

Mike Ifland

**Lastmanagement privater Letztverbraucher zwischen Energiemarkt
und Smart Grid**

Ilmenauer Beiträge zur elektrischen Energiesystem-, Geräte- und Anlagentechnik (IBEGA)

Herausgegeben von
Univ.-Prof. Dr.-Ing. Dirk Westermann
(Fachgebiet Elektrische Energieversorgung) und
Univ.-Prof. Dr.-Ing. Frank Berger
(Fachgebiet Elektrische Geräte und Anlagen)
an der Technischen Universität Ilmenau.

Band 11

Mike Ifland

**Lastmanagement privater
Letztverbraucher zwischen Energiemarkt
und Smart Grid**



Universitätsverlag Ilmenau
2014

Impressum

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek

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

Diese Arbeit hat der Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik der Technischen Universität Ilmenau als Dissertation vorgelegen.

Tag der Einreichung: 8. März 2013
1. Gutachter: Univ.-Prof. Dr.-Ing. Dirk Westermann
(Technische Universität Ilmenau)
2. Gutachter: Univ.-Prof. Dr.-Ing. Zbigniew Styczynski
(Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg)
3. Gutachter: Prof. Dr. Rafael Mihalic
(Univerza v Ljubljani)
Tag der Verteidigung: 11. November 2013

Technische Universität Ilmenau/Universitätsbibliothek

Universitätsverlag Ilmenau

Postfach 10 05 65
98684 Ilmenau
www.tu-ilmenau.de/universitaetsverlag

Herstellung und Auslieferung

Verlagshaus Monsenstein und Vannerdat OHG
Am Hawerkamp 31
48155 Münster
www.mv-verlag.de

ISSN 2194-2838 (Druckausgabe)
ISBN 978-3-86360-095-2 (Druckausgabe)
URN urn:nbn:de:gbv:ilm1-2013000660

Titelfotos:

© iStockphoto.com : JLGutierre ; timmy ; 3alexnd ; Elxeneize ; tap10
yuyang/Bigstock.com

M. Streck, FG EGA | F. Nothnagel, FG EGA | D. Westermann, FG EEV

Demand Response – Changes in electric usage by end-use customers from their normal consumption patterns in response to change in price of electricity over time, or to incentive payments designed to induce lower electricity use at time of high wholesale market prices or when system reliability is jeopardized.

- United States Department of Energy

Danksagung

Die vorliegende Arbeit entstand während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter an der Fakultät Elektrotechnik und Informationstechnik, Fachgebiet Elektrische Energieversorgung der Technischen Universität Ilmenau.

Daher gilt mein Dank an erster Stelle dem Fachgebietsleiter Herrn Prof. Dr.-Ing. Dirk Westermann, der meine Arbeit in dieser Zeit begleitete, mir entscheidende Impulse gab und auch über die Arbeit hinaus eine Inspiration war. Selbiges gilt für das Team des Fachgebiets, welches das Promotionsstudium zu einer Zeit werden ließ, an die ich mich gern zurückerinnern werde. Namentlich seien meine Kollegen und Freunde Dipl.-Ing. Steffen Schlegel, M. Sc. Anne-Katrin Marten und M. Sc. Robert Schwerdfeger genannt, die mir mit ihrem fachlichen Rat stets beistanden und mit denen ich gern zusammengearbeitet habe.

Ein Dankeschön auch an das RESIDENS-Projektteam, allen voran Dipl. Psych. Nadine Exner, Dipl.-Wirtsch.-Inf. Oliver Warweg und stellvertretend für das gesamte Team der Stadtwerke Ilmenau GmbH Frau Simone Wienhold-Engelhardt, ohne deren persönlichen Einsatz und Engagement das Projekt in dieser Form nicht zu stemmen gewesen wäre.

Zuletzt und deswegen ganz besonders möchte ich mich bei meiner Familie und bei meiner Freundin Susanne Spieß für die Hilfe im Kampf gegen die Fehlerteufel bedanken. Die wenigen letzten waren leider doch zu gut vor mir versteckt.

Abstract

A power system change from conventional, demand orientated production towards a supply orientated consumption raises the question of introducing private customers to this matter, especially, since they cover an important role by using 26% of all electrical energy in Germany. The work at hand investigates load flexibilization of private customers with variable tariffs and its application as a method in a smart grid system. Regarding the current status quo in technical and economic research, the question of integrating private customers into system operation is being answered. Therefore variable tariffing as well as smart metering are being analyzed as preconditions for Demand Side Management. To classify the level of an electrical network's development the Grid Development Index (GDI) is being introduced. The theoretical findings are applied in a field test in a small suburban town in Germany. Finally, the field test outcomes are tested in order to discover, if Demand Side Management based on variable tariffs qualifies as a Smart Grid application in rural and suburban areas.

Zusammenfassung

Der Systemwechsel von konventioneller, nachfrageorientierter Erzeugung hin zu angebotsabhängigem Verbrauch wirft die Frage nach einer Beteiligung privater Verbraucher auf, die in 2011 mit einem Gesamtanteil von 26% des Bedarfs an elektrischer Energie in Deutschland eine entscheidende Rolle spielten. Die vorliegende Arbeit untersucht die Flexibilisierung der Last „privater Letztverbraucher“ mittels variabler Tarifierung und deren Anwendung als Methode im System Smart Grid. Mit Blick auf den Stand der Forschung bezüglich technischer und ökonomischer Hintergründe wird die Frage nach der Integration privater Letztverbraucher in die Netzbetriebsführung beantwortet. Dazu werden sowohl flexible Tarifierungen als auch Smart Metering als Voraussetzungen erläutert, sowie die Netzentwicklungskennzahl (GDI) als Klassifizierung der Entwicklungsstufe eines Smart Grids eingeführt. In einem Feldversuch werden die theoretischen Erkenntnisse auf ein Verteilernetz einer suburbanen Kleinstadt in Deutschland angewendet. Anhand der vorliegenden, realen Messdaten wird anschließend geprüft, ob Demand Side Management, welches sich auf variable Tarife stützt, die Anforderungen an ein Smart Grid in suburbanen und ländlichen Gebieten erfüllt.

Inhaltsverzeichnis

Impressum.....	IV
Danksagung.....	VII
Abstract.....	IX
Zusammenfassung.....	IX
Inhaltsverzeichnis	XI
1 Einleitung und Motivation.....	1
2 Stand der Forschung.....	4
2.1 Marktwirtschaftliches Umfeld.....	4
2.1.1 Strukturelle Übersicht.....	4
2.1.2 Preisbildung elektrischer Energie.....	6
2.1.3 Lastprofilbildung und Bilanzkreisabrechnung elektrischer Energie.....	12
2.2 Lastmanagement im Überblick.....	15
2.2.1 Grundlagen Direkter Nachfragesteuerung.....	25
2.2.2 Grundlagen Indirekter Nachfragesteuerung.....	26
2.2.3 Möglichkeiten und Grenzen der Nachfragesteuerung.....	31
2.3 Technisches Umfeld.....	37
2.3.1 Netzentwicklungskennzahl.....	38
2.3.2 Smart Metering – Hintergrund und Entwicklung.....	45
2.3.3 Funktion von Smart Metering.....	48
2.3.4 Mögliche Anwendungen der Technologie.....	50
2.3.5 Analyse von abgeschlossenen Studien und aktuellen Tarifangeboten.....	54
2.4 Zwischenfazit und Ergebnisdiskussion.....	59
3 Feldversuch.....	61
3.1 Vorgehensmodell.....	61
3.2 Eingesetzte Technologie.....	63
3.3 Kundensegmentierung und -tarifizierung.....	66
3.4 Messwertakquise und Datenaufbereitung.....	68
4 Datenauswertung.....	72
4.1 Visuelle Untersuchung der Lastgänge.....	72
4.2 Statistische Auswertung der Messwerte.....	79

4.3	Quantitative Untersuchung der Messwerte	86
4.4	Ergebnisdiskussion.....	94
5	Extrapolation der Ergebnisse	96
5.1	Technische Extrapolation.....	96
5.1.1	Aufbau und Ablauf der Simulation	96
5.1.2	Simulationsergebnis	100
5.2	Ökonomische Extrapolation.....	104
5.3	Folgen für die Bilanzierung	109
6	Zusammenfassung und Ausblick	112
7	Abkürzungsverzeichnis.....	116
8	Formelverzeichnis.....	118
9	Tabellenverzeichnis	120
10	Abbildungsverzeichnis.....	122
11	Literaturverzeichnis	124
12	Anhang.....	132
12.1	Ergebnisdarstellung: Vergleich Referenz- und Teilnehmerlastprofil	132
12.2	Ergebnisse Simulationsvergleich: Teilnehmer- und Referenzverhalten.....	135

1 Einleitung und Motivation

Nicht erst seit der Energiewende sind Themen wie der Wechsel zu einer nachhaltigen Energieversorgung präsent; drastische Preissteigerungen fossiler Energieträger (beispielsweise in den späten 1970er Jahren) führten ebenfalls zu Entwicklungen beim Thema Energieeffizienz und zu Lösungen im Bereich alternativer Energien [1]. In Deutschland erfolgt die Förderung Erneuerbarer Energien insbesondere durch die Einführung des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG) im Jahr 2000 [2].

Die Einführung dieser Gesetze ändert die Energieerzeugung in Deutschland grundlegend. Auch zuvor hatte es Erneuerbare Einspeisung, beispielsweise aus Laufwasserkraftwerken, gegeben, die in der Systembilanz allerdings als Grundlastabdeckung fungierten. Die vor Inkrafttreten des EEG entstandenen Windparks, z.B. „Westküste“ im Kaiser-Wilhelm-Koog (1987) oder „Windpark Cuxhaven“ (1988) [3], waren für die nationale Systemführung aufgrund ihrer geringen Einspeiseleistung unbedeutend. Zur Erläuterung der damals vorherrschenden, verbrauchsorientierten Erzeugung ist diese in Bild 1.1 schematisch dargestellt. So verursachen Verbraucher zusammen mit wenigen Erneuerbaren Energieträgern, die als eine Art negative Last nichtdeterministisch Energie einspeisen, einen Bedarf Δf , der durch konventionelle, thermische Kraftwerke gedeckt werden muss. Es erfolgt ein Ausgleich zwischen den Regelzonen innerhalb nationaler Verbundnetze. Dabei erfahren die konventionelle Kraftwerke sowohl Einflüsse durch Fahrpläne auf Basis von Lastprognosen als auch durch Netzrestriktionen.

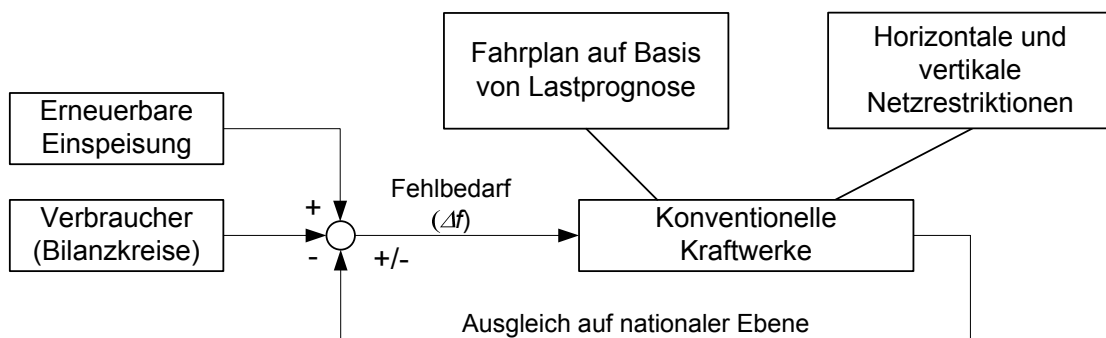


Bild 1.1: Darstellung der verbrauchsorientierten Erzeugung [4]

Die weitreichende Förderung Erneuerbarer Energien verändert die Gewichtung des ehemals vorherrschenden Versorgungsschemas nachhaltig. Erneuerbare Energien können nicht mehr als negative Lasten aufgefasst werden, sondern spielen in der heutigen Energieproduktion eine entscheidende Rolle. Konventionellen, thermischen Kraftwerken – bisher zentrales Mittel zur Stromerzeugung – kommt nun die Rolle der

Fehlbedarfsdeckung zu, beispielsweise in Tagen mit wenig Wind oder Sonneneinstrahlung.

Zukünftig rücken Verbraucher sowie Energiespeicher in den Mittelpunkt der Versorgung, da Erneuerbare Energien – allen voran Sonne und Wind – durch ihre wechselhafte Verfügbarkeit den Charakter der Stromversorgung von bisher nachfrageorientiert hin zu angebotsoptimiert verändern. Durch Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT) werden Speichersysteme verfügbar, die bis dato nicht als Mittel der Systemführung genutzt werden konnten. Mit Hilfe dieses „Internets der Energie“ lassen sich nicht nur die technischen Prozesse aufeinander abstimmen, auch weitere Möglichkeiten, beispielsweise in Bezug auf Energievermarktung entstehen [5]. Dabei beschreibt der Begriff eine echtzeitfähige IKT-Vernetzung zwischen den einzelnen Marktpartnern, welche ein von Erneuerbarer Energieeinspeisung dominiertes Versorgungsszenario ermöglicht. Den Hauptanteil der Energieerzeugung wird in diesem Szenario durch die „Erneuerbare Einspeisung“ geleistet, während Konventionelle Kraftwerke lediglich die regionale und nationale Fehlbedarfsprognose decken, wie in Bild 1.2 dargestellt.

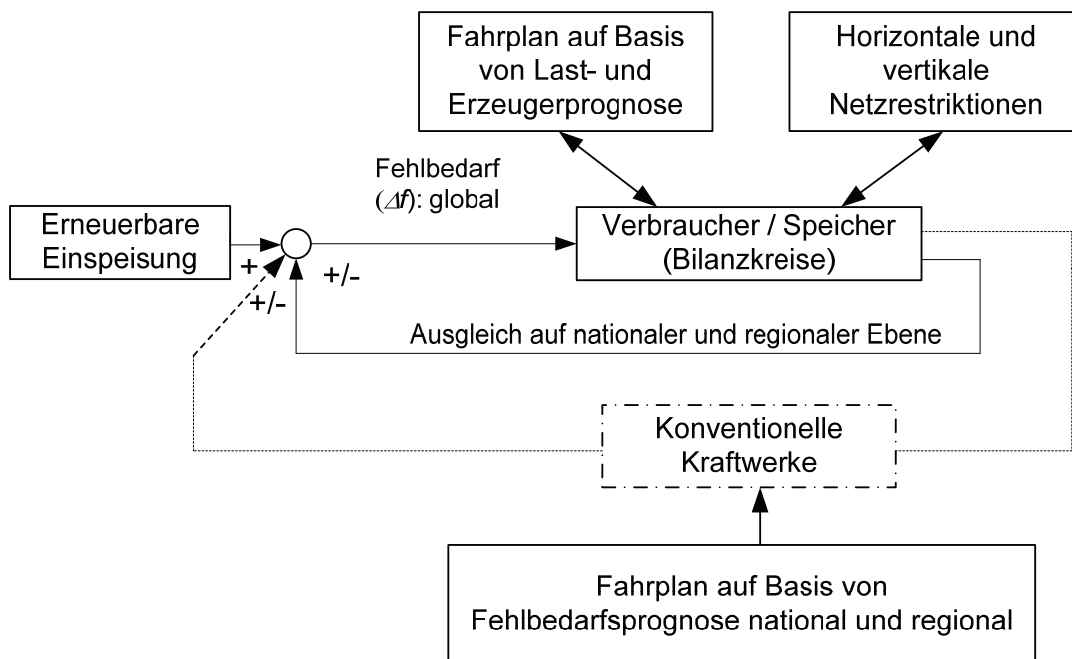


Bild 1.2: Versorgungsschema mit hohem EE-Anteil [4]

Seit langem gelten Smart Grids als Werkzeug, eine Versorgungsstruktur, wie die in Bild 1.2 dargestellte, zu ermöglichen. Dabei wird die Rolle der Verbrauchssteuerung in einem Smart Grid diskutiert. Während Branchenverbände insbesondere in Deutschland Demand Side Management (DSM) eher als Teil des Marktes sehen [6], ist eine

solche Beeinflussung des Verbraucherverhaltens für Europäische Institutionen integraler Teil eines Smart Grids [7]. Jedoch für den Gesamtprozess des Wechsels von bedarfsorientierter Erzeugung hin zum erzeugungsfolgenden Bedarf können private Verbraucher, die in 2011 immerhin knapp ein Drittel (26%) der gesamten, in Deutschland produzierten elektrischen Energie verbrauchten [8], nicht außer Acht gelassen werden.

Dementsprechend ist die erste Forschungsfrage, welcher sich diese Arbeit widmet, die Einschätzung, ob und wenn ja, inwieweit sich private Letztverbraucher im Sinne einer flexiblen Last als Freiheitsgrad in der Netzbetriebsführung eignen.

Die zweite Forschungsfrage gilt einer möglichen Anwendung der Änderungen des Verbrauchsverhaltens. Es wird untersucht, inwieweit variable Tarife einen tatsächlichen Einfluss auf das Verbrauchsverhalten besitzen und ob der Lastgang einer Gruppe privater Letztverbraucher auf diese Weise entscheidend beeinflusst werden kann. Zu diesem Zweck kommt der Smart Metering-Technologie die Rolle der Schnittstelle zu, welche die Abrechnung, aber auch die Verbrauchsdarstellung sicherstellt.

Drittens ist zu prüfen, welche Konsequenzen sich durch den beeinflussten Lastverlauf privater Letztverbraucher ergeben. Dabei werden sowohl die Anwendbarkeit heutiger synthetischer Lastprofile als auch die Folgen für die Netzbetriebsführung geprüft. Zur Beantwortung der Fragen wird zunächst der Stand der Wissenschaft untersucht. Da zur Beeinflussung des Verbrauchsverhaltens privater Letztverbraucher sowohl technische als auch marktwirtschaftliche Voraussetzungen erfüllt sein müssen, analysiert die vorliegende Arbeit diesbezüglich beide Themenfelder. Darin enthalten sind ein Überblick über den deutschen Energiemarkt und das Kaufverhalten privater Letztverbraucher, sowie eine Erläuterung von Smart Metering. Um eine Messbarkeit des Netzaufbausfortschritts zu ermöglichen, wird ein Netzentwicklungsfaktor eingeführt. Anschließend werden mit dessen Hilfe aktuelle und abgeschlossene, internationale Demand Side Management-Projekte, welche auf Privatverbraucher zielen, kategorisiert. In einem Feldversuch wird das Verbrauchsverhalten einer Gruppe privater Letztverbraucher untersucht, deren elektrischer Energieverbrauch variabel tarifiert wird. Im letzten Schritt erfolgt die Anpassung der Markttheorie, die Abschätzung der Konsequenzen variabler Tarifierung für die Bilanzierung sowie die Umsetzung der gewonnenen Ergebnisse anhand eines realitätsnah parametrisierten Netzmodells. Die Auswirkungen auf vorhandene Betriebsmittel, welche im Falle einer breiten Anwendung von zeitvariabler Tarifierung auftreten, werden simuliert, um anschließend eine Aussage über die Folgen für die Netzbetriebsführung treffen zu können.

2 Stand der Forschung

Mit der Entflechtung deutscher Energieversorgungsunternehmen (EVU) zerfielen die integrierten Strukturen und ein komplexer Markt mit diversen, unterschiedlichen Marktrollen und –teilnehmern entstand. Um die aus dieser Entwicklung resultierenden Schwierigkeiten zu verstehen, welche bei der Steuerung der Nachfrage privater Letztverbraucher auftreten, müssen zunächst die allgemeinen Grundlagen des Geschäftsfelds, aber auch die Sicht der Letztverbraucher auf elektrische Energie erläutert werden.

2.1 Marktwirtschaftliches Umfeld

Das folgende Kapitel beschreibt Beteiligte und ihre Rollen im Umfeld der Elektrizitätswirtschaft in Deutschland mit Stand 2012. Durch seitens des Regulators vorgegebene Prinzipien wie Chancengleichheit der Marktakteure und enge Kontrollen natürlicher Monopole wie Transport- und Verteilnetze entstand eine Organisationsstruktur, die im Folgenden in Ansätzen dargestellt wird. Die Darstellung zeigt die Trennung der Energieversorgung in Deutschland in Erzeugung, Handel und Transport und stellt dar, wie im Falle von z.B. flexibler Tarifierung Interessenskonflikte zwischen den einzelnen Versorgungssegmenten entstehen können.

2.1.1 Strukturelle Übersicht

Grundsätzlich lassen sich im vom Regulator Bundesnetzagentur (BNetzA) kontrollierten Umfeld drei verschiedene Geschäftsbereiche ausmachen: Erzeugung, Netzbetrieb und Handel. Das Bundesgebiet ist in vier Regelzonen aufgeteilt, die von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) tenet GmbH (ehemals E.ON Netzbetriebs GmbH), Amprion GmbH (ehemals RWE Transportnetz GmbH), 50Hertz Transmission GmbH (ehemals Vattenfall Transmission GmbH) und TransnetBW GmbH (ehemals EnBW Transportnetz AG) betrieben werden. Diese vier Netzbetreiber garantieren die Systemsicherheit in ihrer Regelzone, indem sie in ihrer Aufgabe als Bilanzkreisordinator (BiKo) durch die Beschaffung von Regelenergie die Systemfrequenz sichern. Des Weiteren erfassen sie die Handelsaktivitäten in den Bilanzkreisen und rechnen eventuelle Abweichungen ab. Die ÜNB besitzen und betreiben die Transportnetze im Bundesgebiet, maßgeblich die Spannungsebenen 220 kV und 380 kV. Diese transportieren die elektrische Energie im Bundesgebiet, beispielsweise von regionalen Quellen wie Mecklenburg-Vorpommern hin zu regionalen Senken wie Baden-Württemberg oder Bayern.

Die unterlagerten Spannungsebenen (hauptsächlich 110, 10 und 0,4 kV) sind gemeinhin im Besitz von ca. 900 Regional- und Verteilnetzbetreibern und werden von diesen

betrieben. Sie stellen den Verteilnetzbetrieb sicher und garantieren somit Spannungssicherheit und Versorgung von angeschlossenen industriellen und privaten Verbrauchern sowie Anschluss von dezentralen Einspeisern. Sie sind innerhalb ihres Versorgungsgebiets für die Verbrauchserfassung und Bilanzierung des Verteilernetzes sowie die Abrechnung der Netznutzung zuständig.

Handelsseitig sind Erzeuger und Verbraucher in virtuelle Einheiten, sog. Bilanzkreise eingeteilt. Bei solchen Bilanzkreisen kann es sich um Regionen mit z.B. darin wirtschaftenden Stadtwerken handeln, aber auch Geschäftsfilialen größerer Handels- oder Fast-Food-Ketten sowie industrielle Komplexe können zu Bilanzkreisen zusammengefasst werden. Sie ermöglichen eine übersichtliche Handelsbilanzierung des Energieverbrauchs, das heißt Einkauf und Verbrauch können einfach einander gegenübergestellt werden. In Deutschland ist jeder Einspeiser und jeder Abnehmer einem Bilanzkreis zugeordnet. Auf Grundlage dieser Prognosen erfolgen die Nominierungen der Erzeuger aus jedem Bilanzkreis heraus, sodass der sich einstellende Fahrplan ausgeglichen ist. Bilanzkreisübergreifender Handel findet aus einem abgebenden in einen aufnehmenden Bilanzkreis statt. Zentrale Forderung ist, dass der Fahrplan des jeweiligen Bilanzkreises ausgeglichen ist, Fahrplanabweichungen bzw. Differenzmengen werden beim ÜNB als Regelenergie abgerechnet. Die Bilanzkreisverantwortung obliegt oft Händlern, welche am Großhandelsmarkt aktiv sind. Der Großhandel mit elektrischer Energie findet in Deutschland mittels Warenterminkontrakten auf virtuellen Marktplattformen (Over-The-Counter-Handel – OTC) sowie börsengebunden an der Leipziger „European Energy Exchange“ (EEX) statt. Auch Rahmenverträge direkt mit dem Erzeuger sind möglich.

Die handelstechnische Endkundenbelieferung wird von den ca. 1100 in Deutschland tätigen Lieferanten vorgenommen, wobei aus Gründen der Vollständigkeit auf die mögliche Trennung von physikalischen (VNB) und handelstechnischen Lieferanten (Händler) verwiesen werden muss. Zur Vereinfachung werden in diesem Dokument Händler, die die Aufgabe der Versorgung privater Endkunden übernehmen, als Lieferanten bezeichnet. Großabnehmer haben eigene Stromhandelsabteilungen oder diese Aufgabe entsprechend an Unternehmen ausgelagert, die im Bereich Stromportfoliomanagement aktiv sind. Weiterhin wird im juristischen Sinne zwischen Anschlussnehmern (i.d.R. die Eigentümer des Wohnraums) und Anschlussnutzern (i.d.R. Mieter des jeweiligen Wohnraums) unterschieden. Eine Übersicht über die vertraglichen Beziehungen im deutschen Strommarkt bietet Bild 2.1.

Die Versorgung von Endkunden, deren jährlicher Verbrauch eine Grenze von 100.000 kWh nicht überschreitet, wird in Deutschland mit Hilfe diverser Standardlastprofile (SLP) durchgeführt. Deren Relevanz für die Verbrauchsprognose und die Konsequenzen, die VNBs und Händlern durch Abweichungen der bekannten Verbrauchsverläufe entstehen, werden in Abschnitt 2.1.3 dargestellt.

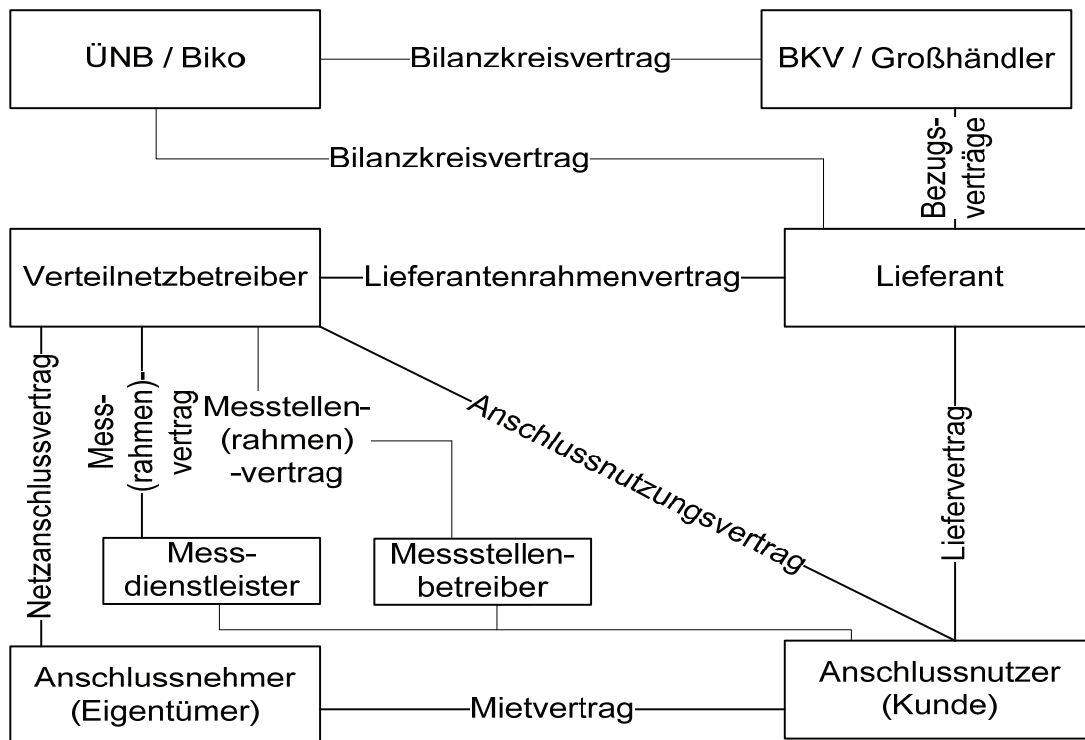


Bild 2.1: Vertragsbeziehungen im deutschen Strommarkt [9]

2.1.2 Preisbildung elektrischer Energie

Durch die Liberalisierung der Energiemärkte ist ein Blick auf die technischen Ebenen wie Erzeugung und Transport bzw. Verteilung elektrischer Energie heute bei weitem nicht mehr ausreichend. Daher werden in den folgenden Abschnitten sowohl die grundlegenden wirtschaftlichen Zusammenhänge erläutert als auch ein Blick auf die Perspektive privater Verbraucher gelenkt, der bekannte Phänomene, wie beispielsweise die annähernd unelastische Nachfrage privater Verbraucher nach elektrischer Energie, erklärt. Um die Angebots- und Nachfragesituation im Strommarkt eingehend untersuchen zu können, müssen zunächst die Grundlagen des Marktes näher beschrieben werden.

In der Volkswirtschaftslehre gilt der Markt als Ort, an dem sich Angebot und Nachfrage treffen. Als Beispiele gelten Wochenmärkte, Kaufhäuser oder Börsen. Märkte lassen sich in Faktormärkte für Produktionsfaktoren (Arbeits-, Kapital- und Bodenmarkt), Gütermärkte (Konsumgüter- und Produktionsgütermarkt) sowie Geldmärkte (Geld-, Wertpapier- und Devisenmarkt) unterscheiden. Das ökonomische Modell des Vollkommenen Marktes verlangt, dass alle Teilnehmer ausschließlich nach ökonomi-

schen Prinzipien mit homogenen Gütern handeln. Alle Teilnehmer müssen unmittelbaren Zugang zu allen relevanten Informationen haben und somit über die Geschäftsbedingungen informiert sein. Die Teilnehmer treffen sich auf einem punktförmigen Ort und können unendlich schnell auf Veränderungen reagieren. Auch der Zeitbedarf für die Anpassung an die neue Situation entspricht null [10].

