ni);
    Lastgang_GHDI_n(:,ni)=Lastgang_GHDI;

    %Berechnung der Netzlast
    Netzlast=Lastgang_GHDI+Lastgang_SLP;
    Netzlast_n(:,ni)=Lastgang_GHDI+Lastgang_SLP;

    %Neuberechnung der Residuallast nach Anpassung GHDI
    [Rsdl_last] = Berechne_Residuallast(m, Lastgang_SLP, ...
        Lastgang_GHDI, Einspeisung_EE);

```

```

%Neuberechnung der Strompreise nach Anpassung GHDI
[P_strom] = MO_Rsdl_last_fun(Rsdl_last, MO);

%Bestimmung der Tarifzonen über ein Jahr
%für alle Tarifpermutationen
[Tarif_jahr]=Verteilung_Tarif_jahr(P_strom,Tarif_h);
%Tarif_Jahr

%Bestimmung der Haushaltslast
[sigma_Tarif]=Anpassung_sigma_SLP(sigma_SLP, sigma_HT, sigma_NT,...
    alpha_HT, alpha_NT, Tarif_jahr);
%sigma_Tarif

%Bestimmung optimierter Tarif
[sigma_Tarif_min, ~, Tarif_nummer_tag] = ...
    Optimierte_Tarif(P_strom, sigma_Tarif, Tarif_jahr);
%sigma_Tarif_min Tarif_jahr_min Tarif_nummer_tag

%Ergebnisse_Kostenvergleich
P_strom_n(:,ni)=P_strom;
sigma_Tarif_min_n(:,ni)=sigma_Tarif_min;
Kosten_SLP(ni) =sum(P_strom.*sigma_SLP); %Kosten in Euro für 1000 MWh
Kosten_min(ni)=sum(P_strom.*sigma_Tarif_min);%Kosten in Euro für 1000 MWh
Ersparnis_pcent(ni) = 100*(1-(Kosten_min(ni)/Kosten_SLP(ni)));
Tarif_nummer_tag_n(:,ni)=Tarif_nummer_tag;

%Anteil von Wind und Sonne zur Deckung von sigma_Tarif, SLP und
Netzlast
[Anteil_EE] = Berechne_Anteil_EE(Netzlast,Einspeisung_EE, ...
    sigma_Tarif_min,sigma_SLP);
Anteil_EE_n(:,ni)=Anteil_EE;

%Netzdaten
%bei 100% SLP Nachfrage
Netzkennzahlen_SLP(1,ni)=min(Rsdl_last);
Netzkennzahlen_SLP(2,ni)=max(Rsdl_last);

[GWh_min, GWh_max] = Berechne_Arbeitminmax(Rsdl_last, MO(5));
Netzkennzahlen_SLP(3,ni)=GWh_min;
Netzkennzahlen_SLP(4,ni)=GWh_max;
Basepreis=sum(P_strom)/m;
Netzkennzahlen_SLP(5,ni)=Basepreis;

%bei 100% Verbreitungsgrad manuelle Steuerung
Lastgang_SM= Jahreslast_HH*sigma_Tarif_min;
[Rsdl_last_SM] = Berechne_Residuallast(m, Lastgang_SM, ...
    Lastgang_GHDI, Einspeisung_EE);

Netzkennzahlen_SM(1,ni)=min(Rsdl_last_SM);
Netzkennzahlen_SM(2,ni)=max(Rsdl_last_SM);
[GWh_min, GWh_max] = Berechne_Arbeitminmax(Rsdl_last_SM, MO(5));
Netzkennzahlen_SM(3,ni)=GWh_min;
Netzkennzahlen_SM(4,ni)=GWh_max;

[P_strom_SM]=MO_Rsdl_last_fun(Rsdl_last_SM, MO);
Basepreis=sum(P_strom_SM)/m;
Netzkennzahlen_SM(5,ni)=Basepreis;
    
```

```

%bei 10% Verbreitungsgrad manuelle Steuerung
%bezogen auf Jahresarbeit
Lastgang_SM10= 0.1*Lastgang_SM + 0.9*Lastgang_SLP;
[Rsd1_last_SM10] = Berechne_Residuallast(m, Lastgang_SM10, ...
    Lastgang_GHDI, Einspeisung_EE);

Netzkennzahlen_SM10(1,ni)=min(Rsd1_last_SM10);
Netzkennzahlen_SM10(2,ni)=max(Rsd1_last_SM10);
[GWh_min, GWh_max] = Berechne_Arbeitminmax(Rsd1_last_SM10, MO(5));
Netzkennzahlen_SM10(3,ni)=GWh_min;
Netzkennzahlen_SM10(4,ni)=GWh_max;

[P_strom_SM10]=MO_Rsd1_last_fun(Rsd1_last_SM10, MO);
Basepreis=sum(P_strom_SM10)/m;
Netzkennzahlen_SM10(5,ni)=Basepreis;
end %ende Simulationsläufe Jahre

%speichern der Ergebnisse
%bereinigen Workspace
clear MO Einspeisung_EE P_strom Rsd1_last Jahreslast_GHDI Jahreslast_
HH...
Lastgang_GHDI Lastgang_SLP P_inst_Wind P_inst_Sonne Tarif_h Tarif_jahr...
m pi_Sonne pi_Wind sigma_GHDI sigma_HT sigma_NT sigma_SLP...
sigma_Tarif ymax ymin stunden ni lambda_GHDI alpha_NT alpha_HT alpha_
GHDI...
Netzlload GWh_max GWh_min Basepreis Anteil_EE sigma_tarif_min ...
Tarif_nummer_tag sigma_tarif_min Tarif_jahr_min

save( strcat('Ergebnis_', jahreszahl,'M_',num2str(n),' .mat'))

display ('Simulation abgeschlossen')
Szenario %#ok<NOPTS>

```

Simulations-Programm

Simulation Automatisierung

```

%Sensitivitätsanalyse für die Automatisierung
%clc
%clear

%Auswahl Szenario Jahreszahl und Anzahl der Simulationsläufe n
%Eingabeaufforderung
prompt = {'Eingabe Jahreszahl:', 'Jahre:'};
dlg_title = 'Input';
def = {'2012', '100'};
jahreszahl = inputdlg(prompt(1),dlg_title,1,def(1));
jahreszahl=char(jahreszahl);
n = inputdlg(prompt(2),dlg_title,1,def(2));
n=str2num(char(n)); %#ok<ST2NM>
Szenario=jahreszahl;
clear prompt def dlg_title
%n Jahreszahl

%lade Strompreise der Simulation Gesamtmodell
%Strompreise
load( strcat('Ergebnis_', jahreszahl,'_',num2str(n),' .mat'), 'P_strom_n')
[m,n]=size(P_strom_n);

```

```

%Zyklusdauer und Zyklenzahl je Auslegung
%ganzzahlige Kombinationen von Zyklusdauer und Zyklusanzahl pro Tag
zk1D_zk1A=[ 1      2      3      4      6      8      12      24 ;...
            24      12      8       6      4      3       2       1];
a = 8; %Anzahl der Auslegungen
%zk1D_zk1 a

%initialisiere Ergebnis
Preisvergleich= zeros(a,n);

%Schleife für Simulationsläufe n
%n= 1,10, 100 oder 1000 je nach Eingabe
for ni=1:n

%Input für jedes Jahr
P_strom=P_strom_n(:,ni);

%Bestimmung der Einsatzstunden über ein Jahr
%für alle ganzzahligen Kombinationen von Einsatzdauer und Zykluszahl
[Einsatz_jahr]=Verteilung_Einsatz_jahr(P_strom,zk1D_zk1A);

