

Lutz Hillemacher

**Lastmanagement mittels dynamischer
Strompreissignale bei Haushaltskunden**

Lastmanagement mittels dynamischer Strompreissignale bei Haushaltskunden

Zur Erlangung des akademischen Grades eines Doktors der Ingenieurwissenschaften (Dr.-Ing.) von der Fakultät für Wirtschaftswissenschaften des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT) genehmigte

DISSERTATION

von

Dipl.-Ing. oec. Lutz Hillemacher

Referent:	Prof. Dr. Wolf Fichtner
Korreferent:	Prof. Dr. Hartmut Schmeck
Tag der mündlichen Prüfung:	4. Dezember 2014

Viersen, den 6. Dezember 2014

Zur Erinnerung an meine Mutter

Brigitte Hillemacher

Abstract

Die fortschreitende Nutzung erneuerbarer Energieträger führt zu umfassenden Veränderungen im gesamten Energieversorgungssystem. Es müssen Lösungen gefunden werden, wie die volatile Erzeugung mittels regenerativer Energieträger unter den Postulaten der Versorgungssicherheit, aber auch der Wirtschaftlichkeit, in das Gesamtsystem der Energieversorgung integriert werden kann. Eine gezielte zeitliche und mengenmäßige Verschiebung des Nutzenergiebedarfs sowie eines regelbaren Erzeugungsanteils bietet die Möglichkeit, Divergenzen zwischen Erzeugung und Nutzenergiebedarf zu vermeiden oder aber solche Divergenzen auszugleichen. Diese zeitliche Verschiebung kann zum einen anreizbasiert durch entsprechende Tarifstrukturen (Preissignale) oder aber direkt mit Hilfe einer Fernregelung schaltbarer Lasten erfolgen.

Im Rahmen dieser Arbeit wird untersucht, ob und in welchem Ausmaß eine derartige Lastverschiebung bei Haushaltskunden mit Hilfe einer anreizbasierten Lastbeeinflussung, die um Elemente der direkten Lastbeeinflussung kombinierbar ist, angeregt werden kann. Hierzu wird ein Modellansatz vorgestellt, der die Bestimmung sowohl von dynamischen Strompreissignalen für eine anreizbasierte Lastbeeinflussung als auch von Regelsignalen für einen direkten Eingriff in das Lastverhalten ermöglicht. Dies geschieht unter Berücksichtigung exogener Einflüsse, wie etwa börslicher Marktpreise sowie der regional aufgelösten Erzeugungsprognose der erneuerbaren Energien. Darüber hinaus wird anhand der Daten eines Feldversuchs die grundsätzliche Reaktion von Haushaltskunden auf dynamische Preissignale überprüft und es werden Einflussfaktoren auf das Lastverschiebeverhalten, wie etwa Tages- und Jahreszeit oder Typtag sowie der Preisstufenkombination, herausgearbeitet.

Dabei zeigt sich, dass die Lastverlagerung der Testhaushalte neben tageszeitlichen und saisonalen Schwankungen auch typtagsbedingten Abweichungen unterliegt. So ist das Lastverlagerungspotenzial werktags außer samstags stark asymmetrisch ausgeprägt, es finden sich also Zeitabschnitte, in denen eine Lasterhöhung durch die Aussendung entsprechender Preissignale realisierbar ist, jedoch keine nennenswerte Lastabsenkung, und umgekehrt. Am Wochenende und an Feiertagen ist das Lastverlagerungspotenzial dagegen deutlich symmetrischer ausgeprägt. Ferner hat auch die Tarifstufenkombination, also die Bepreisung der vorherigen und folgenden Zeitabschnitte, einen Einfluss auf das Ausmaß der realisierbaren Lastverschiebung. So zeigt sich, dass das Ausmaß der realisierbaren Lasterhöhung bei einer längeren Niedrigpreisphase deutlich größer ist, als bei nur einer kurzzeitigen niedrigpreisigen Zeitspanne. Demgegenüber bedarf es zum Anregen einer Lastabsenkung nur eines kurzzeitigen hochpreisigen Zeitabschnittes, ein vergleichbarer Einfluss der Zeitintervalllänge ist hier nicht festzustellen.

Abschließend werden die Ergebnisse dieser Analyse noch einer ökonomischen Betrachtung hinsichtlich ihrer Skalierbarkeit auf einen größeren Betrachtungsraum unterzogen.

Inhaltsverzeichnis

Abstract	v
Inhaltsverzeichnis	vii
Abbildungsverzeichnis	x
Tabellenverzeichnis	xii
Abkürzungsverzeichnis	xiv
Nomenklatur	xv
Vorwort	1
1 Einführung	3
1.1 Ausgangssituation	3
1.2 Problemstellung und Motivation	4
1.3 Gliederung der Arbeit	6
2 Lastbeeinflussung im Kontext energiesystemischer Entwicklungen	8
2.1 Veränderung technischer Rahmenbedingungen im Energieversorgungssektor	8
2.1.1 Folgen der verstärkten Nutzung erneuerbarer Energieträger	9
2.1.2 Nachfrageseitige Maßnahmen zur Einbindung der volatilen dezentralen Erzeugung	13
2.2 Veränderung organisatorischer Rahmenbedingungen im Energieversorgungssektor	15
2.3 Legislative Voraussetzungen zur Implementierung der technischen Infrastruktur	17
3 Lastverschiebung	19
3.1 Definitionen des Demand Side- und Lastmanagements	19
3.2 Ziele der Lastverschiebung	22
3.3 Signalarten zur Lastbeeinflussung	24
3.3.1 Strompreissignale	26
3.3.2 Regelsignale	29
3.4 Lastmanagement im Lichte der Liberalisierung auf dem Elektrizitätssektor	32
4 Überblick über den Stand der Forschung zum Thema Lastmanagement	34
4.1 Studien zur Lastverschiebung	34
4.2 Ausgewählte Feldversuche	36

4.2.1	Der Tempo Tarif	37
4.2.2	Eckernförder Feldversuch	39
4.2.3	The Gulf Power Select Program	40
4.2.4	Energy Smart Pricing Plan	41
4.2.5	Modellstadt Mannheim	43
4.2.6	Zusammenfassende Betrachtung der Pilotprojekte	45
5	Modellgestützte Signalgenerierung	49
5.1	Generierung der Preissignale	50
5.1.1	Berechnung der Preissignale	51
5.1.2	Mathematisches Modell	53
5.2	Generierung der Regelsignale	55
5.2.1	Berechnung relativer Regelsignale	56
5.2.2	Mathematisches Modell aus Verbrauchersicht	60
5.2.3	Mathematisches Modell aus Erzeugersicht	63
5.2.4	Modifikationen zur Berechnung der interaktiven Regelsignale	65
5.3	Auswahl der Steuerboxen	67
5.3.1	Modellbeschreibung	67
5.3.2	Mathematisches Modell aus Verbrauchersicht	70
5.3.3	Mathematisches Modell aus Erzeugersicht	71
6	Preissignalbedingte Lastverschiebung am Beispiel eines Feldversuchs	74
6.1	Versuchsdurchführung	74
6.1.1	Testkunden und -haushalte	75
6.1.2	Dynamische Strompreissignale im Feldversuch	77
6.2	Grundsätzliche Reaktionen auf die dynamischen Strompreissignale	82
6.3	Preissignalunabhängige Verhaltensänderungen der Testkunden	87
6.4	Preissignalbedingte Einflüsse auf das Lastverhalten der Testkunden	88
6.4.1	Einfluss der Tageszeit auf das Lastverhalten	89
6.4.2	Einfluss der Tarifstufenkombination auf das Lastverhalten	101
6.4.3	Einfluss der Tarifstruktur auf das Lastverhalten	106
7	Wirtschaftliche Übertragbarkeit der Versuchsergebnisse	111
7.1	Legislative Voraussetzungen	111
7.2	Vertragliche Rahmenbedingungen	112
7.3	Abschätzung der Einsparpotenziale der Haushalte	113
7.4	Abschätzung der Kosten der erforderlichen technischen Komponenten	120
7.4.1	Kostenabschätzung aus Sicht der Haushalte	120

7.4.2 Kostenabschätzung aus Sicht des Messstellenbetreibers und des Energieversorgers	126
8 Schlussfolgerungen, kritische Würdigung und Ausblick.....	128
9 Zusammenfassung.....	132
Anhang.....	138
Literaturverzeichnis	144

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2.1: Veränderte Rahmenbedingungen und Herausforderungen infolge des forcierten Ausbaus der dezentralen Erzeugung mittels regenerativer Energieträger.....	9
Abbildung 2.2: Zur Zusammensetzung der Anschlussleistung aus Wirk- und Blindleistungskomponente	11
Abbildung 2.3: Anteile der Sektoren am Stromkonsum in Deutschland im Jahr 2011	14
Abbildung 2.4: Speicherdauer und -energiegehalt verschiedener Speichertechnologien.....	15
Abbildung 3.1: Schematische Darstellung einer Lastverschiebung zum Zwecke einer idealtypischen Lastnivellierung	23
Abbildung 3.2: Schematische Darstellung einer Lastverschiebung zum Zwecke des Restlastausgleichs	24
Abbildung 3.3: Mögliche Anwendungsfälle des Regelsignals	30
Abbildung 3.4: Modifiziertes Regelsignal mit netzseitigem Vorrang.....	31
Abbildung 4.1: Struktur des Tempo Tariff mit Bepreisung Stand April 2014	38
Abbildung 5.1: Aufbau der Modellfamilie zur Generierung der Preis- und Regelsignale	50
Abbildung 5.2: Schematischer Aufbau des Modells zur Generierung der Preissignale	52
Abbildung 5.3: Schematischer Aufbau des Modells zur Generierung der relativen Regelsignale	57
Abbildung 5.4: Schematischer Aufbau des Modells zur Generierung der interaktiven Regelsignale	66
Abbildung 5.5: Schematischer Aufbau des Modells zur Auswahl der Reaktionsalternativen der Steuerboxen.....	69
Abbildung 6.1: Durchschnittliche Lasten der Test- und Referenzkunden in wöchentlicher Auflösung von Juli 2009 bis Januar 2011.....	76
Abbildung 6.2: Preissignalverläufe im Feldversuch von November 2009 bis März 2012.....	80
Abbildung 6.3: Verläufe der relativen Lastabweichung der Testkunden gegenüber der Referenzkundengruppe am Beispiel je einer Woche vor und nach Versuchsbeginn	82
Abbildung 6.4: Häufigkeitsverteilungen der relativen Verbrauchsabweichungen der Testkunden gegenüber der Referenzkundengruppe vor und nach Beginn des Feldtests	83
Abbildung 6.5: Mittlere Verbrauchsänderungen der Testkunden in Abhängigkeit vom Tarifstufenwechsel	85
Abbildung 6.6: Häufigkeitsverteilung der Bonusgutschriften je Versuchsteilnehmer im Jahr 2011	86

Abbildung 6.7: Tarifstufenabhängige relative Lastabweichung der Testkunden im Vergleich zur Referenzkundengruppe.....	88
Abbildung 6.8: Relative Laständerung der Testkunden werktags außer samstags im Vergleich zur Referenzkundengruppe.....	93
Abbildung 6.9: Relative Laständerung der Testkunden samstags, sonn- und feiertags im Vergleich zur Referenzkundengruppe.....	95
Abbildung 6.10: Durchschnittliches absolutes Lastverschiebepotenzial der Testkunden werktags außer samstags im Sommer.....	99
Abbildung 6.11: Durchschnittliches absolutes Lastverschiebepotenzial der Testkunden samstags, sonn- und feiertags im Sommer.....	100
Abbildung 6.12: Relative Laständerung der Testkunden in Abhängigkeit von der Tarifstufenkombination bei Gültigkeit der Tarifstufe 1 in der Mittelstunde.....	101
Abbildung 6.13: Relative Laständerung der Testkunden in Abhängigkeit von der Tarifstufenkombination bei Gültigkeit der Tarifstufe 1 in der Mittelstunde.....	102
Abbildung 6.14: Verteilung der Tarifstufenkombinationen in den Zeitzonen am Beispiel der Kombinationen bei Gültigkeit der Tarifstufe 1 in der Mittelstunde.....	104
Abbildung 6.15: Verteilung der Tarifstufenkombinationen in den Zeitzonen am Beispiel der Kombinationen bei Gültigkeit der Tarifstufe 3 in der Mittelstunde.....	105
Abbildung 7.1: Vertragsverhältnisse vor und nach der Liberalisierung der Elektrizitätsmärkte	113
Abbildung A.1: Durchschnittliches absolutes Lastverschiebepotenzial der Testkunden werktags außer samstags im Winter.....	138
Abbildung A.2: Durchschnittliches absolutes Lastverschiebepotenzial der Testkunden samstags, sonn- und feiertags im Winter.....	138

Tabellenverzeichnis

Abbildung 2.1: Veränderte Rahmenbedingungen und Herausforderungen infolge des forcierten Ausbaus der dezentralen Erzeugung mittels regenerativer Energieträger.....	9
Abbildung 2.2: Zur Zusammensetzung der Anschlussleistung aus Wirk- und Blindleistungskomponente	11
Abbildung 2.3: Anteile der Sektoren am Stromkonsum in Deutschland im Jahr 2011	14
Abbildung 2.4: Speicherdauer und -energiegehalt verschiedener Speichertechnologien.....	15
Abbildung 3.1: Schematische Darstellung einer Lastverschiebung zum Zwecke einer idealtypischen Lastnivellierung.....	23
Abbildung 3.2: Schematische Darstellung einer Lastverschiebung zum Zwecke des Restlastausgleichs	24
Abbildung 3.3: Mögliche Anwendungsfälle des Regelsignals	30
Abbildung 3.4: Modifiziertes Regelsignal mit netzseitigem Vorrang.....	31
Abbildung 4.1: Struktur des Tempo Tariff mit Bepreisung Stand April 2014	38
Abbildung 5.1: Aufbau der Modellfamilie zur Generierung der Preis- und Regelsignale	50
Abbildung 5.2: Schematischer Aufbau des Modells zur Generierung der Preissignale	52
Abbildung 5.3: Schematischer Aufbau des Modells zur Generierung der relativen Regelsignale.....	57
Abbildung 5.4: Schematischer Aufbau des Modells zur Generierung der interaktiven Regelsignale.....	66
Abbildung 5.5: Schematischer Aufbau des Modells zur Auswahl der Reaktionsalternativen der Steuerboxen	69
Abbildung 6.1: Durchschnittliche Lasten der Test- und Referenzkunden in wöchentlicher Auflösung von Juli 2009 bis Januar 2011	76
Abbildung 6.2: Preissignalverläufe im Feldversuch von November 2009 bis März 2012.....	80
Abbildung 6.3: Verläufe der relativen Lastabweichung der Testkunden gegenüber der Referenzkundengruppe am Beispiel je einer Woche vor und nach Versuchsbeginn.....	82
Abbildung 6.4: Häufigkeitsverteilungen der relativen Verbrauchsabweichungen der Testkunden gegenüber der Referenzkundengruppe vor und nach Beginn des Feldtests.....	83
Abbildung 6.5: Mittlere Verbrauchsänderungen der Testkunden in Abhängigkeit vom Tarifstufenwechsel	85
Abbildung 6.6: Häufigkeitsverteilung der Bonusgutschriften je Versuchsteilnehmer im Jahr 2011	86
Abbildung 6.7: Tarifstufenabhängige relative Lastabweichung der Testkunden im Vergleich zur Referenzkundengruppe	88

Abbildung 6.8: Relative Laständerung der Testkunden werktags außer samstags im Vergleich zur Referenzkundengruppe	93
Abbildung 6.9: Relative Laständerung der Testkunden samstags, sonn- und feiertags im Vergleich zur Referenzkundengruppe	95
Abbildung 6.10: Durchschnittliches absolutes Lastverschiebepotenzial der Testkunden werktags außer samstags im Sommer	99
Abbildung 6.11: Durchschnittliches absolutes Lastverschiebepotenzial der Testkunden samstags, sonn- und feiertags im Sommer	100
Abbildung 6.12: Relative Laständerung der Testkunden in Abhängigkeit von der Tarifstufenkombination bei Gültigkeit der Tarifstufe 1 in der Mittelstunde.....	101
Abbildung 6.13: Relative Laständerung der Testkunden in Abhängigkeit von der Tarifstufenkombination bei Gültigkeit der Tarifstufe 1 in der Mittelstunde.....	102
Abbildung 6.14: Verteilung der Tarifstufenkombinationen in den Zeitzonen am Beispiel der Kombinationen bei Gültigkeit der Tarifstufe 1 in der Mittelstunde	104
Abbildung 6.15: Verteilung der Tarifstufenkombinationen in den Zeitzonen am Beispiel der Kombinationen bei Gültigkeit der Tarifstufe 3 in der Mittelstunde	105
Abbildung 7.1: Vertragsverhältnisse vor und nach der Liberalisierung der Elektrizitätsmärkte	113
Abbildung A.1: Durchschnittliches absolutes Lastverschiebepotenzial der Testkunden werktags außer samstags im Winter	138
Abbildung A.2: Durchschnittliches absolutes Lastverschiebepotenzial der Testkunden samstags, sonn- und feiertags im Winter	138

Abkürzungsverzeichnis

BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
CPP	Critical Peak Pricing
DLC	Direct Load Control
DSM	Demand Side Management
EAN	Energie Agentur Nordrhein-Westfalen
EdF	Électricité de France
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEX	Europäische Energiebörse, Leipzig (European Energy Exchange)
EnBW	Energie Baden-Württemberg
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EPEX	Europäische Strombörse, Paris (European Power Exchange)
ESPP	Energy Smart Pricing Plan
EVU	Energieversorgungsunternehmen
FfE	Forschungsstelle für Energiewirtschaft
GAMS	General Algebraic Modeling System
H0	Standardlastprofil für Haushaltskunden
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
MILP	Mixed Integer Linear Programming
OTC	Außerbörslicher Handel (Over the Counter)
PJM	Pennsylvania-New Jersey-Maryland Transmission Organization
RTP	Real Time Pricing
TOU	Time-of-Use-Tarif

Nomenklatur

Nomenklatur zu Abschnitt 2.1

I	Stromstärke
P	Wirkleistung
Q	Blindleistung
S	Anschluss- oder Scheinleistung
T	Periodendauer
t	Zeitparameter
t_0	Anfangszeitpunkt der zeitlichen Betrachtung
U	Spannung
u(t)	Momentanwert der (zeitlich veränderlichen) Spannung
\hat{u}	Spannungsamplitude
φ	Phasenwinkel
ω	Kreisfrequenz

Nomenklatur zu Abschnitt 5.1

AT	Index der Tarifstufen
EEV _h	Einspeisevergütung gemäß Erneuerbare-Energien-Gesetz in Zeitintervall h
EEX _h	EEX-Preis in Zeitintervall h
h	Index des Zeitintervalls
KKL	Kundenklassenkoeffizient
LP _h	Lastprognose im Zeitintervall h
$\Delta L_{h,TW}$	(tatsächliche) Laständerung bei Tarifwechsel TW im Zeitintervall h
$\Delta L_{pot,h,TW}$	Laständerungspotenzial bei Tarifwechsel TW in Zeitintervall h
PE _{h,TW}	relative Laständerung bei Tarifwechsel TW in Zeitintervall h (Preissensitivität)
$\Delta p_{h,TW}$	Preisänderung bei Tarifwechsel TW in Zeitintervall h
m	Lastkonstante (Schwellenwert zur Eingrenzung des Lösungsraumes)
S _{Bo}	oberer Schwellenwert zur Bedarfsdeckung
S _{Bu}	unterer Schwellenwert zur Bedarfsdeckung
SEP _h	Regional angepasstes Einspeiseprofil der dezentralen Erzeuger in Zeitintervall h
SK	Simulationskonstante (Einstellung der Reaktionsempfindlichkeit des Modells)
SLP _h	Standardlast gemäß (regional angepasstem) Standardlastprofil in Zeitintervall h
T _{h,AT}	Binärvariable der möglichen Tarifstufen in Zeitintervall h
T _{ZZq,AT}	Binärvariable der möglichen Tarifstufen in Zeitzone q

TW	Index des Tarifwechsels
$TWM_{AT,TW}$	Tarifwechsellmöglichkeiten in Abhängigkeit vom Ausgangstarif und der Menge an Tarifwechseln
$u_{h,TW}$	Binärvariable (gibt an, ob der entsprechende Tarifwechsel im betrachteten Zeitintervall durchgeführt wird)
$v_{ZZ_q,AT}$	Häufigkeit der Tarifstufe AT in der Zeitzone ZZ_q
ZZ_q	Zeitzone q (frei definierbare Menge aufeinanderfolgender Zeitintervalle h)

Nomenklatur zu Abschnitt 5.2

AS	Index der Signalstufen
EK_{SW}	Erzeugungskoeffizient zur Bestimmung des relativen Regelsignals in Abhängigkeit vom Signalwechsel SW
EM_0	gemessene Erzeugung im aktuellen Zeitintervall ($g=0$)
EP_0	Erzeugungsprognose des aktuellen Zeitintervalls ($g=0$)
EP_g	Erzeugungsprognose im Zeitintervall g vor der regelsignalbedingten Verschiebung
EPN_g	Erzeugungsprognose im Zeitintervall g nach der regelsignalbedingten Verschiebung
$Epot_{id,fpl,int}$	von der Steuerbox id in Anspruch genommenes Verschiebepotenzial der Erzeugung bei Reaktionsalternative fpl im Zeitintervall int
$EPS_{id,fpl,int}$	von der Steuerbox id rückgemeldetes Verschiebepotenzial der Erzeugung bei Reaktionsalternative fpl im Zeitintervall int
$\Delta E_{g,SW}$	Erzeugungsänderung bei Signalwechsel SW im Zeitintervall g
$\Delta Epot_{g,SW}$	Änderungspotenzial der Erzeugung bei Signalwechsel SW im Zeitintervall g
fpl	Index der Reaktionsalternative
g	Index des Zeitintervalls
LM_0	gemessene Last im aktuellen Zeitintervall ($g=0$)
LNH	Lastnachholung
LK_{SW}	Lastkoeffizient zur Bestimmung des relativen Regelsignals in Abhängigkeit von SW
LP_g	Lastprognose im Zeitintervall g vor der regelsignalbedingten Verschiebung
LP_0	Lastprognose des aktuellen Zeitintervalls ($g=0$)
LPN_g	Lastprognose im Zeitintervall g nach der regelsignalbedingten Verschiebung
$\Delta L_{g,SW}$	Lastsänderung bei Signalwechsel SW im Zeitintervall g
$\Delta L_{h,TW}$	(tatsächliche) Laständerung bei Tarifwechsel TW im Zeitintervall h
$\Delta Lpot_{g,SW}$	Laständerungspotenzial bei Signalwechsel SW im Zeitintervall g

n	Lastkonstante (Schwellenwert zur Eingrenzung des Lösungsraumes)
s	Schwellenwert zur Eingrenzung der Lastverschiebung
$S_{g,AS}$	(relatives) Regelsignal
S_g	(interaktives) Regelsignal
$SE_{g,SW}$	relative Laständerung bei Signalwechsel SW in Zeitintervall g (Regelsignalsensitivität der Nachfrage)
$SEE_{g,SW}$	relative Erzeugungsänderung bei Signalwechsel SW in Zeitintervall g (Regelsignalsensitivität der dezentralen Erzeugung)
SW	Index des Signalwechsel
$SWM_{AS,SW}$	Signalwechsellmöglichkeiten in Abhängigkeit vom Ausgangssignal und der Menge an Signalwechseln
TE_g	Trendkoeffizient der Erzeugung im Zeitintervall g
TL_g	Trendkoeffizient der Nachfrage im Zeitintervall g
$u_{g,AS}$	Binärvariable der möglichen Signalstufen in Zeitintervall g
$u_{g,SW}$	Binärvariable (gibt an, ob der entsprechende (Regel-) Signalwechsel im betrachteten Zeitintervall durchgeführt wird)

Nomenklatur zu Abschnitt 5.3

$Epot_{id,fpl,int}$	von der Steuerbox id in Anspruch genommenes Verschiebepotenzial der Erzeugung bei Reaktionsalternative fpl im Zeitintervall int
$EPS_{id,fpl,int}$	von der Steuerbox id rückgemeldetenes Verschiebepotenzial der Erzeugung bei Reaktionsalternative fpl im Zeitintervall int
fpl	Index der Reaktionsalternative
id	Index der Steuerbox
int	Index des Zeitintervalls
kf_{id}	Fixkosten bei Heranziehung der Steuerbox id zur Last- bzw. Erzeugungsverschiebung
ks_{id}	Kostensatz je verschobene Last- bzw. Erzeugungseinheit der Steuerbox id
$Lpot_{id,fpl,int}$	von der Steuerbox id in Anspruch genommenes Lastverschiebepotenzial bei Reaktionsalternative fpl im Zeitintervall int
$LPS_{id,fpl,int}$	von der Steuerbox id rückgemeldetenes Lastverschiebepotenzial bei Reaktionsalternative fpl im Zeitintervall int
$u_{id,fpl}$	Binärvariable (gibt an, ob das von der Steuerbox id rückgemeldete Verlagerungspotenzial der Reaktionsalternative fpl im Zeitintervall int in Anspruch genommen wird)

Nomenklatur zu Abschnitt 6.1

n	Indexmenge der Merkmalsausprägungen
$r_{X,Y}$	Bravais-Pearson-Korrelationskoeffizient der Merkmale X und Y
X	Merkmal mit n Ausprägungen
\bar{X}	Arithmetisches Mittel der Merkmalsausprägungen des Merkmals X
Y	Merkmal mit n Ausprägungen
\bar{Y}	Arithmetisches Mittel der Merkmalsausprägungen des Merkmals Y

Nomenklatur zu Abschnitt 6.4

n	Indexmenge der Betrachtungszeitpunkte
$p(x)$	Preis-Absatz-Funktion des Gutes x
P_n	Preis (des Gutes x) zum Zeitpunkt n
x	(Wirtschaftliches) Gut
X_n	Absatzmenge des Gutes x zum Zeitpunkt n
x_s	(Wirtschaftliches) Substitutionsgut
X_s	Absatzmenge des Substitutionsgutes x_s
\bar{X}	Arithmetisches Mittel der Merkmalsausprägungen des Merkmals X
η_{XP}	Preiselastizität des Gutes x in Abhängigkeit seiner Preisabsatzfunktion $p(x)$

Vorwort

Die nachfolgende Arbeit entstand während meiner Zeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Lehrstuhl für Energiewirtschaft des Instituts für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion (IIP) am Karlsruher Institut für Technologie (KIT), vormals Universität Karlsruhe (TH).

Ich möchte mich bei Herrn Prof. Dr. Wolf Fichtner für die Betreuung dieser Arbeit bedanken, ebenso bei Herrn Prof. Dr. Hartmut Schmeck für die Übernahme des Korreferats. Darüber hinaus bedanke ich mich bei meinen Kolleginnen und Kollegen am IIP für die angenehme Zusammenarbeit. Besonderen Dank schulde ich hierbei meinem Gruppenleiter, Herrn Dr. Valentin Bertsch, der mich intensiv bei der Anfertigung dieser Arbeit unterstützt hat und mir jederzeit für inhaltliche Diskussionen zur Verfügung stand. Ferner gilt mein Dank Herrn David Balussou, Herrn Sylvain Cail, Herrn Rupert Hartel, Frau Dr. Heidi Heinrichs, Herrn Dr. Patrick Jochem, Herrn Dr. Dogan Keles, Herrn Robert Kunze, Herrn Prof. Dr. Dominik Möst, Herrn Christoph Nolden, Frau Alexandra-Gwyn Paetz sowie Herrn Dr. Martin Schönfelder für den langjährigen fachlichen Austausch.

Viersen, den 6. Dezember 2014

Lutz Hillemacher

1 Einführung

1.1 Ausgangssituation

Die fortschreitende Nutzung erneuerbarer Energieträger, aber auch die regulatorische Entflechtung, führen zu umfassenden Veränderungen im gesamten Energieversorgungssystem. Es müssen Lösungen gefunden werden, wie die volatile Erzeugung mittels regenerativer Energieträger unter den Postulaten der Versorgungssicherheit, aber auch der Wirtschaftlichkeit, in das Gesamtsystem der Energieversorgung integriert werden kann. Mitte der neunziger Jahre wurde der Energieversorgungssektor liberalisiert, so dass die historischen Monopole der bisherigen Marktakteure verschwanden und ein entsprechender organisatorischer Umbruch bei den bisherigen Marktbeteiligten einsetzte [EU 1996, EU 2003]. Neben einer grundsätzlichen Aufteilung des Energieversorgungssektors in einen regulierten Bereich der Übertragungs- und Verteilnetze sowie einen marktwirtschaftlichen Bereich der Energieversorgung, des Energiehandels, des Vertriebs wie auch zugehöriger Dienstleistungen [Kleest 2002, Kreusel 2009] haben diese regulatorischen Vorgaben dazu geführt, dass sich traditionell vertikal integrierte Energieversorger dem Wettbewerb auf verschiedenen Ebenen des Versorgungsprozesses stellen müssen [Fichtner 2003].

Die Integration der volatilen Einspeisung in das infolge der Liberalisierung reorganisierte Energieversorgungssystem betrifft zwei Ebenen:

- Zum einen ist auf *Gesamtsystemebene* die Systemstabilität im Hinblick auf die volatile Einspeisung der regenerativen Energieträger zu gewährleisten und damit einhergehend müssen Engpässe im Übertragungsnetz vermieden werden [Nestle 2008, Droste-Franke 2012],
- zum anderen müssen auf *regionaler Ebene* Divergenzen zwischen Einspeisung und Nutzenergiebedarf ausgeglichen werden, die schon heutzutage auf Verteilnetzebene zu kritischen Netzzuständen führen können [Brauner 2006].

Auf der Gesamtsystemebene wird ein marktgetriebener Ausgleich von Erzeugung und Nutzenergiebedarf bereits heute kontinuierlich auf den infolge der Liberalisierung des Energieversorgungssystems entstandenen börslichen Märkten für Systemdienstleistungen angestrebt [Swider 2009]. Zusätzlich ist die Einführung kapazitiver Märkte im Energieversorgungsbe-
reich in Diskussion [Ockenfels 2013].

Gründe für eine nicht marktgetrieben zu behebbende Divergenz von Erzeugung und Nutzenergiebedarf auf regionaler oder Gesamtsystemebene können erzeugungsseitig einerseits

ungeplante Nichtverfügbarkeiten von Erzeugungsanlagen und andererseits Schwankungen bei der Erzeugung durch erneuerbare Energieträger (z. B. Wind, Photovoltaik) sein. Nachfrageseitig können dagegen Abweichungen vom prognostizierten Lastverhalten zu den oben beschriebenen Divergenzen führen [Flosdorff 2005].

Neben netzseitigen Problemen kann eine Diskrepanz zwischen Erzeugung und Nutzenergiebedarf zu Beschädigungen sowohl an elektrischen Gerätschaften auf der Nachfrageseite als auch an den Erzeugungsanlagen selbst führen [Crastan 2007]. Dies rührt in Wechselspannungsnetzen aus einer Frequenzdrückung (Unterfrequenz) im Falle einer Überlast bzw. aus einer Frequenzsteigerung im Falle eines Überangebots elektrischer Energie [Strauß 2009]. Bei einer akuten Gefährdung bzw. bei Störungen der Systembilanz stehen den Netzbetreibern folgende Handlungsoptionen zur Verfügung [VDN 2007]:

- Einspeisemanagement (im Übertragungs- und Verteilnetz),
- Spannungsabsenkung (Reduzierung des Spannungsniveaus überwiegend im Mittelspannungsnetz und bei direkt am Übertragungsnetz angeschlossenen Kunden zur Verringerung der Wirkleistungsaufnahme) sowie
- Lastabschaltung (manuell im Übertragungsnetz, manuell oder automatisch im Verteilnetz).

1.2 Problemstellung und Motivation

Zur Vermeidung einer zuvor beschriebenen akuten Störung der Systembilanz kann einer Diskrepanz zwischen Erzeugung und Nutzenergiebedarf grundsätzlich auf drei Arten begegnet werden:

- Anpassung der Erzeugung an den Nutzenergiebedarf,
- Speicherung der überschüssigen Energiemenge oder
- zeitliche Verschiebung der Nachfrage.

Der fortschreitende Ausbau der Erzeugung mit Hilfe erneuerbarer Energieträger führte bereits in der Vergangenheit zu steigendem Bedarf an Regelleistung [Rohrig 2003]. Eine Speicherung oder eine zeitliche Verschiebung der Nachfrage können Möglichkeiten bieten, einerseits einen weiteren Anstieg des Regelleistungsbedarfs zu verhindern beziehungsweise wenigstens abzumildern oder andererseits diesen Regelleistungsbedarf selbst zu decken [Dena 2010, Warweg 2013].

Da elektrische Energie nicht direkt speicherbar ist, muss sie zur indirekten Speicherung in eine andere Energieform umgewandelt und anschließend wieder rückumgewandelt werden, wie dies beispielsweise bei Pumpspeicherkraftwerken oder Batterieanwendungen geschieht

[Erdmann 2010]. Derartige Umwandlungs- und Rückumwandlungsprozesse sind jedoch stets mit Umwandlungsverlusten behaftet und bedingen naturgemäß auch das Vorhandensein entsprechender Infrastruktur [Heuck 2005, Grein 2009].

Neben einer flächendeckenden Ausstattung der Verbrauchsseite¹ mit stationären Speichern könnte die Verbreitung von Elektrofahrzeugen weitere Speichermöglichkeiten bieten, um so eine zeitliche Entkopplung von Erzeugung und Nutzenergiebedarf zu ermöglichen [Heinrichs 2013]. Allerdings befinden sich derzeit sowohl leistungsfähige stationäre Speicher als auch Elektrofahrzeuge noch in der Entwicklungsphase, so dass eine Marktdiffusion in größerem Umfang aktuell noch nicht gegeben ist [Paetz 2012, Mültin 2013].

Jenseits der zuvor beschriebenen Implementierung stationärer wie mobiler Speichermöglichkeiten bietet eine gezielte zeitliche und mengenmäßige Verschiebung des Nutzenergiebedarfs sowie eines regelbaren Erzeugungsanteils die Möglichkeit, Divergenzen zwischen Erzeugung und Nutzenergiebedarf zu vermeiden oder aber solche Divergenzen auszugleichen. Diese zeitliche Verschiebung kann zum einen anreizbasiert durch entsprechende Tarifstrukturen oder aber direkt mit Hilfe einer Fernregelung schaltbarer Lasten erfolgen. Auf diese Beeinflussungsmöglichkeiten des Lastganges soll im dritten Kapitel näher eingegangen werden. Neben der Vermarktung der Lastverschiebung auf dem Markt für Reserveleistung ist darüber hinaus auch eine Vermarktung auf den Spot-Märkten – also ausschließlich marktgetrieben und somit losgelöst von netzseitigen Problemstellungen – möglich [Dena 2010].

Im Rahmen dieser Arbeit soll untersucht werden, ob und in welchem Ausmaß eine derartige Lastverschiebung bei Haushaltskunden mit Hilfe einer anreizbasierten Lastbeeinflussung, die um Elemente der direkten Lastbeeinflussung kombinierbar ist, angeregt werden kann. Hierzu wird ein Modellansatz vorgestellt, der die Bestimmung sowohl von dynamischen Strompreissignalen für eine anreizbasierte Lastbeeinflussung als auch von Regelsignalen für einen direkten Eingriff in das Lastverhalten ermöglicht. Dies geschieht unter Berücksichtigung exogener Einflüsse, wie etwa börslicher Marktpreise und der regional aufgelösten Erzeugungsprognose der erneuerbaren Energien. Darüber hinaus soll anhand der Daten eines Feldversuchs die grundsätzliche Reaktion von Haushaltskunden auf dynamische Preissignale überprüft und Einflussfaktoren auf das Lastverschiebeverhalten, wie etwa Tages- und Jahreszeit oder Typtag sowie der Preisstufenkombination, herausgearbeitet werden. Ab-

¹ Der Terminus des „Verbrauchs“ von Energie ist physikalisch inkorrekt, da in einem geschlossenen System Energie lediglich umgewandelt, nicht jedoch verbraucht werden kann [Strehlow 1995]. Nicht nur in der Energiewirtschaft hat sich jedoch trotzdem der Begriff des Energieverbrauchs verallgemeinernd für den Exergie- oder Nutzenergiekonsum eingebürgert. In Kenntnis der physikalischen Unzulänglichkeit dieser Begriffswahl wird dieser Begriff daher in Anlehnung an die Gepflogenheiten der Energiewirtschaft im Rahmen dieser Arbeit in der zuvor beschriebenen Weise gebraucht.

schließlich werden die Ergebnisse dieser Analyse noch einer ökonomischen Betrachtung hinsichtlich ihrer Skalierbarkeit auf einen größeren Betrachtungsraum unterzogen.

1.3 Gliederung der Arbeit

Im Anschluss an dieses einleitende Kapitel erfolgt eine Einordnung des Themenbereichs der Beeinflussung der Stromnachfrage von Haushaltskunden in den energiewirtschaftlichen und technischen Kontext. Hierbei werden zunächst die auf Grund des fortschreitenden Ausbaus der dezentralen Erzeugung mit Hilfe regenerativer Energieträger zu erwartenden und teilweise auch bereits zu beobachtenden Veränderungen im Energieversorgungssystem erörtert. Ausgehend davon werden die sich daraus ergebenden Problemstellungen beleuchtet und mögliche Handlungsoptionen aufgezeigt. Darüber hinaus wird dargelegt, dass eine Beeinflussung des Lastverhaltens von Haushaltskunden einen Beitrag zur Lösung der angesprochenen Problemstellungen liefern kann. Neben diesen technisch bedingten Veränderungen wird auch auf die organisatorischen Veränderungen im Zuge der Liberalisierung des Energieversorgungssektors eingegangen und diskutiert, wie eine Einbindung von Lastbeeinflussungsmaßnahmen in die sich infolge der Liberalisierung herausgebildeten Marktmechanismen möglich ist.

Bezugnehmend auf die bereits geschilderte Ausgangslage wird im folgenden dritten Kapitel der Ansatz des Lastmanagements näher erörtert. Dazu wird zunächst dargelegt, welche Arten der Beeinflussung des Lastganges unter dem Oberbegriff des Lastmanagements zusammengefasst und welche Ziele hiermit verfolgt werden. Daran anschließend werden die verschiedenen Lastmanagementkonzepte der anreizbasierten sowie der direkten Beeinflussung des Nachfrageverhaltens mit Hilfe von Preis- und Regelsignalen erläutert und ihre jeweiligen Vor- und Nachteile betrachtet.

Im vierten Kapitel wird der Stand der Forschung anhand ausgewählter Ergebnisse aus Studien und Feldversuchen, die zur Erprobung unterschiedlicher Lastmanagementkonzepte in der Vergangenheit durchgeführt wurden, erläutert. Die Auswahl dieser Forschungsarbeiten erfolgte dabei unter dem Aspekt, einen möglichst breiten Überblick über die unterschiedlichen Ausgestaltungsvarianten der einzelnen Forschungsvorhaben, beispielsweise hinsichtlich der Arten des Strompreissignals, bieten zu können.

Das fünfte Kapitel beinhaltet einen vom Verfasser dieser Arbeit entwickelten Modellansatz, der die Bestimmung der zur anreizbasierten Lastbeeinflussung von Haushaltskunden notwendigen Preissignale unter Berücksichtigung exogener Parameter, wie etwa der Strombeschaffungskosten des Energieversorgers oder der Verfügbarkeit dezentraler Erzeugung, ermöglicht. Zusätzlich zur anreizbasierten Lastbeeinflussung mittels Preissignalen kann mit

diesem Modell berechnet werden, wie bei einer direkten Lastbeeinflussung mit Hilfe von Regelsignalen aus Sicht des Energieversorgers eine kostenminimale Verschiebung des Lastganges durchzuführen ist.

Im sechsten Kapitel werden Ergebnisse eines Feldversuchs diskutiert, in dessen Rahmen das Konzept der preissignalbedingten Lastbeeinflussung über einen Zeitraum von etwa dreieinhalb Jahren in Baden-Württemberg an nahezu 1000 Testhaushalten erprobt wurde. Neben der grundsätzlichen Reaktion der Testkunden in Form einer Veränderung des Lastverhaltens als Folge der Aussendung von Tarifieren werden auch Einflüsse jenseits der isolierten Betrachtung der Preissignale auf das Lastverhalten betrachtet. Beispiele hierfür sind die Tages- und Jahreszeit, der Tagtyp, die Preissignale vergangener oder zukünftiger Zeitsegmente (Tarifstufenkombination). Der im Rahmen dieser Arbeit entwickelte und im vorherigen Kapitel diskutierte Modellansatz zur Generierung der Preissignale bildet dabei die Basis für die Versuchsdurchführung.

Das siebte Kapitel schließlich gibt einen Ausblick, inwieweit eine Übertragung der Versuchsergebnisse auf einen größeren regionalen Raum ökonomisch durchführbar ist. Hierzu werden die Versuchsergebnisse auf Deutschland skaliert und die Kosten einer flächendeckenden Einführung der zur anreizbasierten Lastbeeinflussung notwendigen haushaltsseitigen Informations- und Kommunikationstechnik dem erwarteten monetären Nutzen gegenübergestellt. Diese Betrachtung erfolgt auch vor dem Hintergrund regulatorischer Vorgaben, im Haushaltssektor die Ausrüstung mit zur Durchführung von Lastbeeinflussungsmaßnahmen erforderlicher technischer Infrastruktur zu forcieren.

Im achten Kapitel erfolgt eine Diskussion der Schlussfolgerungen aus den Versuchsergebnissen einschließlich einer kritischen Würdigung. Darüber hinaus wird ein Ausblick über sich daraus ergebenden zukünftigen Forschungsbedarf gegeben, bevor die Arbeit dann mit einer zusammenfassenden Betrachtung im neunten Kapitel abschließt.

2 Lastbeeinflussung im Kontext energiesystemischer Entwicklungen

Der fortschreitende Ausbau der Stromversorgung mittels erneuerbarer Energieträger in dezentraler Form bedingt eine grundsätzliche Umgestaltung des gesamten Energieversorgungssystems. Dieses muss – wie bereits in Abschnitt 1.1 angesprochen – weiterhin die Versorgungssicherheit unter den sich mit zunehmendem Ausbau der erneuerbaren Energien verändernden Rahmenbedingungen gewährleisten. Wesentliche Auswirkungen der kontinuierlichen Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien auf das Energieversorgungssystem sind hierbei

- eine zunehmende dezentrale Erzeugung durch eine Vielzahl leistungsmäßig im Vergleich zu Großkraftwerken kleinerer und räumlich weiter verteilter Erzeugungsanlagen bei gleichzeitig sinkendem Anteil von zentralen Großkraftwerken an der gesamten Erzeugung [Crastan 2009],
- eine zunehmende Volatilität durch dargebotsabhängige Erzeugungsanlagen wie z. B. Windkraft- oder Photovoltaik-Anlagen [Flosdorff 2005] sowie
- eine wachsende räumliche Entfernung von Erzeugungs- und Nachfrageschwerpunkten (z. B. Erzeugung per Windkraft schwerpunktmäßig in Norddeutschland, Verbrauchszentren dagegen schwerpunktmäßig in Süddeutschland) [Heinrichs 2013, McKenna 2014].

Neben den zuvor erwähnten erzeugungstechnischen Veränderungen im Energieversorgungssystem führt auch die als Folge der Liberalisierung des Energieversorgungssektors eingetretene organisatorische Entflechtung der beteiligten Marktakteure zu Veränderungen wirtschaftlicher und organisatorischer Natur.

2.1 Veränderung technischer Rahmenbedingungen im Energieversorgungssektor

Im folgenden Abschnitt wird auf die bereits zuvor angesprochenen technischen Auswirkungen auf das Energieversorgungssystem infolge der fortschreitenden Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energieträger an der Gesamterzeugung eingegangen. Ausgehend von den sich hieraus ergebenden Problemstellungen werden bereits zur Diskussion stehende Lösungsansätze aufgezeigt, die eine Integration eines zunehmenden Anteils dezentraler, erneuerbarer Erzeugung in das Energieversorgungssystem erlauben.

2.1.1 Folgen der verstärkten Nutzung erneuerbarer Energieträger

Abbildung 2.1 gibt einen Überblick über die zuvor aufgeführten Folgen des Ausbaus der dezentralen Erzeugung mittels regenerativer Energieträger sowie der daraus resultierenden Herausforderungen für das Energieversorgungssystem einschließlich häufig diskutierter Maßnahmen, um diesen Herausforderungen begegnen zu können.

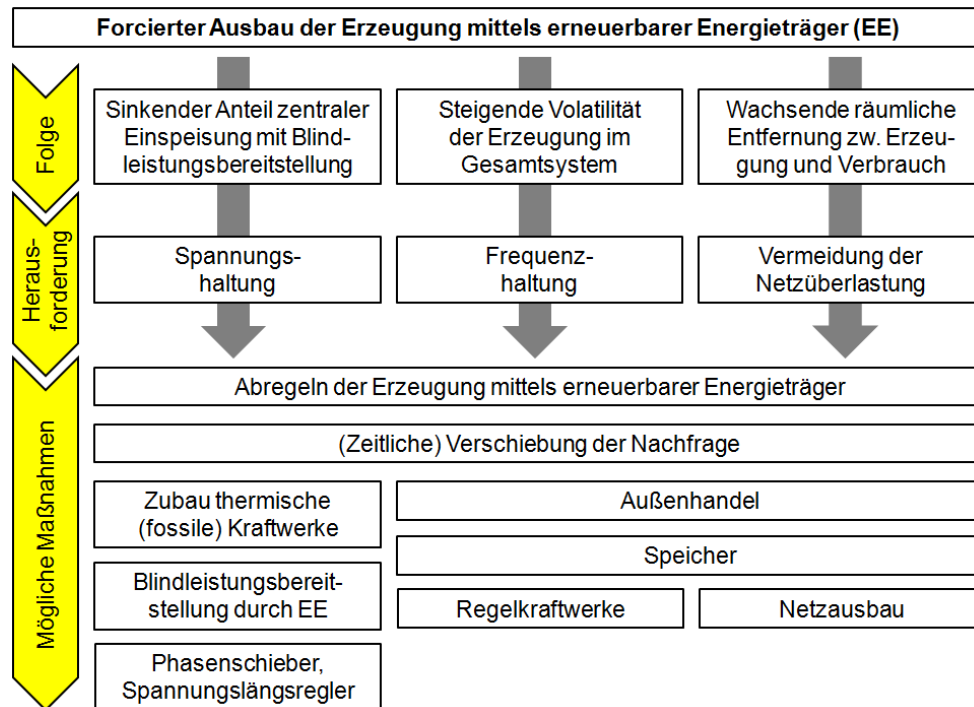


Abbildung 2.1: Veränderte Rahmenbedingungen und Herausforderungen infolge des forcierten Ausbaus der dezentralen Erzeugung mittels regenerativer Energieträger

Darstellung in Anlehnung an [McKenna 2014]

Der erste Punkt, die zunehmende dezentrale Einspeisung, führt zwangsläufig zu einem Absinken des Anteils zentraler thermischer Großkraftwerke an der Gesamterzeugung. Damit einhergehend sinkt zunächst auch der Anteil der Erzeuger, die für eine Bereitstellung von Blindleistung in nennenswertem Ausmaß geeignet sind. Beispielhaft erwähnt sei die Außerbetriebnahme von acht Kernkraftwerken in Deutschland im Jahre 2011, die bis dato einen Großteil der Blindleistung in Süddeutschland zur Verfügung stellten [BNetzA 2012].

In Wechselstromnetzen mit nicht ausschließlich ohmschen Verbrauchern² beinhaltet die den angeschlossenen Verbrauchern zugeführte elektrische Anschluss- oder Scheinleistung neben der zur Leistungsumwandlung (z. B. in mechanische oder thermische Leistung) ge-

² Unter einem ohmschen Verbraucher wird ein Verbraucher verstanden, der einen ohmschen Wirkwiderstand aufweist. Dieser Wirkwiderstand ist im Idealfall unabhängig von der Spannung, der Stromstärke und der Frequenz, so dass das ohmsche Gesetz uneingeschränkt gültig ist. Bei Anlegen einer Wechselspannung an einen ohmschen Verbraucher tritt demzufolge ein phasengleicher Wechselstrom auf, es kommt zu keiner Phasenverschiebung [Bumiller 2014].

nutzten Wirkleistung zusätzlich eine nicht zur Leistungsumwandlung nutzbare sog. Blindleistung [Zastrow 2011], wie nachfolgender Exkurs verdeutlicht.

Die Anschluss- oder Scheinleistung S bestimmt sich aus dem Produkt von Spannung U und Stromstärke I . Die Wirkleistung P berechnet sich bei Gleichspannung und -strom in analoger Form, woraus unmittelbar folgt, dass unter obigen Prämissen die Anschlussleistung der Wirkleistung entspricht. Für periodische (Wechsel-) Spannungen und (Wechsel-) Ströme mit der Periodendauer T zum Zeitpunkt t_0 berechnet sich dagegen die Wirkleistung wie folgt:

$$P = \frac{1}{T} \int_{t_0}^{t_0+T} u(t) \cdot i(t) dt . \quad [1]$$

Bei sinusförmigen Spannungsverläufen und einer durch nicht ohmsche Verbraucher um den Phasenwinkel φ hervorgerufenen Verschiebung zwischen Strom- und Spannungsverlauf bestimmt sich die Wirkleistung zu

$$P = U \cdot I \cdot \cos \varphi .^3 \quad [2]$$

Sofern der Phasenwinkel φ von Null verschieden ist, ist die Wirkleistung folglich kleiner als die Anschlussleistung, letztere bestimmt sich dann aus der geometrischen Summe aus Wirkleistung P und Blindleistung Q :

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} . \quad [3]$$

Abbildung 2.2 verdeutlicht diesen Zusammenhang nochmals unter Zuhilfenahme eines Zeigerdiagramms. Bei sinusförmigen Spannungsverläufen mit der Amplitude \hat{u} bestimmt sich der Momentanwert der Spannung $u(t)$ zu

$$u(t) = \hat{u} \cdot \sin(\omega t) \quad [4]$$

unter Berücksichtigung der Kreisfrequenz ω von

$$\omega = \frac{2\pi}{T} . \quad [5]$$

Hieraus folgen dann die im oberen Teil der Abbildung 2.2 dargestellten Wirk- und Blindleistungsverläufe P bzw. Q .

³ Bei sinusförmigen Spannungsverläufen, jedoch nicht sinusförmigen Stromverläufen, wie dies bei nichtlinearen Verbrauchern der Fall ist, bleibt Gleichung [4] unter der Einschränkung gültig, dass I und φ nunmehr die Parameter der Grundschwingung des Stromes darstellen.

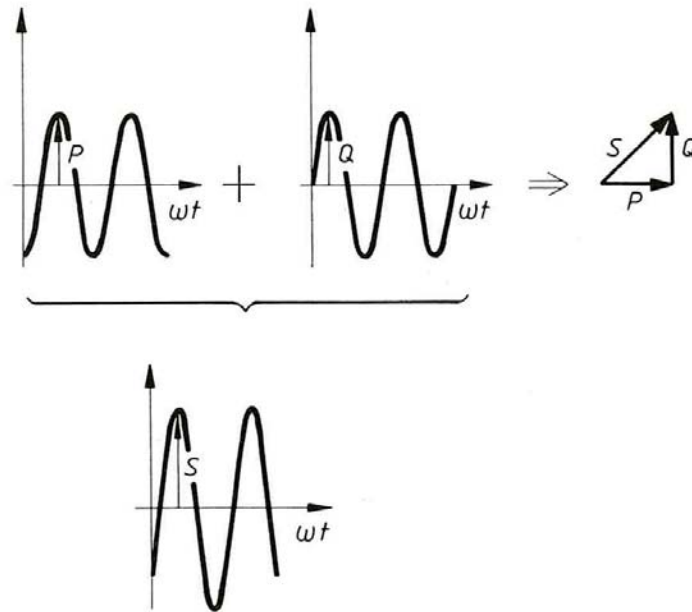


Abbildung 2.2: Zur Zusammensetzung der Anschlussleistung aus Wirk- und Blindleistungskomponente [Zastrow 2011]

Ebenfalls im oberen Teil dieser Abbildung erkennbar ist die Phasenverschiebung φ beider Leistungsverläufe. Damit ergibt sich die bereits in Gleichung [3] dargestellte geometrische Addition der Wirk- und Blindleistungskomponente zur Anschluss- bzw. Scheinleistung S . Daraus folgend bestimmt sich die Blindleistung Q schließlich zu

$$Q = U \cdot I \cdot \sin \varphi . \quad [6]$$

Wie obiger Exkurs gezeigt hat, ist das Auftreten von Blindleistung physikalisch bedingt, sobald nicht ausschließlich ohmsche Verbraucher an einem Wechselspannungsnetz angeschlossen sind. Neben dieser physikalisch zwangsläufigen Blindleistungsbereitstellung kann eine Blindleistungsbereitstellung allerdings auch bewusst mit dem Ziel erfolgen, eine im Netz vorhandene Phasenverschiebung zu neutralisieren [Florsdorff 2005, Crastan 2007].

Kann Blindleistung nicht in ausreichendem Umfang bereitgestellt werden, so wirkt sich dies negativ auf die Spannungshaltung aus. In diesem Fall müsste kurzfristig auf das Last- oder Erzeugungsverhalten der beteiligten Akteure eingewirkt werden, da ansonsten Beschädigungen von Betriebsmitteln, insbesondere im industriellen Sektor, zu befürchten sind. Auf der Nachfrageseite müssten die Lasten abgesenkt und somit einer zeitlichen Verschiebung unterworfen werden. Alternativ müssten auf Erzeugerseite die nicht blindleistungsbereitstellenden dezentralen Erzeugungsanlagen abgeregelt werden. Um dem Problem der Blindleistungsbereitstellung bei sinkendem Anteil zentraler, thermischer Erzeugung zu begegnen, müssen nunmehr auch neu anzuschließende dezentrale Erzeugungsanlagen im Normalbe-

trieb zur Blindleistungsbereitstellung sowie ferner bei Frequenzerhöhung zur Reduktion der Wirkleistungseinspeisung in der Lage sein [VDN 2007, BDEW 2008]⁴.

Die Auswirkungen der zunehmenden Volatilität der Erzeugung im Hinblick auf die Frequenzhaltung wurden bereits in Abschnitt 1.1 im Rahmen der Schilderung der Ausgangssituation dargelegt. Der Vollständigkeit halber wird an dieser Stelle dennoch kurz erneut auf die Problematik eingegangen.

Die zunehmende Volatilität auf der Erzeugungsseite kann zu einer Zunahme der Diskrepanzen zwischen nachfrageseitigem Nutzenergiebedarf und der Erzeugung führen. Diese Diskrepanzen führen in Wechsellspannungsnetzen dazu, dass die Nennfrequenz nicht mehr gehalten werden kann, vielmehr stellt sich eine Frequenzdrückung oder -erhöhung ein. Frequenzabweichungen können neben grundsätzlichen Problemen beim Netzbetrieb zu Beschädigungen der erzeugungsseitigen Anlagen aber auch der nachfrageseitigen Gerätschaften führen [Strauß 2009].

Die Handlungsoptionen gemäß VDN-Transmission Code [VDN 2007], um auf solche Diskrepanzen zu reagieren, wurden bereits in Abschnitt 1.1 erläutert. Die Möglichkeit, dieser steigenden Volatilität auf der Erzeugungsseite mit Hilfe von Speichern zu begegnen, wurde ebenfalls bereits erwähnt. Weitere Möglichkeiten bestehen noch im Zubau von Regelkraftwerken, die zum Ausgleich der Residuallast verwendet werden können, sowie in einer Verstärkung des Außenhandels, um die Residuallast gegebenenfalls durch Zukäufe von Energiemengen abdecken zu können.

Neben den zuvor beschriebenen Folgen des verstärkten Ausbaus der dezentralen Erzeugung mittels regenerativer Energieträger verändern sich auch die räumlichen Beziehungen von Erzeugung und Nutzenergiebedarf. Bislang waren zentrale Großkraftwerke vielfach in der Nähe entsprechender geografischer Nachfrageschwerpunkte angesiedelt. Mit steigendem Anteil der dezentralen Erzeugung ergeben sich zunehmend größere Entfernungen von Erzeugungs- und Nachfrageschwerpunkten. So finden sich in Deutschland zahlreiche Nachfrageschwerpunkte in der Südhälfte, während sich die Erzeugung mittels Windkraft schwerpunktmäßig auf die küstennahen Gebiete Norddeutschlands erstreckt [Held 2009]. Hieraus resultiert dann eine stärkere Belastung des Übertragungsnetzes einschließlich möglicher partieller Kapazitätsengpässe [Nolden 2013]. Lösungsansätze wären hier einerseits ein Ausbau der Kapazitäten im Übertragungsnetz und andererseits ein stärkerer Außenhandel, um so die Energiemengen von den Erzeugungsschwerpunkten auch in ausländische Netzgebiete ableiten und im Gegenzug Energiemengen den Nachfrageschwerpunkten aus aus-

⁴ Für die unterschiedlichen Arten dezentraler Erzeugungsanlagen galten unterschiedliche Übergangsfristen hinsichtlich der Blindleistungsbereitstellung. Seit dem 1. Januar 2011 müssen allerdings sämtliche neu anzuschließende Erzeugungsanlagen hierzu in der Lage sein.

ländischen Netzen zuführen zu können. Einer Intensivierung des Außenhandels sind jedoch gewisse Grenzen gesetzt. Neben der technischen Restriktion der begrenzten Kapazitäten der jeweiligen Kuppelleitungen widerspricht ein derartiges Konstrukt dem Autarkiegedanken einer vom Ausland unabhängigen Energieversorgung [McKenna 2014]. Schließlich müssen auch Vorbehalte ausländischer Netzbetreiber in Betracht gezogen werden, sofern eine derartige Kapazitätsbeanspruchung ihrerseits zu Kapazitätsengpässen in den betreffenden Ländern führen kann.

2.1.2 Nachfrageseitige Maßnahmen zur Einbindung der volatilen dezentralen Erzeugung

Im vorherigen Abschnitt wurden mögliche Folgen des Ausbaus der dezentralen Erzeugung mittels regenerativer Energieträger dargestellt. Zusätzlich wurden mögliche Handlungsoptionen dargestellt, wie diesen einzelnen Folgen im Hinblick auf die Systemstabilität begegnet werden kann. Die bereits geschilderten Folgen waren dabei jedoch zumeist problemindividueller Natur. Aus Abbildung 2.1 wird ersichtlich, dass zwei häufig zur Diskussion stehende Lösungsansätze für alle drei diskutierten Problemstellungen gleichermaßen anwendbar sind, die bislang in diesem Kapitel noch keine Erwähnung gefunden haben. Zum einen ist dies eine Abregelung der dezentralen, regenerativen Erzeugung, zum anderen ist dies eine nachfrageseitige Lastverschiebung⁵. Ersterer Lösungsansatz, eine Abregelung der regenerativen Erzeugung, ist heute bereits unter dem Schlagwort des Einspeisemanagements zu beobachten, beispielsweise dann, wenn in küstennahen Gebieten eine sehr hohe Einspeisung von Windanlagen netzseitig nicht mehr aufzunehmen ist. Abgesehen davon, dass diese Maßnahmen dem politischen Ziel des Ausbaus des regenerativen Anteils an der Gesamtstromerzeugung zuwider laufen, bleibt so auch ein nicht unerheblicher Teil des Potenzials zu sehr niedrigen Grenzkosten erzeugbaren Stroms ungenutzt.

Somit verdient die zeitliche Beeinflussung der Nachfrage als problemübergreifende Handlungsoption eingehende Betrachtung. Wie aus Abbildung 2.3 ersichtlich, entfiel im Jahr 2011 mehr als ein Viertel des gesamten Stromkonsums auf den Sektor der Privathaushalte.

⁵ In Bezug auf die Frequenzhaltung stellt die nachfrageseitige Lastverschiebung, wie bereits in Abschnitt 1.1 erwähnt, einen Lösungsansatz im Hinblick auf die Vermeidung einer Diskrepanz zwischen Erzeugung und Nutzenergiebedarf und damit einhergehend zur Vermeidung von Frequenzabweichungen dar. Zur Frequenzregelung, z. B. bei bereits aufgetretenen Frequenzabweichungen, ist sie jedoch nicht geeignet.