Unter direktem Bezug auf [11] sei $D = \{1, \dots, n_d\}$ die Menge der Verbraucher sowie $S = \{1, \dots, n_s\}$ die Menge der Lieferanten. Jeder Verbraucher $i \in D$ verhält sich nach einer Wertfunktion $\vartheta_i: \overline{\mathbb{R}}_+ \rightarrow \mathbb{R}$. Diese Funktion stellt den Nutzen \mathcal{G} dar, den i durch den Konsum von x Einheiten einer Ressource (in diesem Fall Strom) erhält. Dieser Wert drückt sich zunächst in einem Zugewinn von Sicherheit (etwa Beleuchtung) und später Komfort (z.B. Nutzung von elektronischen Medien) aus. Der Verlauf einer solchen Wertfunktion für private Verbraucher lässt sich durch folgende Argumentation nachvollziehen:

Der Zuwachs an Nutzen für private Verbraucher wird mit der Einführung elektrischer Energie zunächst sehr hoch ausfallen, da bereits verhältnismäßig geringe Mengen vor allem nachts essentiell wichtige Funktionen wie Beleuchtung ermöglichen. Ein weiterer, hoher Zuwachs erfolgt z.B. durch die nunmehr mögliche, elektrisch unterstützte Nahrungsmittelzubereitung. Später folgen weitere, geringere Zuwächse durch elektrische Arbeitshilfen wie Computer oder auch Reinigungsgeräte und nicht zuletzt durch den Gebrauch elektrischer Medien. Ab einer gewissen Menge konsumierter elektrischer Energie (E_{sat}) kann kein deutlicher Komfortzuwachs mehr erreicht werden; ein Sättigungseffekt (Grenznutzen $\mathcal{G}_{\text{grenz}}$) tritt ein. Stellt man den argumentierten Verlauf der Wertfunktion grafisch dar, ergibt sich Bild 2.2:

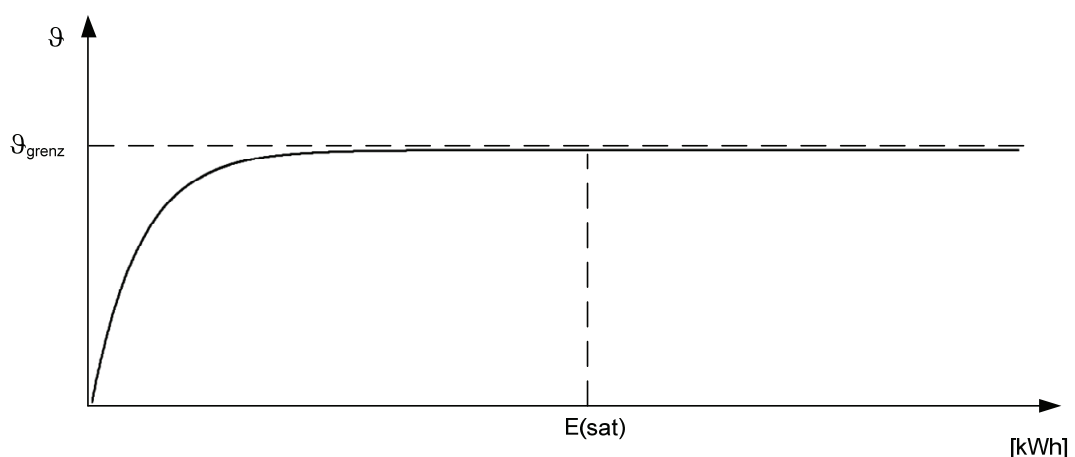


Bild 2.2: Wertfunktion von privat verbrauchter, elektrischer Energie

Sowohl der Wert E_{sat} als auch \mathcal{G}_{grenz} lässt sich nur näherungsweise bestimmen, daher der logarithmische Charakter der Funktion. Die Wertfunktion des privaten Verbrauchs elektrischer Energie kann beschrieben werden durch:

$$\mathcal{G}_i = \mathcal{G}_{grenz} - \mathcal{G}_{grenz} \cdot e^{-x} \quad (2.1)$$

Auch das Verhalten der Lieferanten $j \in S$ wird durch die Kostenfunktion $c_j: \overline{\mathbb{R}}_+ \rightarrow \overline{\mathbb{R}}_+$ beschrieben. Es sei weiterhin $d_i: \mathbb{R}_+ \rightarrow \overline{\mathbb{R}}_+$ sowie $s_j: \mathbb{R}_+ \rightarrow \overline{\mathbb{R}}_+$ die Nachfrage- sowie die Angebotsfunktion, welche den Zusammenhang zwischen Preis und Menge eines Gutes einmal seitens des Verbrauchers, aber auch aus Sicht des Handels beschreiben. Mit λ als Preis pro Einheit für Elektrizität (Stückkosten) gilt für die Nachfrage- sowie Angebotsfunktion [11]:

$$\begin{aligned} d_i(\lambda) &= \arg \max(\mathcal{G}_i(x) - \lambda x) \\ &= \max \left\{ 0, \left\{ x \mid \dot{\mathcal{G}}_i(x) = \lambda \right\} \right\} \end{aligned} \quad (2.2)$$

sowie:

$$\begin{aligned} s_j(\lambda) &= \arg \max \lambda x - c_j(x) \\ &= \max \left\{ 0, \left\{ x \mid \dot{c}_j(x) = \lambda \right\} \right\} \end{aligned} \quad (2.3)$$

In jedem Fall wird i , dem die Nachfragefunktion zugeordnet ist, versuchen, seinen Nutzen unter Abzug der Stückkosten für Energie zu maximieren. Analog wird j versuchen, die Stückkosten und damit seinen Gewinn unter Abzug des Einkaufspreises und unter Abzug der Kosten zu maximieren.

Der Zusammenhang zwischen Preis und Nachfrage ist grundlegend in der Preispolitik, etwa bei der Erstellung eines Angebots. Der Zusammenhang einer Änderung des Produktpreises mit darauffolgender Änderung der Nachfrage wird durch die Preiselastizität der Nachfrage η beschrieben [12]:

$$\eta = \frac{\text{Mengenänderung}[\%]}{\text{Preisänderung}[\%]} \quad (2.4)$$

Sie ist das negative Verhältnis der relativen Preisänderung und der darauf folgenden Absatzänderung [12]:

$$\eta = \frac{-\frac{\Delta x}{x}}{\frac{\Delta \lambda}{\lambda}} = -\frac{dx}{d\lambda} \cdot \frac{\lambda}{x} \quad (2.5)$$

Im Falle von $\eta > 1$ spricht man von einer elastischen Nachfrage. Das bedeutet, eine Preiserhöhung führt zu einer Nachfrageverringern. Fällt die Elastizität auf $\eta < 1$, gilt die Nachfrage als unelastisch. Das bedeutet, auch große Preisschwankungen haben nur geringe Auswirkungen auf die Nachfrage. Ein Sonderfall ist die starre Nachfrage ($\eta = 0$). In solch einem Fall ist die Nachfrage unabhängig vom Preis [12].

Wie später gezeigt wird, steigt Preiselastizität im Betrachtungszeitraum an, da sich Privathaushalte in einem mittel- bis langfristigen Zeitraum besser auf Preisänderungen einstellen können als kurzfristig. Ebenso ist sie abhängig von Substituten; wenn diese in ausreichender Form zur Verfügung stehen, fällt es privaten Verbrauchern leichter, das fragliche Produkt durch ein anderes zu ersetzen. Auch weisen Produkte, die einen hohen Ausgabenanteil von dem betreffenden Haushalt erfordern, meist eine hohe Nachfrageelastizität auf, da mögliche Einsparungen deutlicher ins Gewicht fallen.

Betrachtet man unter den o.g. Gesichtspunkten elektrische Energie, so fällt auf, dass es sich um ein Konsumgut handelt, auf welches die Verbraucher angewiesen sind, und welches sich nur sehr schwer ersetzen lässt. Im letzten Jahrhundert wurde das Konsumgut Strom jederzeit verfügbar und leicht einzusetzen, was dazu führte, dass es heute für ein Minimum an Lebensqualität als unbedingt notwendig erachtet wird. Auch ist Strom als Gut in einem Nutzen immer gemittelt. Das bedeutet, dass Strom zwar zum Betrieb von diversen elektrischen Geräten unbedingt notwendig ist, jedoch nicht selbst konsumiert werden kann [13].

Da der private Strombezug bisher zum großen Teil nur einmal im Jahr abgerechnet wird, werden die anfallenden Kosten als Fixkosten angesehen. Folglich kann man einen vom Verbraucher gestarteten Prozess, welcher elektrische Energie benötigt, nur bedingt als eine preisabhängige Kaufentscheidung ansehen. Die direkte Verbindung zwischen eigenem Verbrauchsverhalten und den entstehenden Kosten wird möglicherweise vom Verbraucher nur unzureichend wahrgenommen – insbesondere, da Kostensteigerungen am Ende des Abrechnungszeitraumes eher allgemeinen Preissteigerungen als dem eigenen Verhalten zugerechnet werden. Weiterhin besitzt der priva-

te Verbraucher, verglichen mit Industriekunden, aufgrund der geringen Bezugsmenge sowie seines geringeren Informationsstands eine deutlich schlechtere Verhandlungsposition. Das hat zur Folge, dass private Verbraucher Schwierigkeiten bei der Informationsbeschaffung und somit nicht den gesamten Markt und dessen Bewegungen im Blick haben. Die Substitution von im Markt erworbener, elektrischer Energie ist mit Hilfe von Erneuerbarer, dezentraler Energie zwar möglich, jedoch nicht wirtschaftlich [13] [14].

In der Folge ergibt sich eine wenig elastische Nachfrage privater Verbraucher beim Bezug von elektrischer Energie. Klassische Stromtarife enthalten einen fixen Anschlusspreis $p(\text{fix})$ sowie einen Arbeitspreis m . Beide gelten in Abhängigkeit von der jährlichen Bezugsmenge. Überschreitet die Bezugsmenge einen definierten Schwellwert, steigt der Anschlusspreis $p(\text{fix } A) \rightarrow p(\text{fix } B)$ und der Arbeitspreis sinkt nach den einfachen Überlegungen eines Mengenrabatts $\lambda_A \rightarrow \lambda_B$. Bild 2.3 verdeutlicht diesen Zusammenhang:

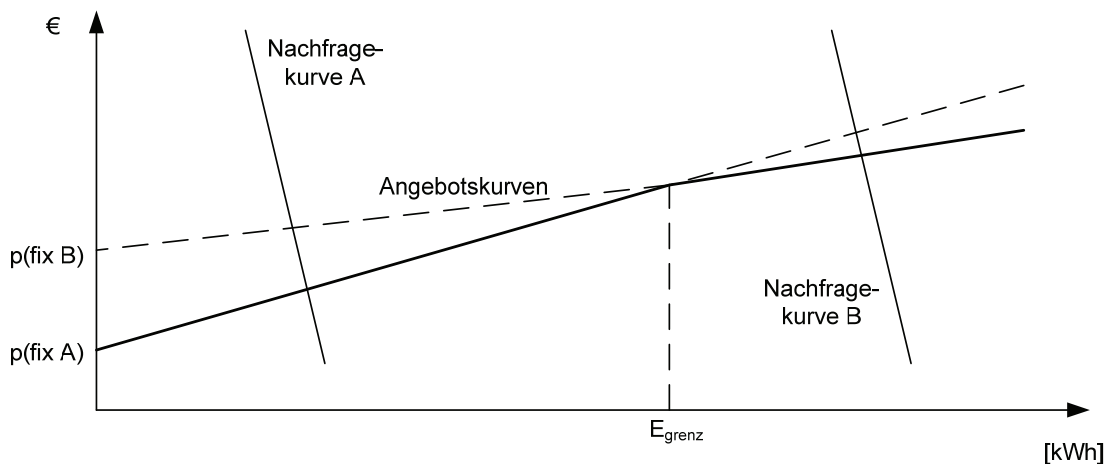


Bild 2.3: Darstellung der Nachfrage-/Angebotssituation bei Vollversorgung

Der Arbeitspreis λ_A für private Letztverbraucher, welche wenig elektrische Energie beziehen, ist deutlich höher als der Arbeitspreis für Konsumenten mit höherem Bedarf an elektrischer Energie. Die Gesamtkosten für die konsumierte elektrische Energie $K_{A,B}$ berechnet sich nach:

$$K_{A,B} = \lambda_{A,B} x + p(\text{fix}) \quad (2.6)$$

Der Preis pro kWh elektrische Energie setzt sich in Deutschland aus Bestandteilen zusammen, die sich in vier Kategorien untergliedern lassen. Diese sind in Bild 2.4 dargestellt. Den größten Einzelanteil am Strompreis besitzen Beschaffung und Vertrieb. Dieser ist gleichzeitig Ziel der Maßnahmen zur Nachfragesteuerung, etwa bei der Einführung variabler Tarife oder bei der Senkung der Netzentgelte durch Minderung der Jahreshöchstlast. Der Anteil selbst wuchs nur bis zum Jahr 2009, seitdem ist er annähernd konstant.

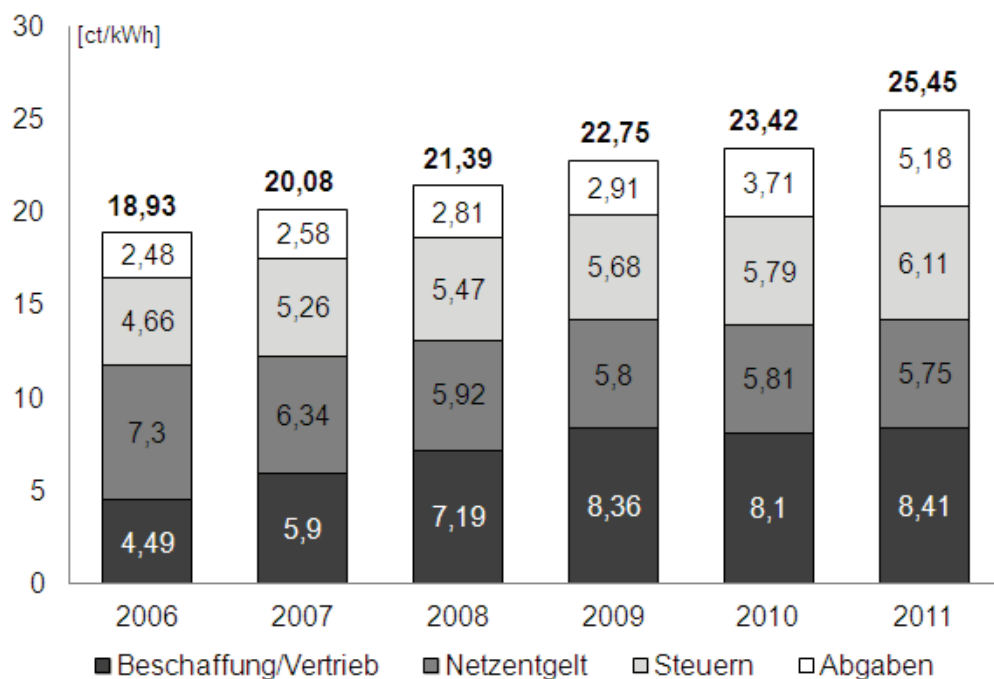


Bild 2.4: Darstellung der Strompreisentwicklung in Deutschland [15]

Die Netzentgelte fielen zwischen 2006 und 2008 stark – und sind in den Folgejahren leicht rückläufig. Der Grund dafür ist die Einführung der Anreizregulierungsverordnung (AnRegV) im Jahr 2007, welche den Netzen als natürliche Monopole eine Marktsituation simuliert und damit Netzbetreiber dazu zwingt, ihre Kosteneffizienz kontinuierlich zu steigern. Zu dem stetig wachsenden Anteil Steuern zählen Verbrauchssteuern wie die Stromsteuer und die Umsatzsteuer. In den Abgaben, welche seit 2010 deutlich steigen, sind EEG-Umlagen, Umlagen nach dem Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz (KWKG) und Konzessionsabgaben. EEG-Umlagen werden als feste Einspeisevergütung an die Betreiber von EEG-Anlagen gezahlt. Dieser Anteil steigt überproportional durch verstärkten Zubau von EEG-Anlagen. Für Privatverbraucher beträgt der zu entrichtende Anteil derzeit 3,59 ct/kWh (Stand 2012) [15].

Das KWKG fördert den Neubau und die Modernisierung von KWK-Anlagen, Wärme- und Kältenetzen sowie die Einführung von Brennstoffzellen [16]. Die Konzessionsabgabe richtet sich nach der Verordnung zur Konzessionsabgabe von Strom und Gas (KAV) und wird an Gemeinden entrichtet, die dem Versorger dann die Möglichkeit gewähren, die zur Versorgung notwendigen Betriebsmittel auf ihrem Grund und Boden zu installieren [17].

Die marktbeherrschende Form der Versorgung mit elektrischer Energie ist für den Privatverbrauch die oben beschriebene Vollversorgung. Allerdings gibt es sowohl netzbetriebsseitig als auch von Seiten der Lieferanten Gründe, die oben beschriebene Versorgungsform zu erweitern. Neben den einleitend beschriebenen Herausforderungen, denen die Transportsystemführung in Deutschland ausgesetzt ist und welche eine Flexibilisierung der Last erfordern, gibt es politische Initiativen, aber auch andere Überlegungen, die DSM in Deutschland interessant machen:

Mit den Meseberger Beschlüssen setzte die Bundesregierung EU-Vorgaben wie die Richtlinie 2006/32/EG um, die sowohl die verbesserte Nutzung Erneuerbarer Energie als auch die Steigerung der Energieeffizienz zum Ziel hatte. Die Einführung von Zählgeräten, die durch „intelligente Messverfahren“ den „tatsächlichen Energieverbrauch“ sowie die „tatsächliche Nutzungszeit“ des privaten Letztverbrauchers widerspiegeln, wird in diesem Zusammenhang gefordert. Der Grundgedanke ist, dass Lieferanten Kostenvorteile, welche bei der Energiebeschaffung beispielsweise zu Off-peak-Zeiten (Offpeak: Nachtstunden (20:00 – 08:00 Uhr), Peak: Tagstunden (08:00 – 20:00 Uhr)) entstehen, an den Verbraucher weiterreichen können. Andererseits gewinnt elektrische Energie als Commodity-Produkt für einige Verbraucher in dem Moment einen gefühlten Wert, wenn es sich von der Allgemeinheit abhebt.

2.1.3 Lastprofilbildung und Bilanzkreisabrechnung elektrischer Energie

Die Vereinbarungen von Stromlieferungen, deren Bilanzierung sowie die dazugehörige Datenbereitstellung werden durch die „Marktregeln zur Bilanzkreisabrechnung Strom“ (MaBis) sowie durch die „Geschäftsprozesse zur Kundenbelieferung mit Elektrizität“ (GPKE) – beides Festlegungen der BNetzA – bestimmt. Diese Regelungen besagen, dass der VNB dem durch den Letztverbraucher gewählten Lieferanten im Falle eines Zuschlags den Angenommenen Jahres-Verbrauch (AJV in [kWh/a]) mitteilt, dessen Grundlage meist der Vorjahresverbrauch ist. Des Weiteren stellt der VNB das zur Beschaffung anzuwendende SLP zur Verfügung. Das synthetische Lastprofilverfahren bildet eine vereinfachte Methode, welche den Lastverlauf v sowie die Verbrauchsmenge W einer Gruppe von Verbrauchern widerspiegelt. Dabei werden die Profile gemäß typischen Charakteristiken für Letztverbraucher mit einem jährlichen Gesamtverbrauch von weniger als 100.000 kWh gebildet und für ein Jahr dem Lieferanten zur Verfügung gestellt. Der Lastverlauf einer Gruppe von 200-300 Hausan-

schlüssen entspricht beispielsweise dem SLP H0 [18], kann aber auch schon an Ortsnetzstationen mit wesentlich weniger Anschlüssen nachgewiesen werden (vgl. Bild 4.1). Die durch den Verband der Elektrizitätswirtschaft e.V. (VDEW – 2007 erfolgte der Zusammenschluss mit weiteren Verbänden der Energie- und Wasserwirtschaft zum Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) [19] empirisch ermittelten Profile repräsentieren dabei typische Kundengruppen wie Haushaltskunden (H0), Gewerbekunden (G0-G6), Landwirtschaftliche Betriebe (L0-L2), Bandlastkunden (z.B. Straßenbeleuchtung (B0)) oder unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen (z.B. Heizeinrichtungen (HE)). Die Verläufe werden üblicherweise so normiert, dass ihr Gesamtverbrauch einen Wert von 1000 kWh/a ergibt.

Das bedeutet für den SLP-Lastverlauf eines Letztverbrauchers i innerhalb eines Jahres [20]:

$$\int_{\text{Jahresbeginn}}^{\text{Jahresende}} v_{SLP,i}(t) dt = 1000 \frac{kWh}{a} \quad (2.7)$$

Durch Beobachtung des Verbrauchverlaufs wurden charakteristische Tagesverläufe ausgemacht, die sich in Werktag, Samstag und Sonntag unterscheiden. Feiertage entfallen unter den Typ Sonntag, Heiligabend und Silvester als Samstag. Saisonale Komponenten werden durch die Zuordnung Winter, Sommer und Übergang berücksichtigt. Die Lastprofile der jeweiligen VNBs weichen von den Vorgaben geringfügig ab, da beispielsweise regionale Feiertage Berücksichtigung finden müssen [18].

Die Letztverbraucher i können zu Kundengruppen D zusammengefasst werden um anschließend für den AJV den Lastverlauf mit Hilfe des jeweiligen Lastprofils darzustellen. Die zu beschaffende Leistung $P_D(t)$ ergibt sich für jede Viertelstunde durch Multiplikation aller Viertelstundenvorgaben des SLP mit dem AJV [21]:

$$P_K(t) = v_{SLP,D}(t) \cdot \sum_{k=1}^K \frac{W_{AJV,K}}{1000 kWh} \quad \text{mit} \quad W_{AJV,D} = \sum_{i=1}^I W_{AJV,i} \quad (2.8)$$

Die Abweichungen zwischen tatsächlich verbrauchter Energie $W_{ist}(t)$ und prognostiziertem Verbrauch $W_{AJV,i}(t)$ ist deren Differenzmenge $\Delta W_{i,D}(t)$ und ergibt sich aus [21]:

$$\Delta W_{i,k}(t) = W_{AJV,D}(t) - W_{Ist,D}(t)$$

mit (2.9)

$$\Delta W_{i,D}(t) \hat{=} \begin{cases} \text{'Mehrmenge' für } \Delta W_{i,D}(t) \geq 0, \\ \text{'Mindermenge' für } \Delta W_{i,D}(t) \leq 0 \end{cases}$$

Die ermittelten Jahresmehrmengen werden dem Lieferanten vergütet, die Mindermengen in Rechnung gestellt. In beiden Fällen kommt es dem VNB zu, die jeweiligen Preise entsprechend der aktuellen Marktpreise zu berechnen. Da sich weder die Preise der Mehr- noch die der Mindermengen im Voraus zweifelsfrei bestimmen lassen, bedeuten auftretende Differenzmengen für beide Marktpartner in jedem Fall ein Risiko [21].

Differenzen im Lastverlauf (P_{Diff}) werden durch den VNB durch Saldierung der gemessenen Verläufe an den Ein- und Ausspeisepunkten des Netzes ($P_{RLP}(t)$) mit den zuvor gemeldeten Beschaffungen aus [21]:

$$P_{Diff}(t) = \sum_{k=1}^K P_D(t) + P_{RLP}(t) \quad (2.10)$$

ermittelt. Bei der Abrechnung der Differenzen im Lastverlauf muss beachtet werden, ob die Abrechnung synthetisch oder analytisch erfolgt. Bei synthetischer Abrechnung ist $P_{Diff}(t)$ für den Lieferanten per Definition null und wird durch den VNB innerhalb des Jahres ausgeglichen, was zu einer Steigerung der Kosten für den VNB führt, sollte das tatsächliche Verbrauchsverhalten nicht dem verwendeten Lastprofil entsprechen. Der VNB führt die Abrechnung von Abweichungen monatlich gemäß ebenfalls monatlich zu ermittelnden Durchschnittsmarktpreisen durch [20].

Beim analytischen Verfahren wird nach Abzug der Netzverluste der Lastgang der leistungsgemessenen Kunden subtrahiert. Als Restlast bleibt das Summenprofil der Lastprofilkunden zurück, welches ihnen anschließend zugeordnet und entsprechend ihrer Bedarfsprognose bilanziert wird. Für den VNB bedeutet diese Methode zwar einen erhöhten Abrechnungsaufwand, da diese nun monatlich erfolgen muss, allerdings entstehen ihm keine Beschaffungskosten. Das Prognoserisiko entfällt ebenfalls.

Die Ermittlung von synthetischen Lastprofilen zur Verbrauchsprognose und zur Verwendung für die oben beschriebenen Abrechnungsprozesse kann auf mehrere Arten geschehen. So wird bei der empirischen Ermittlung der Verbrauchsverlauf einer grö-

ßeren Gruppe Haushalte (200-300) über ein Jahr gemessen. Dieser spiegelt diverse Trends sowohl zwischen den einzelnen Wochentagen als auch saisonal wieder und kann für die Verbrauchsprognose sowie nachgelagerte Beschaffungsprozesse genutzt werden (vgl. Kapitel 2.1.3). Des Weiteren besteht die Möglichkeit, ein Lastprofil anhand statistischer Daten zu entwickeln. Dabei werden die Verbrauchscharakteristika der im Haus vorhandenen, elektrischen Geräte ermittelt und die Verbrauchskurve des jeweiligen Geräts innerhalb zuvor definierter, zeitlicher Intervalle τ_e gemittelt, um eine Treppenfunktion zu erhalten. Die Betriebsdauer des Geräts wird mit τ_b festgelegt, wobei gilt [22]:

$$\tau_b = \tau_e \cdot a \text{ mit } a \in \mathbb{N} \quad (2.11)$$

Die Einschaltwahrscheinlichkeit p_e gibt an, mit welcher Wahrscheinlichkeit ein Gerät zu einer bestimmten Zeit eingeschaltet wird. In Abhängigkeit von der Tageszeit beschreibt sie eine Funktion durch [22]:

$$p_e = f(\kappa) \text{ mit } 0 \leq \kappa \leq 96 \quad (2.12)$$

Anhand der Einzelwahrscheinlichkeiten der verfügbaren Geräte kann nun durch Überlagerung die Wahrscheinlichkeitsverteilung $H = f(P)$ für das Auftreten der Leistung P zu einer bestimmten Viertelstunde κ gebildet werden [22].

Durch gezielte Steuerung des Verbrauchs werden – beispielsweise motiviert durch den einleitend dargestellten Systemwandel in der Versorgung – diese, sowohl für VNB als auch den Lieferanten gebräuchlichen, Verläufe beeinflusst. Die ökonomischen Folgen dessen werden in Kapitel 5.2 erläutert.

2.2 Lastmanagement im Überblick

Da die Begriffsverwendungen im Zusammenhang mit der Steuerung der Nachfrage elektrischer Verbraucher vielfältig ausfallen, muss zunächst eine Begriffsklärung erfolgen. Gemäß der US-amerikanischen Energieinformationsbehörde Energy Information Administration (EIA) handelt es sich bei Nachfragesteuerung oder auch DSM um Programme von integrierten Stromversorgern, bzw. in entflochtenen Märkten Netzbetreiber, Lieferanten oder Dritte, welche aus der Planung, Implementierung und Überwachung von Maßnahmen bestehen, die Verbraucher dazu animieren sollen, die Höhe ihres Verbrauchs und dessen Verlauf zu beeinflussen [23], [24]. Weiterhin gilt laut dem US-amerikanischen Regulator „Federal Energy Regulatory Commission“ (FERC) Demand Response (DR) als die Änderung, die durch DSM im Lastgang der

Verbraucher hervorgerufen wird. Diese Begriffe werden besonders im deutschsprachigen Raum vertauscht oder falsch gedeutet. So ist es z.B. fälschlicherweise üblich, für die Maßnahmen zur Nachfragesteuerung privater Verbraucher den Begriff DR einzusetzen. Als Beispiele können [25] und [26] angeführt werden.

Die Verbrauchszeit nach den Vorgaben der Systemführung festzulegen und dies mit Hilfe von Impulsen, Tarifen oder sonstigen Anreizsystemen umzusetzen, ist kein neues Prinzip. Bereits nach dem zweiten Weltkrieg begannen Energieversorger in Deutschland mittels zeitabhängiger Tarife, das Verbrauchsverhalten sowohl industrieller als auch privater Letztverbraucher zu beeinflussen. Bei letzteren handelte es sich in Deutschland vor allem um Nachtspeicherheizungen, welche mangels technischer Möglichkeiten mit Hilfe eines separaten, elektromechanischen Zählers abgerechnet wurden und dazu dienten, den nächtlichen Verbrauch anzuheben, sodass Grundlastkraftwerke besser ausgenutzt werden konnten [27]. Jedoch sank aufgrund von Preissteigerungen im Bereich Elektrizität und durch technische Unzulänglichkeiten zunächst der Marktanteil von Nachtspeicherheizungen, die sich durchaus für moderne Formen des Lastmanagements eignen, wie [28] beschreibt. In den Meseberger Beschlüssen wurde 2007 der stufenweise Rückbau und anschließende Ersatz der Technologie festgeschrieben. Generell bedeutet dieser Beschluss jedoch nicht das Ende von Wärmegewinnung durch Elektrizität: Studien prognostizieren trotz steigender Stromkosten einen deutlichen Zuwachs an Wärmebereitstellung durch Wärmepumpen. So sollen gemäß [29] die durch Wärmepumpen bereitgestellte Heizmenge von 9,5 TWh in 2010 auf 37,1 TWh in 2020 steigen, was einen Markt für Nachfragesteuerung eröffnen würde, wie später beschrieben.

Die Idee der Einflussnahme auf elektrische Verbraucher, um der allgemeinen Rohstoffverknappung entgegenzuwirken, geht auf die Ölkrise um 1973 zurück. Zu diesem Zeitpunkt rückte das Thema in den Fokus der Öffentlichkeit. Dessen Relevanz zeigt der Umfang der Mittel, welche in diesem Zusammenhang in den Vereinigten Staaten von Amerika für sowohl private als auch industrielle Verbraucher eingesetzt wurden: allein zwischen 1989 und 1999 gaben EVU in den USA \$14,2 Mrd. für Programme und Initiativen aus, die sowohl auf Energieeinsparungen als auch auf Lastverschiebungen abzielten [1]. Damals ebenso als „Energy Demand Management“ geläufig, finden heute die Begriffe „Demand Side Management“ oder „Demand Side Integration“ (DSI) eher Verwendung, wobei die Bedeutung abweicht. Die mit dem Begriff DSM verknüpften Programme zielten in den Vereinigten Staaten nicht nur unmittelbar auf das Lastmanagement oder die zeitliche bzw. lastabhängige Tarifierung ab, wie es in Deutschland der Fall ist, sondern umfasste auch andere Initiativen, um die Energieeffizienz zu verbessern. Beispielsweise die Verbreitung genereller und technischer Informationen zum Thema, die unmittelbare Installation energieeffizienter Technologien oder die Bereitstellung zinsgünstiger Kredite sowie das Angebot von Real Time Pricing (RTP) waren Bestandteile dessen [30].

Beim Lastmanagement wird das Verbrauchsverhalten von Letztverbrauchern beeinflusst. Ziel ist dabei, die Systemsicherheit zu gewährleisten oder die ökonomischen Potentiale stark schwankender Erzeugerpreise zu nutzen. Verbrauchsprozesse werden in Zeiten verschoben, die entweder aus systemtechnischer oder ökonomischer Sicht günstiger zu bewerten sind; beispielsweise wird die Grundlast angehoben, um Grundlastkraftwerke besser auszulasten oder auftretende Lastspitzen werden gedämpft [31]. Das Optimum einer solchen Vorgabe ist im Falle einer konventionellen Energieversorgung mit thermischen Kraftwerken eine bandförmige Last. In Versorgungssystemen mit einem hohen Anteil Erneuerbarer Energien kann die Zielvorgabe jedoch aus einem Profil bestehen, welches die Verfügbarkeit des erneuerbaren Dargebots widerspiegelt. Diese Praxis ist unabhängig vom Grad der Liberalisierung des jeweiligen Energiemarkts, da es sich letztlich um eine bilaterale Abmachung zwischen (meist industriellem) Anschlussnehmer und des versorgenden Verteil- bzw. Regionalnetzbetreibers handelt. Überwiegt der Anteil nicht-deterministischer Erzeuger, muss dies sowohl eine Erhöhung der Speicherkapazität als auch eine Flexibilisierung der Last nach sich ziehen. So ist es nicht mehr nur Ziel, das Lastprofil zu beeinflussen, sondern die Last muss sich an dem meist wetterbedingten Angebot richten. Die Vorgaben, nach denen sich die Beteiligten orientieren, entstehen dann nicht mehr durch standardisierte, aus Beobachtungen hervorgegangene Lastprofile, sondern leiten sich unmittelbar aus der aktuellen – meist wetterbedingten – Angebotssituation ab. Für die Umsetzung eines DSM-Programms sind drei Voraussetzungen zu erfüllen (siehe Bild 2.5). Zunächst muss ein Anreiz für die Verbraucher erfüllt sein, der diese dazu bewegt, vom gewohnten Komfort einer unbeeinflussten Stromnutzung abzuweichen. Dieser Anreiz ist i.d.R. ökologisch und monetär, wie etwa 2005 beim Feldtest „Waschen mit Sonne“ des Europäischen Forschungsprojekts DISPOWER, durchgeführt vom Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (ISE) und der MVV Energie AG [32] oder beim Feldtest des interdisziplinären Forschungsprojekts RESIDENS [33].