%Ergebnisse mittlere Strompreise in ct/kWh
for ai = 1:a %Analyse jeder Auslegung

Preisvergleich(ai,ni)=...
    sum(Einsatz_jahr(:,ai).*P_strom)/(10*(m/zk1D_zk1A(1,ai)));
end %Simulation Auslegung
ni    %#ok<NOPTS>
end %Ende Simulationsläufe Jahre
display ('Simulation abgeschlossen')
Szenario %#ok<NOPTS>
    
```

Simulations-Programm

Simulation automatisierte und manuelle Steuerung

```

%Simulation Modell automatisierte und manuelle Steuerung
%clc
%clear

%Auswahl Szenario Jahreszahl und Anzahl der Simulationsläufe n
%Eingabeaufforderung
prompt = {'Eingabe Jahreszahl:', 'Jahre:'};
dlg_title = 'Input';
def = {'2012', '100'};
jahreszahl = inputdlg(prompt(1),dlg_title,1,def(1));
jahreszahl=char(jahreszahl);
n = inputdlg(prompt(2),dlg_title,1,def(2));
n=str2num(char(n)); %#ok<ST2NM>
Szenario=jahreszahl;
clear prompt def dlg_title
%n Jahreszahl

%lade Szenario
%installierte Leistungen, Merit Order Funktion und
%jährliche Stromnachfrage
load( strcat('Szenario_', jahreszahl, '.mat'))
Jahreslast_khl= Jahreslast_HH*0.17; %Anteil Kühlgeräte an Jahreslast_HH
    
```

```

%P_inst_Sonne P_inst_Wind Jahreslast_GHDI Jahreslast_HH MO

%lade Input für Anzahl der Simulationsläufe
%Stochastik der Einspeisung aus Erneuerbaren Energien
%lade pi_EE_1,pi_EE_10,pi_EE_100 oder pi_EE_1000
load( strcat('pi_EE_', num2str(n),'.mat'))
%pi_Wind pi_Sonne

%Stochastik der Stromnachfrage von GHDI
%lade lambda_GHDI_1,lambda_GHDI_10, lambda_GHDI_100 oder lambda_
GHDI_1000
load( strcat('lambda_GHDI_', num2str(n),'.mat'))
%lambda_GHDI

%lade Konstanten der Stromnachfrage
load Last_Strom;
%Saisonalität der Standardlastprofile, GHDI_Last und Verlagerungskurven
%sigma_GHDI; sigma_SLP; sigma_HT; sigma_NT; alpha_HT; alpha_NT
m=length(sigma_SLP); %Jahresstunden

%Bestimmung der Tarifkombinationen für Tarife
%Eingrenzung der möglichen Taifkombinationen
[Tarif_h]=Permutation_Tarif_h(1,8,1,16);
%Tarif_h

%initialisiere Ergebnisvariablen
Einspeisung_EE_n=zeros(m,n);
Lastgang_GHDI_n=zeros(m,n);
Netzl原因_n=zeros(m,n);

P_strom_n= zeros(m,n);
sigma_Tarif_min_n=zeros(m,n);
Kosten_SLP =zeros(1,n);
Kosten_min=zeros(1,n);
Ersparnis_pcent=zeros(1,n);
Tarif_nummer_tag_n=zeros(366,n);
Anteil_EE_n=zeros(3,n);

Netzkennzahlen_SLP=zeros(5,n);
Netzkennzahlen_SM=zeros(5,n);
Netzkennzahlen_SML0=zeros(5,n);

%Schleife für Simulationsläufe n
%n=1,10, 100 oder 1000 je nach Eingabe
for ni=1:n
    display(ni)
    %berechne Einspeisung Erneuerbare Energien
    Einspeisung_EE=(P_inst_Sonne*pi_Sonne(:,ni))...
        +(P_inst_Wind*pi_Wind(:,ni));
    Einspeisung_EE_n(:,ni)=Einspeisung_EE;

    %Berechnung der saisonalen Lastgänge
    Lastgang_SLP= Jahreslast_HH*sigma_SLP;
    Lastgang_GHDI= Jahreslast_GHDI*sigma_GHDI; %initiale Last_GHDI

    %Berechnung der Residuallast Rdl_Last
    [Rsd_last] = Berechne_Residuallast(m, Lastgang_SLP, ...
        Lastgang_GHDI, Einspeisung_EE);
    %Berechnung der Strompreise
    [P_strom] = MO_Rsd_last_fun(Rsd_last, MO);

```

```

%Anpassung Lastgang_GHDI als Reaktion auf den Preis
[Lastgang_GHDI]= ...
    Elast_Lastgang_GHDI( P_strom,Lastgang_GHDI, alpha_GHDI);

%Stochastik Lastgang_GHDI mittels Zufallsvariable lambda
Lastgang_GHDI=Lastgang_GHDI.*lambda_GHDI(:,ni);
Lastgang_GHDI_n(:,ni)=Lastgang_GHDI;

%Berechnung der Netzlast
Netzlast=Lastgang_GHDI+Lastgang_SLP;
Netzlast_n(:,ni)=Lastgang_GHDI+Lastgang_SLP;

%Neuberechnung der Residuallast nach Anpassung GHDI
[RsdL_last] = Berechne_Residuallast(m, Lastgang_SLP, ...
    Lastgang_GHDI, Einspeisung_EE);

%Neuberechnung der Strompreise nach Anpassung GHDI
[P_strom] = MO_RsdL_last_fun(RsdL_last, MO);

%Bestimmung der Tarifzonen über ein Jahr
%für alle Tarifpermutationen
[Tarif_jahr]=Verteilung_Tarif_jahr(P_strom,Tarif_h);
%Tarif_Jahr

%Bestimmung der Haushaltslast
[sigma_Tarif]=Anpassung_sigma_SLP(sigma_SLP, sigma_HT, sigma_NT,...
    alpha_HT, alpha_NT, Tarif_jahr);
%sigma_Tarif

%Bestimmung Lastverlauf Optimierter Tarif manuelle Steuerung
[sigma_Tarif_min, ~, Tarif_nummer_tag] = ...
    Optimierte_Tarif( P_strom, sigma_Tarif, Tarif_jahr);
%sigma_Tarif_min Tarif_jahr_min Tarif_nummer_tag

%Aufteilung sigma_Man und sigma_Aut
sigma_Aut=(1000*0.17/m)*ones(m,1); %Jahresband für Stromverbrauch
sigma_Man =sigma_Tarif_min-sigma_Aut;

%Anpassung sigma_Aut an Strom_preis
zkLD_zkLA=[3;8]; %jede 3 Stunde 8 mal am Tag
%nur Jede 3. Stunde Einsatz mit dreifacher Leistung
sigma_Aut=zkLD_zkLA(1)*sigma_Aut;
%Bestimmung der Einsatzstunden
[Einsatz_jahr]=Verteilung_Einsatz_jahr(P_strom,zkLD_zkLA);
clear zkLD_zkLA
%Bestimmung sigma_Aut
sigma_Aut=Einsatz_jahr.*sigma_Aut;
clear Einsatz_jahr

%Neuberechnung sigma_Tarif_min
sigma_Tarif_min=sigma_Man + sigma_Aut;
clear sigma_Aut sigma_Man