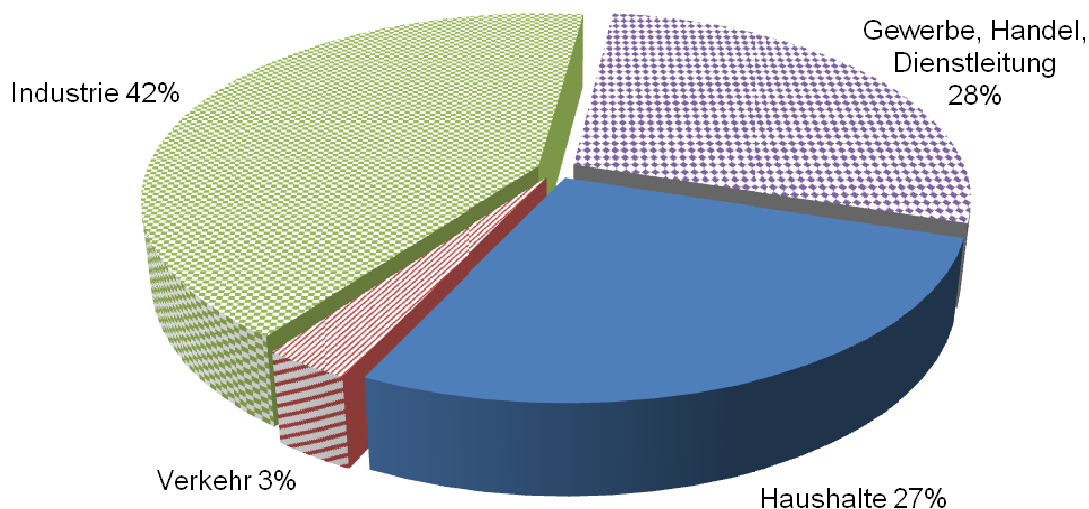


Abbildung 2.3: Anteile der Sektoren am Stromkonsum in Deutschland im Jahr 2011

Datenquelle: [UBA 2013, AGEB 2013]

Während im Bereich des industriellen Sektors Lastbeeinflussungs- und Regelungsmaßnahmen durch die Energieversorger bereits seit längerem gängige Praxis sind, sind derartige Maßnahmen für den Haushaltsbereich bislang noch unüblich [Dena 2010], obgleich der Anteil von über einem Viertel des Gesamtstromkonsums ein nennenswertes theoretisches Lastverlagerungspotenzial erwarten lässt.

Abbildung 2.4 gibt einen Überblick über die Einordnung der Lastbeeinflussungsmaßnahmen (in der Abbildung aus Platzgründen als Demand Side Management oder kurz DSM bezeichnet⁶) in den Kontext der in allgemeiner Diskussion stehenden Speichertechnologien. Hierbei zeigt sich, dass aus Gesamtsystemsicht Lastbeeinflussungsmaßnahmen hinsichtlich der möglichen Speicherdauer – in diesem Fall die mögliche Verschiebungsdauer der Nutzenergieinanspruchnahme – etwa im Bereich der heutigen Batterie- und Druckluftspeichersysteme liegen. Nähere Ausführungen bezüglich der zu erwartenden Lastverschiebungspotenziale finden sich in Abschnitt 4.1, auf den an dieser Stelle verwiesen sei.

Es zeigt sich somit, dass in Folge des fortschreitenden Ausbaus der dezentralen Erzeugung mittels regenerativer Energieträger grundlegende Umbrüche im Energieversorgungssystem stattfinden. Der steigende Anteil der dezentralen Anlagen an der Gesamtstromerzeugung führt zu Herausforderungen im Hinblick auf die Spannungs- und Frequenzhaltung sowie die Vermeidung von netz- und anlagenseitigen Betriebsmittelüberlastungen. Wie bereits bei der Schilderung der Ausgangssituation in Abschnitt 1.1 erläutert, stellen sich diese Herausforde-

⁶ Eine begriffliche Abgrenzung der im Rahmen von Lastbeeinflussungsmaßnahmen oftmals synonym verwendeten Termini „Lastmanagement“, „Demand Side Management“ (DSM) und „Demand Response“ (DR) erfolgt im nachfolgenden Kapitel.

rungen sowohl auf Gesamtsystem- als auch auf regionaler Ebene, wengleich naturgemäß auch mit unterschiedlichen Intensitäten.

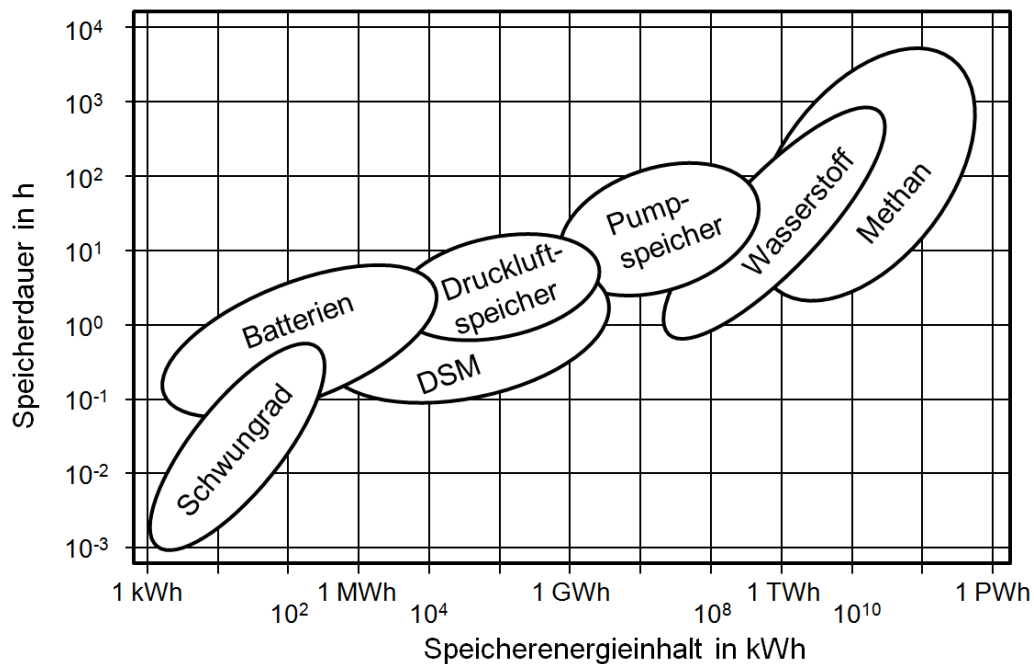


Abbildung 2.4: Speicherdauer und -energiegehalt verschiedener Speichertechnologien

[McKenna 2014] in Anlehnung an [Specht 2010]

Eine zentrale Möglichkeit, diesen Problemstellungen begegnen zu können, bietet eine zeitliche Verschiebung des Nutzenergiebedarfs. Diese Möglichkeit ist im industriellen Bereich bereits in der praktischen Anwendung, während sie im Haushaltsbereich bislang allenfalls im Rahmen regional eng abgegrenzter Pilotprojekte Verbreitung gefunden hat. Gleichwohl entfällt mehr als ein Viertel des Gesamtstromkonsums auf den Haushaltssektor, so dass hier ein nennenswertes theoretisches Lastverschiebungspotenzial zu erwarten ist, das zur Lösung der angesprochenen Problemstellungen einen Beitrag leisten kann.

2.2 Veränderung organisatorischer Rahmenbedingungen im Energieversorgungssektor

Vor der Liberalisierung des Elektrizitätssektors war die Energieversorgung nicht nur in Deutschland durch wenige vertikal integrierte Anbieter mit regionaler Monopolstellung gekennzeichnet, die zu einer quasi-stationären Erzeuger- und Nachfragestruktur führte. Diese Anbieter boten sämtliche Leistungsbereiche der Energieversorgung an, so dass Erzeugung und Netzbetrieb regional bei einem Anbieter zusammenfielen. Der Netzbetrieb konnte somit bei Divergenzen zwischen Erzeugung und Nutzenergiebedarf unmittelbar auf die erzeugungsseitige Betriebsführung einwirken [Boemke 2007, Swider 2009]. In Folge der unter

dem Schlagwort des „Unbundling“ bekanntgewordenen Entflechtung wurde der Elektrizitätssektor in einen regulierten und einen wettbewerblichen Bereich aufgeteilt, was auch eine organisatorische Aufspaltung der bisherigen Akteure zur Folge hatte [Crastan 2009, Keles 2013]. Nunmehr finden sich der Netzbetrieb im regulierten und die Erzeugung im wettbewerblichen Bereich wieder, der Netzbetrieb hat somit fortan keine direkten Einflussmöglichkeiten mehr auf die Erzeugungsseite, sondern muss benötigte Regelleistung und Ausgleichsenergie fortan aus dem wettbewerblichen Bereich zukaufen (vgl. Tabelle 1). Dies bietet nun die Möglichkeit, dass auch Marktakteure jenseits der klassischen Erzeugungsunternehmen entsprechende Regelleistung einschließlich zugehöriger Dienstleistungen anbieten [Brauner 2006]. Eine Folge davon ist ein Ansteigen der Zahl der Vertragsbeziehungen und Transaktionen der einzelnen Marktakteure untereinander. Auf diesen Aspekt wird in Abschnitt 7.2 noch näher eingegangen.

Neben den Aktivitäten auf den angesprochenen Reservemärkten, die neben dem wettbewerblichen auch die Belange des regulierten Bereichs tangieren, ist darüber hinaus ein Anbieten der Lastverschiebung auf den rein wettbewerblichen Elektrizitätsmärkten denkbar. Die sich in Folge der Liberalisierung des Elektrizitätssektors herausgebildeten Märkte können Tabelle 1 entnommen werden [Borchert 2006]. Auf dem Termin- sowie den Spotmärkten sind die Zugangsvoraussetzungen, beispielsweise hinsichtlich der anzubietenden Energiemenge aber auch hinsichtlich der Verfügbarkeitsgarantien der angebotenen Energiemenge, weniger prohibitiv als auf den Reservemärkten [Dena 2010].

Im Zuge der regulatorischen Entflechtung bietet sich nunmehr die Möglichkeit, Lastverschiebepotenziale auf den entsprechenden Märkten unter Beachtung der Marktzugangsvoraussetzungen zu vermarkten. Im Gegensatz zu den beschriebenen Energiemärkten ist der Endkundenmarkt für Haushaltskunden bislang weder durch variable Arbeits- noch durch variable Leistungspreise geprägt. In der bisherigen Marktausprägung zeigt sich, dass sich die Nachfrage der Haushaltskunden kurzfristig somit bislang nahezu unelastisch auf Strompreisänderungen verhält.

Tabelle 1: Märkte für elektrische Energie

Markt		Kurzbeschreibung
Terminmarkt		<ul style="list-style-type: none"> • Großhandelsmarkt • Langfristiger Handelshorizont • Langfristigen Absicherung von Erzeugung und Bedarf
Spotmarkt	Day-ahead	<ul style="list-style-type: none"> • Optimierung des Erzeugungs- bzw. Bedarfsportfolios für den nächsten Tag • Minimierung der Risiken des Terminhandels für Erzeuger und Nachfrager (Korrekturmöglichkeit)
	Intra-day	<ul style="list-style-type: none"> • Tägung kurzfristiger Geschäfte z. B. zur Absicherung bei (absehbaren) Prognoseabweichungen oder Nichtverfügbarkeiten von Erzeugungskapazitäten • Zeitlicher Horizont: Im börslichen (EPEX-) Handel bis 45 min vor Beginn der Leistungserbringung; im außerbörslichen (OTC-) Handel bis zu 15 min
Reservemarkt		Beschaffung der notwendigen Reserveleistung für <ul style="list-style-type: none"> ➤ die Primärreserve, ➤ die Sekundärreserve sowie ➤ die Minutenreserve durch die Netzbetreiber
EPEX: Europäische Strombörse (European Power Exchange, Paris) OTC: Außerbörslicher Handel (Over the counter) Darstellung in Anlehnung an [Borchert 2006, BNetzA 2006, 2007a, 2007b]		

Langfristig sind dagegen höhere Elastizitäten zu beobachten. Dies kann darauf zurückgeführt werden, dass bei nicht variablen Tarifen eine Reaktion auf eine Preisänderung nicht kurzfristig durch ein kurzfristiges zeitliches Verschieben der Last, sondern nur durch langfristige Anpassungsmaßnahmen, wie etwa der Anschaffung energiesparender Gerätschaften, möglich ist [Simmons-Süer 2011]. Es zeigt sich also, dass die Haushalte auf lange Sicht auf Preisänderungen reagieren, so dass sich, sobald in Form zeitlich oder leistungsmäßig variabler Tarife eine kurzfristige Reaktionsmöglichkeit in Form einer Lastverschiebung gegeben ist, auch hier vermarktbar Lastverschiebepotenziale ergeben können.

2.3 Legislative Voraussetzungen zur Implementierung der technischen Infrastruktur

Für eine flächendeckende Umsetzung des Lastmanagement-Ansatzes mit Hilfe dynamischer Strompreissignale ist das Vorhandensein der entsprechenden Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) und damit zuvorderst des sog. intelligenten Stromzählers in den Haushalten unabdingbar. Daneben müssen auch zeit- oder aber leistungsvariable Tarife durch die

Energieversorger angeboten werden, um auf diese Weise eine kurzfristige Lastbeeinflussung bei den Endkunden hervorrufen zu können. Diesem Aspekt hat in Deutschland der Gesetzgeber durch eine bedingte Ausstattungspflicht mit den entsprechenden Stromzählern Rechnung getragen. Abgesehen von Versuchsaufbauten sind gemäß § 21c I Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) sog. intelligente Stromzähler verpflichtend einzubauen

- bei Neubauten,
- bei einer größeren Renovierung im Sinne der Richtlinie 2002/91/EG des Europäischen Parlaments [EU 2002],
- bei Endverbrauchern mit einem Jahresverbrauch > 6 000 kWh sowie
- bei Anlagenbetreibern nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) [EEG 2012] oder dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) [KWKG 2013] bei Neuanlagen mit einer installierten Leistung größer 7 kW,

sofern dies technisch möglich ist. In allen anderen als den explizit genannten Fällen sind die sog. intelligenten Stromzähler gemäß § 21c I EnWG einzubauen, sofern dies „technisch möglich und wirtschaftlich vertretbar“ ist. Damit einhergehend sind Energieversorger gemäß § 40 V EnWG verpflichtet, „für Letztverbraucher von Elektrizität einen Tarif anzubieten, der einen Anreiz zu Energieeinsparung oder Steuerung des Energieverbrauchs setzt“ [EnWG 2012].

Ausgehend von den geschilderten Rahmenbedingungen gesetzlicher, organisatorischer und technischer Natur sowie dem Potenzial, das das Lastmanagement bei den sich hieraus ergebenden Herausforderungen hinsichtlich der Umgestaltung des Energieversorgungssystems bietet, werden im folgenden Kapitel grundsätzliche Begrifflichkeiten und Aspekte des Lastmanagements erörtert, bevor im darauffolgenden Kapitel der Stand der Forschung hierzu diskutiert wird.

3 Lastverschiebung

In der Diskussion um eine zeitliche und mengenmäßige Beeinflussung des Verbraucherverhaltens von Stromkonsumenten, sei es im privaten, gewerblichen oder öffentlichen Bereich, haben sich die Begrifflichkeiten des Lastmanagements oder – übernommen aus Nordamerika – des Demand Side Managements oder des Demand Response eingebürgert. Es existieren unterschiedliche Definitionen der einzelnen Begriffe, zum Teil werden diese in der öffentlichen Diskussion auch synonym gebraucht. Aus diesem Grund werden im Folgenden ausgewählte Definitionen diskutiert und darauf aufbauend die unterschiedlichen Konzepte der zeit- und mengenmäßigen Verschiebungen der Lasten erörtert.

3.1 Definitionen des Demand Side- und Lastmanagements

Gellings & Smith [Gellings 1989] definieren sechs Ansätze des *Demand Side Managements*:

- Senkung der Spitzenlast („*Peak Clipping*“)
- Erhöhung der Nachfrage in Schwachlastzeiten („*Valley Filling*“)
- Lastverlagerung („*Load Shifting*“)
- Flexibilisierung der Lastkurve („*Flexible Load Shape*“)
- Strategische Lasterhöhung („*Strategic Load Growth*“)
- Strategische Lastabsenkung („*Strategic Conservation*“)

Die ersten vier nichtstrategischen Ansätze rechnen die Autoren dabei dem *Demand Response* zu. Zwischen diesen vier Ansätzen bestehen allseitige Überschneidungen: Unter der Prämisse eines (nahezu) konstanten Strombedarfs bedingt sowohl eine Senkung der Spitzenlast als auch eine Lasterhöhung in Schwachlastzeiten eine Lastverlagerung. Da eine Lastverlagerung, zumindest theoretisch, an jedem Punkt der Lastkurve denkbar ist, geht dann mit einer Lastverlagerung auch eine Flexibilisierung der Lastkurve einher.

Wietschel [1995] nennt die oberen drei Punkte als die Hauptziele des *Lastmanagements*. Da jedoch, wie zuvor erwähnt, zwischen den einzelnen Zielvorgaben Abhängigkeiten bestehen und somit das nicht explizit genannte Ziel der Flexibilisierung der Lastkurve die vorstehenden Ziele zumindest zum Teil beinhaltet, ist zwischen dieser Definition und der Definition des Demand Response nach Gellings kein großer Unterschied festzustellen.

Das United States Department of Energy definiert Demand Response als monetäre Anreize, sei es über tarifliche oder sonstige Anreizzahlungen, um den Stromkonsum bei Endverbrau-

chern insbesondere in Zeiten hoher Marktpreise oder im Falle von netzseitigen Problemen zu reduzieren [USDE 2006]:

“Demand response is a tariff or program established to motivate changes in electric use by end-use customers in response to changes in the price of electricity over time, or to give incentive payments designed to induce lower electricity use at times of high market prices or when grid reliability is jeopardized.”

Obige Definition geht also zwangsläufig von einem monetären Anreizsystem aus. Daneben liegt der Fokus auf einer Lastreduktion, die Möglichkeit, beispielsweise in Schwachlastzeiten eine Lasterhöhung anzuregen, wird nicht explizit erwähnt. Gleichwohl impliziert eine angelegte Lastminderung in den beschriebenen Fällen unter der Prämisse eines konstanten Gesamtstrombedarfs der Endkunden eine Lasterhöhung in anderen Zeitabschnitten durch Vorziehen oder Nachholen der entsprechenden Lastanteile.

Etwas weiter umfassend ist die Definition von Albadi & El-Sadany. Sie betont keine Richtung der Lastverschiebung, umfasst somit Lastminderungen und -erhöhungen in analoger Weise und beschränkt sich darüber hinaus nicht nur auf monetäre Anreize [Albadi 2008]:

“Demand Response includes all intentional electricity consumption pattern modifications by end-use customers that are intended to alter the timing, level of instantaneous demand, or total electricity consumption.”

Brauner [2006] greift in seiner Definition wiederum den Begriff des *Demand Side Managements* auf:

„Demand Side Management (DSM) ist der Überbegriff für verbraucherseitige Maßnahmen des Energiemanagements. Eine Anpassung der Nachfrage an die zur Verfügung stehende Energie kann prinzipiell durch Änderung der bezogenen Leistung oder der bezogenen Arbeit erreicht werden.“

Diese Definition stellt zwei Teilbereiche des Demand Side Managements heraus: Zum einen eine Änderung der bezogenen Leistung, bei der unterstellt wird, dass die über einen längeren Zeitraum bezogene Energiemenge konstant – kurzfristig dagegen variabel – ist, zum anderen eine Änderung der bezogenen Arbeit, bei der auch die über einen längeren Zeitraum bezogene Energiemenge variiert. Dieser Teilbereich wird vor einem längerfristigen Umsetzungshorizont gesehen, also beispielsweise durch Einsparaktionen oder der Förderung neuer Energieanwendungen. Daneben besteht noch die Möglichkeit einer Substitution eines Energieträgers durch einen anderen, beispielsweise von Strom durch Gas. Dieser Anwendungsbereich stellt eine Mischform der zuvor dargestellten Bereiche dar, da bezogen

auf die Gesamtenergiemenge die Nachfrage konstant bleibt, bezogen auf den einzelnen Energieträger jedoch die bezogene Energiemenge sinkt resp. steigt.

Vergleicht man diese Definition mit der Definition des Demand Side Managements nach Gellings, so wird deutlich, dass der erste Teilbereich der Definition nach Brauner – also eine kurzfristige Variabilität des Energiebezugs bei längerfristig konstant nachgefragter Energiemenge – im engeren Sinne nur auf die Punkte „Lastverlagerung“ und „Flexibilisierung der Lastkurve“ in der Definition nach Gellings zutreffend ist. Die Punkte der strategischen Lastterhöhung und -absenkung nach Gellings korrespondieren dabei mit dem zweiten Teilbereich der Definition nach Brauner, also einer längerfristigen Erhöhung oder Verringerung der bezogenen Energiemenge. Die verbleibenden Punkte der Spitzenlastabsenkung sowie der Erhöhung der Nachfrage in Schwachlastzeiten sind hingegen bei isolierter Betrachtung ebenfalls dem zweiten Teilbereich nach Brauner zuzuordnen. Allerdings können sie ebenfalls auch Bestandteile einer kurzfristigen Variation des Lastverhaltens sein, nämlich dann, wenn sie nur Teilaspekte einer Lastverlagerung darstellen. Unter letzterer Annahme würde Brauners Definition des Lastmanagements nicht nur weitgehend mit der von Gellings übereinstimmen, es würde sich vielmehr auch der Teilbereich der kurzfristigen Variabilität der Last bei gleichzeitig längerfristiger Konstanz der bezogenen Energiemenge mit der Subdefinition des Demand Response decken.

Die Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) definiert *Demand Response* schließlich wie folgt [von Roon 2011]:

„Demand Response ist eine kurzfristige und planbare Veränderung der Verbraucherlast als Reaktion auf Preissignale im Markt oder auf eine Aktivierung im Rahmen einer vertraglichen Leistungsreserve. Diese Marktpreise oder Leistungsabrufe werden durch ungeplante, unregelmäßige oder extreme energiewirtschaftliche Ereignisse ausgelöst.“

Auch diese Definition deckt sich weitgehend mit den vier Ansätzen von Gellings und Smith [1989]. Es lässt sich also feststellen, dass für die Begrifflichkeiten des Lastmanagements, des Demand Side Managements sowie des Demand Response eine Vielzahl nicht absolut deckungsgleicher, jedoch sehr ähnlicher, Definitionen existiert.

Allerdings [2014] schließlich unterscheidet zwischen Demand-Side-Management und Lastmanagement dahingehend, dass er unter dem Begriff des Demand-Side-Managements *Anreize* zur Lastbeeinflussung subsumiert, unter dem Begriff Lastmanagement dagegen um *konkrete Vorgänge* zur Lastbeeinflussung.

Die in dieser Arbeit betrachteten Ansätze zur Lastbeeinflussung von Haushaltskunden folgen dem Demand-Response-Ansatz, lassen also strategische und längerfristige Ansätze im

Sinne einer Veränderung der längerfristig nachgefragten Gesamtenergiemenge außen vor. Diese Beschränkung erfolgte vor dem Hintergrund der eingangs geschilderten Anforderungen, im Hinblick auf den forcierten Ausbau der Erzeugung mittels erneuerbaren Energieträgern, Divergenzen zwischen Erzeugung und Nutzenergiebedarf durch Lastverschiebungsmaßnahmen begegnen zu können.

Es sei an dieser Stelle jedoch darauf hingewiesen, dass auch durch einen Demand-Response-Ansatz mittelbar eine längerfristige Veränderung der bezogenen Energiemenge hervorgerufen werden kann, beispielsweise, wenn in Folge der Implementierung eines Demand-Response-Konzepts bei den Verbrauchern durch Transparenzeffekte und thematische Auseinandersetzung eine preissignalunabhängige, langfristige Verringerung der bezogenen Energiegesamtmenge eintritt [Hillemacher 2013b].

3.2 Ziele der Lastverschiebung

Wie aus obigen Definitionen ersichtlich, ist die Grundidee der zeitlichen und mengenmäßigen Verschiebung des Nutzenergiebedarfs bereits seit Jahrzehnten in der Diskussion. Frühe Diskussionsansätze sahen das primäre Ziel der Lastverschiebung in einer Glättung der Lastkurve, also einer Lastnivellierung durch Senkung der Spitzenlast bei gleichzeitigem Auffüllen der Lasttäler wie sie schematisch in Abbildung 3.1 dargestellt ist. Dieses Verschieben von Teilen der Spitzenlast in den Grundlastbereich soll den Energieversorgern eine gleichmäßigere Kraftwerksauslastung bei gleichzeitig insgesamt geringeren vorzuhaltenden Kapazitäten, insbesondere im Spitzenlastbereich, ermöglichen [Fichtner 1999, Brauner 2006]. Der hierzu gewählte Weg, die Preisgestaltung an den Grenzkosten der Stromgestehung zu orientieren, wurde bereits von Boiteux [1949] und Steiner [1960] diskutiert.

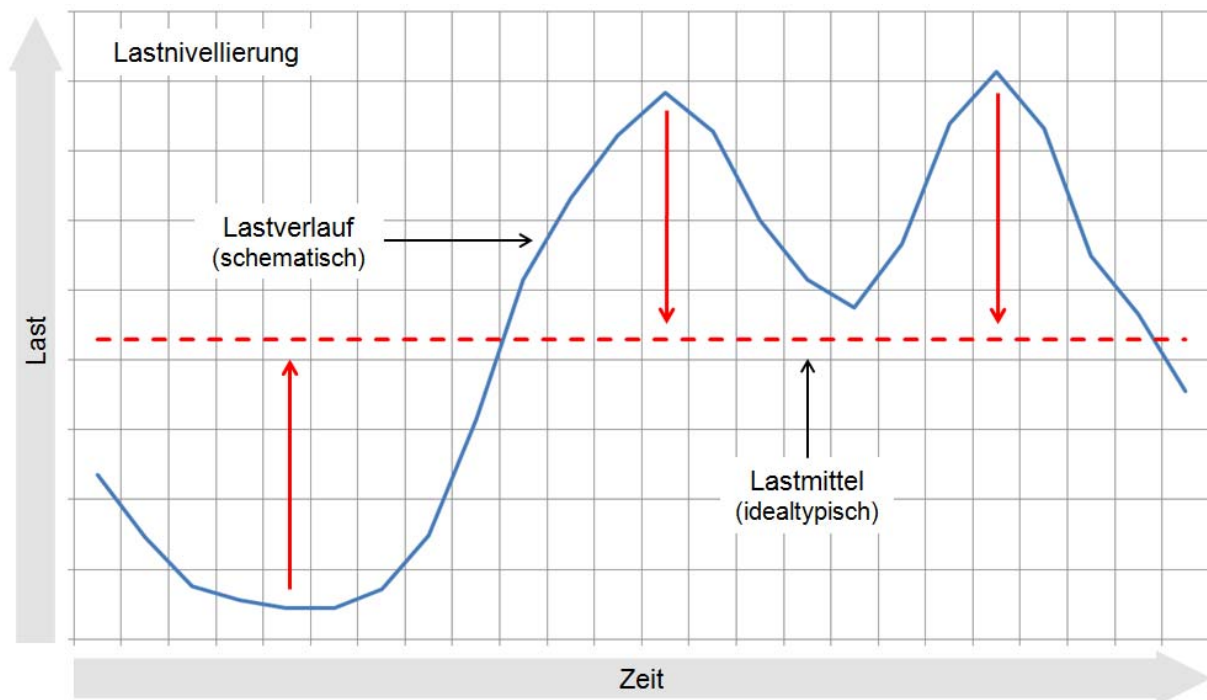


Abbildung 3.1: Schematische Darstellung einer Lastverschiebung zum Zwecke einer idealtypischen Lastnivellierung

Darstellung in Anlehnung an [Hillemacher 2014]

Mit der zunehmenden, unter dem Schlagwort der „Energiewende“ bekannt gewordenen, Hinwendung der Elektrizitätsversorgung zu regenerativen Energieträgern rückt in Form des Residuallastausgleichs ein anderes Anwendungsfeld für Lastverlagerungskonzepte in den Fokus. Die Volatilität der Erzeugung aus erneuerbaren Energieträgern (EE-Einspeisung) wie Wind oder Photovoltaik bringt es mit sich, dass zeitliche und mengenmäßige Diskrepanzen zwischen Erzeugung und Nutzenergiebedarf auftreten, die zunehmend die kostenintensive Vorhaltung beträchtlicher Reservekapazitäten auf Seiten der konventionellen Erzeugung zur Bereitstellung von Regelleistung erforderlich machen. Um diese Entwicklung abmildern zu können, sollen Teile des Nutzenergiebedarfs in jene Zeitabschnitte verlegt werden, in denen ein möglichst hoher Bedarfsteil durch regenerative Energieträger abgedeckt werden kann [Pehnt 2007]. Eine schematische Darstellung dieses Anwendungsfalles findet sich in Abbildung 3.2.

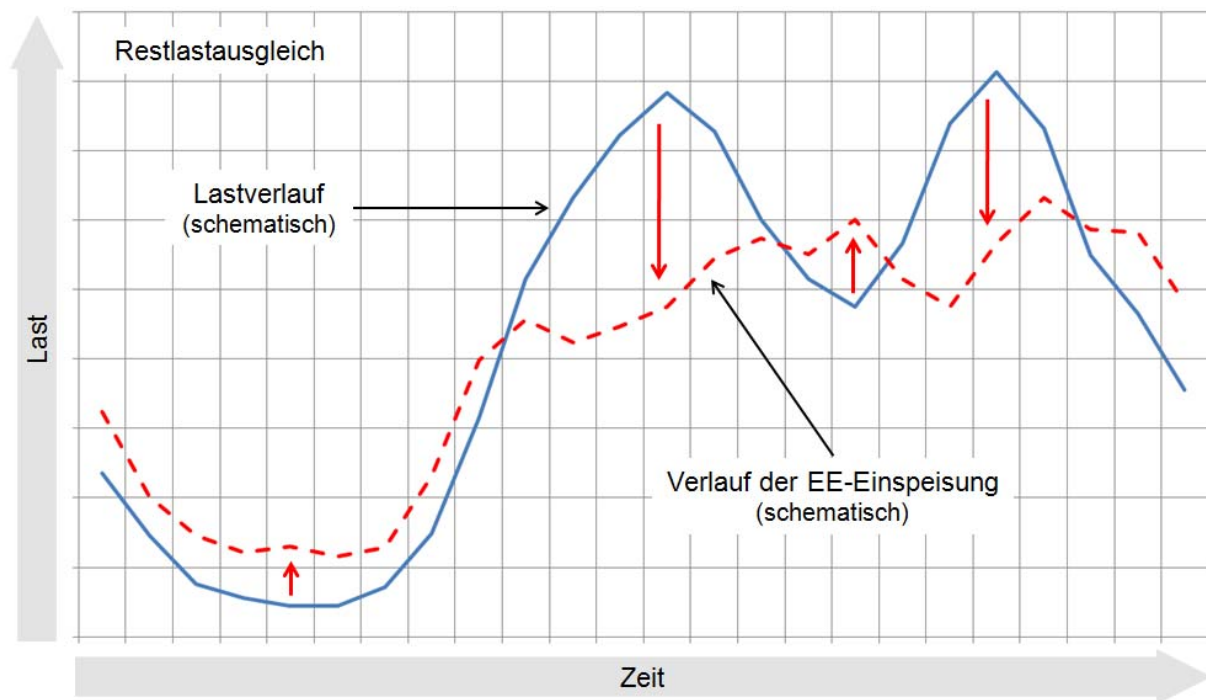


Abbildung 3.2: Schematische Darstellung einer Lastverschiebung zum Zwecke des Restlastausgleichs
Darstellung in Anlehnung an [Hillemacher 2014]

Es soll an dieser Stelle jedoch nicht unerwähnt bleiben, dass sich durch die Lastverschiebung die in den Abbildungen 3.1 und 3.2 dargestellten Ziele in der Realität nicht vollständig erreichen lassen werden. Gründe hierfür liegen einerseits in den Lebensgewohnheiten der Stromkunden und andererseits in technisch bedingten Restriktionen wie etwa nicht beliebig verschieb- oder unterbrechbarer Betriebsmodi einzelner Gerätschaften.

Obige Zielvorgaben der Lastnivellierung und des Restlastausgleichs stellen zunächst ausschließlich ökonomisch getriebene Zielgrößen dar, jedenfalls dann, wenn man den Restlastausgleich ausschließlich unter dem Aspekt der möglichen Reduzierung von Reservekapazitäten sieht. Wie bereits im vorherigen Kapitel angesprochen, können Lastverschiebungsmaßnahmen aber auch netzseitigen Zielvorgaben unterliegen, wenn diese zur Vermeidung oder zur Behebung kritischer Netzzustände (beispielsweise unter den Aspekten der Spannungs- und Frequenzhaltung sowie kapazitiver Beschränkungen) durchgeführt werden.

3.3 Signalarten zur Lastbeeinflussung

Die in Abschnitt 3.1 zuletzt zitierte Definition der Forschungsstelle für Energiewirtschaft offenbart zwei grundsätzliche Möglichkeiten, das Lastverhalten der Nachfrageseite zu beeinflussen:

- Eine anreizbasierte, indirekte Beeinflussung mit Hilfe (dynamischer) Preissignale, bei der der Endverbraucher selbst entscheiden kann, ob er sich dem Preisanreiz unterwirft oder nicht [Fichtner 1999], sowie
- eine direkte Beeinflussung mit Hilfe von Regelsignalen⁷, bei der sich der Energieversorger im Vorfeld vertraglich das Recht zusichern lässt, auf bestimmte elektrische unmittelbar per Fernregelung zugreifen zu können [Strbac 2008, Kamper 2010].

Nabe [2010] unterteilt den Demand-Response-Ansatz in acht verschiedene Ausgestaltungsvarianten hinsichtlich Bepreisung und Anwendung, die Tabelle 2 entnommen werden können.

Tabelle 2: Ausgestaltungsvarianten des Demand Response

Ausgestaltungsvarianten des Demand Response		
Nr.	Englische Bezeichnung	Deutsche Bezeichnung
I	Time of Use Pricing (ToU)	Starrer zeitvariabler Tarif
II	Critical Peak Pricing (CPP)	Dynamischer zeitvariabler Tarif
III	Real-Time-Pricing (RTP)	Echtzeittarif
IV	Direct Load Control (DLC)	Direkte Laststeuerung
V	Emergency Demand Response	Notfallprogramme
VI	Interruptible Load	Unterbrechbare Lasten
VII	Curtailable Load	Lastbegrenzung
IIIX	Demand Bidding	Nachfrage-Bieterverfahren

Die ersten drei Punkte sind dabei der preissignalbedingten Lastverschiebung zuzurechnen. Dabei kennzeichnet ein starrer zeitvariabler Tarif beispielsweise einen Tag-Nacht-Tarif, bei dem die zeitliche Verteilung der Tarifstufen lange im Voraus festgelegt sind. Für die Kunden bedeutet dies, dass sie über einen längeren Zeitraum verlässlich ein preissignalkonformes Lastverhalten planen können. Demgegenüber bietet ein dynamischer zeitvariabler Tarif nur einen begrenzten Planungshorizont. Hier sind die Preisstufenverläufe nicht im Vorfeld festgelegt, da sie sich an exogenen Einflussfaktoren wie der Verfügbarkeit dezentraler Erzeugung oder aber an den Grenzkosten der Stromproduktion orientieren. Demzufolge wird die für die Kunden gültige Tarifstufenfolge relativ kurzfristig (z. B. am Vorabend) und nur für einen zeitlich begrenzten Horizont (z. B. einen Tag) bekanntgegeben. Noch kurzfristiger hinsichtlich des Vorlaufs bei der Bekanntgabe aber auch hinsichtlich des Gültigkeitshorizonts ist die

⁷ Neben dem Begriff „Regelsignal“ ist auch der Begriff „Steuersignal“ gebräuchlich. Auf Grund der zum kontinuierlichen Ausgleich von Soll-Ist-Abweichungen im Lastverhalten erforderlichen Rückkopplung des Signalverlaufs wird in dieser Arbeit in Anlehnung an die Definitionen der Mess- und Regelungstechnik der Begriff des Regelsignals verwendet [DIN IEC 60050-351].

Echtzeitbepreisung. Bei strenger Auslegung sind hier weder ein zeitlicher Vorlauf noch ein planbarer Gültigkeitshorizont gegeben, vielmehr kann sich die Bepreisung zu jeder Zeit ändern [McKenna 2014]. Allerdings finden sich in der Literatur auch Fälle, bei denen eine Bepreisung, die den Kunden eine gewisse zeitliche Vorlaufzeit und auch einen gewissen Gültigkeitshorizont zugesteht, noch als Echtzeitbepreisung angesehen wird. Faraqui [2009] und Star [2010] bezeichnen auch eine Ausrichtung des Tarifverlaufs am börslichen Kurs des Day-Ahead-Marktes als Echtzeitbepreisung. Hier wäre der Tarifstufenverlauf bereits am Vorabend für den gesamten kommenden Tag abschätzbar. In Analogie dazu wäre dann bei einer Ausrichtung des Preissignals an den Intra-Day-Markt eine etwa viertelstündige Vorlaufzeit gegeben. In diesen Fällen ist dann keine trennscharfe Abgrenzung zum dynamischen zeitvariablen Tarif gegeben.

Die vorstehende Betrachtung zeigt bereits, dass die Anwendungsfälle teilweise ein sehr breites Ausgestaltungsspektrum besitzen, beispielsweise hinsichtlich der Tarifstrukturen, der Vorlaufzeit sowie der betrachteten Zeitsegmente. Auf diese Aspekte wird im folgenden Unterabschnitt noch näher eingegangen.

Der vierte, fünfte und sechste Punkt obiger tabellarischer Aufstellung („direkte Laststeuerung“, „Notfallprogramme“ und „unterbrechbare Lasten“) sind dem direkten Lastmanagement zuzurechnen, da hier die Lastbeeinflussung nicht über tarifliche Anreize sondern durch einen direkten Eingriff in das Steuerungssystem entsprechender Gerätschaften vorgenommen wird. Der siebte Punkt der Lastbegrenzung kann ebenfalls als zur direkten Laststeuerung zugehörig angesehen werden, sofern die Lastbegrenzung in ihrem zeitlichen Auftreten oder in ihrer Höhe variabel ist. Ist die Lastbegrenzung dagegen bereits im Vorfeld vertraglich fix vorgegeben, wie dies bei Industriekunden bereits heute der Fall ist, ist dieser Punkt, ebenso wie der Aspekt des Bieterverfahrens, dem marktbasieren Demand Response zuzurechnen [Flath 2013].

3.3.1 Strompreissignale

Mittels Strompreissignalen kann eine indirekte Beeinflussung des Last- und Erzeugungsganges durch tarifliche Anreize bewirkt werden, d. h. aus Verbrauchersicht besteht ein Preisreiz, den Strombezug aus höherpreisigen in niedrigpreisige Zeitabschnitte zu verlagern. Sinngemäß eignen sich Preissignale auch dazu, einen Anreiz zu vermitteln, die Erzeugung steuerbarer (dezentraler) Erzeugungsanlagen in solche Zeitabschnitte zu verlegen, in denen auf Grund des Preissignalverlaufes eine höhere Vergütung je Leistungseinheit gezahlt wird.

Problematisch für eine anreizbasierte Lastverlagerung auf Erzeugerseite sind dabei die derzeitigen garantierten Einspeisevergütungen, wie sie auf Grundlage des Erneuerbaren-

Energien-Gesetzes (EEG) zu gewähren sind. Durch diese Garantievergütungen wird ein klassisches Bonus-Malus-System verhindert, bei dem je nach gültiger Preissignalstufe ein Auf- oder Abschlag auf den vereinbarten Einspeisesatz vorgenommen werden könnte. Somit ließe sich für Erzeugungsanlagen eine preissignalbedingte Vergütungsabstufung ausschließlich im Rahmen unterschiedlich hoher Boni auf den garantierten Einspeisesatz realisieren, was im Mittel die an die Betreiber der dezentralen Erzeugungsanlagen zu zahlende Einspeisevergütung mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit erhöhen würde und damit der gesetzpolitischen Entwicklung einer Stagnation bzw. Degression der Vergütungssätze zuwider laufen würde [FRH-ISE 2014, FRH-IWES 2014, EEG 2012].

Preissignale können sich hinsichtlich einer Vielzahl von Merkmalen unterscheiden, so sind neben den bereits angesprochenen unterschiedlichen Zielgruppen Variationen hinsichtlich der Variabilitätsgröße (zeit- vs. lastvariabel), der Bepreisungsstruktur, der Dynamik, der zeitlichen Abstufung und Auflösung sowie der Bekanntgabe des Signalverlaufes an die Signalempfänger denkbar. Schließlich kann noch die Reaktion auf die Preissignale manuell durch die Signalempfänger selbst oder automatisiert erfolgen, wenn beispielsweise verbraucherseitig die Gerätschaften eine preissignalorientierte automatisierte In- und Außerbetriebnahme erlauben [Levy 2002, Borenstein 2005, USDE 2006, Nabe 2010].

Tabelle 3: Ausgewählte Merkmale und mögliche Ausprägungen eines (Strom-) Preissignals

Merkmal	Ausprägungen			
Variabilität	zeitvariabel		lastvariabel (Bepreisung v. Leistungsbändern)	
Tarifabstufung	diskret (Preisstufen)		stetig	
Signalart	statisch (Time-Of-Use-Pricing)		dynamisch (Critical-Peak-/Real-Time-Pricing)	
Zeitintervalle	äquidistant	nicht äquidistant (jedoch vorbestimmt)		variabel (nicht vorbestimmt)
Zeitliche Auflösung	gering (z. B. 1 Tag)	mittel (z. B. Zeitzeilen)	hoch (z. B. stündlich)	sehr hoch (z. B. viertelstündlich)
Gültigkeit der Tarifstruktur	langfristig (z. B. 1 Monat)	mittelfristig (z. B. 1 Tag)	kurzfristig (wenige Zeitscheiben)	sehr kurzfristig (Echtzeit)
Vorausplanbarkeit	fix		variabel hinsichtlich d. zeitlichen Horizonts	variabel hinsichtl. Signalaktualisierung
Reaktion	manuell		automatisiert	

Tabelle 3 gibt einen Überblick über ausgewählte Merkmale und ihre möglichen Ausprägungen. Zu beachten ist dabei, dass die unterschiedlichen Ausprägungen für jedes Merkmal

einzelnen zu betrachten sind, d. h. es ist keine spaltenweise Betrachtung möglich, die suggerieren würde, dass nur Kombinationen innerhalb einer Spalte zulässig wären.

Ein Nachteil bei der anreizbasierten Lastbeeinflussung ist die Schwierigkeit, das Ausmaß der Lastverschiebung im Vorfeld zu prognostizieren. Da die Lastbeeinflussung ausschließlich in Form von Tarifierenzen erfolgt und somit nicht direkt geregelt werden kann, muss zur Prognose im Vorfeld abgeschätzt werden, wie viele Signalempfänger in welchem Ausmaß reagieren werden. Hierbei spielt auch eine entscheidende Rolle, in welcher Form die jeweiligen Endkunden auf das Preissignal reagieren. Geschieht dies ausschließlich manuell, ist die Anwesenheit mindestens eines Haushaltsmitglieds zwingend erforderlich. Bei einer automatisierten Gerätesteuerung, wie sie sog. „intelligente Haushaltsgeräte“ mittlerweile bieten [Allerding 2010], kann auch eine Inbetriebsetzung bei Abwesenheit aller Haushaltsmitglieder erfolgen. In einem solchen Falle kann somit, insbesondere in Tageszeiten, die üblicherweise durch berufsbedingte Abwesenheit gekennzeichnet sind, aber auch in den Nachtstunden, durchschnittlich eine stärkere durch ein Preissignal hervorgerufene Lastverschiebung erwartet werden als bei rein manueller Signalreaktion. Dennoch bleibt auch bei automatisierter Gerätesteuerung das Prognoserisiko bestehen, da die Entscheidungsgewalt weiterhin bei den Endkunden verbleibt [Gottwalt 2011].

Für eine kurzfristige Realisierung von Laständerungen ist das Preissignal nicht nur auf Grund der zuvor beschriebenen Unsicherheiten bei der zu prognostizierenden Reaktion der Signalempfänger nur bedingt geeignet. Um eine kurzfristige, zuvor nicht absehbare Laständerung anzuregen, würde dies zwangsläufig die Möglichkeit bedingen, ein einmal kommuniziertes Preissignal auch nachträglich ändern zu können. Neben Akzeptanzproblemen grundsätzlicher Natur, die dem Wunsch der Konsumenten nach einem möglichst langen Planungshorizont zuwider laufen, sprechen auch technische Restriktionen gegen eine kurzfristige Signalkorrektur. Gewisse Anwendungen sowohl im gewerblichen als auch im Haushaltsbereich, wie etwa der Betrieb der Waschmaschine oder des Wäschetrockners, sind nicht problemlos unterbrechbar. Aus diesem Grund bestünde die Gefahr des ungewollten Betriebs der jeweiligen Gerätschaften in einem infolge der Signalkorrektur nunmehr hochpreisigen Zeitsegment. So würde sich ein im Vertrauen auf ein ursprüngliches, aus Verbrauchersicht günstiges, Preissignal gestarteter Waschvorgang nicht ohne weiteres bei Signaländerung auf eine hochpreisige Tarifstufe unterbrechen lassen und somit auch keinen Beitrag im Sinne der in diesem Fall beabsichtigten Lastminderung liefern können. Gleichzeitig wäre die Frage zu klären, wie eine im Vertrauen auf ein günstiges Preissignal gestartete Anwendung, die nach einem Signalwechsel nun zumindest teilweise in ein hochpreisiges Zeitsegment fällt, abzurechnen wäre, da ein für den Konsumenten nicht vorhersehbarer und damit auch nicht vermeidbarer Preisaufschlag erst recht unter Akzeptanzproblemen leiden würde.

3.3.2 Regelsignale

Bei der Beeinflussung des Verbraucherverhaltens durch Preissignale sollte – wie im vorigen Abschnitt geschildert – aus technischen aber auch aus Akzeptanzgründen eine gewisse zeitliche Vorlaufzeit gegeben sein, um Nutzenergienachfragern die Möglichkeit zu geben, ihr Konsumverhalten auf den Preissignalverlauf ausrichten zu können. Hinzu kommt noch, dass es sich beim Preissignal um eine indirekte, weil anreizbasierte, Beeinflussungsmethode handelt, die erhebliche Unsicherheiten mit sich bringen kann, in welchem Umfang die Kunden tatsächlich auf die Preissignale reagieren werden.

Einen möglichst direkten und kurzfristigen Zugriff auf das Lastverhalten bietet das Regelsignal. Hier wird vom Demand Side Manager auf Bestreben des Energieversorgers oder des Netzbetreibers ein Signal ausgesendet, das mit der entsprechenden Technik ausgestattete Gerätschaften unmittelbar zu Änderungen im Lastgang anregen soll. Dieses Verfahren wird bereits heute bei größeren Stromverbrauchern im industriellen Bereich angewendet, zunehmend ist jedoch auch die Anwendung bei kleineren Verbrauchseinheiten und im Haushaltsbereich in Diskussion [Dena 2010]. Um eine kurzfristige Ansteuerung der elektrischen Gerätschaften im Haushalts- wie im gewerblichen Bereich gewährleisten zu können, ist eine entsprechende Informations- und Kommunikationstechnische Ausstattung zur automatisierten Geräteregeleung erforderlich. Auf Grund des direkten Eingriffs in den Betriebszustand des zugehörigen Gerätes, aber auch auf Grund der angestrebten Kurzfristigkeit allfälliger Regelaßnahmen, ist bei Regelsignalen, im Gegensatz zur anreizbasierten Lastbeeinflussung mittels Preissignalen, keine manuelle Reaktion auf die Signalausgabe sinnvoll umzusetzen. Wegen dieses faktischen Zwanges zur automatisierten Reaktion der Verbrauchseinheit auf das Regelsignal sind die Anforderungen an die zu implementierende technische Infrastruktur höher als beim Preissignal.

Neben der Ansteuerung der elektrischen Verbraucher ist ebenso eine Ansteuerung regelbarer dezentraler Erzeuger, wie etwa Blockheizkraftwerken, und damit eine Änderung im Erzeugungsverlauf denkbar [Wiechmann 2008]. Aus Gründen der Übersichtlichkeit soll die folgende Beschreibung im Allgemeinen jedoch auf den verbrauchsseitigen Anwendungsfall beschränkt bleiben, eine ausdrückliche Erwähnung der erzeugungsseitigen Anwendung erfolgt nur dort, wo es zum Verständnis erforderlich erscheint.

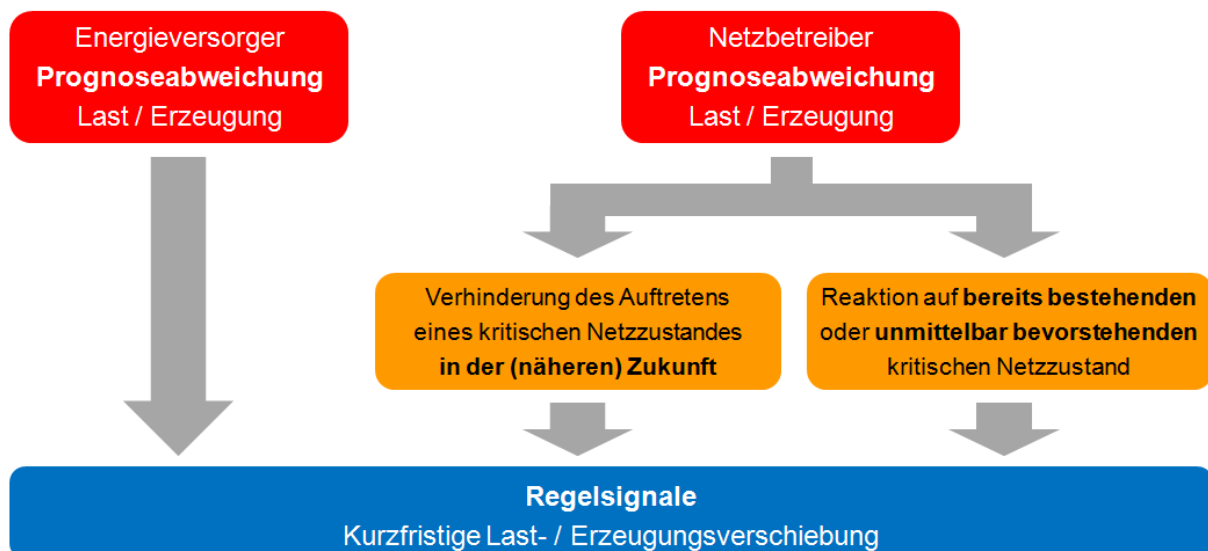


Abbildung 3.3: Mögliche Anwendungsfälle des Regelsignals

Wie aus Abbildung 3.3 ersichtlich, kann die Signalgenerierung einerseits markt- und andererseits netzgetrieben sein. Ersteres wäre der Fall, wenn das Regelsignal zum kurzfristigen Ausgleich von Prognoseabweichungen, also Soll-Ist-Abweichungen, sowohl beim Lastgang als auch der (dezentralen) Erzeugung verwendet wird, deren Nichtausgleich jedoch den Netzbetrieb vor keine Probleme stellte. Der Ausgleich erfolgt in diesem Fall ausschließlich unter ökonomischen Aspekten aus Sicht der Energielogistik oder aber unter ökologischen Aspekten auf Betreiben des Energieversorgers. Demgegenüber steht ein netzgetriebener Ausgleich. Hier würde der angestrebte Ausgleich der Prognoseabweichungen unter der Prämisse der Netzstabilität, also zur Verhinderung oder Behebung kritischer Netzzustände, erfolgen [Hillemacher 2013a]. Sofern eine Signalnutzung sowohl unter Markt- als auch unter Netzaspekten erfolgen soll, sind folglich im Vorfeld klare Regeln zu definieren, wie im Zweifelsfall mit konträren Zielvorstellungen der beteiligten Akteure umzugehen ist. Insbesondere aus Netzsicht ist dann auch der Dringlichkeit besondere Beachtung zu schenken, es ist somit zu hinterfragen, ob durch die Signalausendung ein mögliches Auftreten eines kritischen Netzzustandes in folgenden Zeitsegmenten bereits im Vorfeld vermieden werden soll oder aber ob einem unmittelbar bevorstehenden oder bereits bestehenden kritischen Zustand schnellstmöglich begegnet werden muss. Abbildung 3.4 zeigt eine mögliche Modifikation einer Regelsignalanwendung, bei der im Falle einer netzseitigen Dringlichkeit die Regelsignalbestimmung entsprechend dominiert wird.

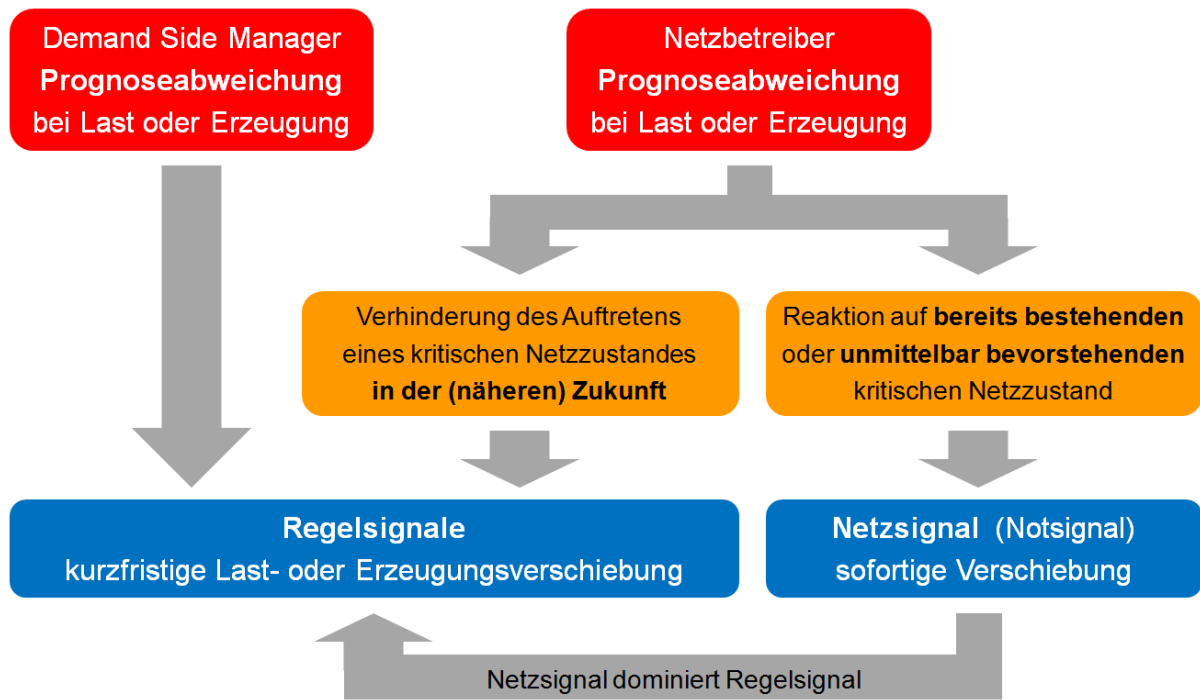


Abbildung 3.4: Modifiziertes Regelsignal mit netzseitigem Vorrang

Selbstverständlich ist ein solcher Vorrang des netzgetriebenen Signals bei gleichzeitiger Einbindung der wettbewerblichen Seite vertragstechnisch unter den beteiligten Akteuren entsprechend abzusichern. Ebenso müssen bei einer gleichzeitigen Anwendung der anreizbasierten und der direkten Lastbeeinflussung mit unterschiedlichen zeitlichen Reaktionshorizonten vertragliche Regelungen getroffen werden, wie bei einer allfälligen Konfliktsituation des Regelsignals mit einem gleichfalls ausgesendeten Preissignal gegenüber den Endverbrauchern verfahren werden soll. Eine solche Konfliktsituation würde beispielsweise dann bestehen, wenn von Seiten des Energieversorgers in einem Zeitsegment ursprünglich eine Lastminderung beabsichtigt wurde, was sich in einer hochpreisigen Tarifstufe niederschlägt, dann jedoch mithilfe des Regelsignals kurzfristig eine Lasterhöhung angestrebt werden soll – sei es markt- oder netzgetrieben. Eine mögliche Lösung im Hinblick auf die Kundenakzeptanz wäre hier eine entsprechende Preiskorrektur hin zu einer niedrigpreisigen Tarifstufe. Die entsprechende Erlösdifferenz wäre dann unter Umständen in das vom Energieversorger an den Demand Side Manager oder aber den Netzbetreiber abzugebende Lastverschiebungsangebot einzupreisen. Ähnlich verhält es sich im umgekehrten Fall, also wenn auf Grund des Regelsignals eine Lastminderung während der Gültigkeit einer niedrigpreisigen Tarifstufe angeregt wird. Sofern nun eine entsprechende Lastnachholung in ein höherpreisiges Zeitsegment fallen würde, müssten ebenfalls entsprechende Kompensationen vorgesehen werden.

3.4 Lastmanagement im Lichte der Liberalisierung auf dem Elektrizitätssektor

Wie zuvor schon in der Einführung erwähnt, beeinflussen einerseits die Hinwendung zu regenerativen Energieträgern und andererseits die Liberalisierung des Elektrizitätssektors die Entwicklungen und Anwendungsbereiche der Lastmanagement-Konzepte. Entstand der Lastverschiebungsansatz zum Zwecke der Lastnivellierung und damit einhergehend einer gleichmäßigeren Auslastung der Erzeugungskapazitäten bereits lange vor der Liberalisierung [Boiteux 1949, Steiner 1960], bietet sich nun die Möglichkeit, das Lastverlagerungspotenzial – in Aggregation mehrerer Endkunden – an den in Folge der Liberalisierung entstandenen Reserve- und Spotmärkten zu vermarkten. Da bei einer solchen Vermarktung das Lastverlagerungspotenzial im Vorfeld verlässlich prognostiziert werden muss, ist die direkte Lastbeeinflussung mittels Regelsignalen für die börsliche Vermarktung besonders geeignet [Andersen 2006]. Bei einer anreizbasierten Lastbeeinflussung mittels Preissignalen erschwert dagegen die Unsicherheit hinsichtlich des Umfangs der Reaktionen auf das Preissignal eine zur Vermarktung notwendige verlässliche Prognose, erst recht, wenn die Reaktion auf das Preissignal nicht vollautomatisiert möglich ist. Aus diesem Grund sollte bei Abschätzung des zur Vermarktung verfügbaren anreizbasierten Lastverlagerungspotenzials, insbesondere auf Reservemärkten, zurückhaltend prognostiziert werden.

Ein unter dem Schlagwort „virtuelles Kraftwerk“ bekannt gewordener Ansatz ist die Bündelung der Lastverlagerungspotenziale mehrerer Endkunden des Haushalts- und des gewerblichen Bereichs, um mit diesem Potenzial Regelleistung bzw. Ausgleichsenergie anbieten zu können und so die Prohibitionen einer Mindestgebotsgröße umgehen zu können. Ein weiterer Vorteil einer solchen Bündelung ist die verlässlichere Prognostizierbarkeit des Lastverlagerungspotenzials, da auf die Weise auch stärkere Abweichungen einzelner Endkunden in der Gesamtschau weiter weniger stark ins Gewicht fallen als bei einer Einzelbetrachtung. Darüber hinaus können sich bei einer Gesamtbetrachtung mehrerer Endkunden die Abweichungen im günstigsten Fall sogar gegenseitig kompensieren [Brauner 2006, Kamper 2010]. Aus Sicht der Bundesnetzagentur könnte so ein wichtiger Beitrag zur Stärkung des Wettbewerbs auf den Reservemärkten geleistet werden [BNetzA 2006, 2007a, 2007b].

Wie schon in Abschnitt 2.3 erwähnt, sind die Zugangsvoraussetzungen auf dem Termin- sowie den Spotmärkten weniger prohibitiv als auf den Reservemärkten. Ein Anbieten der Lastverlagerungspotenziale auf dem Spotmarkt, sowohl im Day-ahead als auch im Intra-day-Bereich, gestaltet sich somit grundsätzlich einfacher als auf den Reservemärkten. Mit Hilfe der angebotenen Lastverschiebungspotenziale könnten Energieversorger den Einsatz ihrer Spitzenlastkraftwerke und damit die Produktion von Leistungseinheiten mit hohen Grenzkos-

ten vermeiden und einen höheren Lastanteil mit Hilfe von Grundlastkraftwerken mit niedrigen Grenzkosten bedienen [Dena 2010].