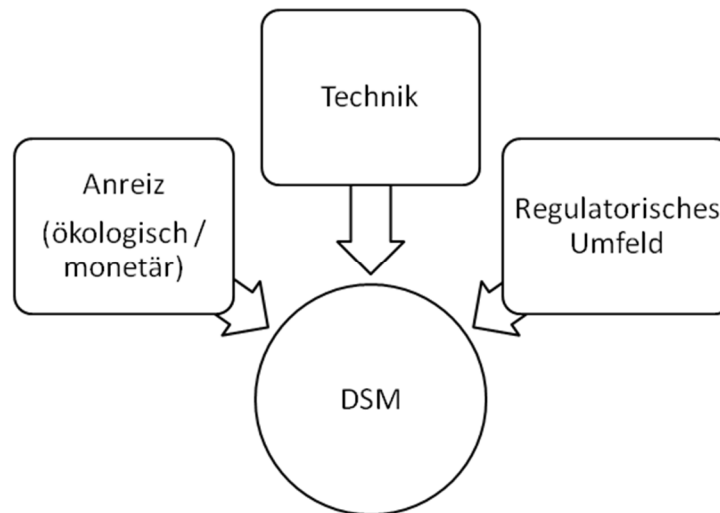


Bild 2.5: Wichtige Voraussetzungen für DSM

Ausnahmen ergeben sich in Situationen, in denen z.B. durch einen Mangel an Primärenergie oder Übertragungskapazität elektrische Energie bzw. Leistung gespart werden muss; beispielsweise in Entwicklungsländern. Hier werden mengenvariable Tarife (vgl. 2.2.2) eingesetzt, um energiesparendes Verhalten durchzusetzen. Weiterhin sind unterschiedliche technische Voraussetzungen – je nach Art und Weise der Einflussnahme – zu erfüllen. So können die in Abschnitt 2.2.2 dargestellten indirekten Maßnahmen entweder mit elektromechanischen Zählern oder aber mit Smart Metering durchgeführt werden, während für die in 2.2.1 beschriebene direkte Nachfragesteuerung unter Umständen entsprechende Fernwirkssysteme notwendig sind.

Zuletzt spielt das regulatorische Umfeld eine entscheidende Rolle. Grundsätzlich ist DSM zwar sowohl in integrierten Systemen als auch in entflochtenen Märkten möglich (vgl. Tabelle 2.8). Dennoch sind insbesondere bei Themen wie Datenschutz oder Standardisierung verlässliche Regularien notwendig, die ein sicheres Investitionsumfeld bilden.

Die Steuerbefehle für das Management elektrischer Verbraucher sind überschaubar. Der Versorger bzw. ein Drittanbieter, welcher durch gezieltes Beeinflussen von Verbrauchern ein erzieltes ΔP als Regelleistung anbietet, kann anweisen, dass die abgenommene Leistung erhöht oder begrenzt werden soll. Erfolgt keine Anweisung, kann der Verbrauch nach Bedarf erfolgen. Wird eine Lastabsenkung angemeldet, muss die eingesparte Energie an anderer Stelle zusätzlich verbraucht werden, sodass am Ende eine Art Rucksack-Effekt entsteht. Dieser ist in Bild 2.6 dargestellt. Zu erwarten ist ein Anstieg der Last unmittelbar nach der Absenkungsphase. Dieser Effekt ist notwendig, um die entgangene Produktion nachzuholen. Gleichzeitig werden somit Lieferverträge erfüllt, da trotz DSM die gelieferte Energiemenge konstant bleiben muss [34].

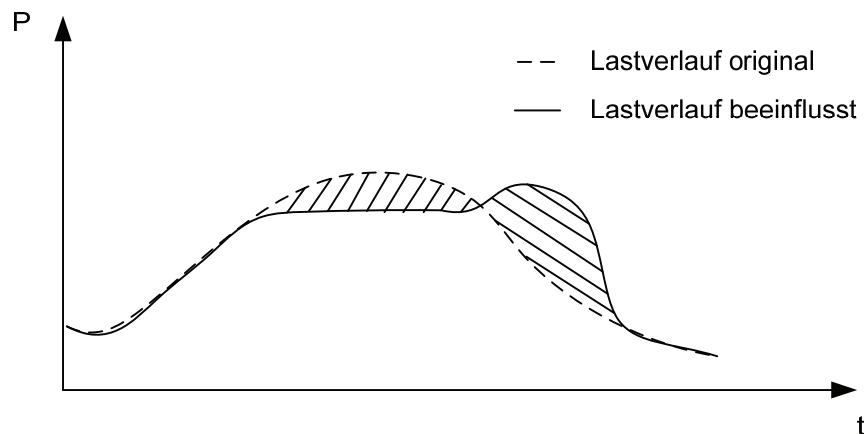


Bild 2.6: Nachfragesteuerung: Lastabsenkung mit Rebound-Effekt [34]

Das wichtigste Ziel ist die Spitzenlastabsenkung im Falle eines drohenden Engpasses. Um die Einhaltung von zulässigen Betriebsparametern sicherzustellen, wird die Leistungsaufnahme von großen Verbrauchern oder akkumulierten Verbrauchergruppen begrenzt. Dies geschieht entweder auf Vereinbarung bzw. Anmeldung, die in einem Rahmenvertrag zuvor vereinbart wurde, aber auch direkte Steuerungen seitens des VNB oder durch einen dritten Anbieter sind möglich. Die Anhebung der Grundlast hingegen dient eher zur Verbesserung der Versorgungseffizienz.

Lastverschiebung hingegen wird stark im Zusammenhang mit Erneuerbaren Energien diskutiert. Unter dem Stichwort „Flexibilisierung der Last“ sollen Verbraucher auf das Angebot Erneuerbarer Energie reagieren, um so die Nutzung dieser zu optimieren [31] [25].

Die genannten Maßnahmen haben unterschiedliche Zielgruppen: Industrie, Gewerbe/Handel/Dienstleistung und Private Verbraucher. Diese sind in Bild 2.7 dargestellt und den jeweils gebräuchlichsten DSM-Methoden zugeordnet.

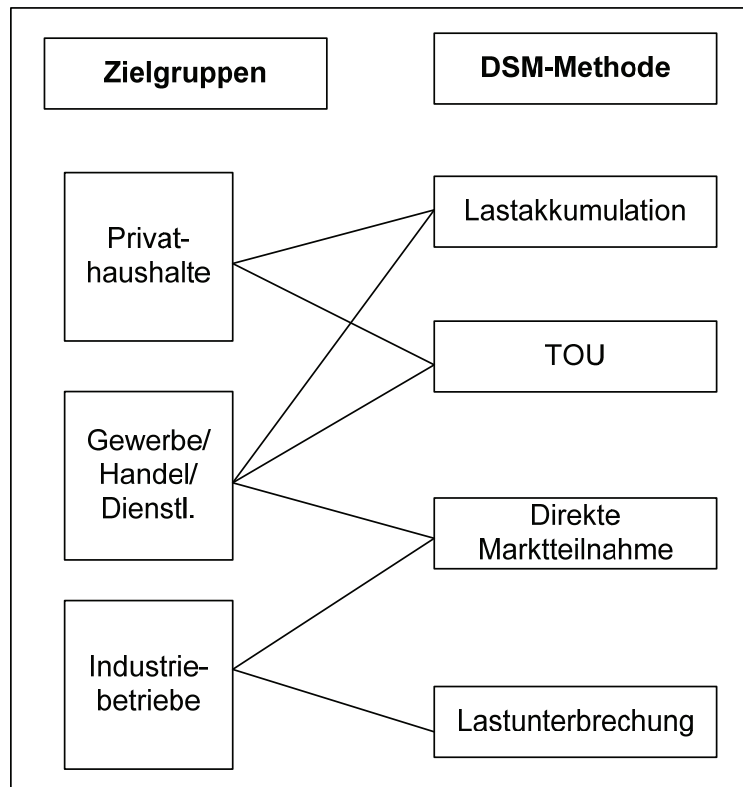


Bild 2.7: Zielgruppen von DSM mit möglichen Methoden

Die in Bild 2.7 getroffene Zuordnung lässt sich wie folgt begründen:

- **Industriebetriebe:** Besonders bei energieintensiven Verbrauchern mit einem Verbrauch von jährlich mehr als 100.000 kWh sind Maßnahmen zur Verbrauchssteuerung bzw. Energiemanagement lohnenswert. Durch Energiemanagementsysteme oder eine durch den VNB abrufbare Lastabsenkung (vgl. Kapitel 2.2.1) welche die Jahreshöchstlast eingrenzt, können die Netzentgelte der Produktionsstandorte vermindert werden. Außerdem hat eine mögliche direkte Marktteilnahme die Notwendigkeit der Abstimmung zwischen Energiebeschaffung und Produktion zur Folge. Sowohl die Minimierung von Ausgleichsenergie als auch die weitest mögliche Verlagerung der Produktion in günstige Tageszeiten kann das Beschaffungsrisiko und die Kosten unmittelbar senken. [35]
- **Gewerbe, Handel und Dienstleistungssektor (GHD):** Der Sektor besteht aus zahlreichen Marktteilnehmern mit vielfältigen Geschäftsmodellen. Denkbar sind sowohl eine direkte Marktteilnahme z.B. bei Handelsketten oder in der Systemgastronomie, bei der z.B. ein Filialnetz einen kompletten Bilanzkreis bildet. Aber auch feste TOU-Tarife oder die Lastakkumulation – beispielsweise als Teil eines Flottenmanagements für Elektrofahrzeuge – sind denkbar.

- **Privatverbraucher:** Aufgrund der geringen Leistungs- und Energieanforderungen, die bei der Versorgung von einzelnen Privathaushalten entstehen, scheinen zunächst die Aggregation von vorhandenen elektrischen Verbrauchern (Lastaggregation als virtuelle Bündelung diverser kleinerer Lasten) sowie die TOU-Abrechnung sinnvoll. Die TOU-Abrechnung bietet den Letztverbrauchern die Möglichkeit, durch Ausnutzung von Niedrigtarifzeiten Kosten einzusparen. Allerdings können auch Elektrofahrzeuge (sofern vorhanden) sowie Thermische Speicherheizungen im Sinne einer direkten Laststeuerung (DLC – Direct Load Control) aggregiert und als Summenlast geschaltet werden.

Eine Einordnung der o.g. Maßnahmen kann nach Tabelle 2.1 geschehen. Die einzelnen Methoden werden in den Kapiteln 2.2.1 sowie 2.2.2 erläutert.

Tabelle 2.1: Zusammenfassung DSM-Maßnahmen und deren Einordnung

Demand Side Management - Arten und Umsetzung				
Direkt (DLC)	Unterbrechbare Last	Indirekt (anreizbasiert)	TOU	aktive Marktteilnahme
				CPP
	HT/NT			
	verfeinerte Zeitzonen			
Direkte Prozesssteuerung	Lastvariabler Tarif		Abrechnung nach aktueller Leistungsaufnahme	
			Abrechnung nach Jahreshöchstlast	
Unspezifisch	Least Cost Routing	Mengenvariabler Tarif	Abrechnung nach Verbrauch	
			Prepaid	

Das Potential, dass sich durch die Nachfragesteuerung der o.g. Zielgruppen ergibt, kann derzeit nur abgeschätzt werden. Dies wurde in [31] zum Zwecke der Integration Erneuerbarer Energien durchgeführt und gelangte zu den in Tabelle 2.2 aufgeführten Ergebnissen. Die Studie sagt aus, dass in Haushalten mit der Steuerung der Heiz- und Klimatisierungstechnik das weitaus größte Potential zur Lastverschiebung besteht.

Tabelle 2.2: Grundlegende DSM-Sektoren und deren Potential [31]

Sektor	Anwendung	Verlagerbare Energie [GWh]	Maximale Leistung [MW]
Industrie	Prozesstechnik, Querschnittsanwendungen	1.350	2.800
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	Kälte- und Klimatisierungstechnik	6.300	10.320
	ohne Klimatisierung	3.100	2.930
Haushalte	Klima- und Wärmetechnik, weitere	26.600	20.585
	ohne Wärmepumpen und Nachtspeicher	11.300	3.705
Gesamt	Sommer	ca. 19.000	ca. 17.000
	Winter (ohne Nachtspeicher, Wärmepumpen)	ca. 15.750	ca. 9.500

Das theoretische Potential der indirekten Steuerung des Sektors Haushalt leitet sich aus verschiedenen Geräten ab, deren Einsatz für DSM zunächst geprüft werden muss. Eine Klassifizierung erfolgt in [36] und wird später in [37] verfeinert. Demnach lassen sich unter dem Aspekt Laststeuerung die Geräte im Haushalt in vier Kategorien unterteilen:

Tabelle 2.3: Klassifizierung von Haushaltsgeräten hinsichtlich DSM [36], [37]

Geräte im Privathaushalt	
Aufgabengetriebene Geräte	Geräte mit thermischen Speicher
<ul style="list-style-type: none"> -Geschirrspüler -Waschmaschine -Wäschetrockner -Brotbackautomat 	<ul style="list-style-type: none"> -Kühl-/Gefrierkombination -Wärmepumpe -Warmwassererzeugung -Gefrierschrank /-truhe
Geräte mit elektrischem Speicher	Nicht für DSM geeignete Geräte
<ul style="list-style-type: none"> -BEV -EMS -USV 	<ul style="list-style-type: none"> -Fernseher -PC -Beleuchtung

Zunächst müssen solche Geräte, deren Funktion aus sicherheitstechnischen Gründen zwingend erforderlich ist, vom Lastmanagement ausgeschlossen werden. Dabei handelt es sich z.B. um Wohnraumbelichtung. Aber auch Geräte, die besonders zu Feierabendzeiten der Erholung oder der Bewältigung privater Aufgaben dienen, sollten nicht für die Verbrauchssteuerung in Betracht gezogen werden, da sonst der Komfortverlust von den Letztverbrauchern als zu gravierend empfunden würde. Diese Geräte repräsentieren die Gruppe der nicht für DSM geeigneten Geräte. Zum Lastmanagement eignen sich Geräte mit thermischem Speicher, wie Wärmepumpen oder allgemein elektrische Warmwassererzeugung mit Warmwasserspeicher. Die Eignung von Kühlgeräten wird aus Gründen der Nachhaltigkeit diskutiert, da diese durch die veränderte Betriebsweise an Effizienz verlieren und einen Mehrverbrauch von bis zu 11% aufweisen [38]. Weiterhin kommen Geräte mit elektrischem Speicher für Laststeuerung, insbesondere im Sinne der direkten Prozesssteuerung in Frage. Dazu zählen sowohl batterieelektrische Fahrzeuge (battery electric vehicles – BEV) als auch Energiemanagementsysteme (EMS), welche einen Batteriespeicher besitzen.

Zuletzt sind Prozesse von aufgabengetriebenen Geräten zeitlich flexibel. Bei diesen Geräten – beispielsweise Geschirrspülern - kann der gesamte Prozess verlagert werden, lässt sich aber – wenn einmal gestartet – aus Effektivitäts- und Effizienzgründen nicht mehr unterbrechen [37]. Der Einzelverbrauch der vorgestellten Geräte wird in [31] und [26] näher aufgeschlüsselt. Einen Überblick bietet Tabelle 2.4. Daraus geht hervor, dass Kühlschränke das größte Potential zur Lastverschiebung bieten, gefolgt von Nachtspeicherheizungen. Beide Positionen sind fraglich aufgrund o.g. Gründe. Großes Potential bietet laut [26] hingegen die Steuerung von Geräten ohne Speicher

(aufgabengetriebene Geräte). Die Studie stellt weitere Untersuchungen zum Lastmanagementpotential privater Verbraucher gegenüber.

Auffällig wird dabei, dass das DSM-Potential privater Haushalte zwischen den einzelnen Studien schwankt. Geht [39] noch von einer möglichen Laststeigerung von 25 GW (positiv) und von 75 GW Lastabsenkung (negativ) in Deutschland aus, wobei beide Werte sich auf Raumwärme beziehen, so schätzt [31] das Verschiebepotential von 1999 auf 21 GW. Unter Bezug auf die Daten von [39] geht [40] mittels eigener Berechnungen von einem DSM-Potential von 7 GW (positiv) und 35 GW (negativ) aus, unter Berücksichtigung von starken saisonalen Schwankungen. Das von [26] selbst ermittelte, theoretische Potential liegt zwischen 11 GW im Sommer und 13 GW in den Wintermonaten.

Die Anwendung der verschiedenen Aussagen, welche in den Studien getroffen werden, ist aufgrund der unterschiedlichen Betrachtungsweise – aber auch teilweise wegen der Aussagen selbst – schwierig. Während in [26] beispielsweise die Aussage getroffen wird, dass sich die für DSI relevante Jahresenergie für Wäschetrockner im Bundesgebiet zu 4,1 TWh berechnen lässt, wird die Dauer einer möglichen Verschiebung der Energiemenge auf „wenige Stunden“ beziffert.

Tabelle 2.4: Klassifizierung von Haushaltsgeräten nach DSM-Potential [26]

	Anwendung	Dauer [h]	Einzelverbrauch	Menge pro Jahr [TWh]
Geräte ohne Speicher	Waschmaschinen	wenige	0,9 [kWh/Anwendung]	4,7
	Wäschetrockner	wenige	2,2 [kWh/Anwendung]	4,1
	Geschirrspülmaschine	24	1,1 [kWh/Anwendung]	5,8
Geräte mit Speicher	Kühlschränke (Kühl- / Gefrierkombination)	k.A.	345 kWh/Jahr	13,6
	Gefriergerät	k.A.	270 kWh/Jahr	5,9
	Warmwasserbereitung mit Speicher	24	k.A.	3,9
	Nachtspeicherheizung	24	k.A.	11,3
	Wärmepumpen	k.A.	k.A.	3
	Klimatisierungstechnik	k.A.	4,6 kW	2

Beide Aussagen haben lediglich akademischen Wert, eine praktische Anwendbarkeit – etwa für Lieferanten bei der Entwicklung eines Tarifs oder für VNB bei der Lastprognose – ist nicht gegeben. Nutzbar wäre anstelle dessen eine Aussage, wie stark eine Gruppe privater Letztverbraucher auf einen Impuls hin ihren Lastgang beeinflussen kann, da sich diese Information mit Kenntnis der Jahresenergiemenge unmittelbar auf den prognostizierten Verbrauchsverlauf anwenden ließe.

In den folgenden Kapiteln wird erläutert, wie Mechanismen gestaltet werden können, die Letztverbraucher dazu animieren, ihren Lastgang zu beeinflussen.

2.2.1 Grundlagen Direkter Nachfragesteuerung

Bei direkter Nachfragesteuerung (Direct Demand Side Management – DDSM) hat der Netzbetreiber bzw. ein Drittanbieter, welcher die entstehenden Nachfrageänderungen z.B. als Regelenergie vermarkten kann, direkten Einfluss auf das Verhalten einzelner elektrischer Verbraucher [32]. DDSM wird aktuell bereits von Betreibern größerer Verteilnetze für leistungsintensive Verbrauchseinheiten z.B. bei der Chlor-Alkali-Elektrolyse oder der Aluminiumverhüttung genutzt. Die betreffenden Firmen gewähren dem Netzbetreiber die Möglichkeit, Einfluss auf deren Verbrauchsverhalten zu nehmen. Im Falle eines Versorgungsengpasses reduziert der betreffende Abnehmer seinen Verbrauch, so dass der VNB den Lieferprozess optimieren und so die Kosten minimieren kann. Entweder, das betroffene Unternehmen gewährt dem Versorger freien Zugang zu seinen Prozessen (via DLC) oder es verringert seine Last als unmittelbare Antwort auf eine Anmeldung seitens des Versorgers. Die Anmeldung ist jährlich auf eine Höchstanzahl begrenzt und geschieht durch Telefon, Fax oder Email (unterbrechbare Last). In den meisten Fällen erhalten Industriekunden finanzielle Anreize in Form von Nachlässen bei den Netzentgelten.

Nicht unmittelbar von VNB ausgehend aber dennoch nachfragesteuernd arbeiten EMS. Diese wirken unmittelbar auf den Gesamtverbrauch des Anschlussnutzers ein und steuern die vorhandenen, elektrischen Verbraucher, sodass ein zuvor definiertes Verbrauchsprofil entsteht und Spitzenlasten reduziert werden. Grundlagen dafür wurden beispielsweise in [41] durch die Anwendungen für ausschließlich elektrische Verbraucher oder in [42] für die Regelung der Raumtemperatur durch heizen und kühlen gelegt. In Deutschland hat insbesondere die stromintensive Industrie Interesse an solchen Systemen. Als stromintensiv gilt ein Unternehmen in Deutschland, wenn es im Geschäftsjahr mindestens 10 GWh elektrische Energie bezogen und selbst verbraucht hat und der Quotient aus Stromkosten und Bruttowertschöpfung mehr als 15% beträgt. Des Weiteren muss eine entsprechende Nachweiszertifizierung erfolgen, die bestätigt, dass Energieverbrauch optimiert und Potentiale zu dessen Verminderung genutzt wurden. Als stromintensive Unternehmen werden nicht nur Firmen im produzierenden Gewerbe, sondern beispielsweise auch Schienenbahnen angesehen. Auch

geht die politische Auffassung eines EMS über die rein technischen Maßnahmen hinaus: für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) handelt es sich bei Energiemanagementsystemen auch um die organisatorischen Abläufe sowie Verhaltensweisen eines Unternehmens und seiner Bediensteten im Zusammenhang mit der Optimierung der Energieeffizienz. [35].

Es ist leicht einzusehen, dass Unternehmen durch internationalen Wettbewerb einer starken Motivation unterliegen, kosteneffizient zu wirtschaften und somit jede sich bietende Chance nutzen, dies zu tun. Daher kann aufgrund des hohen Kostenanteils, welcher elektrische Energie insbesondere in der energieintensiven Produktion ausmacht, davon ausgegangen werden, dass die Möglichkeiten der Steuerung großer, industrieller Lasten nahezu erschöpft sind. Auch politische Initiativen diesbezüglich sind vorhanden (vgl. [35]).

Im Falle einer großen Anzahl kleiner Verbraucher stünde das Verhältnis zwischen Nutzen und Verwaltungsaufwand für eine Lastunterbrechung, wie sie derzeit in der Industrie praktiziert wird, in keinerlei Verhältnis. Dazu könnten private Haushalte zählen, da das Verschiebungspotential einzelner Haushaltsgeräte bei maximal 5 kW (Klimatisierung) liegt (vgl. [37]). Daher empfiehlt sich deren virtuelle Aggregation, so dass die Verbraucher als eine Last angesehen und dementsprechend gesteuert werden können. Solche Leistungen umfassen die kurzfristige Bereitstellung von Regelleistung durch Lastverschiebung. Ein Beispiel für diese Art des Lastmanagements sind BEV, deren Ladung durch den VNB oder gewerbliche Anbieter von Demand Response Leistungen (vgl. [43]) gesteuert werden. Aber auch die Steuerung von akkumulierten Haushaltslasten ist denkbar.

2.2.2 Grundlagen Indirekter Nachfragesteuerung

Die grundlegende Idee der Indirekten Nachfragesteuerung ist, dass private, als auch geschäftliche Letztverbraucher ihren Verbrauch externen Einflüssen wie Strompreis, Netzsituation oder auch Angebot Erneuerbarer Energie selbstständig anpassen [32].

In liberalisierten Energiemärkten beschaffen Geschäftskunden mit einer Leistungsaufnahme von mehreren MW elektrische Energie im freien Markt oder beauftragen Dritte mit der Strombeschaffung, da eine Vollversorgung ohne entsprechenden Fahrplan aufgrund der Höhe der vorzuhaltenden Leistung zu teuer wäre. Die Strombeschaffung geschieht in Form von Wareterminkontrakten. Diese werden an Energiebörsen in Form von Futures bezogen oder im Spotmarkt als Bedarf angemeldet. Weiterhin steht der OTC-Markt (OTC – „Over The Counter“) zur Verfügung, in welchem Erzeuger, sowie Händler und Verbraucher mit Hilfe von Marktplattformen Strom in Form von Forwards handeln. Auch der bilanzielle Ausgleich von bereits erzeugtem, bzw. verbrauchtem Strom ist durch den Day-After-Markt möglich. Versorgt sich ein stromin-

tensives Unternehmen im freien Markt mit Energie, erfolgt die Bereitstellung von Differenzmengen in Form von Regelenergie. Da die Preise im Regelenergiemarkt starken Schwankungen unterlaufen, bedeutet diese Form des Energiebezugs immer auch ein unnötiges Risiko, welches durch exaktes Einhalten eines zuvor festgelegten Fahrplans minimiert werden kann. Gewerbliche Letztverbraucher haben daher eine starke monetäre Motivation, ihren tatsächlichen Verbrauch dem Fahrplan als Vorgabe anzupassen. Aber auch private Anschlussnehmer können von begrenzt volatilen Strompreisen profitieren. Zwar könnten private Haushalte nicht unmittelbar Strom im freien Markt beschaffen, da die Abrechnungs- und Prognoseprozesse einen zu hohen bürokratischen Aufwand bedeuten würden. Außerdem verfügen private Verbraucher nicht über das notwendige Hintergrundwissen zum Thema Stromhandel. Dennoch können Privatverbraucher volatile Strompreise nutzen – insbesondere, wenn es sich um zeit- oder lastflexible Tarife handelt. Mit Ausnahme der klassischen Hochtarif-/Niedertarif-Tarife (HT/NT), die für den nächtlichen Einsatz besonders stromintensiver Geräte wie Nachtspeicheröfen entwickelt wurden, traten variable Tarife in Deutschland erstmals mit den Meseberger Beschlüssen in 2007 auf [44]. Deren Ziel ist es, mit Hilfe diverser Maßnahmen, wie z.B. die Verbreitung intelligenter Messsysteme (Smart Metering), die Effizienz des deutschen Energieverbrauchs zu erhöhen und somit den CO₂-Ausstoß zu senken. Um jedoch das Verbrauchsverhalten privater Letztverbraucher zu beeinflussen, müssen diese entsprechend motiviert sein, diese Art Komfortverlust hinzunehmen. Daher muss auf der beeinflussenden Seite ein Verständnis darüber vorhanden sein, was elektrische Energie für die Zielgruppe von IDSM bedeutet.

Elektrische Energie kann auf diverse Arten tarifiert werden. Die bisher übliche Art und Weise wurde in Kapitel 2.1.2 bereits beschrieben. Dennoch kann mit digitaler Zähltechnik und mit dem sich entwickelnden Bewusstsein privater Verbraucher gegenüber elektrischer Energie Strom auch flexibel tarifiert werden. Eine flexible Nachfrage bietet nicht nur Vorteile in der Systemführung mit einem hohen Anteil Erneuerbarer Energien, sondern verbessert auch durch mehr Abrechnungstransparenz die Kundenbindung gegenüber dem Lieferanten. Übliche Größen bei der flexiblen Tarifierung sind Zeit, Leistung und Energie was bedeutet, dass sich der Strompreis in Abhängigkeit von diesen Größen ändert. Eine Möglichkeit, einen Tarif anzupassen, besteht darin, den Verbrauch als Bezugsgröße zu definieren. Dabei kann im einfachsten Falle die Menge der verbrauchten Energie zugrunde gelegt werden. Bei sog. Prepaid-Tarifen wird eine bestimmte Energiemenge bezogen und vorab bezahlt und kann dann in einem definierten Zeitraum (üblicherweise ein Jahr) verbraucht werden. Evtl. entstehende Differenzmengen, hervorgerufen durch Mehrverbrauch, werden deutlich kostenintensiver abgerechnet, jedoch können zusätzliche Mengen-Pakete jederzeit bezogen werden. Diese Form der Tarifierung kann mit den üblichen Ferrariszählern durchgeführt werden, da für die Abrechnung keine Zeitangaben erforderlich sind – der Händler bilanziert die angemeldete Verbrauchsmenge mit dem BDEW-SLP H0 und beschafft auf Grundlage dessen die notwendigen Energiemengen [44].

Besonders bei systemorientierter Tarifierung existiert die Möglichkeit, die bezogene Leistung als Bezugsgröße für die jeweilige Tarifstufe einzusetzen. In solch einem Fall wird pro Tarifstufe je ein Leistungsschwellwert definiert. Je höher dann die verbrauchte Leistung ist, desto höher ist auch der Arbeitspreis. Der Letztverbraucher soll auf diesem Weg motiviert werden, seine Verbrauchskurve zu vergleichmäßigen. Zur Abrechnung dieser Art Tarife sind Lastgangzähler notwendig, die in der Lage sind, den tatsächlichen Leistungsverbrauch des privaten Letztverbrauchers zu erfassen und Durchschnittswerte über definierte Zeitintervalle zu bilden (üblicherweise 15 min). Bild 2.8 verdeutlicht einen solchen lastvariablen Tarif, welcher sich an der Bezugsgröße Leistung orientiert und drei Tarifstufen bietet.

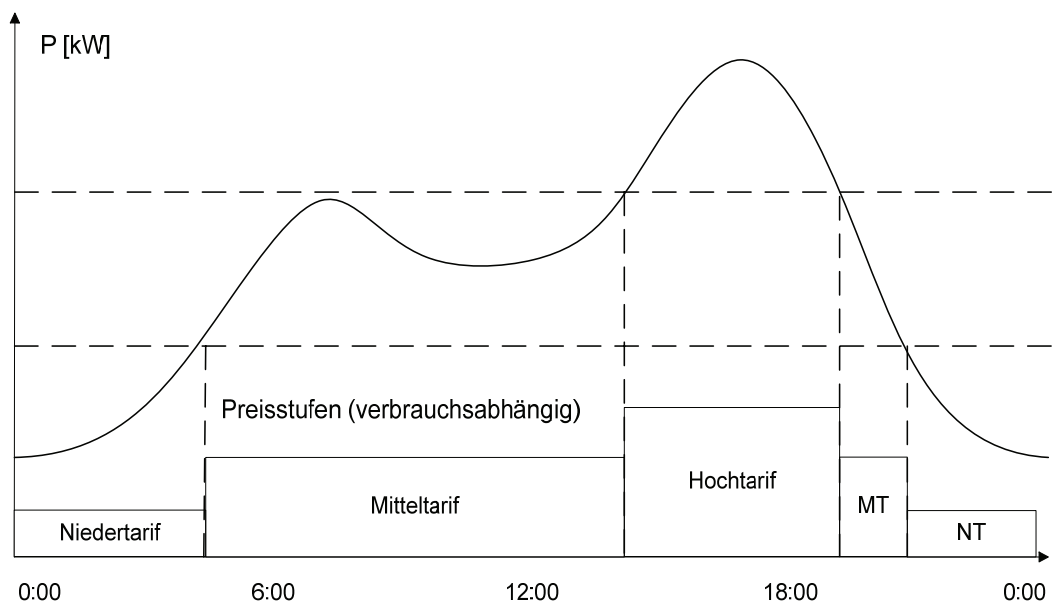


Bild 2.8: Darstellung eines Lastvariablen Tarifs innerhalb 24h [44]

Bei niedrigem Leistungsbezug liegt Niedertarif (NT) an, bei mittlerem Leistungsverbrauch Mitteltarif (MT) und bei hohem Verbrauch Hochtarif (HT) [44]. Stehen geringe Erzeugungskapazitäten zur Verfügung, so ist es üblich, den jährlichen Energieverbrauch als Bezugsgröße für die Höhe des Arbeitspreises heranzuziehen. Bei solch einer Tarifierung steigt dieser mit der Menge der jährlich bezogenen Energie stufenweise an und soll auf diese Art ebenfalls zum Energiesparen oder gar zur eigenständigen Energieproduktion animieren. Während die systemorientierte Tarifierung sich eher mit den Verbrauchswerten beschäftigt und auf deren Grundlage die Tarifstufen bildet, ist aus marktwirtschaftlicher Sicht die Systemführung eher uninteressant. Es gilt, die Erfüllung von Wareterminkontrakten einzuhalten, was insbesondere zeitliche Aspekte in den Vordergrund drängt. Eine Folge daraus sind TOU-oder auch „tageszeitabhängige“ Tarife. Diese entwickelten sich aus dem klassischen HT-/NT-

Modell, welches genutzt wurde um Nachtstrom besser zu vermarkten und somit die Grundlast in Offpeakstunden anzuheben. War die Abrechnung des HT-NT-Tarifs noch mit zwei verschiedenen Zählern möglich, welche zu einer definierten Stunde umschalteten, benötigt das Modell der verfeinerten Zeitzonen wiederum Zählgeräte, die in der Lage sind, Lastgänge zu messen. Ein einfaches Beispiel für einen zeitflexiblen Tarif mit verfeinerten Zeitzonen ist der dreistufige, zeitflexible Tarif, bei welchem zunächst davon ausgegangen wird, dass die Anordnung der Tarifstufen unveränderlich ist (starre, zeitflexible Tarifierung). Als Grundlage diente das BDEW-SLP H0 für Privatverbraucher. Eine mögliche Anordnung der Tarifstufen ist schematisch in Bild 2.9 dargestellt [44].