%Ergebnisse_Kostenvergleich
P_strom_n(:,ni)=P_strom;
sigma_Tarif_min_n(:,ni)=sigma_Tarif_min;
Kosten_SLP(ni) =sum(P_strom.*sigma_SLP); %Kosten in Euro für 1000MWh
Kosten_min(ni)=sum(P_strom.*sigma_Tarif_min); %Kosten in Euro für
1000MWh
Ersparnis_pcent(ni) = 100*(1-(Kosten_min(ni)/Kosten_SLP(ni)));
    
```



```

Tarif_nummer_tag_n(:,ni)=Tarif_nummer_tag;

%Anteil von Wind und Sonne zur Deckung von sigma_Tarif, SLP und Netzlast
[Anteil_EE] = Berechne_Anteil_EE(Netzlast,Einspeisung_EE, ...
    sigma_Tarif_min,sigma_SLP);
Anteil_EE_n(:,ni)=Anteil_EE;

%Netzdaten
%bei 100% SLP Nachfrage
Netzkennzahlen_SLP(1,ni)=min(Rsdl_last);
Netzkennzahlen_SLP(2,ni)=max(Rsdl_last);

[GWh_min, GWh_max] = Berechne_Arbeitminmax(Rsdl_last, MO(5));
Netzkennzahlen_SLP(3,ni)=GWh_min;
Netzkennzahlen_SLP(4,ni)=GWh_max;
Basepreis=sum(P_strom)/m;
Netzkennzahlen_SLP(5,ni)=Basepreis;

%bei 100% SM Einsatz manuelle Steuerung
Lastgang_SM= Jahreslast_HH*sigma_Tarif_min;
[Rsdl_last_SM] = Berechne_Residuallast(m, Lastgang_SM, ...
    Lastgang_GHDI, Einspeisung_EE);

Netzkennzahlen_SM(1,ni)=min(Rsdl_last_SM);
Netzkennzahlen_SM(2,ni)=max(Rsdl_last_SM);
[GWh_min, GWh_max] = Berechne_Arbeitminmax(Rsdl_last_SM, MO(5));
Netzkennzahlen_SM(3,ni)=GWh_min;
Netzkennzahlen_SM(4,ni)=GWh_max;

[P_strom_SM]=MO_Rsdl_last_fun(Rsdl_last_SM, MO);
Basepreis=sum(P_strom_SM)/m;
Netzkennzahlen_SM(5,ni)=Basepreis;

%bei 10% SM Einsatz manuelle Steuerung
%bezogen auf Jahresarbeit
Lastgang_SM10= 0.1*Lastgang_SM + 0.9*Lastgang_SLP;
[Rsdl_last_SM10] = Berechne_Residuallast(m, Lastgang_SM10, ...
    Lastgang_GHDI, Einspeisung_EE);

Netzkennzahlen_SM10(1,ni)=min(Rsdl_last_SM10);
Netzkennzahlen_SM10(2,ni)=max(Rsdl_last_SM10);
[GWh_min, GWh_max] = Berechne_Arbeitminmax(Rsdl_last_SM10, MO(5));
Netzkennzahlen_SM10(3,ni)=GWh_min;
Netzkennzahlen_SM10(4,ni)=GWh_max;

[P_strom_SM10]=MO_Rsdl_last_fun(Rsdl_last_SM10, MO);
Basepreis=sum(P_strom_SM10)/m;
Netzkennzahlen_SM10(5,ni)=Basepreis;
end
%Ende Simulationsläufe Jahre

%speichern der Ergebnisse
%bereinigen Workspace
clear MO Einspeisung_EE P_strom Rsdl_last Jahreslast_GHDI Jahreslast_
HH...
Lastgang_GHDI Lastgang_SLP P_inst_Wind P_inst_Sonne Tarif_h Tarif_
jahr...
m pi_Sonne pi_Wind sigma_GHDI sigma_HT sigma_NT sigma_SLP...
sigma_Tarif ymax ymin stunden ni lambda_GHDI alpha_NT alpha_HT alpha_
GHDI...

```

```

Netzlast GWh_max GWh_min Basepreis Anteil_EE sigma_tarif_min ...
Tarif_nummer_tag sigma_tarif_min Tarif_jahr_min

save( strcat('Ergebnis_', jahreszahl,'MA_',num2str(n),'.mat'))

display ('Simulation abgeschlossen')
Szenario %#ok<NOPTS>
    
```

Simulations-Programm

Simulation Wärmekunden

```

%Simulation Wärmekunden
%clc
%clear

%Auswahl Szenario Jahreszahl und Anzahl der Simulationsläufe n
%Eingabeaufforderung
prompt = {'Eingabe Jahreszahl:', 'Jahre:'};
dlg_title = 'Input';
def = {'2024BMA', '10'};
jahreszahl = inputdlg(prompt(1),dlg_title,1,def(1));
jahreszahl=char(jahreszahl);
n = inputdlg(prompt(2),dlg_title,1,def(2));
n=str2num(char(n)); %#ok<ST2NM>
Szenario=jahreszahl;
clear prompt def dlg_title
%n Jahreszahl

%Lade Strompreise der Simulation Gesamtmodell
%Strompreise
load( strcat('Ergebnis_',jahreszahl,'_',num2str(n),'.mat'), 'P_strom_n')
[m,n]=size(P_strom_n);
d=m/24; %Tage
%P_Strom_n m

%Daten Anlage und Bedarf
P_heiz=35; %Heizleistung in kW
Q_jahr= 35000; %Jahreswärmebedarf in kWh
load HGT_2012 %laden der Heizgradtage Berlin

%tägliches Wärmebedarf
[Q_ein_tage] = Berechne_Lastgang_tage(HGT_2012,Q_jahr,P_heiz);
%Q_ein_Tage

%initialisierung Ergebnis
Preisvergleich_Q= zeros(5,n);

%Schleife für Simulationsläufe n
%n=1, 10, 100 oder 1000 je nach Eingabe
for ni=1:n

    %Input für jedes Jahr
    P_strom=P_strom_n(:,ni);

    %Bestimmung Basepreis
    Last_h=ones(m,1);
    [P_ct_kWh] = Jahresmittel_ct_kWh( Last_h, P_strom );
    
```

```

Preisvergleich_Q(1,ni)=P_ct_kWh;

%Einsatz und Preis der Heizungsanlage HT/NT
%HT von 6 bis 18:00
Last_h=ones(m,1);
for di =1:d
    h0=(24*(di-1)); %nullte Stunde (letzte Vortag)
    Last_h(h0+1:h0+24)=...
        [1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 1 1 1];
end
[P_ct_kWh] = Jahresmittel_ct_kWh( Last_h, P_strom );
Preisvergleich_Q(2,ni)=P_ct_kWh;

%HT von 6 bis 22:00
Last_h=ones(m,1);
for di =1:d
    h0=(24*(di-1)); %nullte Stunde (letzte Vortag)
    Last_h(h0+1:h0+24)=...
        [1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1];
end
[P_ct_kWh] = Jahresmittel_ct_kWh( Last_h, P_strom );
Preisvergleich_Q(3,ni)=P_ct_kWh;

%optimierter Einsatz der Heizungsanlage EH
[ Q_ein_h_EH] = Optimierte_Einsatz_Q( Q_ein_tage,P_strom,...
    P_heiz, 'EH');
Last_h =Q_ein_h_EH(:,2);
[ P_ct_kWh] = Jahresmittel_ct_kWh( Last_h, P_strom );
Preisvergleich_Q(4,ni)=P_ct_kWh;