4 Überblick über den Stand der Forschung zum Thema Lastmanagement

In diesem Kapitel soll ein Überblick über den Stand der Forschung zu Lastverschiebungsmaßnahmen bei Haushaltskunden vermittelt werden. Dieser Überblick gliedert sich einerseits in Studien, denen kein Feldversuch zu Grunde lag, sondern modellierungsgestützt erstellt wurden und andererseits solche, die auf Ergebnissen entsprechender Feldversuche aufbauen. Auf Grund einer Vielzahl zwar ähnlicher, im Detail jedoch abweichender Studien und Feldversuche soll sich dieser Überblick aus Gründen der Übersichtlichkeit auf einige ausgewählte Forschungsarbeiten beschränken, die gleichwohl einen anschaulichen Überblick über die unterschiedlichen Ausgestaltungsmöglichkeiten hinsichtlich des Preissignals selbst und auch der zu Grund gelegten Tarifstruktur bieten.

4.1 Studien zur Lastverschiebung

Zum Themengebiet der Lastverschiebung bei Haushaltskunden wurde weltweit eine ganze Reihe an Studien durchgeführt. Teilweise beschreiben diese Studien sehr unterschiedliche Ausgestaltungen hinsichtlich des Lastmanagementkonzeptes, des regionalen Betrachtungsgebiets, der Art und Abstufung des Preis- bzw. Regelsignals, der Übermittlung des Preissignals an die Signalempfänger, der zeitlichen Auflösung oder aber des Gültigkeitshorizonts. Eine weitere Unterscheidungsmöglichkeit besteht in den Zielen, die mit Hilfe des Lastmanagements verfolgt werden sollen. Einige Untersuchungen zielen primär auf die Vermeidung von Regelleistungs- und Ausgleichsenergieeinsatz ab, andere wiederum untersuchen eher die ökonomischen Aspekte einer Lastreduzierung.

Im Rahmen des Forschungsprojektes *„Strompreissignale an der Steckdose“*, durchgeführt von der Universität Karlsruhe und der Energie Baden-Württemberg (EnBW), wurde im Jahr 2006 simulativ untersucht, inwieweit mithilfe von Preissignalen eine Lastnivellierung zu erreichen ist. Die Simulation betrachtete ein (fiktives) Testgebiet mit 1000 Haushalten sowie einigen (Klein-) Gewerbebetrieben. Die Haushalte verteilten sich dabei auf je 400 Einfamilien- sowie Reihenhäuser, neun kleinere Mehrfamilienhäuser mit je sechs Wohneinheiten und ein großes Mehrfamilienhaus mit 147 Wohneinheiten. Simulativ ließen sich in Verbindung mit einer automatischen Gerätesteuerung deutliche Reduktionen der Lastspitzen feststellen. Dieser Effekt wurde vorwiegend durch eine Lastnivellierung in privaten Haushalten hervorgerufen (Reduzierung der Mittags- bzw. Abendspitze um 14 % bzw. 10 % bei Stufentarif und Haushalten mit niedriger Preispräferenz), während bei Gewerbebetrieben kaum eine Senkung der Spitzenlast feststellbar war. Einen Beitrag zur Glättung des Summenlast-

gangs lieferten Gewerbebetriebe hauptsächlich dann, wenn es gelang, die Lastspitzen in Zeitabschnitte mit eher niedriger Gesamtlast zu verschieben [Rentz 2006].

Klobasa [2009] hat die Lastverlagerungspotenziale u. a. im Haushaltsbereich in Deutschland im Hinblick auf eine Integration von Windeinspeisung in das Energieversorgungssystem untersucht. Hierbei identifiziert er für den Haushaltsbereich ein Lastverschiebepotenzial von 20 585 GWh ohne bzw. 26 660 GWh mit Berücksichtigung der zeitlichen Verlagerungsmöglichkeiten von Wärmepumpen und Nachtspeicherheizungen. Bezogen auf den Stromverbrauch des Haushaltssektors von 139 444 GWh im Jahr 2008 [AGEB 2013] wäre dies ein zeitlich verschiebbarer relativer Anteil von etwa 15 % bzw. bei Berücksichtigung von Wärmepumpen und Nachtspeicherheizungen von 19 %. Hierbei muss jedoch berücksichtigt werden, dass diese Größen eine Potenzialabschätzung darstellen. Welcher Teil des Potenzials tatsächlich nutzbar ist und welche preislichen Sensitivitäten dies beeinflussen, sagt dieser Wert nicht aus.

Ein deutlich höheres Lastverlagerungspotenzial sieht Quasching [1999]. Er schätzt dieses für den Haushaltsbereich auf etwa 40% der gesamten installierten Leistung ein, wobei große Potenzialunterschiede zwischen Sommer- und Winterhalbjahr beschrieben werden. Demzufolge ist etwa die Hälfte der Verlagerungsmöglichkeiten Wärmepumpen und Nachtspeicherheizungen zuzuordnen, während Klobasa [2009] hierdurch, wie zuvor dargelegt, lediglich ein zusätzliches Lastverlagerungspotenzial von rund 4,5 % sieht.

Spees & Lave haben das Lastverschiebepotenzial und -verhalten im Falle der Echtzeitbe-
preisung („Real Time Pricing“) untersucht [Spees 2008]. Hierzu wurde auf Last- und Erzeu-
gungsverläufe des Netzbetreibers Pennsylvania-New Jersey-Maryland Transmission Organi-
zation (PJM) über den Zeitraum eines Jahres aus den USA zurückgegriffen. Die Analyse
erfolgte dabei mit Hilfe eines Modellansatzes auf dem Prinzip des makroökonomischen
kurzfristigen Gleichgewichts (Short-Term-Equilibrium) [Mankiw 2000]. Es zeigte sich, dass im
Falle einer Echtzeitbe-
preisung die mittlere Spitzenlastreduktion für sämtliche unterstellten
Preiselastizitäten deutlich größer als im Falle des zeitvariablen (Time-of-Use-) Tarifs ausfiel.
Wie aus Tabelle 4 ersichtlich ist, wird die relative Spitzenlastreduktion mit Hilfe des Echtzeit-
tarifs beispielsweise bei einer angenommenen Preiselastizität von -0,1 auf 10,4 % beziffert.
Der größeren Spitzenlastreduktion im Falle eines Echtzeittarifs steht jedoch insgesamt ein
leichter Anstieg der Gesamtstromnachfrage bei allen Elastizitätsannahmen gegenüber.

Demgegenüber hält Holland [2006] im Rahmen seiner Kurzfristanalyse nur geringere relative
Spitzenlastreduktionen für möglich. Für die oben erwähnte Annahme einer Preiselastizität
von -0,1 geht er beispielsweise nur von einer relativen Spitzenlastreduktion von 3,91 % aus.

Tabelle 4: Spitzenlastreduktion durch Echtzeitbepreisung

Unterstellte Preiselastizität	Relative Spitzenlastreduktion in Folge der Echtzeitbepreisung gemäß		
	[Borenstein 2005]	[Holland 2006]	[Spees 2007]
E = -0,1	24,5 %	3,91 %	10,4 %
E = -0,2		5,88 %	15,1 %
E = -0,3	35,2 %		17,7 %
Wegen unterschiedlicher Intervallschritte bei den angenommenen Preiselastizitäten liegen für die grau unterlegten Zellen keine Vergleichswerte vor.			

Borenstein [2005] hat den Einfluss einer Echtzeitbepreisung im Rahmen einer längerfristigen Analyse untersucht. Hierfür wurden die Nachfrage und Erzeugungsdaten aus Kalifornien über einen fünfjährigen Zeitraum in stündlicher Auflösung untersucht. Dieser längere Untersuchungszeitraum ermöglichte die Berücksichtigung der Stochastik unterschiedlicher Einflussgrößen, wie etwa Temperatur und Witterung. Der verwendete Modellansatz gründete dabei auf dem makroökonomischen Prinzip des langfristigen Gleichgewichts. Wie auch bei Spees [2007] wurden verschiedene Elastizitätsannahmen u. a. hinsichtlich der Spitzenlastreduzierung untersucht. Hierbei zeigte sich beim längerfristigen Ansatz jedoch eine größere Spitzenlastreduzierung als bei der kurzfristigeren Betrachtung durch Spees [2007].

Allgemein kann aus den vorgenannten drei US-amerikanischen Studien entnommen werden, dass eine Echtzeitbepreisung als zur Spitzenlastenreduzierung geeigneter als eine vergleichsweise starre zeitvariable Bepreisung angesehen wird. Allerdings führt eine Echtzeitbepreisung tendenziell eher zu einer stärkeren Lastzunahme außerhalb der Spitzenzeiten, die dann einen höheren Gesamtverbrauch zur Folge hat. Demgegenüber sieht das amerikanische Energieministerium bei der Auswertung zweier Studien aus Kalifornien und Illinois aus dem Jahr 2004 keinen großen Unterschied bei der Reaktion von Haushaltskunden auf Echtzeitbepreisung und Bepreisungen nach dem Critical-Peak-Pricing-Ansatz [USDE 2006].

4.2 Ausgewählte Feldversuche

Nachfolgend findet sich eine Beschreibung ausgewählter in- und ausländischer Feldversuche mit Schwerpunktthema Lastverlagerung in chronologischer Reihenfolge ihres Beginns. Aus Übersichtsgründen soll sich diese Aufstellung auf fünf Feldversuche beschränken. Eine ausführliche Übersicht über internationale Feldversuche findet sich beispielsweise bei Crossley [2008], speziell für den europäischen Raum bei Andersen [2006] und Hierzinger [2013] sowie für den nordamerikanischen Bereich beim United States Department of Energy [USDE

2006], bei Auffhammer [2008], bei Faraqui [2009] sowie bei Energetics [2014]. Die Auswahl der nachfolgenden Feldversuche erfolgte unter dem Aspekt, ein möglichst breites Spektrum der unterschiedlichen Versuchsausgestaltungen insbesondere hinsichtlich der Tarif- und Preissignalstruktur abdecken zu können. Am Schluss dieses Abschnittes findet sich eine tabellarische Gegenüberstellung der wichtigsten Versuchsaspekte.

4.2.1 Der Tempo Tarif

Der „Tempo Tarif“ wird nach einer dreijährigen Erprobungsphase von 1989 bis 1992 durch den französischen Energieversorger Électricité de France (EdF) seit 1995 als optional wählbares Tarifmodell flächendeckend in ganz Frankreich angeboten. Vorrangig richtet sich dieser Tarif an Haushalte mit relativ hohem Jahresverbrauch (z. B. durch elektrische Heizgeräte verursacht) sowie kleinere Gewerbebetriebe. EdF gibt die Zahl der Versuchsteilnehmer mittlerweile mit über 400.000 an [Crossley 2011].

Dem Tempo Tarif liegt ein relativ einfaches Tarifmodell zu Grunde. Es gibt drei grundsätzliche Tagtypen:

- Niedrigpreisige „blaue“ Tage,
- mittelpreisige „weiße“ Tage sowie
- hochpreisige „rote“ Tage.

Innerhalb dieser Tage gibt es dann, wie aus Abbildung 4.1 ersichtlich, noch zwei verschiedene Bepreisungsstufen jeweils von 6-22 Uhr und von 0-6 Uhr sowie von 22-24 Uhr. Es finden sich somit zwei verschiedene Anreize zur Lastverlagerung: Während die Hoch- und Niedrigpreiszeiten eine tageszeitliche Verlagerung der Last anregen soll, dienen die unterschiedlichen Typtage zur unterwöchigen Verteilung der Last.

Im Gegensatz zur tageszeitlichen Verlagerung, die durch den starren Wechsel von Hoch- und Niedrigpreiszeit gekennzeichnet ist, ist das Auftreten der einzelnen Tagtypen für den Konsumenten langfristig nicht vorhersehbar, da erst am Vortag bekanntgegeben wird, welchem Typtag der folgenden Tag zuzurechnen ist [Giraud 2004]. Eine gewisse Vorausplanbarkeit bieten allerdings Auftrittsregeln für die einzelnen Tagtypen, die Tabelle 5 entnommen werden können.

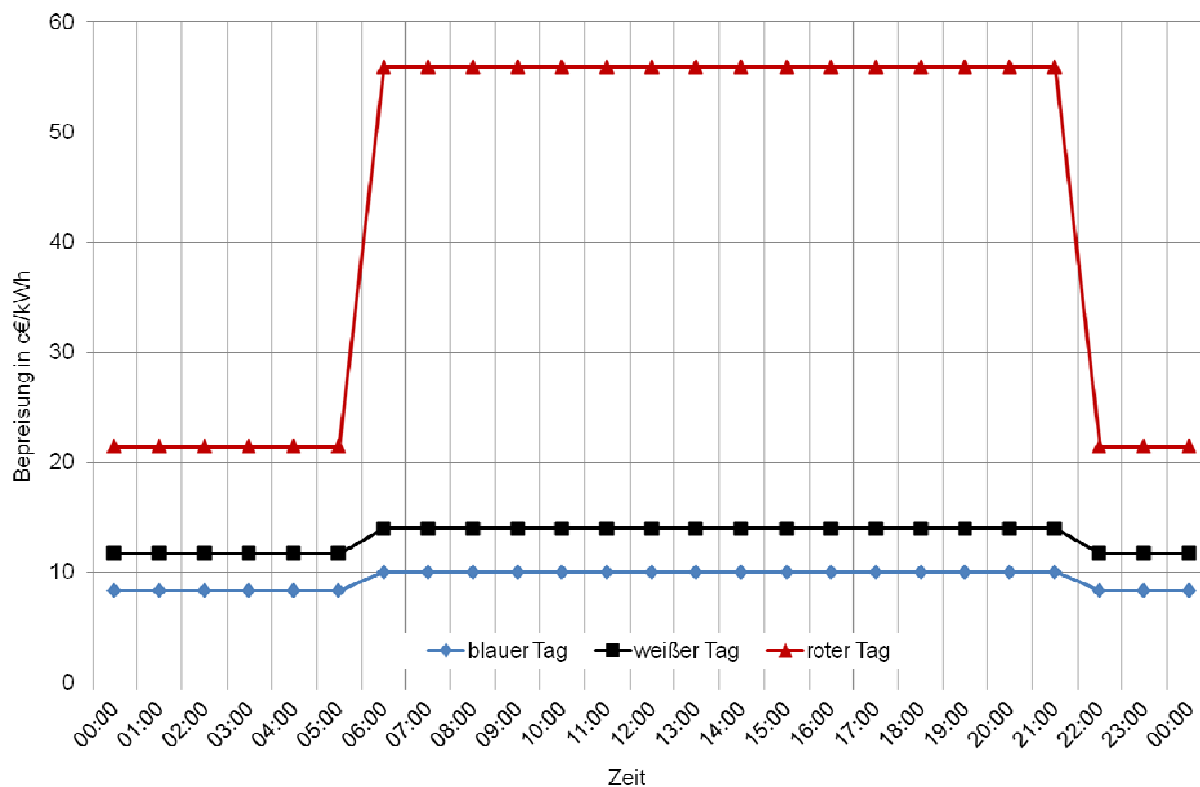


Abbildung 4.1: Struktur des Tempo Tariff mit Bepreisung Stand April 2014

Datenquelle: [EDF 2011]

Die Auswahl der einzelnen Typtage erfolgt im Rahmen der Aufttrittsregeln anhand der Wetterprognose unter besonderer Berücksichtigung der Temperaturprognose, so treten die hochpreisigen Tage besonders zu Zeiten mit niedriger prognostizierter Außentemperatur auf. Somit ist der untertägige Preissignalverlauf als statischer zeitvariabler Tarif (Time-of-Use-Tarif) anzusehen, während durch das Auftreten der unterschiedlichen Tagtypen eine gewisse Dynamik mit Ansätzen des Critical-Peak-Pricings erkennbar ist [Andersen 2006]. Allerdings besteht die Dynamik lediglich in einer Verschiebung der Bepreisungsskala und -spreizung, die tageszeitliche Abfolge der niedrig- und hochpreisigen Zeitabschnitte bleibt stets gleich. Hinzu kommt noch, dass auf Grund der Aufttrittsregeln weite Teile des Sommerhalbjahres faktisch von dieser Dynamisierungskomponente ausgenommen sind, da hier nur „blaue Tage“ zu erwarten sind. Aus diesem Grund wird die Tarifstruktur in der tabellarischen Übersicht am Ende dieses Subkapitels auch dem Time-of-Use-Prinzip zugerechnet.

Tabelle 5: Bepreisung und Auftrittregeln des Tempo Tariff

Tryptag (Anzahl/ Jahr)	Bepreisung in ct/kWh		Tryptag kann auftreten ...
	0-6 Uhr 22-24 Uhr	6-22 Uhr	
Rot (22)	21,42	55,93	werktags außer samstags von November bis März
Weiß (43)	11,75	14,00	werktags von Oktober bis Mai
Blau (300*)	8,40	10,03	an allen anderen Tagen; immer sonn- und feiertags
*: In Schaltjahren an 301 Tagen/Jahr Stand: April 2014 [EDF 2014]			

An roten Tagen konnte der Verbrauch um bis zu 45 % gegenüber blauen Tagen reduziert werden, an weißen Tagen immerhin noch um 15 % [Giraud 2004, Urvoas 2009]. Hierbei ist allerdings zu beachten, dass auf Grund der Auftrittregeln weiße und rote Tage überwiegend bzw. ausschließlich im Winterhalbjahr auftreten, so dass externe Effekte jenseits der Bepreisungsunterschiede diese Werte mit beeinflussen können.

4.2.2 Eckernförder Feldversuch

Lastabhängige Strompreissignale in Echtzeit wurden von August 1994 bis Dezember 1996 in Eckernförde in 1000 Haushalten erprobt. Diese befanden sich in sieben räumlich abgegrenzten Gebieten, wobei an den jeweiligen Trafostationen der Gebiete der Summenlastgang gemessen wurde. Grundlage für die dynamische Tarifgestaltung war eine peakload-pricing-basierte Preisfunktion, d.h. diese richtete sich nach dem Grenzkostenverlauf der Stromproduktion. Das Preissignal lag dabei als stetiges Merkmal vor, es gab folglich keine Tarifstufen. Ein Grund für die Einführung eines stufenlosen Preissignals war die Vermeidung von plötzlichen Lastreaktionen bei einem Preisstufenwechsel. Im Leitsystem des Versuchsgebietes erfolgte die Auswertung der (Summen-) Lastdaten, die Erstellung einer Lastprognose, die Preisberechnung, die Übermittlung des sich daraus ergebenden Preissignals an die Sendeanlage sowie die Datenaufzeichnung [Pilhar 1997].

Durch die Einführung des dynamischen Tarifs in Verbindung mit einem automatisierten Lastmanagement konnten die Spitzenlasten im Gesamtgebiet um 5 – 6 % gesenkt werden, für die Kunden ergab sich eine durchschnittliche Einsparung von 4,4 %. Das automatisierte Lastmanagement geschah dabei mittels sog. Stromwertschalter, die es den Versuchsteilnehmern erlaubten, für den Betrieb ihrer Gerätschaften jeweils eine Preisschwelle festzuset-

zen. Die Inbetriebnahme des jeweils angeschlossenen Gerätes erfolgte durch den Stromwertschalter erst bei Unterschreiten dieser vordefinierten Preisschwelle. Gleichwohl bestand bei nicht unterbrechbaren Anwendungen auf Grund des Echtzeit-Preissignals die Möglichkeit, dass die Betriebsphase des entsprechenden Geräts teilweise in einen hochpreisigen Zeitabschnitt fiel.

Durch den Feldversuch konnte neben der grundlegenden Tauglichkeit des Konzeptes gezeigt werden, dass sich durch Lastmanagement sowohl eine Nivellierung des Lastverlaufes als auch eine Kostenentlastung für den Endverbraucher erzielen lässt [Morovic 1998].

4.2.3 The Gulf Power Select Program

Seit dem Jahr 2000 wird Stromendkunden im US-Bundesstaat Florida vom Energieversorger „Gulf Power“ ein tageszeitabhängiger Tarif mit drei Preisstufen in stündlicher Auflösung angeboten, der durch zusätzliche dynamische Elemente des Critical-Peak-Pricings in Form einer extrem hochpreisigen vierten Tarifstufe ergänzt wird. In der ersten Versuchsphase konnten bis Ende des Jahres 2001 rund 2300 freiwillige Testkunden gewonnen werden, deren Zahl mit Stand Ende 2012 auf 9000 angestiegen ist. Teilnahmevoraussetzung war neben einem vorhandenen Breitbandinternetanschluss das Vorhandensein eines zentralen Heizungs- bzw. Kühlungssystems. Ferner ist zur Unterstützung der Reaktion auf die Tarifsignale eine automatisierte Regelung von elektrischen Warmwasser- sowie Swimmingpool-Pumpen möglich [Crosswhite 2011].

Wie beim französischen Tempo Tarif soll die tageszeitliche (Grund-) Bepreisung eine Lastverschiebung in die günstigen Tagesrandlagen anregen. Zusätzlich zu dieser zeitvariablen Komponente hat der Energieversorger die Möglichkeit, an externen Einflüssen ausgerichtet einen deutlich höheren Preis (sog. „Critical Rate“) zu erheben. Das Auftreten der „Critical Rate“ ist dabei auf insgesamt 88 Stunden pro Jahr beschränkt und wird den Endkunden spätestens 30 Minuten vorher bekanntgegeben [Levy 2002]. Im Gegensatz zu den anderen beschriebenen Feldversuchen mussten die Versuchsteilnehmer einen Teil der Kosten des Versuchsprogramms durch eine rund 50 % höhere monatliche Grundgebühr aufbringen. Laut Werbeaussendung des Energieversorgers soll sich diese erhöhte Grundgebühr dadurch amortisieren, dass über das gesamte Jahr gesehen, der Strombezug in 87 % der Stunden günstiger als beim einheitlich bepreisten Standardtarif ausfällt [Gulf Power 2014]. Die genaue Tarifstruktur kann Tabelle 6 entnommen werden.

Tabelle 6: Tarifstruktur des „Gulf Power Select Program“

Zeitraum	Werktags außer sams- tags (Mai-Oktober)	Werktags außer sams- tags (Novemb.-April)	Wochenende und Feiertage
0-5 Uhr	0,079 \$/kWh	0,079 \$/kWh	0,079 \$/kWh
5-6 Uhr	0,079 \$/kWh	0,092 \$/kWh	0,079 \$/kWh
6-10 Uhr	0,092 \$/kWh	0,169 \$/kWh	0,092 \$/kWh
10-13 Uhr	0,092 \$/kWh	0,092 \$/kWh	0,092 \$/kWh
13-18 Uhr	0,169 \$/kWh	0,092 \$/kWh	0,092 \$/kWh
18-23 Uhr	0,092 \$/kWh	0,092 \$/kWh	0,092 \$/kWh
23-24 Uhr	0,079 \$/kWh	0,079 \$/kWh	0,079 \$/kWh
Abweichend 88 Std./Jahr	0,696 \$/kWh (Critical Rate)		
Stand: 1. Januar 2014 [Gulf Power 2014] Standardtarif im Vergleichszeitraum: 0,111 \$/kWh			

Mit Hilfe dieses Tarifs ließen sich ohne die hochpreisigen „Critical Rates“ etwa 22 % der Spitzenlast reduzieren und in andere Tageszeiten verlagern. Bei Ausgabe einer „Critical Rate“ dagegen konnte die Spitzenlast um bis zu 41 % gesenkt werden [Levy 2002, Borenstein 2002]. Das Ziel des Energieversorgers, innerhalb einer Dekade mindestens 40000 Endkunden für sein Tarifmodell gewinnen zu können [Borenstein 2002], wurde jedoch mit lediglich 9000 bis zum Jahr 2012 klar verfehlt. Die neuerliche Zielgröße beträgt nun 16000 Endkunden bis zum Jahr 2016. Ein möglicher Grund für den geringer als erwartet ausgefallenen Zuspruch wird in der faktischen Teilnahmegebühr in Form der höheren monatlichen Grundgebühr gesehen [Comverge 2013].

4.2.4 Energy Smart Pricing Plan

Beim Energy Smart Pricing Plan (ESPP) handelt es sich um einen Feldversuch, der von 2003 bis 2006 im US-Bundesstaat Illinois unter Federführung des Energieversorgers Commonwealth Edison durchgeführt wurde. Dieser Versuch startete zunächst mit 750 freiwilligen Teilnehmern, deren Zahl bis zum Jahr 2006 verdoppelt wurde.

Im ESPP wurden die börslichen Strompreise zuzüglich eines Netzentgeltes sowie eines Aufschlages für die Administration an die Testkunden in Form eines hinsichtlich der Abstufung stetigen Preissignals weitergegeben [Star 2010]. Dieses Preissignal gründete somit auf dem Echtzeit-Ansatz, Einschränkungen gab es jedoch dahingehend, dass einerseits das Preissignal zur Risikominimierung der Kunden bei 0,50 US-\$ (zuzüglich Netz- und Verwaltungsaufschlag) gedeckelt war und andererseits zur Implementierung einer gewissen Vorausplanbarkeit der Testkunden der börsliche Preis des Day-Ahead-Marktes als Bezugsgröße

verwendet wurde. Aus diesem Grund konnte die Bepreisung für den Folgetag in stündlicher Auflösung bereits am Vorabend den Testkunden per Telefon oder Internet bekannt gegeben werden. Zusätzlich wurden im Jahr 2006 die Kunden beim Auftreten besonders hoher Preise in jedem Fall gesondert telefonisch kontaktiert [Faraqui 2009]. Sofern man negative Börsenpreise ausschließt, die während der Versuchsdauer für das Testgebiet nicht beobachtet werden konnten, stellen die Netz- und Verwaltungsaufschläge die Preisuntergrenze dar. Der durch die oben beschriebene Deckelung manifestierte Maximalpreis machte dann etwa das Zehnfache des Minimalpreises aus.

Tabelle 7: Ausgewählte Ergebnisse des Feldversuchs „Energy Smart Pricing Plan“

Jahr	monatlicher Ø-Verbrauch	relative Einsparung	Ø-Preiselastizität	Ø-Preis
2003	630 kWh	20,1 %	-0,042	0,032 \$/kWh
2004	648 kWh	11,3 %	-0,080	0,038 \$/kWh
2005	758 kWh	-6,3 %	-0,047 ¹⁾	0,057 \$/kWh
2006	679 kWh	15,5 %	-0,047/ -0,082 ^{2) 3)}	0,051 \$/kWh
Anmerkungen:				
1) Preiselastizität nur für den Klimageräteeinsatz: -0,067				
2) Erster Wert für Preise bis einschließlich 0,13 \$/kWh, zweiter Wert für Preise darüber				
3) Preiselastizität nur für den Klimageräteeinsatz: -0,098				

Das Verbrauchsverhalten der Testkunden wurde mit demjenigen einer soziodemografisch vergleichbar zusammengesetzten Kontrollgruppe abgeglichen. Es zeigte sich, dass die Einsparungen aber auch die gemessenen Preiselastizitäten starken Schwankungen unterworfen waren [Summit Blue 2007]. Eine Übersicht über ausgewählte Versuchsergebnisse findet sich in Tabelle 7.

Bemerkenswert ist hierbei, dass sich im Jahr 2005 im Vergleich zum Vor- und Folgejahr trotz jeweils höherer Durchschnittspreise ein relativer Mehrverbrauch gegenüber der Kontrollgruppe zeigte. Möglicherweise ist dies auf eine im Vergleich zu den anderen Versuchsjahren überdurchschnittlich hohe Zahl heißer Sommertage zurückzuführen [Summit Blue 2007], woraufhin auch die im Vergleich zum Folgejahr geringere Preiselastizität bei der Klimageräteverwendung schließen lässt. Als ein Grund für die unterschiedlichen allgemeinen Preiselastizitäten im Jahr 2006 dies- und jenseits der Preisgrenze von 0,13 \$/kWh kann neben der eigentlichen Bepreisungshöhe auch das Aussenden der zusätzlichen telefonischen Informa-

tionen bei Überschreiten dieser Preisschwelle angesehen werden, so dass diese Unterschiede nicht allein der eigentlich Bepreisung zugeschrieben werden können.

4.2.5 Modellstadt Mannheim

Das Forschungsvorhaben „Modellstadt Mannheim“ unter Federführung des Energieversorgers MVV Energie beinhaltete in zwei Projektphasen Feldtests in Mannheim und Dresden mit unterschiedlichen Versuchsarchitekturen. Nach einem ersten Test bei 20 Kunden bezüglich der technischen Realisierbarkeit – insbesondere hinsichtlich der Installation der erforderlichen Informations- und Kommunikationstechnik sowie der Datenübertragung – startete die erste Versuchsphase mit ca. 100 freiwilligen Haushaltskunden [Kießling 2009].

In dieser ersten Versuchsphase von Oktober 2010 bis Juli 2011 erhielten die Testkunden einen zweistufigen zeitvariablen Tarif in stündlicher Auflösung mit unterschiedlichen Preisstufenverläufen werktags außer samstags sowie an Wochenenden und Feiertagen. Die entsprechende Tarifstruktur zeigt Tabelle 8. Zum Dezember 2010 wurden die Preisstufenverläufe geringfügig geändert, es blieben jedoch statische Preissignalverläufe ausschließlich nach dem Time-of-Use-Konzept. Die Reaktion auf die Preissignale erfolgte zunächst manuell, ab Mitte 2011, also kurz vor Ende dieser Versuchsphase, erhielten ca. 70 Haushalte zusätzlich die erforderliche Technik, um zumindest einen Teil ihrer Gerätschaften automatisiert am Preissignal orientiert betreiben zu können [Kießling 2013].

Von März bis Oktober 2012 fand in der zweiten Versuchsphase ein neuerlicher Feldtest statt, bei dem nun auch dynamische Preissignale auf dem Critical-Peak-Pricing-Ansatz basierend an etwa 700 Testkunden ausgesendet wurden. Die Tarifstufenverteilung in stündlicher Auflösung für jeweils einen Tag (sog. „Preisprofile“) wurde den Testkunden per Internetapplikation maximal einen Tag vorher bekannt gegeben.

Tabelle 8: Tarifstruktur der ersten Versuchsphase des Feldtests „Modellstadt Mannheim“

Zeit	Bepreisung			
	Werktags außer Samstag		Wochenende / Feiertage	
	I	II	I	II
0-1 Uhr	0,15 €/kWh	0,15 €/kWh	0,15 €/kWh	0,15 €/kWh
1-2 Uhr	0,15 €/kWh	0,15 €/kWh	0,15 €/kWh	0,15 €/kWh
2-3 Uhr	0,15 €/kWh	0,15 €/kWh	0,15 €/kWh	0,15 €/kWh
3-4 Uhr	0,15 €/kWh	0,15 €/kWh	0,15 €/kWh	0,15 €/kWh
4-5 Uhr	0,15 €/kWh	0,15 €/kWh	0,15 €/kWh	0,15 €/kWh
5-6 Uhr	0,15 €/kWh	0,25 €/kWh	0,15 €/kWh	0,15 €/kWh
6-7 Uhr	0,25 €/kWh	0,25 €/kWh	0,15 €/kWh	0,15 €/kWh
7-8 Uhr	0,25 €/kWh	0,25 €/kWh	0,15 €/kWh	0,15 €/kWh
8-9 Uhr	0,25 €/kWh	0,25 €/kWh	0,15 €/kWh	0,25 €/kWh
9-10 Uhr	0,25 €/kWh	0,15 €/kWh	0,15 €/kWh	0,25 €/kWh
10-11 Uhr	0,25 €/kWh	0,15 €/kWh	0,25 €/kWh	0,25 €/kWh
11-12 Uhr	0,15 €/kWh	0,25 €/kWh	0,25 €/kWh	0,25 €/kWh
12-13 Uhr	0,15 €/kWh	0,25 €/kWh	0,25 €/kWh	0,15 €/kWh
13-14 Uhr	0,25 €/kWh	0,25 €/kWh	0,25 €/kWh	0,15 €/kWh
14-15 Uhr	0,25 €/kWh	0,15 €/kWh	0,15 €/kWh	0,25 €/kWh
15-16 Uhr	0,25 €/kWh	0,15 €/kWh	0,15 €/kWh	0,25 €/kWh
16-17 Uhr	0,15 €/kWh	0,25 €/kWh	0,15 €/kWh	0,25 €/kWh
17-18 Uhr	0,15 €/kWh	0,25 €/kWh	0,15 €/kWh	0,15 €/kWh
18-19 Uhr	0,25 €/kWh	0,25 €/kWh	0,25 €/kWh	0,15 €/kWh
19-20 Uhr	0,25 €/kWh	0,25 €/kWh	0,25 €/kWh	0,25 €/kWh
20-21 Uhr	0,25 €/kWh	0,25 €/kWh	0,25 €/kWh	0,25 €/kWh
21-22 Uhr	0,15 €/kWh	0,15 €/kWh	0,15 €/kWh	0,25 €/kWh
22-23 Uhr	0,25 €/kWh	0,15 €/kWh	0,15 €/kWh	0,15 €/kWh
23-24 Uhr	0,15 €/kWh	0,15 €/kWh	0,15 €/kWh	0,15 €/kWh
Zeitraum I: Oktober – November 2010				
Zeitraum II: Dezember 2010 – Juli 2011				

Grundlage für die Preisprofile für den Feldtest bildeten die EPEX-Preisprognose, die Verbrauchsprognose der Testkunden sowie eine Handelssimulation bezüglich des Handels der dezentralen Erzeugung bestimmt [Ringelstein 2010]. Um die Vielzahl der möglichen Preisprofile einerseits einzuschränken und andererseits die Testkunden zur Teilnahme zu motivieren, indem ihr finanzielles Risiko minimiert wird, wurden für die Berechnung der Preisprofile nachfolgende Nebenbedingungen definiert:

- Die vordefinierte Preisspanne beträgt 0,1-0,4 €/kWh,
- die Preisabstufungen erfolgen in 1 Cent-Schritten,
- es besteht Kostenneutralität bezüglich ausschließlich nach Standardlastprofil verbrauchender Testkunden gegenüber dem Einheitstarif,
- lastverschiebende Testkunden erhalten Möglichkeiten zur Kosteneinsparung sowie

- der Tarifstufenverlauf soll nicht nur Extremstufen am Rande der Preisspanne, sondern auch Zwischenstufen abbilden und größere Tarifsprünge vermeiden.

Hieraus ergaben sich in jeder Stunde 31 mögliche Tarifstufen und immer noch eine hohe Anzahl möglicher Preisprofile, die obigen Rahmenbedingungen genügen würden. Letztlich wurden für den Feldtest dann fünf verschiedene Preisprofile ausgewählt, die an die Kunden ausgesendet wurden [Duscha 2013].

Kießling [2013] beziffert die während der Versuche gemessene Preiselastizität im Durchschnitt auf $-0,106$. Bei Betrachtung einzelner Zeitabschnitte zeigten sich jedoch deutliche Schwankungen bei den Preiselastizitäten. Grundsätzlich ließ sich während der zweiten Versuchsphase, in der ein Teil der Testkunden zumindest bei einigen Gerätschaften automatisiert auf die Preissignale reagieren konnte, bei diesen Gerätschaften ein etwas höheres Reaktionsausmaß beobachten als bei manueller Reaktion. Auf Grund der recht kurzen Versuchsdauern ließen sich jedoch keine Aussagen zu den Auswirkungen auf den gesamten Jahresverbrauch machen.

Als Problem bezüglich Aussagen zur tatsächlichen Lastverschiebung zeigte sich, dass insbesondere während der ersten Versuchsphase mit Anwendung eines statischen Preisprofils zur Auswertung keine Kontrollgruppe bestand und somit das Verbrauchsverhalten der Testkunden mit historischen Daten abgeglichen werden musste. Hierzu wurde das Verbrauchsverhalten des letzten Monats vor Beginn der ersten Versuchsphase (September 2010) als Referenz genommen und aus den Abweichungen vom Standardlastprofil⁸ ein kundenspezifisches Lastprofil errechnet. Das Verbrauchsverhalten der Testkunden während der ersten Versuchsphase wurde mit diesem kundenspezifischen Lastprofil abgeglichen. Diese Vorgehensweise ermöglicht jedoch keine scharfe Trennung von Verbrauchsabweichungen auf Grund des Preissignals von solchen auf Grund von externen Einflüssen wie etwa Witterung und Transparenzeffekte. Nichtsdestotrotz wurde versucht, diese Einflüsse weitgehend zu eliminieren, so dass eine Spitzenlastreduktion auf Grund preissignalbedingter Lastverschiebung von etwa 6-8 % ermittelt wurde [Duscha 2013].

4.2.6 Zusammenfassende Betrachtung der Pilotprojekte

Tabelle 9 gibt einen abschließenden vergleichenden Überblick über die zuvor beschriebenen Feldversuche hinsichtlich ihres Aufbaus und ihrer wichtigsten Ergebnisse. Neben den zuvor dargestellten Feldversuchen wurde als sechstes Pilotprojekt der „MeRegio“-Feldversuch mit aufgenommen. Dies geschah im Vorgriff auf Kapitel 5, in dem wesentliche Erkenntnisse

⁸ Erläuterungen zur Bestimmung und Anwendung der Standardlastprofile finden sich bei Schieferdecker [1999] und Fünfgeld [2000] sowie in Abschnitt 6.4.1.

dieses Feldversuchs, an dessen Evaluation der Verfasser dieser Arbeit beteiligt war, in Bezug auf die Lastverschiebung bei Haushaltskunden dargestellt werden.

Es zeigt sich, dass hinsichtlich der Ausgestaltung der Tarif- und Signalstruktur aber auch hinsichtlich des restlichen Versuchsumfeldes erhebliche Unterschiede zwischen den einzelnen Versuchen auszumachen sind. Exemplarisch seien nur die Zahl der Testkunden, der Dynamisierungsumfang und die Abstufungen des Preissignals sowie die Auswertungsansätze (Vergleich mit historischen Daten vs. Vergleich mit einer Kontrollgruppe) genannt. Für eine ausführliche Darstellung sei daher beispielsweise auf die in Tabelle 9 genannten Literaturquellen verwiesen.

Bei der vergleichenden Betrachtung der Spitzenlastreduktionen fällt auf, dass diese bei den beiden stellvertretend für den nordamerikanischen Raum dargestellten Versuchen deutlich höher ausfällt als etwa bei sämtlichen deutschen Feldversuchen. Vor dem Hintergrund der in Nordamerika deutlich verbreiteteren Klimageräte im Haushaltsbereich verwundern diese Ergebnisse jedoch nicht. Gleichwohl ist die Höhe der Spitzenlastreduktion beim Gulf Power Select Program vor dem Hintergrund der Studien von Borenstein [2005] und Spees [2007] bemerkenswert, da hier eine 22%ige Spitzenlastreduktion mit einer ausschließlich auf dem Time-of-Use-Ansatz fußenden Bepreisung erreicht werden konnte.

Auch beim französischen Tempo-Tarif, der mittlerweile aus dem Versuchsstadium in ein flächendeckendes Angebot des Energieversorgers überführt wurde, spielt die Haushaltsausstattung eine entscheidende Rolle bei der Bewertung der Ergebnisse. Hier sind zeitliche Verlagerungen bei Elektroheizanwendungen als ein Treiber der hohen relativen Spitzenlastreduktion zu vermuten. Desweiteren richtete sich dieses Tarifmodell im Haushaltsbereich explizit an Kunden mit einem hohen Jahresverbrauch, so dass hier eine entsprechende überdurchschnittliche Ausstattung mit energieintensiven Gerätschaften zu vermuten ist.

Tabelle 9: Übersicht über ausgewählte Versuchsprojekte zum Thema Lastmanagement

Projekt	Tempo Tarif	Eckernförder Feldversuch	The Gulf Power Select Program
Ort	Frankreich (landesweit)	Eckernförde (SH)	Florida (USA)
Laufzeit	seit 1989	1994 - 1996	seit 2000
Anzahl Testkunden (ca.)	400000 HH und Gewerbetunden	1000 Haushalte	9000 Haushalte (2012)
Energieversorger	Electricite de France (EDF)	Stadtwerke Eckernförde	Gulf Power
Einsparung	Spitzenlastreduktion bis zu 45 %	Ø 4,4 % (Spitzenlastreduktion 5-6 %)	Spitzenlastred. bis zu 22 % (TOU) / 41 % (CPP)
Tarifstruktur	diskret (2 Stufen)* TOU	stetig (Grenzkostenverlauf)	diskret (3 Stufen) TOU/CPP
Bekanntgabe Signalverlauf	am Vortag für den Folgetag	Echtzeit	grds. am Vortag für den Folgetag*
Reaktion	manuell/automatisiert	manuell/automatisiert	weitgehend automatisiert
Vergleich	mit historischen Daten/ z. T. Vergleichskunden	mit historischen Daten	mit historischen Daten
Anmerkungen	* : jeweils drei zweistufige Signalverläufe		*: kurzfristiges Auftreten des Peak-Preises
Quelle	[Giraud 2004] [Urvoas 2009]	[Pilhar 1997] [Morovic 1998]	[Levy 2002] [Borenstein 2005]
Projekt	Energy Smart Pricing Plan	Modellstadt Mannheim	MeRegio
Ort	Illinois (USA)	Mannheim (BW), Dresden (SN)	Göppingen/Freiamt (BW)
Laufzeit	2003-2006	2010-2011 (Phase 1), 2012 (Phase 2)	2009-2012
Anzahl Testkunden (ca.)	1500 Haushalte	100 HH (Phase 1), 700 HH (Phase 2)	1000 überwiegend HH
Energieversorger	Commonwealth Edison	MVV Energie	Energie Baden-Württemberg (EnBW)
Einsparung	Spitzenlastreduktion bis zu 20 %	Spitzenlastreduktion 6-8 %	Ø 2,6 % (Spitzenlastreduktion 5-6 %)
Tarifstruktur	stetig (Grenzkostenverlauf)	diskret (2/31 Stufen)* TOU/CPP	diskret (3 Stufen) CPP
Bekanntgabe Signalverlauf	am Vortag für den Folgetag	am Vortag für den Folgetag	am Vortag für den Folgetag
Reaktion	überwiegend manuell	Ph. 1: manuell; Ph. 2: manuell/automatisiert	überwiegend manuell
Vergleich	mit einer Referenzkundengruppe	mit historischen Daten/ z. T. Vergleichskunden	mit einer Referenzkundengruppe
Anmerkungen	*: stark schwankende Preiselastizitäten	*: Ph. 1: zwei zweist. Signalverläufe, Ph. 2: 31 St.	
Quelle	[Summit Blue 2007] [Faraqui 2009]	[Duscha 2013] [Kießling 2013]	[Hillemacher 2013]
CPP: Critical Peak Pricing TOU: Time Of Use HH: Haushalte Ph.: Versuchsphase			

Bemerkenswert ist, dass sich die Spitzenlastreduktion bei allen drei deutschen Feldversuchen trotz zum Teil deutlicher Unterschiede in der Tarif- und Preissignalstruktur nur minimal unterscheidet⁹. Dies ist insbesondere vor dem Hintergrund zu sehen, dass einerseits der Eckernförder Feldversuch nunmehr fast 20 Jahre zurückliegt und sich in diesem Zeitraum die Geräteausstattung der Haushalte hinsichtlich der Energieeffizienz sowie besonders im Bereich der Kommunikations- und Unterhaltungselektronik merklich verändert hat [DeStatis 2013a] und andererseits die Versuchslaufzeiten deutlich voneinander unterschieden.

⁹ Die Berechnung der Spitzenlastreduktion beim MeRegio-Feldversuch erfolgte unter Zugrundelegung der in Abschnitt 5.4 (Tabelle 14) noch darzustellenden preissignalbedingten Verbrauchsabweichungen.

5 Modellgestützte Signalgenerierung

Zur Generierung der im zweiten Kapitel besprochenen Preis- und Regelsignale zur Aussendung an den Endkunden wurde eine Modellfamilie bestehend aus drei Optimierungsmodellen entwickelt, die eine Signalausendung unter Berücksichtigung externer Parameter erlauben. Im Einzelnen handelt es sich dabei um

- ein Modell zur Bestimmung des Tarifverlaufs, also der zeitlichen Verteilung der Preissignale jeweils für den Folgetag (beschrieben in Abschnitt 5.1),
- ein Modell zur untertägigen Bestimmung der Regelsignale zur kurzfristigen Feinregelung steuerbarer Verbraucher und Erzeuger, zum einen im Sinne eines „relativen Regelsignals“, das eine zeitliche Verschiebung eines bestimmten relativen Anteils der Last bzw. der Erzeugung anregt oder aber ein „interaktives Regelsignal“ im Sinne einer Anfrage der Verschiebungsmöglichkeiten der Last bzw. Erzeugung an die interne Gerätesteuerung der (steuerbaren) Kapazitäten ohne konkrete Bezifferung des Verschiebungswunsches aussendet (beschrieben im Abschnitt 5.2) sowie
- ein Modell zur Auswahl der rückgemeldeten Lastverschiebungsangebote der Steuerboxen infolge der Aussendung interaktiver Regelsignale (beschrieben in Abschnitt 5.3).

Einen Überblick über den Aufbau der Modellfamilie aus Sicht der elektrischen Verbraucher (Lastverschiebung) vermittelt Abbildung 5.1. Für die dezentralen Erzeuger gilt der dargestellte Aufbau jedoch sinngemäß (Erzeugungsverschiebung) mit der Einschränkung, dass für die dezentralen Erzeuger die Preissignalausendung unerheblich und somit das erste (Teil-)Modell ohne Belang ist.

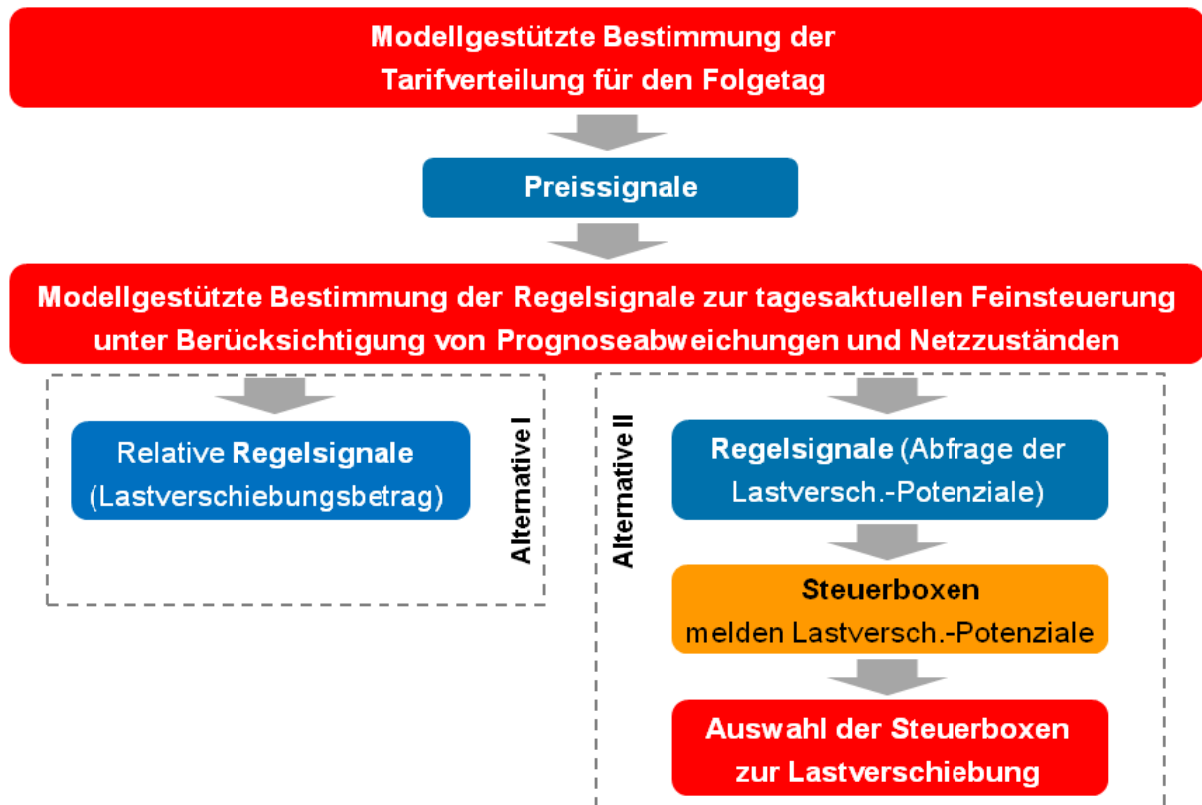


Abbildung 5.1: Aufbau der Modellfamilie zur Generierung der Preis- und Regelsignale

(rot: Modellkomponenten; blau: Ausgabegröße der vorlaufenden Modellkomponenten als Eingangsgröße für die nachfolgende Modellkomponente; orange: Interaktion mit Hardware-Komponenten)

Sämtliche Modelle bilden ein Optimierungsproblem als lineares Mixed-Integer-Problem (MILP) ab. Die programmtechnische Umsetzung erfolgte in GAMS (General Algebraic Modeling System) unter Verwendung des Solvers Cplex. Der LP-Ansatz wurde mit Rücksicht auf die Rechenzeiten und die Fähigkeit zur direkten Einbindung in den Prozessablauf von Energieversorgern vorgenommen. Diese Integrierbarkeit erforderte – insbesondere vor dem Hintergrund der Möglichkeit, die Länge der einzelnen Zeitscheiben variabel definieren zu können – kurze Rechen- und Reaktionszeiten, um gegebenenfalls noch während eines Intervalls Signalberechnungen für das unmittelbar folgende Intervall vornehmen zu können.

5.1 Generierung der Preissignale

Ziel des ersten Modells ist es, Preissignale zu generieren, die eine Lastverschiebung in die Zeitscheiben anregen, in denen einerseits durch einen Energieversorger eine kostengünstige Versorgung möglich ist und andererseits ein hoher Anteil der Last durch dezentrale Erzeugungsanlagen abgedeckt werden kann. Die Tarifstufenverteilung wird dabei im Day-Head-

Verfahren, also für den Folgetag, bestimmt und ausgesendet. Der Optimierungshorizont ist grundsätzlich flexibel anpassbar, standardmäßig beträgt er eine Tageslänge, also 24 Stunden.

5.1.1 Berechnung der Preissignale

Dieses Teilmodell erhält als Eingangsparameter die erwarteten Strombeschaffungskosten, repräsentiert durch den EPEX-Kurs, die Verfügbarkeit dezentraler Energieerzeugung, dargestellt durch das an die regionalen Gegebenheiten angepasste Standardeinspeiseprofil, sowie den erwarteten Lastgang der Haushaltskunden, beispielsweise in Form des (Haushalts-) Standardlastprofils. Daneben geht die Anzahl der Tarifstufen, deren Bepreisung und die Preissensitivität in die Berechnung ein. Da nicht nur der eigentliche Tarifstufenwechsel die Preissensitivität beeinflussen kann, sondern diese auch je nach Tagtyp, Tages- sowie Jahreszeit unterschiedlich ausfallen kann, wurde die Hinterlegung dementsprechender Parameter für jede Kombination obiger Kenngrößen vorgesehen. Die implementierten Preissensitivitäten sind dabei in einem ersten Schritt abzuschätzen und dann im weiteren Anwendungsverlauf mithilfe von Messwerten nachzujustieren. Die zeitliche Auflösung der Zeitsegmente sowie der Optimierungshorizont sind grundsätzlich frei wählbar und werden vorab durch Eingangsparameter definiert. Schließlich gehen noch variabel definierbare Restriktionen (im Folgenden als „Vertriebsregeln“ bezeichnet) ein, mit denen sich in vorab definierten Zeitzonen das Auftreten der einzelnen Tarifstufen in einer vordefinierbaren Häufigkeit vorgeben lässt. Diese Vorgaben schränken somit den Lösungsraum der modellgestützten Optimierung je nach Zielvorgabe unterschiedlich stark ein, im Extremfall ermöglicht dies auch die Fixierung einer bestimmten Tarifstufenfolge bereits im Vorfeld für bestimmte Tagesabschnitte oder gar ganze Tage zur gezielten Analyse der Kundenreaktionen [Hillemacher 2012]. Abbildung 5.2 vermittelt einen schematischen Überblick über den Aufbau dieses Moduls.

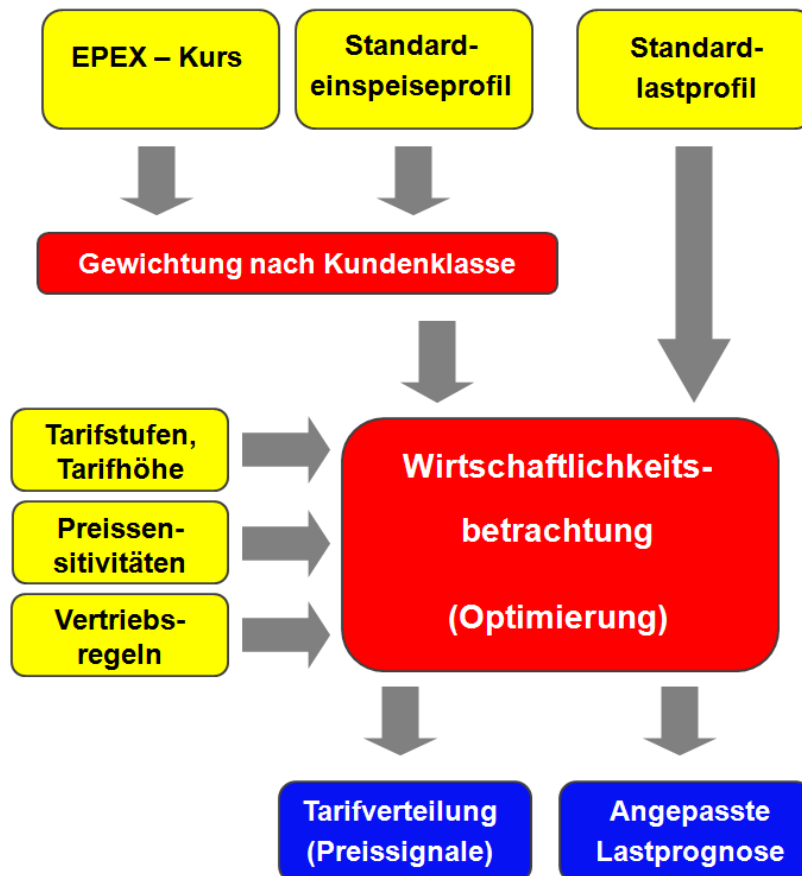


Abbildung 5.2: Schematischer Aufbau des Modells zur Generierung der Preissignale

(rot: Modellkomponenten; blau: Ausgabegröße der Modellkomponente; gelb: Eingangsparameter)

Die modellseitig durchzuführende Wirtschaftlichkeitsberechnung kann auf unterschiedliche Zielgrößen, die durch unterschiedliche Kundenklassen abgebildet sind, ausgerichtet werden. So ist eine rein preisorientierte Bestimmung auf Basis der durch den Kurs an der Europäischen Strombörse (EPEX)¹⁰ gestützten Preisprognose möglich. Dies bedeutet, dass die berechneten Preissignale im Rahmen der vordefinierten Restriktionen einen Anreiz zur Lastverlagerung in diejenigen Tagesabschnitte setzen, in denen eine kostenminimale Strombeschaffung durch den Energieversorger möglich ist. Andererseits ist auch eine Optimierung unter dem Aspekt der möglichst effizienten Ausnutzung der dezentral erzeugten elektrischen Energie (wie etwa durch Wind oder Photovoltaik) möglich. In diesem Fall werden die Preissignale dahingehend berechnet, dass eine Lastverschiebung aus Tagesabschnitten, in denen nur eine geringe dezentrale Erzeugung erwartet wird, in solche mit einer hohen angeregt wird.

¹⁰ Die Spotmärkte für Strom wurden im Jahr 2009 von der Europäischen Energiebörse (EEX), Leipzig, zur Europäischen Strombörse (EPEX), Paris, überführt. Für die Variablenbezeichnung wird im Rahmen dieser Arbeit jedoch weiterhin die Bezeichnung „EEX“ verwendet.

5.1.2 Mathematisches Modell

An dieser Stelle soll die Charakteristik des zuvor beschriebenen Modells vermittelt werden. Wie bereits erwähnt, stellt dieses ein Mixed-Integer-Problem (MILP) im Rahmen eines in GAMS (General Algebraic Modeling System) erstellten Modells dar.

Zielfunktion

Der zu minimierende Zielfunktionswert orientiert sich an den zu erwartenden Strombeschaffungskosten, je nach Kundenklasse KKL ausgedrückt durch die EPEX-Kursprognose EEX_h bzw. die (Durchschnitts-) Vergütung der dezentralen Stromerzeugung EEV bei Berücksichtigung der durch einen Tarifwechsel hervorgerufenen Erlösänderung $\Delta p_{h,TW}$.¹¹

$$\min_{\Delta L_{h,TW}} ZF = \sum_h \left(SLP_h + \sum_{TW} \Delta L_{h,TW} \right) \left(KKL \cdot EEX_h + KKL \cdot \Delta p_{h,TW} - (1 - KKL) \cdot \frac{SEP_h}{SLP_h} \cdot EEV_h \right) \quad [7]$$

Hierbei repräsentieren der erste und zweite Summand im zweiten Klammersausdruck die preisorientierte Optimierung, während der dritte Summand die Optimierung unter dem Gesichtspunkt der Verfügbarkeit der dezentral erzeugten Energie berücksichtigt. Die Gewichtung der Optimierungsziele erfolgt dabei mithilfe des Koeffizienten der Kundenklasse KKL .

Nebenbedingungen

- Lastverschiebepotenzial in Abhängigkeit von Standardlast und preissensitivitätsbedingter relativer Laständerung

$$\Delta L_{pot_{h,TW}} = SLP_h \cdot PE_{h,TW} \quad \forall h, TW \quad [8]$$

Das Lastverschiebepotenzial $\Delta L_{pot_{h,TW}}$ bestimmt sich aus der Standardlast in der jeweiligen Zeitscheibe SLP_h multipliziert mit der erwarteten relativen Laständerung beim entsprechenden Tarifwechsel im betrachteten Zeitintervall $PE_{h,TW}$. Die erwartete relative Laständerung wird aus der durch Messungen und Abschätzungen gewonnenen Preissensitivität errechnet.

- Beschränkung der Tarifwechsel TW auf einen zulässigen Wechsel je Zeitintervall

$$|\Delta L_{h,TW}| \leq m \cdot u_{h,TW} \quad \forall h, TW \quad [9]$$

¹¹ Anmerkung: Die Zielfunktion orientiert sich an den Strombeschaffungskosten, sie bildet diese jedoch im Falle einer Optimierung im Hinblick auf die Ausnutzung dezentral bereitgestellter Energie nicht ab, da hier – anders als im Falle der kostenoptimierten Signalgenerierung – die Verfügbarkeitsausnutzung und nicht die Kostenoptimierung als Prämisse im Vordergrund steht.

$$\sum_{TW} u_{h, TW} = 1 \quad \forall h \quad [10]$$

$$\Delta L_{h, TW} = \Delta L_{pot_{h, TW}} \cdot u_{h, TW} \quad \forall h, TW \quad [11]$$

Die obigen Nebenbedingungen gewährleisten mithilfe der Binärvariablen $u_{h, TW}$, dass nur ein Tarifwechsel je Zeitintervall möglich ist, indem sichergestellt wird, dass für jede Zeitscheibe nur eine Binärvariable den Wert 1 annehmen kann. Das Beibehalten einer Tarifstufe wird im Sinne dieser mathematischen Formulierung ebenfalls als Tarifwechsel (zur gleichen Tarifstufe hin) aufgefasst. Gleichzeitig bewirkt die Konstante m , die auf einen sehr großen Wert angesetzt ist, eine Eingrenzung des Lösungsraumes, der jedoch auf das eigentliche Ergebnis keinen Einfluss hat.

- Bedarfsdeckungsrestriktion

$$(1 - s_{Bu}) \sum_h SLP_h \leq \sum_h \left(SLP_h + \sum_{TW} \Delta L_{h, TW} \right) \leq (1 + s_{Bo}) \sum_h SLP_h \quad [12]$$

Die Bedarfsdeckungsrestriktion gewährleistet, dass die Summen der Lasten über den Tag sowohl mit als auch ohne Berücksichtigung der Lastverschiebung in den einzelnen Zeitscheiben nur im Rahmen je eines als tolerabel definierten prozentualen oberen und unteren Schwellenwertes s_{Bo} bzw. s_{Bu} voneinander abweichen. Wird beispielsweise eine beidseitige zehnpromtente Abweichung der Tagesgesamtlast infolge der Lastverschiebungen im Vergleich zur Tagesgesamtlast gemäß Standardlastprofil als akzeptabel erachtet ($s_{Bo} = s_{Bu} = 0,10$), so darf die Tagesgesamtlast infolge der Lastverschiebungen 90 % der Tagesgesamtlast gemäß Standardlastprofil nicht unter- und 110 % nicht überschreiten.