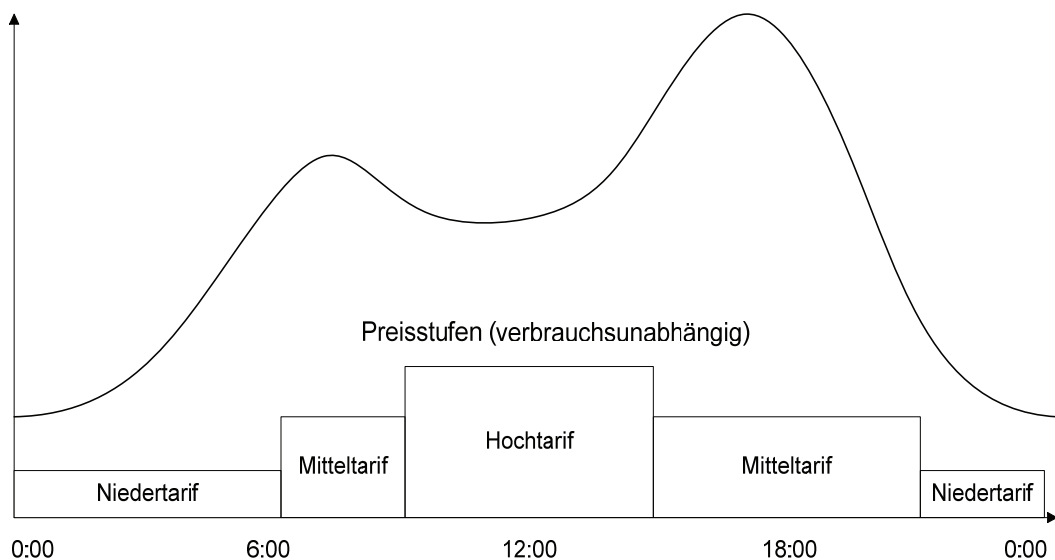


Bild 2.9: Darstellung der zeitflexiblen Tarifierung innerhalb 24h [44]

Neben anderen zeitflexiblen Tarifen, wie dem Event-Tarif, bei welchem der Strompreis zu besonderen Events (Weihnachten, Weltmeisterschaft, etc.) besonders berechnet wird, liegt den o.g. Tarifen stets zugrunde, dass die Verbraucher über die Tarifentwicklung einige Zeit im Voraus informiert sind. Diese Information muss innerhalb eines definierten Zeitbereichs erfolgen – beispielsweise monatlich. Erste Erfahrungen zeigen, dass die Verbraucher Zeit benötigen, ihr Verhalten dem Muster der einzelnen Tarifstufen anzupassen. Das bedeutet, je schneller die Abfolge der verschiedenen Tarifmuster stattfindet und je radikaler sich die Tarife voneinander unterscheiden, desto höher ist das Risiko und auch der Druck auf die Letztverbraucher, ausgelöst durch mangelnde Planungssicherheit und ungenügende Eingewöhnungsphasen. Dies ist insbesondere bei der dynamischen Tarifierung der Fall (Dynamic Pricing - DP). Hierbei handelt es sich ebenfalls um eine zeitflexible Tarifierung, jedoch mit einem sich ändernden Tarifschema. Die Änderungen können theoretisch beliebig erfolgen. Ein Ext-

remfall dieser dynamischen Tarifierung ist das Real Time Pricing (RTP). In diesem Fall wird der Strompreis direkt an einen Marktwert, wie z.B. den Spotmarktpreis, gekoppelt. Problematisch bei dieser Form der Tarifierung ist, dass der Verbraucher durch die fehlende Planungssicherheit aufgrund von mangelhafter Marktinformation einem Höchstmaß an Risiko ausgesetzt ist. [44]

Zusammenfassend lassen sich variable Tarife ähnlich mathematischen Funktionen nach Argument und Wert darstellen. Während in einer mathematischen Funktion das Funktionsargument den Funktionswert bestimmt, sei in folgender Darstellung das Kriterium eines variablen Tarifs das Argument, der sich ergebende Preis der Wert. Die Klassifizierung der o.g. Tarife nach ihren Argumenten geschieht in Tabelle 2.5. Weiterhin wird die Aussage getroffen, ob zur Implementierung dieses Tarifs Smart Metering notwendig ist.

Tabelle 2.5: Klassifizierung variabler Tarife nach ihren Argumenten [44]

Argument	Name	Smart Metering	Argument	Name	Smart Metering
Zeit	Critical Peak Pricing	ja	Leistung	Begrenzte Bandbreite	ja
	HT/NT	nein		Flatrate	ja
	verfeinerte Zeitzonen	ja	Verbrauchsmenge	Verbrauchsabhängig	nein
	Dynamische Tarifierung	ja		Prepaid	nein
	Eventtarif	ja			

Ziel von DSM muss es sein, die Größe DR zu maximieren. Den Auslöser für eine solche Kundenreaktion stellt ein „Tarifsignal“ oder „Tarifanreiz“ dar. Ein solches Signal entspricht den Anweisungen „Verbrauch senken“, „Verbrauch steigern“ oder „kein Signal“. Da „Verbrauch senken“ in vielen Fällen mit einer Preiserhöhung und Komforteinbußen einhergeht, wird es fortan als „negatives“ Signal betrachtet, während „Verbrauch steigern“ aufgrund von üblichen Preissenkungen als „positives“ Signal gilt. Theoretisch kann ein solches Signal auf diversen Wegen kommuniziert werden. Diskutiert werden in diesem Zusammenhang SMS, Emails oder andere elektronische Informationen, beispielsweise dargestellt durch ein elektronisches Display wie der „Stromampel“ (siehe Kap. 2.3.3). Im einfachsten Falle handelt es sich aber um einen zeitlich festgelegten Tarifstufenwechsel – hin zu einer teureren oder einer billigeren Stufe.

2.2.3 Möglichkeiten und Grenzen der Nachfragesteuerung

Bei der Steuerung von Lasten ist der Netzbetreiber bzw. der Drittanbieter auf die Verfügbarkeit (bzw. Steuerbarkeit) eben dieser Lasten angewiesen; Verbraucher müssen sich mehr oder weniger nach den Vorgaben richten.

Demand Response als Zielgröße von DSM

Diese Verfügbarkeit kann bei großen Anlagen – insbesondere, wenn DSM durch Rahmenverträge vereinbart ist – als permanent vorhanden angesehen werden. Bei kleinen, akkumulierten Lasten ist sie jedoch trotz direkter Ansteuerung der Verbraucher nicht zwangsläufig gegeben. Elektrofahrzeuge können beispielsweise unterwegs sein, oder sie wurden vom Besitzer, obwohl sie sich längere Zeit in unmittelbarer Nähe einer Ladestation befinden, nicht mit dem Netz verbunden. Deutlich wird dieses Nutzerverhalten, wenn man sich die Ergebnisse des Feldversuchs Mini E 1.0 anschaut, welcher zwischen 2009 und 2010 in Berlin stattfand. Die Verfügbarkeitsverteilung realer Fahrzeuge weicht erheblich von der eines simulierten Fuhrparks ab. Beide sind in Bild 2.10 dargestellt [45]. Es zeigt sich, dass die realen Fahrzeuge seltener dem Lademanagement zur Verfügung stehen, nicht nur, weil sie unterwegs sind, sondern auch, weil ihre Besitzer die Fahrzeuge nur dann mit dem Netz verbinden, wenn diese unmittelbar geladen werden müssen.

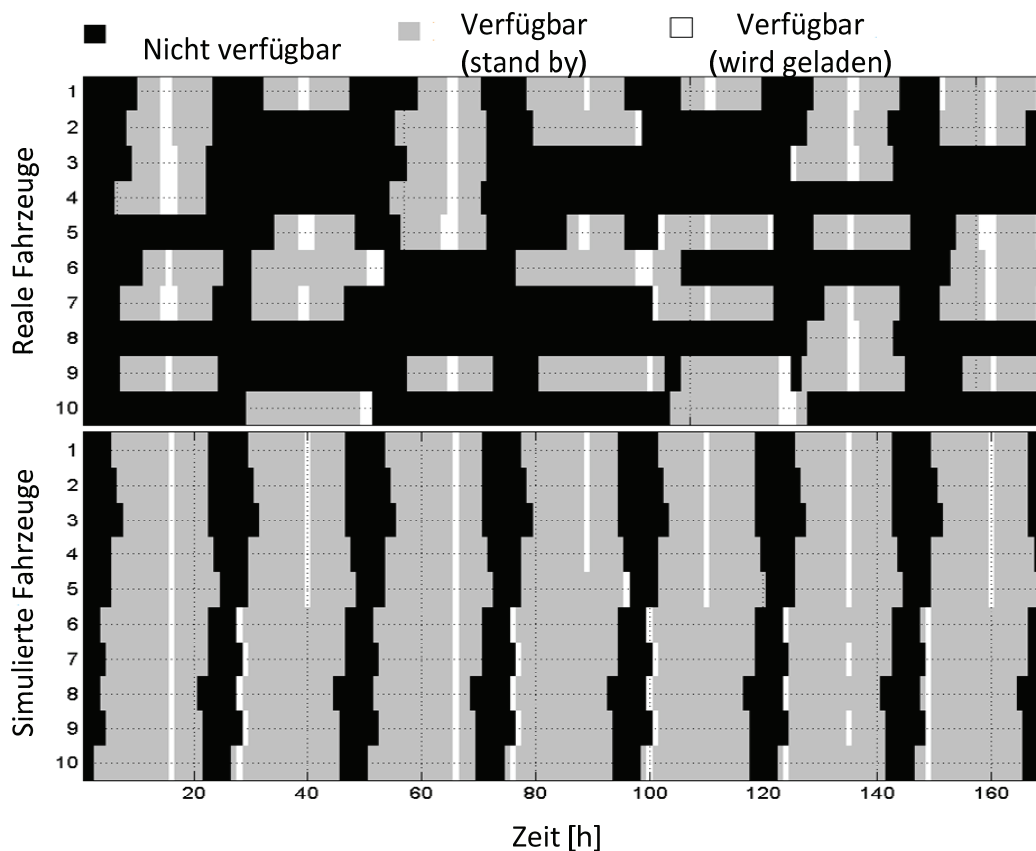


Bild 2.10: DSM-Verfügbarkeit von realen und simulierten BEV [45]

Um also DR als Zielgröße zu maximieren, muss sichergestellt sein, dass die zu steuernden Lasten auch verfügbar sind – sowohl tagsüber als auch während der Nacht.

Schnittmenge zwischen IDSM und DDSM

Aufgrund der ständig fortschreitenden, technischen Entwicklung ist es heute nicht mehr möglich, streng in DDSM und IDSM zu trennen. Ein gutes Beispiel dafür sind BEV. Wie bereits angeklungen, lässt sich die Ladung der Fahrzeuge noch externen Vorgaben optimieren. Allerdings besteht heute auch die Möglichkeit, dass die Ladesäulen diese Aufgabe mit Hilfe einer übermittelten Strompreisprognose selbst übernehmen. Die Säule würde dann als eine Art Least Cost Router nur dann das Fahrzeug laden, wenn zuvor definierte Bedingungen z.B. bezüglich des Energiepreises möglich sind. Dabei ist es denkbar, dass das EMS des jeweiligen Anbieters mit den Ladesäulen der BEV kommuniziert und mit Informationen wie der zur vollständigen Wiederaufladung notwendigen Energiemenge, der möglichen Zeit bis zur Wiederabfahrt und einer aktuellen Kostenprognose eine optimierte Ladestrategie entwickelt. Die Kostenprognose kann sich dann durchaus mit Hilfe der übermittelten Informationen aus der

absehbaren Verfügbarkeit Erneuerbarer Einspeisung ableiten. Ein Überblick über den möglichen Ablauf einer solchen Ladestrategie gibt Bild 2.11 wieder [46].

Auch wenn der Anbieter der DR-Leistungen bei der Least Cost Routing-Variante weiterhin unmittelbar mit den Ladesäulen kommuniziert, ist die Zuordnung nicht eindeutig: Das Verfahren bietet dem VNB oder Dritten nach wie vor unmittelbaren Einfluss auf die Ladestrategie des Fahrzeugs (sofern verfügbar), allerdings geschieht die Ladung anreizbasiert. Das hat zur Folge, dass die verschiedenen Ladepunkte unterschiedlich auf übersendete Preisprognosen reagieren werden – je nach individueller Parametrierung der Ladeinfrastruktur. Solche Szenarien befinden sich für elektrische Geräte privater Haushalte in der Erprobung. Die Anwendung des Least Cost Routing Prinzips kann auch in privaten Haushalten von Vorteil sein. So ist ein Komfortgewinn für die Letztverbraucher in dem Moment denkbar, wo der Router die Steuerung von Geräten übernimmt, die sich für diesen Zweck z.B. durch thermische Speicherfähigkeit oder durch eine entsprechend hohe Leistungsaufnahme eignen (vgl. [37]).

Das Least Cost Routing Prinzip wurde in der Modellstadt Mannheim im Zuge der von der Bundesregierung geförderten „e-energy“ – Projekte gefördert und mit Hilfe des „Energiebutlers“ in einem Testbetrieb umgesetzt – ein Least Cost Router, der die Steuerung von Haushaltsgeräten wie Waschmaschinen oder Geschirrspüler übernimmt [47].

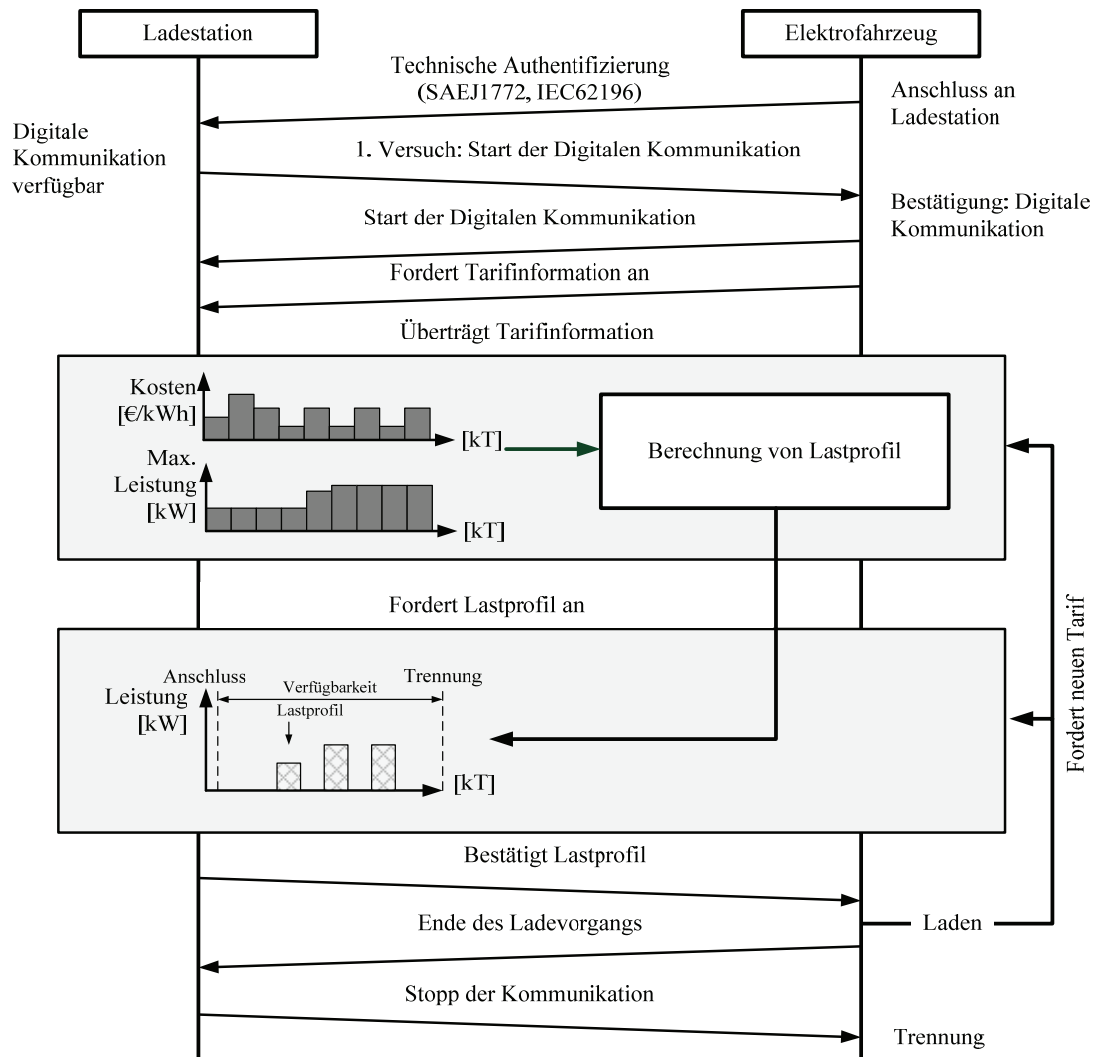


Bild 2.11: Ladestrategie für BEV auf Grundlage von Preisprognosen [46]

Reaktionszeit von DSM-Maßnahmen

Maßnahmen, welche für die Flexibilisierung der Last in Frage kommen, unterscheiden sich in der Reaktionszeit, die benötigt wird, bis eine Anpassung der Last an die Vorgabe erfolgt. Eine grobe Klassifizierung nach Reaktionszeit der angewendeten DSM-Maßnahmen erfolgt in Bild 2.12 [25].

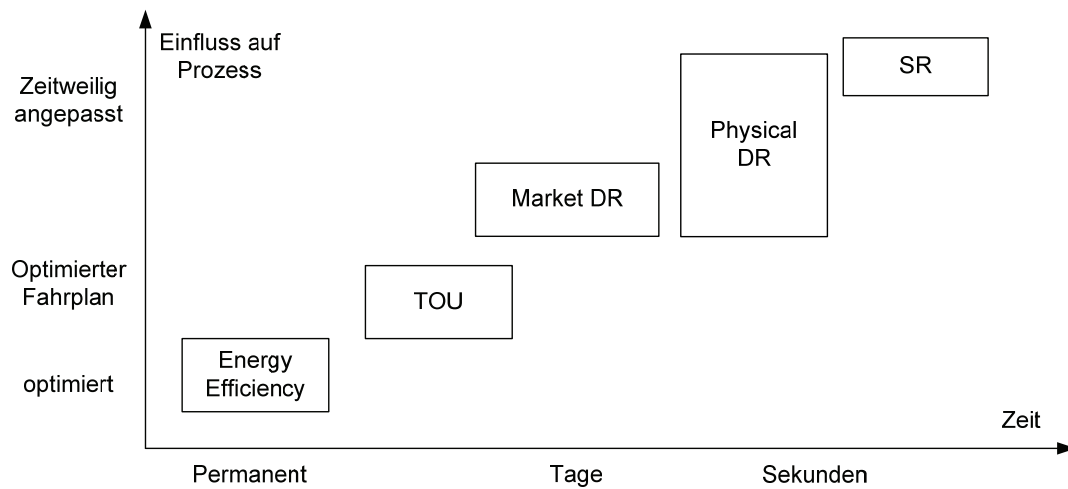


Bild 2.12: Zeitliche Klassifizierung von Demand Response [25]

Zunächst werden in [25] grundlegende Maßnahmen wie z.B. die Schärfung des Verbraucherbewusstseins zur Verbesserung der Energieeffizienz durch den Block Energieeffizienz repräsentiert und ebenfalls DSM zugerechnet. Diese haben im besten Falle eine permanente Wirkung auf den Prozess. Aufgrund der Zeit, die Verbraucher zur Anpassung an einen TOU-Tarif benötigen, vergehen einige Tage, bis sich Reaktionen auf die Preissignale einstellen, wobei davon ausgegangen werden kann, dass die Verbraucher ausreichende Informationen über die Preisprognose benötigen. Geschieht die Energiebeschaffung professionell, können Fahrpläne für Produktionsanlagen und die für die Produktion notwendige Energiebeschaffung aufeinander abgestimmt werden. Dies ist der Fall bei Market Demand Response. Dabei kann es sich sowohl um industrielle als auch private Letztverbraucher handeln. Von einer noch schnelleren Reaktion kann bei DDSM ausgegangen werden, da die Reaktion bei direkter Steuerung der Verbraucher oder direkter Anmeldung einer Verbrauchseinschränkung fast unmittelbar erfolgt. Dazu zählen beispielsweise unterbrechbare oder direkt steuerbare Verbrauchseinrichtungen. Auch kleinere, durch Aggregation direkt steuerbare Lasten wie BEV, können dieser Kategorie zugerechnet werden. Zuletzt wird die Kategorie Spinning Reserve (SR) aufgeführt. Diese wird nach [25] als Primär- bzw. Sekundärregelung definiert, deren Umsetzung mittels frequenzabhängiger Lasten geschieht. Um die Frequenzstatik sicherzustellen, verringern die entsprechenden Verbrauchseinrichtungen im Falle einer sinkenden Systemfrequenz ihre Lastaufnahme.

Gründe für die geringe Verbreitung privater DSM-Anwendung in Deutschland

Da für die Anwendung von DSM – wie in Absatz 2.3.4 beschrieben – Smart Meter erforderlich sind, belegt ein Blick auf die Verbreitung von Smart Metern in Deutschland den geringen Anwendungsgrad von DSM in Deutschland: in 96% der deutschen

Haushalte werden noch immer elektromechanische Ferrarisähler statt elektronischer Smart Meter (vgl. Absatz 2.3.2) eingesetzt [48]. Dafür gibt es sowohl politische als auch wirtschaftliche Gründe. Zunächst erweist sich die Entflechtung des Strommarktes seit 1998 durch das „Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG) [49] für Nachfragesteuerung mit systemorientiertem Hintergrund als wenig zweckmäßig, da aufgrund der Trennung von Erzeugung und Transport die Interessen der jeweiligen Marktpartner sich nicht zwangsläufig gleichen, wie Kapitel 2.1.1 verdeutlicht. Steht bei der integrierten Versorgung der Effizienzgedanke insbesondere in puncto Systemführung im Vordergrund, der einhergeht mit Kostenreduktionen durch Minimierung der Verlustleistung und dem optimalen Kraftwerkseinsatz, herrscht beim Unbundling der marktwirtschaftliche Aspekt der Gewinnmaximierung vor. Das bedeutet, die Marktteilnehmer wie Lieferanten treffen Entscheidungen (beispielsweise der Bezug von elektrischer Leistung aus einem entfernten Kraftwerk), die für sie am wirtschaftlichsten erscheinen, was nicht gleichzeitig bedeutet, dass diese Entscheidungen aus Systemsicht optimal sind. In diesem Zusammenhang war das in Kapitel 2.1.3 beschriebene, synthetische Lastprofilverfahren mit festen Tarifen für Lieferanten die wirtschaftlichste Möglichkeit, für private Endkunden Energie zu beschaffen und abzurechnen, da das Risiko der Differenzmengen dabei entfällt.

Trotz der technischen Möglichkeiten ist Lastpooling aufgrund der hohen Investitionskosten bei privaten Verbrauchern derzeit noch nicht wirtschaftlich. Dem Verschiebepotential stehen nicht nur die Investitionen, sondern auch der Komfortverlust der Verbraucher gegenüber, für die Strom bis dato jederzeit und lediglich durch die Anschlussleistung begrenzt zur Verfügung stand (vgl. Kapitel 2.1.2).

Weitere Probleme, welche die Einführung von Smart Metering in Deutschland behinderten, sind fehlende Richtlinien für die Ausführung der Geräte sowie ein gültiger Standard für den Schutz der Verbrauchsdaten. Um die Sicherheit der Daten zu gewährleisten, beauftragte die Bundesregierung im September 2010 das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) mit der Entwicklung eines Schutzprofils, welches zur Standardisierung der Sicherheitsmechanismen dient, die z.B. die Verschlüsselung der übertragenen Messdaten sicherstellen (siehe Kap. 2.3.3). Es befindet sich seit 26.08.2011 in der Evaluierungsphase und bedarf der anschließenden Zertifizierung. Die hieraus resultierende Unsicherheit in Bezug auf die Ausführung der Geräte hindert Hersteller seit langem entscheidend an der Entwicklung neuer Geräte, da das Risiko für „Stranded Investments“ verlorene Investitionen – in diesem Fall durch sich ändernde Vorschriften) als zu hoch eingeschätzt wird [50], [51].

Auch die negative Berichterstattung bei der Einführung erster Smart Metering-Projekte in Deutschland spielt eine entscheidende Rolle. Die „Yello Strom“ GmbH erhielt 2008 für ihr Engagement in der Digitalen Verbrauchsmessung und dem damit verbundenen Angebot eines Stromprodukts mit elektronischem Zähler exemplarisch

den „Big Brother Award“ als eine Art Negativ-Preis [52]. Dieser hatte das Ziel den Datenschutz bei diesem Thema voranzutreiben und wurde begründet mit möglicher krimineller Energie, die darauf abzielen könnte, Gewohnheitsmuster aus den Verbrauchsverläufen abzulesen und mit diesen Informationen mögliche Einbruchzeitpunkte auszumachen. Es ist leicht nachzuvollziehen, dass negative Presse in dieser Form ein investitionsfeindliches Klima schafft, welches zur Verbreitung dieser Technologie wenig hilfreich ist.

Auch regulatorische Vorgaben seitens der BNetzA zum flächendeckenden Einbau der Zähler, wie sie beispielsweise in Schweden umgesetzt wurden [53], existierten in Deutschland bis 2010 nicht. Erst mit Inkrafttreten von §21b Abs. 3a der EnWG-Novelle 2008 [54] wurden Hausbesitzer ab dem 01. Januar 2010 verpflichtet, bei grundlegenden Renovierungen oder neu errichteten Gebäuden elektronische Zähler zu installieren. Dennoch ist nichts über den Anschluss dieser Zähler an ein externes System zur Zählerauslesung bzw. variablen Tarifierung festgeschrieben – vielerorts übernehmen die Zähler die gleiche Aufgabe wie die zuvor installierten elektromechanischen Geräte. Auch die Art und Weise, wie die Informationen dargestellt werden, ist nicht festgeschrieben. Die Zähler müssen lediglich jederzeit ablesbar sein – genau wie ihre elektromechanischen Vorgänger.

Die Nutzung elektronischer Zähler für die Systemführung des Verteilernetzes im Sinne der in Kapitel 2.3.4 vorgeschlagenen Variante hat die BNetzA mit ihrem Eckpunktetapier „Smart Grid und Smart Market“ verhindert, indem sie die Geräte dem „Smart Market“ zurechnet [55]. Sie sieht für Beobachtbarkeit des Netzes lediglich die Notwendigkeit zur Einbringung von Messsystemen an „neuralgischen oder potentiell neuralgischen Punkten“. Diese können demnach Ortsnetzstationen (ONS) oder andere Netzknoten sein. Ein vollständiger Rollout, wie beispielsweise in Schweden, ist nach Ansicht der Agentur nicht notwendig. Diese Betrachtung hat jedoch Konsequenzen für potentielle Investoren. VNB werden demnach nicht dazu angehalten, Smart Meter zur Systemüberwachung zu installieren, was gleichzeitig heißt, dass die Investitionen sich nicht auf die Netzentgelte umlegen lassen. Dementsprechend müssen die Geräte – deren Investitionskosten nicht unerheblich sind – durch die Endkunden allein beschafft werden; die Kosten werden nicht sozialisiert.

2.3 Technisches Umfeld

Besonders in Branchenverbänden gilt Lastmanagement als wichtiger Bestandteil eines Smart Grids [6]. Es liegt daher nahe, zunächst den Begriff Smart Grid zu klassifizieren und anschließend die technischen Hintergründe, die im Zusammenhang mit Lastmanagement notwendig bzw. möglich sind, zu erläutern.

2.3.1 Netzentwicklungskennzahl

Branchenverbände wie der BDEW setzen DSM in Veröffentlichungen wie [6] mit Smart Grids in Verbindung. Demnach ist DSM ein Bestandteil des Smart-Grid-Konzepts, welches zunächst genauer aufgeschlüsselt wird. Gemäß [6] ist ein Smart Grid ein „Energienetzwerk, das das Verbrauchs- und Einspeiseverhalten aller Marktteilnehmer, die mit ihm verbunden sind, integriert“, womit es ein „effizientes, nachhaltiges Versorgungssystem mit niedrigen Verlusten und hoher Verfügbarkeit“ bildet. Es gilt damit als Vollendung eines Entwicklungsprozesses, an dessen Anfang die Punkt-zu-Punkt – Verbindung zwischen Erzeuger und Verbraucher steht. Ein Smart Grid ist damit in der Lage, sowohl die Bedürfnisse der Verbraucher, als auch die Bedürfnisse dargebotsabhängiger Erzeugung miteinander zu verbinden, so dass eine zuverlässige, nachhaltige und effiziente Versorgung gesichert ist. Zwischen einem elektrischen Netz, dessen Betriebsmittelparameter unbekannt sind und einem vergleichbaren Gegenstück, welches vollständig die o.g. Anforderungen erfüllt, lassen sich Stufen ausmachen, die als Entwicklungsstufen des Netzes klassifiziert werden können. Diese werden in Tabelle 2.6 aufgelistet und sind unabhängig der installierten Spannungsebenen oder der Marktsituation des jeweiligen Versorgungsgebiets zu unterscheiden. Entsprechend der Art und Weise ihrer Anwendung (beispielsweise ob dauerhaft installiert oder zunächst noch im Testbetrieb) ergibt sich aus den Entwicklungsstufen und ihrem Anwendungsgrad die Netzentwicklungskennzahl, welche Aufschluss über die technische Evolution des Netzes gibt.

Tabelle 2.6: Auflistung der Entwicklungsstufen eines elektrischen Netzes

Entwicklungsstufe	Bezeichnung
0	Passive Kundenanlage
1	Passives Netz mit Systemverantwortlichem
2	(Teil-)Beobachtbarkeit
3	(Teil-)Beobachtbarkeit & (Teil-)Fernsteuerbarkeit
4	durchgängige Automatisierung

Zunächst wird Entwicklungsstufe 0 davon ausgegangen, dass das Netz als passive Kundeninstallation die Energieübertragung von einer vorgelagerten Netzebene hin zu den elektrischen Verbrauchern übernimmt. Für die Energieübertragung selbst fallen keine Informationen an. Ein solches Netz kann beispielsweise niederspannungsseitig (Niederspannung-NS) aus mehreren Punkt-zu-Punkt – Verbindungen bestehen, wel-

che in einem Hauptanschluss zusammenlaufen, wie dies z.B. in Wohngebäuden der Fall ist. Die Betriebsmittelparameter können nicht erfasst werden – Schaltzustände (wie etwa von Hauptschaltern) müssen vor Ort anhand der Schaltstellung abgelesen werden. Das Netz umfasst im Regelfall eine Spannungsebene, wobei es sich in Deutschland um die NS-Ebene handelt. Während lokale Schutzkonzepte wie Schmelzsicherungen existieren, muss die Primärtechnik von Hand bedient werden. Ein Fehler kann nicht näher spezifiziert werden und führt zwangsläufig zum Versorgungsausfall. Ein Betrieb des Netzes ohne eine vorgelagerte Netzebene ist nicht möglich.

In der Entwicklungsstufe 1 wird angenommen, dass ein Bedarf an Netzbetriebsführung aufgrund von höheren Anforderungen an die Versorgungssicherheit oder größeren Mengen an übertragener/verteilter Energie existiert. Es ist eine Leitstelle vorhanden, die den Netzbetrieb koordiniert und überwacht. Bei solchen Netzen kann es sich um Mittelspannungsnetze (Mittelspannung-MS) in ländlichen Gebieten handeln. Die Parameter eines solchen Netzes sind an neuralgischen Punkten verfügbar – beispielsweise zur Verbrauchsprognose oder zur Abrechnung gelieferter Energie. Die Überwachung der restlichen Betriebsmittel geschieht mittels Maximalwertüberwachung, wobei durch Hauptamtliche Mitarbeiter kontrolliert wird, dass sich die gemessenen Maximalwerte innerhalb der festgelegten Grenzwerte des Betriebsmittels bewegen. Ebenfalls sind primärtechnische Elemente in neuralgischen Punkten fernsteuerbar, sonstige Betriebsmittel müssen von Hand bedient werden. Weiterhin existieren lokale Schutzkonzepte, die nur begrenzt Aufschluss zur Art des Fehlers und dem Ort des Vorfalls bieten. Es existieren Betriebsmittel zur Sicherung und Effizienzsteigerung des Netzbetriebs wie beispielsweise Kompensationsanlagen. Das Netz ist in der Lage, DEA mit geringer Leistung zu integrieren. Diese werden als negative Last behandelt, da die Versorgung aus der vorgelagerten Netzebene erfolgt. Ein Einbezug der Verbraucher geschieht durch Lastverlagerung in den nächtlichen Bereich – beispielsweise durch Nachtspeicherheizungen, deren Zählleinheiten mit zwei unterschiedlichen Zählwerken ausgestattet sind.