%optimierter Einsatz der Heizungsanlage KWK
[ Q_ein_h_KWK] = Optimierte_Einsatz_Q( Q_ein_tage,P_strom,...
    P_heiz, 'KWK');
Last_h =Q_ein_h_KWK(:,2);
[P_ct_kWh] = Jahresmittel_ct_kWh( Last_h, P_strom );
Preisvergleich_Q(5,ni)=P_ct_kWh;

ni %#ok<NOPTS>
end %Ende Simulationsläufe Jahre
display ('Simulation abgeschlossen')
Szenario %#ok<NOPTS>

```

Simulations-Programm

Simulation Solarkunde

```

%installierte PV Leistung
kW_Peak=[12.5 25 50];

%spezifische Stundeneinspeisung
load ('pi_EE_100.mat','pi_Sonne')
[m,n]=size(pi_Sonne); %Stunden
Anteil_EE=zeros(6,n); %1-3 SLP 3_6 Anpassung
Tarif_jahr=zeros(m,1);
pi_Sonne_n=pi_Sonne;
for ni=1:n %Schleife Jahre
    pi_Sonne=pi_Sonne_n(:,ni);
    Erzeugung_PV_12=pi_Sonne*kW_Peak(1);

```

```

Erzeugung_PV_25=pi_Sonne*kW_Peak(2);
Erzeugung_PV_50=pi_Sonne*kW_Peak(3);
clear pi_Sonne

load('Last_Strom.mat', 'sigma_SLP')
Last_SLP=sigma_SLP*3.5; %entspricht Standardkunden mit 3500kWh

%Jahresbedarf

%HFC=sort([Last_HH Einspeisung_12 Einspeisung_25 Einspeisung_50]);
%plot(HFC)

%Bestimmung Tarif Vektor
for mi =1:m %Schleife Stunden
    if Erzeugung_PV_12(mi) >0
        Tarif_jahr(mi)=2; %ist NT Tarif
    else
        Tarif_jahr(mi)=1; %ist HT Tarif
    end
end %Ende Schleife Stunde

%Bestimmung angepasster Tarif
load('Last_Strom.mat')
[sigma_Tarif] = Anpassung_sigma_SLP(sigma_SLP, sigma_HT, sigma_NT, ...
alpha_HT, alpha_NT, Tarif_jahr);

%Aufteilung sigma_Man und sigma_Aut
sigma_Aut=(1000*0.17/m)*ones(m,1); %Jahresband für Stromverbrauch
sigma_Man =sigma_Tarif-sigma_Aut; %Anpassung sigma_Aut an Strom_preis
zklD_zklA=[3;8]; %jede 3. Stunde 8 mal am Tag
%nur jede 3. Stunde Einsatz mit dreifacher Leistung
sigma_Aut=zklD_zklA(1)*sigma_Aut;

%Bestimmung der Einsatzstunden
Hilfspreis=(max(Erzeugung_PV_12)*ones(m,1))-Erzeugung_PV_12;
[Einsatz_jahr]=Verteilung_Einsatz_jahr(Hilfspreis,zklD_zklA);
clear zklD_zklA

%Bestimmung sigma_Aut
sigma_Aut=Einsatz_jahr.*sigma_Aut;
clear Einsatz_jahr

%Neuberechnung sigma_Tarif_min
sigma_Tarif=sigma_Man + sigma_Aut;
clear sigma_Aut sigma_Man

%Berechnung Last_Tarif
Last_Tarif=3.5 *sigma_Tarif; %entspricht Standardkunden mit 3500kWh

Last=[Last_SLP Last_Tarif Erzeugung_PV_12 Erzeugung_PV_25 Erzeugung_
PV_50];
clear Last_SLP Last_Tarif Erzeugung_PV_12 Erzeugung_PV_25 Erzeugung_
PV_50

```

```
%[Anteil_EE] = Eigennutzung_EE(Last, Erzeugung_EE)
[ Anteil_EE(1,ni) ] = Eigennutzung_EE( Last(:,1), Last(:,3) );
[ Anteil_EE(2,ni) ] = Eigennutzung_EE( Last(:,1), Last(:,4) );
[ Anteil_EE(3,ni) ] = Eigennutzung_EE( Last(:,1), Last(:,5) );
[ Anteil_EE(4,ni) ] = Eigennutzung_EE( Last(:,2), Last(:,3) );
[ Anteil_EE(5,ni) ] = Eigennutzung_EE( Last(:,2), Last(:,4) );
[ Anteil_EE(6,ni) ] = Eigennutzung_EE( Last(:,2), Last(:,5) );

ni %#ok<NOPTS>

end %Schleife Jahre
%Anteil_EE=sort(Anteil_EE')
%plot(Anteil_EE)

diplay('Simulation abgeschlossen')
```

Unterprogramm

Funktion: Anpassung_sigma_SLP

```
function[ sigma_Tarif ] = ...
Anpassung_sigma_SLP(sigma_SLP, sigma_HT, sigma_NT, ...
alpha_HT, alpha_NT, Tarif_jahr)
%Bestimmung der angepassten Lastprofile als Reaktion auf die Tarife
%Ausgabe einer Matrix

%Laufvariablen und Initialisierung
%Anzahl der Stunden (m) Tage (d) und Tarife (n)
[m,n]=size(Tarif_jahr); d = m/24;

%initalisiere sigma_Tarif
sigma_Tarif=zeros(m,n);

%Anpassung der Last über alle Tage, Tarife und Stunden

for di = 1:d %Schleife Tage

    for ti = 1:n %Schleife Tarife
        for hi=1:24 %Schleife Stunden
            h0=(di-1)*24; %h0 gleich nullte Stunde am Tag di

            %Tarife in h +- eine Stunde für die Bestimmung von alpha
            %Bedingungen für Randwerte
            if and(hi==1,di==1); %Startwerte in Stunde 0, 1. Januar
                Tarif_lminus_h=2;
                Tarif_lplus_h = Tarif_jahr((h0+hi+1), ti);

            elseif and(hi==24, di==d); %Endwerte in Stunde 25, 31.Dezember
                Tarif_lminus_h= Tarif_jahr((h0+hi-1), ti);
                Tarif_lplus_h=2;
            %Tarife vor und nach der Stunde hi
            else
                Tarif_lminus_h= Tarif_jahr((h0+hi-1), ti); %Tarif vor hi
                Tarif_lplus_h = Tarif_jahr((h0+hi+1), ti); %Tarif nach hi
            end %Ende Tarife h +- eine Stunde
```

```

%Bestimmung der Last als Reaktion auf Tarif

%sigma_Tarif = sigma_SLP * sigma_HT *alpha_HT
%Hochpreistarif
if Tarif_jahr(h0+hi,ti)==1; %hi ist Hochpreistarif
sigma_Tarif(h0+hi,ti)=sigma_SLP(h0+hi) ...
*(1+(sigma_HT(h0+hi)*alpha_HT(Tarif_1minus_h,Tarif_1plus_h)));

%sigma_Tarif = sigma_SLP * sigma_NT *alpha_NT
%Niedrigpreistarif
elseif Tarif_jahr(h0+hi,ti)==2; %hi ist Niedrigpreistarif
sigma_Tarif(h0+hi,ti)=sigma_SLP(h0+hi) ...
*(1+(sigma_NT(h0+hi)*alpha_NT(Tarif_1minus_h,Tarif_1plus_h)));