- Abbildung der Restriktionen der Auftrittshäufigkeiten der einzelnen Tarifstufen („Vertriebsregeln“)

Die hinterlegten Regularien ermöglichen es, den Lösungsraums des Modells zur Verteilung der Tarifstufen dahingehend einzugrenzen, dass die Häufigkeit der einzelnen Tarifstufen in vorher definierten Zeitzonen vorgegeben wird.

$$\sum_{ZZ_q} T_{ZZ_q, AT} = v_{ZZ_q, AT} \quad \forall q, AT \quad [13]$$

Eine Zeitzone ZZ_q stellt dabei eine Menge aufeinanderfolgender Zeitintervalle h dar. Die Länge der Zeitzone aber auch die Anzahl der möglichen Zeitzonen (ausgedrückt durch den Index der Zeitzonen q) sind nach oben lediglich durch die Anzahl der Zeitintervalle h begrenzt, es gilt also für Kardinalität der Menge

$$|ZZ_q| = 1 \dots h \quad [14]$$

Darüber hinaus können die einzelnen Zeitzonen unterschiedlich viele Zeitscheiben umfassen, so dass eine genaue Anpassung an tageszeitabhängige Unterschiede im Lastverhalten der Verbraucher möglich ist. Für jede Zeitzone und für jede Tarifstufe AT kann die Häufigkeit $v_{ZZq,AT}$ des Auftretens der jeweiligen Tarifstufe hinterlegt werden, um so eine Mindestzahl an Signalwechseln gewährleisten zu können. Ferner ermöglicht es diese Struktur, durch Setzung enger Zeitzonen- und Tarifhäufigkeitsrestriktionen in bestimmten Zeitabschnitten Preis-signalverläufe zur gezielten Reaktionsbeobachtung vorab festzulegen.

Berechnung der Ausgabegrößen

- Bestimmung der ausgewählten Tarifstufe in jeder Stunde

$$T_{h,AT} = \sum_{TW} u_{h,TW} \cdot TWM_{AT,TW} \quad \forall h, AT \quad [15]$$

Bei $T_{h,AT}$ handelt es sich um Binärvariablen, die für jedes Zeitintervall und für jede durch den Ausgangstarif bestimmte Tarifstufe existieren. Die Auswahl lediglich einer Tarifstufe je Zeitintervall aus dem Portfolio aller möglichen Signalwechsel $TWM_{AT,TW}$ wird durch Gleichung [10] gewährleistet.

- Berechnung der Lastprognose unter Berücksichtigung der durch Tarifwechsel hervorgerufenen Lastverschiebung

$$LP_h = SLP_h + \sum_{TW} \Delta L_{h,TW} \quad \forall h \quad [16]$$

Die Lastprognose LP_h für die jeweilige Zeitscheibe h setzt sich zusammen aus der entsprechenden Standardlast SLP_h sowie der durch einen durchgeführten Tarifwechsel TW hervorgerufenen Laständerung $\Delta L_{h,TW}$.

Setzt man [18] in [14] ein, so vereinfacht sich damit die zuvor beschriebene Bedarfsdeckungsrestriktion zu

$$(1 - s_{Bu}) \sum_h SLP_h \leq \sum_h LP_h \leq (1 + s_{Bo}) \sum_h SLP_h \quad [17]$$

5.2 Generierung der Regelsignale

Zur zusätzlichen, kurzfristigen Feinsteuerung sowohl des Verbrauchs als auch der dezentralen Erzeugung werden mithilfe des folgenden Modells Regelsignale bestimmt, die eine direkte Beeinflussung des Last- bzw. Erzeugungsgangs mit entsprechender Steuerungstechnik

(sog. „Steuerbox“) ausgerüsteter regelbarer Lasten und Erzeuger gestatten. Das im folgenden zu beschreibende Modell liefert für eine vorbestimmbare Anzahl an Folgeintervallen Regelsignale, mit denen eine solche automatisierte Beeinflussung sog. intelligenter Haushaltsgeräte, aber auch anderer elektrischer Verbraucher im Haushaltsbereich sowie dezentraler Erzeugungsanlagen in ihrem Last- bzw. Erzeugungsverhalten angestrebt wird. In einem späteren Versuchsstadium ließe sich darüber hinaus eine Anpassung der Preissignale im Intra-Day-Horizont vornehmen.

5.2.1 Berechnung relativer Regelsignale

Das in Abbildung 5.3 skizzierte Modell ermöglicht eine Reaktion auf gemessene Abweichungen des Lastganges bzw. der Erzeuger von der am Tag zuvor erstellten Prognose mit Hilfe eines sog. relativen Regelsignals. Unter einem solchen relativen Regelsignal wird ein Signal verstanden, bei dem jeder Signalstufe eine bestimmte relative Last- bzw. Erzeugungsänderung hinterlegt ist. Eine beispielhafte Signaldefinition kann Tabelle 10 entnommen werden, wobei anzumerken ist, dass verbraucher- und erzeugerseitig nicht zwangsläufig die gleiche Signalstufe ausgesendet werden muss. Jeder Stufe des im Beispielfall elfstufigen Signals ist dabei eine anzustrebende relative Last- bzw. Erzeugungsänderung zugeordnet. Die Anzahl der Signalstufen aber auch der jeder Signalstufe hinterlegte Wert der anzustrebenden relativen Laständerung ist dabei modellseitig jederzeit durch Modifikation der Eingangsparameter anpassbar, so dass die Aufstellung in Tabelle 10 in dieser Hinsicht lediglich eine beispielhafte Veranschaulichung darstellt.



Abbildung 5.3: Schematischer Aufbau des Modells zur Generierung der relativen Regelsignale

(rot: Modellkomponenten; blau: Ausgabegröße der Modellkomponente; gelb: exogene Eingangsparameter; blau/gelb: Ausgabegröße der vorlaufenden Modellkomponente als Eingangsparameter)

Im betrachteten Beispiel sind die Signalstufen 0 und 10 einem netzseitigen Durchgriff – also dem in Abschnitt 3.3.2 erwähnten (Netz-) Notsignal – vorbehalten. Modellseitig bedeutet dies, dass zunächst ein Regelsignal generiert wird, das kein Vorliegen einer unmittelbaren netzseitigen Bedrohung unterstellt. Somit wird bezogen auf den Beispielfall eine Signalstufe von 1 bis 9 ausgegeben. Wird nun eine kurzfristig zu behebende Bedrohung über das Notsignal dem Steuerungssystem gemeldet, wird das Regelsignal im betreffenden Zeitabschnitt je nach erforderlicher Reaktionsrichtung auf die Stufe 0 oder 10 gesetzt, das zuvor berechnete Signal wird demzufolge bedeutungslos. Auch diese Option des netzseitigen Durchgriffs auf das Regelsignal ist modellseitig flexibel anpassbar und kann ggf. auch gänzlich unberücksichtigt bleiben.

Tabelle 10: Beispielhafte Bedeutung der Regelsignalstufen zur relativen Laständerung

Signalstufe	Bedeutung für elektr. Verbraucher	Bedeutung für dezentrale Erzeuger
0 *	Last um 100% erhöhen	Erzeugung um 100% verringern
1	Last um 100% erhöhen	Erzeugung um 100% verringern
2	Last um 75% erhöhen	Erzeugung um 75% verringern
3	Last um 50% erhöhen	Erzeugung um 50% verringern
4	Last um 25% erhöhen	Erzeugung um 25% verringern
5	keine Reaktion erforderlich	keine Reaktion erforderlich
6	Last um 25% verringern	Erzeugung um 25% erhöhen
7	Last um 50% verringern	Erzeugung um 50% erhöhen
8	Last um 75% verringern	Erzeugung um 75% erhöhen
9	Last um 100% verringern	Erzeugung um 100% erhöhen
10 *	Last um 100% verringern	Erzeugung um 100% erhöhen
*: Signalstufe bleibt dem Netzdurchgriff zur Abwendung eines unmittelbar bevorstehenden oder zur Behebung eines bereits bestehenden kritischen Netzzustandes vorbehalten		

Hauptvorteil dieses Signaltypes ist die vergleichsweise einfache Implementierung in das Steuerungssystem, da dieser Signaltyp keine Rückmeldung der das Regelsignal empfangenden Gerätschaften benötigt. Von Nachteil ist dagegen, dass eine Prognose der tatsächlichen Verhaltensbeeinflussung relativ großen Unsicherheiten unterliegt, da hierfür Abschätzungen vorliegen müssen, welcher Anteil der Signalempfänger auf Grund ihres Betriebszustandes tatsächlich auf das Signal reagieren kann. Daneben fördert das relative Regelsignal auch eine pauschale Regelung von Anlagen in einen technisch wie ökonomisch wenig sinnvollen Teillastbetrieb, da ein gezieltes Ansprechen einzelner Anlagen wegen fehlender Interaktionen nicht möglich ist.

Bei der Bestimmung der Regelsignalstufen ist neben der möglichen Berücksichtigung von Lastnachholungs- oder Lastvorzugseffekten auch eine Trendbetrachtung, die optional den Verlauf der Prognoseabweichungen in den folgenden Zeitintervallen berücksichtigt, implementiert. Die Berechnung der Regelsignale kann mit diesem Modell sowohl für die Verbraucher- als auch für die Erzeugerseite durchgeführt werden. Wegen der unterschiedlichen Auswirkungen auf den Lastgang bzw. das Erzeugungsverhalten erfolgt die Berechnung jedoch nicht simultan, sondern in getrennten Berechnungsläufen mit entsprechend unterschiedlichen Eingangsparametern.

Im Gegensatz zum zuvor dargestellten Modell zur Berechnung der Preissignale, das – sofern keine untertägige Anpassung des Tarifstufenverlaufs vorgesehen ist – nur einmal täglich die

Preissignale für den Folgetag bestimmt, erfolgt hier ein mehrfacher Durchlauf im Tagesverlauf, bei einer beispielhaften Betrachtung stündlicher Zeitscheiben wäre beispielsweise ein stündlicher Durchlauf anzustreben. Wie zuvor beim Modell zur Bestimmung der Preissignale ist auch bei diesem Modell die Anzahl und Länge der Zeitscheiben über entsprechende Eingangsparameter frei definierbar. Allerdings muss bedacht werden, dass die Erweiterung des Berechnungshorizonts zu längeren Rechenzeiten führen kann. Somit kann ein erhöhter Rechenzeitbedarf ab einer gewissen Anzahl an Zeitscheiben dem Grundgedanken einer kurzfristigen, rollierenden Berechnung zuwider laufen. Dies ist insbesondere dann der Fall, wenn die Erhöhung der Zeitscheibenanzahl nicht nur durch eine Erweiterung des Betrachtungshorizonts sondern auch noch durch eine höhere Auflösung (z.B. viertelstündliche statt stündliche Auflösung) begründet ist. Darüber hinaus wird die Güte langfristiger Vorhersagen des Last- und Erzeugungsverhaltens ab einem gewissen Punkt den Betrachtungshorizont naturgemäß faktisch eingrenzen.

Neben der durch die Stufe des Regelsignals vorgegebenen (erwünschten) relativen Änderung des Last- bzw. Erzeugungsverhaltens fließt in das Modell – ähnlich wie bei der Bestimmung der Preissignale – auch die Regelsensitivität ein. Grundlage ist dabei die Annahme, dass die steuerbaren Kapazitäten auf Grund ihres Betriebszustandes einerseits technisch bedingt nur zu einem Teil auf die Aussendung des Regelsignals reagieren können und andererseits die Reaktionsmöglichkeiten darüber hinaus auch tageszeitabhängig variieren. Dies wird durch Hinterlegung der entsprechenden Regelsensitivität, also tagtyp-, tageszeit- und signalstufenspezifischer Werte, die eine relative Reaktion auf die angeregte Verhaltensänderung widerspiegeln¹², abgebildet.

Zusätzlich zu den zuvor beschriebenen Eingangsparametern geht in die Berechnung des Regelsignals noch die zum Berechnungszeitpunkt gültige Definition der Tarifstruktur, die mittels des ersten Modellteils bestimmte Tarifverteilung (Preissignale) sowie – wie bereits zuvor angeschnitten – auch ein Netz(not)signal ein. Diese Berücksichtigung des Preissignalverlaufs ist insbesondere dann von Bedeutung, wenn sichergestellt werden soll, dass der regelsignalbedingte Mehr- oder Minderkonsum nicht in Konflikt mit den Preissignalen stehen soll. Diese mögliche Konfliktsituation, wenn z. B. ein regelsignalbedingter Mehrkonsum in eine hochpreisige Zeitscheibe fallen würde, wurde bereits in Abschnitt 2.3.2 aufgezeigt. Eine mögliche Lösung dieses Problems besteht einerseits in der Implementierung von Regeln, die in Abhängigkeit von der jeweils geltenden Preissignalstufe bestimmte, dazu in Konflikt stehende, Regelsignalstufen für die Berechnung sperren. Da solche Regeln naturgemäß den Lösungsraum des Modells und damit das hebbare Lastverschiebungspotenzial stark ein-

¹² Z. B.: Werktags außer samstags zwischen 10 und 11 Uhr reagieren 20 % der steuerbaren Kapazitäten auf ein Regelsignal der Stufe 4.

schränken, wäre die Neuberechnung der Tarifverteilung unter Berücksichtigung der Regelsignale eine alternative Möglichkeit.

Das Netzsignal bildet dabei den erwarteten zukünftigen Netzzustand je Zeitscheibe in dreistufiger Form ab. Die möglichen Ausprägungen bedeuten dabei

- kein kritischer Netzzustand in der betreffenden Zeitscheibe zu erwarten und somit auch kein Handlungsbedarf,
- Lasterhöhung in der betreffenden Zeitscheibe anstreben oder
- Lastverringern in der betreffenden Zeitscheibe anstreben.

Dies ermöglicht eine Reaktion auf zukünftige, möglicherweise kritische Netzzustände, die eine Reaktion der Erzeuger bzw. Verbraucher erforderlich machen können. Liegt ein entsprechendes Netzsignal vor, wird der Lösungsraum der Optimierung unter Wirtschaftlichkeitsaspekten in den betreffenden Zeitscheiben eingeschränkt, in dem dort die Signalstufen, die der netzsignalbedingten Verschiebungsrichtung zuwider laufen würden, gesperrt sind. Ziel ist hier, das Auftreten eines möglichen kritischen Netzzustandes bereits frühzeitig zu vermeiden.

Zu unterscheiden ist das Netzsignal vom Netznotsignal (sog. „Prioritätssignal“). Während das Netzsignal in die Zukunft gerichtet ist und das Auftreten eines *möglichen* oder *erwarteten* kritischen Netzzustandes bereits frühzeitig durch Beeinflussung der Optimierung verhindern soll, dient das Notsignal zur Reaktion auf einen *bereits akuten* oder aber *unmittelbar bevorstehenden* kritischen Netzzustand. Liegt ein entsprechendes Netznotsignal vor, erfolgt in Anbetracht der Dringlichkeit die Aussendung der Signalstufe 0 oder 10 ohne Rücksicht auf das Ergebnis des vorstehend beschriebenen Optimierungsmodells.

5.2.2 Mathematisches Modell aus Verbrauchersicht

Nachfolgend soll erneut ein kurzer Überblick über die Charakteristik des oben beschriebenen Modells vermittelt werden. Vor Beginn der eigentlichen Optimierung stellt das Modell die Differenzprognose auf der Grundlage der Last- und Erzeugungsprognose für die aktuelle Zeitscheibe (Soll-Werte), der gemessenen Last und Erzeugung (Ist-Werte) sowie der Trendgröße und der prognostizierten Lastnachholung auf. Ein Vorziehen der Last wird im Sinne dieses Modells als eine negative Lastnachholung bzw. als negativer Trend mit entsprechend negativen Koeffizienten gewertet.

Aufstellen der Differenzprognose

Ausgehend von den Abweichungen zwischen prognostizierter Last für die aktuelle Zeitscheibe LP_0 und der tatsächlich gemessenen Last LM_0 sowie der ebenfalls für das aktuelle Zeit-

segment prognostizierten dezentralen Erzeugung EP_0 und der tatsächlich gemessenen Erzeugung EM_0 wird eine Prognose aufgestellt, wie sich die Prognoseabweichungen in zukünftigen Zeitintervallen fortschreiben werden. Grundgedanke dieser Prognose ist, dass sich unter Umständen Differenzen in Last und (dezentraler) Erzeugung gegenseitig verrechnen, etwa wenn einer Last, die geringer ausfällt als prognostiziert, auch eine geringere Erzeugung gegenübersteht. In diesem Fall wäre es kontraproduktiv, die Lastdifferenz in vollem Maße auszugleichen, da dann zeitgleich auch die Erzeugungsdifferenz in vollem Maße auszugleichen wäre und sich somit der Gesamtbetrag des Ausgleichs unnötig erhöhte. Zu beachten ist dabei jedoch, dass netzseitig Fälle auftreten können, bei denen diese Verrechnung der Prognoseabweichungen einen akuten Handlungsbedarf verschleiern kann. Dies wäre beispielsweise dann der Fall, wenn sowohl Last als auch Erzeugung deutlich höher ausfielen als prognostiziert. Sofern diese Prognoseabweichungen betragsmäßig in ähnlicher Höhe lägen, könnte die Verrechnung der Prognoseabweichungen suggerieren, es bestünde keinerlei Handlungsbedarf, gleichwohl jedoch netzseitig ein dringender Handlungsbedarf angezeigt wäre. Die Berücksichtigung der zuvor beschriebenen netzseitigen Signale ermöglicht es jedoch, diese potenziellen Unzulänglichkeiten bei der Berechnung der modellrelevanten Prognoseabweichung abzufangen.

$$DP_g = (LP_0 - LM_0) TL_g + (LP_0 - LM_0) LNH_g - (EP_0 - EM_0) TE_g \quad \forall g \quad [18]$$

Die Differenzprognose berücksichtigt neben den aktuellen Soll-Ist-Abweichungen bei Last und Erzeugung mögliche Abweichungstrends – ausgedrückt durch die Trendkoeffizienten TL_g und TE_g für Last und Erzeugung – sowie eine Lastnachholung durch den Koeffizienten LNH_g . Die Koeffizienten können entweder für jede Zeitscheibe extern vorgegeben sein oder aber nach einer zu hinterlegenden Funktion aus den Soll-Ist-Abweichungen der aktuellen sowie der vergangenen Stunde errechnet werden.

Zielfunktion

Die Zielfunktion bewirkt eine Minimierung der Abweichungen von der tags zuvor erstellten Lastprognose auf der Basis der gemessenen Soll-Ist-Abweichungen.

$$\min ZF = \sum_g \left| DP_g + \sum_{SW} \Delta L_{g, SW} \right| \quad [19]$$

Die Zeitintervalle sind an dieser Stelle mit „g“ indiziert, um herauszustellen, dass sich die Zahl und die Länge der Zeitintervalle nicht zwangsläufig mit den in Abschnitt 4.1.2 bezeichneten Intervallen „h“ des dort beschriebenen Modellansatzes decken müssen.

Nebenbedingungen

- Lastverschiebepotenzial in Abhängigkeit von Standardlast und preiselastizitätsbedingter relativer Laständerung

$$\Delta L_{pot_{g, SW}} = SK \cdot LP_g \cdot LK_{SW} \cdot SE_{g, SW} \cdot u_{g, SW} \cdot BW_{g, SW} \quad \forall g, SW \quad [20]$$

Das betragsmäßige Verschiebepotenzial bestimmt sich aus dem Betrag der Lastprognose LP_g multipliziert mit der jeder Signalstufe hinterlegten, vorab definierten, relativen Laständerung beim entsprechenden Signalwechsel im betrachteten Zeitintervall, dargestellt durch den Lastkoeffizienten LK_{SW} . Dieser Lastkoeffizient drückt somit aus, welche relative Laständerung ein Regelsignal *anregen soll*. Bezogen auf das in Tabelle 10 im vorherigen Abschnitt dargelegte Beispiel würde bei Aussendung der Stufe 4 somit eine Lasterhöhung um 25 % angefordert werden. Die *tatsächlich zu erwartende* Laständerung wird mithilfe der Regelsensitivität $SE_{g, SW}$ errechnet. Sie ist ein Maß dafür, welcher Anteil der Lasten einerseits überhaupt durch das Signal regelbar ist und andererseits im betreffenden Zeitsegment dann auch auf Grund des technisch-betrieblichen Zustandes für eine Regelung tatsächlich in Frage kommt. Nimmt man beim obigen Beispiel (Signalstufe 4, also Anstreben einer Lasterhöhung um 25 %) im betreffenden Zeitsegment eine Regelsensitivität von 5 % an, so ließe sich durch das Aussenden der Signalstufe 4 eine tatsächliche Lasterhöhung von 1,25 % erreichen. Da – anders als beim zuvor geschilderten Modellansatz zur Generierung der Preissignale – dieser Modellansatz hinsichtlich seines zeitlichen Horizonts flexibel ist und sich somit nicht zwangsläufig über einen ganzen Tag erstreckt, ist die Aufstellung von Bilanzgleichungen zur Bedarfsdeckung problematisch. Aus diesem Grund wird die Bedarfsdeckungsrestriktion einerseits indirekt über die Regelsensitivitäten mit abgedeckt, zum anderen gewährleisten die in Gleichung [18] berücksichtigten Lastnachholungs- und Trendkoeffizienten die Bedarfsdeckung.

Die Simulationskonstante SK erlaubt eine Veränderung der Reaktionsempfindlichkeit des Modells, indem das Lastverlagerungspotenzial für simulative Zwecke erhöht werden kann. Ebenfalls einer Beeinflussung der Reaktionsempfindlichkeit dient der kostenbasierte Bewertungskoeffizient $BW_{g, SW}$, hierdurch kann beispielsweise die Realisierung einer hohen Laständerung, die unter Umständen mit höheren Kosten als die Beibehaltung der Prognoseabweichung verbunden ist, verhindert werden.

- Beschränkung der Signalwechsel auf einen zulässigen Wechsel je Zeitintervall

$$|\Delta L_{g, SW}| \leq n \cdot u_{g, SW} \quad \forall g, SW \quad [21]$$

$$\sum_{SW} u_{g, SW} = 1 \quad \forall g \quad [22]$$

$$\Delta L_{g, SW} = \Delta L_{pot_{g, SW}} \cdot u_{g, SW} \quad \forall g, SW \quad [23]$$

Die obigen Nebenbedingungen gewährleisten, dass nur ein Signalwechsel je Zeitintervall durchgeführt wird. Das Beibehalten einer Signalstufe wird im Sinne dieser mathematischen Formulierung ebenfalls als Signalwechsel (zur gleichen Signalstufe hin) aufgefasst.

Berechnung der Ausgabegrößen

- Bestimmung der ausgewählten Signalstufe in jeder Stunde

$$S_{g, AS} = \sum_{SW} u_{g, SW} \cdot SWM_{AS, SW} \quad \forall g, AS \quad [24]$$

Bei $S_{g, AS}$ handelt es sich um Binärvariablen, die für jedes Zeitintervall und für jede durch das Ausgangssignal bestimmte Signalstufe existieren. Die Auswahl lediglich einer Signalstufe je Zeitintervall aus dem Portfolio der möglichen Signalwechsel $SWM_{AS, SW}$ wird durch Gleichung [22] gewährleistet.

- Berechnung der korrigierten Lastprognose unter Berücksichtigung der durch Signalwechsel hervorgerufenen Lastverschiebung

$$LPN_g = LP_g + \sum_{TW} \Delta L_{g, SW} \quad \forall g \quad [25]$$

Die um die durchgeführte Lastverschiebung korrigierte Lastprognose LPN_g für die jeweilige Zeitscheibe g setzt sich zusammen aus der entsprechenden Lastprognose LP_g vor Aussendung des Regelsignals sowie der durch einen durchgeführten Signalwechsel SW hervorgerufenen Laständerung $\Delta L_{g, SW}$.

5.2.3 Mathematisches Modell aus Erzeugersicht

Wurde im vorherigen Abschnitt der Modellansatz aus Sicht der Verbraucher beschrieben, bei denen eine kurzfristige Feinkorrektur des Lastverhaltens durch regelsignalbedingte Lastverschiebungen hervorgerufen werden soll, so soll an dieser Stelle kurz auf die Modifikationen beim Einsatz aus Sicht der (regelbaren) dezentalen Erzeugung eingegangen werden. Bei diesen Erzeugungsanlagen soll durch die Regelsignale eine Verschiebung der Erzeugung angestoßen werden, um so gemessene Soll-Ist-Abweichungen ausgleichen zu können.

Aufstellen der Differenzprognose

Das Aufstellen der Differenzprognose geschieht in gleicher Weise wie bei der Betrachtung aus Verbrauchersicht, so dass Gleichung [18] unverändert übernommen werden kann.

Zielfunktion

Die Zielfunktion bewirkt im Falle der Anwendung auf die dezentralen Erzeugungsanlagen eine Minimierung der Abweichungen von der tags zuvor erstellten Erzeugungsprognose auf der Basis der gemessenen Soll-Ist-Abweichungen.

$$\min ZF = \sum_g \left| DP_g + \sum_{SW} \Delta E_{g, SW} \right| \quad [26]$$

Nebenbedingungen

- Erzeugungsverschiebepotenzial in Abhängigkeit von Standardlast und sensitivitätsbedingter relativer Laständerung

$$\Delta E_{pot_{g, SW}} = SK \cdot EP_g \cdot EK_{SW} \cdot SEE_{g, SW} \cdot u_{g, SW} \cdot BW_{g, SW} \quad \forall g, SW \quad [27]$$

Das betragsmäßige Verschiebepotenzial der (dezentralen) Erzeugung bestimmt sich analog zur verbrauchsseitigen Sichtweise aus dem Betrag der Erzeugungsprognose EP_g multipliziert mit der jeder Signalstufe hinterlegten, vorab definierten, relativen Erzeugungsänderung beim entsprechenden Signalwechsel im betrachteten Zeitintervall, dargestellt durch den Lastkoeffizienten EK_{SW} . In Analogie zum im vorherigen Abschnitt beschriebenen Lastkoeffizienten drückt der Erzeugungskoeffizient aus, welche relative Änderung der Erzeugung ein Regelsignal *anregen soll*. Für die Last- und Erzeugungskoeffizienten können selbstverständlich in ein und demselben Zeitsegment unterschiedliche Werte definiert werden. Die *tatsächlich zu erwartende* Laständerung wird mithilfe der Regelsensitivität $SEE_{g, SW}$ errechnet. Ebenfalls in Analogie zur verbrauchsseitigen Sicht ist sie ein Maß dafür, welcher Anteil der Erzeugung einerseits technisch überhaupt durch das Signal regelbar ist und andererseits im betreffenden Zeitsegment dann auch auf Grund des technisch-betrieblichen Zustandes der jeweiligen Erzeugungsanlage für eine Regelung tatsächlich in Frage kommt. Die Anwendung der Simulationskonstante SK sowie des kostenbasierten Bewertungskoeffizienten $BW_{g, SW}$ gestaltet sich so wie im vorherigen Abschnitt bereits beschrieben.

- Beschränkung der Signalwechsel auf einen zulässigen Wechsel je Zeitintervall

$$\left| \Delta E_{g, SW} \right| \leq n \cdot u_{g, SW} \quad \forall g, SW \quad [28]$$

$$\Delta E_{g, SW} = \Delta E_{pot_{g, SW}} \cdot u_{g, SW} \quad \forall g, SW \quad [29]$$

Obige Nebenbedingungen stellen zusammen mit der unverändert beibehaltenen Gleichung [14] sicher, dass nur ein Signalwechsel je Zeitintervall durchgeführt wird. Das Beibehalten einer Signalstufe wird auch an dieser Stelle ebenfalls als Signalwechsel aufgefasst.

Berechnung der Ausgabegrößen

- Bestimmung der ausgewählten Signalstufe in jeder Stunde

Die Bestimmung der auszusendenden Signalstufe geschieht wie im vorherigen Abschnitt beschrieben mithilfe der Gleichung [24].

- Berechnung der korrigierten Erzeugungsprognose unter Berücksichtigung der durch Signalwechsel hervorgerufenen Erzeugungsverschiebung

$$EPN_g = EP_g + \sum_{TW} \Delta E_{g,SW} \quad \forall g \quad [30]$$

Die um die durchgeführte Erzeugungsverschiebung korrigierte Erzeugungsprognose EPN_g für die jeweilige Zeitscheibe g setzt sich zusammen aus der entsprechenden Erzeugungsprognose EP_g vor Aussendung des Regelsignals sowie der durch einen durchgeführten Signalwechsel SW hervorgerufenen Änderung der Erzeugung $\Delta E_{g,SW}$.

5.2.4 Modifikationen zur Berechnung der interaktiven Regelsignale

Wie schon zuvor erwähnt, ermöglicht die Aussendung eines relativen Regelsignals einen Verzicht auf eine Interaktion mit den regelbaren Gerätschaften, erfordert jedoch eine möglichst genaue Abschätzung der Reaktionssensitivitäten einerseits und eine zumindest ungefähre Bezifferung des Verschiebungsbedarfs der Last respektive der Erzeugung schon vor Aussendung der Regelsignale.

Die Generierung interaktiver Regelsignale ermöglicht unter Inkaufnahme einer erhöhten Komplexität der datentechnischen Vernetzung einen Verzicht auf die erfahrungswertbasierte Abschätzung der Reaktionssensitivitäten sowie der frühzeitigen Bezifferung des Verschiebungsbedarfs, da durch das Regelsignal zunächst nur eine Anfrage der Verschiebungsmöglichkeiten der regelbaren Gerätschaften angestoßen wird. Die Ausprägungen dieses Regelsignals sind dabei

- Last bzw. Erzeugung beibehalten,
- mögliche Last- bzw. Erzeugungserhöhung zurückmelden sowie
- mögliche Last- bzw. Erzeugungsverringerung zurückmelden.

Aus Abbildung 5.4 wird deutlich, dass der grundlegende Modellaufbau gegenüber dem in Abschnitt 5.2.1 geschilderten nur geringfügig verändert, die Berechnung der Regelsignale jedoch vereinfacht wurde. Grundlage für die Signalbestimmung ist nunmehr die berechnete Abweichungsprognose für den Betrachtungshorizont. Überschreitet diese Abweichung einen frei definierbaren Schwellenwert, wird die Abfrage des Last- bzw. Erzeugungspotenzials in die entsprechende Richtung angestoßen. Dieser Schwellenwert repräsentiert die als noch tolerabel erachtete Abweichung von der prognostizierten Last. Auch diese Modellmodifikation kann die Signalbestimmung in getrennten Berechnungsläufen sowohl für die Verbraucher- als auch die Erzeugerseite durchführen. Es findet die bereits im vorigen Abschnitt vorgestellte Berechnung der Differenzprognose DP_g (Gleichung [18]) Anwendung.

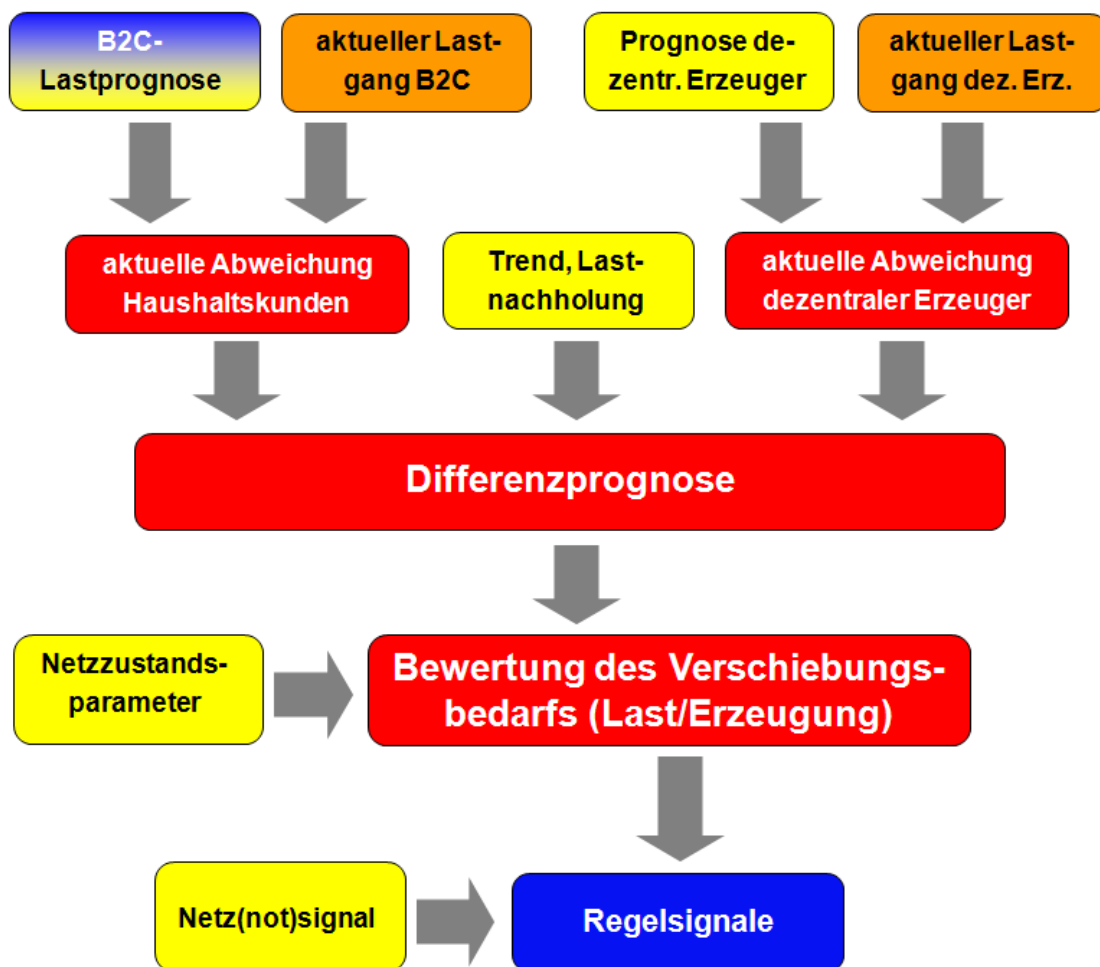


Abbildung 5.4: Schematischer Aufbau des Modells zur Generierung der interaktiven Regelsignale (rot: Modellkomponenten; blau: Ausgabegröße der Modellkomponente; gelb: exogene Eingangsparameter; blau/gelb: Ausgabegröße der vorlaufenden Modellkomponente als Eingangsparameter)

Ausgabegleichung

$$\begin{aligned}
 S_g &= 0 \quad \text{falls} \quad -s \leq DP_g \leq s \\
 S_g &= 1 \quad \text{falls} \quad DP_g < -s \\
 S_g &= 2 \quad \text{falls} \quad DP_g > s
 \end{aligned}
 \quad \forall g \quad [31]$$

Ist die Differenzprognose DP in einem Zeitsegment g betragsmäßig nicht größer als ein vorher festgelegter Schwellenwert s, so erfolgt die Signalausgabe $S_g = 0$; es wird somit keine Last- bzw. Erzeugungsverschiebung angefragt. Anderenfalls wird mit $S_g = 1$ eine Nachfrage-reduzierung bzw. Erzeugungserhöhung angefragt. Für $S_g = 2$ gelten vorstehende Ausführungen entsprechend vice versa. Sofern keine gegenläufige Kopplung der Beeinflussung von Nachfrage und Erzeugung gewünscht ist, kann dieses Modell auch mit unterschiedlichen Parametern (z.B. unterschiedlichen Schwellenwerten) für Nachfrage- und Erzeugungsseite in getrennten Durchläufen eingesetzt werden.

5.3 Auswahl der Steuerboxen

Wie zuvor dargelegt, wird durch das interaktive Regelsignal eine Anfrage zur Last- bzw. Erzeugungsverschiebung an die Steuerboxen der regelbaren Gerätschaften zunächst ohne konkrete Bezifferung des Verschiebungsbedarfes ausgesendet. Nach Erhalt der entsprechenden Signalstufe prüfen die Steuerboxen ihre Reaktionsmöglichkeiten im Sinne des Regelsignals und melden dann entsprechende mögliche Alternativen des Last- bzw. Erzeugungsverlaufes (sog. Reaktionsalternativen) zurück. Die konkrete Auswahl dieser Alternativen geschieht dann mithilfe des im Folgenden vorzustellenden Modells.

5.3.1 Modellbeschreibung

Der Reaktionshorizont der Steuerboxen, also die Anzahl der Zeitscheiben, für die Steuerboxen ihre Reaktionsmöglichkeiten prüfen, ist ebenso wie die Zahl der maximal möglichen Reaktionsalternativen frei definierbar. Für das in Abbildung 5.5 schematisch dargestellte Modell ist es darüber hinaus unerheblich, ob eine Reaktion oder Gegenreaktion im betrachteten Zeithorizont jeweils in einem Zeitsegment alleine oder auf mehrere Segmente verteilt erfolgt. Zusätzlich zu der festgelegten Anzahl an Reaktionsalternativen wird dem Modell für jede Steuerbox auch eine Nullalternative übermittelt. Als Nullalternative wird dabei ein unveränderter Last- bzw. Erzeugungsverlauf ohne Reaktion auf die ausgesendeten Regelsignale verstanden.

Tabelle 11 zeigt beispielhaft mögliche Rückmeldungen der Steuerboxen, wie sie als Eingangsparameter in die Berechnung eingehen. Hierfür wurde bei stündlicher Auflösung ein

vierstündiger Betrachtungshorizont unterstellt. Die bereits erwähnte Nullalternative enthält dabei definitionsgemäß keine Reaktionsmöglichkeiten, vielmehr werden die zuvor prognostizierten Verläufe unverändert beibehalten. Kann eine Steuerbox keine vier Verlaufsalternativen identifizieren, so wird die Nullalternative entsprechend oft dupliziert, wie dies im unten stehenden Beispiel bei der Steuerbox „4711“ bei Alternative Nr. 4 der Fall ist. Demzufolge würde eine Steuerbox, die auf Grund der technisch-betrieblichen Gegebenheiten der zugeordneten Gerätschaft überhaupt keine Alternative des Last- bzw. Erzeugungsganges ausmachen kann, ausschließlich die Nullalternative zurückmelden. Sofern einzelne Steuerboxen, beispielsweise auf Grund von Störungen, keine Rückmeldungen liefern, wird ebenfalls keinerlei Reaktionsmöglichkeit unterstellt und somit im Zuge einer Ersatzwertbildung ausschließlich die Nullalternative als Eingangsgröße an das Modell übergeben.

Tabelle 11: Beispielhafte, schematische Darstellung der durch die Steuerboxen zurückgemeldeten Last- bzw. Erzeugungsalternativen

Steuerbox-ID	Reaktionsalternative	Aktuell (Std. 0)	Stunde +1	Stunde +2	Stunde +3	Stunde +4
0815	0 (N)	Istwert	P	P	P	P
	1	Istwert	R	G	P	P
	2	Istwert	P	R	P	G
	3	Istwert	P	P	R	G
	4	Istwert	P	P	P	R
4711	0 (N)	Istwert	P	P	P	P
	1	Istwert	R	G	P	P
	2	Istwert	R	G	G	P
	3	Istwert	R	P	P	G
	4	Istwert	P	P	P	P
...
Erläuterungen: (N): Nullalternative P: Prognosewert R: Reaktion im Sinne des Regelsignals G: erforderliche Gegenreaktion zur Reaktion						

Neben diesen Rückmeldungen der Steuerboxen erhält das Modell auch die entsprechenden Abweichungen des tatsächlichen Last- bzw. Erzeugungsverlaufes im Vergleich zu den prognostizierten Verläufen. Ausgehend von den gemeldeten Verlagerungspotenzialen wählt das Modell ein Portfolio aus den Last- bzw. Erzeugungsalternativen aus, mit dem die Prognoseabweichungen bestmöglich ausgeglichen werden kann.

Zusätzlich zu den Reaktionsalternativen werden dem Modell für jede Steuerbox die Kosten, die durch eine Lastverschiebung verursacht werden, bestehend aus einem Fixkostenanteil für die grundsätzliche Inanspruchnahme der Last- bzw. Erzeugungsverlagerung und einem vom Umfang der Lastverlagerung abhängigen variablen Kostenanteil, übergeben. Dies resul-

tiert einerseits aus der Überlegung, dass den Betreibern der regelbaren Verbraucher oder Erzeuger ein grundsätzlicher finanzieller Anreiz für die Bereitschaft zur Last- bzw. Erzeugungsverschiebung gegeben werden muss, andererseits wird so die Möglichkeit geschaffen, jede Last- bzw. Erzeugungsverschiebung in ihrem konkreten Ausmaß zu bepreisen. Die Höhe der Kostenparameter kann dabei für jede Steuerbox individuell definiert werden.

Ausgehend von diesen Eingangsgrößen erstellt das Modell ein Angebot für eine betragsmäßig benannte Lastverschiebung. Bei entsprechender Anpassung der Input-Parameter hinsichtlich der Prognoseabweichung wären auch Angebote vorher angefragter Teilmengen möglich. Dieses Angebot kann dann an den Energieversorger oder aber den Netzbetreiber übermittelt werden, was dieser annehmen oder ablehnen kann. Im Falle einer Ablehnung erhalten die Steuerboxen einheitlich eine Quittierung der Nullalternative, es erfolgt also grundsätzlich keine Verlagerung. Bei Angebotsannahme erhalten die Steuerboxen dementsprechend eine Quittierung derjenigen Alternative, die zum Ausgleich der Prognoseabweichungen vom Modell ausgewählt wurde.

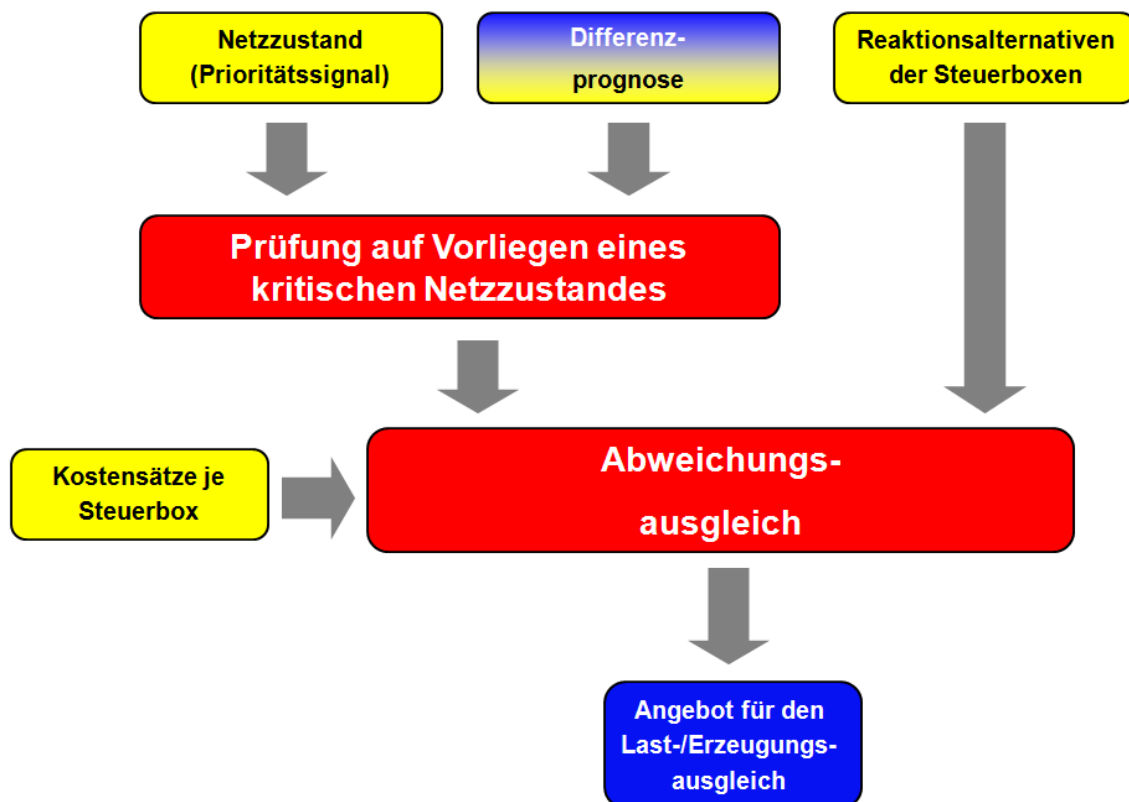


Abbildung 5.5: Schematischer Aufbau des Modells zur Auswahl der Reaktionsalternativen der Steuerboxen

(rot: Modellkomponenten; blau: Ausgabegröße der Modellkomponente; gelb: exogene Eingangsparameter; blau/gelb: Ausgabegröße der vorlaufenden Modellkomponente als Eingangsparameter)

Neben der Möglichkeit, einen Last- bzw. Erzeugungsausgleich auf der Grundlage von Prognoseabweichungen vorzunehmen, kann dies auch auf Grund von Netzzuständen erfolgen. Das Modell erhält dazu zusätzlich zu den Prognoseabweichungen auch notwendige Erhöhungen oder Verringerungen der Last bzw. der Erzeugung hervorgerufen durch zu erwartende kritische Netzzustände in Form des sog. Prioritätssignals. Sind keinerlei derartigen Netzprobleme zu erwarten, sind die entsprechenden Parameter alle auf Null gesetzt, so dass die Berechnung wie zuvor beschrieben durchgeführt wird. Sobald jedoch in mindestens einem Zeitintervall eine notwendige Verschiebung quantifiziert wird, erfolgt eine Berechnung ausschließlich mit dem Ziel, die durch das Prioritätssignal angemahnte(n) Verschiebung(en) zu gewährleisten. In diesem Fall werden die übermittelten Prognoseabweichungen bedeutungslos, an ihre Stelle treten die netzseitigen Verschiebungsbeträge. Die Auswahl der von den Steuerboxen gemeldeten Reaktionsalternativen geschieht prinzipiell wie oben dargelegt, das Angebot der Last- bzw. Erzeugungverschiebung geht allerdings an den Netzbetreiber und nicht an den Energieversorger. Hinsichtlich des Verfahrens bei Angebotsannahme oder -zurückweisung gelten die zuvor beschriebenen Abläufe.

5.3.2 Mathematisches Modell aus Verbrauchersicht

An dieser Stelle wird auch für das zuvor beschriebene Modell ein kurzer Überblick über die Modellcharakteristik gegeben, zunächst beginnend mit der verbrauchsseitigen Sichtweise, bei der das nachfolgende Modell auf Basis der von den Steuerboxen rückgemeldeten Lastverschiebungspotenziale diejenigen Gerätschaften auswählt, die für die tatsächliche Lastverschiebung herangezogen werden.

Zielfunktion

Die Zielfunktion bewirkt eine Minimierung der Prognoseabweichungen auf Basis der gemessenen Soll-Ist-Abweichungen¹³.

$$\min ZF = \sum_{int} \left| PAW_{int} + \sum_{id} \sum_{fpl} Lpot_{id, fpl, int} \right| \quad [32]$$

Nebenbedingungen

- Beschränkung der Auswahl auf eine Reaktionsalternative je Steuerbox

$$Lpot_{id, fpl, int} = LPS_{id, fpl, int} \cdot u_{id, fpl} \quad \forall id, int, fpl \quad [33]$$

¹³ Verschiebungsbedarfe auf Grund des netzseitigen Prioritätssignals werden modelltechnisch wie Prognoseabweichungen behandelt.

$$\sum_{fpl} u_{id, fpl} = 1 \quad \forall id \quad [34]$$

Obige Nebenbedingungen gewährleisten, dass von jeder Steuerbox nur eine Reaktionsalternative ausgewählt werden kann. Es wird somit ein unzulässiges Kombinieren der Verlagerungspotenziale unterschiedlicher Reaktionsalternativen unterbunden. Dazu wird das von jeder Steuerbox rückgemeldete Verlagerungspotenzial je Reaktionsalternative und Zeitintervall $LPS_{id, fpl, int}$ mit der Binärvariablen $u_{id, fpl}$ multipliziert. Diese kann für jede Steuerbox nur für eine Reaktionsalternative den Wert 1 annehmen, so dass auf diese Weise nur die Lastverschiebepotenziale $Lpot_{id, fpl, int}$ der ausgewählten Fahrpläne einen von Null verschiedenen Wert annehmen können.

Ausgabegleichungen

- Gesamtbetrag der Lastverschiebung

$$LVB = \sum_{id} \sum_{fpl} \sum_{int} |Lpot_{id, fpl, int}| \quad [35]$$

Der Gesamtbetrag der Lastverschiebung LVB setzt sich zusammen aus den betragsmäßigen Verschiebepotenzialen der ausgewählten Fahrpläne aller angefragten Steuerboxen $Lpot_{id, fpl, int}$.

- Kosten der Lastverschiebung

$$LVK = \sum_{id} \sum_{fpl} \left(\sum_{int} |LPS_{id, fpl, int}| \cdot ks_{id} + kf_{id} \right) \cdot u_{id, fpl} \quad \text{falls } LVB \neq 0 \quad [36]$$

bzw. mit [27] in [30]:

$$LVK = \sum_{id} \sum_{fpl} \left(\sum_{int} |Lpot_{id, fpl, int}| \cdot ks_{id} + kf_{id} \cdot u_{id, fpl} \right) \quad \text{falls } LVB \neq 0 \quad [39]$$

Die Kosten der Lastverschiebung LVK setzen sich zusammen aus den betragsmäßigen Verschiebepotenzialen der ausgewählten Fahrpläne aller angefragten Steuerboxen $Lpot_{id, fpl, int}$ multipliziert mit dem Kostensatz je verschobener Lasteinheit ks_{id} sowie den Fixkosten für die grundsätzliche Heranziehung der betreffenden Steuerbox zur Verschiebung kf_{id} .

5.3.3 Mathematisches Modell aus Erzeugersicht

Nachdem im vorherigen Abschnitt der Modellansatz aus Sicht der Verbraucher beschrieben wurde, sollen an dieser Stelle auch die Modifikationen beim Einsatz aus Sicht der regelbaren dezentralen Erzeuger dargelegt werden. Bei diesen Erzeugungsanlagen werden durch die

interaktiven Regelsignale die Möglichkeiten einer zeitlichen Verschiebung der Erzeugung abgefragt, so dass dieses Modell bei diesem Anwendungsfall auf der Grundlage der zurückgemeldeten Verschiebungspotenziale das Portfolio der Erzeugungsanlagen zur tatsächlichen Durchführung der Verschiebung auswählt.

Zielfunktion

Die Zielfunktion bewirkt eine Minimierung der Prognoseabweichungen auf Basis der gemessenen Soll-Ist-Abweichungen.

$$\min ZF = \sum_{int} \left| PAW_{int} + \sum_{id} \sum_{fpl} Epot_{id,fpl,int} \right| \quad [38]$$

Nebenbedingungen

- Beschränkung der Auswahl auf eine Reaktionsalternative je Steuerbox

$$Epot_{id,fpl,int} = EPS_{id,fpl,int} \cdot u_{id,fpl} \quad \forall id, int, fpl \quad [39]$$

Obige Nebenbedingungen gewährleisten in Verbindung mit der unverändert zu übernehmenden Gleichung [34], dass von jeder Steuerbox nur eine Reaktionsalternative ausgewählt werden kann. Es wird somit ein unzulässiges Kombinieren der Verlagerungspotenziale unterschiedlicher Reaktionsalternativen unterbunden. Dazu wird das von jeder Steuerbox rückgemeldete Verlagerungspotenzial der Erzeugung je Reaktionsalternative und Zeitintervall $EPS_{id,fpl,int}$ mit der Binärvariablen $u_{id,fpl}$ multipliziert. Diese kann für jede Steuerbox nur für eine Reaktionsalternative den Wert 1 annehmen, so dass auf diese Weise nur die potenziellen Erzeugungsverschiebungen $Epot_{id,fpl,int}$ der ausgewählten Fahrpläne einen von Null verschiedenen Wert annehmen können.

Ausgabegleichungen

- Gesamtbetrag der Erzeugungsverschiebung

$$EVB = \sum_{id} \sum_{fpl} \sum_{int} |Epot_{id,fpl,int}| \quad [40]$$

Der Gesamtbetrag der Erzeugungsverschiebung EVB setzt sich zusammen aus den betragsmäßigen Verschiebepotenzialen der ausgewählten Fahrpläne aller angefragten Steuerboxen $Epot_{id,fpl,int}$.

- Kosten der Erzeugungsverschiebung

$$EVK = \sum_{id} \sum_{fpl} \left(\sum_{int} |EPS_{id,fpl,int}| \cdot ks_{id} + kf_{id} \right) \cdot u_{id,fpl} \text{ falls } EVB \neq 0 \quad [41]$$

bzw. mit [33] in [35]:

$$EVK = \sum_{id} \sum_{fpl} \left(\sum_{int} |Epot_{id,fpl,int}| \cdot ks_{id} + kf_{id} \cdot u_{id,fpl} \right) \text{ falls } EVB \neq 0 \quad [42]$$

Die Kosten der Erzeugungsverschiebung EVK setzen sich zusammen aus den betragsmäßigen Verschiebepotenzialen der ausgewählten Fahrpläne aller angefragten Steuerboxen $Epot_{id,fpl,int}$ multipliziert mit dem Kostensatz je verschobener Erzeugungseinheit ks_{id} sowie den Fixkosten für die grundsätzliche Heranziehung der betreffenden Steuerbox zur Verschiebung kf_{id} .

6 Preissignalbedingte Lastverschiebung am Beispiel eines Feldversuchs

Die zuvor geschilderten Lastverlagerungskonzepte wurden im Rahmen des Forschungsprojektes „MeRegio“¹⁴ in einem Feldversuch in Baden-Württemberg erprobt, an dem der Verfasser dieser Arbeit sowohl mit der Entwicklung der im vorherigen Kapitel beschriebenen Modellfamilie als auch bei der Auswertung beteiligt war. In diesem Kapitel werden daher die aus der Versuchsdurchführung gewonnenen Erkenntnisse hinsichtlich der anreizbasierten Lastverlagerung mit Hilfe dynamischer Strompreissignale erörtert. Dazu wird zunächst der Versuchsaufbau erläutert und anschließend auf preissignalunabhängige sowie preissignalbedingte Veränderungen im Lastverhalten der versuchsteilnehmenden Haushaltskunden eingegangen.

6.1 Versuchsdurchführung

Der dieser Arbeit zu Grunde liegende Feldversuch wurde im Zeitraum von November 2009 bis Juli 2012 in zwei Versuchsgebieten in Baden-Württemberg durchgeführt, dies waren zum einen die Gemeinde Freiamt im Landkreis Emmendingen nördlich von Freiburg und zum anderen der Landkreis Esslingen sowie der angrenzende Landkreis Göppingen östlich von Stuttgart. Vereinzelt wurden vom projektbeteiligten Energieversorger auch Testkunden außerhalb dieser Landkreise ausgewählt. Dies geschah insbesondere dann, wenn außerhalb der eigentlichen Versuchsgebiete Versuchsteilnehmer gewonnen werden konnten, die in ihrem Haushalt über zusätzliche versuchsrelevante technische Gerätschaften wie etwa dezentrale Erzeugungsanlagen oder Speicher verfügten, die in den eigentlichen Versuchsgebieten überhaupt nicht oder nur in sehr geringer Anzahl zur Verfügung standen.

Innerhalb des Feldversuches erfolgten die Anreize zur Last- und Erzeugungsverschiebung auf zwei Arten: Zum einen wurde mithilfe eines dynamischen Strompreissignals eine Last- bzw. Erzeugungsverlagerung auf indirektem Wege angeregt, zum anderen wurde ein Regelsignal verwendet, das seinerseits eine kurzfristige Verschiebung des Last- bzw. Erzeugungsverhaltens auf direktem Wege bewirkte [Hirsch 2010]. Die Signale beider Typen hatten jeweils für stündliche Zeitintervalle Gültigkeit.

¹⁴ MeRegio: Aufbruch zu Minimum Emission Regions; Forschungsprojekt im Rahmen der Projektinitiative „E-Energy“, gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft der Bundesrepublik Deutschland

6.1.1 Testkunden und -haushalte

Der Feldversuch startete mit 100 Testkunden in den beiden Modellgebieten. Insbesondere während der ersten Projektmonate wuchs die Anzahl der Testkunden kontinuierlich an, so dass nach fünfzehn Monaten ca. 1000 Testkunden zur Verfügung standen. Die Versuchsteilnahme war freiwillig, Voraussetzung für die Teilnahme war entweder das Vorhandensein eines sog. intelligenten Stromzählers oder aber die Möglichkeit, einen solchen ebenso wie die zusätzliche Informations- und Kommunikationstechnik zeitnah installieren zu können. Bei von Mietern bewohnten Immobilien war dazu kurzfristig die Zustimmung des Eigentümers einzuholen, was ein möglicher Grund dafür ist, dass bezogen auf die bewohnte Immobilie Mieter unter den Testkunden unterrepräsentiert waren. Darüber hinaus waren einer im Herbst 2010 unter 400 Testkunden durchgeführten Forsa-Umfrage zufolge männliche Versuchsteilnehmer mit 76 % deutlich über- und jüngere Versuchsteilnehmer deutlich unterrepräsentiert, so waren nur 14 % der Versuchsteilnehmer der Altersgruppe der 18-40jährigen zuzuordnen [Forsa 2010]¹⁵. Im Vergleichsjahr 2010 betrug der Anteil dieser Bevölkerungsgruppe an der Gesamtbevölkerung in Baden-Württemberg knapp 30 %, an der volljährigen Gesamtbevölkerung knapp 35 % [Stat-BW 2014]. Detailliertes Datenmaterial hinsichtlich soziodemografischer Merkmale bezogen auf die Gesamtzahl der Testkunden stand für diese Arbeit jedoch nur sehr eingeschränkt zur Verfügung.

Von den Testkunden des Feldversuches verfügten mit Beginn der dritten Projektphase im April 2012 rund ein Viertel über elektrische Verbraucher (z. B. Gefrierschrank, Geschirrspüler), dezentrale Erzeugungsanlagen (z. B. Mini-Blockheizkraftwerk) oder Stromspeicher (z. B. Batteriesysteme), die über eine mit dem Gerät verbundene Steuerbox automatisiert auf beide Signaltypen reagieren konnten. Die restlichen Testkunden reagierten manuell ausschließlich auf das Preissignal, das über ein im Haushalt befindliches Display oder aber über eine Web-Applikation kommuniziert wurde. Auf Grund der Tatsache, dass die überwiegende Zahl der Kunden manuell ausschließlich auf die Strompreissignale reagieren konnte, konzentrieren sich die im Folgenden dargestellten Auswertungen auf die anreizbasierte, preisignalbedingte Lastverschiebung.

Zur Analyse der Kundenreaktionen auf die Strompreissignale wurde neben der Testkunden-Gruppe noch eine Referenzkundengruppe bestimmt, die sowohl soziodemografisch als auch hinsichtlich der Ausstattung mit der erforderlichen Messtechnik mit den Testkunden vergleichbar zusammengesetzt war. Zusätzlich zu den soziodemografischen und technischen Merkmalen wurde darauf geachtet, dass der bisherige Stromkonsum, dargelegt durch den

¹⁵ Es ist anzumerken, dass für die soziodemografische Zuordnung das Haushaltsmitglied maßgeblich war, das den vertraglich festgelegten Ansprechpartner des Energieversorgers darstellte. Bei Mehrpersonenhaushalten können sich hinsichtlich der tatsächlichen Versuchsteilnahme Abweichungen bei den soziodemografischen Merkmalen ergeben.

Jahresnormverbrauch, mit demjenigen der Testkunden vor Beginn der Signalausendung weitgehend übereinstimmt. Diese Referenzkunden erhielten keine dynamischen Strompreis- und auch keine Regelsignale. Mit Anwachsen der Zahl der Testkunden wurde die Referenzkundengruppe zur Wahrung der Vergleichbarkeit ebenfalls um mit den neu hinzugekommenen Testkunden vergleichbaren Kunden vergrößert.