In Entwicklungsstufe 2 ist die Beobachtbarkeit des Netzes sichergestellt. Zur Orientierung kann der in [56] eingeführte OLA-Index (Observability Level Assessment – OLA) verwendet werden. Für Entwicklungsstufe 2 muss demnach gelten: $OLA = 4$. Damit ist sichergestellt, dass genügend PMU (Phasor Measurement Units – PMU) im Netz vorhanden und alle Netzknoten beobachtbar sind. Die Daten der PMU sowie die Betriebsmittelparameter (Leiterseiltemperatur, Transformatorbelastung, etc.) sind innerhalb von weniger als 1 min in der Netzleittechnik in Form von gemessenen oder berechneten Werten verfügbar. Zur Übermittlung der Informationen werden Kommunikationsnetzwerke wie das Internet oder spezielle Firmennetzwerke sowie Punkt-zu-Punkt – Verbindungen in Form von Bus-Systemen genutzt. Die Auswahl der Parameter, welche an die Netzleitstelle übermittelt werden geschieht – sollten sie nicht ange-

fordert werden – durch die Sekundärtechnik mittels Push-Betrieb im Falle von Grenzwertverletzungen. Der tatsächliche Verbrauch aller Anschlussnutzer wird erfasst und auf Wunsch der Letztverbraucher durch Smart Meter digital zu Abrechnungszwecken (beispielsweise bei variablen Tarifen) an den Messbeauftragten übermittelt. Die Daten der Smart Meter stehen dem Netzbetrieb zur Verfügung. Weiterhin sind neuralgische Punkte steuerbar, ein Großteil der Geräte jedoch muss manuell bedient werden. Ein verbessertes Schutzkonzept ermöglicht das schnellere Auffinden von Fehlern und die damit verbundene Senkung der Ausfallzeit. So sind Schutzgeräte in der Lage, Ort und Art des Fehlers nach dessen Auftreten an die Leitstelle zu übermitteln. Bei einem Anteil Erneuerbarer Erzeugung von weniger als 20% wird die Last nur mit Hilfe des Konzepts der unterbrechbaren Lasten weiter flexibilisiert.

Entwicklungsstufe 3 beinhaltet neben der gesicherten Beobachtbarkeit auch die Fernsteuerbarkeit der schaltbaren Betriebsmittel. Dazu müssen die Kommunikationsnetzwerke um die Möglichkeit erweitert werden, Schaltbefehle zu übertragen. In einem solchen Netz sind Schutzgeräte in der Lage, durch Automatische Wieder-Einschaltung (AWE) zu prüfen, ob es sich um einen temporären oder permanenten Fehler handelt. Auch lassen sich möglicherweise getrennte Abschnitte aus der Leitwarte heraus wieder zuschalten. Durch einen gestiegenen Anteil Erneuerbarer Energie wird es notwendig, Großkraftwerke variabel einzusetzen und mit ihnen Schwankungen im Dargebot auszugleichen. Die Koordination von Einspeisung und Verbrauch geschieht weiterhin in der Leitwarte des Systems und muss von einem Operator durchgeführt werden. Neben der Verlagerung der Last und der Anwendung variabler Tarife kommt das Konzept der unterbrechbaren Lasten im Falle von Netzengpässen zum Einsatz.

In Entwicklungsstufe 4 ist der maximale Grad der Automatisierung erreicht. Neben der Fernsteuer- und Beobachtbarkeit des Systems ist dieses nun in der Lage, Aufgaben, welche der Betriebsführungsoptimierung dienen, selbstständig auszuführen. Die Ausführung geschieht mittels untereinander vernetzter, intelligenter Ortsnetzstationen. Zu diesem Zweck erhält die in den Stationen installierte Sekundärtechnik durch ein vorgelagertes, verwaltendes Leitsystem die Aufgabe, Einspeisung, Verbrauch und Speicher (auch aggregierte Batteriespeicher wie z.B. BEV) lokal zu koordinieren. Das bedeutet, die Parametrierung von Messeinrichtungen und Aktorik als auch deren Adressverwaltung wird vom Leitsystem übernommen. In der Folge findet die Kommunikation nicht mehr nur zwischen Aktor und Leitsystem bzw. Datenkonzentrator statt, sondern auch zwischen den einzelnen Geräten selbst. Dies bringt Vorteile von Systemen mit verteilter Intelligenz mit sich: die Verantwortung dessen Leitsystems als auch die Anforderungen an dessen Kommunikationsfähigkeiten sinken signifikant. Aufgrund dessen kann die Speichernutzung lokal optimiert werden; auch ein Redispatch wird ohne Eingriff der Leitwarte aufgrund von zuvor festgelegten Rahmenbedingungen möglich. Ein automatisiertes Schutzkonzept stellt sicher, dass Maßnahmen wie AWE durchgeführt werden und im schweren Fehlerfall es zu einer automatischen In-

selbstbildung kommt. Aufgrund des hohen Anteils Erneuerbarer Erzeugung sind die Grenzkosten der Energieerzeugung annähernd null, was bedeutet, dass sich der Energiemarkt um Bereich Elektrizität zu einem Kapazitätsmarkt entwickelt. In der Folge sichert sich der private Letztverbraucher eine definierte Übertragungskapazität, welche ein im Haus installiertes EMS unter Ausnutzung von thermischen und elektrischen Speichern ausschöpft. Eine detaillierte Zusammenstellung der einzelnen Anforderungen erfolgt in Tabelle 12.7 und Tabelle 12.8.

Die technische Umsetzung der oben definierten Konzepte muss einfach und kostengünstig erfolgen können, da aufgrund der natürlichen Monopoleigenschaft des Stromnetzes auch zu jeder Zeit dessen Regulierung erfolgen muss. Diese kann negative Auswirkungen auf den Ausstattungsgrad des Netzes haben, wie [55] zeigt: Obwohl die Ausstattung eines Verteilernetzes mit Smart Metern wesentliche Vorteile in Bezug auf die Beobachtbarkeit des Systems hätte [57], rechnet die BNetzA Smart Meter dem Smart Market zu. Das hat zur Folge, dass Kosten, die durch die Implementierung der Smart Metering Technologie entstehen, derzeit vom Letztverbraucher selbst aufgewendet werden müssen und nicht auf alle Verbraucher umgelegt werden dürfen.

So muss bei der Implementierung der Smart Grid - Technologie effizient gearbeitet werden, was auch die Nutzung bereits vorhandener Ressourcen bedeutet. Ein Beispiel dabei ist die Kommunikation und das Datenaufkommen. Vorstellbar wäre infolgedessen insbesondere in ländlichen Gegenden die Nutzung der bereits vorhandenen Kommunikationsinfrastruktur anstelle des Aufbaus eines firmeneigenen Netzwerks.

Die Anbindung einer ONS als auch einer BEV-Ladesäule an das Leitsystem kann sowohl kabelgebunden via DSL (Digital Subscriber Line) in städtischen Gebieten als auch mittels den Datenübertragungsstandards im Mobilfunk GSM (Global System for Mobile Communication), UMTS (Universal Mobile Telecommunication System) sowie LTE (Long Term Evolution – LTE) in ländlichen Gebieten geschehen [6]. Die Nutzung des Mobilfunknetzes würde Investitionskosten einsparen, welche anfielen, um abgelegene ONS an das firmeneigene Netzwerk anzubinden. Während DSL in 2011 in 77% der deutschen Haushalte anlag [58] hat die BNetzA bei der Vergabe der Mobilfunklizenzen in 2010 die Anbieter verpflichtet, die Versorgung in sog. Weiße Flecken“, d.h. Gebiete, in denen kein Zugang zum Internet möglich ist, zuerst zu verbessern [59]. Das hat zur Folge, dass ONS in vielen ländlichen Gebieten heute schon nach Installation eines Mobilfunkmodems Daten übertragen können.

Voraussetzung dafür ist die Verfügbarkeit der Kommunikationsstrecke und eine hohe Priorität der auf ihr übertragenen Daten als auch entsprechende Sicherheitstechnik um die Infrastruktur zu schützen. Um die Daten durch ein öffentliches Netzwerk wie das Internet so senden sind Verschlüsselungstechnologien wie VPN-Kanäle (Virtual Private Network – VPN) und Schutzeinrichtungen wie Firewalls unumgänglich. Aber auch der Aufbau eines Firmennetzwerks ist möglich. Daher muss für den jeweils vor-

liegenden Fall geprüft werden, ob sich nicht doch der Aufbau eines firmeneigenen Kommunikationsnetzwerks für den Netzbetreiber lohnt. Denkbar wäre beispielsweise die Installation eines eigenen Netzwerks. Dies kann durch Ethernet-, Lichtwellenleiter (LWL) oder PLC-Verbindungen, sowie mit Glasfaseradern geschehen. Dabei weist das Glasfasernetz eine Besonderheit auf. Die verschiedenen Adern eines solchen Netzwerks können gesplittet und die Bandbreite für unterschiedliche Aufgaben genutzt werden. So ist es möglich über eine Infrastruktur mehrere vollständig voneinander getrennte Netzwerke anzubieten – was entscheidende Sicherheitsvorteile mit sich bringt. So kann zum einen der Aufbau eines Netzwerks zu Beobachtung und Fernsteuerung der Betriebsmittel erfolgen. Gleichzeitig können übrige Kapazitäten Dritten angeboten werden, beispielsweise in Form von Breitbandanbindung von Internet, HD-Fernsehen und Telefonie über einen Anschluss, was die Amortisierung der Investitionen durch zusätzliche Erträge erheblich beschleunigt [60].

Der schematische Aufbau eines Smart Grids mit Entwicklungsstufe 4 ist in Bild 2.13 dargestellt. Deutlich werden sowohl die Leitebene, in der Fahrplan- und Assetmanagement stattfindet, der Netzbetrieb überwacht wird und Daten archiviert werden. Deutlich wird auch der Closed Loop – Effekt zwischen den einzelnen ONS, der sich durch die Kommunikation innerhalb der Stationsebene ausprägt. Das Leitsystem hat in diesem Fall nur eine überwachende Funktion, die Verbundoptimierung geschieht auf der Sekundärebene.

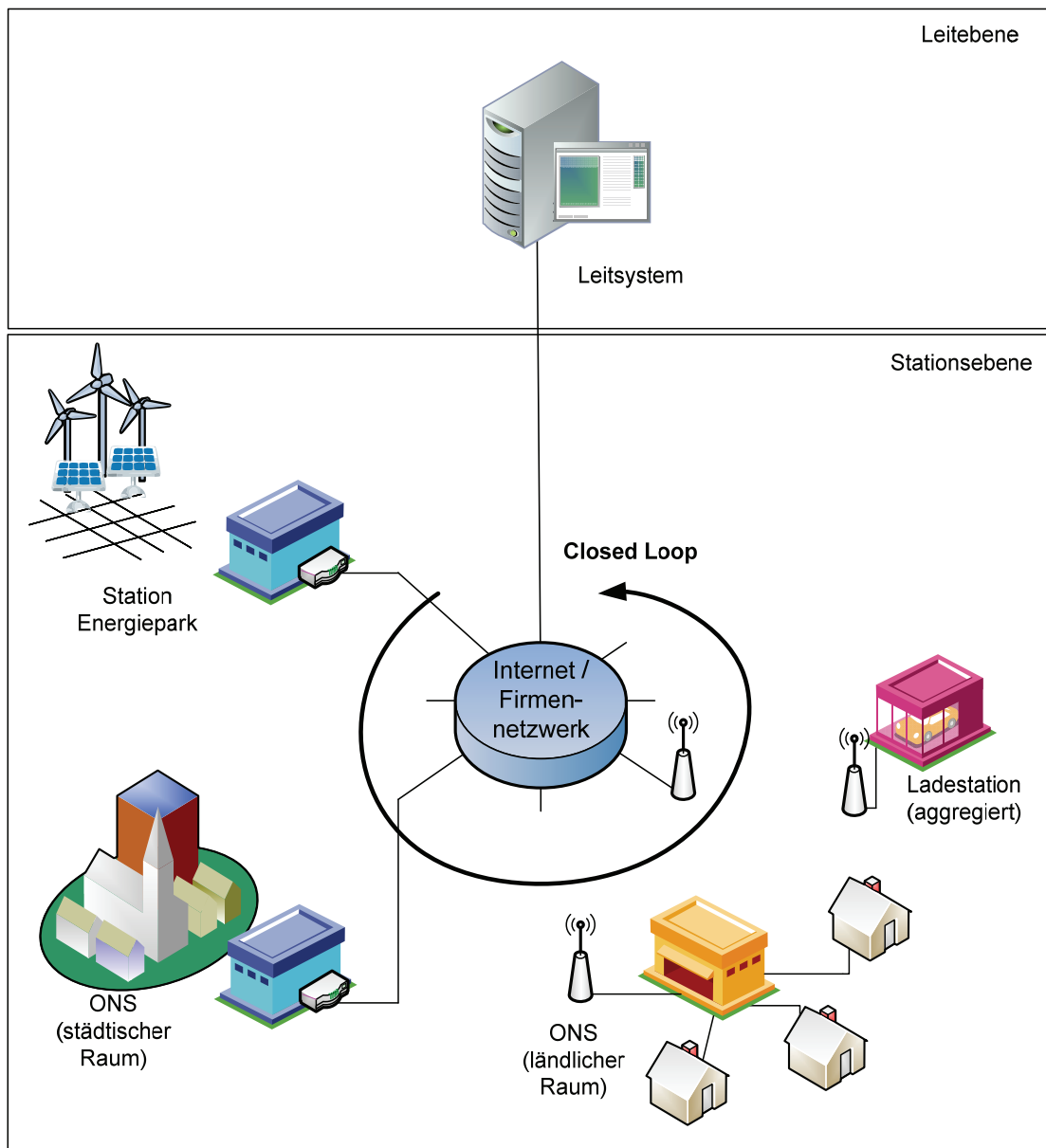


Bild 2.13: Schema des Closed Loops eines Smart Grids (NEF= 4)

Die vorgestellten Stufen 0-4 können aufgrund technischer Neuentwicklungen oder durch gestiegene Anforderungen an das Netz erreicht werden. Auch können Anforderungen wie die zu versorgende Fläche, die zu übertragende Menge elektrischer Energie oder Erneuerbare Einspeisung zu einem Ausbau der Entwicklungsstufe führen. Die Entwicklung der Stufen geschieht jedoch hauptsächlich evolutionär. Das heißt, in eine vorhandene Infrastruktur wird ein Gerät bzw. eine Technologie zu Testzwecken eingebracht und im Erfolgsfall dauerhaft installiert. Sind Erfahrungswerte gesammelt, erfolgt die Vernetzung der Geräte untereinander bzw. mit anderen Komponenten des Netzes.

Ein Beispiel einer autarken, intelligenten Technologie ist der Regelbare Ortsnetz-Transformator (RONT). Dieses Betriebsmittel stellt eine Weiterentwicklung eines konventionellen Ortsnetztransformators dar, welcher auf dezentrale Einspeisung im Verteilernetz reagieren kann. Das in [61] getestete Gerät nimmt Einstellungen aufgrund eines vorgegebenen Spannungsbands selbständig vor – eine Regelung durch die Leitstelle ist auf diese Weise zunächst nicht erforderlich. Allerdings kann die Kombination dieser Technologie mit aktiven Wechselrichtern von PV-Anlagen erfolgen, der Fokus liegt dann auf der Betriebsoptimierung eines MS-Stranges [62].

Um eine Einschätzung der technologischen Evolution eines Netzes durchzuführen, empfiehlt sich die Gegenüberstellung der Entwicklungsstufe mit deren Anwendungsgrad der installierten Technologie. So kann in einer Matrix spaltenweise die Entwicklungsstufe von 0 bis 4 und zeilenweise der Anwendungsgrad von nicht vorhanden bis Betriebsoptimierung aufgetragen werden. Der abzulesende Wert ergibt – wie in Tabelle 2.7 dargestellt – die Netzentwicklungskennzahl (Grid Development Index – GDI).

Tabelle 2.7: Bewertungsmatrix Netzentwicklungskennzahl

Anwendungsgrad	Entwicklungsstufe				
	Stufe 0	Stufe 1	Stufe 2	Stufe 3	Stufe 4
Nicht vorhanden	0	0	0	0	0
Testphase	0	1	4	7	10
Installation	0	2	5	8	11
Verbund-optimierung	0	3	6	9	12

Dabei ist die Bestimmung des GDI als eineindeutige Bestandsaufnahme der vorhandenen Technologie nicht mit dem Smart Grid Maturity Model (SGMM) zu verwechseln. Bei dem SGMM handelt es sich um ein „Werkzeug des Strategischen Managements, welches Methoden und Strategien zur Entwicklung eines Smart Grids aufzeigt“ [63].

Zur Demonstration der Anwendung des GDI erfolgt eine Bewertung der Hoch- und Höchstspannungsnetze in Deutschland. Die Transportnetze in Deutschland sind aus Leitwarten heraus beobachtbar und steuerbar. Eine Automatisierung herrscht jedoch nicht vor, Schalthandlungen müssen aus den Leitwarten der Netzbetreiber ausgeführt werden. Somit gilt für die Entwicklung der Transportnetzebene Stufe 3. Die langjährige Installation von Mess- und Fernsteuertechnik hat zu umfassenden Erfahrungen im Netzbetrieb geführt, welcher genutzt wird um die aufeinander abgestimmte Einsatzop-

timierung der Geräte sicherzustellen. Dabei findet die Abstimmung der Einsatzplanung sowohl national zwischen den vier in Deutschland verantwortlichen Netzbetreibern als auch auf europäischer Ebene statt. Dementsprechend kann in der Ausbaustufe die Kategorie Verbundoptimierung verwendet werden. Der GDI ergibt sich für die Transportnetze in Deutschland nach Ablesen zu 11.

2.3.2 Smart Metering – Hintergrund und Entwicklung

Der Begriff Smart Metering entstand vor einigen Jahren und beschreibt eine Weiterentwicklung der bereits etablierten Automatischen Zählerfernauslese (ZFA). Während ZFA in der Hauptsache bei der Abrechnung von Industriellen Verbrauchern zum Einsatz kommt, zielt Smart Metering primär auf private Haushalte. Es stellt eine Erweiterung der konventionellen Abrechnungspraxis dahingehend dar, dass neben der ZFA auch grafische Informationssysteme zum Einsatz kommen, die den tatsächlichen Verbrauch veranschaulichen und auch Preisprognosen sowie weitere Informationen zum Energieverbrauch übermitteln können. Dabei geht es Hand in Hand mit politischen Effizienz-Initiativen und neuen Möglichkeiten für Privatverbraucher wie beispielsweise Flexible Tarife. Während Smart Metering einigen Europäischen Ländern (z.B. Schweden, um monatliche Verbrauchsabrechnungen zu ermöglichen und Italien, um Stromdiebstahl einzudämmen) verpflichtend eingeführt wurde, [53] gewinnt es in Deutschland seit längerem an Aufmerksamkeit.

Politische Initiativen zur Einführung von Smart Metering

Als erste Initiative für Smart Metering in Deutschland kann die Versorgungsrichtlinie 2005/89/EG der Europäischen Union gelten, welche die Mitgliedsstaaten dazu animiert, die Ausbringung von Technologie zur Echtzeit-Nachfragesteuerung zu unterstützen. Die Einsparungen bei Endverbrauchern, als auch die Steuerung der Energiemengen im Markt soll dazu dienen, Erzeugung von Energie und deren Nachfrage zu harmonisieren als auch insgesamt Energie einzusparen. Konkreter wird Smart Metering in der „Stromrichtlinie“ 2009/72/EG des dritten EU-Binnenmarktpakets definiert, welche besagt, dass bis 2020 ein nationaler Roll-Out in den Mitgliedsstaaten durchgeführt werden soll. Voraussetzung dafür ist eine Wirtschaftlichkeitsanalyse, die für 80% der betroffenen Endkunden positiv ausfällt. Technische Details zu den Messeinrichtungen werden jedoch nicht spezifiziert [44].

Die Umsetzung in Deutschland erfolgte durch das Maßnahmenpaket „Integriertes Energie- und Klimaprogramm“ (IEKP), welches 2007 im Zusammenhang mit den Meseberger Beschlüssen und dem Energie-Effizienz-Aktionsplan (EEAP) durch die Bundesregierung beschlossen wurde. Dieses sieht die Verwendung von intelligenten Messverfahren in Kombination mit lastvariablen Tarifen vor, welche in der EnWG-

Novelle 2008 festgeschrieben wurden [54]. Die Novelle beinhaltet unter anderem [44], [64]:

- §21b Abs. 3a, welcher festschreibt, dass in grundlegend renovierte oder neu gebaute Häuser Zähler installiert werden, die „den tatsächlichen Energieverbrauch sowie die tatsächliche Nutzungszeit“ anzeigen, soweit dies „technisch machbar und wirtschaftlich zumutbar“ ist, die
- Vorschrift §40 Abs. 5 für Lieferanten, „lastvariable oder tageszeitabhängige Tarife“ anzubieten, sowie das
- „Gesetz zur Öffnung des Messwesens bei Strom und Gas für Wettbewerb“, welches dem Anschlussnutzer die freie Wahl des Messstellenbetreibers sowie des Messdienstleisters zusichert.

Technische Grundlagen und Klassifizierung

Während es sich bei Ferraris-Zähler robuste, mechanische Zählwerke handelt, in denen Erregerspulen eine drehbar gelagerte Aluminiumscheibe antreiben, erfolgt die Zählung bei digitalen Zählern durch Messwandler. Anders als bei den mechanischen Vorgängern wird sowohl die Anzeige der aktuell bezogenen Leistung als auch die Erfassung des Verbrauchs innerhalb definierter Zeitperioden möglich. Die Geräte sind ebenfalls in der Lage, Manipulationsversuche – beispielsweise durch den Einsatz von Hallsonden zur Detektion störender Magnetfelder – zu erkennen. Zählerfernauslesung erfordert nicht notwendig digitale Geräte. Verschiedene Möglichkeiten sind für analoge Geräte bekannt: so kann ein mechanischer Kontakt an der rotierenden Scheibe eines Ferraris-Zählers angebracht werden, welcher bei jeder Umdrehung der Scheibe einen elektrischen Kontakt schließt und somit einen elektrischen Impuls erzeugt. Ein solcher Impuls definiert eine bestimmte Menge Energie, die addiert werden, wobei die Gesamtanzahl der Impulse die verbrauchte Energie definiert. Weiterhin können farbige Markierungen an der Scheibe optisch erfasst, dadurch ebenfalls in Energiemengenangaben umgewandelt und anschliessend gezählt werden [65].

Intelligente Zählsysteme besitzen eine oder mehrere geeichte Zähleinheiten. Diese können je nach Auslegung Strom, Gas, Wasser oder Wärme digital erfassen. Die Geräte werden nach §21c EnWG [49] als Messeinrichtung (Zähler für diverse Verbrauchsgrößen wie Strom, Wärme, Gas, Wasser) bezeichnet. Der Verbund dieser Messeinrichtungen mit Kommunikationsschnittstellen (z.B. zum EDL 40-System) wird als Messsystem bezeichnet. Die Daten werden der Kommunikationseinheit zur Verfügung gestellt, welche sie dann an den Messdienstleister (MDL) übermittelt. Derzeit sind mehrere Funktionsmerkmale intelligenter Zähler durch den Verband Der Elektrotechnik (VDE) beschrieben [66] [67]:

- Der elektronische Haushaltszähler (eHZ) ist als ein steckbarer Zähler beschrieben, der zur Energieerfassung von SLP-Kunden dient. Dabei ist die Ausführung die einfachste der Genannten, da dieser Zähler nicht über die Möglichkeit der Zählerfernauslesung verfügt und somit nicht für variable Tarifierung eingesetzt werden kann.
- Der EDL 21-Zähler soll entsprechend §21b EnWG durch zeitnahe Tarifinformationen und variable Tarife den Verbrauchern einen bewussteren Umgang mit Energie ermöglichen. Dies geschieht unter anderem durch Zählerfernauslesung. Dem Verbraucher wird somit die Möglichkeit gegeben, aktiver am Energiemarkt teilzunehmen und von variablen Tarifen zu profitieren. Das EDL 21-Konzept stellt dabei den kostengünstigen Basiszähler dar, mit dem die Teilnahme am Energiemarkt möglich wird.
- Das EDL40-System soll entsprechend §40 EnWG ein Messsystem darstellen, in welchem der Zähler nicht mehr eigenständig mit dem EDM kommuniziert, sondern von einer MUC-Kommunikationseinheit (Multi-Utility Communication – MUC) ausgelesen wird, welche die Daten des Stromzählers sowie unter Umständen weiterer Zähler bündelt und dem MDL übermittelt. Die Verschlüsselung der Daten geschieht auf Grundlage eines einheitlichen Schutzprofils, das durch das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) sowohl für die Kommunikationsschnittstelle als auch für das Sicherheitsmodul der Einheit erarbeitet wurde (vgl. Kapitel 2.3.3) [50].

In Bild 2.14 werden die Smart Metering Lastenhefte noch einmal dargestellt und voneinander abgegrenzt [66]. Die beschriebenen Geräte müssen vom Messstellenbetreiber (MSB) nach §21b EnWG

- in Gebäuden, die neu an das Versorgungsnetz angeschlossen oder grundlegend renoviert werden,
- bei Letztverbrauchern, deren Strom-Jahresverbrauch 6000 kWh übersteigt,
- sowie EEG-Anlagenbetreibern, deren installierte Leistung 7 kW übersteigt,

installiert werden [68]. Der Begriff „Smart Meter“ lässt sich den beschriebenen Funktionen nicht eindeutig zuordnen, eine eindeutige Definition existiert nicht. Als Beispiel dafür können Studien herangezogen werden. Während [69] Smart Meter als elektronischen Stromzähler nach EnWG ansieht, mit dem Letztverbraucher sich ihren „tatsächlichen Energieverbrauch anzeigen und diesen überwachen können“, sieht [70] in einem Smart Meter einen elektronischen Zähler, der neben der Erfüllung der gesetzlichen Vorgaben die Möglichkeit besitzt, nah und fern zu kommunizieren sowie Module zur Fernabschaltung oder Laststeuerung mit einzubeziehen. In der Folge wird in dieser Arbeit Smart Metering als abstrakter Oberbegriff für die Verbrauchsmessung und –darstellung bei privaten Letztverbrauchern verwendet. Für weitere Funktionen,

wie Laststeuerung o.ä., sei auf das in Abschnitt 2.2.3 vorgestellte Least-Cost-Routing-Prinzip verwiesen.

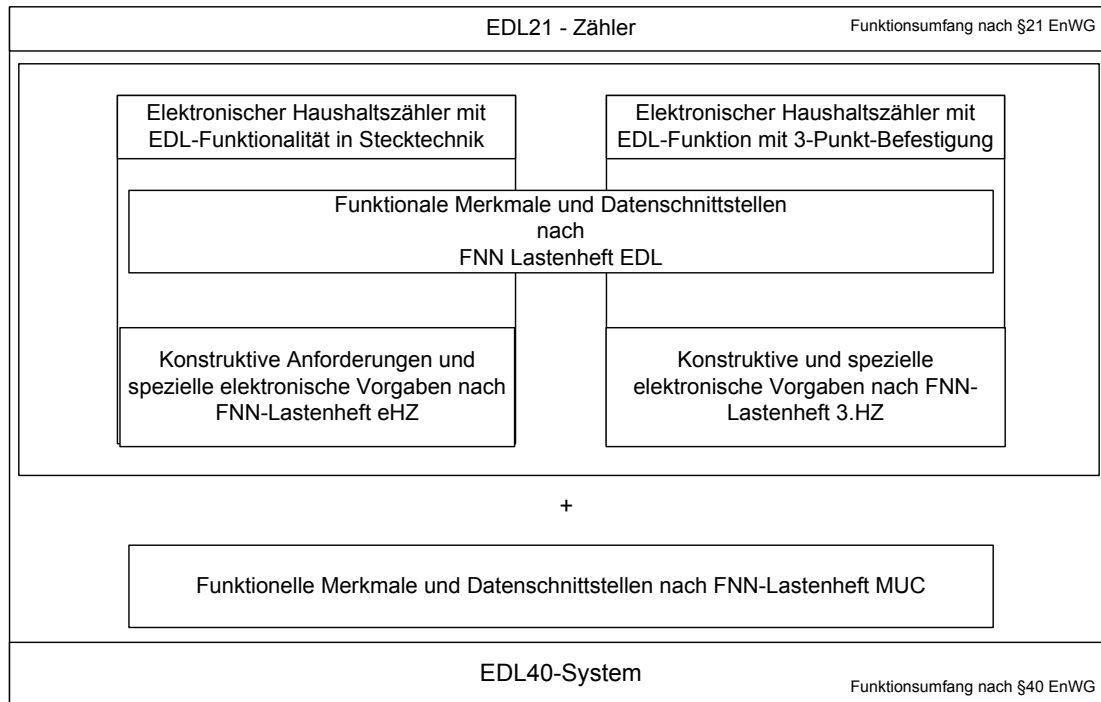


Bild 2.14: Funktionsumfang von Smart Metern nach §40 EnWG [66]

2.3.3 Funktion von Smart Metering

Integraler Bestandteil von Smart Metering ist die Möglichkeit der Fernauslesung der Zählwerte. Ziel dessen ist es, die Messwerte von Messpunkt im Hausanschluss des Letztverbrauchers in das Energiedatenmanagement des MDL und anschließend in das des Lieferanten zu überführen. Dies wird in Bild 2.15 schematisch dargestellt.

Zunächst findet die Datenakkumulation durch Messeinrichtungen (Smart Meter) am Zählpunkt statt. Dabei kommt entweder die Registrierende Lastgangmessung (rLM) oder die Zählerstandsgangmessung (ZSM) zur Anwendung.

Bei der rLM werden die Verbrauchswerte im $\frac{1}{4}$ h – Rhythmus erfasst und in festgelegten Intervallen an den Messdienstleister übertragen. Dagegen wird bei der ZSM im $\frac{1}{4}$ h – Rhythmus der aktuelle Zählerstand übertragen. Durch Bildung der Differenz zum vorher übertragenen Zählerstand lässt sich die verbrauchte Energiemenge bestimmen. Gemäß BNetzA liegt das Konzept damit zwischen synthetischer und kundenscharfer Abrechnung. Beides sei ohne größere Aufwände mit Hilfe des Verfahrens möglich [71].