%sigma_Tarif = sigma_SLP
%Basistarif
else sigma_Tarif(h0+hi,ti)=sigma_SLP(h0+hi);
%hi ist Basispreistarif

end %Ende Reaktion sigma alpha

%Anpassung der Tageslast auf die Tageslast SLP
%Nebenbedingung Summe SLP = Summe Tarif_Last
if hi==24 ;
    k= sum(sigma_SLP(h0+1:h0+hi))/sum(sigma_Tarif
(h0+1:h0+hi,ti));
    sigma_Tarif(h0+1:h0+hi,ti)=k*sigma_Tarif(h0+1:h0+hi,ti);
else
    end %Ende Anpassung Tageslast

end %Ende Schleife Stunden

end %Ende Schleife Tarife
end %Ende Schleife Tage

```

Unterprogramm

Funktion: Berechne_Anteil_EE

```

function [Anteil_EE] = Berechne_Anteil_EE(Netzllast,Einspeisung_EE, ...
    sigma_Tarif_min,sigma_SLP)
%berechne Jahreswerte der Anteile von Wind und Sonne
%an der Deckung der Netzlast, eines SLP und der Tarifprofile

%initialisiere Ergebnis
Anteil_EE=zeros(3,1);
%berechne stundenweise Anteile EE
m=length(Netzllast);
Anteil_EE_m=Einspeisung_EE./Netzllast;
for mi=1:m
    if Anteil_EE_m(mi)>=1 %max Anteil 100%
        Anteil_EE_m(mi)=(1);
    else
        end
end

end

```

```
%berechne Jahreswerte der Anteile EE
Anteil_EE(1,1)=sum(Anteil_EE_m.*sigma_Tarif_min)/1000;
Anteil_EE(2,1)=sum(Anteil_EE_m.*sigma_SLP)/1000;
Anteil_EE(3,1)=(sum(Einspeisung_EE)/sum(Netzlast));

end
```

Unterprogramm

Funktion: Berechne_Arbeitminmax

```
function [ GWh_min, GWh_max] = Berechne_Arbeitminmax(Rsdl_last, P_el_max)
%Berechnung der Residuallast Rdl_Last
m=length(Rsdl_last);
GWh_min=0;
GWh_max=0;

for hi = 1:m
    if Rsdl_last(hi)< 0
        GWh_min=GWh_min+Rsdl_last(hi);
    elseif Rsdl_last(hi)> P_el_max
        GWh_max= GWh_max+Rsdl_last(hi);
    else
        end
    end %Ende Schleife Stunden
end

end
```

Unterprogramm

Funktion: Berechne_Lastgang_tage

```
function [ Q_ein_tage ] = Berechne_Lastgang_tage( HGT,Q_jahr,P_heiz)
%berechnet den Tageslastgang der Wärme mittels Heizgragtagen
%HGT ist Tagesvektor der Heizgradtage
%Q_jahr ist Jahreswärmebedarf in kWh
%P_heiz ist die Heizleistung in kW

Gew_HGT =HGT/sum(HGT); %Gewichtungsfaktoren täglich

Q_ein_tage(:,1)=Q_jahr* Gew_HGT; %Jahresvektor Wärmebedarf
%clear Gew_HGT HGT_2012 Q_jahr

Q_ein_tage(:,2)= ceil(Q_ein_tage(:,1)/P_heiz); %aufgerundete
Einsatzstunden
for di= 1:length(Q_ein_tage) %Schleife Tage
    if Q_ein_tage(di,2)> 24 %maximale Einsatzdauer 24h
        Q_ein_tage(di,2)=24;
    else
        end
    end %Ende Schleife Tage
end

end
```

Unterprogramm

Funktion: Berechne_Residuallast

```
function [ RsdL_last] = Berechne_Residuallast(m, Lastgang_SLP, ...
    Lastgang_GHDI, Einspeisung_EE)
%berechnung der Residuallast Rdl_Last aus der Netzlast und
%der Einspeisung der Erneuerbaren Energien

RsdL_last = Lastgang_SLP+Lastgang_GHDI-Einspeisung_EE;

end
```

Unterprogramm

Funktion: Eigennutzung_EE

```
function [ Anteil_EE ] = Eigennutzung_EE( Last, Erzeugung_EE )
%berechnet für eine Zeitreihe Last, Einspeisung und
%den Anteil der Last, welcher durch EE gedeckt wird

m=length(Last); %Stunden
Restlast=zeros(m,1); %nicht von EE gedeckte Last

for mi=1 :m
    if Last(mi)-Erzeugung_EE(mi)<0
        Restlast(mi)=0;
    else
        Restlast(mi)= Last(mi)-Erzeugung_EE(mi);
    end
end %Ende Schleife Stunden

Anteil_EE=1-(sum(Restlast)/sum(Last));

end
```

Unterprogramm

Funktion: Elast_Lastgang_GHDI

```
function [ Lastgang_GHDI] = Elast_Lastgang_GHDI( P_strom, ...
    Lastgang_GHDI, alpha_GHDI )
%Anpassung der Last_GHDI als Reaktion auf die Strompreise
b1=alpha_GHDI(1);
b2=alpha_GHDI(2);
[m]= size(P_strom);

%initialisiere P_Reg
P_reg=zeros(m);

%Korrektur Wertebereich der Strompreise für Anpassung
for hi = 1:m
    if P_strom(hi)< 20
        P_reg(hi)=20;
    else
        P_reg(hi)=P_strom(hi);
    end
end
```



```

        end %Ende Überprüfung
    end %Ende Schleife Stunden

    alpha=b1+(1./P_reg)*b2;

    %Schranke für maximale Verbrauchsreduktion von GHDI 80%
    for hi = 1:m
        if alpha(hi)< 0.8
            alpha(hi)=0.8;

        else
            end
        end
    end
    Lastgang_GHDI=Lastgang_GHDI.*alpha;

end

```

Unterprogramm

Funktion: MO_Rsdl_last_fun

```

function [P_strom] = MO_Rsdl_last_fun(Rsdl_last, MO)
%Strompreise als Funktion der Residuallast
%Beschreibung der Industriekostenkurve

%Stunden m
[m]=size(Rsdl_last);

%Eingabeparameter aus Vektor MO erstellen

%Zonen und Form der Funktion
%b1 = Achsenabschnitt; b2 = Steigung
Rsdl_last_min =MO(1);
b1_min=MO(2);
b2_min=MO(3);
delta_x=MO(4);
Rsdl_last_max=MO(5);
b1=MO(6);
b2=MO(7);
Rsdl_last_max=MO(8); %doppelte Nennung w.g. Struktur
b1_max=MO(9);
b2_max=MO(10);
delta_y=MO(11);
%minimaler und maximaler Strompreis
P_strom_min=MO(12);
P_strom_max=MO(13);

%initialisiere P_strom
P_strom=zeros(m);

for hi=1:m %Starte Schleife Stunden
%Regressionskuven
if Rsdl_last(hi) <=-4000
    Rsdl_last(hi)=-4000;
    P_strom(hi)=b1_min+(b2_min/(Rsdl_last(hi)-delta_x));
%Opportunitätswettbewerb
elseif Rsdl_last(hi) <=Rsdl_last_min
    P_strom(hi)=b1_min+(b2_min/(Rsdl_last(hi)-delta_x));

```

```

%Opportunitätswettbewerb
elseif Rsd1_last(hi) >= (Rsd1_last_max+15000)
%Grenzbereich der Funktion
    Rsd1_last(hi)=(Rsd1_last_max+15000); %Sicherheitwettbewerb
    P_strom(hi)=(b1_max*(1/(b2_max+Rsd1_last(hi))))+delta_y;
elseif Rsd1_last(hi) >= Rsd1_last_max
    P_strom(hi)=(b1_max*(1/(b2_max+Rsd1_last(hi))))+delta_y;
%Sicherheitswettbewerb

else
    P_strom(hi)=b1+b2*Rsd1_last(hi); %Grenzkostenwettbewerb
end %Ende Regressionskurven