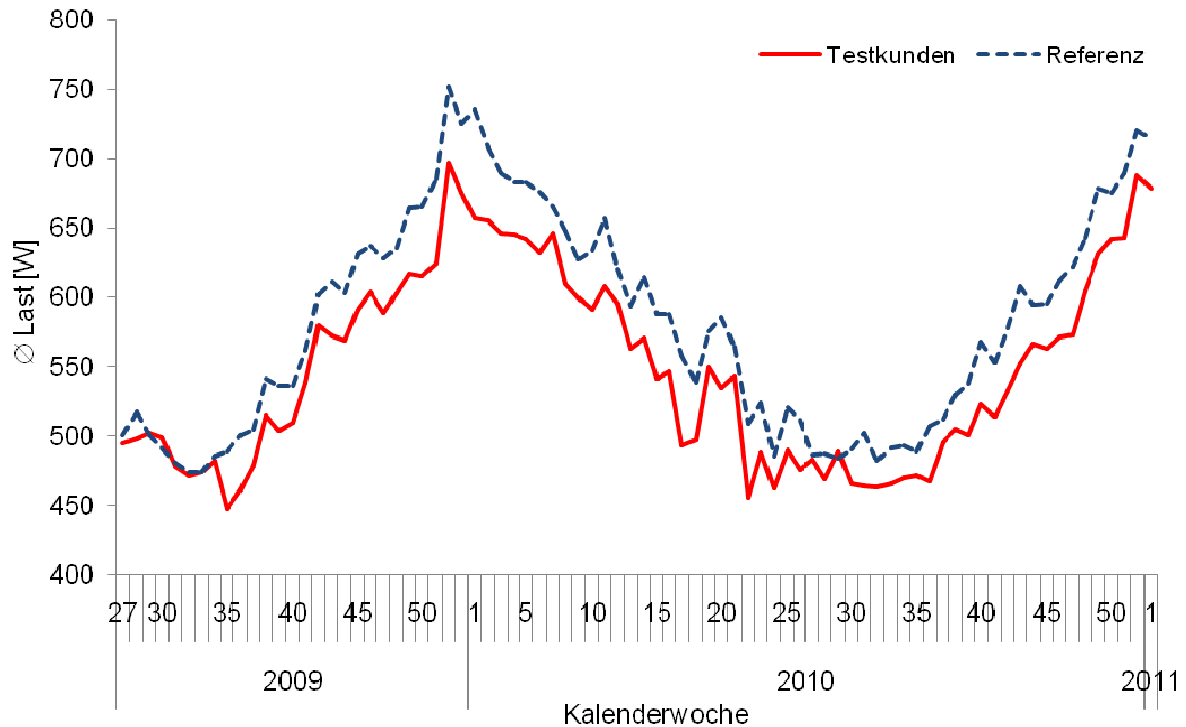


Abbildung 6.1: Durchschnittliche Lasten der Test- und Referenzkunden in wöchentlicher Auflösung von Juli 2009 bis Januar 2011

Abbildung 6.1 zeigt die Verläufe der durchschnittlichen Lasten der Test- und Referenzkunden in wöchentlicher Auflösung für den Zeitraum von Juli 2009 bis Januar 2011, dieser Zeitraum umfasste also die letzten vier Monate vor Beginn der Aussendung des dynamischen Strompreissignals an die Testkunden sowie die ersten 14 ½ Versuchsmonate. Es zeigt sich, dass die Absolutwerte der Testkunden sowohl vor als auch nach Aussendung des Preissignals fast immer unterhalb denen der Referenzkunden lagen. Das Verlaufsmuster der Kurven ähnelt sich bei der gewählten wöchentlichen Auflösung jedoch stark. Diese Auflösung wurde gewählt, da bei der wöchentlichen Betrachtung preissignalbedingte Lastverschiebungen innerhalb eines Tages gänzlich und Lastverschiebungen über die Tagesgrenze hinaus weitgehend aus der Darstellung eliminiert werden konnten.

Darauf aufbauend wurde überprüft, ob sich die Ähnlichkeiten im Lastverlauf statistisch belegen lassen. Als Kenngröße für einen vermuteten linearen Zusammenhang beider Lastgänge wurde der Bravais-Pearson-Korrelationskoeffizient bestimmt. Dieser Koeffizient

$r_{X,Y}$ berechnet sich für zwei Merkmale X und Y mit den n Merkmalsausprägungen sowie dem arithmetischen Mittelwert \bar{X} bzw. \bar{Y} zu:

$$r_{X,Y} = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2 \sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2}} \quad [43]$$

Die Berechnungen ergaben für den viermonatigen Zeitraum vor Aussendung des Preissignals einen Korrelationskoeffizienten von 95 %, was auf eine sehr gute lineare Abhängigkeit hinweist [Bamberg 2009]. Es kann somit davon ausgegangen werden, dass die Zusammensetzung der beiden Kundengruppen eine vergleichende Betrachtung hinsichtlich preissignalbedingter Änderungen im Lastverhalten bei den Testkunden zulässt.

6.1.2 Dynamische Strompreissignale im Feldversuch

Um zu aussagefähigen Messdaten hinsichtlich der durch die dynamischen Strompreissignale angeregten Lastverschiebung kommen zu können, wurde der Generierung der Strompreissignale besondere Aufmerksamkeit geschenkt. Es sollte ermittelt werden, in welchem Ausmaß die Testkunden ihren Stromkonsum den jeweiligen Strompreissignalen anpassen und welche Einflussfaktoren wie etwa Tages- und Jahreszeit, Bepreisung oder Art der Signalfolge auf das Ausmaß der Lastverschiebung zu beobachten sind. Hierzu war es erforderlich, die Signal- und Tarifstruktur so festzulegen, dass einerseits eine hohe Kundeakzeptanz vorhanden war und andererseits die Einflussfaktoren dem jeweiligen Signalverlauf möglichst eindeutig zugerechnet werden konnten.

6.1.2.1 Struktur des Preissignals

Zum Einsatz gelangte im Feldversuch von Beginn an ein dreistufiges Preissignal in stündlicher Auflösung, das auf dem Ansatz des Critical-Peak-Pricings beruhte. Der Preissignalverlauf wurde den Testkunden jeweils am Abend für den gesamten Folgetag sowohl über ein im Haushalt befindliches Display, der sog. „Stromampel“, als auch über verschiedene Online-Applikationen bekannt gegeben. Hierdurch war die Vorausplanbarkeit des Tarifstufenverlaufs durch die Testhaushalte, anders als bei einem überwiegend oder ganz auf dem Time-of-Use-Ansatz beruhenden Tarifmodell, zeitlich stark begrenzt.

Steuerungstechnisch – nicht zuletzt in Bezug auf die vom Verfasser entwickelte und zuvor beschriebene Modellfamilie zur Signalgenerierung – wäre zudem eine Abwandlung des Preissignals hinsichtlich

- einer stärkeren Abstufung des Preissignals (z. B. fünfstufig),
- einer kürzeren zeitlichen Auflösung (z. B. viertelstündlich),
- eines geringeren zeitlichen Planungshorizonts (z. B. Bekanntgabe des Preissignalverlaufs nur für die nächsten vier Stunden) oder aber
- einer nachträglichen Änderung eines bereits bekanntgegebenen Preissignalverlaufs

problemlos möglich gewesen. Akzeptanzuntersuchungen im Vorfeld [Forsa 2010] aber auch vom Verfasser selbst durchgeführte versuchsbegleitende Befragungen in den Testhaushalten haben jedoch ergeben, dass dies von den Testkunden mit großer Mehrheit abgelehnt wurde. Vielmehr wünschten sich die Kunden eine einfache, leicht verständliche Abstufung sowie einen ausreichenden zeitlichen Planungshorizont, um den Preissignalverlauf in ihrem Tagesablauf entsprechend berücksichtigen zu können. Für die kurzfristige Realisierung von Laständerungen ist das Preissignal demzufolge eher ungeeignet, denn dies würde eine Möglichkeit bedingen, ein einmal kommuniziertes Preissignal auch nachträglich ändern zu können.

Neben den bereits geschilderten Akzeptanzproblemen grundsätzlicher Natur, die dem Wunsch der Konsumenten nach einer möglichst großen Planungssicherheit hinsichtlich des Preissignalverlaufs zuwider laufen, sprechen auch, wie in Abschnitt 3.3.1 beschrieben, technische Restriktionen gegen einen kurzfristige Signalkorrektur.

6.1.2.2 Festlegung des Signalverlaufs

In den ersten sechs Versuchsmonaten wurden die Preissignale manuell generiert. Ziel war es, zunächst grundsätzliche Reaktionen der Testkunden auf die dynamischen Preissignale zu überprüfen. Aus diesem Grund erfolgte die Signalgenerierung unter den Prämissen, eine Mindestzahl an Signalwechseln in den einzelnen Tagesabschnitten zu gewährleisten und im Laufe der Versuchsphase auch jede Tarifstufe zu jeder Tageszeit in einer hinreichend großen Anzahl auszusenden. Hiervon ausgenommen waren auf Wunsch des Energieversorgers anfangs lediglich die Nachtstunden. Diesen Aspekten der häufigen Signalwechsel sowie der Tarifstufenvielfalt in den einzelnen Zeitsegmenten mussten in dieser ersten Versuchsphase Aspekte der Energielogistik, wie etwa der Verlauf des Großhandelspreises an der Europäischen Strombörse EPEX oder aber die Verfügbarkeit dezentraler Erzeugung, nachstehen.

Ab dem siebten Versuchsmonat wurde die Signalgenerierung modellgestützt durchgeführt. Mithilfe einer vom Verfasser hierfür entwickelten und in Kapitel 4 beschriebenen Familie von Optimiermodellen wurde in enger Abstimmung mit dem Energieversorger die Signalfolge anhand ökonomischer sowie ökologischer Aspekte bestimmt. Treibende Faktoren dabei waren, wie bereits dargelegt, die Strombeschaffungskosten durch den Energieversorger, repräsentiert durch den EPEX-Kursverlauf, und die Verfügbarkeit dezentraler Erzeugung,

beispielsweise durch Wind- oder Photovoltaik-Anlagen. Somit orientierten sich die Tarifstufenverteilung im Allgemeinen und die Anzahl der Signalwechsel über den Tag im Besonderen an den exogenen Eingangsgrößen. Auf Wunsch des Energieversorgers wurde einerseits jeder Versuchstag in vier Zeitzonen aufgeteilt, andererseits wurde für jede Tarifstufe festgelegt, wie oft diese in der jeweiligen Zeitzone aufzutreten hat. Dies geschah, um auch im Falle über einen längeren Zeitraum konstanter Eingangsgrößen eine Mindestanzahl an Tarifstufenwechseln gewährleisten und darüber hinaus das Erlösrisiko des Energieversorgers durch preissignalbedingte Lastverschiebungen in niedrigpreisige Zeitsegmente eingrenzen zu können.

Im Feldversuch wurden folgende vier Zeitzonen definiert und – von kurzzeitigen Ausnahmen abgesehen – über 29 Versuchsmonate von November 2009 bis März 2012 beibehalten:

- 6 – 9 Uhr (Zone A),
- 9 – 18 Uhr (Zone B),
- 18 – 22 Uhr (Zone C) sowie
- 22 – 6 Uhr (Zone D).

Abbildung 6.2 zeigt den Preissignalverlauf während der ersten 29 Versuchsmonate. Hier zeigt sich anschaulich der Übergang von der manuellen zur modellgestützten Signalgenerierung, gekennzeichnet durch eine Abnahme der täglichen Tarifstufenwechsel. Gleichzeitig kann dieser Abbildung auch die Zeitzonen-Definition entnommen werden.

Am Beispiel der Zeitzone A (6 – 9 Uhr) wird auch die Festlegung der Auftrittshäufigkeiten deutlich: Auf Grund der Vorgaben durch den Energieversorger sollte in dieser Zeitzone jede Tarifstufe genau einmal auftreten, was gerade in dieser Zeit die möglichen Tarifstufenkombinationen naturgemäß stark einschränkt.

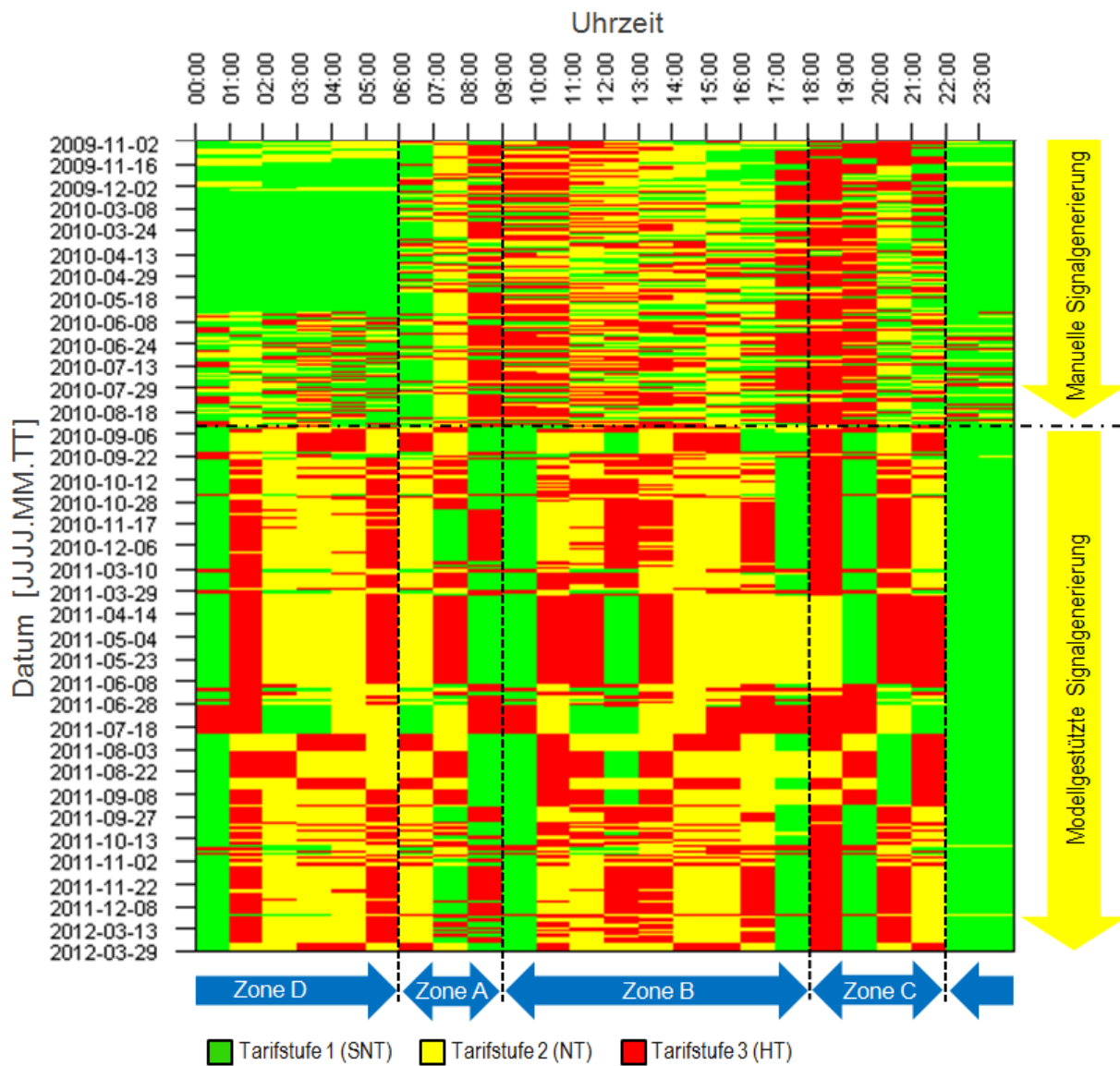


Abbildung 6.2: Preissignalverläufe im Feldversuch von November 2009 bis März 2012
 [EnBW VSG 2012, Abbildung modifiziert]

6.1.2.3 Bepreisung der Tarifstufen

Die Tarifstruktur und damit einhergehend die Tarifspreizung des Feldtests wurden erstmalig nach dem sechsten Versuchsmonat zum 1. Mai 2010 variiert. Nach Ablauf von 29 Versuchsmonaten wurde zum 1. April 2012 erneut die Tarifstruktur modifiziert. Über die konkrete Bepreisung der einzelnen Tarifstufen sowie deren Auftrittshäufigkeiten gibt Tabelle 12 Auskunft.

Tabelle 12: Bepreisung der Tarifstufen im Feldversuch

Tarifstufe	Bepreisung und Auftrittshäufigkeiten		
	1. Nov. 2009 – 30. Apr. 2010	1. Mai 2010 – 31. Mrz. 2012	1. Apr. 2012 – 30. Sept. 2012
1 (SNT)	15,81 ct/kWh 7 h/Tag (20,092 €/kWh%) ¹	15,00 ct/kWh 7 h/Tag (33,3%) ¹	18,00 ct/kWh ca. 65% ²
2 (NT)	19,31 ct/kWh 9 h/Tag (37,5%) ¹	20,00 ct/kWh 9 h/Tag (37,5%) ¹	28,00 ct/kWh ca. 34,5% ²
3 (HT)	22,31 ct/kWh 8 h/Tag (20,092 €/kWh%) ¹	25,00 ct/kWh 8 h/Tag (20,092 €/kWh%) ¹	90,00 ct/kWh ca. 0,5% ²
¹ Abweichungen an einzelnen Versuchstagen			
² Angabe des relativen Anteils bezogen auf den gesamten Monat			

Im Rahmen der ab April 2012 gültigen zweiten Modifikation der Tarifstruktur wurden nicht nur Änderungen in der Bepreisung, sondern auch starke Veränderungen in der Auftrittshäufigkeit der Tarifstufen vorgenommen, die insbesondere ein sehr seltenes Auftreten der nun sehr stark hochpreisigen Tarifstufe 3 zur Folge hatten [EnBW 2012]. Ferner wurden die Auftrittshäufigkeiten der einzelnen Tarifstufen nunmehr nicht für den einzelnen Versuchstag sondern für den gesamten Versuchsmonat definiert, so dass die Auftrittshäufigkeiten an den einzelnen Tagen stark vom Monatsmittel abweichen können. Dies wird besonders bei Betrachtung der Tarifstufe 3 deutlich: Diese Tarifstufe trat in einem Monat nur in drei bis vier Stunden auf, was ca. 0,5 % der Monatsstunden entspricht. Bezogen auf den einzelnen Tag würde aber bereits ein einstündiges Auftreten ca. 4,2 % der Tageszeit bedeuten.

Aus diesem Grund richtet sich der Fokus dieser Arbeit auf die aus den ersten 29 Versuchsmonaten gewonnenen Erkenntnisse, da ab der vierten Projektphase wegen der vorstehend geschilderten Eigenarten der Tarifstruktur nur sehr eingeschränkte Vergleichsmöglichkeiten mit den vorherigen Projektphasen gegeben sind. Für eine gesonderte Analyse der Verbraucherreaktionen in dieser Projektphase hat sich der Gültigkeitszeitraum von nur sechs Monaten bis zum Projektende indes als zu kurz erwiesen, da z. B. für die Tarifstufe 3 in dieser Zeit lediglich 22 einstündige Zeitscheiben für die Gewinnung von Messwerten zur Verfügung standen. Der Vollständigkeit halber wurde die zweite Tarifmodifikation dennoch in Tabelle 12 aufgenommen.

6.2 Grundsätzliche Reaktionen auf die dynamischen Strompreissignale

Um im Vorgriff auf detailliertere Analysen feststellen zu können, ob die Aussendung der Preissignale zu Reaktionen grundsätzlicher Natur seitens der Testkunden führte und ob die Reaktionsintensität über die Versuchsdauer nachließ, wurden bereits ab einem frühen Versuchsstadium die Lastverläufe der beiden Kundengruppen erneut miteinander verglichen. Es zeigte sich, dass die Lastverläufe der Test- und Referenzkunden nun stärker voneinander abweichen, insbesondere nahmen die relativen Verbrauchsabweichungen der Testkunden im Vergleich zu den Referenzkunden deutlich zu [Hillemacher 2011]. Abbildung 6.3 zeigt exemplarisch den Verlauf der relativen Lastabweichung der Testkunden für je eine Woche vor und nach Aussendung der Preissignale.

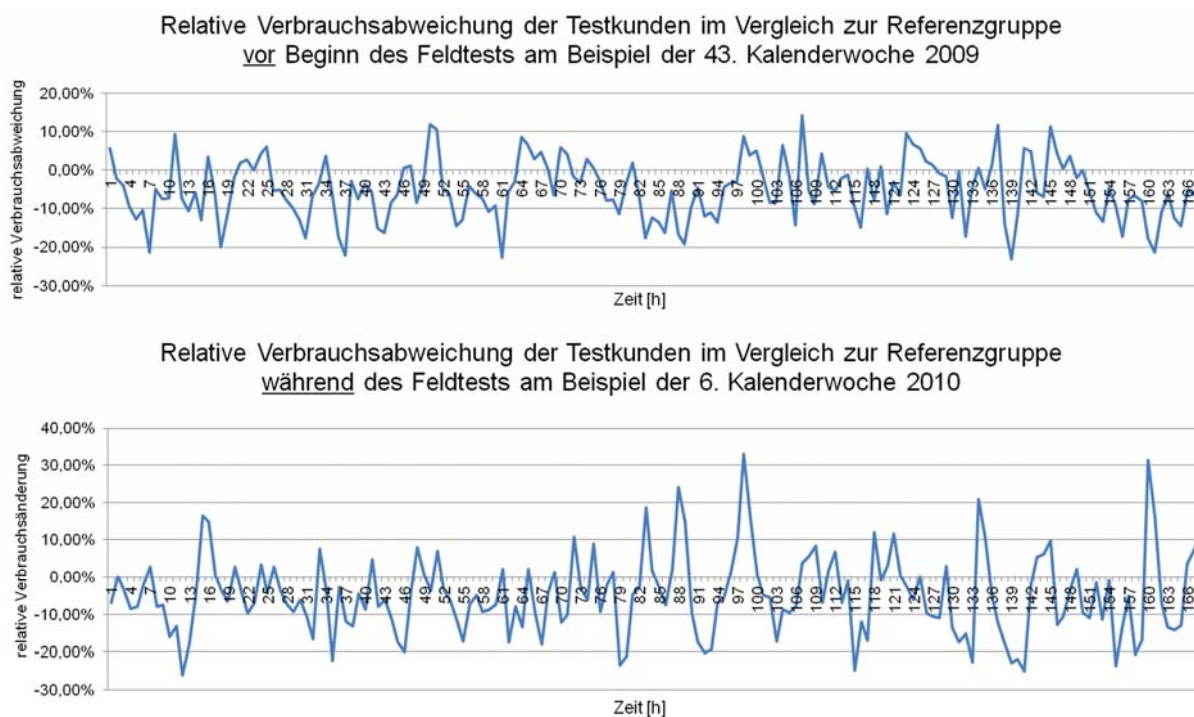


Abbildung 6.3: Verläufe der relativen Lastabweichung der Testkunden gegenüber der Referenzkundengruppe am Beispiel je einer Woche vor und nach Versuchsbeginn

Das häufigere Auftreten stärkerer relativer Abweichungen im Lastgang wird auch durch einen Blick auf die Häufigkeitsverteilungen der Testkunden im Vergleich zur Referenzgruppe vor und nach Beginn des Feldtests bestätigt. Grundlage hierbei sind die letzten vier Monate vor Beginn der Aussendung der Preissignale (Juli – Oktober 2009) und die ersten vier Monate nach Beginn (November 2009 – Februar 2010). Bei der Betrachtung von Abbildung 6.4 fällt auf, dass mit Beginn des Feldversuches die Häufigkeit geringerer prozentualer Abwei-

chungen abnimmt, die Häufigkeit größerer Abweichungen dagegen deutlich zugenommen hat. Diese Verteilungen wurden einem Kolmogorov-Smirnov-Test unterzogen, um zu prüfen, ob die Verbrauchsabweichungen vor und nach Beginn des Versuches der gleichen Verteilung folgen [Schlittgen 2003]. Dieser Test ergab, dass die Veränderungen in den Häufigkeitsverteilungen unter Berücksichtigung eines 5%igen Signifikanzniveaus als statistisch signifikant anzusehen sind.

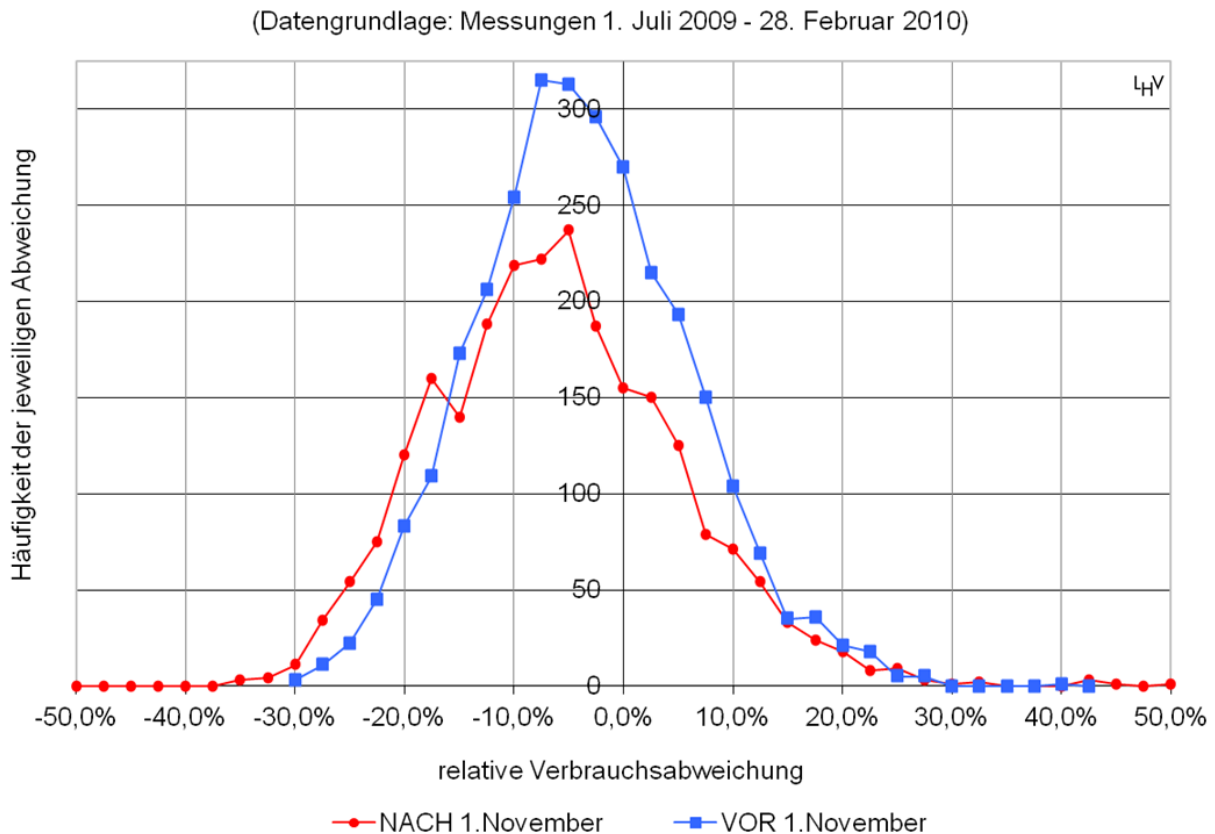


Abbildung 6.4: Häufigkeitsverteilungen der relativen Verbrauchsabweichungen der Testkunden gegenüber der Referenzkundengruppe vor und nach Beginn des Feldtests

Wie bereits in der Einleitung dieses Kapitels erwähnt, wurde untersucht, ob sich im Verlauf des Feldtests ein nachlassendes Interesse der Testkunden, also gewissermaßen ein Sättigungseffekt, einstellt. Zu diesem Zweck wurden in Abbildung 6.5 exemplarisch für die ersten 15 Versuchsmonate die Veränderungen im Lastverhalten der Testkunden, wenn sich der Strompreis von der in der Vorstunde hochpreisigen Tarifstufe 3 (HT) auf die günstigste Tarifstufe 1 (SNT) verbilligt (grüne Linie) bzw. wenn sich der Strom von der günstigsten Stufe auf die hochpreisige verteuert (rote Linie), dargestellt. Die Wahl fiel auf diese Tarifstufenkombinationen, da sich hier auf Grund der höchstmöglichen Spreizung erwartungsgemäß die deutlichsten Veränderungen herausstellen. Die tatsächlichen Verbrauchsveränderungen wurden wiederum durch Abgleich des Lastverhaltens der Testkunden mit dem der Referenz-

gruppe ermittelt. Anzumerken ist hierzu, dass sich die Zahl der Test- und damit zwangsläufig auch der Referenzkundengruppe kontinuierlich erhöhte.

Bei der Betrachtung der zuvor beschriebenen Kurven fällt auf, dass zu Beginn des Feldtests die Testkunden stärker auf die Tarifstufenwechsel reagieren. Zum Frühjahr 2010 hin stellt sich jedoch ein über einen längeren Zeitraum ein ziemlich stabiles Niveau ein. Die Einbrüche bei der Lastverschiebung im Sommer 2010 und besonders im Sommer 2011 können dabei einerseits auf urlaubsbedingte Abwesenheit einer größeren Zahl der Testkunden und andererseits auf jahreszeitbedingtes Freizeitverhalten außer Haus zurückzuführen sein. Zu berücksichtigen ist darüber hinaus auch, dass zu Beginn des Feldtests nur eine relativ geringe Anzahl von Testkunden, nämlich einhundert, zur Verfügung standen, während die Referenzgruppe mit etwa dreihundert Kunden zahlenmäßig deutlich größer ist.

Aus diesem Grund können sich bestimmte Verhaltensweisen bereits einzelner Testkunden stark auf das Gesamtergebnis auswirken. Gleichwohl würde sich vor diesem Hintergrund ein nachlassendes Interesse bereits weniger Testkunden im Kurvenverlauf umso deutlicher niederschlagen. Dies kann jedoch nicht beobachtet werden, so dass das Eintreten von Sättigungseffekten bei den in der Auswertung enthaltenen Versuchsteilnehmern zu verneinen ist. Eine vergleichende Auswertung der Messdaten der modifizierten Kunden- und Referenzgruppe sowie unter Berücksichtigung der angepassten Tarifstruktur vermittelt ein ähnliches Bild. Auch dort sind geringfügige Schwankungen bei der Lastverlagerung mit Einbrüchen in den Sommermonaten zu beobachten, allerdings bildet sich ebenfalls ein stabiles Niveau heraus, das kein abnehmendes Interesse erkennen lässt. Gleichwohl fehlen bei dieser Auswertung auf Grund der vorgenannten Modifikationen die zu Vergleichszwecken besonders interessanten ersten Monate des Feldversuches.

Ein weiteres Indiz für ein überwiegend konstantes Interesse der Testkunden am Versuchsablauf liefert eine Betrachtung der Häufigkeitsverteilung der Bonusgutschriften, die die Testkunden bei entsprechender Ausrichtung ihres Lastverhaltens am Preissignal erhalten konnten. Auf Grund der Bestpreisabrechnung der Testkunden wurden diese zunächst wie die Referenzkundengruppe abgerechnet, also so, als hätten sie keinen dynamischen Tarif erhalten. Ersparnisse, die sich durch die Lastverschiebung unter Berücksichtigung der dynamischen Preissignale ergaben, wurden dann in Form einer Bonusgutschrift vergütet.

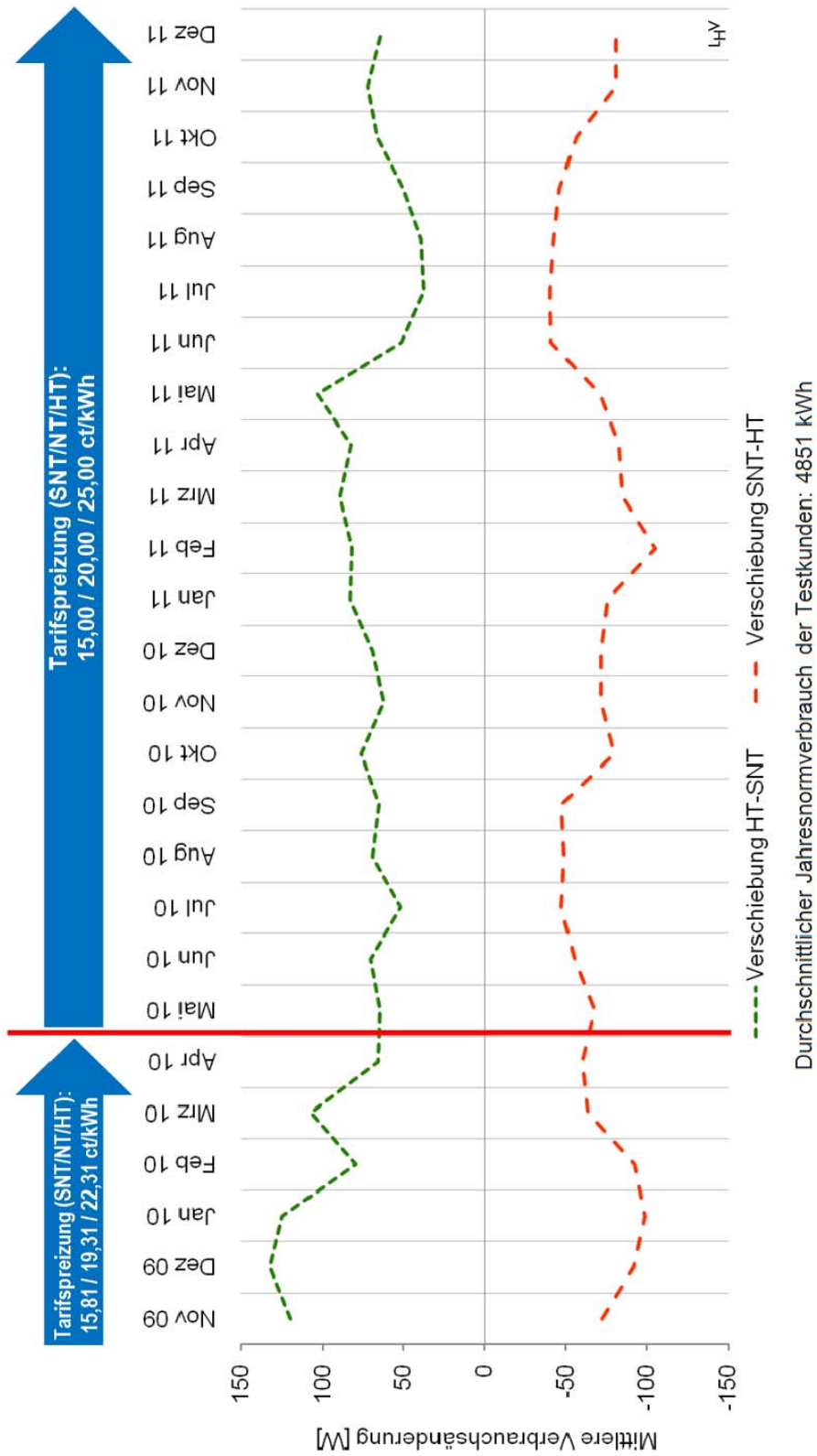


Abbildung 6.5: Mittlere Verbrauchsänderungen der Testkunden in Abhängigkeit vom Tarifstufenwechsel

Exemplarisch für das Jahr 2011 findet sich diese Häufigkeitsverteilung in Abbildung 6.6. Es zeigt sich, dass trotz Bestpreis-Abrechnung nahezu alle Versuchsteilnehmer eine Bonusgutschrift verbuchen konnten. Auch wenn in Ermangelung an den Bonushöhen zuzuordnender soziodemografischer Daten eine wertende Aussage zur Höhe der Bonusgutschriften schwierig zu treffen ist, so kann jedoch die Tatsache, dass ein so hoher Anteil der Testkunden überhaupt einen Bonus verbuchen konnte, als deutliches Indiz dafür gewertet werden, dass fast alle Testkunden über das Jahr gesehen ihren Stromkonsum zumindest in Teilen am Preissignalverlauf ausgerichtet haben. Dies ist auch vor dem Hintergrund zu sehen, dass, wie schon erwähnt, eine Bestpreis-Abrechnung im Vergleich zum standardisierten, nicht einem dynamischen Preissignal unterworfenen, Tarif erfolgte. Auf Grund der Bestpreis-Abrechnung zahlten alle Testkunden höchstens den Betrag, den sie in ihrem vorherigen Tarif ohne dynamisches Preissignal gezahlt hätten, so dass Kunden, die ihren Strombezug nicht dem Preissignalverlauf anpassten, keine finanziellen Verluste im Vergleich zum bisherigen Tarifmodell erleiden konnten. Aus diesem Grund stand möglichen Boni bei konsequenter Ausrichtung des Strombezugs an den Preissignalverlauf kein direktes Malussystem im Versuchsablauf zur Verfügung. Malusanreize bei Strombezug in hochpreisigen Zeitabschnitten konnten somit lediglich durch Abschmelzen des zu erwartenden Bonusguthabens in indirekter Form gegeben werden.

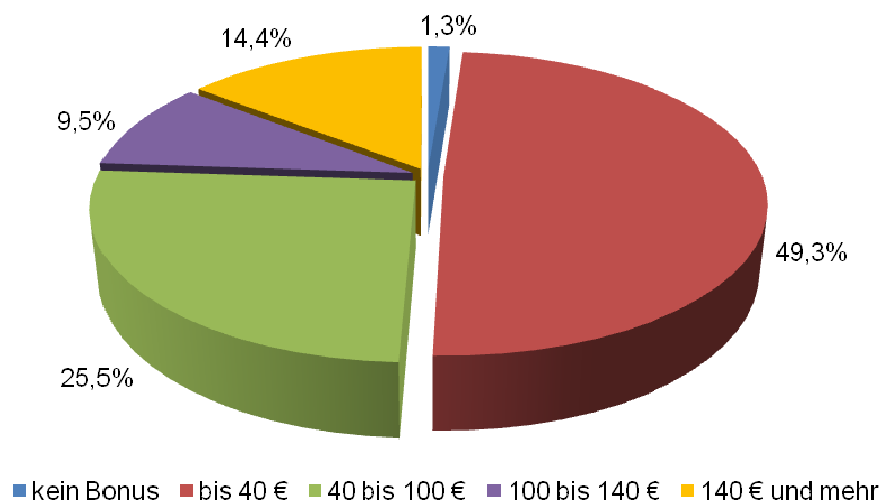


Abbildung 6.6: Häufigkeitsverteilung der Bonusgutschriften je Versuchsteilnehmer im Jahr 2011

(Datenquelle: [EnBW 2013]; Die Intervallzugehörigkeit der Werte auf den Intervallgrenzen ist aus dem vorliegenden Datenmaterial nicht zweifelsfrei ableitbar.)

Neben den zuvor angesprochenen Aspekten fällt auf, dass sich in Abbildung 6.5 die grüne Linie, die einen Mehrverbrauch nach einer temporären Vergünstigung des Strombezugs repräsentiert, auf einem betragsmäßig leicht höheren Niveau bewegt als die rote, die eine

Verteuerung des Strombezuges darstellt. Dies kann als Indiz dafür gewertet werden, dass die Testkunden eher ihren Stromkonsum in spätere Tagesabschnitte verlagern als ihn in frühere vorzuziehen, da diese Abbildung nur die Lastveränderung in Richtung der Zeitachse berücksichtigt, also die Verschiebung von einem Zeitintervall zum nächsten und nicht umgekehrt.

6.3 Preissignalunabhängige Verhaltensänderungen der Testkunden

Die Zuordnung der beobachteten Kundenreaktionen zu bestimmten Ursachen stellt einen zentralen Punkt bei der Datenauswertung dar. Neben den zu untersuchenden Reaktionen der Testkunden auf die variablen Strompreise können noch andere Einflüsse wie etwa Transparenzeffekte, witterungs- und jahreszeitbedingte Einflüsse zu Veränderungen im Stromkonsum führen, die bei der Auswertung der Messdaten zu berücksichtigen sind. Aus diesem Grund ist ein Vergleich mit historischen Messdaten der Testkunden problematisch, zumal diese auf Grund veränderter technischer Ausstattung (z.B. Stromzähler) ohnehin nur in einem eingeschränkten Umfang verfügbar wären. Da aber, wie bereits zuvor erwähnt, neben den Messdaten der Testkunden auch die Messdaten einer vergleichbar zusammengesetzten Referenzkundengruppe zur Verfügung stehen, können externe Einflüsse – also witterungs- und jahreszeitbedingte Abweichungen – durch den Abgleich der beiden Gruppen weitgehend eliminiert werden. Daher sind neben den durch die Strompreissignale angeregten Konsumänderungen noch solche von Bedeutung, die durch allgemeine Transparenzeffekte auftreten und somit zu einem generell veränderten Konsum führen. Hervorgerufen werden können diese Transparenzeffekte durch die Veränderung der technischen Ausstattung, also etwa dem Austausch eines älteren Stromzählers durch einen neuen, sog. intelligenten Stromzähler, der es den Kunden erlaubt, ihren Stromkonsum wesentlich detaillierter nachzuvollziehen und damit mögliche Einsparpotenziale zu lokalisieren. Zum anderen kann auch durch die Versuchsteilnahme eine thematische Sensibilisierung der Testkunden hervorgerufen werden, die ihrerseits einen Beitrag zu einem veränderten Konsum leistet.

Zur Identifizierung der preissignalunabhängigen Verhaltensänderungen wurde das Verbrauchsverhalten der Referenzgruppe auf das vor Beginn des Feldtests beobachtbare Niveau der Testkunden normiert. Generelle Transparenz- und Einspareffekte müssen sich daher in einer generellen Verbrauchsabweichung nach Beginn des Feldtests niederschlagen. Abbildung 6.7 zeigt die relative Lastabweichung der Testkunden bezogen auf die Referenzgruppe nach Tarifstufen und insgesamt. Hierbei kann aus der linken Hälfte der jeweiligen Balkenpaare der relative Mehr- oder Minderkonsum ohne Berücksichtigung der generellen Einsparung abgelesen werden. Daraus ergibt sich, dass der generelle Stromkonsum der Testkunden über den Betrachtungszeitraum um 2,6 % gegenüber den Referenzkunden

abgenommen hat. Dieser generelle Minderkonsum ist somit bei der Analyse der Reaktionen auf die Preissignale entsprechend zu berücksichtigen. Unter Beachtung der Auftrittshäufigkeiten der Tarifstufen führt dies zu den jeweils durch die rechten Balken der Balkenpaare in Abbildung 6.7 repräsentierten preisstufenabhängigen Verbrauchsabweichungen. Grundlage dieser Auswertung sind Messdaten der ersten 15 Versuchsmonate.

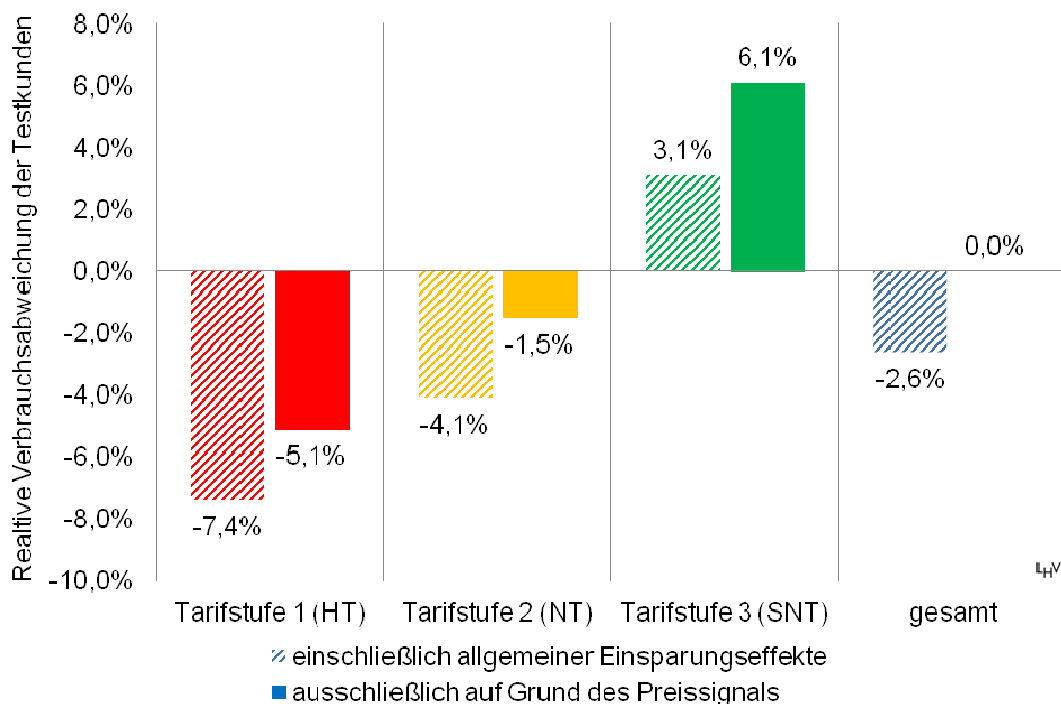


Abbildung 6.7: Tarifstufenabhängige relative Lastabweichung der Testkunden im Vergleich zur Referenzkundengruppe

(schraffierte Balken: relative Lastabweichung einschließlich allgemeiner Einsparungseffekte; nicht schraffierte Balken: relative Lastabweichung ausschließlich auf Grund des Preissignals)

Die in obiger Abbildung dargestellten tarifstufenabhängigen, relativen Laständerungen sind für den gesamten Betrachtungszeitraum aggregiert dargestellt, d. h. wochentags-, tages- und jahreszeitspezifische Einflüsse bleiben dort unberücksichtigt. Auf diese Aspekte wird im nachfolgenden Abschnitt detailliert eingegangen.

6.4 Preissignalbedingte Einflüsse auf das Lastverhalten der Testkunden

In diesem Abschnitt werden die preissignalbedingten Einflüsse auf das Lastverhalten der Testkunden dargestellt. Dabei werden neben dem Einfluss der Preissignalstufe auch Einflüsse des (Wochen-) Tagtyps, der Tages- und Jahreszeit, der Tarifstufenfolge sowie der Tarifstufenbepreisung berücksichtigt. Wie schon im vorigen Abschnitt beruhen sämtliche Ergebnisse auf einem Vergleich des Lastverhaltens der Testkunden mit dem der Referenzkundengruppe.

6.4.1 Einfluss der Tageszeit auf das Lastverhalten

Wie zuvor dargelegt, berücksichtigen die in Abbildung 5.7 dargestellten relativen Laständerungen keinerlei wochentags-, tages- und jahreszeitspezifische Einflüsse. Eine nach den vorstehenden Kriterien aufgeschlüsselte, detaillierte Aufstellung der relativen Laständerung der Testkunden findet sich in Tabelle 13 für die relative Laständerung bei Gültigkeit der niedrigpreisigen Tarifstufe 1 (SNT) in der jeweils aufgeführten Stunde. Tabelle 14 zeigt in analoger Form die relative Laständerung bei Gültigkeit der hochpreisigen Tarifstufe 3 (HT) in der Betrachtungsstunde. Hierbei ist in der Zeitspalte der jeweiligen Tabellen stets der Beginn des jeweils einstündigen Zeitintervalls aufgeführt, demzufolge repräsentiert z. B. die Angabe „Stunde 11“ das Zeitintervall von 11 bis 12 Uhr. Aus Gründen der Übersichtlichkeit beschränken sich diese Darstellungen auf die günstigste und teuerste Tarifstufe, also jene Tarifstufen, die sowohl gegenüber dem Durchschnittspreis der Testkunden als auch gegenüber dem Vergleichspreis der Referenzkundengruppe eine Vergünstigung resp. eine Verteuerung des Strombezugs darstellen. Für die Tagesrandlagen sowie die Nachtstunden der Tarifstufe 3 an Wochenenden (in Tabelle 14 mit einem Stern gekennzeichnete Werte) kann hierbei auf Grund einer sehr geringen Anzahl von Messwerten keine belastbare Aussage getroffen werden. Einer der Gründe hierfür ist, dass in den ersten Versuchsmonaten ein Auftreten der hochpreisigen Tarifstufe 3 in diesen Zeitabschnitten am Wochenende vertriebsseitig von vornherein ausgeschlossen wurde und auch danach ein seltenes Auftreten vorgegeben war. Unter Zugrundelegung der Werte aus Tabelle 14 wurde eine, bereits in Tabelle 9 erwähnte, durchschnittliche Spitzenlastreduktion von 5-6% ermittelt. Hierzu wurden für jede Jahreszeit und jeden Tagtyp die drei Stunden mit den im Durchschnitt höchsten gemessenen Lasten der Referenzkunden verwendet. Anschließend wurden relativen Laständerungen der Testkunden in Bezug auf die Referenzkunden in diesen Stunden unter Berücksichtigung der Auftrittshäufigkeiten der einzelnen Tage im Kalenderjahr gemittelt.

Anzumerken ist noch, dass das Lastverhalten der Test- wie auch der Referenzkunden innerhalb der Typtaggruppen nicht immer homogen war. So konnten freitags stärkere Abweichungen vom montags bis donnerstags gemessenen Lastverhalten beobachtet werden, ebenso gab es Unterschiede zwischen dem Lastverhalten an Samstagen und Sonntagen.

Auf Grund der bei bestehender Gruppierung ohnehin schon geringen Anzahl an Messwerten bei bestimmten Kombinationen aus Tarifstufe und Zeitintervall (vgl. etwa obige Ausführungen zu Tabelle 14) würde eine detailliertere Gruppierung in vier Typtage (Mo-Do, Fr, Sa, So) einer Verbesserung der Auswertungsgüte nicht dienlich erscheinen.

Tabelle 13: Relative Laständerung der Testkunden im Vergleich zur Referenzkundengruppe bei Gültigkeit der niedrigpreisigen Tarifstufe 1

Stunde	Jahreszeit							
	Gesamt		Sommer		Winter		Übergang	
	Mo-Fr	Sa/ So	Mo-Fr	Sa/ So	Mo-Fr	Sa/ So	Mo-Fr	Sa/ So
0	2,6%	3,6%	6,3%	3,3%	2,7%	4,1%	1,6%	3,2%
1	-2,4%	-2,4%	4,1%	-4,3%	-0,9%	-1,1%	-5,0%	-3,3%
2	-1,6%	-0,2%	5,9%	7,2%	-0,4%	0,0%	-4,8%	-0,9%
3	0,8%	4,2%	7,0%	7,2%	1,6%	3,8%	-1,2%	3,2%
4	4,9%	5,7%	12,4%	11,5%	4,9%	3,8%	2,8%	4,2%
5	4,4%	3,2%	11,5%	6,2%	3,5%	2,4%	2,3%	2,1%
6	-1,8%	1,1%	3,4%	2,7%	-3,9%	-0,3%	-3,2%	2,7%
7	-0,4%	2,6%	10,7%	3,5%	-2,9%	5,4%	1,3%	0,0%
8	16,7%	0,5%	15,1%	-1,6%	16,2%	4,3%	17,1%	-0,1%
9	18,7%	4,4%	24,4%	6,8%	18,0%	10,3%	18,1%	2,3%
10	14,8%	2,4%	13,0%	0,5%	15,1%	7,0%	16,0%	1,1%
11	20,1%	7,3%	16,6%	7,7%	22,1%	6,9%	21,5%	7,7%
12	11,5%	3,0%	11,0%	4,7%	15,8%	3,3%	9,5%	2,0%
13	22,4%	8,5%	22,7%	0,3%	24,5%	17,3%	20,8%	8,4%
14	19,1%	10,3%	13,8%	10,0%	23,3%	10,7%	19,6%	10,0%
15	21,1%	23,6%	27,5%	28,9%	19,3%	29,9%	19,9%	13,3%
16	19,3%	14,4%	23,7%	14,7%	18,3%	15,6%	18,5%	13,3%
17	7,8%	10,7%	22,0%	11,2%	5,0%	11,9%	8,3%	10,1%
18	9,0%	4,0%	12,1%	8,8%	2,8%	2,1%	13,5%	1,7%
19	5,2%	3,7%	13,0%	3,3%	5,1%	5,6%	4,7%	3,3%
20	-3,5%	5,0%	-0,8%	7,0%	-6,8%	2,6%	-3,0%	2,6%
21	2,2%	6,5%	6,6%	3,1%	-2,5%	9,1%	3,3%	3,1%
22	4,1%	6,5%	6,6%	2,8%	3,2%	8,1%	4,0%	6,9%
23	5,7%	7,9%	9,0%	6,3%	5,0%	6,3%	5,2%	9,4%

Bei der Bezeichnung der Zeitintervalle ist immer der Beginn angegeben (z. B. 11 Uhr)

Erwartungsgemäß variiert das Lastverlagerungspotenzial saisonal sowie tageszeit- und tagtypabhängig recht stark. In Analogie zu den Tabellen 13 und 14 geben die Abbildungen 5.8 und 5.9 einen Überblick über die Schwankungen bei der relativen Lastverlagerung der Testkunden. Für die Tagesrandlagen sowie die Nachtstunden der Tarifstufe 3 an Wochenenden kann hierbei auf Grund einer zu geringen Anzahl von Messwerten keine belastbare Aussage getroffen werden.

Tabelle 14: Relative Laständerung der Testkunden im Vergleich zur Referenzkundengruppe bei Gültigkeit der hochpreisigen Tarifstufe 3

Stunde	Jahreszeit							
	Gesamt		Sommer		Winter		Übergang	
	Mo-Fr	Sa/ So	Mo-Fr	Sa/ So	Mo-Fr	Sa/ So	Mo-Fr	Sa/ So
0	1,1%	3,6%*	2,2%	4,3%*	-3,3%	6,6%*	0,9%	-10,5%*
1	-3,7%	3,8%*	-2,5%	8,2%*	-4,2%	4,6%*	-3,6%	-1,0%*
2	-3,5%	-2,5%*	-2,5%	-1,3%*	-5,0%	-5,3%*	-5,9%	-4,4%*
3	2,3%	6,4%*	4,5%	1,8%*	-3,2%	-0,2%*	-0,2%	10,0%*
4	6,1%	7,7%*	5,2%	7,7%*	5,4%	7,5%*	7,3%	7,7%*
5	-0,9%	2,3%*	6,1%	5,8%*	-0,2%	2,1%*	-3,6%	1,7%*
6	-5,8%	0,6%	-2,2%	1,7%	-6,4%	0,5%	-6,1%	-0,1%
7	-6,5%	-8,9%	-1,5%	-6,1%	-9,6%	-5,8%	-6,2%	-11,5%
8	-3,5%	-12,9%	-4,9%	-12,6%	-3,5%	-13,1%	-2,8%	-12,6%
9	-0,3%	-12,5%	-1,1%	-11,7%	-1,2%	-12,8%	0,9%	-12,5%
10	-0,2%	-16,7%	-1,8%	-20,3%	-1,8%	-15,2%	1,6%	-17,0%
11	-1,0%	-13,9%	-2,4%	-11,6%	-1,1%	-12,9%	-0,3%	-15,3%
12	-4,0%	-12,7%	-4,6%	-9,0%	-4,4%	-13,0%	-3,3%	-15,4%
13	-5,0%	-8,6%	-2,5%	-4,5%	-5,5%	-7,4%	-5,8%	-11,8%
14	-5,4%	-9,7%	-3,8%	-9,7%	-5,6%	-8,5%	-6,3%	-10,1%
15	-1,7%	-9,5%	-1,9%	-12,0%	-2,8%	-14,8%	-1,1%	-5,6%
16	-1,1%	-11,2%	2,9%	-10,5%	-3,2%	-12,0%	-1,2%	-10,5%
17	-0,4%	-6,9%	1,3%	-2,9%	-1,3%	-10,0%	-0,7%	-6,3%
18	-2,6%	-2,6%	2,7%	-0,2%	-5,6%	-4,2%	-1,9%	-1,9%
19	-3,8%	-5,3%	-0,1%	-2,2%	-6,7%	-7,6%	-3,6%	-4,8%
20	-13,0%	-7,5%	-10,7%	-5,4%	-13,0%	-9,4%	-13,3%	-6,2%
21	-9,6%	-5,5%	-7,0%	-5,2%	-11,3%	-7,1%	-9,3%	-5,0%
22	-5,3%	0,0%*	-4,1%	0,0%*	-10,7%	0,0%*	0,0%	0,0%*
23	-2,0%	4,0%*	0,8%	5,0%*	-9,2%	-2,2%*	-6,7%	-2,2%*

*: nur eine sehr geringe Anzahl an Messwerten vorhanden
Bei der Bezeichnung der Zeitintervalle ist immer der Beginn angegeben (z. B. 11 Uhr)

Es zeigt sich, dass insbesondere unter der Woche die Lastverschiebungen deutlich asymmetrisch ausgeprägt sind. Es lassen sich Tagesabschnitte identifizieren, die zwar gut geeignet sind, eine relative Lasterhöhung bei den Testkunden anzuregen, nicht jedoch eine Lastminderung. Dies trifft in Abbildung 6.8 besonders auf die Mittagsstunden zu, in geringerem Maße auch auf die Nachtstunden. Demgegenüber eignen sich die Morgen- sowie die

Abendstunden offensichtlich gut zur preissignalbedingten Anregung einer Lastminderung, nicht jedoch zur Anregung einer Lasterhöhung.

Die Asymmetrien in den Nachtstunden erklären sich schon alleine aus der Tatsache, dass sich der Stromkonsum in dieser Zeit ohnehin auf einem niedrigen Niveau bewegt und somit in Richtung einer Lastminderung naturgemäß ein sehr geringer theoretischer Spielraum besteht, während dieser in Richtung einer Lasterhöhung naturgemäß ungleich größer ausfällt. Eine Erklärung für die recht großen Lasterhöhungen im Zeitraum von den Vormittags- bis zu den frühen Nachmittagsstunden gestaltet sich dagegen schwieriger.

Auf Grund der überwiegend manuell durchzuführenden Lastverschiebung war zur Reaktion auf die entsprechenden Preissignale bei der überwiegenden Zahl der Testhaushalte eine Anwesenheit mindestens eines Haushaltsmitglieds zwingend erforderlich. Gerade der oben angesprochene Beobachtungszeitraum ist jedoch mit Blick auf die Gesamtbevölkerung üblicherweise durch eine berufsbedingte geringe Anwesenheitsquote im Haushalt gekennzeichnet. Wie bereits in Abschnitt 6.1.1 erwähnt, standen für die Auswertung keine detaillierten soziodemografischen Daten aller Versuchsteilnehmer zur Verfügung, gleichwohl war bekannt, dass sich unter den Testkunden überproportional viele Immobilieneigentümer und auch überproportional viele Bewohner von Ein- und Zweifamilienhäusern befanden.

Vergleicht man die Altersverteilung von Eigentümern einer selbst bewohnten Immobilie mit der Altersverteilung der Gesamtbevölkerung, so stellt man fest, dass der Altersdurchschnitt der Immobilieneigentümer höher als in der Gesamtbevölkerung ist. Bezogen auf Baden-Württemberg ergibt sich für das Jahr 2010, wie aus Tabelle 15 ersichtlich, bei den jüngeren Altersgruppen eine deutlich unterdurchschnittliche Eigentümerquote, während sie bei den älteren Altersgruppen überdurchschnittlich ausfällt [Krentz 2012].