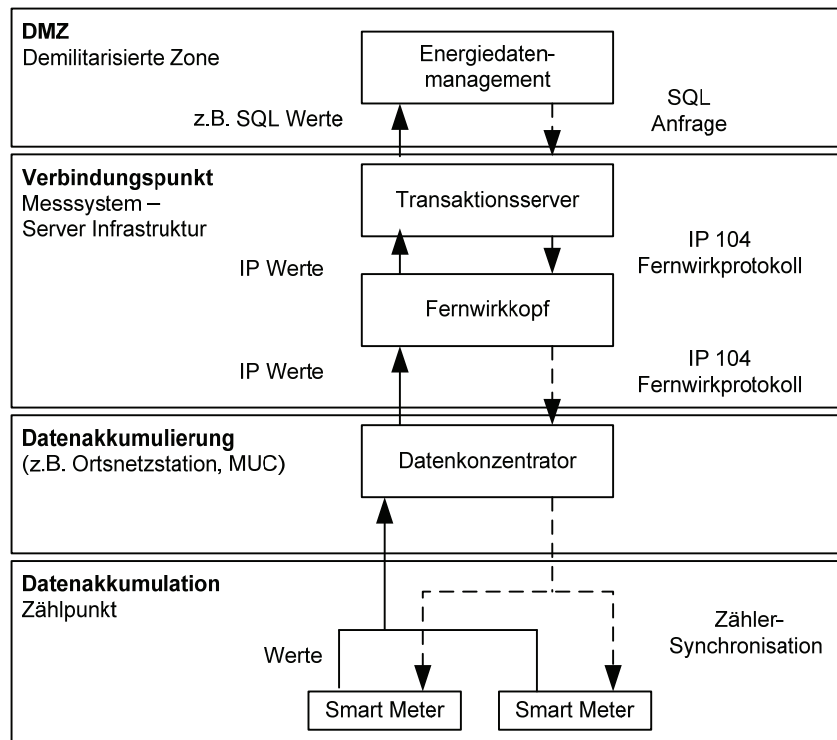


Bild 2.15: Schematische Darstellung von ZFA [72]

Die Ebene der Datenakkumulation findet an unterschiedlichen Orten statt. Bei EDL21-Messeinrichtungen ist PLC eine typische Form der Datenübertragung. Die Datenakkumulation findet mit Hilfe eines Datenkonzentrators statt, der gleichzeitig das Zählermanagement übernimmt und typischerweise in der ONS installiert ist. Dieser hat sowohl die Aufgabe, die Datenakkumulation zu organisieren, als auch die Zählerparametrierung (Uhrzeit, Tarife, etc.) durchzuführen. Andere Systeme kommunizieren direkt mit der Serverinfrastruktur des MDL, z.B. via DSL oder GPRS. Für diese Geräte wird die Akkumulation direkt am Verbindungspunkt durchgeführt. Typischerweise handelt es sich um ein Softwarepaket des Zählerherstellers, welches die Aufgabe hat, die Daten zu entschlüsseln und für das Energiedatenmanagement von proprietären in gebräuchliche Datenformate (EDIFACT – „Electronic Data Interchange For Administration, Commerce and Transport“ / MSCONS – „Metered Service Consumption report message“) umzuwandeln. Das Energiedatenmanagement stellt die zentrale Datenverwaltung der Teilnehmer am Energiemarkt dar. Dabei müssen Prozesse wie Kundenprognose oder die standardisierten „Geschäftsprozesse zur Kundenbelieferung mit Elektrizität“ (GPKE) genauso angewendet werden, wie die im Verteilnetzbetrieb festgelegten „Marktregeln zur Bilanzkreisabrechnung Strom“ (MaBiS) [72].

Um die elektronische Übertragung der Messwerte zu schützen, hat das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) ein Schutzprofil entwickelt, welches die

Sicherheit der Daten gegenüber Dritten sicherstellen soll. Die Entwicklung geschah in Zusammenarbeit mit den Herstellerverbänden, das Profil selbst befindet sich z.Zt. in der Evaluierungsphase. Die aktuelle final draft version 01.01.01 teilt das Messsystem in drei verschiedene Bereiche ein. Das „Local Metrological Network“ (LMN) umfasst die verschiedenen Messeinrichtungen. Dabei handelt es sich um verschiedene Geräte, die mit einem Gateway als zentralem Element des Systems – ähnlich des MUC – verbunden sind. Das Gateway stellt die Daten den verschiedenen Man Machine Interfaces (MMI) zur Verfügung, welche das Home Area Network (HAN) bilden. Dieses Netz kann sowohl mobile Endgeräte als auch PCs oder Digitale Bilderrahmen umfassen und steht den Verbrauchern in ihrem Haus bzw. in ihrer Wohnung selbst zur Verfügung. Das hat den Vorteil, dass die Daten nicht notwendig das Wohnhaus verlassen müssen um den Endkunden zur Verfügung zu stehen – die Datenaufbereitung kann durch die Geräte selbst geschehen.

Die Kommunikation mit dem MDL zur Messwertübermittlung, aber auch zur Parametrierung des Messsystems geschieht über das Internet bzw. das World Area Network (WAN). Grundlegender Gedanke des Schutzprofils ist, neben der Sicherstellung der Verschlüsselung der Daten, die Errichtung eines sog. Sicherheitsmoduls, auf welchem kryptografische Schlüssel sowie sicherheitskritische Algorithmen hinterlegt sind. Zugriffe von extern auf das Gateway sind nicht möglich. Einzig der Administrator kann einen sog. Wake-up-call auslösen. Es handelt sich dabei um ein Signal, auf welches hin das Gateway die Kommunikation mit einer zuvor festgelegten Adresse aufnimmt, beispielsweise zur Parametrierung, Tarifübermittlung oder der Installation von Patches [51].

2.3.4 Mögliche Anwendungen der Technologie

Wie in Kapitel 2.3.3 angedeutet, stellen Smart Meter durch die zeitliche Auflösung des Verbrauchsverhaltens die Schlüsseltechnologie für Demand Side Management dar und ermöglichen somit die Flexibilisierung des privaten Verbrauchs durch monetäre Anreize. Diese Eigenschaft kann sowohl von Lieferanten, als auch netzbetriebsseitig genutzt werden. Der Zusammenhang wird in Bild 2.16 durch Darstellung der Informations- bzw. Signalflossrichtung verdeutlicht. Beiden Konzepten, Smart Grid als auch Smart Market ist gemein, dass das Messsystem zunächst die tatsächlichen Verbrauchswerte erfasst und diese dann entweder über den Datenkonzentrator (Data Concentrator – DC) oder auch direkt zum Verbindungspunkt senden. Dieser wird vom MDL verwaltet, welcher die Daten dann an Lieferant und Netzbetreiber zwecks Abrechnung weiterleitet. Der Letztverbraucher erhält die Möglichkeit, den Verbrauch zu kontrollieren, wobei die Visualisierung durch mobile Endgeräte wie Smartphones oder andere Geräte, wie die in der öffentlichen Wahrnehmung weithin bekannte „Stromampel“ – ein digitaler Bilderrahmen

mit farbig hinterlegter Tarif- bzw. Verbrauchsanzeige – ermöglicht werden. Eine weitere Möglichkeit ist es, den Verbrauch mit Hilfe von Websites zu visualisieren.

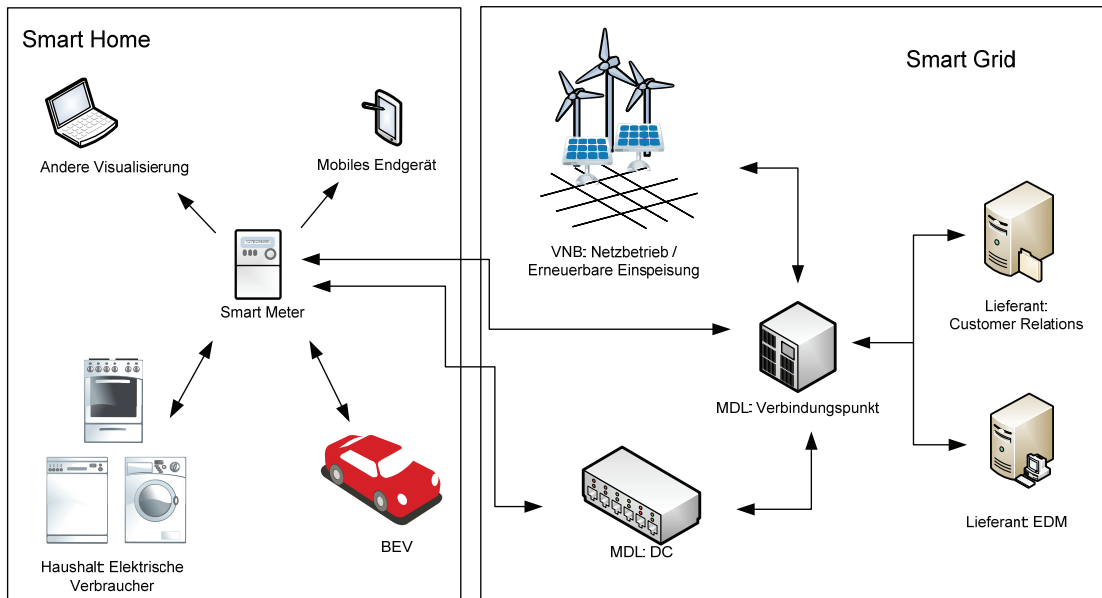


Bild 2.16: IKT-Schema: Smart Metering als Teil von Smart Grid [58]

Das kann zum einen durch den MUC selbst, aber auch durch einen Customer Relations Webservice des Lieferanten geschehen. Bild 2.17 zeigt eine mögliche Ausführung eines solchen Kundenportals. Das Hauptaugenmerk der Netzbetriebsführung ist es, die Nutzung Erneuerbarer Energien unter dem Gesichtspunkt optimaler Betriebsführung zu maximieren. Aus Sicht der VNB wären detaillierte Informationen am Hausanschluss, insbesondere in Gebieten mit hohem Anteil dezentraler Einspeiser, von Vorteil, um auf diese Weise Informationen über den Betriebszustand des Verteilernetzes erfassen zu können und die Spannungsqualität sicherzustellen [5]. Die Smart Metering Technologie wäre demnach ein zentraler Baustein beim Ausbau heutiger Verteilnetze zu Smart Grids [6]. Für die Überwachung der Spannungsqualität nach DIN EN 50160 wurden Lösungen entwickelt, die Smart Meter zur Fernüberwachung von Leistungsflüssen und Spannungsstabilität einsetzen. Nach Aussage von Entwicklern befände sich bei einem flächendeckenden Rollout von Smart Metering Messgeräte für Strom, Spannung und dementsprechend Wirk- und Blindleistung an jedem Hausanschluss. Da die Überwachung der einzelnen Geräte zu einem deutlich zu hohem Datenaufkommen führen würde, können die Daten bei der in [57] vorgestellten Methode mittels zuvor definierter Toleranzgrenzen durch den DC reduziert werden. Daten, die innerhalb der Grenzen liegen, würden dem VNB nicht gemeldet und nach definierter Speicherdauer

rollierend gelöscht. Wöchentlich würden Histogramme gebildet, die Aufschluss über die Netzsituation und dementsprechend die Netzauslegung entscheiden können.

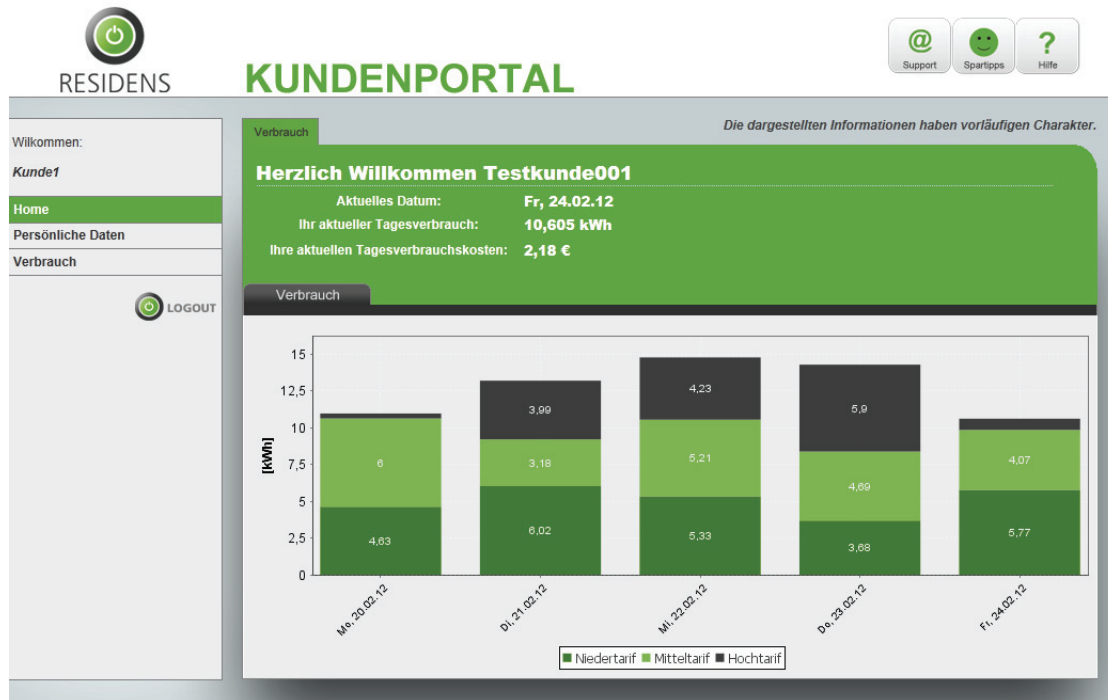


Bild 2.17: Beispieldarstellung: Kundenportal eines TOU-Angebots [33]

Ziel der Lieferanten ist die Optimierung von Beschaffung und Absatz der gehandelten Energiemengen. Dabei sollen die im Tagesverlauf auftretenden Preisspreizungen im Einkauf des Lieferanten an den Endkunden weitergegeben werden, was eine Abrechnung des tatsächlichen Nutzungsverhaltens notwendig macht. Während beide Seiten in einem solchen Szenario versuchen, private Haushalte mit monetären Anreizen dazu zu bewegen, ihren Verbrauch an externe Vorgaben anzupassen, geben digitale Zähler den Versorgern Aufschluss darüber, wann der Letztverbraucher Energie in welcher Menge verbraucht hat. Damit gilt Smart Metering als die Schlüsseltechnologie für DSM.

Das in Abschnitt 2.2.3 vorgestellte Least-Cost-Routing Verfahren würde an der Position des in Bild 2.16 dargestellten Smart Meters angreifen. Der Router müsste die Funktionen der Messeinrichtung einbinden und zusätzlich die Steuerung einzelner Geräte im Haushalt in Abhängigkeit der Kostensituation übernehmen. Entweder der Router verhandelt – ähnlich, wie in Bild 2.11 dargestellt – mit Hilfe der Verbrauchsverläufe der Geräte einen Preis, oder er entscheidet allein mit Hilfe einer festgelegten Preisschranke und der bekannten Arbeitsdauer der Geräte, wann diese ihre Arbeit aufnehmen sollen. In beiden Fällen muss sichergestellt sein, dass der Preis, auf den sich

beide Seiten geeinigt haben, solange konstant bleibt, bis der Arbeitsvorgang der Geräte abgeschlossen ist, da sonst das finanzielle Risiko unkalkulierbar würde.

Die Steuerung von Verbrauchern mittels Preisanreizen ergibt einen Closed Loop, in welchem auf einen Anreiz eine Aktion folgt und entsprechend monetär vergütet wird. Zur Erläuterung ist das System mit einem Teil der Elemente aus Bild 2.16 in Bild 2.18 dargestellt. Es bilden sich – in diesem Fall bei der Kommunikation mit dem privaten Letztverbraucher – zwei Informations- bzw. Signalkreisläufe aus. Zum einen werden im Beispiel große Lasten privater Anschlussnutzer (beispielsweise BEV oder thermische Speicher) durch die technische Ebene direkt gesteuert, was zu einer Reaktion der Verbraucher führt. Die Verbraucher können das Ladeverhalten des BEV visualisiert nachvollziehen und erhalten eine entsprechende Vergütung seitens des Netzbetreibers. Im zweiten Kreislauf erhalten die Letztverbraucher einen Anreiz – beispielsweise in Form eines variablen Tarifs – durch den Lieferanten und antworten durch eine Änderung ihres Verbrauchsverhaltens. Die Verbrauchswerte gelangen vom MDL (hier aus Gründen der Vereinfachung ebenfalls zur technischen Ebene gezählt) zum Lieferanten und sorgen dort für geschäftlichen Nutzen, wie etwa Vorteile bei der Beschaffung oder eine verstärkte Kundenbindung.

Dennoch ergibt sich aus den unterschiedlichen Interessen von Lieferanten und VNB ein Zielkonflikt, der insbesondere im liberalisierten Energiemarkt durch die verschiedenen Marktteilnehmer sowie deren getrennte Bilanzierung nur schwer aufzulösen ist. So verhalten sich Preisprognosen, welche für Lieferanten wichtig für eine risikoarme Beschaffung sind, anders als Lastprofile, die von VNBs zur Prognose elektrischer Verbraucher benutzt werden.

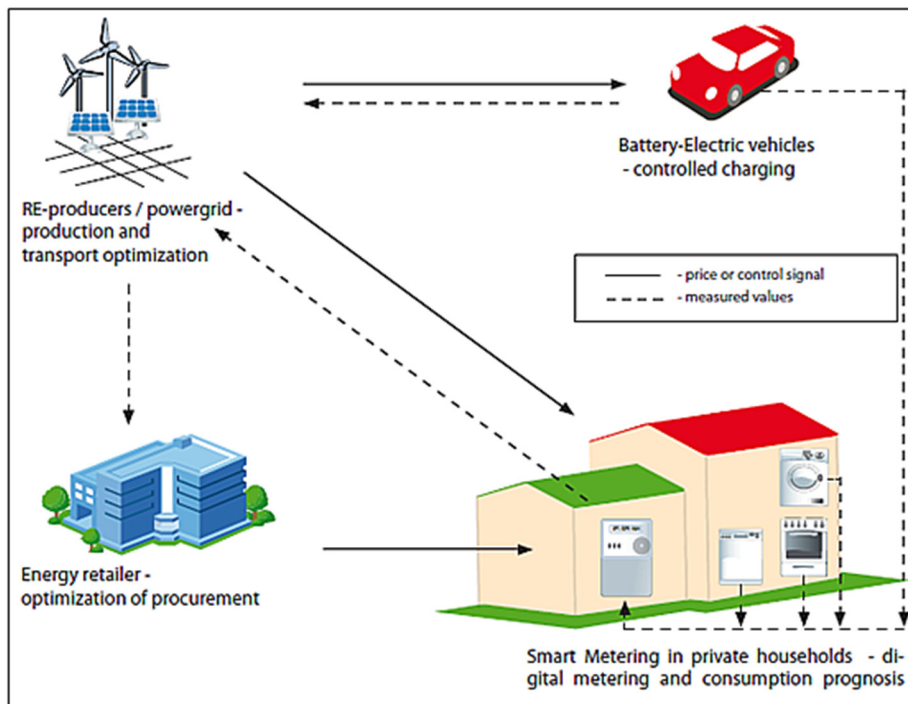


Bild 2.18: Darstellung der Closed Loop-Effekte [33]

2.3.5 Analyse von abgeschlossenen Studien und aktuellen Tarifangeboten

Ein intensiverer Blick auf die Entwicklungen im Lastmanagement deutet an, dass bis heute eine Vielzahl von Programmen auf diesem Gebiet in unterschiedlichen Ländern durchgeführt wurden. Studien zeigen, dass in den USA das Thema am intensivsten behandelt wurde; allein [73] berichtet, dass bis zum Jahr 2004 mehr als 70 Energieversorger in den USA variable Tarife entweder auf freiwilliger Basis oder sogar verpflichtend eingeführt haben. Daher kann eine Untersuchung dessen nur stichprobenartig erfolgen. Trotz einiger genannter Programme der USA liegt der Fokus auf Kontinental-Europa, da sich Europa und die USA hinsichtlich Technikakzeptanz grundlegend unterscheiden: so sind DSM-Programme in den USA aufgrund höherer Ausfallzeiten eher akzeptiert als in Deutschland, was deren Einführung dort deutlich erleichtert [74].

Die Ergebnisse dieser Untersuchung sind in Tabelle 2.8 aufgelistet. Die Versuche werden mit RTP für nur kurzfristig oder gar nicht verfügbare Preisprognose sowie TOU für mittel- bis langfristig verfügbare Preisprognosen kategorisiert.

Der erste ermittelte Pilotversuch fand 1987 mit 96 Teilnehmern beim Versorger Southern California Edison in Kalifornien statt. Da aufgrund der hohen Verbreitung von Klimatisierungstechnik der Lastverlauf in Kalifornien besonders temperaturabhängig

ist, erfolgte die Strompreisprognose für die Versuchsteilnehmer am Vortag (day-ahead), basierend auf der Temperaturprognose für den jeweiligen Tag [73]. In den 90er Jahren fanden dann vier grundlegende Versuche zum einen in Eckernförde (Eckernförder Tarif), in Rheine sowie im Saarland und in Freiburg (Freiburger Modellversuche) statt. Bei den Versuchen in Eckernförde und in Rheine kamen dynamische, im Saarland und in Freiburg statische zeitvariable Tarife zum Einsatz. Die erreichten Lastverlagerungen entsprachen zwischen 5 % in Eckernförde und 12 % in Freiburg [44], [75].

Im Vergleich der Projekte merkt [31] an, dass mit steigender Preisspreizung zwischen höchstem und niedrigstem Tarif die Menge der verlagerten Energie zunimmt, wobei die Ausstattung der teilnehmenden Haushalte mit Klimatisierungstechnik oder elektrischen Heizungen eine entscheidende Rolle spielt. Demnach können in heißen Klimazonen bessere Erfolge im Lastmanagement erzielt werden, als in kälteren. Eine weitere Steigerung kann mit Steuerungstechnik erfolgen, die den Gebrauch der technischen Geräte automatisiert. Insgesamt bewegen sich die Angaben zur erreichten Lastreduktion zwischen 4-51%. Häufungen treten zwischen 5 und 25% auf.

Tabelle 2.8: Zusammenstellung von DSM-Projekten ([31], [44], [73], [75], [76], [77], [78], [79], [80], [81], [82] und [83])

Name	Ort	Jahr	Industrie	privat	BEV	Anreiz	Förderung	Spitzenlast-reduktion	GDI
StAMI - Enel	Italien	2010-2011				k.A.	k.A.	k.A.	10
SHAPE - dezentrales Energiemanagementsystem (Wind to Home)	k.A.	2010-2012		x		DLC	k.A.	k.A.	10
Energy@Home-Enel	Italien	2009-2011				k.A.	k.A.	k.A.	4
RESIDENS	Deutschland - Ilmenau	2009-2012		x		TOU	Thüringer Landesregierung	4-30%	4
Smart Watts	Deutschland - Aachen	2008-heute		x	x		BMU/BMWT (e-energy)	k.A.	10
Modellstadt Mannheim - MVV Energie AG	Deutschland - Mannheim/Dresden	2008-heute		x		TOU/DLC	BMU/BMWT (e-energy)	k.A.	10
MeRegio	Deutschland - Baden-Württemberg	2008-heute		x	x	TOU/DLC	BMU/BMWT (e-energy)	k.A.	10
etelligence	Deutschland - Cuxhaven	2008-heute					BMU/BMWT (e-energy)	k.A.	7
E-DeMa	Deutschland	2008-heute		x	x	TOU/DLC	BMU/BMWT (e-energy)	7,70%	10
RegModHarz	Deutschland	2008-heute	x	x	x	TOU/DLC	BMU/BMWT (e-energy)	k.A.	10
ADDRESS - Enel	Italien	2008-2012		x		k.A.	EU-Projekt	k.A.	7
GAD-Project	Spanien	2007-2010		x		TOU/DLC	span. Wissenschaftsministerium	k.A.	10
Inovgrid	Portugal - Evora	2007-2013		x	x	k.A.	k.A.	k.A.	7
Storstad Smart Metering	Schweden	2006-2009		x		k.A.	k.A.	k.A.	4
Automated Demand Response System (ADRS)	USA	2005-2006				CPP	k.A.	27-51%	7
California Statewide Pricing Pilot	USA	2003-2004	x	x		TOU/ CPP	k.A.	4,2-27,2%	4
Efflocom - Buskerud Kraftnet	Norwegen	2002-2004				TOU/DLC /RTP	k.A.	7-35%	7
Efflocom - Skagerag Kraftnet	Norwegen	2002-2004					k.A.	8-28%	7
Efflocom - Norwegen II	Norwegen	2002-2004	k.A.	k.A.	k.A.	DLC	k.A.	15%	7
Telegstore - Enel	Italien	2001-2006				TOU	k.A.	k.A.	5
Niagara Mohawk Power Corporation	USA	1998-2003	x			RTP / Day Ahead	Untersuchung im Zuge der Marktöffnung	10%	4
Exelon	USA	1998-heute		x		RTP	k.A.	22%	5
Gulf Power	USA	1995-heute		x		CPP	k.A.	20%	5
Eckernförder Tarif	Deutschland - Eckernförde	1992-1996		x		RTP	Pilotversuch	5-6%	4
Freiburger Modellversuche	Deutschland - Freiburg	ca. 1990		x		TOU	Pilotversuch	12%	4
Tarifstudie Saarland	Deutschland - Saarland	ca. 1990		x		TOU	Pilotversuch	10%	4
Stadtwerte Rheine	Deutschland - Rheine	ca. 1990		x		RTP	Pilotversuch	13,40%	4
Southern California Edison	USA	1987		x		RTP	k.A.	k.A.	4

Die Durchführung der Versuche geschah sowohl in den USA als auch in Deutschland noch vor der jeweiligen Marktöffnung (1996 in den USA durch Order 888 der FERC bzw. 1998 in Deutschland durch das EnWG [49]). Flexible Tarife können anhand der vorliegenden Ergebnisse demnach nicht der Marktöffnung zugeschrieben werden. Auch wird deutlich, dass die Versuche zunächst verstärkt mit RTP-Abrechnungen begannen, dann aber verstärkt auf TOU und DLC setzen. Vor allem die späteren „e-energy“-Projekte in Deutschland setzen nicht nur auf die Abrechnung nach tatsächlicher Nutzungszeit, sondern installieren häufig DLC-Technik zur automatischen Steuerung elektrischer Verbrauchseinrichtungen im Haushalt [84]. Das macht deutlich, dass der Komfortverlust, der sowohl durch die kurzfristige Preisprognose beim RTP als auch durch den bewussten Umgang mit Strom entsteht, zunehmend in den Versuchen thematisiert wird.

Die Kategorisierung der Projekte in Tabelle 2.8 geschieht auf Grundlage der zur Verfügung stehenden Informationen. So geht aus einigen Quellen nicht dezidiert hervor, ob Schalthandlungen – beispielsweise bei DLC im Falle von Netzengpässen durch den Operator oder durch intelligente Regeltechnologie erfolgt, was zu Ungenauigkeiten in der Bestimmung des GDI führt.

Viele der getesteten Tarife wie z.B. die „e-energy“-Projekte in Deutschland sind bis heute nicht abgeschlossen und werden nach wie vor gefördert. Auch sind einige Tarife nach anfänglicher Testphase zur Marktreife weiterentwickelt worden – so z.B. die Varianten der Unternehmen Exelon und Gulf Power, die mindestens bis 2004 im Angebot waren [73].

Stellt man die o.g. DSM Projekte grafisch dar, so fällt auf, dass diesen nicht gleichmäßig verteilt sind. Aus Bild 2.19 geht hervor, dass etwa 90% der Projekte als Testinstallation klassifiziert sind. Nur Projekte, welche einen geringen Technologiegrad (GDI = 5) aufwiesen, wurden in die dauerhafte Installationsphase übernommen. Es bleibt abzuwarten, welche Projekte, die sich derzeit mit einem GDI von 10 im Test befinden, Marktreife erlangen.

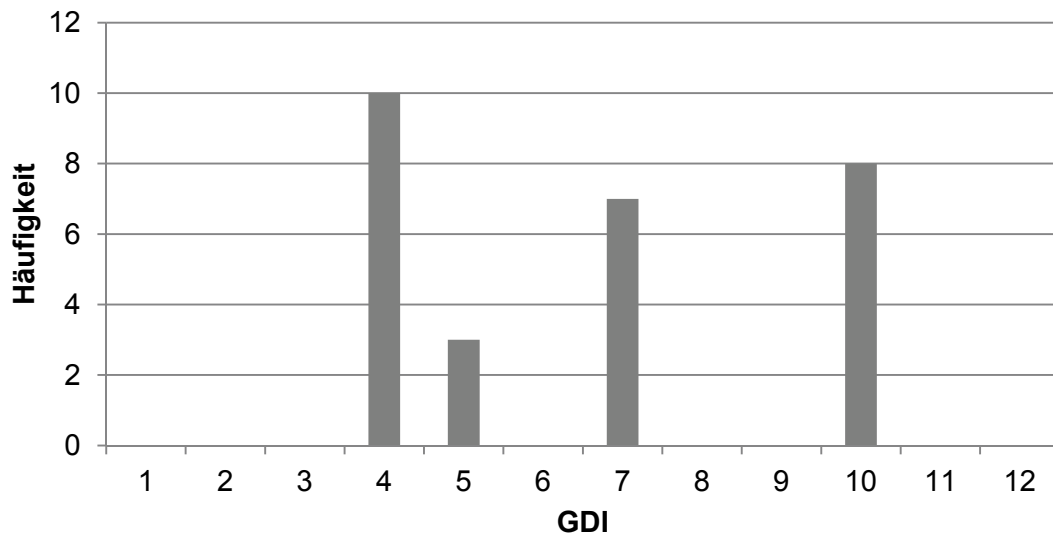


Bild 2.19: Überblick zu DSM-Forschungsprojekten anhand des GDI

Einen Überblick zu Stromprodukten in Deutschland aus dem Jahr 2011, die im Zusammenhang mit Smart Metering stehen, muss separat ausgeführt werden, da nicht nachgewiesen werden kann, dass die Produkte auf Verbesserungen in der Netzbetriebsführung zielen. Vielmehr scheinen Kundenbindung und Exklusivität der Produkte im Vordergrund zu stehen.

Beispielsweise kommt [70] zu dem Ergebnis, dass ein Großteil der insgesamt 70 analysierten Produkte private Letztverbraucher als Zielgruppe hat (insgesamt 60), nur wenige zielen auf Gewerbekunden (insgesamt 6). Das häufigste Feedbacksystem, mit welchem die Endkunden ihre Verbrauchsdaten einsehen können, ist demnach ein Internetportal (32), aber auch Displays (6) oder Smartphone-Applications (5) sowie PC-Software (5) können je nach Angebot benutzt werden. Die Studie definiert Smart Meter als elektronischen Zähler, der neben der Erfüllung der gesetzlichen Vorschriften die Möglichkeit bietet, weitere Module zur Fernabschaltung oder Laststeuerung zu integrieren. Auf diese Produkte sind 41 Tarife angepasst, weitere Tarife werden mit EDL40- (4), EDL21-(10) oder auch konventionellen 2-Tarifzählern (7) angeboten. Etwas gleichmäßiger ist die Verteilung der verwendeten Kommunikationstechnologien: die meisten Tarife erfordern eine GPRS-Verbindung (29), während weitere die Datenkommunikation via DSL (9) oder PLC (7) sicherstellen. Auch Zähler, die gar keine Kommunikationsanbindung erfordern (13), werden verwendet.

Im Ergebnis zeigt sich, dass die Tarifprodukte den Kunden hauptsächlich verbesserte Informationen über ihr Verbrauchsverhalten zukommen lassen. Grundlegende Lastverschiebungen scheinen nicht im Vordergrund zu stehen, da sonst beispielsweise

Zähler, welche die Verbrauchsdaten nicht unmittelbar an den Lieferanten oder Netzbetreiber kommunizieren wirkungslos wären.

2.4 Zwischenfazit und Ergebnisdiskussion

Um den Stand der Forschung für das Thema DSM zu überblicken, bedarf es zunächst einer Analyse der marktwirtschaftlichen als auch der technischen Situation. Dabei fällt ins Gewicht, dass der deutsche Energiemarkt entflochten ist. Das bedeutet, Energieproduktion, Netzführung sowie der Handel mit elektrischer Energie müssen von verschiedenen Unternehmen ausgeführt werden.

Die Nachfrage privater Verbraucher nach elektrischer Energie gestaltet sich wenig elastisch. Da die Kosten für Elektrizität von privaten Verbrauchern als fix empfunden werden, gestaltet sich die Nachfrage unabhängig von Einflussfaktoren wie Zeit oder Preis. Verschärfend wirkt dabei, dass es aufgrund der derzeitigen Bilanzierungsverfahren für Lieferanten wenig Motivation gibt, variable Tarife anzubieten.

Um das Verbrauchsverhalten privater Letztverbraucher im Sinne der Netzbetriebsführung oder der Energiebeschaffung zu beeinflussen, können Methoden des direkten oder indirekten Lastmanagements angewendet werden. Das Portfolio umfasst sowohl Rahmenverträge, welche DLC erlauben, als auch variable Tarife, deren Berechnungsgrundlage beispielsweise die Zeit oder die bezogene Last darstellen. Ziel dieser Maßnahmen ist die Größe DR, als Abweichung des Verbrauchers von seinem gewohnten Verhalten.

Die geringe Verbreitung von DSM-Maßnahmen und der dazu notwendigen Kommunikationsschnittstelle Smart Metering kann auf bisher fehlende, regulatorische Rahmenbedingungen besonders beim Thema Datenschutz als auch negativer Presse zurückgeführt werden. Auch Schwierigkeiten im Bilanzierungsprozess spielen eine Rolle.