%P_strom_min, P_strom_max
if P_strom(hi) <=P_strom_min
    P_strom(hi)=P_strom_min;
elseif P_strom(hi) >= P_strom_max
    P_strom(hi)=P_strom_max;
else
end %Ende P_strom_min; P_strom_max

end %Ende Schleife Stunden

end
    
```

Unterprogramm

Funktion: Optimierte_Einsatz_Q

```

function [ Q_ein_h ] = Optimierte_Einsatz_Q( Q_ein_tage,P_strom,...
P_heiz, Heizung)
%berechnet die optimalen Enisatzstunden für Wärmeanlagen und den
%Resultierenden Strompreis in ct/kWh
%Heizungs = 'EH' ist Elektroheizung
%Heizungs = 'KWK' ist Kraftwärmekopplung

%Anzahl der Stunden und Tage
m=length(P_strom); %Stunden
d=m/24; %Tage

%Indexvektor 24h
index_24=linspace(1,24,24)';
%Initialisiere Q_ein_Stunden
Q_ein_h=zeros(m,2);
Q_ein_h_EH=zeros(m,2);
Q_ein_h_KWK=zeros(m,2);

%Anzahl der Tarife
%[~,n] =size(Tarif_h);

for di = 1:d %Schleife Tage
    h0=(24*(di-1)); %Nullte Stunde (letzte Vortag)
    P_strom_d=P_strom(h0+1:h0+24);
    P_index=[P_strom_d index_24]; %2.Spalte=Stunden
    P_index =sortrows(P_index, 1); %nach Rang min=1
    %[preissort,preissrang]=sort(P_strom_d, 'descend');
    %kleinster Tagespreis hat Rang 1, danach absteigend
    ein_tag = Q_ein_tage(di,2); %Einsatzstunden am Tag di
    
```

```

for rang=1:24 %Schleife Rang
    if rang<= ein_tag %Rangverteilung Tarif günstige Stunden

        Q_ein_h_EH(h0+P_index(rang,2),2)=1;

    elseif rang > (24-(ein_tag-1)) %Rangverteilung teure
        Stunden
        Q_ein_h_KWK(h0+P_index(rang,2),2)=1;
    else
        end %Ende Rangverteilung Tarif
    end %Ende schleife Rang

for rang=1:24 %Schleife Rang letzte Stunden
    %Wärmebedarf der letzten Einsatzstunde KWK
    Q_rest= Q_ein_tage(di,1)-(ein_tag-1)*P_heiz;
    if rang ==(24-(ein_tag-1)) %letzte Einsatzstunde günstig
        Q_ein_h_KWK(h0+P_index(rang,2),2)=Q_rest/P_heiz;
    else
        end %Ende letzte Stunde
    end %Schleife Rang letzte Stunden

for rang=1:24 %Schleife Rang letzte Stunden
    %Wärmebedarf der letzten Einsatzstunde EH
    Q_rest= Q_ein_tage(di,1)-(ein_tag-1)*P_heiz;
    if rang ==ein_tag % letzte Einsatzstunde günstig
        Q_ein_h_EH(h0+P_index(rang,2),2)=Q_rest/P_heiz;
    end %Ende letzte Einsatzstunde
    end %Schleife Rang letzte Stunden

end %Ende Schleife Tage

%Auswahl nach Heizungsanlage Einsatzstunden
if strcmp(Heizung,'EH')
    Q_ein_h(:,2)=Q_ein_h_EH(:,2);
elseif strcmp(Heizung,'KWK')
    Q_ein_h(:,2)=Q_ein_h_KWK(:,2);
end %Auswahl Anlage

%Berechnung Wärmegenerierung pro Stunde
Q_ein_h(:,1)= Q_ein_h(:,2)*P_heiz;

end

```

Unterprogramm

Funktion: Optimierte_Tarif

```

function [ sigma_Tarif_min, Tarif_jahr_min, Tarif_nummer_tag] = ...
    Optimierte_Tarif( P_strom, sigma_Tarif, Tarif_jahr)
%Bestimmung des Kostenminimalen Tarifs aus Tarif_jahr
%Aus der Matrix sigma_Tarif wird der kostenminimale Tarif
%für jeden Tag ausgewählt

%Laufvariablen und Initialisierung
%Anzahl der Stunden (m) Tage (d) und Tarife (n)
[m,n]=size(sigma_Tarif); d = m/24;

```

```

%initialisiere Outputs
sigma_Tarif_min = zeros(m, 1);
Tarif_jahr_min = zeros(m, 1);
Tarif_nummer_tag = zeros(d,1);

%Optimierung
for di = 1:d %Schleife Tage
    h1=((di-1)*24)+1; %h1 gleich erste Stunde am Tag di
    h24=((di-1)*24)+24; %h24 gleich letzte Stunde am Tag di
    for ti = 1:n %Schleife Tarife
        %Startwert der Optimierung
        if ti==1; t_min=1 ;
        Kosten_beschaffung_min = ...
            sum(sigma_Tarif(h1:h24, t_min).*P_strom(h1:h24));
        elseif sum(sigma_Tarif(h1:h24, ti).*P_strom(h1:h24))...
            < Kosten_beschaffung_min; %Kosten von ti kleiner aktuelles
            tmin
            t_min = ti;
        Kosten_beschaffung_min=...
            sum(sigma_Tarif(h1:h24, t_min).*P_strom(h1:h24));
        else
            %Kosten von ti größer als aktuelles tmin
            %t_min = t_min;
        end %Ende Optimierung
    end %Ende Schleife Tarife
    %Schreiben der Werte für Tag di
    sigma_Tarif_min(h1:h24)= sigma_Tarif(h1:h24,t_min);
    Tarif_jahr_min (h1:h24)= Tarif_jahr(h1:h24,t_min);
    Tarif_nummer_tag (di) = t_min;
end %Ende Schleife Tage

end
    
```

Unterprogramm

Funktion: Permutation_Tarif_h

```

function [ Tarif_h ] = ...
Permutation_Tarif_h( HT_h_min, HT_h_max, NT_h_min, NT_h_max)
%erstellt eine Matrix "Tarif_h",
%welche alle Kombinationen der Anzahl von Tarifstuden
%im HT und NT Tarif enthält

if HT_h_max+NT_h_max > 24
    display('Summe aus HT_h_max und NT_h_max muss kleiner 24 sein')
else
    %absolute Anzahl an unterschiedlichen Stunden im jeweiligen Tarif
    m=(HT_h_max+1-HT_h_min);n=(NT_h_max+1-NT_h_min);
    %initialisiere Tarif_h
    Tarif_h = zeros(2,(m*n));

    %mögliche Anzahl der unterschiedlichen Stunden im jeweiligen Tarif
    %als Zeilenvektor
    HT_h = linspace(HT_h_min, HT_h_max,m);
    NT_h = linspace(NT_h_min, NT_h_max,n);

    for l2 = 1:n
    
```

```

for ll=1:m
    Tarif_h(1 , (l2-1)*m+ll)=HT_h(ll); %HT Stunden
    Tarif_h(2 , (l2-1)*m+ll)=NT_h(l2); %NT Stunden
end

```

Unterprogramm

Simulation_Tarif

```

%simuliert ein Tarifjahr P_Strom
%benötigt aus Workspace Last_Strom und P_Strom
%Last_Strom
%Standardlastprofil, GHDI_Last und Verlagerungskurven
%sigma_GHDI; sigma_SLP; sigma_HT; sigma_NT; alpha_HT; alpha_NT