Tabelle 15: Eigentümerquote bezogen auf selbst bewohnte Immobilien in Baden-Württemberg im Jahr 2010

Altersgruppe	Eigentümerquote
bis 30 Jahre	11,4 %
30 bis 40 Jahre	33,6 %
40 bis 50 Jahre	53,4 %
50 Jahre und älter	64,8 %
gesamt	51,6 %
Datenquelle: [Krentz 2012]	

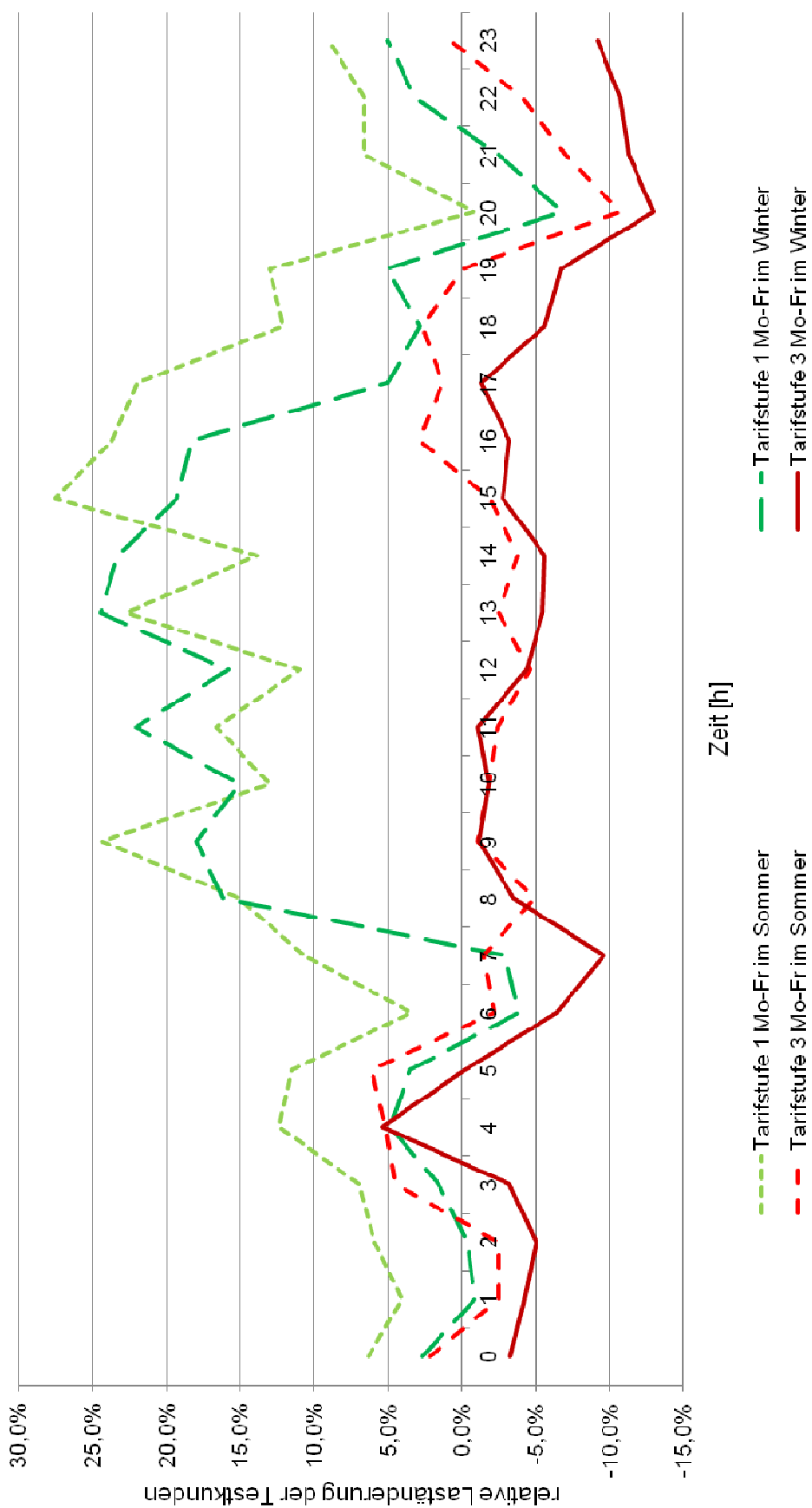


Abbildung 6.8: Relative Laständerung der Testkunden werktags außer samstags im Vergleich zur Referenzkundengruppe

Die altersbezogene Eigentümerquote sagt dabei zunächst noch nichts zur Wohnsituation hinsichtlich der Haushaltsgröße aus. Untersuchungen aus Nordrhein-Westfalen haben jedoch gezeigt, dass die Eigentümerquote mit steigender Haushaltsgröße ebenfalls ansteigt. Hierbei ist insbesondere im Vergleich von Ein- zu Zweipersonenhaushalten ein starker Anstieg festzustellen [Seifert 2008].

Aus diesem Grund kann vermutet werden, dass ein nicht unerheblicher Anteil der Testkunden überdurchschnittlichen Alters war und somit auch ein überdurchschnittlicher Anteil nicht mehr im Erwerbsleben stand. Darüber hinaus ist davon auszugehen, dass Einpersonenhaushalte, bei denen (manuelle) Reaktionsmöglichkeiten auf das Preissignal um die Mittagszeit unwahrscheinlicher anzusehen sind als bei Mehrpersonenhaushalten, unter den Versuchsteilnehmern unterrepräsentiert waren. Dies alleine kann die Asymmetrien in den Mittagsstunden jedoch nicht erklären. Es liegt allerdings auf der Hand, dass in einer Vielzahl von Testhaushalten Haushaltsmitglieder in den Mittagsstunden anwesend waren und dort beim Vorliegen einer niedrigpreisigen Tarifstufe zusätzliche elektrische Anwendungen in Betrieb nehmen konnten, beim Vorliegen einer hochpreisigen Tarifstufe jedoch nicht in gleichem Maß auf die Inbetriebnahme anderer elektrischer Anwendungen verzichtet werden konnte.

Die vorstehenden Abschätzungen hinsichtlich der soziodemografischen Struktur decken sich weitgehend mit den Erhebungen der im Abschnitt 6.1.1 erwähnten Kundenbefragung. Da diese Befragung in einem frühen Versuchsstadium (etwa ein Jahr nach Versuchsbeginn) an lediglich 400 Testkunden durchgeführt wurde, ist eine Übertragung der dortigen Erkenntnisse dennoch nicht ohne weiteres möglich.

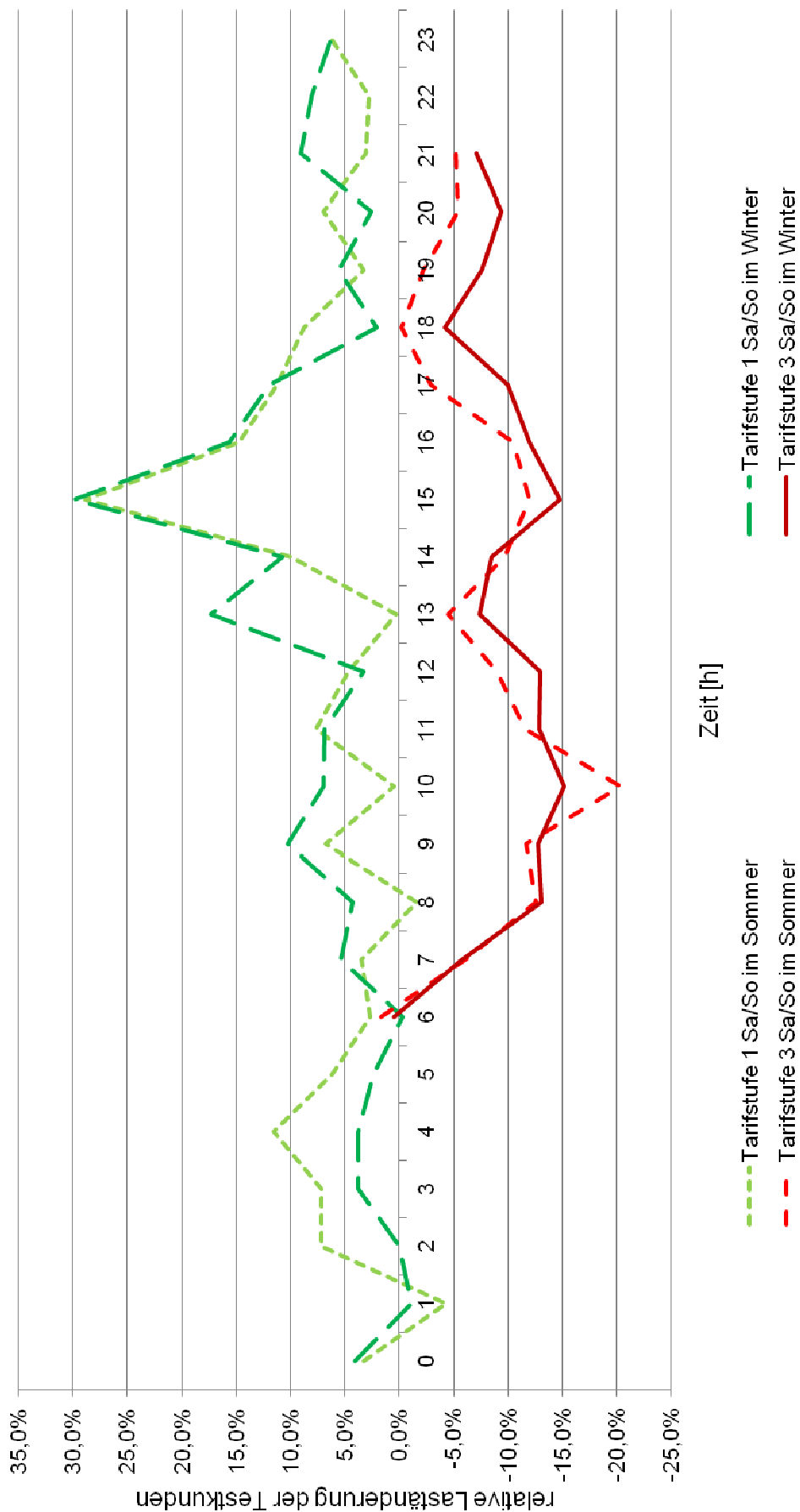


Abbildung 6.9: Relative Laständerung der Testkunden samstags, sonn- und feiertags im Vergleich zur Referenzkundengruppe

Wie aus Abbildung 6.9 ersichtlich, gestaltet sich der tageszeitabhängige Verlauf der relativen Laständerung am Wochenende erheblich symmetrischer als unter der Woche, wenngleich hinsichtlich des relativen Ausmaßes der Laständerung dennoch teilweise merkliche Unterschiede bestehen. Beispielsweise übersteigt in den Nachmittagsstunden die relative Lasterhöhung betragsmäßig die Lastminderung, während sich in den Vormittagsstunden ein gegenläufiges Bild ergibt. Eine grundsätzliche Erklärung für diese ausgeprägteren Symmetrien unter Berücksichtigung der überwiegend manuell durchzuführenden Lastverschiebung ergibt sich aus der höheren Anwesenheitswahrscheinlichkeit der Haushaltsmitglieder und damit einhergehend aus der größeren zeitlichen Flexibilität im Tagesablauf auf Grund der zumeist an diesen Tagen fehlenden beruflichen und sonstigen terminlichen Verpflichtungen.

Aus diesem Grund sind im Folgenden zur Veranschaulichung des absoluten Lastverlagerungspotenzials die zuvor ermittelten relativen Laständerungen auf das Haushalts-Standardlastprofil des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW)¹⁶ projiziert [BDEW 2014]. Ein Standardlastprofil stellt dabei einen repräsentativen Lastverlauf, beispielsweise für Haushalte, dar, mit dessen Hilfe das Lastverhalten der entsprechenden Strom- bzw. Gaskonsumenten im Durchschnitt über eine hinreichend große Anzahl von Kunden prognostiziert werden kann. Anders als etwa größere Industriebetriebe müssen Haushalte sowie kleinere Gewerbe- und Landwirtschaftsbetriebe ihren Strom- bzw. Gaskonsum nicht vertraglich im Vorfeld abschätzen. Für den Energieversorger ergibt sich somit die Notwendigkeit, eine Abschätzung auf Grundlage einer repräsentativen Kenngröße vornehmen zu müssen. Bezogen auf den Haushaltssektor bedeutet dies, dass das Lastverhalten eines einzelnen Haushalts größere Abweichungen zum repräsentativen Lastprofil aufweisen kann, die Summe der einzelnen Lastgänge einer hinreichend großen Haushaltsanzahl dagegen durch das repräsentative Profil mit hinreichender Genauigkeit wiedergegeben wird [Schieferdecker 1999; Fünfgeld 2000].

Bei der nachfolgenden Betrachtung werden vereinfachend die durchschnittlichen relativen Laständerungen der Testkunden als Lasterhöhungs- und Lastminderungspotenzial unterstellt, obgleich die gemessenen Laständerungen im eigentlichen Sinne nur den tatsächlich realisierten Potenzialanteil wiedergeben. Das gesamte, messtechnisch schwer zu bestimmende, Laständerungspotenzial der Testkunden dürfte daher mit hoher Wahrscheinlichkeit größer als die tatsächlich gemessene Lastverschiebung ausfallen¹⁷. Allerdings muss auch

¹⁶ Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) entstand im Jahre 2007 als Zusammenschluss vier energiewirtschaftlicher Verbände. In ihm ging auch der Verband der Elektrizitätswirtschaft (VDEW) auf, in dessen Auftrag die Standardlastprofile entwickelt wurden. Aus diesem Grund ist zuweilen noch die Bezeichnung „VDEW-Standardlastprofile“ gebräuchlich.

¹⁷ Neben der messtechnischen Problematik würde dies auch die Frage beinhalten, ob ein rein technisch denkbares Laständerungspotenzial als Bewertungsmaßstab überhaupt geeignet wäre, da dies dann auch im Rahmen der Lebensgewohnheiten kaum zu realisierende Fälle eines überwiegenden Stromkonsums in den oftmals niedrigpreisigen Nachtstunden beinhalten würde.

berücksichtigt werden, dass die Teilnahme an dem den Messdaten zu Grunde liegenden Feldversuch, wie bereits erwähnt, freiwillig erfolgte. Es ist somit, auch vor dem Hintergrund der versuchsbegleitenden Kundenbefragungen, davon auszugehen, dass sich die Gruppe der Testkunden aus entsprechend thematisch überdurchschnittlich interessierten und motivierten Teilnehmern zusammensetzt, bei denen sich trotz überwiegend manuell auszuführender Reaktion auf die Strompreissignale ein höheres Lastverlagerungspotenzial erreichen lässt als es über die Gesamtheit aller Stromkunden möglich wäre. Aus diesem Grund ist davon auszugehen, dass eine Hochskalierung der Ergebnisse der konkreten Lastverschiebungen der Testkunden auf eine größere Grundgesamtheit ein Lastverlagerungspotenzial aufzeigt, das zumindest manuell kaum in vollem Umfang nutzbar sein dürfte.

Tabelle 16 zeigt das aus den relativen Laständerungen der Testkunden (vgl. Tabellen 13 und 14) berechnete durchschnittliche, absolute tageszeitabhängige Lastverlagerungspotenzial für die Sommermonate bezogen auf das BDEW-Standardlastprofil, normiert auf einen Jahresnormverbrauch von 1000 kWh. Analoge Berechnungen für die Winter- und Übergangsmonate finden sich im Anhang in den Tabellen A.26 und A.27.

Tabelle 16: Absolutes Lastverlagerungspotenzial der Testkunden im Sommer skaliert auf das BDEW-Haushalts-Standardlastprofil (H0-Profil)

Stunde	Sommer					
	Mo-Fr			Sa/So		
	Last [W]	LV+ [W]	LV- [W]	Last [W]	LV+ [W]	LV- [W]
0	64,60	1,74	-2,13	77,00	3,16	
1	45,40	0,00	-1,91	59,10	0,00	
2	40,00	0,00	-2,00	45,15	0,00	
3	38,70	0,62	-1,24	41,05	1,56	
4	38,70	1,90	0,00	38,95	1,48	
5	42,90	1,50	-0,09	38,75	0,93	
6	76,20	0,00	-4,88	44,20	0,00	0,00
7	123,60	0,00	-11,87	59,70	3,22	-3,46
8	134,50	21,79	-4,71	93,25	4,01	-12,22
9	126,10	22,70	-1,51	132,95	13,69	-17,02
10	117,10	17,68	-2,11	156,45	10,95	-23,78
11	116,90	25,84	-1,29	174,60	12,05	-22,52
12	127,40	20,13	-5,61	186,75	6,16	-24,28
13	132,20	32,39	-7,27	175,75	30,41	-13,01
14	118,70	27,66	-6,65	150,10	16,06	-12,76
15	106,90	20,63	-2,99	133,05	39,78	-19,69
16	103,40	18,92	-3,31	125,00	19,50	-15,00
17	120,60	6,03	-1,57	143,35	17,06	-14,34
18	157,00	4,40	-8,79	177,85	3,74	-7,47
19	185,20	9,45	-12,41	192,70	10,79	-14,65
20	175,90	0,00	-22,87	176,45	4,59	-16,59
21	146,60	0,00	-16,57	139,90	12,73	-9,93
22	123,60	3,96	-13,23	123,10	9,97	
23	94,10	4,71	-8,66	101,15	6,37	
LV+: absolutes Lasterhöhungspotenzial; LV-: abs. Lastminderungspotenzial Leistungswerte normiert auf einen Jahresverbrauch von 1000 kWh Leere Zellen: keine hinreichende Anzahl an Messwerten vorhanden						

Die Berechnungen der vorstehenden Tabelle sind in Abbildung 6.10 für das durchschnittliche, absolute Lastverlagerungspotenzial der Testkunden werktags außer samstags in den Sommermonaten grafisch aufbereitet.

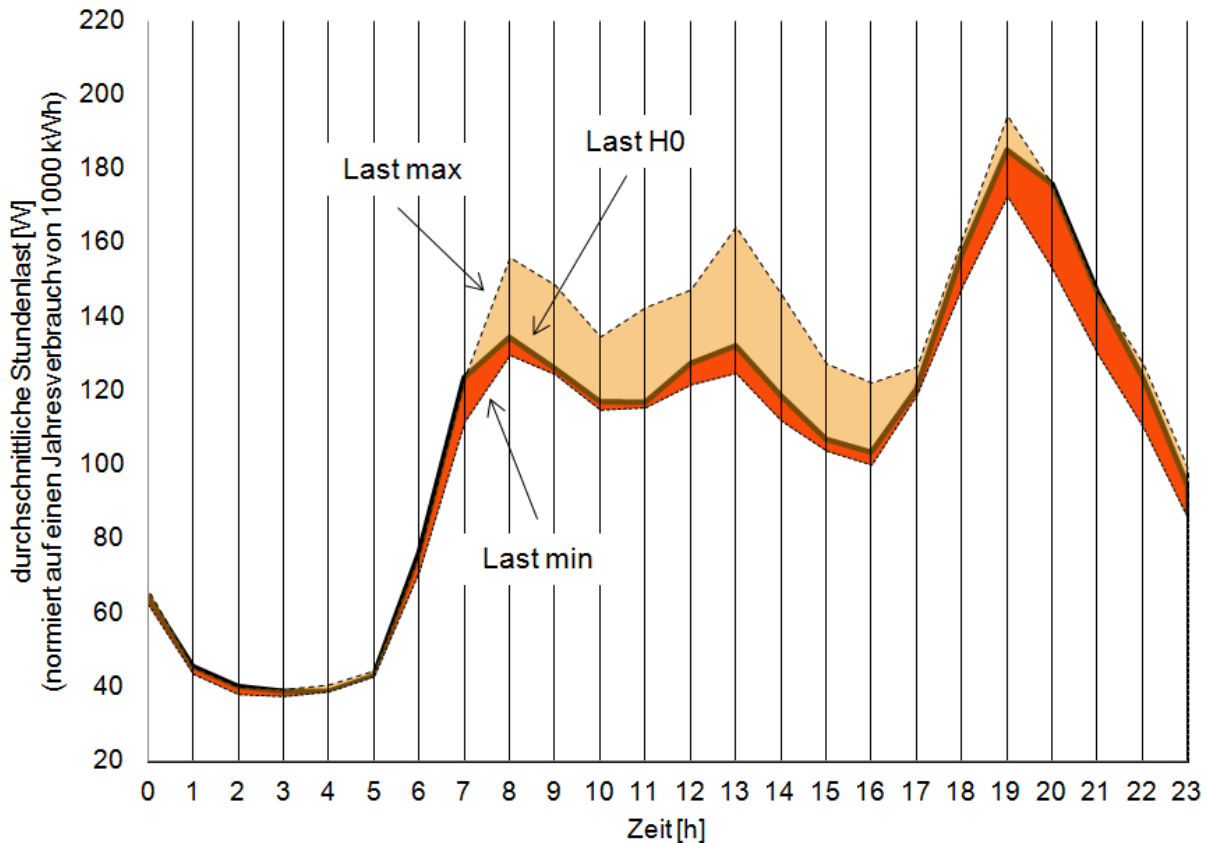


Abbildung 6.10: Durchschnittliches absolutes Lastverschiebepotenzial der Testkunden werktags außer samstags im Sommer

Die mittlere durchgezogene Linie, also die Grenzlinie zwischen den hell und dunkel eingefärbten Bereichen, repräsentiert das H0-Profil (Last H0). Die obere gestrichelte Linie kennzeichnet den Verlauf der Lastobergrenze (Last max), während die untere gestrichelte Linie den Verlauf der Lastuntergrenze (Last min) darstellt. Der hell gefärbte Bereich zeigt somit das tageszeitabhängige Lasterhöhungspotenzial auf, der dunkel gefärbte dementsprechend das Lastminderungspotenzial. Demzufolge ergibt sich, dass mithilfe der Preissignale der Lastverlauf der Testhaushalte lediglich innerhalb der eingefärbten Bereiche verschoben werden konnte. Lastverschiebungen außerhalb dieser Bereiche waren somit nicht realisierbar. Darüber hinaus ist zu berücksichtigen, dass unter der Prämisse eines weitgehend unveränderten Tagesstrombedarfs jede Lastverschiebung in eine Richtung entsprechende Gegenreaktionen in die andere Richtung zur Folge hat. Es sei daher an dieser Stelle noch darauf hingewiesen, dass die gestrichelten Linien lediglich den Verlauf der Lastober- und -untergrenze kennzeichnen, jedoch keinesfalls ein über den gesamten Tag realisierbares Lastprofil.

Analog zur vorstehenden Abbildung kann das durchschnittliche, absolute Lastverlagerungspotenzial der Testkunden an Wochenenden in den Sommermonaten Abbildung 6.11 ent-

nommen werden. Hierbei ist zu beachten, dass das Standardlastprofil Samstage und Sonntage getrennt ausweist, da im typischen Lastverhalten an diesen Tagen Unterschiede festzustellen sind. Da jedoch, wie bereits im vorigen Abschnitt dargelegt, bei einer tagscharfen Untersuchung sowohl des Samstags als auch des Sonntags für die möglichen Kombinationen aus Zeitscheiben und Tarifstufen zuweilen nur eine begrenzte Anzahl von Messwerten zur Verfügung stand, wurden die Werte zusammengefasst und entsprechend gemittelt.

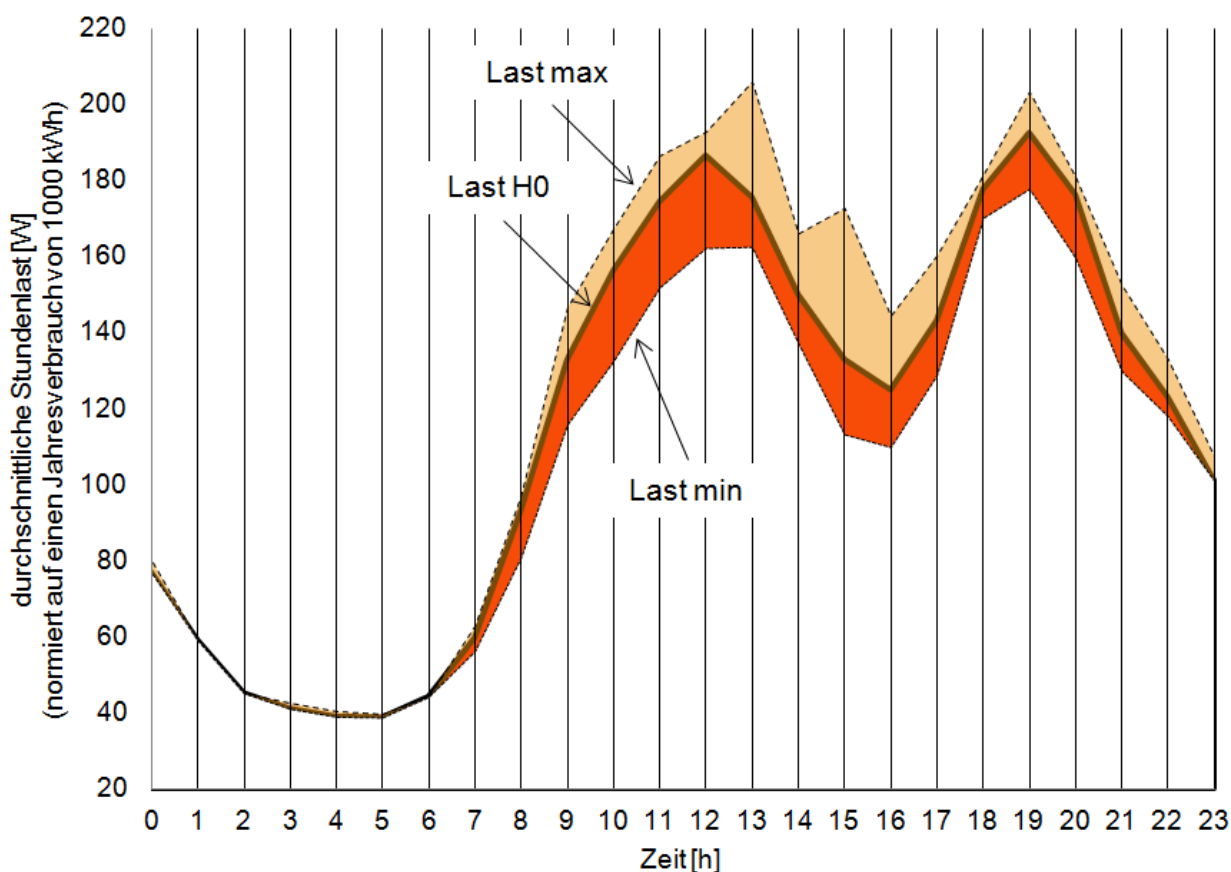


Abbildung 6.11: Durchschnittliches absolutes Lastverschiebepotenzial der Testkunden samstags, sonn- und feiertags im Sommer

Die tageszeitlichen Verläufe des durchschnittlichen absoluten Lastverlagerungspotenzials für die Wintermonate können den Abbildungen A.1 und A.2 im Anhang entnommen werden.

Wie aus den vorstehenden beiden Abbildungen ersichtlich, zeigen sich auch bei der Betrachtung der tageszeitlichen Verläufe der absoluten Lastverschiebepotenziale starke Asymmetrien unter der Woche, während die Potenziale am Wochenende – insbesondere in den Sommermonaten – gleichmäßiger tageszeitlich verteilt sind.

6.4.2 Einfluss der Tarifstufenkombination auf das Lastverhalten

Die Versuchsauswertungen der vorherigen Abschnitte waren vor allem auf die Betrachtung des veränderten Lastverhaltens der Testkunden bei Betrachtung einzelner Zeitscheiben gerichtet. An dieser Stelle soll nun dargelegt werden, inwieweit auch die Bepreisung benachbarter Zeitscheiben das Lastverhalten beeinflussen. Hierzu sind in Abbildung 6.12 die möglichen dreistündigen Tarifstufenkombinationen, bestehend aus dem Tarif der vergangenen Stunde, der aktuellen Stunde sowie der unmittelbar folgenden Stunde, für den Fall der Gültigkeit der niedrigpreisigen Tarifstufe 1 (SNT) in der aktuellen Betrachtungsstunde aufgetragen. Die Angabe der durchschnittlichen relativen Verbrauchsabweichung gegenüber der Referenzkundengruppe bezieht sich dabei auf die aktuelle Stunde, also die Mittelstunde der Tarifstufenkombination, in der im betrachteten Fall jedes Mal die Tarifstufe 1 gilt.

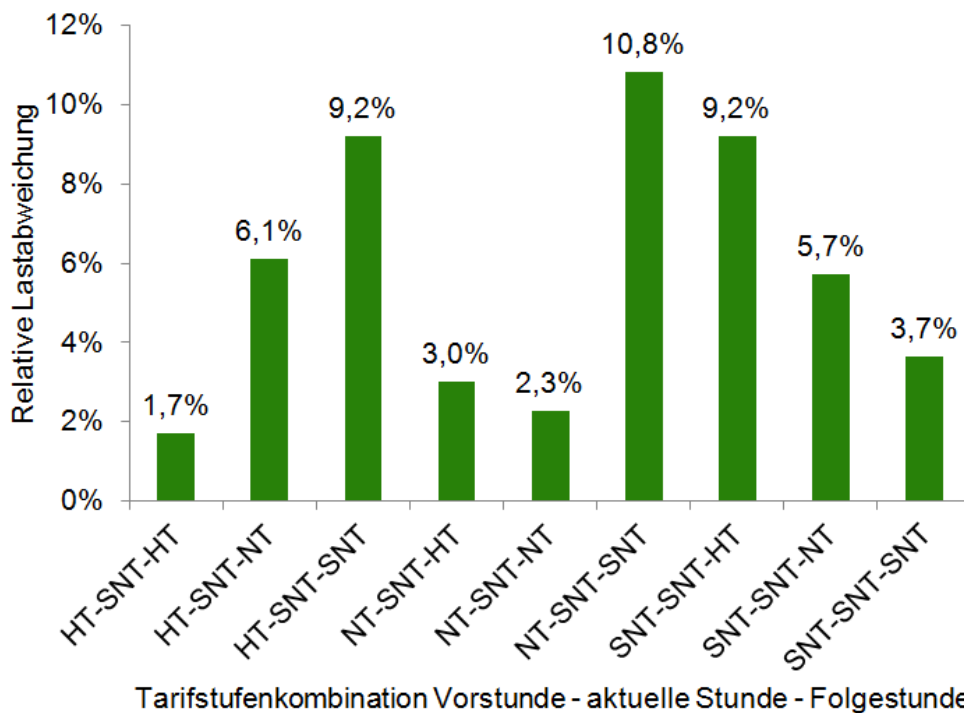


Abbildung 6.12: Relative Laständerung der Testkunden in Abhängigkeit von der Tarifstufenkombination bei Gültigkeit der Tarifstufe 1 in der Mittelstunde

Analog dazu sind in Abbildung 6.13 die möglichen dreistündigen Tarifstufenkombinationen für den Fall der Gültigkeit der hochpreisigen Tarifstufe 3 (HT) in der aktuellen Betrachtungsstunde aufgetragen. Die Beschränkung auf die Betrachtung dreier aufeinanderfolgender Zeitintervalle ist in der Anzahl der Messwerte begründet, die – wie Tabelle 17 im folgenden zeigen wird – bereits bei einer dreistündigen Betrachtung bei einzelnen Kombinationen in bestimmten Zeitzeonen recht gering ausfiel, so dass die Betrachtung noch längerer Zeitabschnitte diese Problematik noch weiter verschärft hätte.

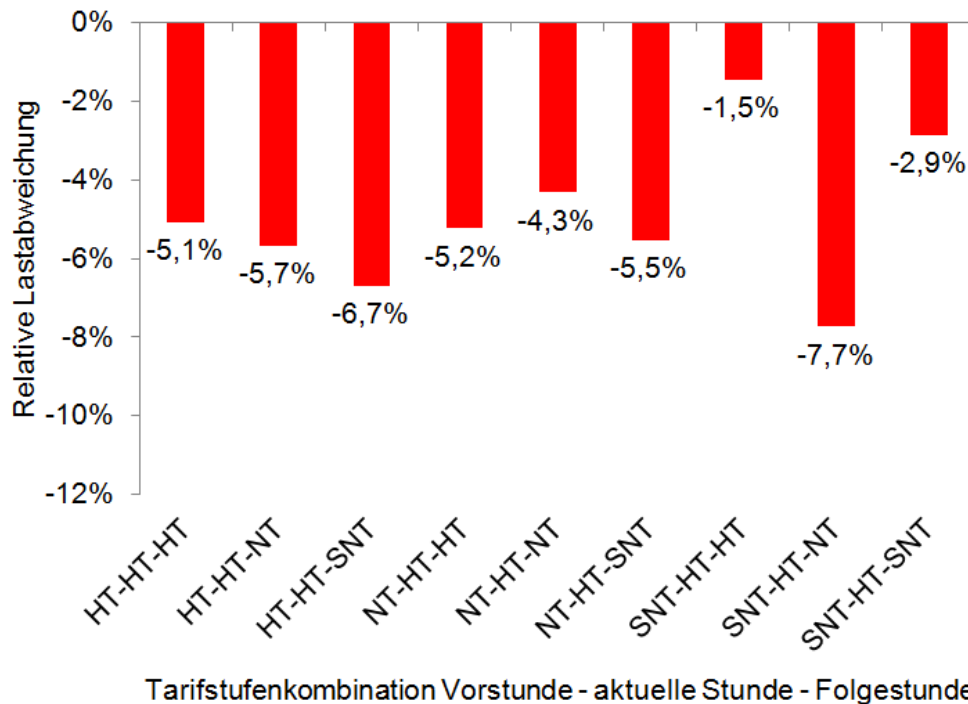


Abbildung 6.13: Relative Laständerung der Testkunden in Abhängigkeit von der Tarifstufenkombination bei Gültigkeit der Tarifstufe 1 in der Mittelstunde

Es zeigt sich, dass die Lastverlagerungen bei Gültigkeit der Tarifstufe 1 je nach Tarifstufe in der Vor- und Folgestunde Schwankungen von über 9 Prozentpunkten unterliegen. Die größten Lastverlagerungen werden überwiegend dann erzielt, wenn die günstigste Tarifstufe 1 in mindestens zwei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben zur Anwendung gelangt. Demgegenüber sind bei Gültigkeit der hochpreisigen Tarifstufe 3 in der aktuellen Stunde Schwankungen von über 6 Prozentpunkten auszumachen. Eine nach Zeitzonen gegliederte Aufstellung der relativen Lastabweichung in Abhängigkeit von der Tarifstufenkombination findet sich in Tabelle A.28 im Anhang.

Tabelle 17 gibt einen Überblick über die Anzahl der Messwerte aller möglichen Tarifstufenkombinationen unter Einbeziehung der Vor- und Folgestunde bei Gültigkeit der niedrigpreisigen Tarifstufe 1 (SNT) bzw. der hochpreisigen Tarifstufe 3 (HT) in der jeweils aktuellen Betrachtungsstunde für die vier Zeitzonen¹⁸.

¹⁸ Maßgebend für die Zuordnung einer Tarifstufenkombination zu einer Zeitzone war die Zugehörigkeit der mittleren (aktuellen) Betrachtungsstunde zur jeweiligen Zeitzone.

Tabelle 17: Anzahl der Messwerte je Tarifstufenkombination

Tarifstufen- kombination	Anzahl Messwerte (November 2009 – Januar 2011)				
	Zeitzone				Summe
	6-9 Uhr	9-18 Uhr	18-22 Uhr	22-6 Uhr	
HT-SNT-HT	18	56	102	4	180
HT-SNT-NT	51	43	115	5	214
HT-SNT-SNT	51	91	19	195	356
NT-SNT-HT	55	21	54	24	154
NT-SNT-NT	37	24	1	24	86
NT-SNT-SNT	25	220	112	156	513
SNT-SNT-HT	16	193	0	184	393
SNT-SNT-NT	148	182	12	134	476
SNT-SNT-SNT	7	39	0	1499	1545
HT-HT-HT	0	323	147	16	486
HT-HT-NT	13	344	150	56	563
HT-HT-SNT	0	68	131	36	235
NT-HT-HT	117	336	34	57	544
NT-HT-NT	71	42	0	84	197
NT-HT-SNT	108	65	91	29	293
SNT-HT-HT	7	133	66	48	254
SNT-HT-NT	35	25	89	103	252
SNT-HT-SNT	65	1	136	21	223

Darstellung der Tarifstufenkombination:
Vorstunde – **aktuelle Stunde** – Folgestunde
Bezeichnungen der Tarifstufen: Tarifstufe 1: SNT; Tarifstufe 2:
NT; Tarifstufe 3: HT

Eine noch detailliertere Auflösung für jede einzelne Stunde findet sich im Anhang (Tabellen A.29 und A.30). Es fällt sofort auf, dass die Anteile der Messwerte für die einzelnen Tarifstufenkombinationen in den Zeitzeonen höchst unterschiedlich ausfallen, d. h. dass in bestimmten Zeitzeonen gewisse Tarifstufenkombinationen häufiger auftraten als andere oder, anders formuliert, dass bestimmte Tarifstufenkombinationen in gewissen Zeitzeonen häufiger auftraten als in anderen. Dies ist dem Umstand geschuldet, dass in den einzelnen Projektphasen

im Rahmen der bereits beschriebenen Vertriebsregeln Auftrittshäufigkeiten für die einzelnen Tarifstufen (nicht aber der Tarifstufenkombinationen) definiert wurden.

Beispielhaft sei dies zunächst für die obere Hälfte der Tabelle 17 (Gültigkeit der Tarifstufe 1/SNT in der aktuellen Stunde) nochmals grafisch in Abbildung 6.14 dargestellt. Zunächst einmal fällt auf, dass die aus Verbrauchersicht günstigste Kombination dreier aufeinanderfolgender niedrigpreisiger Tarifstufen (SNT-SNT-SNT) überwiegend in der nächtlichen Zeitzone D von 22 bis 6 Uhr auftrat, während sie in den Morgenstunden (Zeitzone A) nur sieben Mal und in den Abendstunden (Zeitzone C) überhaupt nicht auftrat. Dieser Umstand liefert eine Erklärung dafür, dass die mittlere relative Lastverlagerung mit +3,65 % vergleichsweise gering ausfällt. Nimmt man zum Vergleich die aus Verbrauchersicht ebenfalls recht attraktiven Tarifstufenkombinationen, bei denen eine zweistündige Folge der niedrigpreisigen Tarifstufe 1 auftritt und die gleichmäßiger über den Tag verteilt sind, stellt man eine deutlich größere Lastverlagerung fest, als wenn bei gleicher Verteilung über den Tag die günstigste Tarifstufe lediglich eine Stunde lang gilt.

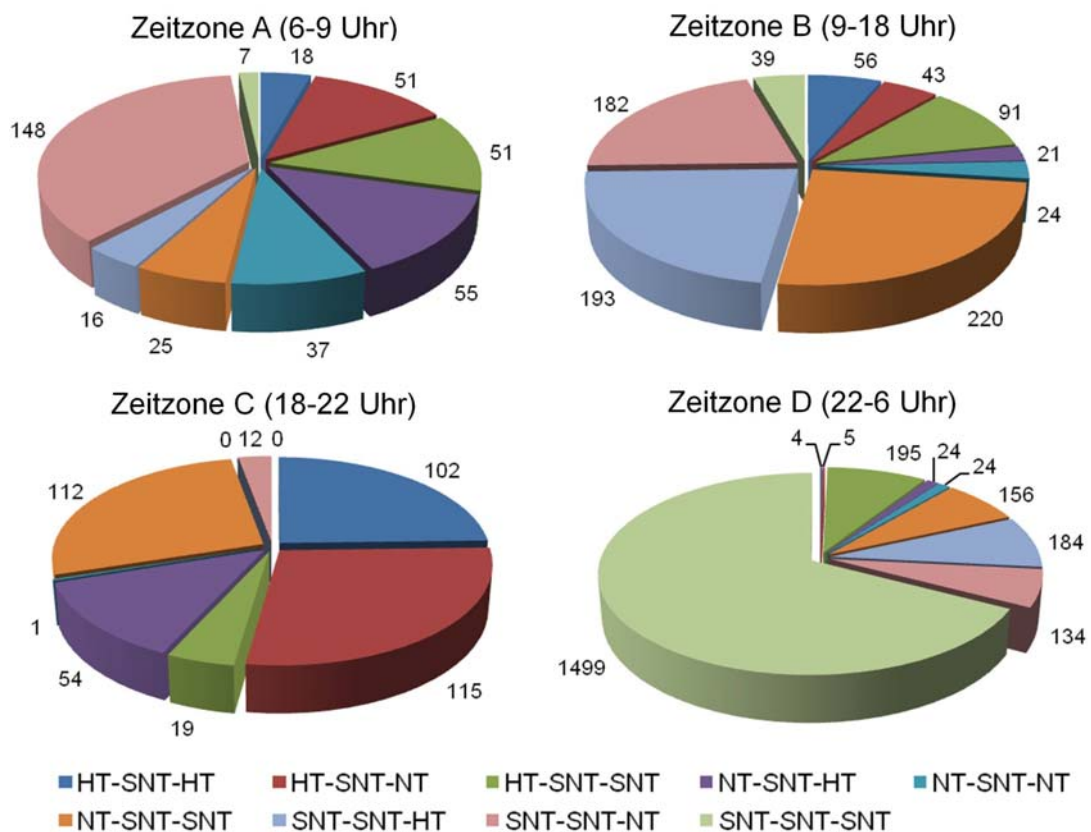


Abbildung 6.14: Verteilung der Tarifstufenkombinationen in den Zeitzonen am Beispiel der Kombinationen bei Gültigkeit der Tarifstufe 1 in der Mittelstunde

Desweiteren ist in den Morgenstunden die gleichmäßigste Verteilung der Tarifstufenkombinationen festzustellen, während in den Nachtstunden eine Tarifstufenkombination die anderen dominiert. Diese Verteilungen sind das Ergebnis zweier Einflussfaktoren: Zum einen sind dies die bereits angesprochenen Vertriebsregeln des Energieversorgers, die insbesondere in der morgendlichen Zeitzone für eine sehr ausgeglichene Verteilung sorgten und die ungleichmäßige Verteilung in den Nachtstunden stark begünstigt haben, zum anderen beeinflusst auch der zeitliche Verlauf des EPEX-Kurses (und damit indirekt auch die Einspeisung der regenerativen Erzeugung) das Auftreten der Tarifstufenkombinationen, so etwa das Auftreten der tariflich günstigsten Kombination in den Nachtstunden.

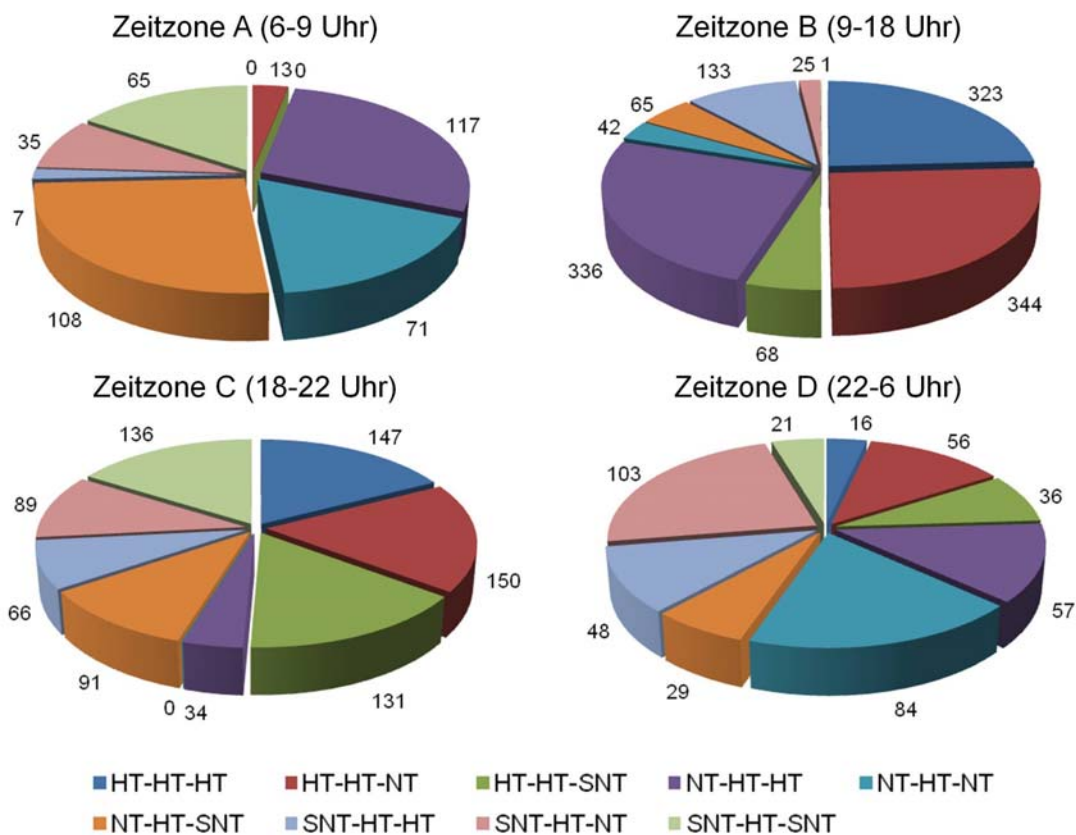


Abbildung 6.15: Verteilung der Tarifstufenkombinationen in den Zeitzonen am Beispiel der Kombinationen bei Gültigkeit der Tarifstufe 3 in der Mittelstunde

Die Verteilung der Tarifstufenkombinationen bei Gültigkeit der hochpreisigen Tarifstufe 3 (HT) – entsprechend der unteren Hälfte der Tabelle 17 – gestaltet sich etwas gleichmäßiger, wengleich auch hier bestimmte Tarifstufenkombinationen in gewissen Zeitzonen häufiger zu beobachten waren als in anderen. Eine grafische Aufbereitung der Verteilung der Tarifstufenkombinationen in Analogie zu Abbildung 6.14 findet sich in der Abbildung 6.15. Allgemein lässt sich hier anhand der Auftrittshäufigkeiten in der Zeitzone D (22-6 Uhr) gut ablesen,

dass das Auftreten der hochpreisigen Tarifstufe 3 aus den zuvor bereits dargelegten Gründen vergleichsweise selten beobachtet werden konnte.

6.4.3 Einfluss der Tarifstruktur auf das Lastverhalten

In den vorherigen Abschnitten wurde bei der Analyse die relative Laständerung der Testhaushalte in Abhängigkeit von der Tarifstufenänderung, die Preissensitivität, betrachtet. Die Einflüsse der Tarifstufenspreizung, also der Bepreisungssprünge zwischen den einzelnen Tarifstufen, blieb hierbei zunächst unberücksichtigt. Bei der Angabe einer Preiselastizität, deren Herausarbeitung auch Gegenstand früherer Forschungsvorhaben war, spielt auch die Veränderung der konkreten Tarifstufenspreizung eine entscheidende Rolle. Zur Bestimmung einer Preiselastizität der Nachfrage ist daher neben der Kenntnis der Änderungen im Lastverhalten der Testkunden in Abhängigkeit von der Preissignalstufe auch ein quantifizierbarer Einfluss der Preisänderungen erforderlich. Dass sich die Stromnachfrage bei kurzfristig nicht variablen Stromtarifen weitgehend unelastisch verhält, wurde bereits in Abschnitt 2.2 dargelegt.

Die Preiselastizität η_{xp} stellt dabei eine Kenngröße dar, inwieweit eine Veränderung des Angebotspreises p eines Gutes eine entsprechende Veränderung der Nachfragemenge x desselben Gutes zur Folge hat [Varian 2007]. Es gilt also für den Fall infinitesimaler Änderungen bezogen auf eine Preis-Absatz-Funktion $p(x)$:

$$\eta_{xp} = \frac{\frac{dx}{x}}{\frac{dp}{p}} = \frac{dx}{dp} \frac{p}{x} \quad [44]$$

bzw. für reale, nicht infinitesimale Änderungen der Nachfrage von X_1 zu X_2 sowie des Preises von P_1 zu P_2 gemäß der Mittelwertmethode:

$$\eta_{XP} = \frac{\frac{X_2 - X_1}{X_1 + X_2}}{\frac{P_2 - P_1}{P_1 + P_2}} \cdot \quad [45]$$

Soll hingegen ausgedrückt werden, inwieweit sich die Preisänderung eines Gutes p auf die Nachfragemenge eines anderen Gutes x_s auswirkt, so wird diese in Analogie zur Preiselastizität zu berechnende Größe als Kreuzpreiselastizität bezeichnet [ebenda]; Gleichung [44] modifiziert sich damit zu:

$$\eta_{xsp} = \frac{dx_S}{dp} \frac{p}{x_S} . \quad [46]$$

Für die Darstellung nicht infinitesimaler Änderungen am Beispiel der Mittelwertmethode sind die Änderungen in Gleichung [45] in analoger Form vorzunehmen:

$$\eta_{XP} = \frac{\frac{X_{S2} - X_{S1}}{X_{S1} + X_{S2}}}{\frac{2}{\frac{P_2 - P_1}{P_1 + P_2}}} . \quad [47]$$

Es stellt sich die Frage, ob sich die Güterbetrachtung auf den Stromkonsum als Ganzes beschränken soll und damit eine Berechnung im Sinne einer Preiselastizität erfolgen soll oder ob der Stromkonsum für jede einzelne Preisstufe gesondert betrachtet wird und somit die Berechnung von Kreuzpreiselastizitäten erfolgen soll. Eine quantitative preisliche Wahrnehmung der Stromkunden ist unabdingbare Voraussetzung für eine Berechnung sowohl der Preis- als auch der Kreuzpreiselastizität. Aus diesem Grund ist zunächst zu prüfen, ob die Testkunden tatsächlich ihren Stromkonsum an der konkreten Tarifstufenbepreisung ausrichten und nicht nur auf abstrakterem Niveau an den Tarifstufen selbst. Hierzu wurde untersucht, ob eine Änderung der Tarifstufenbepreisung und damit einhergehend eine Änderung der Tarifstufenspreizung das Lastverhalten der Testkunden beeinflusst. Eine signifikante Änderung im Verbrauchsverhalten wäre ein Indiz, dass die Testkunden tatsächlich ihr Verhalten an der konkreten Bepreisung der Tarifstufen ausrichten und nicht nur an den Tarifstufen.

Die im Rahmen des Feldversuchs erprobten Tarifstrukturen wurden bereits in Abschnitt 6.1.2.3 erläutert. An jener Stelle wurde auch dargelegt, weshalb sich die Auswertungen dieses Kapitels lediglich auf die beiden zuerst erprobten Tarifmodelle beschränken und das zuletzt erprobte Tarifmodell unberücksichtigt bleiben muss. Die bereits in Tabelle 12 genannten Tarifstrukturen wurden der Übersicht halber in Tabelle 18 nochmals aufgegriffen und um eine Darstellung der Tarifspreizung ergänzt. Die aufgeführten relativen Laständerungen beziehen sich auf die durchschnittlichen Laständerungen der Gesamtzahl der Testkunden gegenüber der Referenzkundengruppe über alle Typtage, Tages- und Jahreszeiten im Rahmen des Gültigkeitszeitraumes der jeweiligen Tarifstruktur.

Tabelle 18: Tarifstrukturen und -spreizungen im Feldversuch von November 2009 bis März 2012

Tarif- stufe	Tarifstruktur					
	1. November 2009 – 30. April 2010			1. Mai 2010 – 31. März 2012		
	Beprei- sung	Sprei- zung	Lastän- derung	Beprei- sung	Sprei- zung	Lastän- derung
1 (SNT)	15,81 ct/kWh	3,5 ct/kW	5,9 %	15,00 ct/kWh	5 ct/kW	6,2 %
2 (NT)	19,31 ct/kWh	3 h	-1,3 %	20,00 ct/kWh	5 h	-1,6 %
3 (HT)	22,31 ct/kWh	3 h	-6,4 %	25,00 ct/kWh	5 h	-4,4 %

Wie bereits aus Abbildung 6.5 in Abschnitt 6.2 entnommen werden kann, veränderte sich das Lastverschiebeverhalten der Testkunden nach erstmaliger Modifikation der Tarifstruktur und damit einhergehender Erhöhung sowie Vergleichmäßigung der Tarifstufenspreizung kaum. Auch die relativen Lastabweichungen im Falle der niedrig- und mittelpreisigen Tarifstufen 1 und 2 sind nur geringfügigen Änderungen unterworfen. Einzig bei der hochpreisigen Tarifstufe 3 ist eine Abweichung von zwei Prozentpunkten feststellbar. Nach Modifikation der Tarifstruktur fällt der Minderverbrauch trotz nunmehr größerer Preisdifferenz zu den beiden anderen Tarifstufen geringer aus.

Zu berücksichtigen ist dabei, dass diese Tarifänderung in eine Versuchsphase fiel, in der die Zahl der Testkunden noch anstieg. Dies bedeutet, dass sich sowohl die Test- als auch die zur vergleichenden Analyse herangezogene Referenzkundengruppe personell erhöhte. Damit finden sich in der Gruppe der Testkunden folglich auch solche, deren Versuchsteilnahme erst kurz vor dem Wechsel der Tarifstruktur oder auch erst danach begann, so dass für die Reaktionsauswertung während der Gültigkeit der ersten Tarifstruktur nur eine geringere Zahl an Messwerten je Versuchstag zur Verfügung steht als nach der Tarifumstellung. Darüber hinaus liegen die Versuchstage während der Gültigkeit der ersten Tarifstruktur fast ausschließlich im Winterhalbjahr, während die anschließende Messperiode sowohl Monate des Winter- als auch des Sommerhalbjahres inkludierte. In Kenntnis dieser versuchsablaufbedingten Aspekte ist bei Betrachtung obiger Werte davon auszugehen, dass die Höhe der Tarifspreizung, solange diese in moderatem Umfang modifiziert wird, keinen nennenswerten Einfluss auf die Lastverschiebung hat [Hillemacher 2013b].

Soweit dies mit dem vom Energieversorger zur Verfügung gestellten Datenbestand möglich war, wurde für eine weitergehende Analyse eines möglichen Einflusses des Tarifstrukturwechsels abweichend von obiger Darstellung nur auf die Messdaten jener Testkunden zurückgegriffen, die spätestens ein Vierteljahr vor dem Tarifstrukturwechsel mit der Versuchsteilnahme begonnen haben. Ein statistisch signifikanter Unterschied in den Reaktionen der Testkunden ließ sich dabei, auch bei tageszeitlicher und typtaggenauer Betrachtung, wie schon zuvor nicht beobachten. Zusätzlich wurden ausgewählte Testkunden, die bereits im Laufe der ersten drei Monate mit der Versuchsteilnahme begonnen haben, vom Verfasser dieser Arbeit hinsichtlich ihres Lastverhaltens befragt. Die überwiegende Anzahl der Kunden gab an, ihr Lastverhalten anhand der Tarifstufen selbst und weniger an deren Bepreisung orientiert zu haben und folglich auch ihr Verhalten nach erstmaliger Änderung der Tarifstufenbepreisung nicht geändert zu haben. Die preisliche Wahrnehmung der Testkunden beschränkte sich somit darauf, dass Tarifstufe 1 als niedrigpreisig, Tarifstufe 2 als mittelpreisig und Tarifstufe 3 als hochpreisig wahrgenommen wurde. Da beide Tarifstrukturen mit dieser abstrakten Wahrnehmung jenseits einer konkreten Preisvorstellung in Einklang zu bringen waren, erscheint es nachvollziehbar, dass nach dem Wechsel der Tarifstruktur keine signifikanten Änderungen im Lastverhalten zu beobachten waren.

Vor diesem Hintergrund muss eine Berechnung von Preiselastizitäten im „klassischen Sinne“ kritisch hinterfragt werden, da zwar Reaktionen der Testkunden auf die Preissignale eindeutig feststellbar sind, die reaktionsauslösende Preisdifferenz aber offenbar nicht scharf zu quantifizieren ist. Würde man Gleichung [44] so umstellen, dass man anhand der (vermeintlichen) Preiselastizität die für eine beabsichtigte Änderung der nachgefragten Menge erforderliche Preisänderung erhielte, so ließe sich die berechnete Preisänderung vor dem Hintergrund obiger Erkenntnisse bestenfalls als Teil einer größeren Bandbreite möglicher preislicher Änderungen interpretieren. Betrachtet man dagegen jede Tarifstufe als Bepreisung eines gesonderten Gutes, so müsste davon ausgegangen werden, dass die Kreuzpreiselastizitäten für alle Tarifstufen zumindest nahe null sind, das heißt eine Änderung der Bepreisung einer Tarifstufe sorgt nicht für eine Lastverlagerung aus einer oder in eine andere Tarifstufe. Hier wäre im Rahmen zukünftiger Forschungsvorhaben die Frage zu klären, ob sich der bisherige Elastizitätsansatz dahingehend modifizieren ließe, dass beispielsweise bei der Tarifspreizung Bandbreiten identifiziert werden, bei deren Über- oder Unterschreitung Elastizitätssprünge auszumachen sind, dazwischen jedoch nicht. Dies würde dann eine Modifikation der bisherigen Elastizitätsdefinition dahingehend bedeuten, dass das bislang faktisch als kontinuierlich behandelte Merkmal der Preisänderung nunmehr als ein diskretes Merkmal betrachtet werden würde.

Bei obigen Aussagen ist allerdings zu berücksichtigen, dass die erstmalige Änderung der Tarifstruktur durch eine vergleichsweise moderate Änderung der Bepreisung und Spreizung der Tarifstufen gekennzeichnet war. Die grundsätzlichen Auftrittshäufigkeiten der einzelnen Tarifstufen blieben, wie aus Tabelle 12 ersichtlich, von Abweichungen an einzelnen Tagen abgesehen, gleich. Die zweite Modifikation der Tarifstruktur, die durch eine drastische Anhebung der Bepreisung der hochpreisigen Tarifstufe 3 aber auch durch ein deutlich selteneres Auftreten derselben gekennzeichnet ist, könnte durchaus einen Einfluss auf das Lastverhalten der Kunden gehabt haben. Auf Grund der bereits in Abschnitt 6.1.2.3 dargelegten Problematik, wegen des nunmehr seltenen Auftretens der hochpreisigen Tarifstufe keine ausreichende Anzahl Messwerte gewinnen zu können, kann an dieser Stelle jedoch keine hinreichend belegte Aussage zu diesbezüglichen Verhaltensänderungen der Testkunden getroffen werden.

7 Wirtschaftliche Übertragbarkeit der Versuchsergebnisse

Mit Hilfe des im vorherigen Kapitel geschilderten Feldversuchs wurde der Nachweis erbracht, dass eine anreizbasierte Beeinflussung des Lastverhaltens von Haushalten mit Hilfe eines dynamischen Strompreissignals grundsätzlich möglich ist. Auch die Erkenntnisse aus anderen Feldversuchen belegen – wie in Kapitel 4 dargelegt – eine grundsätzliche Tauglichkeit der anreizbasierten Lastbeeinflussung. Aus diesem Grund soll an dieser Stelle eine erste Abschätzung unternommen werden, unter welchen Voraussetzungen eine flächendeckende Einführung der beschriebenen Lastbeeinflussungsmethode denkbar wäre. Da jedoch einige dazu benötigte Kenngrößen schon bei rein nationaler Betrachtung nur vergleichsweise grob abgeschätzt werden können, bleibt dieser Exkurs auf Deutschland begrenzt.

Zu Beginn werden hierzu die für die Implementierung eines Lastmanagementsystems relevanten legislativen Voraussetzungen erörtert. Daran anschließend werden die vertraglichen Beziehungen zwischen den einzelnen Akteuren im Energieversorgungsprozess dargelegt, wie sie in Folge der Liberalisierung und Entflechtung des Energieversorgungssektors entstanden sind. Darauf aufbauend wird dargelegt, welchen Nutzen die einzelnen Vertragsparteien aus einer Implementierung eines Lastmanagementsystems ziehen können und mit welchen Kosten dies für die jeweilige Seite verbunden ist.

7.1 Legislative Voraussetzungen

Für eine flächendeckende Umsetzung des Lastmanagement-Ansatzes mit Hilfe dynamischer Strompreissignale ist das Vorhandensein der entsprechenden Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) in den Haushalten unabdingbare Voraussetzung. Die Bezifferung der Kosten einer Einführung gestaltet sich relativ schwierig, da die derzeit genannten Kenngrößen einer starken Streuung unterliegen, nicht zuletzt deshalb, weil diese Techniken derzeit fast ausschließlich in mehr oder minder vergleichbaren Versuchsaufbauten erprobt werden. Diesen Erprobungen liegen zum Großteil sehr divergierende Geschäftsmodelle der versuchsbegleitenden Energieversorger resp. Messstellenbetreiber zu Grunde.

Auf die Ausstattungspflichten mit sog. intelligenten Stromzählern als wesentlicher Bestandteil der zum Lastmanagement erforderlichen Informations- und Kommunikationstechnik gemäß § 21c I Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) wurde in Abschnitt 2.3 eingegangen. Diese Direktive stellt die Verpflichtung zum Einbau der sog. intelligenten Stromzähler unter den Vorbehalt der technischen Realisierbarkeit, in bestimmten Fällen zusätzlich noch unter den Vorbehalt der wirtschaftlichen Realisierbarkeit [EnWG 2012]. Genauere Aussagen dazu, was als technisch realisierbar anzusehen ist und welche Anstrengungen bzgl. einer technischen Reali-

sierbarkeit zumutbar sind, enthält die Richtlinie jedoch nicht. Aus diesem Grund ist bis zu einer allfälligen Klärung auf dem Rechtswege oder aber durch weitere Richtlinien von einem größeren Ermessensspielraum hinsichtlich der Ausstattungspflicht auszugehen.