Bei der Erfassung der technischen Ausbaustufe eines Elektroenergienetzes stellt die in dieser Arbeit entwickelte Netzentwicklungskennzahl (GDI) eine signifikante Orientierung dar. Sie unterteilt die Entwicklung eines Energienetzes eineindeutig von einer passiven Anzahl einzelner Punkt-zu-Punkt Verbindungen hin zum durchgehend automatisierten Smart Grid in mehrere Stufen und deren Ausbaugrad. Die Kommunikation eines solchen – im Sinne seiner Anpassungsfähigkeit auf fluktuierende Einspeisung „intelligenten“ – Netzes kann sowohl durch firmeneigene, als auch durch öffentliche Kommunikationsinfrastruktur sichergestellt werden.

Ein wichtiger Baustein zur Durchführung der Verbrauchsabrechnung und der Preisinformation stellt die Smart Metering-Technologie dar. Sie ist eine Erweiterung der ZFA um grafische Informationssysteme und zielt insbesondere auf Privatanwender.

Sie schließt einen Regelkreis (Closed Loop) zum Privatverbraucher, mit dessen Hilfe es gelingen soll, dessen Verbrauchsverhalten nach externen Vorgaben (Betriebsmittelelastung des versorgenden Netzes oder Energiepreis) zu beeinflussen.

Ein Überblick über Studien und Forschungsprojekte, die zum Thema Lastmanagement durchgeführt wurden, offenbart, dass bereits ein vielfältiges Angebot an theoretischen Überlegungen und praktischen Versuchen vorherrscht. Dennoch sind die Versuche lediglich mit Hilfe der Netzentwicklungskennzahl anhand der verfügbaren Informationen zu vergleichen. Entscheidende Kriterien, wie die Zielsetzung des Versuchs, kultureller Hintergrund der Teilnehmer, eingesetzte Technik oder die angewendete Methode sind verschieden. Aktuelle Angebote haben nach vorliegenden Informationen einen reinen Marketing-Hintergrund und können daher keine Erkenntnisse liefern, welche systemtechnisch genutzt werden könnten.

Eine Studie zum Lastmanagement in ländlichen Verteilernetzen, welche durch fluktuierende Einspeisung stärker betroffen sind, als vergleichbare Netze in Großstädten, fehlt in den untersuchten Studien und Angeboten. Es liegt daher nahe, dies näher zu untersuchen, da suburbane Versorgungsstrukturen aufgrund dessen für Lastmanagement besonders interessant sind.

3 Feldversuch

Verschiedene Arbeiten befassen sich mit der Frage, über welches DSM-Potential private Haushalte verfügen. Ebenso entstehen mathematische Modelle, die theoretische Aussagen darüber liefern, wie das Verbrauchsverhalten unbeeinflusst aussieht und wie Letztverbraucher sich verhalten müssten, um optimal in das Versorgungskonzept eines Anbieters (unabhängig davon, ob Lieferant oder VNB) zu passen. Diesbezüglich entwickelt [85] eine DSM-Ablaufplanung, welche das Vorhandensein von zwei verschiebbaren Lasten, einer Grundlast und einem Speicher, voraussetzen. Auch [37] klassifiziert elektrische Verbraucher im Haushalt und deren Verbrauchseigenschaften und stellt eine Methode zur optimierten Einsatzkoordination der Geräte vor.

3.1 Vorgehensmodell

Bei der Beantwortung der Frage, ob sich Privatverbraucher als Freiheitsgrad in der Netzbetriebsführung eignen, müssen zunächst die Anforderungen definiert werden, auf deren Grundlage entschieden wird. Dabei wird auf die in [86] aufgestellten Anforderungen an ein Energienetzwerk zurückgegriffen, die in ähnlicher Art und Weise auch für die in der Betriebsführung verwendeten Geräte bzw. Methoden gelten müssen. Zunächst muss aus heutiger Sicht ein Mindestmaß an Flexibilität gesichert sein. Das bedeutet, die involvierten Letztverbraucher müssen in der Lage sein, ihren Stromverbrauch an wechselnde Angebotsverhältnisse im Zuge Erneuerbarer Erzeugung anzupassen. Weiterhin müssen Zuverlässigkeit und Nachhaltigkeit der verwendeten Methoden dahingehend gesichert werden, dass definierte Impulse (beispielsweise Tarifsignale) zu berechenbaren Reaktionen führen. Auch darf zum Erreichen der Ziele kein zusätzlicher Rohstoff- oder Energieverbrauch notwendig sein. Zudem muss die Wirtschaftlichkeit der Maßnahmen überprüft werden: die Methode sollte finanziell tragfähig sein. Das bedeutet, eine Amortisierung der finanziellen Mittel wird innerhalb der vorgesehenen Zeit (15 Jahre bei Mess-, Regel- und Steuerungsanlagen [87]) und stattfinden. Die Barrierefreiheit für den Netzzugang kann als notwendige Bedingung für eine gleichberechtigte Marktteilnahme aller Einspeiser jedoch bei der Betrachtung von DSM außer Acht gelassen werden, da sich die Systemführung im Falle einer Anwendung an der an neuralgischen Punkten auftretenden Jahreshöchstlast orientieren würde.

Um das Selbstbestimmungsrecht privater Verbraucher zu wahren und deren Datenschutzanforderungen zu erfüllen, wird der Anschlusspunkt eines privaten Letztverbrauchers im Feldversuch als Black Box betrachtet. Technische Ziele des Versuchs sind realistische Aussagen zur Anpassung privater Letztverbraucher an die Vorgaben eines zeitflexiblen Tarifs im Sinne eines Closed Loops. Somit wird die Grundlage für die Integration privater Verbraucher in die Netzbetriebsführung unter Berücksichtigung ihrer Anpassungsmöglichkeiten geschaffen.

In den Jahren 2010 bis 2012 wurde ein TOU-Tarifmodell unter freiwilligen Teilnehmern im Privatkundenumfeld eines lokalen Energieversorgers einer deutschen Kleinstadt (Definition nach [88]: Einwohnerzahl weniger als 50.000, peripher bzw. suburban gelegen) erprobt. Die Störanfälligkeit eines solchen Gebiets ist bei stark fluktuierender Einspeisung größer als in Verteilernetzen von Großstädten aufgrund der deutlich geringeren Flächenlast. Dieser Umstand macht ländliche Gebiete für Lastmanagement besonders interessant.

Ein weiterer technischer Fokus des Versuchs lag auf der Datenkommunikation abrechnungsrelevanter Infrastruktur über öffentliche Kommunikationsnetze. Während Versuche, wie die in Abschnitt 2.3.5 vorgestellten „e-energy“-Projekte [84] die ausgebaute Kommunikationsinfrastruktur mehrerer deutscher Großstädte nutzen können, ist die Netzabdeckung im Kommunikationsbereich in ländlichen Gegenden teilweise bis heute lückenhaft. Es stellte sich die Frage, ob abrechnungsrelevante Daten rechtzeitig ihre vorgesehenen Empfänger erreichen und ob somit die öffentlichen Kommunikationsnetze möglicherweise Grundlage für den Ausbau eines Energienetzes sein können.

Der Feldversuch fand in zwischen 2009 und 2012 statt. Die zeitliche Gliederung ist in Bild 11.1 (siehe Anhang) dargestellt.

Der Planungsbeginn erfolgte im November 2009. Darin enthalten waren Entscheidungen bezüglich der technischen Strategie sowie hinsichtlich der Teilnehmerakquise. Um Erfahrungen mit unterschiedlichen Kommunikationssystemen zu machen und um gleichzeitig unabhängiger von technischen Schwierigkeiten zu werden, wurden zwei unterschiedliche Systeme beschafft, deren Funktionen nachfolgend erläutert werden.

Die Teilnehmerakquise begann im Februar 2010 mit einem Anschreiben des teilnehmenden, lokalen Energieversorgers in welchem dessen private Endkunden eingeladen wurden, sich zur Teilnahme an dem Feldversuch über ein Online-Portal zu bewerben. Aufgrund von Verzögerungen sowohl bei der Angebotserstellung verschiedener Firmen sowie insbesondere beim Lieferprozess der MUC-Technologie konnte die im Februar 2010 begonnene Beschaffung erst zur Jahresmitte 2010 vollständig abgeschlossen werden. Die Installation erfolgte abschnittsweise und orientierte sich an der Verteilung der Freiwilligen im Stadtgebiet. Während in den Versorgungsabschnitten mit den höchsten Anzahlen an Freiwilligen die PLC-Technologie zum Einsatz kam, wurde der Verbrauch der restlichen Teilnehmer mit GPRS-Zähltechnologie gemessen. Zunächst wurde ein Testbetrieb ermöglicht, dessen Ergebnisse die Grundlage für umfangreiche Entstörmaßnahmen bildeten. So wurde beispielsweise sichergestellt, dass alle PLC-Zähler auf gleicher Phase kommunizieren und dass genügend Repeatergeräte im Netz vorhanden sind. Eine umfassende Verbrauchsdatenaufzeichnung konnte erstmals im November 2010 erfolgen. Die Datenaufzeichnung endete mit der Ab-

schaltung der Infrastruktur im Mai 2012. Die zur Untersuchung der Anpassungsfähigkeit der Verbraucher wünschenswerten, monatlichen oder auch wöchentlichen Wechsel der Tarifstufenanordnung konnten aus technischen und organisatorischen Gründen nicht erfolgen.

3.2 Eingesetzte Technologie

Um die anfallenden Verbrauchswerte zu erfassen, wurden 213 Smart Meter in die Messpunkte der Verbraucher eingesetzt. Die Hälfte der Geräte funktioniert auf Basis von PLC, die andere Hälfte via GPRS-Technologie. Im selben Zeitraum wurde die Last einer Ortsnetzstation, welche ausschließlich eine Anzahl privater Haushalte mit Strom versorgt, gemessen um Referenzwerte zu gewinnen.

114 Zähler mit PLC-Technologie und 99 Zähler, deren Kommunikation auf Basis der MUC-Technologie basiert, wurden beschafft und installiert. Im beschriebenen Feldversuch wurden lediglich die Daten des Stromzählers mit Hilfe des MUCs versendet. Der Einsatz der verschiedenen Kommunikationsarten erfolgte aufgrund Überlegungen zur Risikominimierung und um Erfahrungen mit den jeweiligen Übertragungstechnologien zu sammeln. Als Risiken wurden Lieferverzug und Probleme bei der Inbetriebnahme der Zähler sowie der zugehörigen Infrastruktur angesehen.

Messwerterfassung durch das PLC-System

Der beschriebene Zähler wird in zwei Bautypen zur Energiezählung im einphasigen bzw. dreiphasigen Niederspannungsnetz eingesetzt und liefert Messwerte innerhalb der 4 Quadranten. Die Kommunikation mit dem DC findet als Pull-Betrieb mittels PLC statt. Da die Reichweite dieser Art der Kommunikation begrenzt ist, besitzen die Zähler eine Repeater-Funktion, die sicherstellt, dass auch Zähler in Netzabschnitten erreicht werden, die weiter vom DC in der ONS entfernt sind. Dabei erkennen die installierten Geräte die in unmittelbarer Nähe eingesetzten Geräte gleicher Bauart und verstärken die gesendeten Signale gegenseitig, was wiederum dazu führt, dass Messdaten von Zählern aus den entfernten Abschnitten unter Umständen von mehreren anderen Zählern verstärkt werden. Die Weiterleitung bzw. das „Springen“ des Signals von Zähler zu Zähler wird als „Hop“ bezeichnet und kann durch den DC erfasst und nachvollzogen werden. Die Zähler zeichnen sich durch Zusatzfunktionen wie die Zählung in sechs geeichte Register, Manipulationserkennung sowie die mögliche Fernabschaltung (z.B. im Falle eines Zahlungsausfalls) aus. Der Aufbau der PLC-Kommunikations-Infrastruktur war analog zu Bild 2.15.

Die Datenakkumulation findet sowohl in der Messstelle des Verbrauchers durch den Zähler, sowie in der ONS durch den Datenkonzentrator (Data Concentrator – DC) statt. Für die PLC-Kommunikation nutzen die Zähler die Schmalbandübertragung

DLC (Distribution Line Carrier) im CENELEC A Band (ca. 96 kHz). Der DC besitzt eine Masterfunktion für bis zu 1000 Zählgeräte und ist für die Registrierung, Synchronisation und Datenabfrage der im Netzabschnitt befindlichen Geräte zuständig. Ein Netzabschnitt ist im Falle eines sternförmig betriebenen NS-Ringnetzes die Kabel- bzw. Freileitungsstrecke zwischen der ONS und der Trennstelle. Die DCs wurden im Feldversuch mit GPRS-Modems ausgestattet, um die gesammelten Daten von der ONS via GPRS der Serverinfrastruktur zu übermitteln. Die Daten werden via Internet an einen Fernwirkkopf gesendet, welcher die Daten dem Transaktionsserver zur Verfügung stellt. Da es sich um einen Pull-Betrieb (Betriebsart, bei der Informationen auf Anforderung einer höheren Hierarchieebene dieser zur Verfügung gestellt werden) handelt, hat der Transaktionsserver die Aufgabe, die Abfrageaufträge zu verwalten und an den Datenkonzentrator weiterzuleiten. Der Transaktionsserver leitet die Daten schließlich ins EDM, welches im kommerziellen Fall entweder beim Messdienstleister (MDL) oder beim Verteilnetzbetreiber installiert ist. Die Kommunikation erfolgt via SQL (Structured Query Language) bzw. XML (Extensible Markup Language), die Applikationen arbeiten zur Erhöhung der Datensicherheit in einer Demilitarisierten Zone (DMZ) [72].

Probleme im Betrieb der Zähler entstehen, wenn eine flächendeckende Installation insbesondere in Strahlnetzen nicht gewährleistet werden kann. In solchen Fällen sind Kommunikationsschwierigkeiten wahrscheinlich, da die Geräte auf die gegenseitig wirkende Repeaterfunktion angewiesen sind. Im Falle des Feldversuchs war es notwendig, zusätzliche Repeatergeräte ins Netz einzubringen und Schalthandlungen vorzunehmen, um so die Kommunikation der Geräte auf gleicher Phase zu sichern. Sobald in einem Strahlnetz verbaut, stellen die DCs ebenfalls einen Engpass dar: sollte es zum temporären Ausfall des Geräts kommen, ist innerhalb der Ausfallzeit keiner der im Strang installierten Zähler erreichbar [72].

Messwerterfassung durch das GPRS-System

Bei den restlichen eingesetzten Zählern handelte es sich um eine Kombination aus Stromzähler und MUC. Der Zähler arbeitet im Einquadranten-Betrieb, Zusatzfunktionen wie Fernabschaltung besitzt das Gerät nicht. Die Kommunikationshierarchie der GPRS-Geräte ist in Bild 3.1 dargestellt.

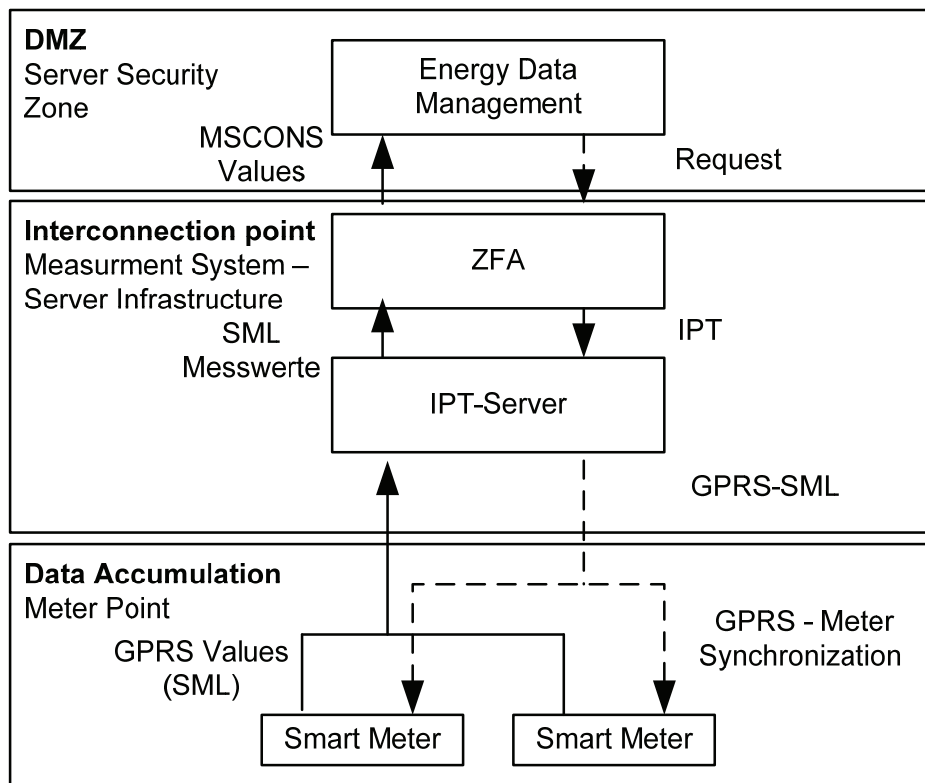


Bild 3.1: Hierarchie der NZR-Kommunikationsinfrastruktur [72]

Der MUC dient als Kommunikationsschnittstelle für diverse Zählgeräte im Haushalt selbst. Angeschlossen werden können Strom-, Gas-, Wasser- und Wärmezähler mit Hilfe des unterstützten Meter-Bus-Protokolls (M-Bus). Die Anbindung erfolgt kabelgebunden mit Hilfe einer seriellen Zweidrahtleitung oder kabellos mit Hilfe von Wireless M-Bus. Der MUC im Feldversuch war als Hutaufsatzgehäuse konstruiert und liest die anfallenden Messwerte in Form von optischen Impulsen aus. Das Gerät ist in der Lage, mit Hilfe einer Ethernet-Schnittstelle und einer von einem DHCP-Server (Dynamic Host Configuration Protokoll (DHCP): ermöglicht die Einbindung eines Geräts in ein bestehendes Netzwerk durch automatische Bereitstellung einer IP-Adresse) zugewiesenen IP-Adresse die Messwerte in Form einer Website darzustellen. Es wird deutlich, dass durch die direkte Kommunikation der Zähler mit dem IPT-Server die Ebene der Datenakkumulation in der ONS entfällt. Die Geräte arbeiten im Push-Betrieb (Push-Betrieb – Zähler (bzw. Klienten) übermitteln die Daten selbständig an die nächst-höhere Hierarchieebene). Das bedeutet, sie halten eine ständige Verbindung via GPRS zum IPT-Server aufrecht und übermitteln die Daten selbständig ohne Anfrage des Servers. Die Software zur Zählerfernauslesung exportiert die Daten im MSCONS-Format in das jeweilige EDM [72].

Im Betrieb erwiesen sich die Zähler mit entsprechend dimensionierter Sendeantenne als zuverlässig. Eine gesicherte Netzabdeckung ist ebenfalls für einen störungsfreien Betrieb erforderlich [72].

3.3 Kundensegmentierung und -tarifizierung

Die in [89] für den Feldversuch durchgeführte, sozialwissenschaftliche Studie hat zwei Ziele: Zuerst wurde eine Marktsegmentierung durchgeführt, die das Teilnehmerfeld in verschiedene Kundegruppen unterteilt. Zweitens wurde untersucht, wie Verbraucher auf technologische Veränderungen im Strommarkt reagieren und wie diese Veränderungen angenommen werden. Innerhalb der zweijährigen Feldstudie erfolgten drei Befragungen. Die erste Umfrage wurde unmittelbar am Anfang des Feldtests durchgeführt, mit dem Ziel, das Teilnehmerfeld in Nutzergruppen aufzuteilen. Um eine Nutzertypologie zu definieren wurden die Teilnehmer zu ihrem Verbrauchsverhalten, ihrer Einstellung gegenüber Energieverbrauch sowie neuen Technologien befragt. Auch andere Persönlichkeitsmerkmale wie Wertorientierung oder Freizeitaktivitäten spielten eine Rolle. Die o.g. Variablen wurden genutzt, um die Grundgesamtheit in verschiedene Lebensführungstypen einzuteilen. Als Grundgesamtheit wurde hierbei die Gesamtsumme aller Feldtestteilnehmer gesehen. Die Resultate ergaben, dass sich das Teilnehmerfeld in drei Kategorien unterteilen lässt:

- Die *Gesellschaftlich Engagierten (GE)* sind die Innovatoren des Teilnehmerfelds sind die ersten, die in neue Technologien vertrauen und zeigen großes Interesse, diese zu benutzen.
- Den *Sparsamen Umweltschützern (SU)* ist es wichtig, Geld und Energie zu sparen. Sie sehen ihr Leben als einfach und unspektakulär und sind gut informiert über ökologische Themen.
- *Erlebnisorientierte Individualisten (EI)* halten sich nicht für besonders umweltbewusst.

Durchschnittlich lebten 2,5 Personen in jedem Haushalt, der Durchschnitt der Lebensstiltypen verteilte sich gleichmäßig über jeden Haushalt. Die Grundgesamtheit des Feldversuchs spiegelte weder die Bevölkerungsstruktur einer deutschen Kleinstadt noch Gesamtdeutschlands wider, da sie zu viele Innovatoren und hochgebildete Teilnehmer beinhaltet.

Bei dem verwendeten Tarif, eine Entwicklung des lokalen Energieversorgers, handelte es sich um einen dreistufigen, zeitflexiblen Tarif mit einer Preisspreizung von ca. 30% zwischen HT und NT. Die Auswahl von drei Stufen entsprach den Anforderungen an das Tarifmodell hinsichtlich Einfachheit/Verständlichkeit und Weiterentwicklung zu bestehenden HT/NT-Modellen am besten. Eine Website wurde entwickelt, welche den

personalisierten Verbrauch für die einzelnen Verbraucher nach individueller Anmeldung darstellt. Der Tarif ist in Bild 3.2 dargestellt.

Es wird deutlich, dass sich der Tarif an der Nachfrage elektrischer Energie in Deutschland orientiert. Während in der Nacht der Verbrauch deutschlandweit eher gering und damit preisgünstig zu beschaffen ist, steigt er um 07:00 Uhr an, und findet sein Maximum in der Zeit zwischen 10:00 - 14:00 Uhr. Nachmittags sinkt der Verbrauch bis schließlich gegen 22:00 Uhr die Grundlast wieder erreicht wird. Freitags setzt der Niedertarif deutlich früher als an den anderen Wochentagen ein. Diese Maßnahme dient der Kundenbindung und soll Verbraucher animieren, bestimmte im Haushalt anfallende Verbrauchsprozesse wie beispielsweise Staubsaugen in dieses Zeitfenster zu verschieben.

von	bis	Mo	Di	Mi	Do	Fr	Sa	So
00:00	01:00	Niedertarif						
01:00	02:00							
02:00	03:00							
03:00	04:00							
04:00	05:00							
05:00	06:00							
06:00	07:00							
07:00	08:00	Mitteltarif						
08:00	09:00							
09:00	10:00							
10:00	11:00	Hochtarif						
11:00	12:00							
12:00	13:00							
13:00	14:00							
14:00	15:00	Mitteltarif						
15:00	16:00							
16:00	17:00							
17:00	18:00							
18:00	19:00							
19:00	20:00							
20:00	21:00							
21:00	22:00	Niedertarif						
22:00	23:00							
23:00	00:00							

Bild 3.2: Darstellung des im Feldversuch verwendeten, zeitflexiblen Tarifs

3.4 Messwertakquise und Datenaufbereitung

Die Auslesung und Bereitstellung der Messwerte erfolgte im Zeitraum zwischen Nov. 2010 bis Jan. 2012. Die Auflösung des durch die oben beschriebene Methode gewonnenen Datensatzes beträgt in Anlehnung an die rLM 15 min, die Einheit der Verbrauchsmengen E entspricht Kilowattstunden (kWh).

Einen Überblick über die nachfolgend im Einzelnen beschriebene Methodik und den Ablauf der Messdatenanalyse bietet Bild 3.3.

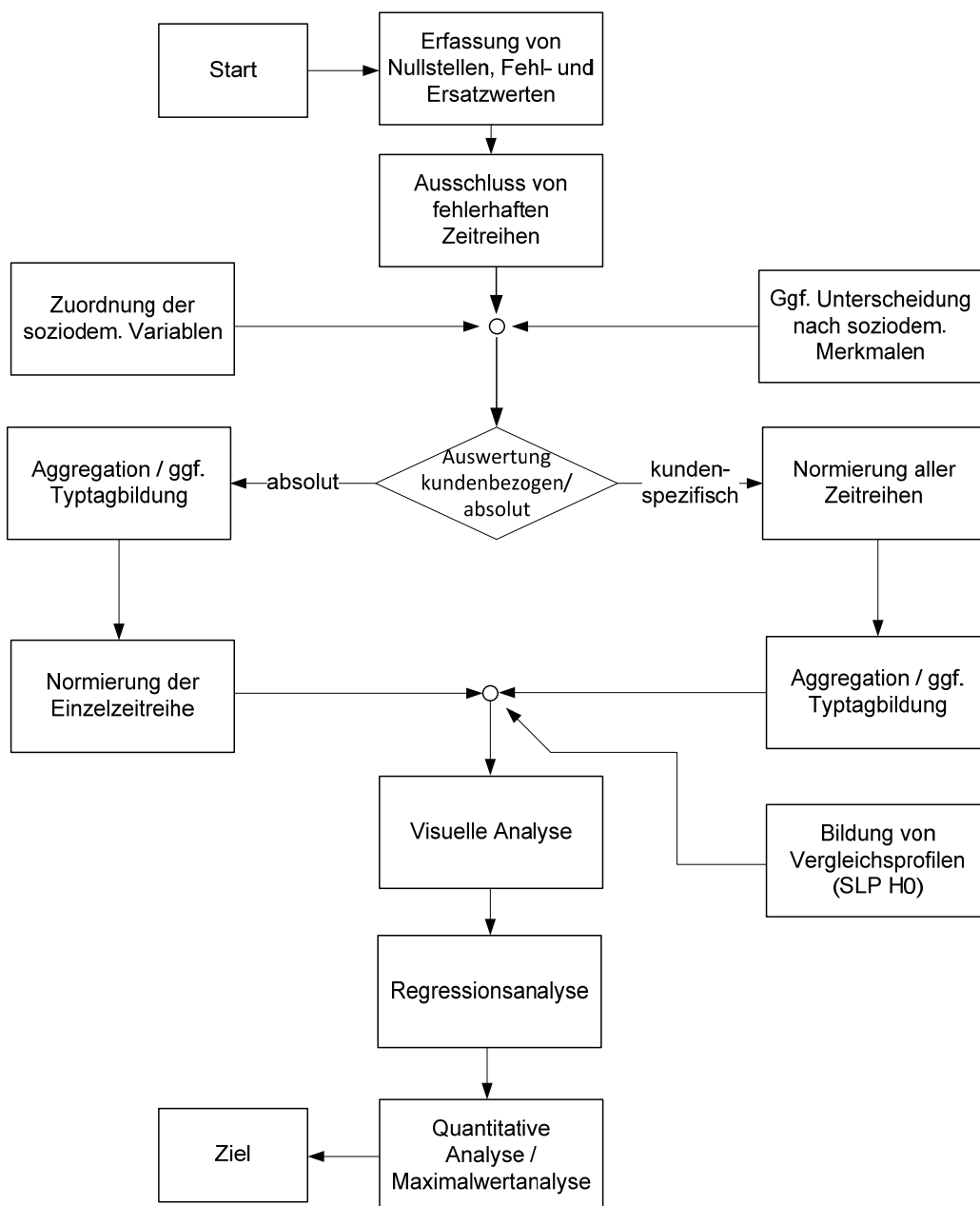


Bild 3.3: Methodik der Datenanalyse

Im o.g. Zeitraum wurden von $i_{ges} = 213$ Teilnehmern $N = 43.872$ Messwerte aufgenommen. Die Verbrauchsmenge E_i eines Teilnehmers i berechnet sich aus den gemessenen Viertelstundenarbeitswerten e :

$$E_i = e_{i,1} + e_{i,2} + \dots + e_{i,n} = \sum_{n=1}^N e_{i,n} \quad (3.1)$$

Die gesamte, durch das Sample verbrauchte Energiemenge E_{ges} berechnet sich aus der Summe der Einzelverbräuche im Zeitraum von Nov. 2010 bis Januar 2012.

$$E_{ges} = \sum_{i=1}^{213} E_i \quad (3.2)$$

Durch Kommunikationsstörungen innerhalb der Messinfrastruktur sowie durch teilweisen Stillstand dieser traten Fehlwerte auf, die innerhalb der Messreihen als solche gekennzeichnet wurden. Um die Abrechnung der Letztverbraucher durchführen zu können, wurden die Fehlwerte durch Ersatzwerte ersetzt, die mit Hilfe des SLP H0 errechnet und zur Jahresabrechnung eingefügt wurden.

In der angewandten Form der Ersatzwertberechnung wird der Jahresverbrauch des letzten Jahres mit durchgängig starrer Tarifierung mit den durch das Haushaltslastprofil H0 festgelegten Gewichtungsfaktoren $v_{SLP,i}$ multipliziert. Für eine komplett aus Ersatzwerten bestehende Zeitreihe gilt:

$$E_i = E_{i_fix} \cdot v_{SLP,1} + E_{i_fix} \cdot v_{SLP,2} + \dots + E_{i_fix} \cdot v_{SLP,n} \quad (3.3)$$

Um die Genauigkeit der Analyse zu gewährleisten, wurden solche Lastgänge, die mehr als 400 Ersatzwerte aufwiesen von den darauffolgenden Analyseprozessen ausgeschlossen. Diese Anzahl an Werten entspricht ca. 1% der Gesamtanzahl an gemessenen Werten.

Die Lastgänge wurden ebenfalls auf Nullwerte untersucht. Da aufgrund technischer Schwierigkeiten mit der Infrastruktur letztlich nicht schlüssig geklärt werden konnte, ob es sich bei den Nullwerten um korrekte Messwerte (wie von der Technik angezeigt) handelte oder ob ein technischer Fehler vorlag, wurden die Messreihen, die mehr als 400 Nullwerte enthielten, ebenfalls von den nachfolgenden Analyseprozessen ausgeschlossen. Aufgrund der zum Einbau der Zähler notwendigen Zeit und um das Projekt so schnell wie möglich starten zu können, wurde die Tarifabrechnung in

mehreren Etappen gestartet, was als weitere Fehlerquelle gewertet werden muss. Mit dem Ziel, Aggregations- bzw. Analysefunktionen zu vereinfachen wurde eine Matrix mit allen aufgenommenen Lastgängen erstellt, in welche die Messwerte zeitlich eingeordnet wurden. Anschliessend erfolgte die Zuordnung der soziodemografischen Variablen, wie Anzahl der Personen im Haushalt, Berufstätigkeit, Wohnverhältnis etc., welche diversen Umfragen im Zusammenhang mit dem Projekt aufgenommen wurden.

Um eine Vergleichbarkeit zwischen der Vorgabe SLP H0, der Vergleichswerte als auch der bei den Teilnehmern gemessenen Werte zu ermöglichen, erfolgt eine Verdichtung der Daten sowie eine Normierung der Zeitreihen. Die Verdichtung durch Aggregation vereinfacht anschließende Vergleichsanalysen erheblich. Zum Vergleich der Verbrauchsentwicklung im untersuchten Zeitraum werden die einzelnen Wochentage eines Monats zusammengefasst und jeweils ein resultierender Lastgang für jeden Wochentag eines Monats gebildet (Typtagbildung). Weiterhin wird die Arbeit der jeweiligen Zeitreihen normalisiert um eine Vergleichbarkeit zwischen Teilnehmerwerten, Vergleichswerten und dem dimensionslosen SLP herzustellen. Dazu werden einzelnen Viertelstundenarbeitswerte e_n durch die Summe aller N Viertelstundenarbeitswerte geteilt:

$$v_n^{norm} = \frac{e_n}{\sum_{n=1}^N e_n} \quad (3.4)$$

Die Gesamtsumme der normierten v_n ergibt sich zu eins, was zur Folge hat, dass die Zeitreihen der Teilnehmer als auch die aufgenommene Vergleichszeitreihe sich im Hinblick auf sowohl Verbrauchsanstiege als auch Verbrauchsabsenkungen besser vergleichen lassen.