%Bestimmung der Tarifzonen über ein Jahr
%für alle Tarifpermutationen
[Tarif_jahr]=Verteilung_Tarif_jahr(P_strom,Tarif_h);
%clear Tarif_h

%Bestimmung der Haushaltslast
[sigma_Tarif]=Anpassung_sigma_SLP(sigma_SLP, sigma_HT, sigma_NT,...
    alpha_HT, alpha_NT, Tarif_jahr);
%clear alpha_HT alpha_NT sigma_HT sigma_NT

%Bestimmung optimierter Tarif
[sigma_Tarif_min, Tarif_jahr_min, Tarif_nummer_tag] = ...
    Optimiere_Tarif( P_strom, sigma_Tarif, Tarif_jahr);
%clear sigma_Tarif Tarif_jahr

%Ergebnisse_Kostenvergleich
Kosten_SLP =sum(P_strom.*sigma_SLP)
Kosten_min=sum(P_strom.*sigma_Tarif_min)
Ersparnis_pcent = 100*(1-(Kosten_min/Kosten_SLP))
hist(Tarif_nummer_tag)

```

Unterprogramm

Funktion: Verteilung_Einsatz_jahr

```

function [ Einsatz_jahr ] = Verteilung_Einsatz_jahr( P_strom, zklD_zklA)
%Verteilung_Einsatz_jahr bestimmt die Einsatzstunden im Jahr
%anhand der Rangfolgen der täglichen Strompreise je Zyklus
%Ergebnis ist der Jahresvektor Einsatz_Jahr
%jede Spalte in Dauer_zkl entspricht einer technischen Auslegung

%Anzahl der Stunden und Tage
m=length(P_strom);
%Anzahl der unterschiedlichen Auslegungen
[x,a] =size(zklD_zklA); %#ok<ASGLU>

%initialisiere Einsatz_jahr
Einsatz_jahr=zeros(m,a);

for ai=1:a %Schleife Auslegung
    zklD= zklD_zklA(1,ai); %Dauer eines Zyklus
    zklA= zklD_zklA(2,ai); %#ok<NASGU> ...

```

```

%Anzahl der Zyklen pro Tag
nz_pa = m/zklD; %Anzahl der Zyklen pro Jahr
index_zkl=linspace(1,zklD,zklD)'; %Indexvektor für einen Zyklus

for nzi = 1:nz_pa %Schleife für die Zyklen pro Jahr
    h0=(zklD*(nzi-1)); %nullte Stunde (letzte Vortag)
    P_strom_zkl=P_strom(h0+1:h0+zklD);
    P_index=[P_strom_zkl index_zkl]; %2.Spalte=Stunden
    P_index =sortrows(P_index, 1); %nach Rang min=1. Zeile
    hmin = (h0+P_index(1,2)); %Stunde von P_min im Zyklus
    Einsatz_jahr(hmin,ai)=1; %Anlage einschalten

end %Ende Schleife Zyklen
end %Ende Schleife Auslegung

end
    
```

Unterprogramm

Funktion: Verteilung_Tarif_jahr

```

function [ Tarif_jahr ] = Verteilung_Tarif_jahr( P_strom, Tarif_h )
%Tarife_jahr bestimmt Tarife je Tag anhand der Rangfolgen
%der Stundenpreise eines Jahres 'P_strom'
%für alle möglichen Tarifkombinationen

%Anzahl der Stunden und Tage
[m,~]=size(P_strom); d = m/24;
%Anzahl der Tarife
[~,n] =size(Tarif_h);
%Indexvektor 24h
index_24=linspace(1,24,24)';
%initialisiere Tarif_jahr
Tarif_jahr=zeros(m,n);

for di = 1:d %Schleife Tage
    h0=(24*(di-1)); %nullte Stunde (letzte Vortag)
    P_strom_d=P_strom(h0+1:h0+24);
    P_index=[P_strom_d index_24]; %2.Spalte=Stunden
    P_index =sortrows(P_index, 1); %nach Rang min=1
    %[preissort,preisrang]=sort(P_strom_d, 'descend');
    %höchster Tagespreis hat Rang 1, danach absteigend
    for ti = 1:n %Schleife Tarif
        HT_h = Tarif_h(1,ti); %Stunden im HT Tarif
        NT_h = Tarif_h(2,ti); %Stunden im NT Tarif
        for rang=1:24 %Schleife Rang
            if rang > (24-HT_h) %Rangverteilung Tarif
                Tarif_jahr(h0+P_index(rang,2),ti)=1;
            elseif rang<= NT_h
                Tarif_jahr(h0+P_index(rang,2),ti)=2;
            else
                Tarif_jahr(h0+P_index(rang,2),ti)=3;
            end %Ende Rangverteilung Tarif

        end %Ende Schleife Rang
    end %Ende Schleife Tarif
end %Ende Schleife Tage

end
    
```

Stochastik-Programm**Funktion: Berechne_pi_Wind**

```

function [ pi_Wind ] = Berechne_pi_Wind( n,sigma_Wind,omega_wglfit,...
    epsilon_tfit)

%generiert eine Matrix für die spezifische Einspeisung pi mit
%m Stunden bzw Zeilen, n Jahre bzw. Spalten und d Tagen
m=8784; d = m/24;

%initialisiere Variablen
om_jahr = zeros(m,1);
pi_Wind=zeros(m,n);

for ai = 1:n %Schleife Jahre

%erstelle Omega für ein Jahr

for di = 1:d %Schleife Tage
    h1=((di-1)*24)+1; %h1 gleich erste Stunde am Tag di
    h24=((di-1)*24)+24; %h24 gleich letzte Stunde am Tag di

    %erstelle Omega für einen Tag
    for hi = h1:h24 %Schleife Stunden
        if hi==h1; %Startwert für AR(1)
            om_jahr(hi)=wblrnd(omega_wblfit(1),omega_wblfit(2));
        else %AR(1)Prozess mit epsilon Zufallszahlen
            om_jahr(hi)=om_jahr(hi-1)*exp(random(epsilon_tfit));
        end %Ende AR(1) für Tag
    end %Ende Schleife Stunden

end %Ende Schleife Tage

for hi = 1:m %Schleife Stunden
    pi_Wind(hi,ai)=sigma_Wind(hi)*om_jahr(hi); %Ergebnis Matrix
    if pi_Wind(hi,ai)>=1; pi_Wind(hi,ai)=1;
    else end %Ende Überprüfung max pi
end %Ende Schleife Stunden

end %Ende Schleife Jahre

end

```

Stochastik-Programm**Einspeisung Sonne**

```

function [ pi_Sonne] = ...
    Einspeisung_Sonne( n, sigma_Sonne, omega_Sonne )

%generiert eine Matrix für die spezifische Einspeisung pi mit
%m Stunden bzw Zeilen, n Jahre bzw. Spalten und d Tagen

m=8784; d = m/24;

%initialisiere Variablen
pi_Sonne=zeros(m,n);

```

```

omega_jahr=zeros(m,1);

for ai = 1:n %Schleife Jahre

%erstelle Omega für ein Jahr
om_jahr=wblrnd(omega_Sonne(1),omega_Sonne(2),m,1);

for hi = 1:m %Schleife Stunden
pi_Sonne(hi,ai)=sigma_Sonne(hi)*om_jahr(hi);
%berechnet pi für eine Stunde
if pi_Sonne(hi,ai)>=0.85; pi_Sonne(hi,ai)=0.85;
else end %Ende Überprüfung max pi
end %Ende Schleife Stunden

end %Ende Schleife Jahre

end
    
```

Stochastik-Programm

Einspeisung Wind

```

%generiert eine Matrix für die spezifische Einspeisung pi der
installierten Windenergieanlagen
%m Stunden bzw Zeilen, n Jahre bzw. Spalten und d Tagen