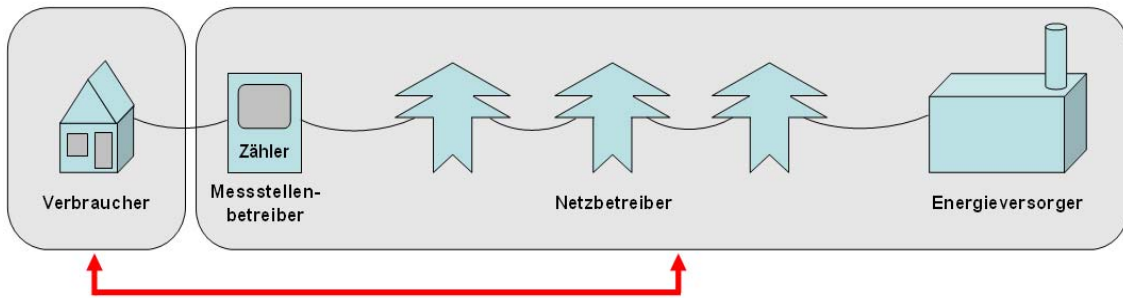
In den unter § 21c I EnWG genannten Fällen sind die Kosten der Ausstattung durch den Messstellenbetreiber zu tragen, in allen anderen Fällen müssen die Kosten – wie auch grundsätzlich eine evtl. jährliche Zählermiete – vom Haushalt getragen werden. Dies erschwert eine Quantifizierung, da die derzeit ohnehin schwerlich ermittelbaren Anschaffungsausgaben aus Haushaltssicht nicht ohne weiteres auch auf die Fälle verpflichtender Ausstattung übertragbar sein dürften. Über die Kosten der Infrastruktur des in Kapitel 6 geschilderten Feldversuchs lagen keine Daten vor, so dass eine Abschätzung anhand von Marktpreisen und von Literaturstudien erforderlich ist.

Darüber hinaus enthält obige Richtlinie auch eine grundsätzliche Verpflichtung der Energieversorger zum Anbieten dynamischer Tarifmodelle. Eine nähere Konkretisierung, welche Anforderungen an diese Tarife gestellt werden, enthält das EnWG jedoch nicht. Die flächendeckend am Markt verfügbaren Tarife beschränken sich, nicht zuletzt auch wegen der bislang noch fehlenden messtechnischen Infrastruktur, zumeist auf reine Zweistufentarife („Tag-Nacht-Tarife“) nach dem Time-of-Use-Prinzip [McKenna 2014].

7.2 Vertragliche Rahmenbedingungen

Die Deregulierung und Liberalisierung im Energieversorgungssektor und die damit verbundene Entflechtung der vertikal integrierten Energiekonzerne hat die Zahl der Marktakteure und damit einhergehend die Zahl der Vertragsbeziehungen zwischen den an der Energieversorgung Beteiligten deutlich erhöht (vgl. Abbildung 7.1). Wie bereits in Abschnitt 2.2 erwähnt, gestattet diese Entflechtung auch kleineren Anbietern, die nicht ein Komplettangebot an Produkten und Dienstleistungen anbieten können, in den Wettbewerb mit den bisherigen Marktakteuren zu treten. Daher müssen nicht mehr zwangsläufig alle an der Energieversorgung eines Haushalts beteiligten Akteure in einer integrierten Konzernstruktur miteinander verbunden sein. Dies wirft dann unmittelbar die Frage auf, auf welche Beteiligten sich Kosten und Erlöse einer flächendeckenden Einführung von intelligenten Stromzählern und IKT schlussendlich verteilen.

Vertragsverhältnisse vor der Liberalisierung



Vertragsverhältnisse nach der Liberalisierung

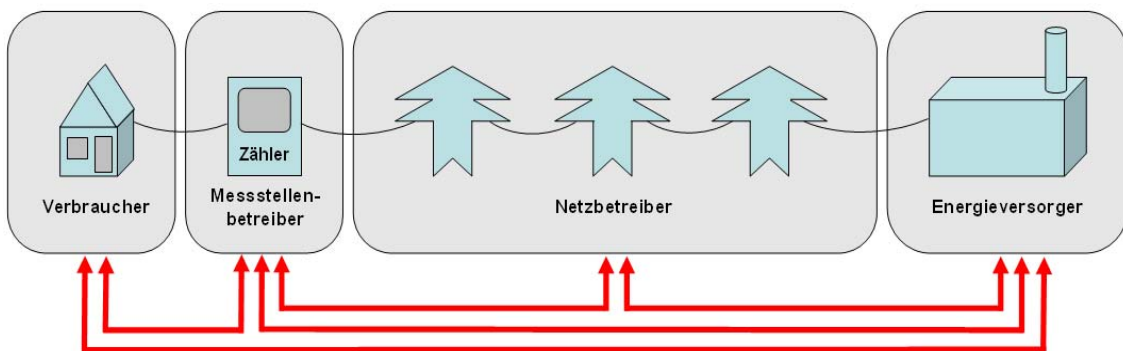


Abbildung 7.1: Vertragsverhältnisse vor und nach der Liberalisierung der Elektrizitätsmärkte

[BDEV 2008; Abbildung modifiziert]

Wie zuvor angesprochen, sind im Falle eines freiwilligen Einbaus des intelligenten Zählers und der zugehörigen IKT die Kosten vom Haushalt selbst zu tragen. Es liegt somit nahe, dass die Haushalte diesen Schritt nur dann gehen werden, wenn ihnen hierfür Preisreize in Form tariflicher Vergünstigung gewährt werden, so dass in diesem Falle ein (hinreichend großer) Anteil der durch die Ausstattung mit intelligenten Zählern und zugehöriger IKT erzielbaren Erlöse auch an die Haushalte fließen muss. Im Falle einer verpflichtenden Ausstattung müssen die Kosten der Ausstattung zunächst vom Messstellenbetreiber getragen werden. Dieser kann nur in beschränktem Ausmaß – etwa durch eine Vereinfachung der Ablesung und Abrechnung – ihm direkt zufließende Erlöse generieren, so dass er bestrebt sein wird, seine Kosten zumindest teilweise an eine Vertragspartei durchreichen zu können [Wissner 2012].

7.3 Abschätzung der Einsparpotenziale der Haushalte

Durch den im Vorkapitel beschriebenen Feldversuch konnte gezeigt werden, dass eine durch Preisreize getriebene Lastverlagerung im Haushaltsbereich grundsätzlich durchführbar ist.

Es zeigte sich jedoch, dass diese Lastverschiebung u. a. tages- und jahreszeitabhängig sowie auch von der jeweils gültigen Tarifstufenkombination getrieben ist. Ferner ließ sich im Feldversuch ein preissignalunabhängiger Minderkonsum der Testkunden beobachten.

Die Häufigkeitsverteilung der Bonusgutschriften innerhalb der Testkundengruppe für das Jahr 2011 als Folge der lastverschiebungsbedingten Einsparung konnte bereits Abbildung 6.6 entnommen werden. Die dortige Angabe lediglich der Intervalle, in denen die Bonusgutschriften der Testkunden lagen, ermöglicht naturgemäß keine Angabe eines einzelnen Wertes für eine durchschnittliche Bonusgutschrift. Aus diesem Grunde wurden zur Abschätzung der durchschnittlichen Bonusgutschrift je Testhaushalt die in Tabelle 19 aufgeführten Szenarien hinsichtlich der Lage der durchschnittlichen Bonusgutschrift je angegebenem Intervall betrachtet und die entsprechenden Bonusgutschriften berechnet. Zusätzlich wurde die durchschnittliche Bonusgutschrift aus den vorliegenden Summenlastgängen für das Jahr 2011 berechnet. Der Vergleich mit den Bewertungsszenarien zeigt, dass der errechnete Wert zwischen den Werten der Szenarien II und III liegt. Dies lässt vermuten, dass die durchschnittlichen Bonusgutschriften der durch die einzelnen Intervalle repräsentierten Kundengruppen ebenfalls zwischen den abgeschätzten Werten dieser beiden Szenarien liegen.

Tabelle 19: Szenarienbasierte Abschätzung der durchschnittlichen jährlichen Bonusgutschrift der Testkunden

Bonusgutschrift pro Jahr (Anteil)	Bewertungsszenarien: Die Ø-Bonusgutschrift in € pro Jahr der jeweiligen Gruppe liege an der/im ...					Messwert in € (VI)
	Intervallmittel (I)	Intervalluntergrenze (II)	Intervall-UG zzgl. 10 € (III)	unteren Intervall-drittel (IV)	Intervallobergrenze (V)	
kein Bonus (1,3 %)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
> 0 – 40 € (49,3 %)	20,00	0,01	10,00	13,33	40,00	
40 – 100 € (25,5 %)	70,00	40,01	50,00	60,00	100,00	
100 - 140 € (9,5 %)	120,00	100,01	110,00	113,33	140,00	
> 140 € (14,4 %)	160,00	140,01	150,00	155,00	180,00	
Ø-Bonusgutschrift	62,15	39,87	49,73	54,96	84,44	45,34
Die Intervallzugehörigkeit der Werte auf den Intervallgrenzen ist aus dem vorliegenden Datenmaterial nicht zweifelsfrei ableitbar. Die durchschnittliche Bonusgutschrift ist mit den Anteilen der Kunden in den einzelnen Intervallen an der Gesamtkundenanzahl gewichtet.						

Die abgeschätzten bzw. berechneten durchschnittlichen Bonusgutschriften repräsentieren, wie bereits erwähnt, nur den Teil der Einsparungen, die von den Testkunden auf Grund der Lastverschiebungen in niedrigpreisige Zeitabschnitte generiert werden konnten. Zusätzlich ist dann noch der in Abschnitt 6.3 dargelegte generelle Minderkonsum in Höhe von 2,6 % zu berücksichtigen. Bezogen auf den mittleren Jahresnormverbrauch der Testkunden vor Versuchsbeginn in Höhe von 4851 kWh (vgl. Abbildung 6.5) kann somit ein genereller Minderkonsum von 126 kWh unterstellt werden.

Tabelle 20: Jährliche preissignalunabhängige Einsparung der Testkunden

Tarifstufe	Bepreisung	Ersparnis/Jahr bei 126 kWh Minderkonsum
Tarifstufe 1	0,15 €/kWh	18,90 €
Tarifstufe 2	0,20 €/kWh	25,20 €
Tarifstufe 3	0,25 €/kWh	31,50 €
Gewichtetes Mittel	0,2021 €/kWh	25,47 €
Das gewichtete Mittel berechnet sich aus der Bepreisung der Tarifstufen sowie ihren Auftrittshäufigkeiten.		

Tabelle 20 zeigt die sich hieraus ergebenden möglichen Einsparungen unter Berücksichtigung der im Jahre 2011 gültigen Tarifstruktur (vgl. Tabelle 5). Unterstellt man, dass sich die generellen Einsparungen weitgehend gleichmäßig auf den Tag verteilen, wie dies beispielsweise bei einer Vermeidung von sog. Stand-By-Betrieb von elektrischen Geräten näherungsweise angenommen werden kann, sind zu den in Tabelle 19 genannten jährlichen lastverschiebungsbedingten Einsparungen noch etwa 25 EUR genereller Einsparungen hinzuzurechnen. Bezogen auf die Szenarien II und III der Tabelle 19 würde dies bezogen auf das Jahr 2011 eine jährliche Gesamtersparnis von 65 – 75 EUR bedeuten, bezogen auf den durch die Messwerte berechneten Wert etwa 70 EUR.

Es muss an dieser Stelle jedoch nochmals die Feststellung wiederholt werden, dass obige Abschätzungen auf der Grundlage eines Feldversuches getroffen wurden, dessen Testkunden hinsichtlich ihrer soziodemografischen Zusammensetzung und auch mit hoher Wahrscheinlichkeit hinsichtlich ihres thematischen Interesses nicht repräsentativ für die Grundgesamtheit der Bevölkerung sind. Gleichsam beruhen die Angaben auf einer überwiegend manuell durchzuführenden Lastverschiebung. Aus den genannten Gründen muss die vorstehend genannte jährliche Ersparnis auch als Richtwert verstanden werden.

Losgelöst von den in Abbildung 6.6 dargelegten konkreten Bonusgutschriften der Testkunden des im Vorkapitel beschriebenen Feldversuchs wurden zusätzlich sechs mögliche Einsparszenarien auf Basis der Ergebnisse des Feldversuchs betrachtet, die in Tabelle 21 aufgeführt sind. Klobasa [2009] schätzt das Lastverschiebepotenzial im Haushaltssektor auf etwa 15 % der Gesamtstromnachfrage ein. Als hinsichtlich eines Lastverschiebepotenzials relevant werden die Anwendungsbereiche Waschen, Trocknen, Spülen sowie Kühlen bzw. Gefrieren identifiziert. Unter zusätzlicher Einbeziehung von Wärmepumpen und Nachtspeicherheizungen wird das Lastverschiebepotenzial auf etwa 19 % geschätzt. Darauf aufbauend unterstellen die Einsparszenarien verschiebbare Lastanteile im Haushalt in Höhe von 10 %, 15 % sowie 20 %.

Die Ausstattungsquoten der Haushalte mit entsprechenden Gerätschaften in den Anwendungsbereichen Waschen, Trocknen, Spülen sowie Kühlen bzw. Gefrieren stagnierten in den vergangenen Jahren weitestgehend, lediglich bei der Ausstattung der Haushalte mit Gefriertruhen bzw. -schränken ist zuletzt ein gewisser Rückgang zu verzeichnen gewesen [DeStatis 2013a; DeStatis 2013b]. Vor dem Hintergrund immer verbrauchsärmerer Haushaltsgeräte muss bei weitestgehender Stagnation oder geringfügiger Abnahme der Ausstattungsquoten und gleichzeitig steigender Ausstattung mit kaum lastverschiebungsrelevanter Unterhal-

tungselektronik sowie IT-Technik¹⁹ [DeStatis 2014] von einem tendenziell eher sinkenden verschiebbaren Lastanteil bei klassischen Haushaltsanwendungen ausgegangen werden. Ein gegenläufiger Trend hin zu einer Erhöhung des Lastverschiebepotenzials im Haushalt könnte sich durch die stärkere Verbreitung von Wärmepumpen ergeben. In einer Studie aus dem Jahr 2011 geht das Umweltbundesamt basierend auf Daten aus dem Jahr 2009 von einem um den Ersatz von Altanlagen bereinigten Zuwachs von 3% bei Heizwärmepumpen und 2% bei Warmwasserwärmepumpen bis zum Jahr 2030 aus [UBA 2011]. Allerdings konnten die Absatzzahlen des Branchenverbandes „Bundesverband Wärmepumpe e. V.“ keine kontinuierliche Steigerung in dem prognostizierten Ausmaß erkennen lassen [BWP 2013], weshalb die zuvor dargelegten Szenarioannahmen im Abgleich mit vorstehend zitierter Potenzialabschätzung als ambitioniert zu bezeichnen sind.

Betrachtet man die im Feldversuch erreichten relativen Lastverschiebungen, wie sie in Tabelle 13 und 14 angegeben sind, wird deutlich, dass überwiegend manuell hervorgerufene Lastverschiebungen von betragsmäßig 10 % und mehr bei den Testhaushalten nur in sehr wenigen Zeitintervallen feststellbar sind. Somit sind die geschilderten Szenarioannahmen als Vorgriff auf eine vollumfängliche Automatisierung der Lastverschiebung zu verstehen, bei der auch davon auszugehen ist, dass sich auf diese Weise eine tageszeitlich gleichmäßigere Nutzung von Lastverschiebepotenzialen ermöglicht, was insbesondere im Hinblick auf eine Kompensation der volatilen dezentralen Erzeugung von Vorteil wäre. Für jedes dieser drei unterstellten Lastverlagerungspotenziale wurden noch zwei unterschiedliche Preisverschiebungen betrachtet. Zum einen wurde zur Ausnutzung der maximalen Preisspreizung eine konsequente Verschiebung von der hochpreisigen in die niedrigpreisige Tarifstufe unterstellt, zum anderen wurde eine Verschiebung sowohl aus der hoch- als auch der mittelpreisigen Tarifstufe, bewertet mit dem gewichteten Durchschnittspreis, in die niedrigpreisige Tarifstufe angenommen. Die sich hieraus ergebenden spezifischen Einsparpotenziale (je 1000 kWh) auf Grundlage der von Mai 2010 bis März 2012 im Feldversuch angewandten Tarifstruktur können in Tabelle 21 abgelesen werden.

¹⁹ Rein technisch betrachtet bieten bestimmte Geräte der Unterhaltungselektronik und der IT-Technik wie etwa Mobiltelefone, Tablet-PC und Laptops durch ihre internen Speicher zweifelsohne ein entsprechendes Lastverschiebepotenzial. Ob bei den Anwendern aber auch die Bereitschaft dazu vorhanden ist, die Ladeprozesse dieser Geräte entsprechend vorausschauend zu planen, um diese am Preissignalverlauf ausrichten zu können, muss jedoch kritisch hinterfragt werden.

Tabelle 21: Mögliche Einspar Szenarien bezogen auf einen Jahresnormverbrauch von 1000 kWh

Normierter Jahresstromverbrauch vor Beginn des Feldtests	1000 kWh/a	
Generelle Einsparung von 2,6 %	26 kWh/a	
Bewertet mit dem Durchschnittspreis des Feldversuchs	5,252 €/a	
Jahresstromverbrauch nach Beginn des Feldtests	974 kWh/a	
Mögliche Einsparfälle		
	Fall 1	Fall 2
(Angenommener) verschiebbarer Lastanteil	10 %	
(Angenommene) verschiebbare Last	97,4 kWh/a	
Verschoben von	$\varnothing_{2,3}$ -Preis	Preisstufe 3
Verschoben nach	Preisstufe 1	Preisstufe 1
Preisdifferenz	0,074 €/kWh	0,10 €/kWh
Einsparung durch Verschiebung	7,208 €/a	9,74 €/a
Gesamteinsparung	12,460 €/a	14,992 €/a
	Fall 3	Fall 4
(Angenommener) verschiebbarer Lastanteil	15 %	
(Angenommene) verschiebbare Last	146,1 kWh/a	
Verschoben von	$\varnothing_{2,3}$ -Preis	Preisstufe 3
Verschoben nach	Preisstufe 1	Preisstufe 1
Preisdifferenz	0,074 €/kWh	0,10 €/kWh
Einsparung durch Verschiebung	10,811 €/a	14,61 €/a
Gesamteinsparung	16,063 €/a	19,862 €/a
	Fall 5	Fall 6
(Angenommener) verschiebbarer Lastanteil	20 %	
(Angenommene) verschiebbare Last	146,1 kWh/a	
Verschoben von	$\varnothing_{2,3}$ -Preis	Preisstufe 3
Verschoben nach	Preisstufe 1	Preisstufe 1
Preisdifferenz	0,074 €/kWh	0,10 €/kWh
Einsparung durch Verschiebung	14,415 €/a	19,48 €/a
Gesamteinsparung	19,667 €/a	24,732 €/a
<p>Zu Grunde gelegte Tarifstruktur des Feldversuches Mai 2010-März 2012: Preisstufe 1: 0,15 €/kWh (7h/Tag); Preisstufe 2: 0,20 €/kWh (9h/Tag); Preisstufe 3: 0,25 €/kWh (8h/Tag); Durchschnittspreis (gewichtet nach Auftrittshäufigkeiten): 0,202 €/kWh; Durchschnittspreis aus den Preisstufen 2 und 3 ($\varnothing_{2,3}$-Preis,gewichtet nach Auftrittshäufigkeiten): 0,224 €/kWh</p>		

Es soll an dieser Stelle nicht verschwiegen werden, dass die Nutzung der (gewichteten) Durchschnittspreise der Tarifstruktur zur Bestimmung der Einsparung in gewissem Sinne problembehaftet sein kann, da eine derartige Verwendung unterstellt, dass die Tarifstufen im Rahmen ihrer Häufigkeiten gleichverteilt über den ganzen Tag auftreten. Dies würde beispielsweise bedeuten, dass die Tarifstufe 3 in jeder Stunde mit einer Wahrscheinlichkeit von 1/3 auftreten müsste. Wie bereits im Vorkapitel erwähnt, ist diese Gleichverteilung jedoch nicht gegeben, da das Auftreten dieser Tarifstufe in den Nachtstunden deutlich unwahrscheinlicher als etwa in den Morgen- und Abendstunden ist. Da jedoch die Tarifstufenfolge sich an externen Einflüssen ausrichtet und somit naturgemäß stärkeren Schwankungen unterworfen ist, erscheint die Verwendung der Durchschnittswerte dennoch als das probateste Mittel zur Abschätzung der Einsparungen.

Tabelle 22: Durchschnittliche Jahresstromverbräuche in Abhängigkeit von der Haushaltsgröße

Haushaltsgröße	Ø-Jahresstromverbrauch gem.	
	Energieagentur NRW	BDEW
1 Person	2256 kWh/a	2050 kWh/a
2 Personen	3248 kWh/a	3440 kWh/a
3 Personen	4246 kWh/a	4050 kWh/a
4 Personen	5009 kWh/a	4940 kWh/a *)
5 Personen	5969 kWh/a	
≥ 6 Personen	6579 kWh/a	
*): BDEW-Daten für 4 und mehr Personen		

Zur Veranschaulichung sollen die in Tabelle 21 für einen Jahresstromverbrauch von 1000 kWh ermittelten Einsparpotenziale auf die unterschiedlichen Haushaltsgrößen hochgerechnet werden. Als Grundlage dienen hierzu die in Tabelle 22 aufgeführten haushaltsgrößen-spezifischen Jahresverbräuche vom Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) aus dem Jahre 2010 [BDEW 2010] die etwas jüngeren Verbrauchsdaten der Energie Agentur NRW (EAN) aus dem Jahr 2011 [EAN 2011]. Die sich hieraus für die in Tabelle 21 betrachteten möglichen Anwendungsfälle ergebenden finanziellen Einsparungen in Abhängigkeit von der Haushaltsgröße finden sich schließlich in der folgenden Tabelle 23.

Tabelle 23: Jährliches Einsparpotenzial in Abhängigkeit von der Haushaltsgröße

Haushaltsgröße	Einsparpotenzial in € pro Jahr nach Anwendungsfall					
	Fall 1		Fall 2		Fall 3	
	mit Ø-Jahresstromverbrauch gemäß					
	EAN	BDEW	EAN	BDEW	EAN	BDEW
1 Pers.	28,11	25,54	33,82	30,73	36,24	32,93
2 Pers.	40,47	42,86	48,69	51,57	52,17	55,26
3 Pers.	52,91	50,46	63,66	60,72	68,20	65,06
4 Pers.	62,41	61,55	75,10	74,06	80,46	79,35
5 Pers.	74,37		89,49		95,88	
≥ 6 Pers.	81,97		98,63		105,68	
	Fall 4		Fall 5		Fall 6	
	mit Ø-Jahresstromverbrauch gemäß					
	EAN	BDEW	EAN	BDEW	EAN	BDEW
	1 Pers.	44,81	40,72	44,37	40,32	55,80
2 Pers.	64,51	68,33	63,88	67,65	80,33	85,08
3 Pers.	84,33	80,44	85,51	79,65	105,01	100,17
4 Pers.	99,49	98,12	98,51	97,15	123,88	122,18
5 Pers.	118,56		117,89		147,63	
≥ 6 Pers.	130,67		129,39		162,71	

7.4 Abschätzung der Kosten der erforderlichen technischen Komponenten

Nachdem im vorigen Abschnitt das zu erwartende Einsparpotenzial der Haushaltsseite anhand von sechs Fallbetrachtungen abgeschätzt worden ist, wird in diesem Abschnitt eine grobe Kostenabschätzung vorgenommen. Entsprechend den unterschiedlichen Kostenübernahmeverpflichtungen bei einer verpflichtenden und freiwilligen Ausstattung geschieht dies zum einen aus Sicht der Haushaltskunden und zum anderen aus Sicht des Messstellenbetreibers sowie des Energieversorgers.

7.4.1 Kostenabschätzung aus Sicht der Haushalte

Im Folgenden sollen die zu erwartenden Kosten für die Haushaltsseite abgeschätzt werden. Eine Schwierigkeit besteht neben der preislichen Auswirkung der bis dato geringen Verbreitung der erforderlichen Informations- und Kommunikationstechnik auch darin, dass es oftmals regional sehr unterschiedliche Marktmodelle gibt. Hackbarth [2008] beziffert die Ausga-

ben aus Sicht des Energieversorgers resp. Messstellenbetreibers für die Ausstattung mit den erforderlichen IKT-Komponenten einschließlich des intelligenten Stromzählers demzufolge auch auf eine relativ große Spanne von 60 bis 400 EUR je Haushalt. Hierbei ist zu erwähnen, dass sich diese Kostenabschätzung auf Untersuchungen von Pilotprojekten und auf Angaben der Energieversorgungsunternehmen (EVU) stützt, so dass sich diese nur eingeschränkt auf den Fall einer flächendeckenden Ausrüstung der Haushalte übertragen lässt. Problematisch an dieser Abschätzung ist ferner, dass dieser Kostenansatz nur dann – mit den vorgenannten Vorbehalten – auf den Haushalt übertragbar ist, wenn der Haushalt die entsprechenden Komponenten vollumfänglich käuflich erwirbt. Viele Energieversorger, die den Messstellenbetrieb zumeist noch direkt oder indirekt mit übernehmen, bieten Endverbrauchern jedoch nur Geräte (insbesondere Stromzähler) auf Mietbasis an, so dass Haushalte beim käuflichen Erwerb auf vom Energieversorger bzw. Messstellenbetreiber nicht verwendete Fremdgeräte angewiesen sind. Neben einem möglicherweise geschäftspolitisch bedingten geringen Interesse am Anschluss eines Fremdgeräts erschweren auch nicht einheitliche Gerätestandards die Einbindung von Fremdgeräten in das Informations- und Kommunikationssystem eines Energieversorgers [Grandel 2012].

Laut RWE Effizienz GmbH belaufen sich die Kosten für einen intelligenten Stromzähler für die Kunden auf etwa 5 EUR/Monat, hinzu kommt noch eine einmalige Anschlussgebühr von etwa 80 EUR. Ein als „Smart Home Zentrale“ bezeichnetes Gerät zur Ansteuerung entsprechend ausgestatteter Gerätschaften schlägt mit rund 190 EUR zu Buche, dieser Preis bezieht sich jedoch ausschließlich auf die Zentraleinheit, entsprechende Zwischenstecker zur automatisierten Inbetriebnahme der Einzelgeräte kosten je nach Ausstattungsvolumen zwischen 40 und 80 EUR je Stück [RWE 2014]. Als einer der wenigen flächendeckenden Anbieter bietet die Yello Strom GmbH bundesweit den Einbau eines intelligenten Stromzählers an. Hierfür wird ein einmaliger Einrichtungspreis von 79 EUR verlangt, dazu kommt noch eine regional differenzierte monatliche Miete. Diese Miete schwankte bei exemplarischen Stichproben für die Ballungsräume Karlsruhe, München, Rhein-Ruhr und Hamburg sowie die ländlichen Regionen Schleswig-Holsteins und der schwäbischen Alb zwischen 8,64 EUR/Monat und 8,86 EUR/Monat [Yello 2014]. Bezogen auf die RWE-Quelle wären somit 60 EUR/Jahr an Zählermiete und bezogen auf die Yello-Quelle ungefähr 105 EUR/Jahr aufzubringen. Die jährlichen Mietgebühren eines Ferraris-Zählers dagegen schwankten regional zwischen 11 und 38 EUR/Jahr.

Problematisch im direkten Vergleich beider Zählertypen ist aber nicht nur die Streuung der jeweiligen Mietzinsen, in vielen Fällen ist mit dem Zählerwechsel auch ein Wechsel des Tarifmodells erforderlich, so dass hier teilweise zusätzlich noch erhöhte Grundgebühren hinzuzurechnen sind. Die Stiftung Warentest hält demzufolge direkte und indirekte Zusatz-

kosten von 100 EUR/Jahr ausschließlich infolge des Zählerwechsels für realistisch, die sich folglich durch Einsparungen amortisieren müssten [SWT 2010].

Vergleicht man obige grobe Abschätzungen mit den in Tabelle 23 aufgeführten Einsparpotenzialen, so wird ersichtlich, dass ein Dreipersonenhaushalt selbst unter den günstigsten Annahmen (20 % Lastverschiebepotenzial, Lastverschiebung ausschließlich aus der hochpreisigen Tarifstufe 3) die jährlichen Mehrkosten des intelligenten Stromzählers gerade eben durch die erzielbaren Einsparungen und Lastverschiebungen kompensieren kann. Kleinere Haushalte können demzufolge die jährlichen Mehrkosten überhaupt nicht kompensieren, wobei eine etwaige einmalige Einrichtungsgebühr noch gar nicht berücksichtigt wurde. Hinzu kämen dann noch die Kosten für die über den Stromzähler hinausgehende technische Ausstattung bei der in der Szenarienbetrachtung unterstellten vollautomatisierten Reaktion auf die dynamischen Strompreissignale. Hieraus wird schon ohne Heranziehung der Methoden der Investitionsrechnung unmittelbar deutlich, dass unter den getroffenen ökonomischen Annahmen derzeit kaum ein monetärer Anreiz für die Haushalte besteht, jenseits der im EnWG genannten Verpflichtungen einen Zähleraustausch vornehmen zu lassen.

Als einfaches Maß für eine Abschätzung eines Investitionsrisikos hat sich die statische Amortisationsrechnung etabliert [Strutz 1998], weshalb sie hier zunächst angewendet werden soll. Es ergibt sich von selbst, dass sich eine Amortisation nur dann einstellen kann, wenn überhaupt positive Einnahmenüberschüsse erreicht werden können. Für den Fall der Zähleranmietung ist dieser Fall laut Tabelle 23 insbesondere für Ein- und Zweipersonenhaushalte bei den derzeitigen Mietzinsen zumeist nicht gegeben.

Setzt man dagegen trotz der zuvor geschilderten Erschwernisse einen käuflichen Erwerb der gesamten Informations- und Kommunikationstechnik einschließlich Stromzähler und Regelungseinheiten der regelbaren Haushaltsgerätschaften voraus, so ergeben sich unter Verwendung der von der Energie Agentur NRW ermittelten Jahresstromverbräuche sowie der von Hackbarth [2008] angenommenen Ausgabenspanne die in Tabelle 24 dargestellten Amortisationszeiträume, wobei hier vereinfachend auf eine Abzinsung der in Tabelle 23 aufgeführten Einsparpotenziale verzichtet wurde. Geht man von einer insbesondere bei informations- und datentechnischen Gerätschaften üblichen Soll-Amortisationszeit von drei bis fünf Jahren aus [Wöhe 2013], zeigt sich, dass nur für eine Anschaffungsausgabe von 80 EUR sämtliche Haushaltstypen in allen Fallszenarien innerhalb dieser Zeitvorgabe liegen oder sie unterschreiten.

Bereits bei einer angenommenen Anschaffungsausgabe von 160 EUR überschreiten Einpersonenhaushalte die vorgegebene Zeitspanne in einem Fallszenario und in weiteren zwei Szenarien liegt die abgeschätzte Amortisationszeit am oberen Ende der Zeitspanne.

Tabelle 24: Statische Amortisationsrechnung für IKT-Ausstattung in Abhängigkeit von der Haushaltsgröße

HH- Größe (Pers.)	Amortisation in Jahren					
	Fall I	Fall II	Fall III	Fall IV	Fall V	Fall VI
	Anschaffungsausgabe 80 €					
1	2,8	2,4	2,2	1,8	1,8	1,4
2	2,0	1,6	1,5	1,2	1,3	1,0
3	1,5	1,3	1,2	0,9	1,0	0,8
4	1,3	1,1	1,0	0,8	0,8	0,6
5	1,1	0,9	0,8	0,7	0,7	0,5
≥ 6	1,0	0,8	0,8	0,6	0,6	0,5
	Anschaffungsausgabe 160 €					
1	5,7	4,7	4,4	3,6	3,6	2,9
2	4,0	3,3	3,1	2,5	2,5	2,0
3	3,0	2,5	2,3	1,9	1,9	1,5
4	2,6	2,1	2,0	1,6	1,6	1,3
5	2,2	1,8	1,7	1,3	1,4	1,1
≥ 6	2,0	1,6	1,5	1,2	1,2	1,0
	Anschaffungsausgabe 240 €					
1	8,5	7,1	6,6	5,4	5,4	4,3
2	5,9	4,9	4,6	3,7	3,8	3,0
3	4,5	3,8	3,5	2,8	2,9	2,3
4	3,8	3,2	3,0	2,4	2,4	1,9
5	3,2	2,7	2,5	2,0	2,0	1,6
≥ 6	2,9	2,4	2,3	1,8	1,9	1,5
	Anschaffungsausgabe 400 €					
1	14,2	11,8	11,0	8,9	9,0	7,2
2	9,9	8,2	7,7	6,2	6,3	5,0
3	7,6	6,3	5,9	4,7	4,8	3,8
4	6,4	5,3	5,0	4,0	4,1	3,2
5	5,4	4,5	4,2	3,4	3,4	2,7
≥ 6	4,9	4,1	3,8	3,1	3,1	2,5

Im zweiten Schritt sollen obige Ergebnisse nun noch einmal mit einer dynamischen Methode der Investitionsrechnung unter Berücksichtigung der Zinsen am Beispiel der Kapitalwertmethode nachvollzogen werden [Schmidt 1997]. Für eine angenommene Nutzungsdauer der IKT-Komponenten von 5 Jahren ergeben sich bei einem Zinssatz von $i = 0,1$ die in Tabelle 25 aufgeführten Kapitalwerte.

Diese Beispielrechnungen unterstreichen, dass insbesondere für Ein- und Zweipersonenhaushalte der Erwerb der erforderlichen Informations- und Kommunikationstechnik unter den betrachteten Rahmenbedingungen mit einem größeren finanziellen Risiko verbunden ist. Eine Amortisation in dem vorgegebenen Rahmen ist selbst bei der Betrachtung der angenommenen ambitionierten Einspar szenarien in der überwiegenden Zahl der Fälle nicht gegeben oder aber die Amortisationszeit liegt zumindest nahe an der Obergrenze der Soll-Amortisationszeit. Ein ähnliches Bild liefert die Kapitalwertmethode. Hier sind nur für eine angenommene Investition von 80 EUR sämtliche Kapitalwerte positiv, bereits bei einer Investition von 160 EUR sind im Falle der Ein- und Zweipersonenhaushalte bei einigen Szenarien negative und nurmehr schwach positive Kapitalwerte zu beobachten.

Hinzu kommt noch, dass etwaige tarifstrukturbedingte Mehrkosten hierbei noch gar nicht berücksichtigt sind. Erschwerend kommt noch hinzu, dass gerade die kleineren Haushaltsgrößen, für die sich eine Amortisation wie dargelegt besonders langwierig gestaltet, zukünftig einen größeren Anteil an den Gesamthaushalten in Deutschland stellen werden, während der Anteil größerer Haushalte weiter zurückgehen wird [Möller-Ühlken 2007, Kronenberg 2008].

Tabelle 25: Dynamische Investitionsrechnung nach der Kapitalwertmethode für IKT-Ausstattung in Abhängigkeit von der Haushaltsgröße

HH- Größe (Pers.)	Kapitalwert in € bei einem Zins von 10 % und einer Nutzung über 5 Jahre					
	Fall I	Fall II	Fall III	Fall IV	Fall V	Fall VI
	Anschaffungsausgabe 80 €					
1	27	48	57	90	88	132
2	73	105	118	165	162	225
3	121	161	179	240	237	318
4	157	205	225	297	293	390
5	202	259	283	369	365	480
≥ 6	231	294	321	415	410	537
	Anschaffungsausgabe 160 €					
1	-53	-32	-23	10	8	52
2	-7	25	38	85	82	145
3	41	81	99	160	157	238
4	77	125	145	217	213	310
5	122	179	203	289	285	400
≥ 6	151	214	241	335	330	457
	Anschaffungsausgabe 240 €					
1	-133	-112	-103	-70	-72	-28
2	-87	-55	-42	5	2	65
3	-39	1	19	80	77	158
4	-3	45	65	137	133	230
5	42	99	123	209	205	320
≥ 6	71	134	161	255	250	377
	Anschaffungsausgabe 400 €					
1	-293	-272	-263	-230	-232	-188
2	-247	-215	-202	-155	-158	-95
3	-199	-159	-141	-80	-83	-2
4	-163	-115	-95	-23	-27	70
5	-118	-61	-37	49	45	160
≥ 6	-89	-26	1	95	90	217

7.4.2 Kostenabschätzung aus Sicht des Messstellenbetreibers und des Energieversorgers

Eine flächendeckende Ausstattung der Verbraucher mit intelligenten Stromzählern sowie weitergehender technischer Komponenten bietet dem Energieversorger neben der Möglichkeit zur Implementierung einer Lastbeeinflussung (direkt oder indirekt) auch Rationalisierungspotenziale bei der Dokumentation und Abrechnung. Gleichzeitig ermöglicht es dem Messstellenbetreiber, eine Fernablesung durchzuführen [Shaw 2009]. Diese Vorteile monetär zu quantifizieren, gestaltet sich jedoch in Unkenntnis entsprechender (interner) Kalkulationen der Marktakteure schwierig. Eine Studie der RWTH Aachen belegt jedoch, dass diese Aspekte bei den Energieversorgern resp. Messstellenbetreibern als erwarteter Nutzen eines Roll-Outs intelligenter Zähler gesehen werden [Hackbarth 2008]. Allerdings stehen aus Sicht der im Rahmen dieser Studie befragten Energieversorger und Messstellenbetreiber – wie bereits im vorherigen Unterabschnitt erwähnt – Investitionen von 60 bis 400 EUR pro Haushalt Erlöse von höchstens 60 EUR über die Lebensdauer gegenüber. Die meisten der im Rahmen der zitierten Studie befragten Unternehmen schätzten die zu erwartenden Erlöse jedoch geringer ein, so dass aus Unternehmenssicht bestenfalls die Kosten der infrastrukturellen Ausstattung gerade kompensiert werden können. Es muss jedoch bedacht werden, dass sich die der Studie zu Grunde liegenden Abschätzungen auf Pilotprojekte beziehen. Daneben ist allerdings auch zu berücksichtigen, dass sich der erwartete Nutzen erst bei einer flächendeckenden Installation einstellen wird. Hier könnte, zumindest in Bezug auf den intelligenten Stromzähler, eine gesetzlich vorgeschriebene Ausstattungspflicht in Verbindung mit einer Harmonisierung der Gerätestandards für eine Kostensenkung über Losgrößeneffekte aber auch für einen zunehmenden Nutzen auf Versorgerseite sorgen, wie sie bei rein marktgetriebener, zögerlicher Verbreitung nicht möglich wäre [Wissner 2010].

Wurden im Rahmen der zitierten Studie den Ausstattungskosten der erforderlichen Informations- und Kommunikationstechnik überwiegend kurz- und mittelfristige Einsparungsmöglichkeiten bei Energieversorgung und Messstellenbetrieb gegenübergestellt, so wären auch langfristige Einsparungsmöglichkeiten auf Seiten der Energieversorgung denkbar, sofern durch die anreizbasierte Lastverschiebung ein größerer Teil der Energieversorgung zu niedrigeren Grenzkosten erfolgen kann. Dies wäre dann möglich, wenn es gelänge, einen Teil der Haushaltslasten aus dem Spitzen- bzw. Mittellastbereich in den Grundlastbereich zu verschieben, also einen größeren Anteil der Haushaltslasten über den Grundlastbereich zu entsprechend niedrigeren Grenzkosten abdecken zu können. Bezogen auf die in Kapitel 5 dargelegten Ergebnisse des Feldversuchs und insbesondere die dargestellten Asymmetrien im Lastverschiebepotenzial an Werktagen außer samstags ist jedoch nur eine geringfügige Reduktion der Spitzenlast zugunsten einer Erhöhung der Grundlast zu erwarten [Hillemacher

2014]. Aus diesem Grund ist eine Amortisation der gerätetechnischen Investitionen durch Veränderungen des Grundlastanteils der Haushaltslasten zumindest auf Grundlage der feldversuchseitig betrachteten, überwiegend manuell durchzuführenden Lastverschiebung zum derzeitigen Zeitpunkt zu verneinen. Eine flächendeckende Einführung automatisierter Lastbeeinflussungs-Systeme könnte, wie bereits erwähnt, ein symmetrischeres Lastverschiebepotenzial nutzbar machen und gleichzeitig über Losgrößeneffekte die Kosten senken. Allerdings ist auf Grund obiger Betrachtung nicht von einer rein marktgetriebenen Verbreitung auszugehen, so dass es nachzeitigem Stand eines externen Impulses zu dieser Verbreitung bedarf. Einen derartigen Impuls könnten beispielsweise Fördermaßnahmen oder gesetzliche Regelungen, die eine flächendeckende Verbreitung forcieren, darstellen.

Neben den rein monetären Aspekten kann die Ausstattung von Haushalten mit intelligenten Stromzählern unabhängig von der gesetzlichen Verpflichtung ebenso wie das Angebot preis- oder lastvariabler Tarife im Wettbewerb allerdings auch als ein Marketing- und Kundenbindungsinstrument angesehen werden [Kapp 2008]. Dies ist insbesondere vor dem Hintergrund zu sehen, dass Energieversorgungsdienstleistungen von den Kunden überwiegend als Daseinsvorsorge wahrgenommen und somit unbewusst in Anspruch genommen werden. Jene Dienstleistungen unterscheiden sich in der Kundenwahrnehmung folglich stark von anderen Gegenständen und Dienstleistungen des täglichen Bedarfs, weshalb herkömmliche werbliche Maßnahmen nur sehr eingeschränkt ihre Wirkung entfalten können [Stark 2006]. Dieser Aspekt ist jedoch naturgemäß noch schlechter zu beziffern, so dass dies hier nicht Gegenstand der Analyse sein kann und nur der Vollständigkeit halber Erwähnung finden soll.

8 Schlussfolgerungen, kritische Würdigung und Ausblick

Im Rahmen dieser Arbeit konnte mit Hilfe der Auswertung der Ergebnisse des im fünften Kapitel beschriebenen Feldversuchs der Nachweis erbracht werden, dass ein anreizbasiertes Lastmanagement mit Hilfe von Strompreissignalen geeignet ist, eine Lastverlagerung bei Haushaltskunden anzuregen. Die Preissignale fußten dabei auf dem Critical-Peak-Price-Ansatz und wurden jeweils täglich am Abend für den Folgetag bekanntgegeben. Dadurch war die Vorausplanbarkeit für die Testkunden, anders als bei einem rein auf dem Time-of-Use-Ansatz beruhenden Tarifmodell, zeitlich stark begrenzt. Hierdurch konnten jeweils aktuelle externe Gegebenheiten, wie etwa Kursschwankungen bei der börslichen Strombeschaffung durch den Energieversorger oder aber Volatilitäten hinsichtlich der dezentralen Erzeugung berücksichtigt werden.

Die Berechnung der auszusendenden Preissignale erfolgte dabei mit Hilfe einer vom Verfasser erstellten Familie linearer Optimiermodelle. Diese berücksichtigen einerseits die oben beschriebenen externen Gegebenheiten, wie Kosten der börslichen Strombeschaffung und die regionale Verfügbarkeit dezentraler Erzeugung, und andererseits die zu erwartenden Kundenreaktionen, abgebildet über tages- und jahreszeit- sowie typtagspezifische Preissensitivitäten. Zusätzlich zur anreizbasierten Lastbeeinflussung mittels dynamischer Preissignale erlaubt der Modellansatz auch eine untertägige Beeinflussung des Last- und dezentralen Erzeugungsverlaufes durch eine direkte Laststeuerung mittels Regelsignalen.

Um die Reaktion der Testkunden auf die ausgesendeten Preissignale analysieren zu können, wurde ihr Lastverhalten mit dem einer vergleichbar zusammengesetzten Referenzkundengruppe, die keine Preissignale erhielt, abgeglichen. Hierbei zeigte sich, dass die Testkunden grundsätzlich auf die Preissignale durch eine Veränderung ihres Lastverhaltens reagieren. Als Einflussfaktoren auf die Intensität dieser Reaktionen konnten tageszeitliche, saisonale und typtagabhängige Faktoren ermittelt werden. Ferner hatte die Tarifstufenfolge, also die Bepreisung mehrerer aufeinander folgender Zeitintervalle, einen Einfluss auf die Intensität der Kundenreaktion. Es konnte dabei beobachtet werden, dass sowohl die tageszeitabhängigen, auch als die von der Tarifstufenfolge abhängigen Reaktionsintensitäten asymmetrisch ausgeprägt sind. Dies bedeutet, dass Tagesabschnitte identifiziert werden konnten, die offenbar zu einer Anregung einer Lasterhöhung besser geeignet sind als zu einer Lastabsenkung oder umgekehrt. Ähnliches gilt für die Tarifstufenfolge. Hier zeigt sich, dass das Ausmaß einer Lasterhöhung stärker von der Tarifstufenfolge abhängt als das einer Lastminderung. Letztlich konnte ein geringfügiger, preissignalunabhängiger Minderverbrauch der Testkunden nach Beginn der Preissignalausendung festgestellt werden.

Wie in der überwiegenden Zahl der bisherigen, vergleichbaren, Feldversuchsstudien, so war die Versuchsteilnahme auch bei dem Feldversuch, auf dem die in dieser Arbeit dargestellten Erkenntnisse gründen, freiwillig. Aus diesem Grund muss von einer Selbstselektion der Versuchsteilnehmer, also einer überproportional hohen Anzahl an thematisch interessierten Testkunden, bei der Diskussion der Ergebnisse ausgegangen werden. Es ist somit in Betracht zu ziehen, dass bei einer Übertragung der Versuchsprinzipien auf eine großflächigere Anwendung vor allem bei thematisch weniger interessierten Endkunden eine geringere Bereitschaft zu beobachten sein wird, aktiv an der Lastverschiebung mitzuwirken. Hierbei spielt ferner eine Rolle, dass zur Gewinnung von Versuchsteilnehmern – wie auch bei einer Vielzahl anderer Versuchsdurchführungen in der Vergangenheit – eine Bestpreisabrechnung durchgeführt wurde. Dadurch konnte auch ein Endkunde, der sich völlig irrational im Sinne des Preissignalverlaufs verhielt, keine finanziellen Einbußen im Vergleich zu seinem bisherigen Tarifmodell erleiden. Somit stand zwar ein finanzielles Anreizsystem zur Anpassung des Lastverhaltens an den Preissignalverlauf zur Verfügung, Sanktionsmöglichkeiten bei einem der beabsichtigten Lastbeeinflussung zuwider laufendem Verhalten waren jedoch nicht oder bestenfalls durch das Abschmelzen eines etwaigen Bonusguthabens innerhalb einer Abrechnungsperiode gegeben.

Die Lastverschiebung als Reaktion auf die Preissignalverläufe musste von den Testkunden überwiegend manuell durchgeführt werden, da lediglich etwa ein Viertel der Testhaushalte über eine automatisierte Steuerung für einzelne Gerätschaften verfügte. Aus diesem Grund war eine Lastverschiebung in Zeiten, in denen kein Haushaltsmitglied anwesend war, in den meisten Fällen nicht möglich. Selbiges gilt auch für eine Lastverschiebung aus diesen Zeitabschnitten heraus, wenngleich der zu verschiebende Betrag hierbei naturgemäß deutlich geringer ausfallen dürfte, da hier nur Gerätschaften in Betracht kommen, die dauerhaft in Betrieb sind. Auch das geringe Verlagerungspotenzial in die zumeist niedrigpreisigeren Nachtstunden ist neben den allgemeinen Lebensumständen der Testkunden auch durch die überwiegend erforderliche manuelle Reaktion zu erklären.

Eine stärkere Automatisierung, wie sie bereits bei vereinzelt auf dem Markt verfügbaren sog. „intelligenten Haushaltsgeräten“ möglich ist, könnte somit dazu beitragen, ein höheres und auch tageszeitlich gleichmäßigeres Lastverlagerungspotenzial zu schaffen und auch nutzbar zu machen. Ein Vergleich zwischen manueller und (teil-) automatisierter Laststeuerung im Rahmen des in Kapitel 3 vorgestellten Feldversuches „Modellstadt Mannheim“ hat gezeigt, dass mit Hilfe einer automatisierten Gerätesteuerung prinzipiell größere Lastverschiebepotenziale aufgedeckt werden können. Allerdings ist hierbei anzumerken, dass auch im Rahmen dieses Forschungsvorhabens lediglich ein Teil der Testkunden über eine automatisierte Steuerung verfügte. Hier wären weitere Forschungsanstrengungen in Richtung einer groß-

flächigeren Erprobung der Automatisierung denkbar. Damit einhergehend kann eine automatisierte Steuerung auch zu einem Komfortgewinn bei den Endkunden führen, was dazu führen kann, dass diese leichter zu einer Teilnahme bei entsprechenden Modellprojekten bzw. Tarifoptionen zu bewegen sind. Ein möglicher Nebeneffekt wäre dann auch die Gewinnung thematisch nicht so interessierter Endverbraucher, so dass sich das Problem der Selbstselektion zumindest abmildern würde und die Erkenntnisse leichter skalierbar wären.

Daneben wären Untersuchungen hinsichtlich des Auftretens von Lawinen-Effekten bei der Lastnachholung denkbar. Diese unerwünschten Lawinen-Effekte, also die schlagartige Lastnachholung beim Wechsel von einer hoch- auf eine niedrigpreisige Tarifstufe, können durch eine automatisierte Reaktionssteuerung entsprechend programmierter Geräte begünstigt werden. Bei einer überwiegend manuellen Steuerung, wie im beschriebenen Feldversuch angewandt, ist ein schlagartiges Ansteigen der Last innerhalb kürzester Zeit auf Grund der nicht exakt deckungsgleichen Lebensgewohnheiten der einzelnen Haushalte dagegen als unwahrscheinlicher zu erachten.

Die exogen durch den Energieversorger vorgegebenen Auftrittshäufigkeiten der einzelnen Tarifstufen in vordefinierten Zeitzonen zur Gewährleistung einer Mindestzahl an Signalwechseln beschränkten zudem die Freiheitsgrade bei der Signalfestlegung – sei es manuell oder mit Hilfe des entwickelten und in Kapitel 4 erläuterten Modellansatzes. Insbesondere in den Morgen- und Abendstunden wurden somit längere, mehrstündige Gültigkeitszeiträume derselben Tarifstufe weitgehend verhindert. Es bestand somit für die Testkunden bei Ausgabe einer hochpreisigen Tarifstufe zumeist die Gelegenheit, verschobene Lasten zeitnah vorziehen oder nachholen zu können. Im Gegensatz dazu konnte sich in diesem Zeitraum auch keine längere Niedrigpreisphase einstellen, die eine Inbetriebnahme von Anwendungen mit längeren, nicht unterbrechbaren Betriebsdauern erlaubte. Hierbei ist allerdings zu erwähnen, dass auch ohne die beschriebenen Einschränkungen der Freiheitsgrade in den besagten Tageszeitabschnitten modelltechnisch auf Grund der Eingangsparameter, wie etwa dem börslichen Kursverlauf, länger anhaltenden Niedrigpreisphasen nicht in einer mit den Nachtstunden vergleichbaren Häufigkeiten zu erwarten gewesen wären. Gleichwohl wäre bei zukünftigen Forschungsarbeiten eine weitergehende Untersuchung sinnvoll, inwieweit insbesondere länger anhaltende Hochpreisphasen in diesen Zeitabschnitten ohne die Möglichkeit einer zeitnahen Lastverschiebung zu einer weiteren Absenkung der lokalen Lastspitzen führen kann oder ob gar eine Abnahme der Lastverschiebung auf Grund der fehlenden zeitnahen Verlagerungsmöglichkeit beobachtet werden kann.

Schließlich wären weitergehende Untersuchungen bezüglich der Preiselastizitäten der Stromnachfrage denkbar. Die Auswertung der Kundenreaktionen auf die Preissignale im Rahmen des in Kapitel 5 beschriebenen Feldversuchs hat gezeigt, dass eine Elastizitätsbe-

stimmung im klassischen Sinn an ihre Grenzen stößt. Zwar wurden in der Vergangenheit bei Diskussionen der Ergebnisse ähnlicher Feldversuche oftmals Elastizitätswerte angegeben, doch entstanden diese zumeist als Durchschnittswerte mehrerer Zeitscheiben, eines ganzen Tages oder gar über die gesamte Versuchsdauer. Daneben wurden die Elastizitätswerte oftmals nur auf Grundlage einer unveränderten Tarifstruktur ermittelt. Dies wirft die Frage auf, ob beispielsweise bei einer Erhöhung der Tarifspreizung eine der berechneten Preiselastizität entsprechend proportionale Änderung der Lastverschiebung stattgefunden hätte, oder ob, wie im ausgewerteten Feldversuch geschehen, eine (moderate) Anpassung der Tarifspreizung zu keinen oder nicht proportionalen Reaktionsänderungen geführt hätte. Andere Versuche in der Vergangenheit haben stark wechselnde Preiselastizitäten, jedenfalls bei der Berechnung nach üblicher Definition, hervorgebracht. Dies – und die diesbezüglichen Auswertungen dieser Arbeit – lassen vermuten, dass die Angabe einer einzigen Elastizitätskennziffer das Reaktionsverhalten der Endkunden nur unzureichend abbildet, was letztlich auch Auswirkungen auf entsprechende simulative Untersuchungen hinsichtlich des Lastverlagerungspotenzials von Haushaltskunden hat. Mögliche zukünftige Untersuchungsschwerpunkte wären folglich, ob eine Angabe von Elastizitäten in einer modifizierten Form, beispielsweise als Bandbreite oder in Form einer die Abhängigkeiten von Tages- und Jahreszeit, Typtag sowie Tarifstufenkombination berücksichtigenden Matrix das Reaktionsverhalten besser abbilden und damit auch besser prognostizierbar machen kann.

Die ökonomische Betrachtung in Kapitel 7 hat aufgezeigt, dass eine flächendeckende Verbreitung der entsprechenden Lastmanagement-Infrastruktur aus rein ökonomischen Überlegungen aller Voraussicht nach kurzfristig nicht erfolgen wird. Hierzu bedarf es nach derzeitigem Stand entweder externer monetärer Anreize oder aber legislativer Vorgaben. Aus diesem Grund ist davon auszugehen, dass eine Verbreitung und Erprobung von Lastmanagement-Systemen in näherer Zukunft weiterhin eher Pilotcharakter haben werden, so dass sich in diesem Rahmen Gelegenheiten zu einer weitergehenden Untersuchung der zuvor angesprochenen Forschungsfragen bieten würden. Gleichzeitig wären weitergehende Untersuchungen im Hinblick auf eine Festlegung einheitlicher Standards bezüglich der Messtechnik sowie der zum Lastmanagement erforderlichen Informations- und Kommunikationstechnik denkbar. Ließen sich in Zukunft die Kosten der technischen Ausstattung der Endkundenseite durch eine Vereinheitlichung entsprechende Losgrößeneffekte senken, so würde dies eine schnellere marktgetriebene Verbreitung ermöglichen.

9 Zusammenfassung

Die Umgestaltung des Energieversorgungssystems in Deutschland weg von fossilen und hin zu regenerativen Energieträgern stellt alle beteiligten Akteure vor große Herausforderungen. Insbesondere die volatile Erzeugung der Erneuerbaren Energien erfordert Veränderungen auf Gesamtsystem- und auch regionaler Ebene, um auch in Zukunft die Systemstabilität gewährleisten zu können. Hierzu müssen Maßnahmen getroffen werden, wie der volatilen Erzeugung geschuldeten möglichen Diskrepanzen zwischen Erzeugung einerseits und Nachfrage andererseits begegnet werden kann. Derartige Diskrepanzen können in Wechselspannungsnetzen die Frequenzstabilität beeinträchtigen, was neben grundsätzlichen netzseitigen Problemen auch Beschädigungen an elektrischen Anlagen sowohl auf der Erzeugungs- als auch der Nachfrageseite zur Folge haben kann.

Darüber hinaus führt ein Anwachsen des Anteils regenerativer Energieträger zwangsläufig zum Absinken des Anteils fossiler, thermischer Kraftwerke an der Gesamterzeugung. Derartige Kraftwerke sind bisher für die Bereitstellung von in Wechselspannungsnetzen mit nicht ausschließlich ohmschen Verbrauchern erforderlicher Blindleistung verantwortlich. Eine nicht ausreichende Bereitstellung von Blindleistung führt zu Problemen bei der Spannungshaltung, die ebenfalls zu Beschädigungen von Betriebsmitteln, insbesondere im industriellen Sektor, führen kann. Zusätzlich führt der steigende Anteil der dezentralen Erzeugung mittels regenerativer Energieträger zu wachsenden räumlichen Entfernungen zwischen Erzeugungs- und Nachfrageschwerpunkten. Wurden zentrale Großkraftwerke bislang überwiegend in der Nähe von Nachfrageschwerpunkten erbaut, so ergibt sich beispielsweise bei der Nutzung von Windkraft eine große Distanz zwischen Erzeugungsschwerpunkten in küstennahen Gebieten und den jeweiligen Nachfrageschwerpunkten. Hiermit einhergehend ist eine stärkere Beanspruchung des Übertragungsnetzes, die bereits heute zu Kapazitätsengpässen führen kann.

Neben problemspezifischen Lösungen, wie etwa dem Vorhalten von konventionellen Reservekapazitäten zur Frequenz- und Spannungshaltung sowie dem Netzausbau, kommen als problemübergreifende Lösungsansätze die Ein- bzw. Ausspeicherung von Energiemengen und eine zeitliche Verschiebung der Nachfrage sowie der regelbaren dezentralen Erzeugung in Betracht. Dieser Aspekt wird durch die organisatorische Entflechtung in Folge der Liberalisierung des Energieversorgungssektors begünstigt. Auf Grund dieser Entflechtung können nun auch nun auch Anbieter, die anders als die vertikal integrierten Energiekonzerne kein Komplettangebot an Produkten und Dienstleistungen anbieten können, in den Wettbewerb zu den bisherigen Akteuren treten. Dies ermöglicht das Anbieten von Verschiebepotenzialen

von Lasten oder dezentraler Erzeugung auf den Märkten für Systemdienstleistungen, wie etwa dem Reserve- oder Spotmarkt.

Eine solche zeitliche Verschiebung kann grundsätzlich auf zwei Arten veranlasst werden: Zum einen kann eine auf Tarifieren beruhende indirekte Last- bzw. Erzeugungsverschiebung angeregt werden, bei der der Nutzer der entsprechenden Gerätschaften selbst frei entscheiden kann, ob er dem tariflichen Anreiz in Form der zeitlichen Verlagerung folgt. Zum anderen ist eine direkte Verschiebung in Form von Regelsignalen an die entsprechenden Gerätschaften denkbar, bei denen der Betreiber nur eingeschränkte oder gar keine Eingriffsmöglichkeiten besitzt. Eine direkte Regelung stellt erhöhte Anforderungen an die Informations- und Kommunikationstechnologie, da eine direkte Beeinflussung des Last- oder Erzeugungsverhaltens entsprechende Steuerungslogiken an den betroffenen Gerätschaften voraussetzt, während eine anreizbasierte Verschiebung sowohl automatisiert als auch manuell durchgeführt werden kann. In diesem Fall beschränkt sich die unbedingt notwendige technische Ausstattung auf einen Kommunikationsweg zur Übermittlung der Preisanreize sowie auf eine entsprechende Messtechnik zur Dokumentation des tatsächlichen Last- bzw. Erzeugungsverhaltens.

Aus dieser Vielzahl von Ausgestaltungsmöglichkeiten wurde die anreizbasierte Lastbeeinflussung mittels Strompreissignalen bei Haushaltskunden zu einer näheren Betrachtung ausgewählt. Hierbei wurde im Rahmen eines Feldversuches an etwa 1000 Testhaushalten untersucht, welche Reaktionen seitens der Testkunden auf die Preissignale zu beobachten waren und welche Parameter neben der eigentlichen Signalstufe und -bepreisung die Kundenreaktion beeinflussten. Hierzu erhielten die Testkunden vom beteiligten Energieversorger dreistufige Preissignale in stündlicher Auflösung, die den Kunden jeweils am Vorabend für den Folgetag entweder über ein im Haushalt angebrachtes Display oder über eine Internet-Applikation bekannt gegeben wurden.

Zur Bestimmung der Strompreissignale unter Berücksichtigung exogener Einflussgrößen, wie der regional aufgelösten Verfügbarkeit dezentraler Erzeugung oder Kosten der Strombeschaffung, abgebildet über den Kursverlauf an der Europäischen Strombörse EPEX, wurde vom Verfasser ein Modellansatz entwickelt und in den betreffenden Feldversuch integriert. Das erste Teilmodell erlaubt die Generierung von Preissignalen unter Berücksichtigung verschiedener, vorwählbarer Aspekte, wie etwa der kostenminimalen Strombeschaffung durch den Energieversorger oder aber der möglichst effizienten Ausnutzung dezentral erzeugter Energiemengen. Liegt in dieser Arbeit der Schwerpunkt der Analyse der Lastverschiebung bei der indirekten, anreizbasierten Lastbeeinflussung, so bieten das zweite und dritte Teilmodell als Neuerung gegenüber bisherigen modelltechnischen Umsetzungen den-

noch die Möglichkeit, die anreizbasierte Lastbeeinflussung mit der auf Regelsignalen beruhenden direkten Beeinflussungsmöglichkeit zu kombinieren.

Sofern keine Aussendung von Preissignalen in Echtzeit vorgenommen wird²⁰, müssen die Preissignale mit einem gewissen zeitlichen Vorlauf an die Testkunden übermittelt werden. Demzufolge ist dann eine kurzfristige Reaktion auf aktuelle Situationen, wie beispielsweise kurzfristig auftretender netzseitiger Probleme, nicht mehr möglich. Zwar bestünde die Möglichkeit, die Preissignalstruktur um eine kurzfristige Signalkorrektur in derartigen Fällen zu ergänzen. Allerdings birgt der Anreizcharakter der indirekten Lastbeeinflussung stets die Gefahr, die zu erwartende Reaktion der Kunden falsch abzuschätzen, da diese letztlich frei entscheiden können, ob sie der beabsichtigten Laständerung Folge leisten oder nicht. Aus diesem Grund kann sich eine modellseitig berücksichtigte kombinierte Lastbeeinflussung sowohl mittels Preissignalen auf Anreizbasis als auch direkt mittels Regelsignalen zur kurzfristigen Feinkorrektur anbieten. Hierbei werden mit Hilfe des zweiten Teilmodells das Ausmaß der notwendigen Feinkorrektur bestimmt und auf dieser Grundlage Regelsignale berechnet, die an die Steuerungseinheiten der regelbaren Gerätschaften ausgesendet werden. Zur tatsächlichen Durchführung der Last- bzw. Erzeugungsverschiebung werden dann mit Hilfe des dritten Teilmodells auf Basis der von den Gerätschaften zurückgemeldeten Verschiebungspotenziale diejenigen Geräte ausgewählt, mit denen die Last- oder Erzeugungsverschiebung kostenminimal durchgeführt werden kann.

Ausgehend von den im angesprochenen Feldversuch gewonnenen Messdaten wurden die Reaktionen der Testkunden auf die ausgesendeten Preissignale untersucht. Dazu wurde das Lastverhalten der Testkunden mit dem Verhalten einer hinsichtlich der Soziodemografie, aber auch hinsichtlich des Stromkonsums vor Beginn des Feldversuchs vergleichbar ausgestatteten Referenzkundengruppe abgeglichen. Durch diesen Abgleich mit der Kontrollgruppe konnte, im Gegensatz zu einem Vergleich mit historischen Verbrauchswerten, eine Beeinflussung der Verbrauchsabweichungen durch externe Einflüsse wie etwa der Witterung zu einem großen Teil ausgeschlossen werden, da sowohl Test- als auch Referenzkunden in der gleichen regionalen Umgebung angesiedelt waren und somit externe Einflüsse beide Kundengruppen gleichermaßen trafen.

Gleichwohl konnte beobachtet werden, dass die Last der Testkunden nach Versuchsbeginn im Vergleich zur Referenzgruppe jenseits kurzzeitiger preissignalbedingter Lastverlagerungen geringfügig abnahm. Dies lässt den Schluss zu, dass sich dieser preissignalunabhängige Minderverbrauch durch Transparenz- und Bewusstseinsseffekte erklären lässt, zumal die Preissignalverläufe den Testkunden nie länger als einen Tag im Voraus bekannt waren und

²⁰ Unter einem Preissignal in Echtzeit soll an dieser Stelle ein Preissignal verstanden werden, das tatsächlich jederzeit und ohne jeden zeitlichen Vorlauf geändert werden kann.

es somit bei aktiver Versuchsteilnahme eines regelmäßigen Überdenkens des Lastverhaltens auf Seiten der Testkunden bedurfte.

Jenseits dieses preissignalunabhängigen Minderverbrauchs konnten auch deutliche Änderungen des Lastverhaltens in Abhängigkeit von den jeweils gültigen Preissignalen beobachtet werden. Hier zeigte sich, dass die Laständerung in Folge eines Preissignalwechsels tageszeitlich stärkeren Schwankungen unterworfen war. Neben einem an allen Versuchstagen zu beobachtenden, in den Nachtstunden geringeren Lastverschiebepotenzial als am Tage, was angesichts der allgemeinen Lebensgewohnheiten aber auch angesichts der überwiegend manuell durchzuführenden Lastverschiebung nicht weiter verwundert, waren werktags außer samstags starke Asymmetrien bei der Lastverlagerung zu beobachten.

Hier zeigte sich, dass es Tagesabschnitte gibt, die sich besonders gut für eine Lasterhöhung eignen, jedoch nicht für eine Lastabsenkung, und umgekehrt. Insbesondere in den Mittagsstunden konnte eine deutliche Lastzunahme bei Aussendung eines niedrigpreisigen Signals beobachtet werden. Ein hochpreisiges Signal in diesem Zeitraum führte dagegen nur zu einer geringen Lastabsenkung. Der umgekehrte Effekt konnte dagegen in den Morgen- sowie den späten Nachmittags- und Abendstunden beobachtet werden. Hier konnte durch ein hochpreisiges Signal eine deutliche Lastabnahme erreicht werden, ein niedrigpreisiges Signal führte dagegen nur zu einer geringen Lastzunahme.

An den Wochenenden war das Lastverlagerungspotenzial deutlich symmetrischer ausgeprägt. Hier waren somit während der meisten Tageszeitabschnitte sowohl ein Lasterhöhungs- als auch ein Lastminderungspotenzial auszumachen. Diese Phänomene waren jedoch jahreszeitlich unterschiedlich stark ausgeprägt, so waren die Unterschiede bei den Symmetrien zwischen Werktagen (außer Samstag) und den Wochenenden in den Sommermonaten größer als im Winter.

Neben der Tages- und Jahreszeit konnte auch ein Einfluss der Tarifstufenkombination, also der Tarifstufen der jeweiligen Vor- und Folgestunde, auf die Lastverlagerung der jeweiligen Betrachtungsstunde beobachtet werden. Hier zeigte sich, dass die Lasterhöhung immer dann besonders hoch ausfiel, wenn die dazu ausgesendete niedrigpreisige Tarifstufe nicht nur während einer einzigen stündlichen Zeitscheibe galt, sondern auch mindestens in einer weiteren benachbarten Zeitscheibe der Vor- oder Folgestunde. Den Testkunden wurde in diesem Fall ein mindestens zweistündiges niedrigpreisiges Zeitsegment geboten, so dass auch die Gültigkeitsgrenze eines Zeitintervalls überschreitende Anwendungen in eine Niedrigpreisphase verschoben werden konnten. Um eine deutliche Lasterhöhung in einem bestimmten Zeitsegment anzuregen, bedarf es somit nicht nur der entsprechenden Preissignal-

stufe im betreffenden Zeitsegment, vielmehr muss auch die Signalstufe in mindestens einem benachbarten Zeitsegment angepasst werden.

Demgegenüber bedarf es zur Anregung einer Lastminderung nur einer kurzen Hochpreisphase. Hier zeigten sich bei der Lastminderung keine so großen Abhängigkeiten von den Preissignalen des vor- oder nachlaufenden Zeitintervalls wie im Falle der Lasterhöhung. Ein einzelnes hochpreisiges Zeitsegment führt somit zu einer ähnlichen Lastminderung im betreffenden Zeitabschnitt wie eine längere Hochpreisphase.

Schlussendlich wurde noch der Einfluss der Tarifstufenspreizung auf das Lastverhalten der Testkunden untersucht. Dazu wurde die Spreizung der Tarifstufen moderat erhöht. Hierbei zeigten sich keine signifikanten Änderungen in der Reaktion der Testhaushalte im Vergleich zu der durch eine geringere Spreizung gekennzeichneten vorherigen Tarifstruktur. Dies und eine versuchsbegleitend durchgeführte Befragung der Versuchsteilnehmer lässt den Schluss zu, dass sich die Testkunden eher an der Wahrnehmung der Tarifstufen als niedrig-, mittel- und hochpreisig orientiert haben als an deren konkreter Bepreisung. Aus diesem Grund konnte die Veränderung der Tarifspreizung keinerlei signifikante Auswirkung auf die Lastverschiebung entfalten. Hierzu ist jedoch anzufügen, dass sich diese Aussagen auf eine moderate Änderung der Tarifspreizung beschränken müssen, bei extremen Änderungen der Tarifspreizung oder aber der Auftrittshäufigkeiten der einzelnen Tarifstufen könnte durchaus eine Veränderung bei der Lastverlagerung möglich sein.

Ergänzend wurde dargelegt, dass unter den heutigen Voraussetzungen eine rein ökonomisch getriebene Verbreitung der zum Lastmanagement notwendigen technischen Infrastruktur kurzfristig nicht zu erwarten ist. Obgleich das prinzipielle Funktionieren des Lastmanagements im Haushaltsbereich nachgewiesen werden konnte, übersteigen die erforderlichen Investitionen den zu erwartenden Nutzen sowohl aus Sicht der Energieversorger als auch aus Sicht der Haushalte selbst. Mitverantwortlich hierfür ist unter anderem das Fehlen einheitlicher Gerätestandards, welches neben einer derzeit noch verhaltenen Nachfrage eine Fertigung der entsprechenden Infrastrukturkomponenten in größeren Stückzahlen verhindert. Hierdurch lassen sich preismindernde Losgrößeneffekte bislang nicht beobachten. Zur flächendeckenden Verbreitung der Lastmanagement-Infrastruktur bedarf es aus heutiger Sicht somit entweder externer monetärer Anreize oder aber legislativer Vorgaben. Derartige legislative Vorgaben bestehen derzeit in Form der Ausstattungspflicht von neu gebauten und grundlegend modernisierten Wohngebäuden mit sog. intelligenten Stromzählern gemäß Energiewirtschaftsgesetz (EnWG). Gleichzeitig sind die Energieversorger gemäß EnWG angehalten, Haushaltskunden eine Tarifoption anzubieten, die eine Steuerung des Energieverbrauchs in direkter oder indirekter Form ermöglicht. Auf Grund dieser Vorgaben könnte sich eine zukünftige Verbreitung der technischen Infrastruktur aber auch die Ausbildung

einheitlicher Gerätestandards beschleunigen, so dass in Zukunft die haushaltsspezifischen Investitionen sinken würden.

Abschließend kann somit zusammenfassend festgestellt werden, dass sich eine anreizbasierte, indirekte Lastbeeinflussung von Haushaltskunden mittels dynamischer Strompreissignale als praktikabel erwiesen hat. Das Ausmaß der Lastverlagerung als Folge der Preissignale ist, zumindest bei überwiegend manuell durchzuführender Lastverlagerung, dabei deutlichen Einflüssen von der Tageszeit und vom Typtag unterworfen und unterliegt auch saisonalen Effekten. Zusätzlich hat auch die Tarifstufenfolge, also die Preissignale benachbarter Zeitintervalle, einen Einfluss auf die Lastverlagerung im Betrachtungsintervall. Neben diesen preissignalbedingten Einflüssen auf das Lastverhalten der betrachteten Testhaushalte konnte auch ein genereller, geringfügiger Minderverbrauch beobachtet werden, der sich auf Transparenz- und Bewusstseinsseffekte zurückführen lässt.

Anhang

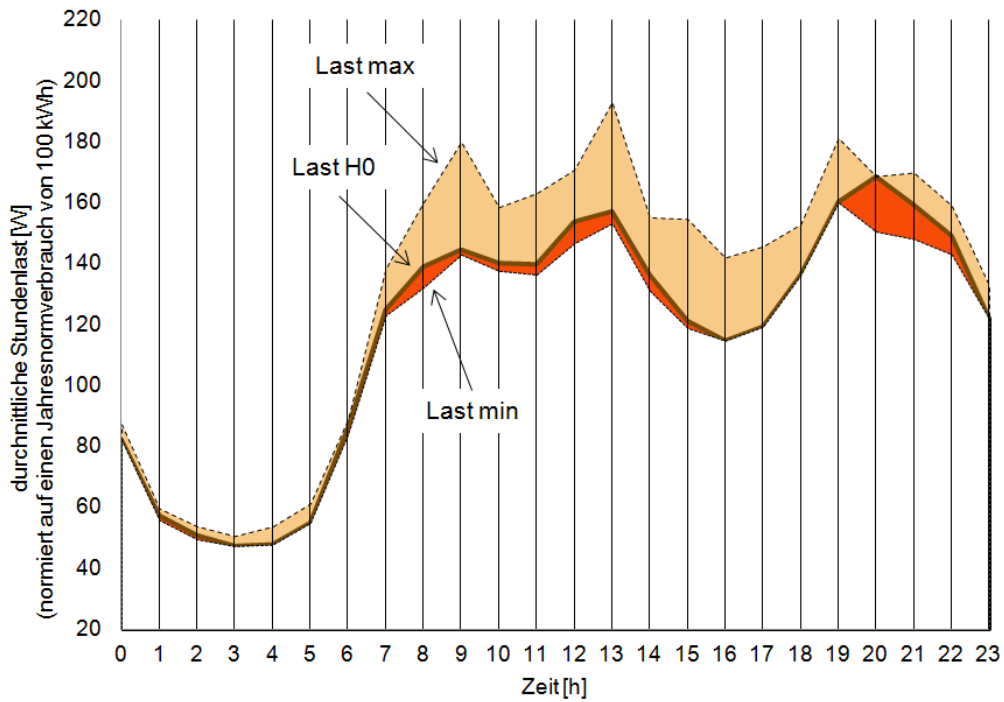


Abbildung A.1: Durchschnittliches absolutes Lastverschiebepotenzial der Testkunden werktags außer samstags im Winter

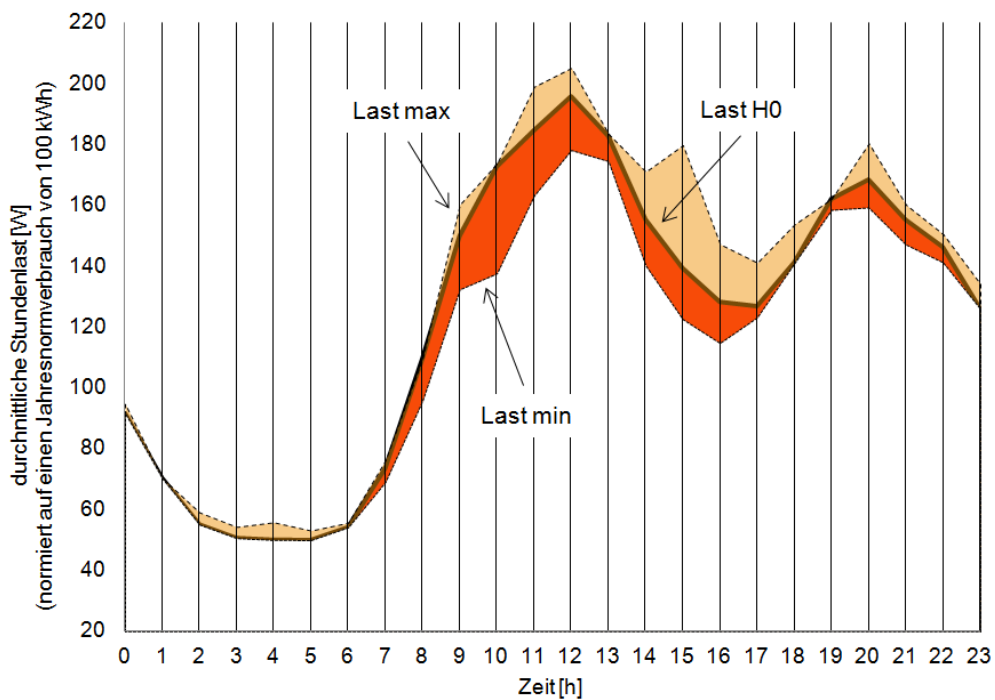


Abbildung A.2: Durchschnittliches absolutes Lastverschiebepotenzial der Testkunden samstags, sonn- und feiertags im Winter

Tabelle A.26: Absolutes Lastverlagerungspotenzial der Testkunden im Winter skaliert auf das BDEW-Haushalts-Standardlastprofil

Stunde	Winter					
	Mo-Fr			Sa/So		
	Last [W]	LV+ [W]	LV- [W]	Last [W]	LV+ [W]	LV- [W]
0	82,10	5,17	0,00	91,80	3,03	
1	57,30	2,35	-1,43	70,40	0,00	
2	50,80	3,00	-1,27	55,20	3,97	
3	47,30	3,31	0,00	50,75	3,65	
4	47,80	5,93	0,00	50,15	5,77	
5	54,90	6,31	0,00	50,10	3,11	
6	86,00	2,92	-1,89	54,30	1,47	0,00
7	125,00	13,38	-1,88	73,70	2,58	-4,50
8	139,10	21,00	-6,82	109,80	0,00	-13,84
9	144,70	35,31	-1,59	150,10	10,21	-17,56
10	140,30	18,24	-2,53	172,90	0,87	-35,10
11	139,90	23,22	-3,36	184,80	14,23	-21,44
12	153,90	16,93	-7,08	196,00	9,21	-17,64
13	157,30	35,71	-3,93	182,95	0,55	-8,23
14	136,40	18,82	-5,18	155,55	15,56	-15,09
15	121,30	33,36	-2,31	139,50	40,32	-16,74
16	114,80	27,21	0,00	128,40	18,88	-13,48
17	119,40	26,27	0,00	127,00	14,22	-3,68
18	136,40	16,50	0,00	141,35	12,44	-0,28
19	160,40	20,85	-0,16	162,25	0,00	-3,57
20	168,70	0,00	-18,05	168,60	11,80	-9,10
21	159,40	10,52	-11,16	155,40	4,82	-8,08
22	149,30	9,85	-6,12	146,45	4,10	
23	121,90	10,97	0,00	126,25	7,95	

LV+: Lasterhöhungspotenzial
 LV-: Lastminderungspotenzial
 Leistungswerte normiert auf einen Jahresverbrauch von 1000 kWh
 Leere Zellen: keine hinreichende Anzahl an Messwerten vorhanden

Tabelle A.27: Absolutes Lastverlagerungspotenzial der Testkunden in der Übergangszeit skaliert auf das BDEW-Haushalts-Standardlastprofil

Stunde	Übergang					
	Mo-Fr			Sa/So		
	Last [W]	LV+ [W]	LV- [W]	Last [W]	LV+ [W]	LV- [W]
0	74,10	1,19	0,00	83,70	2,68	-8,79
1	51,70	0,00	-1,86	63,85	0,00	-0,64
2	45,10	0,00	-2,66	49,45	0,00	-2,18
3	43,10	0,00	-0,09	44,65	1,43	0,00
4	43,70	1,22	0,00	43,20	1,81	0,00
5	48,50	1,12	-1,75	43,70	0,92	0,00
6	80,20	0,00	-4,89	48,85	1,32	-0,05
7	123,90	1,61	-7,68	70,60	0,00	-8,12
8	137,10	23,44	-3,84	110,05	0,00	-13,87
9	136,60	24,72	0,00	147,75	3,40	-18,47
10	133,10	21,30	0,00	170,45	1,87	-28,98
11	131,60	28,29	-0,39	185,00	14,25	-28,31
12	145,20	13,79	-4,79	195,10	3,90	-30,05
13	150,00	31,20	-8,70	180,65	15,17	-21,32
14	130,70	25,62	-8,23	153,25	15,33	-15,48
15	116,50	23,18	-1,28	138,10	18,37	-7,73
16	106,80	19,76	-1,28	127,75	16,99	-13,41
17	111,80	9,28	-0,78	131,50	13,28	-8,28
18	136,70	18,45	-2,60	153,55	2,61	-2,92
19	167,10	7,85	-6,02	177,00	5,84	-8,50
20	171,80	0,00	-22,85	173,30	4,51	-10,74
21	158,30	5,22	-14,72	150,00	4,65	-7,50
22	143,00	5,72	0,00	136,45	9,42	0,00
23	109,40	5,69	-7,33	114,20	10,73	-2,51

LV+: Lasterhöhungspotenzial
LV-: Lastminderungspotenzial
Leistungswerte normiert auf einen Jahresverbrauch von 1000 kWh

Tabelle A.28: Durchschnittliche relative Lastabweichung der Testkunden in Abhängigkeit von der Tarifstufenkombination

Tarifstufenkombination	Durchschnittliche relative Lastabweichung der Testkunden gegenüber den Referenzkunden (November 2009 – Januar 2011)			
	Zeitzone			
	6-9 Uhr	9-18 Uhr	18-22 Uhr	22-6 Uhr
HT-SNT-HT	-1,30%	2,80%	-2,63%	12,70%
HT-SNT-NT	1,53%	8,40%	4,83%	6,60%
HT-SNT-SNT	16,60%	15,80%	1,60%	8,24%
NT-SNT-HT	-1,33%	6,47%	4,75%	4,08%
NT-SNT-NT	0,50%	5,67%	8,50%	2,32%
NT-SNT-SNT	11,30%	16,70%	3,80%	6,18%
SNT-SNT-HT	-1,25%	11,49%		4,33%
SNT-SNT-NT	-1,70%	9,77%	6,30%	2,94%
SNT-SNT-SNT	4,10%	17,59%		2,34%
HT-HT-HT		-5,88%	-5,87%	0,65%
HT-HT-NT	-1,50%	-6,59%	-8,30%	1,38%
HT-HT-SNT		-3,90%	-8,18%	2,64%
NT-HT-HT	-6,30%	-5,08%	-7,00%	0,68%
NT-HT-NT	-4,00%	-9,70%		-1,24%
NT-HT-SNT	-5,77%	-7,25%	-6,83%	5,02%
SNT-HT-HT	-4,40%	-3,70%	-0,43%	-0,06%
SNT-HT-NT	-4,80%	-7,00%	-8,90%	2,50%
SNT-HT-SNT	-3,80%	-17,90%	-4,50%	9,24%

Darstellung der Tarifstufenkombination: Vorstunde – **aktuelle Stunde** – Folgestunde
 Bezeichnungen der Tarifstufen: Tarifstufe 1: SNT; Tarifstufe 2: NT; Tarifstufe 3: HT
 Grau unterlegte Zellen: Durchschnittswert aus weniger als 25 Messwerten
 Kursive Werte: Durchschnittswert aus weniger als 10 Messwerten
 Leere Zellen: Keine Messwerte vorhanden

Tabelle A.29: Anzahl der Messwerte für sämtliche Tarifstufenkombinationen bei aktuell gültiger Tarifstufe 1 (SNT)

Stunde	Anzahl Messwerte je Tarifstufenkombination (Vorstunde – aktuelle Stunde – Folgestunde)								
	HT-SNT-HT	HT-SNT-NT	HT-SNT-SNT	NT-SNT-HT	NT-SNT-NT	NT-SNT-SNT	SNT-SNT-HT	SNT-SNT-NT	SNT-SNT-SNT
0	0	4	6	5	5	3	84	49	188
1	0	0	5	0	0	4	13	5	179
2	1	0	8	0	9	13	4	9	174
3	0	0	8	0	0	12	7	10	179
4	0	0	22	7	0	12	5	4	190
5	0	0	14	6	3	7	44	37	143
6	0	17	0	1	19	0	9	148	7
7	0	26	0	40	0	0	7	0	0
8	18	8	51	14	18	25	0	0	0
9	0	40	30	0	0	11	20	36	20
10	0	0	0	0	0	0	26	34	1
11	0	1	17	1	4	49	0	1	0
12	0	0	1	1	19	12	17	48	1
13	0	0	4	0	0	47	12	2	0
14	0	0	0	0	0	1	1	48	2
15	0	0	17	0	0	40	0	1	2
16	0	1	22	0	1	60	49	9	1
17	56	1	0	19	0	0	68	3	12
18	1	13	0	6	1	0	0	12	0
19	83	48	0	18	0	0	0	0	0
20	18	48	0	22	0	0	0	0	0
21	0	6	19	8	0	112	0	0	0
22	3	1	132	6	4	104	0	5	126
23	0	0	0	0	3	1	27	15	320
Σ	180	214	356	154	86	513	393	476	1545
Datengrundlage: Messungen November 2009 bis Januar 2011; Zeitzoneneinteilung: 6-9 Uhr, 9-18 Uhr, 18-22 Uhr, 22-6 Uhr									

Tabelle A.30: Anzahl der Messwerte für sämtliche Tarifstufenkombinationen bei aktuell gültiger Tarifstufe 3 (HT)

Stunde	Anzahl Messwerte je Tarifstufenkombination (Vorstunde – aktuelle Stunde – Folgestunde)								
	HT-HT-HT	HT-HT-NT	HT-HT-SNT	NT-HT-HT	NT-HT-NT	NT-HT-SNT	SNT-HT-HT	SNT-HT-NT	SNT-HT-SNT
0	0	8	0	6	2	0	8	16	5
1	0	6	8	0	0	1	16	73	0
2	0	16	0	10	1	3	1	7	5
3	0	4	7	22	0	14	3	1	1
4	0	19	6	16	5	8	7	0	0
5	13	3	7	0	73	3	0	5	7
6	0	13	0	0	19	1	0	25	25
7	0	0	0	0	11	77	0	10	0
8	0	0	0	117	41	30	7	0	40
9	112	12	0	8	5	0	22	10	0
10	27	101	14	4	3	3	12	7	1
11	14	28	1	50	1	0	26	0	0
12	31	59	0	66	6	4	1	0	0
13	28	70	0	27	17	0	18	0	0
14	15	45	13	35	0	4	5	7	0
15	7	25	23	45	0	0	0	1	0
16	45	4	3	13	0	54	0	0	0
17	44	0	14	88	10	0	49	0	0
18	132	28	21	8	0	9	42	0	101
19	13	120	49	0	0	17	2	5	0
20	2	0	13	26	0	12	22	79	0
21	0	2	48	0	0	53	0	5	35
22	0	0	0	3	3	0	8	0	0
23	3	0	8	0	0	0	5	1	3
Σ	486	563	235	544	197	293	254	252	223
Datengrundlage: Messungen November 2009 bis Januar 2011; Zeitzoneneinteilung: 6-9 Uhr, 9-18 Uhr, 18-22 Uhr, 22-6 Uhr									

Literaturverzeichnis

- [AGEB 2013] Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e. V.: Auswertungstabellen zur Energiebilanz für die Bundesrepublik Deutschland 1990 bis 2012, Stand Juli 2013; Berlin 2013
- [Albadi 2008] Albadi, M.; El-Saadany, E.: A summary of demand response in electricity markets, in: Electric Power Systems Research, Vol. 78, No. 11, pp. 1989-1996; Amsterdam 2008
- [Allerding 2010] Allerding, F.; Becker, B.; Schmeck, H.: Integration intelligenter Steuerungskomponenten in reale smart-home-Umgebungen; in: Fähnrich, K.-P.; Franczyk, B. (Hrsg.): Informatik 2010 Service Science - Neue Perspektiven für die Informatik, aus der Reihe Lecture Notes in Informatics, Ausgabe P-175, S. 455-460; Bonn 2010
- [Allerding 2014] Allerding, F.: Organic Smart Home – Energiemanagement für intelligente Gebäude; Diss., Karlsruhe 2014
- [Andersen 2006] Andersen, F.; Jensen, S.; Larsen, H.; Meibom, P.; Ravn, H.; Skytte, K.; Tøgeby, M.: Analyses of Demand Response in Denmark; Riso National Laboratory Report; Roskilde 2006
- [Auffhammer 2008] Auffhammer, M.; Blumstein, C.; Fowle, M.: Demand-Side Management and Energy Efficiency Revisited; in: The Energy Journal, Vol. 29, No. 3, S. 91-104; Berkeley 2008
- [Bamberg 2009] Bamberg, G.; Baur, F.; Krapp, M.: Statistik, 15. Auflage; München, Wien 2009
- [BDEV 2008] Bund der Energieverbraucher: Neue Freiheit für Stromkunden – Intelligente Zähler, monatliche Abrechnung: Mit dem neuen Gesetz für Stromzähler beginnt ein neues Zeitalter für Stromkunden, Unkel: 2008
https://www.bdev.de/index.php?itid=1845&content_news_detail=7371&back_cont_id=4045 content_ news_ detail=7371&back_ cont_ id =4045
(letztes Abrufdatum: 29. Januar 2009)

- [BDEW 2008] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.: Technische Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz; Berlin 2008.
- [BDEW 2010] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.: Haushaltsgröße beeinflusst Strombedarf - BDEW-Presseinformation vom 25. Februar 2010; Berlin 2010.
- [BDEW 2014] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW): Standardlastprofile, abrufbar bspw. unter <http://www.vsg-netz.de/vsgnetz/Stromnetz/Lastprofilverfahren.php> letztes Abrufdatum: 11.02.2014
- [BNetzA 2006] Bundesnetzagentur der Bundesrepublik Deutschland: Festlegung zu Verfahren zur Ausschreibung von Regelenergie in Gestalt der Minutenreserve; Beschluss BK6-06-012 vom 29.08.2006; Bonn 2006
- [BNetzA 2007a] Bundesnetzagentur der Bundesrepublik Deutschland: Festlegung zu Verfahren zur Ausschreibung von Regelenergie in Gestalt der Primärregelleistung; Beschluss BK6-06-065 vom 31.08.2007; Bonn 2007
- [BNetzA 2007b] Bundesnetzagentur der Bundesrepublik Deutschland: Festlegung zu Verfahren zur Ausschreibung von Regelenergie in Gestalt der Sekundärregelleistung; Beschluss BK6-06-066 vom 31.08.2007; Bonn 2007
- [BNetzA 2012] Bundesnetzagentur der Bundesrepublik Deutschland: Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2011/12; Bonn 2012
- [Boemke 2007] Boemke, F. M.: Die Einführung von Wettbewerb auf natürlichen Monopolmärkte am Beispiel der Elektrizitätsmärkte in Rußland und Deutschland; Diss., Aachen 2007
- [Boiteux 1949] Boiteux M.: La tarification des demands en point: application del la théorie de la vente au coût marginal, in: Revue Generale del l'électricité, 58, 321-340, (1949); ins Englische übertragen von H. W. Izzard

- als: Peak-LoadPricing, in: The Journal of Business, 33, 157-179, 1960.
- [Borchert 2006] Borchert, J.; Schemm, R.; Korth, S.: Stromhandel: Institutionen, Marktmodelle, Pricing und Risikomanagement; Stuttgart 2006
- [Borenstein 2002] Borenstein, S.; Jaske, M.; Rosenfeld, A.: Dynamic Pricing, Advanced Metering and Demand Response in Electricity Markets; Berkeley 2002
- [Borenstein 2005] Borenstein, S.: The Long-Run Efficiency of Real-Time Electricity Pricing; in: The Energy Journal, Vol. 26, No. 3, S. 93-116; Berkeley 2005
- [Brauner 2006] Brauner, G.; Pöppel, G.; Tiefgraber, D.: Verbraucher als virtuelles Kraftwerk - Potentiale für Demand Side Management in Österreich im Hinblick auf die Integration von Windenergie; Wien 2006
- [Bumiller 2014] Bumiller, H.; Burgmaier, M.; Eichler, W.; Feustel, B.; Käppel, T.; Klee, W.; Manderla, J.; Reichmann, O.; Schwarz, J.; Tkotz, K.; Winter, U.; Ziegler, K.: Fachkunde Elektrotechnik, 29. Auflage; Haan 2014
- [Comverge 2013] Comverge Inc.: Uility Case Study: Gulf Power Raises the Bar for Automated Residential Dynamic Pricing Programs; Norcross 2013
- [Crastan 2007] Crastan, V.: Elektrische Energieversorgung, Band I: Netzelemente, Modellierung, stationäres Verhalten, Bemessung, Schalt- und Schutztechnik, 2. Aufl.; Berlin, Heidelberg 2007
- [Crastan 2009] Crastan, V.: Elektrische Energieversorgung, Band II: Energiewirtschaft und Klimaschutz Elektrizitätswirtschaft, Kraftwerktechnik und alternative Stromversorgung, 2. Aufl.; Berlin, Heidelberg 2009
- [Crossley 2008] Crossley, D.: Worldwide Survey of Network-driven Demand-side Management Projects, Research Report No 1 Task XV of the International Energy Agency; Hornsby Heights 2008

- [Crossley 2011] Crossley, D.: Case Study: TEMPO Electricity Tariff; veröffentlicht am 22.11.2011, abrufbar unter <http://www.ieadsm.org/ViewArticle.aspx?id=12>
letztes Abrufdatum: 23.04.2014
- [Crosswhite 2011] Crosswhite, M.: Rate Scedule Residential Service Variable Pricing (RSVP); Atlanta 2011, abrufbar unter <http://www.gulfpower.com/pricing/pdf/rvsp.pdf>
letztes Abrufdatum 23.11.2013
- [Dena 2010] Deutsche Energie-Agentur (dena): dena-Netzstudie II - Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015-2020 mit Ausblick auf 2025; Berlin 2010
- [DeStatis 2013a] Statistisches Bundesamt: Ausstattung mit Gebrauchsgütern - Ausstattung privater Haushalte mit Haushalts- und sonstigen Geräten im Zeitvergleich – Deutschland; Wiesbaden 2013
https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/GesellschaftStaat/EinkommenKonsumLebensbedingungen/AusstattungGebrauchsgutern/Tabellen/A_Haushaltsgeraete_D_LWR.html
letztes Abrufdatum: 23.03.2014
- [DeStatis 2013b] Statistisches Bundesamt: Wirtschaftsrechnungen – Einkommens- und Verbrauchsstichprobe: Ausstattung privater Haushalte mit ausgewählten Gebrauchsgütern; Fachserie 15, Heft 1, erschienen am 29.10.2013; Wiesbaden 2013
- [DeStatis 2014] Statistisches Bundesamt: Ausstattung privater Haushalte mit Informations- und Kommunikationstechnik – Deutschland; Wiesbaden 2014
https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/GesellschaftStaat/EinkommenKonsumLebensbedingungen/AusstattungGebrauchsguetern/Tabellen/Infotechnik_D.html
- [DIN IEC 60050-351] Deutsches Institut für Normung e. V.: DIN IEC 60050-351: Internationales Elektrotechnisches Wörterbuch – Teil 351: Leittechnik; Berlin, 2009.

- [Droste-Franke 2012] Droste-Franke, B.; Paal, B.; Rehtanz, C.; Sauer, D.; Schneider, J.; Schreurs, M.; Ziesemer, T.: Balancing Renewable Electricity: Energy Storage, Demand Side Management, and Network Extension from an Interdisciplinary Perspective; Berlin 2012
- [Duscha 2013] Duscha, M. et al.: Modellstadt Mannheim - Evaluation der Feldtests und Simulationen, Endbericht, Heidelberg 2013
http://www.ifeu.de/energie/pdf/moma_oeffentlicher%20EvaluationsEndbericht_V10_finale_Version.pdf
letztes Abrufdatum: 31.01.2014
- [EAN 2011] Energie Agentur NRW: Erhebung „Wo im Haushalt bleibt der Strom“ – Presseinformation vom 9. Mai 2011; Düsseldorf, 2011
- [EDF 2014] Électricité de France (EdF): Options tarifaires, abrufbar unter:
<https://particuliers.edf.com/gestion-de-mon-contrat/mon-compte/gerer-mon-contrat-280097.html>
letztes Abrufdatum: 23.04.2014
- [EEG 2012] Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074), das zuletzt durch Artikel 5 des Gesetzes vom 20. Dezember 2012 (BGBl. I S. 2730) geändert worden ist; Berlin, 2012
- [EnBW 2012] EnBW Vertrieb GmbH: Pilotprojekt MeRegio – das Netz der Zukunft
<http://www.enbw.com/privatkunden/energie-und-zukunft/forschungsprojekte/energiemanagement/index.html>
letztes Abrufdatum: 22.07.2013
- [EnBW 2013] EnBW Vertrieb GmbH: Bericht zum Forschungsprojekt MeRegio
http://www.enbw.com/media/privatkunden/docs/energie-und-zukunft/meregio_bericht_final.pdf
http://www.enbw.com/media/privatkunden/docs/energie-und-zukunft/meregio_bericht_final.pdf

- http://www.enbw.com/media/privatkunden/docs/energie-und-zukunft/meregio_bericht_final.pdf
letztes Abrufdatum: 11.01.2014
- [Energetics 2014] Energetics Inc.: AMI Pilot Programs, abrufbar unter http://sites.energetics.com/madri/pdfs/PJM_DRII_AMI_Pilots5-8-08.pdf
letztes Abrufdatum 11.04.2014
- [EnWG 2012] Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG) vom 7. Juli 2005, zuletzt geändert durch Art. 2 G v. 5.12.2012 I 2403 (BGBl. I S. 2730); Berlin: 2012
- [Erdmann 2010] Erdmann, G.; Zweifel, P.: Energieökonomik, 2. Aufl.; Berlin, Heidelberg, 2010
- [EU 1996] Richtlinie 1996/92/EWG des Europäischen Parlaments und des Rates betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt vom 19. Dezember 1996, in: Amtsblatt der Europäischen Union Nr. L 257/1996; Brüssel, 1996
- [EU 2002] Richtlinie 2002/91/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 16. Dezember 2002 über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden, in: Amtsblatt der Europäischen Union Nr. L 1/2003 vom 4. Januar 2003; Brüssel 2002
- [EU 2003] Richtlinie 2003/54/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 96/92/EG, in: Amtsblatt der Europäischen Union Nr. L 176/2003 vom 15. Juli 2003; Brüssel, 2003
- [Faraqui 2009] Faraqui, A.; Sergici, S.: Household Response to Dynamic Electricity Tariffs; Harvard 2009
<http://www.hks.harvard.edu/hepg/Papers/2009/The%20Power%20of%20>

- Experimentation%20_01-11-09_.pdf
letztes Abrufdatum: 31.01.2014
- [Fichtner 1999] Fichtner, W.: Strategische Optionen der Energieversorger zur CO₂-Minderung - Ein Energie- und Stoffflußmodell zur Entscheidungsunterstützung; Berlin 1999
- [Fichtner 2003] Fichtner, W.; Möst, D.; Wietschel, M.; Weinhardt, C.; Rentz, O.: Strategische Planung von Energieversorgern in liberalisierten Energiemärkten; in: Wirtschaftswissenschaftliches Studium (WIST), 32. Jg.; Nr. 12, S. 707-712; München 2003
- [Flath 2013] Flath, C.: Flexible Demand in Smart Grids – Modeling and Coordination; Diss., Karlsruhe 2013
- [Flosdorff 2005] Flosdorff, R.; Hilgarth, G.: Elektrische Energieverteilung, 9. Aufl.; Wiesbaden 2005
- [Forsa 2010] Forsa Gesellschaft für Sozialforschung und statistische Analyse mbH: Befragung von Impulsgebern zu ihrer Teilnahme bei „MeRegio“ – Ergebnisbericht; Köln 2010 (Bericht ist nicht öffentlich)
- [FRH-IWES 2014] Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES: Windmonitor
http://windmonitor.iwes.fraunhofer.de/windwebdad/www_reisi_page_new.show_page?page_nr=473&lang=de
letztes Abrufdatum: 19.01.2014
- [FRH-ISE 2014] Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE: Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland, Fassung vom 10.01.2014
<http://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf>
letztes Abrufdatum: 19.01.2014
- [Fünfgeld 2000] Fünfgeld, C.; Tiedemann, R.: Anwendung der Repräsentativen VDEW-Lastprofile, VDEW-Materialien M-05/2000; Frankfurt 2000

- [Gellings 1989] Gellings C. W.; Smith W. M.: Integrating demand-side management into utility planning. Proceedings of the IEEE Nr. 77 (6), S. 908-918; New York 1989
- [Giraud 2004] Giraud, D.: The Tempo Tariff, Efflocom Workshop Trondheim; Trondheim 2004
<http://www.sintef.no/project/Efflocom/EDF.pdf>
letztes Abrufdatum: 31.01.2014
- [Gottwalt 2011] Gottwalt, S.; Ketter, W.; Block, C.; Collins, J.; Weinhardt, C.: Demand side management – A simulation of household behavior under variable prices; in: Energy Policy Nr. 39 (1), S. 8163-8174; 2011
- [Grandel 2012] Grandel, M.: Das "Smart Metering Dilemma" - Strategische Überlegungen zum flächendeckenden Einsatz von Smart Metering; in: Servatius, H.-G.; Schneidewind, U.; Rohlfing, D. (Hrsg.): Smart Energy - Wandel zu einem nachhaltigen Energiesystem; Berlin, Heidelberg 2012
- [Grein 2009] Grein, A.; Pehnt, M.; Duscha, M.; Kellerbauer, H.: Nutzung von thermischen Speichern als Energiespeicher; Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg; Heidelberg 2009
- [Gulf Power 2014] Gulf Power Company: Energy Select - Prices Effective January 1, 2014; Pesacola 2014, abrufbar unter
http://www.gulfpower.com/residential/earthcents/energy-select/program-overview/pdf/rate_card.pdf
letztes Abrufdatum: 11.04.2014
- [Hackbarth 2008] Hackbarth, A.; Madlener, R.; Reiss, J.; Steffenhagen, H.: Smart Metering bei Haushaltskunden – Stand der Entwicklungen in Deutschland, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 58 Jg. (2008) Heft 11, S. 70-73; Essen 2008

- [Heinrichs 2013] Heinrichs, H.: Analyse der langfristigen Auswirkungen von Elektromobilität auf das deutsche Energiesystem im europäischen Energieverbund; Diss., Karlsruhe 2013
- [Held 2009] Held, A.; Krause, H.; Ragwitz, M.: Kostenpotenzialkurven für Onshore-Windstromerzeugung in der EU basierend auf einem geografischen Informationssystem; in: Möst, D.; Fichtner, W.; Grunwald, A. (Hrsg.): Energiesystemanalyse - Tagungsband des Workshops „Energiesystemanalyse“ vom 27. November 2008 am KIT Zentrum Energie, Karlsruhe, S. 195-209; Karlsruhe 2009
- [Heuck 2005] Heuck, K.; Dettmann, K.-D.; Schulz, D.: Elektrische Energieversorgung, 8. Aufl.; Wiesbaden 2010
- [Hierzinger 2013] Hierzinger, R.; Albu, M.; van Elburg, H.; Scott, A.; Lazicki, A.; Penttinen, L.; Puente, F.; Saele, H.: European Smart Metering Landscape Report 2012 – Update May 2013; Wien, 2013
- [Hillemacher 2011] Hillemacher, L.; Eßer-Frey, A.; Fichtner, W.: Preis- und Effizienzsignale im MeRegio Smart Grid Feldtest – Simulationen und erste Ergebnisse, in: Proceedings der 8. Internationalen Energiewirtschaftstagung Wien; Wien 2011
- [Hillemacher 2012] Hillemacher, L.; Jochem, P.; Fichtner, W.: Entscheidungsunterstützung beim Lastmanagement; in: Renatus, F.; Kunze, R.; Karschin, I.; Geldermann, J.; Fichtner, W. (Hrsg.): Entscheidungsunterstützung durch Operations Research im Energie- und Umweltbereich – Tagungsband des Workshops der GOR-Arbeitsgruppen "OR im Umweltschutz" und "Entscheidungstheorie und Praxis" am 01. und 02. März 2012 in Goslar, S. 21-39.; Aachen 2012
- [Hillemacher 2013a] Hillemacher, L.; Hufendiek, K.; Bertsch, V.; Wiechmann, H.; Gratenau, J.; Jochem, P.; Fichtner, W.: Ein Rollenmodell zur Einbindung der Endkunden in eine smarte Energiewelt; in: Zeitschrift für Energiewirtschaft 37. Jg, Nr. 3 (2013), S. 195-210; Wiesbaden 2013

- [Hillemacher 2013b] Hillemacher, L.; Nolden, C.; Bertsch, V.; Fichtner, W.: Lastverlagerungspotenziale durch variable Stromtarife – Ergebnisse eines Feldtests, in: Proceedings der 9. Internationalen Energiewirtschaftstagung Wien; Wien 2013
- [Hillemacher 2014] Hillemacher, L.; Bertsch, V.; Fichtner, W.: Modellgestützte Analyse der Auswirkungen dynamischer Strompreissignale auf das Energiesystem, in: Kunze, R.; Fichtner, W. (Hrsg.): Einsatz von OR-Verfahren zur Analyse von Fragestellungen im Umweltbereich - Tagungsband zum Workshop der GOR-Arbeitsgruppe „OR im Umweltschutz“ am 07. und 08. März 2013 in Karlsruhe, S. 101-117; Aachen 2014
- [Hirsch 2010] Hirsch, C.; Hillemacher, L.; Block, C.; Schuller, A.; Möst, D.: Simulations in the Smart Grid Field Study MeRegio, in: it - Information Technology: Vol. 52, Nr. 2 (2010), S. 100-106; München 2010
- [Holland 2006] Holland, S. P.; Mansur, E. T.: The Short-Run Effects of Time-Varying Prices in Competitive Electricity Markets; in: The Energy Journal, Vol. 27, Nr. 4, S. 127-155; Berkeley 2006
- [Kamper 2010] Kamper, A.: Dezentrales Lastmanagement zum Ausgleich kurzfristiger Abweichungen im Stromnetz; Diss., Karlsruhe 2010
- [Kapp 2008] Kapp, J.: Stromzähler mit Köpfchen, in: BWK 60. Jg. (2008) Nr. 12, S. 50-51; Düsseldorf 2008
- [Keles 2013] Keles, D.: Uncertainties in energy markets and their consideration in energy storage evaluation; Diss., Karlsruhe 2013
- [Kießling 2009] Kießling, A.; Rohrig, K.: E-Energy: Modellstadt Mannheim und Regenerative Modellregion Harz; in: Proceedings zum Internationalen ETG-Kongress 2009; Düsseldorf 2009
- [Kießling 2013] Kießling, A. et al.: Modellstadt Mannheim (moma) – Abschlussbericht, Mannheim 2013
http://www.ifeu.de/energie/pdf/moma_Abschlussbericht_ak_V10_1_public.pdf
letztes Abrufdatum: 31.01.2014

- [Kleest 2002] Kleest, J.; Reuter, E.: Netzzugang im liberalisierten Strommarkt; Wiesbaden 2002
- [Klobasa 2009] Klobasa, M.: Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz; Stuttgart 2009
- [Krentz 2012] Krentz, A.: Wohnsituation in Baden-Württemberg – Ergebnisse der Mikrozensus-Zusatzerhebung 2010, in: Statistisches Landesamt Baden-Württemberg (Hrsg.): Statistisches Monatsheft Baden-Württemberg 6/2012; Stuttgart 2012
- [Kreusel 2009] Kreusel, J.: Funktionsweise liberalisierter Elektrizitätsmärkte; in: Crastan, V.: Elektrische Energieversorgung, Band II, 2. Aufl.; Berlin, Heidelberg 2009
- [Kronenberg 2008] Kronenberg, T.; Engel, K.: Demographischer Wandel und des Auswirkungen auf den Energieverbrauch in Hamburg und Mecklenburg-Vorpommern; in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, 32. Jg., Nr. 4, S. 280-290; Wiesbaden 2008
- [KWKG 2013] Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz) vom 19. März 2002 (BGBl. I S. 1092), zuletzt geändert durch Artikel 4 Absatz 77 des Gesetzes vom 7. August 2013 (BGBl. I S. 3154); Berlin 2013
- [Levy 2002] Levy, R.; Abbott, R.; Hadden, S.: New Principles for Demand Response Planning, Electric Power Research Institute Technical Report; Sacramento 2002
- [Mankiw 2000] Mankiw, N. G.: Makroökonomik, 4. Auflage, Stuttgart 2000
- [McKenna 2014] McKenna, R.; Bertsch, V.; Jochem, P.; Genoese, M.; Fichtner, W.: Infrastrukturelle und nachfrageseitige Herausforderung für die Energiewirtschaft: eine Aufgabe für die Energiesystemanalyse; in: Betriebswirtschaftliche Forschung und Praxis; akzeptiert, erscheint vsl. 2014

- [Möller-Ühlken 2007] Möller-Ühlken, K.; Kuckshinrichs, W.: Demografische Determinanten der Energienachfrage der Haushalte in Deutschland; Forschungszentrum Jülich, STE Preprint 13/2007; Jülich 2007
- [Morovic 1998] Morovic, T.; Pilhar, R.; Möhring-Hüser, W.: Dynamische Stromtarife und Lastmanagement – Erfahrungen und Perspektiven; Forschungsgesellschaft für umweltschonende Energieumwandlung und -nutzung mbH, Kiel; Kiel 1998
- [Mültin 2013] Mültin, M.: Wie IKT die eMobilität und das Smart Grid verbindet; in: Neue Mobilität (13), Seiten 26-27, Oktober 2013
- [Nabe 2010] Nabe, C.; Beyer, C.; Brodersen, N.; Schäffler, H.; Adam, D.; Heineemann, C.; Tusch, T.; Eder J.; de Wyl, C.; vom Wege, J.-H.; Mühe, S.: Einführung von lastvariablen und zeitvariablen Tarifen, Studie im Auftrag der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen; Köln 2010
- [Nestle 2008] Nestle, D.: Energiemanagement in der Niederspannungsversorgung mittels dezentraler Entscheidung - Konzept, Algorithmen, Kommunikation und Simulation; Kassel 2008
- [Nolden 2013] Nolden, C., Schönfelder, M., Eßer-Frey A., Bertsch, V. & Fichtner, W.: Network constraints in techno-economic energy system models: towards more accurate modeling of power flows in long-term energy system models; in: Energy Systems, 4(3), S. 267-287; Berlin, Heidelberg 2013
- [Ockenfels 2011] Ockenfels, A.; Crampton, P.: Is a capacity market required in Germany to guarantee system security?; Köln 2011
- [Paetz 2012] Paetz, A.-G.; Dütschke, E.: Auf dem Weg in die elektromobile Zukunft - ein Zwischenfazit zur Elektromobilität im Alltag; in: SIV.News (2012), Nr.1, S.45-47; Roggentin 2012

- [Pehnt 2007] Pehnt, M.: Erneuerbare Energien kompakt – Ergebnisse systemanalytischer Studien; 2. Auflage; Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg; Heidelberg 2007
- [Pilhar 1997] Pilhar, R.; Morovic, T.; Möhring-Hüser, W.: Kostenorientierte Strompreisbildung - Entwicklung und Test eines lastabhängigen Echtzeit-Tarifs in Eckernförde; Forschungsgesellschaft für umweltschonende Energieumwandlung und -nutzung mbH, Kiel; Kiel 1997
- [Quasching 1999] Quasching, V.; Hanitsch, R.: Lastmanagement einer zukünftigen Energieversorgung - Integration erneuerbarer Energien in die Elektrizitätsversorgung; in: BWK. Das Energie-Fachmagazin Jg. 51, Nr. 10, S. 64-67; Düsseldorf 1999
- [Rentz 2006] Rentz, O.; Eßer, A.; Möst, D.; Geyer-Schulz, A.; Franke, M.; Schmeck, H.; Kamper, A.: Analyse der Auswirkungen von Strompreissignalen auf das Lastverhalten ausgewählter Verbraucher; Studie im Auftrag der Energie Baden-Württemberg (EnBW), Bereich Forschung, Entwicklung und Demonstration; Karlsruhe 2006
- [Ringelstein 2010] Ringelstein, J.; Nestle, D.; Selzam, P.; Waldschmidt, H.; Kießling, A.; Khattabi, M.: Demand Side Management im E-Energy-Projekt Modellstadt Mannheim; in: VDI-Fortschrittsbericht, Reihe 6, Nr. 593, S. 45-62; Düsseldorf 2010
- [Rohrig 2003] Rohrig, K.: Windleistungsprognose für die deutschen Übertragungsnetzbetreiber; in: BWK. Das Energie-Fachmagazin Jg. 55, Nr. 5, S. 42-45; Düsseldorf 2003
- [RWE 2014] RWE Effizienz GmbH: Smart Meter - Vorsprung durch Digitalität; Essen 2014
<http://www.energiwelt.de/web/cms/de/1237568/energieberatung/intelligentes-haus/smart-meter/>
letztes Abrufdatum: 08.01.2014
- [Schieferdecker 1999] Schieferdecker, B.; Fünfgeld C.; Meyer H.; Adam, T.: Repräsentative VDEW-Lastprofile, VDEW-Materialien M-28/1999; Frankfurt 1999

- [Schlittgen 2003] Schlittgen, R.: Einführung in die Statistik, 10. Auflage; München, Wien 2003
- [Schmidt 1997] Schmidt, R.; Terberger, E.: Grundzüge der Investitions- und Finanzierungstheorie, 4. Auflage; Wiesbaden 1997
- [Seifert 2008] Seifert, W.: Wer wohnt in den eigenen „vier Wänden“?, in: Landesamt für Datenverarbeitung und Statistik Nordrhein-Westfalen (Hrsg.): Statistische Analyse und Studien NRW, Band 52; Düsseldorf 2008
- [Shaw 2009] Shaw, R.; Attree, M.; Jackson, T.; Kay, M.: The value of reducing distribution losses by domestic load-shifting: a network perspective; in: Energy Policy Nr. 37 (8), S. 3159-3167; 2009
- [Simmons-Süer 2011] Simmons-Süer, B.; Busch, C.; Atukeren, E.: Elastizitäten und Substitutionsmöglichkeiten der Elektrizitätsnachfrage, KOF Studien, 26, Zürich, 2011
- [Specht 2010] Specht, M.; Baumgart, F.; Feigl, B.; Frick, V.; Stürmer, B.; Zuberbühler, U.; Sterner, M.; Waldstein, G.: Speicherung von Bioenergie und erneuerbarem Strom im Erdgasnetz; in: Proceedings zur FVEE Jahrestagung 2009, S. 69-78; Berlin 2010
- [Spees 2008] Spees, K.; Lave, L.: Impacts of Responsive Load in PJM: Load Shifting and Real Time Pricing; in: The Energy Journal, Vol. 29, Nr. 2, S. 101-121; Berkeley 2008
- [Star 2010] Star, A.; Isaacson, M.; Haeg, D.; Kotewa, L.: The Dynamic Pricing Mousetrap: Why Isn't the World Beating Down Our Door?, 2010 ACEEE Summer Study on Energy Efficiency in Buildings; Pacific Grove 2010
- [Stark 2006] Stark, G.: Kunden erwarten Versorgungsnormalität; in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 56. Jg. (2006), Nr. 10, S. 24-26; Essen 2006

- [Stat-BW 2014] Statistisches Landesamt Baden-Württemberg: Bevölkerungsentwicklung in Baden-Württemberg seit 1950 nach Altersgruppen und Geschlecht
<http://www.statistik.baden-wuerttemberg.de/BevoelkGebiet/Landesdaten/LRt0104.asp>
letztes Abrufdatum: 03.03.2014
- [Steiner 1957] Steiner, P. P.: Peak Loads and Efficient Pricing; in: Quarterly Journals of Economics, Vol. 57, No. 4, pp. 585-610; 1957
- [Strauß 2009] Strauß, K.: Kraftwerkstechnik: zur Nutzung fossiler, nuklearer und regenerativer Energiequellen, 6. Aufl.; Berlin, Heidelberg 2009
- [Strbac 2008] Strbac, G.: Demand side management: Benefits and challenges; in: Energy Policy Nr. 36 (12), S. 4419-4426; 2008
- [Strehlow 1995] Strehlow, R.: Grundzüge der Physik; Braunschweig, Wiesbaden 1995
- [Strutz 1998] Strutz, H.: Investition; in: Krabbe, E. (Hrsg.): Leitfaden zum Grundstudium der Betriebswirtschaftslehre, 6. Auflage; Gernsbach 1998
- [Summit Blue 2007] Summit Blue Consulting, LLC: Evaluation of the Energy Smart Pricing Plan – Final Report; Boulder 2007
- [Swider 2009] Swider, D. J.: Neue Anforderungen an Lastprognosen für Netzbetreiber im liberalisierten Elektrizitätsmarkt; in: Strecker, S.; Göbelt, M. (Hrsg.): Liberalisierte Energiemärkte – Strategie, Prognose, Handel; VDI-Fortschrittsberichte Reihe 16, Nr. 147, S. 73-85; Düsseldorf 2009
- [SWP 2013] Bundesverband Wärmepumpe (BWP) e. V.: Absatzzahlen 2012: 70.000 neue Wärmepumpen in Deutschland installiert; Pressemitteilung; Berlin 2013
- [SWT 2010] Stiftung Warentest: Intelligenter Stromzähler: Revolution im Stromnetz; Berlin 2010
<http://www.test.de/Intelligenter-Stromzaehler-Revolution-im-Stromnetz-1854137-0/>

erschieden 18.03.2010, letztes Abrufdatum: 23.03.2014

- [UBA 2011] Umweltbundesamt der Bundesrepublik Deutschland: Projektionen zu den Emissionen von HFKW, FKW und SF6 für Deutschland bis zum Jahr 2050; Dessau-Roßlau 2011
- [UBA 2013] Umweltbundesamt der Bundesrepublik Deutschland: Endenergieverbrauch der privaten Haushalte, abrufbar unter <http://www.umweltbundesamt.de/daten/private-haushalte-konsum/endenergieverbrauch-der-privaten-haushalte#textpart-2> erschienen am 04.07.2013, letztes Abrufdatum: 16.07.2014
- [Urvoas 2009] Urvoas, L.-J.: L'expérience française en matière d'effacement; Paris 2009, abrufbar unter http://chercheurs.edf.com/fichiers/fckeditor/Commun/Innovation/conference/06_Urvoas_2eme_vf.pdf letztes Abrufdatum: 19.04.2014
- [USDE 2006] United States Department of Energy: Benefits of Demand Response in Electricity Markets and Recommendations for Achieving Them; Washington D. C. 2006
- [Varian 2007] Varian, H.: Grundzüge der Mikroökonomik, 8. Auflage; München, Wien 2007
- [von Roon 2010] Von Roon, S.; Gobmaier, T.; Huck, M.: Demand Side Management in Haushalten - Methoden zur Potenzialanalyse und Kostenabschätzung; Fachartikel der Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) <http://www.ffe.de/publikationen/fachartikel/296-demand-side-management> erschienen 08.04.2010, letztes Abrufdatum 02.04.2014
- [von Roon 2011] Von Roon, S.; Gobmaier, T.: Demand Response - Fachartikel der Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE); München 2011 <http://www.ffe.de/publikationen/fachartikel/344-demand-response> erschienen 31.01.2011, letztes Abrufdatum 02.04.2014

- [VDN 2007] Verband der Netzbetreiber VDN e. V.: TransmissionCode 2007 - Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber; Berlin 2007
- [Warweg 2013] Warweg, O.; Käßler, M.: Auswirkungen von Smart Metering auf die Energiebeschaffung im liberalisierten Energiemarkt; in: Westermann, D.; Döring, N.; Bretschneider, P. (Hrsg.): Smart Metering - Zwischen technischer Herausforderung und gesellschaftlicher Akzeptanz; Ilmenau 2013
- [Wiechmann 2008] Wiechmann, H.: Neue Betriebsführungsstrategien für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen – Ein Modell für eine markt- und erzeugerorientierte Regelung der Stromnachfrage über ein zentrales Lastmanagement; Diss., Karlsruhe 2008
- [Wietschel 1995] Wietschel, M.; Fichtner, W.; Lüth, O.; Rentz, O.: Der Einsatz von Energie-Emissions-Modellen für Energieversorgungsunternehmen zur Entscheidungsunterstützung bei neuen Fragen der Emissionsminderung. Zeitschrift für Energiewirtschaft, 19. Jg.; Nr. 4 (1995), S. 314-320; Wiesbaden 1995
- [Wissner 2010] Wissner, M.; Growitsch, C.: Flächendeckende Einführung von Smart Metern – internationale Erfahrungen und Rückschlüsse für Deutschland; in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, 34. Jg.; Nr. 2 (2010), S. 195-210; Wiesbaden 2010
- [Wissner 2012] Wissner, M.; Schweinsberg, A.; Karnhof, T.; Spinnen, T.: Hintergründe und Chancen eines flächendeckenden Smart Meter-Rollouts; in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 62. Jg.; Nr. 12 (2012), S. 71-73; Essen 2012
- [Wöhe 2013] Wöhe, G.; Döring, U.: Einführung in die Allgemeine Betriebswirtschaftslehre, 25. Auflage; München 2013
- [Yello 2014] Yello Strom GmbH: Sparzähleronline - Ihr neuer intelligenter Stromzähler; Köln 2014
<http://www.yellostrom.de/privatkunden/>

sparzaehler/angebot

letztes Abrufdatum: 19.03.2014

[Zastrow 2011]

Zastrow, D.: Elektrotechnik, 18. Auflage; Wiesbaden 2011