%vor Start müssen Variablen aus Einspeisung_Wind geladen werden

%n=1;
m=8784; d = m/24;

%initialisiere Variablen
om_jahr = zeros(m,1);
pi_Wind=zeros(m,n);

for ai = 1:n %Schleife Jahre

%erstelle Omega für ein Jahr

for di = 1:d %Schleife Tage
h1=((di-1)*24)+1;%h1 gleich erste Stunde am Tag di
h24=((di-1)*24)+24;%h24 gleich letzte Stunde am Tag di

%erstelle Omega für einen Tag
for hi = h1:h24 %Schleife Stunden
if hi==h1; %Startwert für AR(1)
om_jahr(hi)=wblrnd(omega_wblfit(1),omega_wblfit(2));
else %AR(1)Prozess mit epsilon Zufallszahlen
om_jahr(hi)=om_jahr(hi-1)*exp(random(epsilon_tfit));
end %Ende AR(1) für Tag
end %Ende Schleife Stunden

end %Ende Schleife Tage

for hi = 1:m %Schleife Stunden
pi_Wind(hi,ai)=sigma_Wind(hi)*om_jahr(hi); %Ergebnis Matrix
if pi_Wind(hi,ai)>=0.85; pi_Wind(hi,ai)=0.85; %maximale Einspeisung
else end %Ende Überprüfung max pi
    
```



```
end %Ende Schleife Stunden
end %Ende Schleife Jahre

clear m d hi di ai h1 h24 om_jahr

%Variablen aus Einspeisung_Wind löschen
```

Stochastik-Programm

Simulation Einspeisung EE

```
%Simulation Einspeisung EE

%Anzahl der Jahre eingeben
%n=1; 10; 100; 1000

%Generierung stochastischer Einspeisung Erneuerbaren Energien

%Einspeisung Windenergie

%lade Inputparameter der Windenergieeinspeisung
%sigma_Wind und die Verteilungsfunktionen omega_wblfit und epsilon_tfit
load Einspeisung_Wind
%berechne die Matrix der spezifischen Einspeisung pi_Wind
Einspeisung_Wind
%lösche Variablen
clear sigma_Wind omega_wblfit epsilon_tfit

%Einspeisung Sonnenenergie

%lade Inputparameter der Sonnenenergieeinspeisung
%sigma_Sonne und der Verteilungsfunktionen omega_Sonne
load Einspeisung_Sonne
%berechne die Matrix der spezifischen Einspeisung pi_Wind
[pi_Sonne]=Einspeisung_Sonne(n,sigma_Sonne,omega_Sonne);
%lösche Variablen
clear sigma_Sonne omega_Sonne

%speichere die Ergebnisse für pi_Wind und pi_Sonne
%in pi_EE_1; pi_EE_10; pi_EE_100; pi_EE_1000
```

Stochastik-Programm

Simulation lambda_GHDI

```
%generiert eine Matrix für die spezifische Nachfrage lambda der
%last aus GHDI
%m Stunden bzw Zeilen, n Jahre bzw. Spalten und d Tagen

%Vor Start müssen Zufallsverteilungen der Last_GHDI geladen werden
%omega_GHDI_nfit epsilon_GHDI_tfit
load Verteilung_lambda_GHDI
%n=1;
m=8784; d = m/24;

%initialisiere Variablen
om_jahr = zeros(m,1);
lambda_GHDI=zeros(m,n);

for ai = 1:n %Schleife Jahre

%erstelle Omega für ein Jahr

for di = 1:d %Schleife Tage
    h1=((di-1)*24)+1; %h1 gleich erste Stunde am Tag di
    h24=((di-1)*24)+24; %h24 gleich letzte Stunde am Tag di

    %erstelle Omega für einen Tag
    for hi = h1:h24 %Schleife Stunden
        if hi==h1; %Startwert für AR(1)
            om_jahr(hi)=random(omega_GHDI_nfit);
            if om_jahr(hi)>=1.2;om_jahr(hi)=1.2; %max omega
            elseif om_jahr(hi)<=0.8;om_jahr(hi)=0.8; %min omega
            else
                end %Ende Überprüfung min max omega
            else %AR(1)Prozess mit epsilon Zufallszahlen
                om_jahr(hi)=om_jahr(hi-1)*random(epsilon_GHDI_tfit);
                if om_jahr(hi)>=1.2;om_jahr(hi)=1.2; %max omega
                elseif om_jahr(hi)<=0.8;om_jahr(hi)=0.8; %min omega
                else
                    end %Ende Überprüfung min max omega
                end %Ende AR(1) für Tag

            end %Ende Schleife Stunden
        end %Ende Schleife Tage

        for hi = 1:m %Schleife Stunden
            lambda_GHDI(hi,ai)=om_jahr(hi); %Ergebnis Matrix
        end %Ende Schleife Stunden

    end %Ende Schleife Jahre

clear m d hi di ai h1 h24 om_jahr
clear omega_GHDI_nfit
clear epsilon_GHDI_tfit

plot(lambda_GHDI(2000:2240))
```

Über den Autor

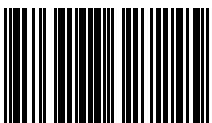
Studium des Wirtschaftsingenieurwesens in Darmstadt, Buenos Aires und Berlin. Abschluss 2007 als Diplomingenieur. Während und nach dem Studium Tätigkeiten als Berater für internationale Infrastrukturprojekte sowie Managementberatung für die Energiewirtschaft. Danach wissenschaftlicher Mitarbeiter am Lehrstuhl für Energie- und Ressourcenmanagement der Technischen Universität Berlin. Seit 2010 Doktorand an der Fakultät für Wirtschaft und Management.

Analyse und Simulation von Geschäftsmodellen für Elektrizitätsvertriebsunternehmen

Mit der Energiewende müssen mehr als sechshundert Elektrizitätsvertriebsunternehmen in Deutschland ihre Geschäftsmodelle überdenken und den Rahmenbedingungen anpassen. Ein wichtiger Aspekt ist die Anpassung des Verbrauchs der privaten Haushalte an die fluktuierende Einspeisung aus Erneuerbaren Energien mittels der Wertangebote durch Smart Meter. In dieser Arbeit erfolgt eine Geschäftsmodellanalyse zur Bewertung der Handlungsoptionen. Damit wird ein Beitrag zur Geschäftsmodellforschung geleistet, denn trotz Uneinigkeit mangelt es nicht an Definitionen, strukturierte Methoden zur Anwendung gibt es kaum. In dieser Dissertation wird eine strukturierte Vorgehensweise zur Bewertung von Smart Metern in reifen Industrien vorgeschlagen. Eine Besonderheit dieser Arbeit ist die Weiterführung des Modellgedankens mittels einer Simulation. Hierzu wird ein Verfahren zur Modellierung der Großhandelspreise und Einspeisung der Erneuerbaren Energien entwickelt. Neuartig ist auch die Modellierung der Lastverlagerung, welche als Funktion der Lebensgewohnheiten und dynamischen Präferenzen dargestellt wird.

ISBN 978-3-7983-2724-5 (print)

ISBN 978-3-7983-2725-2 (online)



ISBN 978-3-7983-2724-5



www.univerlag.tu-berlin.de