Im vorliegenden Fall empfiehlt es sich für die Typtagbildung, die Tage Montag bis Donnerstag, Freitag sowie die Wochenendtage Samstag und Sonntag aufgrund ihrer gleichen Tarifstruktur zu jeweils einem Typtag zusammenzufassen. Dazu werden die einzelnen Wochentage d eines Monats m zusammengefasst und der Mittelwert des jeweiligen Zeitabschnitts aus den jeweils gleichen Wochentagen gebildet. Sei $e_{d,m}$ ein Viertelstundenwert des Zeitpunkts n eines Tages $d=\{Sonntag, Montag, \dots, Samstag\}$ des Monats $m=\{Nov_10, Dez_10, \dots, Jan_12\}$, so ergibt sich für die Zusammenfassung:

$$v_{d,m}^{aggr} = \frac{\bar{e}_{d_1,m} + \bar{e}_{d_2,m} + \dots + \bar{e}_{d_n,m}}{n} \quad (3.5)$$

Ebenfalls kann es notwendig sein, das Verbrauchsverhalten der Versuchsteilnehmer direkt mit entsprechenden Referenzwerten zu vergleichen. In diesem Fall wird aus den einzelnen Lastgängen der Teilnehmer für jeden Viertelstundenmesswert das arithmetische Mittel gebildet.

Durch die Reihenfolge der Anwendung dieser Maßnahmen ergeben sich Unterschiede in den resultierenden Lastgängen der Typtage:

- Um die Einflussfaktoren auf das Verbrauchsverhalten der Teilnehmer zu untersuchen, ist es wichtig, dass das Verbrauchsverhalten gleichwertig untersucht wird und die Reaktionen unabhängig von der Höhe ihres jeweiligen Verbrauchs bewertet werden können. Daher empfiehlt es sich, die Normierung der Lastgänge vorzunehmen, bevor das arithmetische Mittel über die einzelnen Viertelstundenwerte gebildet wird. Es entstehen verbrauchergewichtete Lastprofile.
- Für die netztechnische Untersuchung ist es hingegen relevant, dass Anschlüsse mit einem höheren Verbrauch entsprechend berücksichtigt werden um die jeweilige Versorgungssituation im Netz darzustellen. Daher ist es wichtig, dass erst das arithmetische Mittel der jeweiligen Werte gebildet wird und dann eine Normierung des verbleibenden, gemittelten Lastgangs erfolgt. Es entstehen mengengewichtete Lastprofile.

Zur Ermittlung der Forschungsfragen werden die Referenzwerte als auch die Vorgaben aus dem SLP H0 herangezogen und dargestellt. Grobe Unterschiede werden mit Hilfe einer visuellen Untersuchung ermittelt. Danach folgt Regressionsanalyse sowohl der Teilnehmerlastgänge als auch der Referenzen und Vorgaben, um den mathematischen Nachweis für evtl. Abweichungen zu erbringen. Anschließend werden die Abweichungen im Verhältnis zueinander dargestellt und deren Abweichungen bewertet.

4 Datenauswertung

Zentraler Blickpunkte der folgenden Analysen sind sowohl das Verbrauchsverhalten der Teilnehmer innerhalb der jeweiligen Tarifstufen, aber auch die unmittelbare Reaktion auf positive oder negative Tarifsignale. Die Analyse der gewonnenen Lastgänge erfolgte in drei Schritten. Den ersten Schritt bildet eine grundlegende visuelle Untersuchung der verbrauchergewichteten Lastgänge auf etwaige Abweichungen des grundsätzlichen Verlaufes zur als grundlegend angenommenen Struktur des SLP. Zweitens erfolgt der Signifikanznachweis von auffälligen Unterschieden zwischen Teilnehmer- und Referenzmesswerten und die Bestimmung der Einflussgrößen. Drittens erfolgt eine quantitative Untersuchung der mengengewichteten Lastprofile zur Abschätzung der Folgen für den Netzbetrieb.

4.1 Visuelle Untersuchung der Lastgänge

Vor der Darstellung der Teilnehmerwerte müssen zunächst die Referenzwerte überprüft werden. Die Anschlussnehmer, welche am überwachten Umformer angeschlossen sind, wohnen ausschließlich in Ein- bzw. Mehrfamilienhäusern. Es werden in diesem Abschnitt keine Wohnzeilen versorgt. Die Gegenüberstellung der im November 2010 gemessenen Referenzwerte mit den Vorgaben des SLP H0 für eine Woche zeigt einige Unterschiede. In Bild 4.1 wird eine Woche im November 2010, beginnend mit Sonntag, dargestellt:

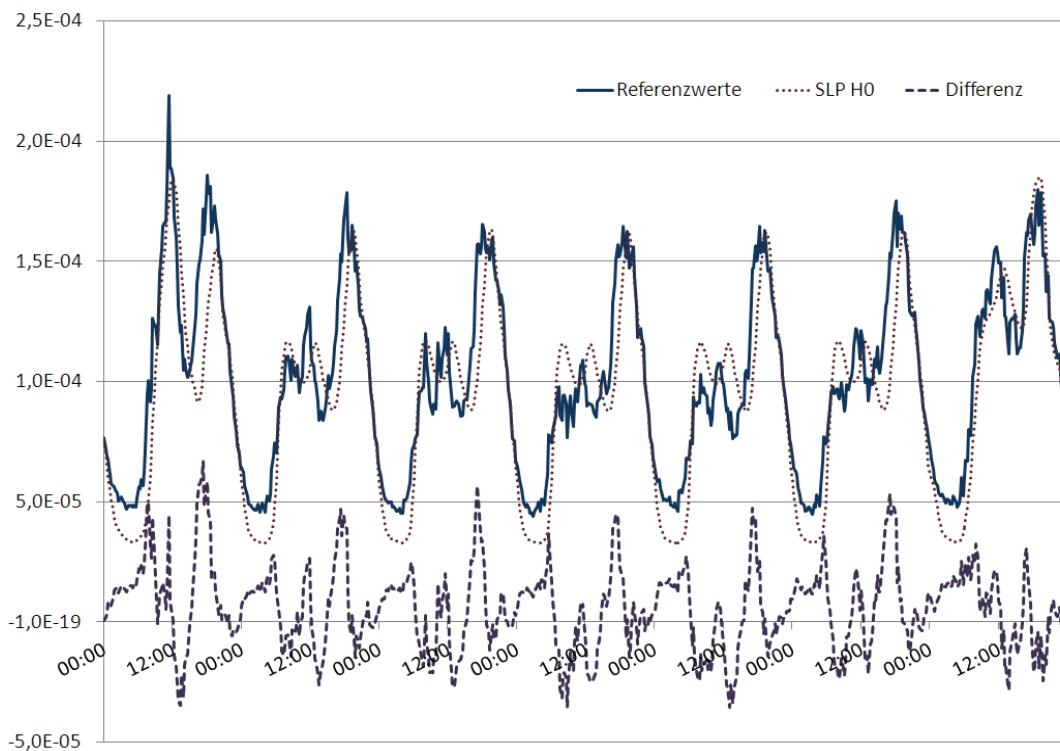


Bild 4.1: SLP H0 und Referenzwerte einer Woche im Nov. 2010

Unter Berücksichtigung dieser geringen Abweichungen erfolgt die Gegenüberstellung der verbrauchergewichteten Messwerte mit dem SLP H0 in Bild 4.2. Um die Änderungen im Lastprofil besser zu verdeutlichen, wurde der Tarif hinterlegt.

So ist der Verbrauch der Referenzkunden nachts in den Stunden zwischen 00:00 – 06:00 Uhr höher, als dies vom SLP H0 prognostiziert wird. Die Ursache ist aufgrund fehlender Umfrageergebnisse unbekannt. Auch ist der Verbrauch der Referenzkunden am Sonntagnachmittag/-abend deutlich höher als prognostiziert, während innerhalb der Woche trotz Lastspitzen, die evtl. durch das Kochen von Mahlzeiten hervorgerufen werden, der Verbrauch im Mittel etwas geringer ausfällt. Weiterhin beginnt die Fernsehspitze früher als durch das SLP H0 prognostiziert.

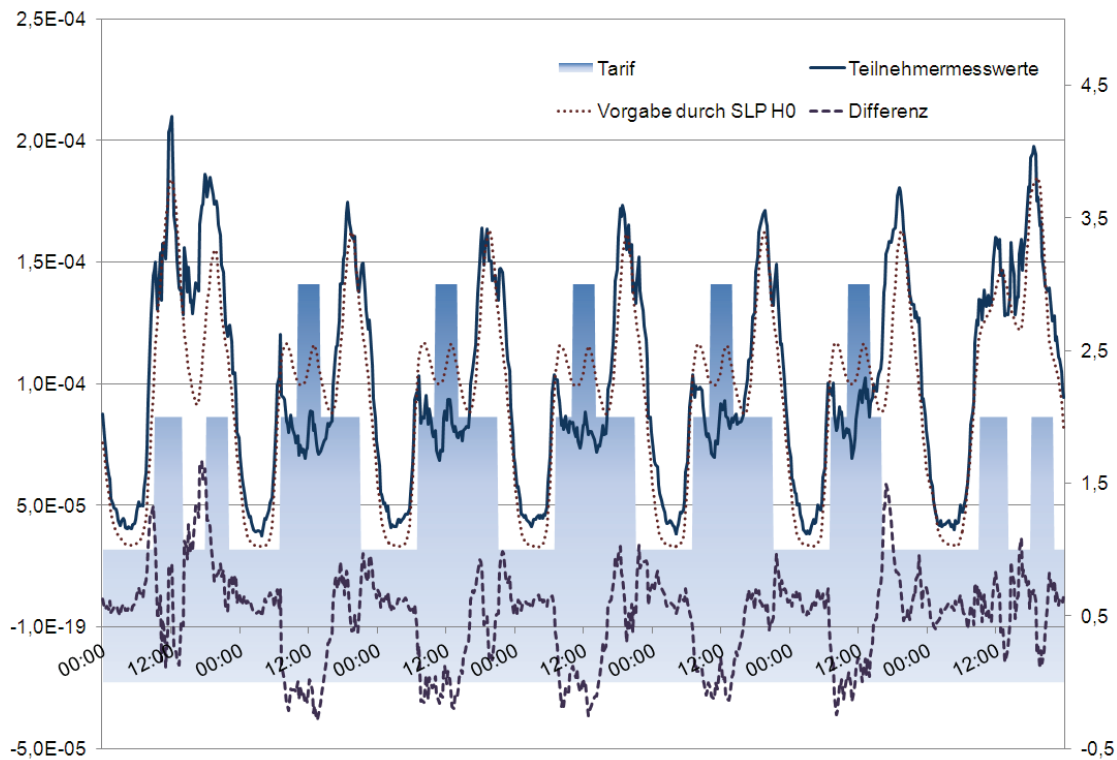


Bild 4.2: Teilnehmermesswerte und SLP H0 im Nov. 2010

Deutlich wird eine Verbrauchseinschränkung während der Mittagsstunden der Wochentage – insbesondere zu Beginn der Hochtarifzeit. Diese Absenkung beträgt ca. 20%, enthält jedoch noch typische Ausprägungen, wie kleine Lastspitzen um ca. 12:00 Uhr, die auf die Nutzung elektrischer Küchenherde rückschließen lassen. An Montagen werden sogar Lastspitzen deutlich, die durch den Wechsel von NT auf MT zustande kommen. Die Teilnehmer versuchten möglicherweise ihren Energieverbrauch, der früh am Tag anfällt, in die Zeit vor dem Tarifanstieg zu verlagern. Weiterhin wird der in Abschnitt 2.2 beschriebene Rebound-Effekt deutlich, der nach der Tarifstufe um 21:00 Uhr auftritt. Offensichtlich war es den Teilnehmern möglich, Verbrauchsprozesse innerhalb des Tages zurückzuhalten und in diese Zeit zu verschieben. Im Vergleich zu den Referenzwerten ist die Ausprägung im Lastgang der Teilnehmer – hervorgerufen durch die vorgezogene Tarifabsenkung auf NT um 16:00 Uhr – nicht auffällig. Dennoch wird deutlich, dass dieser vorgezogene Verbrauchsanstieg nicht, wie bei den Referenzwerten, auch an anderen Wochentagen stattfindet, sondern lediglich am Freitag auftritt. Es kann also davon ausgegangen werden, dass hinter dem Anstieg eine bewusste Entscheidung der Teilnehmer liegt. Die Nutzung der NT-Zeiten an den Wochenendtagen bleibt unspezifisch. Der Verbrauch orientiert sich nicht so eng an der Lastprofilvorgabe wie bei den Referenzmesswerten. Lastanstiege in den NT-Bereichen können verzeichnet werden. Allerdings ist der Effekt nicht so deutlich sichtbar, wie innerhalb der Wochentage.

Im Verlauf des Versuchs verstärkte sich die Abweichung der prognostizierten Last an Freitagen nachmittags zusehends. Eine deutlich höhere Menge elektrischer Energie wird nun in diese Zeit verschoben, wie Bild 4.3, ein Vergleich der im Juli 2011 gemessenen Werte mit den Vorgaben des SLP H0, beweist.

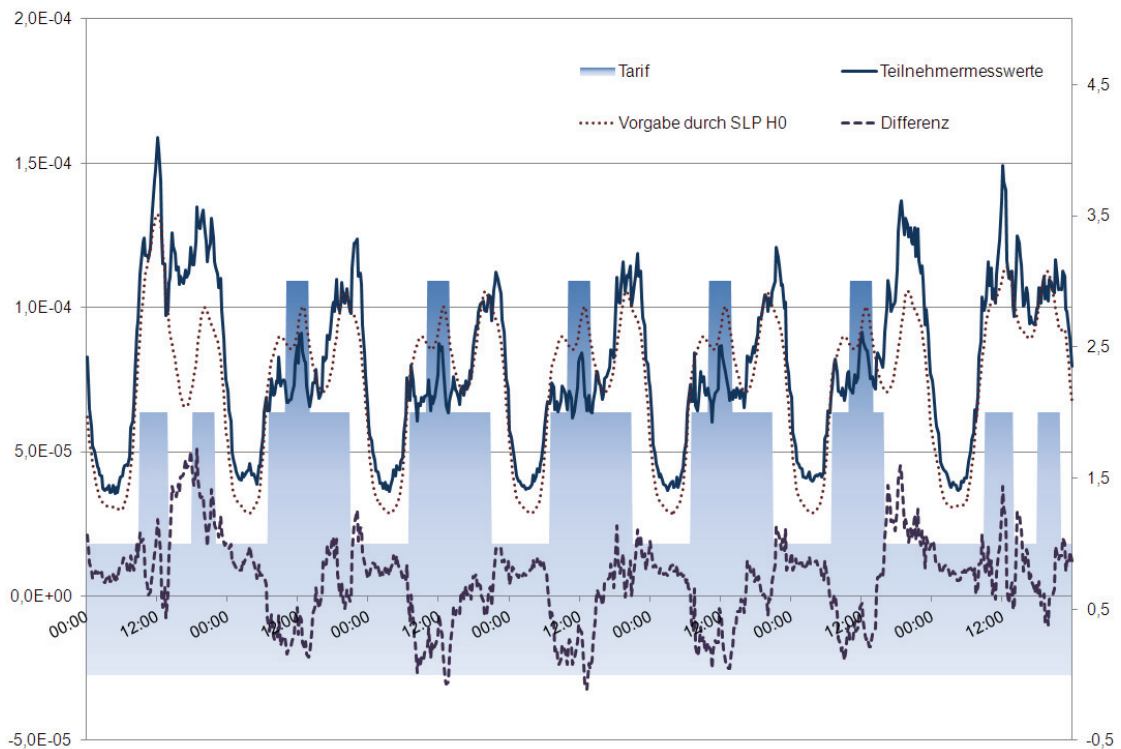


Bild 4.3: Teilnehmermesswerte und SLP H0 im Juli 2011

Beim Vergleich fällt zunächst eine deutliche Abweichung am Sonntag (Nachmittag bis Abend) auf, wobei die Teilnehmer deutlich mehr Energie verbrauchen als prognostiziert. Am Freitag im NT-Bereich wird ein deutlicher Verbrauchsanstieg sichtbar. Insgesamt verstärkt sich der Rebound-Effekt wochentags nach 21:00 Uhr. Der Energieverbrauch am Wochenende bleibt weiterhin unspezifisch, eine spezifische Anpassung an die Tarifvorgaben ist nicht erkennbar. Während in den ersten Monaten wochentags noch ein Verbrauchsanstieg in der Zeit vor dem ersten Tarifstufenwechsel um 07:00 Uhr sichtbar war, ebbt diese Verlagerung ab. Es tritt ein – aus Perspektive des Tarifentwicklers – negativer Gewöhnungseffekt ein, welcher bei der Bewertung der Zuverlässigkeit der Methode beachtet werden muss. Die Ergebnisse vom Januar 2012 zeigen, dass die im Juli 2011 festgestellten Verbesserungen nicht zwangsläufig von dauerhafter Art sind. Trotzdem der Verbrauch an Wochentagen mittags noch deutlich unter der Prognose liegt, waren andere Anpassungen, die im Juli 2011 noch nachgewiesen werden konnten, rückläufig, was Bild 4.4 zeigt. Das gilt sowohl für den

Rebound-Effekt, als auch für den MT/NT-Wechsel am Freitagnachmittag. Beides wurde zu diesem Zeitpunkt nicht mehr so häufig genutzt, als dies noch im vorangegangenen Sommer der Fall war. Mit Ausnahme des geringeren, mittäglichen Gesamtverbrauchs an Wochentagen, entspricht der Verlauf somit annähernd der Prognose des SLP.

An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass der Tarif durch seine Bestpreisabrechnung möglicherweise eher als Chance, denn als unbedingte Notwendigkeit angesehen wird, was den Druck, Energie anhand der tariflichen Vorgaben zu verbrauchen, erheblich mindert. Somit wird das Interesse der Zielgruppe möglicherweise noch eher abebben, als dies mit einer riskanten Tarifoption (z.B. bei Einführung einer höheren Preisspreizung) der Fall wäre.

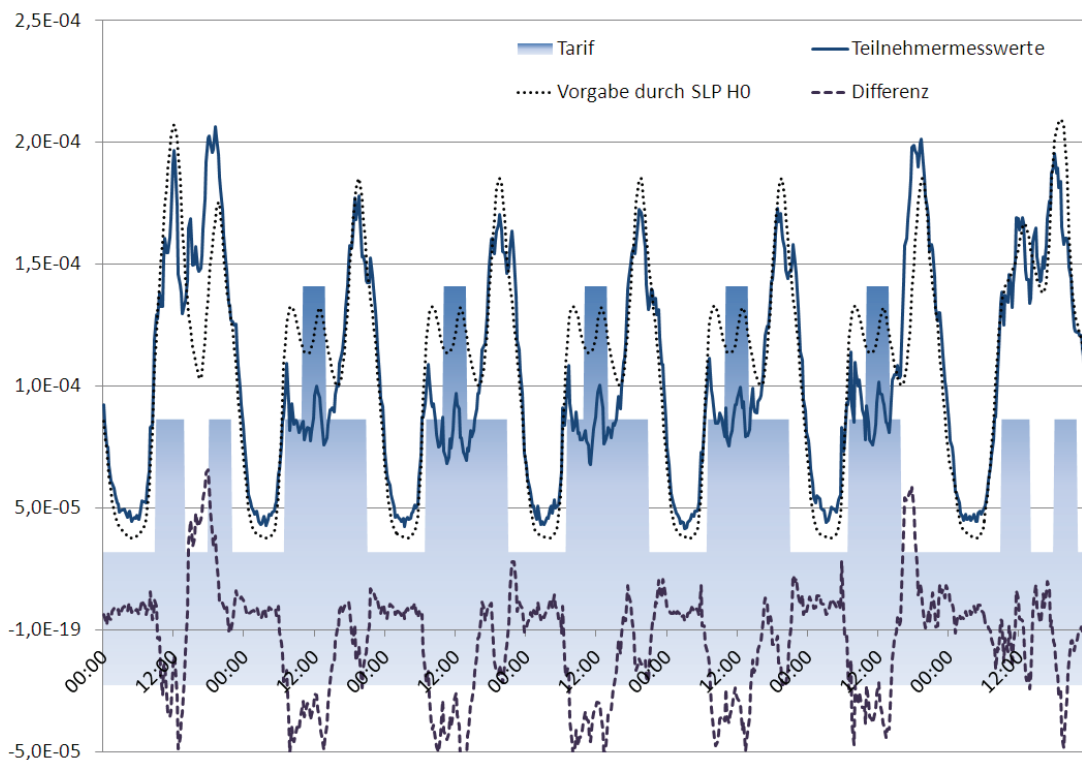


Bild 4.4: Teilnehmermesswerte und SLP H0 im Januar 2012

Fazit der visuellen Analyse muss demnach sein, dass private Letztverbraucher sich auf flexible Tarife einstellen können und mittelfristig ihren Verbrauch auch daran ausrichten.

Exkurs: Unterschiede im Verbrauchsverhalten einzelner Kundengruppen

Bei einer differenzierten Betrachtung des Verbrauchs werden die unterschiedlichen Anpassungen an den Tarif deutlich. Trägt man den gemittelten und normierten Tageslastgang eines Wochentags über die Tageszeit auf Bild 4.5, so wird ersichtlich, dass alle drei Lebensstilgruppen zur Tagesmitte in Lastspitzen sowie kleinere Verbrauchsanstiege gegen 22:00 Uhr verursachen

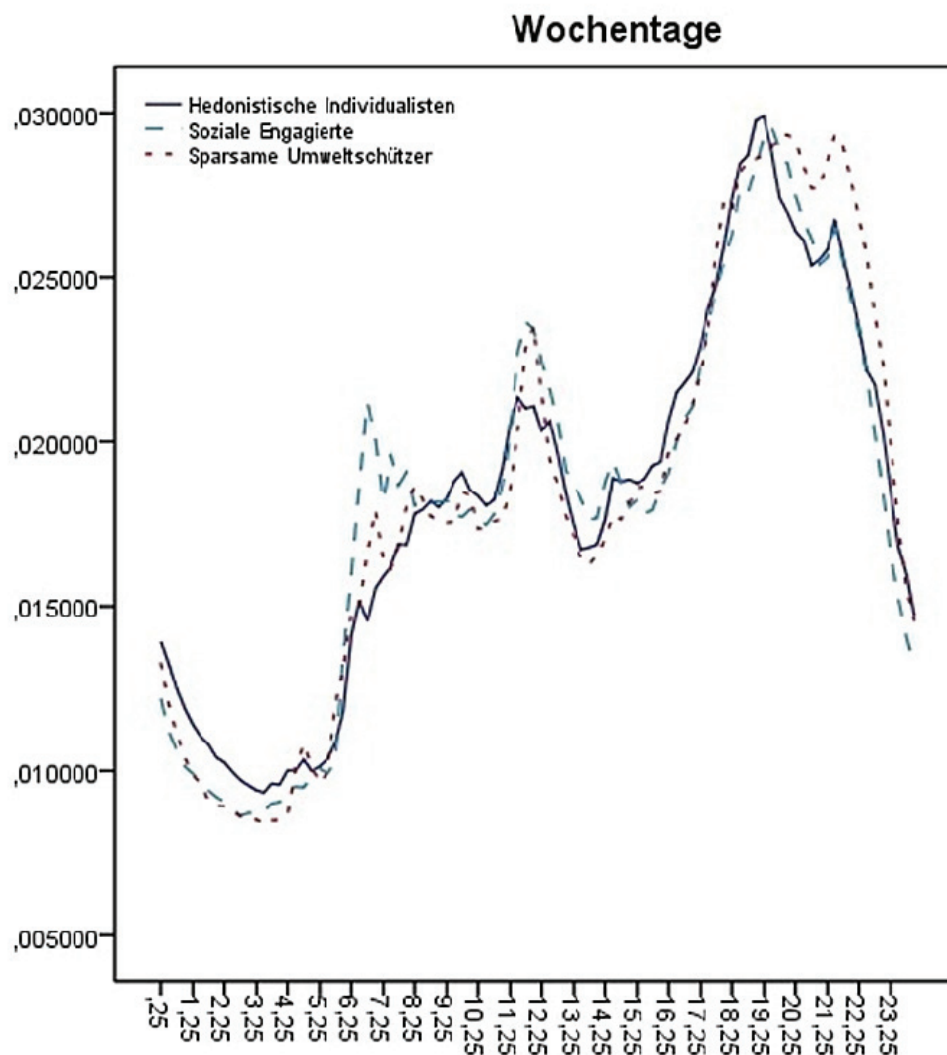


Bild 4.5: Verbrauchsverhalten der Kundengruppen wochentags

Vor allem die Gruppe der Gesellschaftlich Engagierten verlagert den Stromverbrauch in die NT-Phase der frühen Morgenstunden und reagiert somit deutlich auf diesen Tarifierreiz. Dagegen wird bei den Sparsamen Umweltschützern vor allem das Interes-

se an der späten NT-Phase deutlich, was sich in einem ausgeprägten Rebound-Effekt gegen 22:00 Uhr äußert. Der Anreiz, Energieverbrauch in die frühen Morgenstunden zu verschieben, wird jedoch von der Gruppe der Erlebnisorientierten Individualisten – der jüngsten Gruppe im Sample – weitgehend ignoriert.

An Wochenenden weisen die Verbrauchskurven weniger starke Unterschiede auf, lediglich die Gruppe der Gesellschaftlich Engagierten verbraucht gegen Mittag deutlich mehr elektrische Energie als der Rest. Das Eintreten einer Lastspitze gegen Mittag kann dabei häufig auf die Zubereitung eines gemeinsamen Mittagessens zurückgeführt werden. Das Verbrauchsverhalten der einzelnen Gruppen an Wochenenden ist in Bild 4.6 dargestellt.

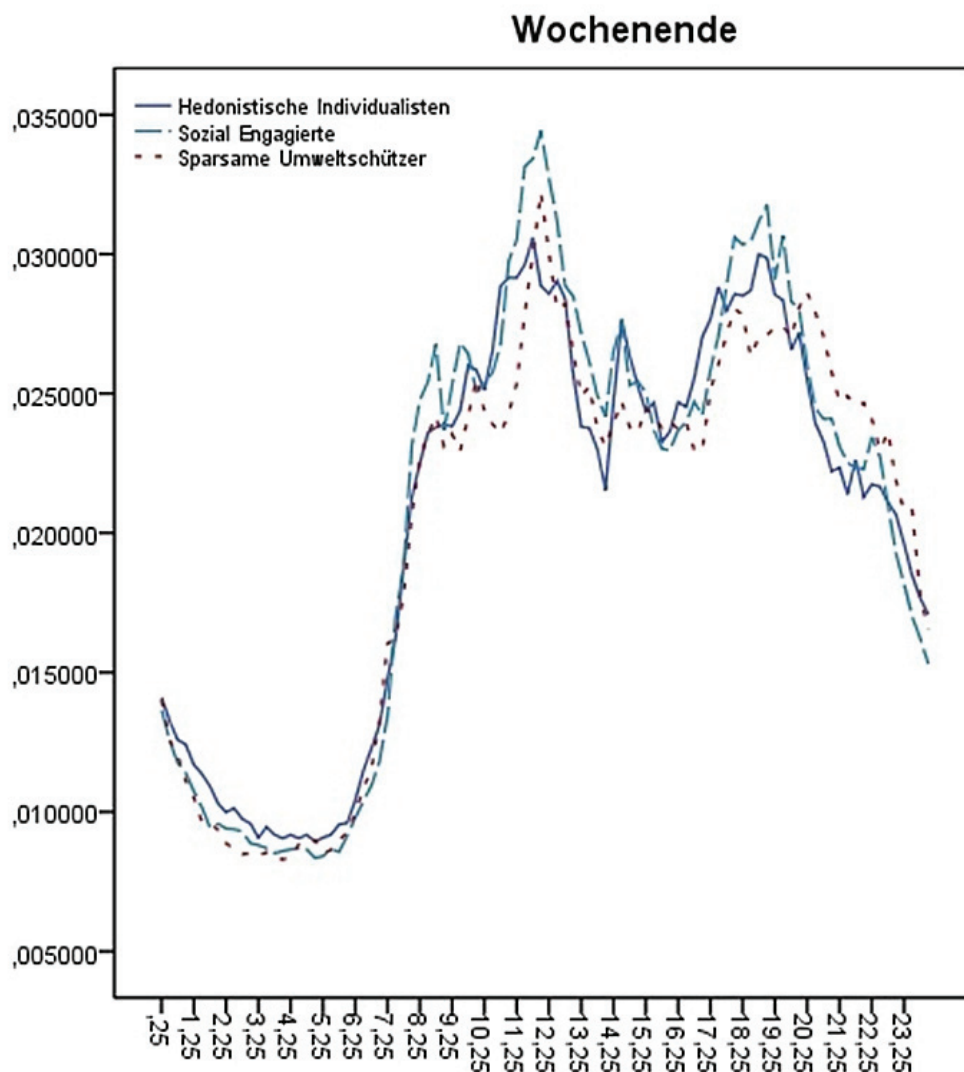


Bild 4.6: Verbrauchsverhalten der Kundengruppen (Wochenende)

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass soziodemografische Informationen bei der Erstellung von kundengruppenspezifischen Tarifen nützlich sein können, da sich die einzelnen, hier beispielhaft aufgeführten Gruppen in ihrem Verbrauchsverhalten stark unterscheiden können. Dieser Umstand erschwert die technische Nutzung der DSM-Methodik (TOU-Tarife), da kundenindividuelle Lösungen für physikalische Versorger mit hohem Aufwand verbunden sind.

Allerdings erscheint es für die längerfristige Kundenbindung an Lieferanten von entscheidender Bedeutung, dass Zeitzonen, in welchen Endkunden in der Lage sind, verstärkt Energie zu verbrauchen – nach Möglichkeit mit positiven Anreizen versehen werden, sofern dies in der Beschaffung berücksichtigt werden kann. Ebenso sollten soziodemografische Informationen - soweit vorhanden – bei der Verteilung negativer Anreize im zeitlichen Verlauf berücksichtigt werden, ebenfalls aus Gründen der Kundenbindung. Auch belegen Umfragen, dass weniger die Aussicht auf finanzielle Ersparnisse die Anpassung der Endkunden an die Vorgaben des Tarifmodells sichert, sondern vielmehr dessen Einfachheit. Das bedeutet, Tarifstufenwechsel sowie die Anzahl der Tarifstufen sind bei der Entwicklung des Modells zu minimieren. [89].

Da bei flexibler Tarifierung nicht nur mögliche Wechsel zu konkurrierenden Wettbewerbern minimiert werden sollen, sondern auch die Verbrauchsanpassung für die Minimierung von Differenzmengen eine entscheidende Rolle spielt, sind die Kundenbindung sowie eine transparente Informationspolitik von entscheidender Bedeutung.

4.2 Statistische Auswertung der Messwerte

Nach der visuellen Analyse erfolgt ein mathematischer Nachweis der Signifikanz der Abweichungen von den Referenzwerten. Dieser Nachweis kann mit Hilfe eines T-Tests für zwei abhängige Stichproben geführt werden. Dieser prüft mit Hilfe der Mittelwerte der gezogenen Stichproben, ob sich die Mittelwerte der zugrundeliegenden Grundgesamtheiten unterscheiden.

Für die Anwendung des Tests müssen die Werte eine einheitliche Intervallskala besitzen, die Werte müssen abhängig sein und ihre Differenzen Normalverteilung aufweisen:

- Die Werte sind intervallskaliert und abhängig, da sie als Gewichtungsfaktor den Energieverbrauch im Zeitraum von November 2010 bis Januar 2012 widerspiegeln. Sie müssen als Wertepaare angesehen werden, da jeweils die Verbrauchswerte des gleichen Zeitabschnitts miteinander verglichen werden. Somit werden tageszeitliche als auch saisonale Trends deutlich.
- Die Aufnahme der Messwerte erfolgte konstant in 15-min-Intervallen.

- Die Differenzen der Vergleichslastgänge mit dem der Projektteilnehmer sind nicht normalverteilt, da die Nullhypothese des Ein-Stichproben-Kolmogorov-Smirnoff-Tests (KS-Test) zurückgewiesen wird (Teilnehmer/SLP: $h=1$; $p=0$ sowie Teilnehmer/Referenz: $h=1$; $p=0$). Da der durchgeführte Test jedoch unempfindlich gegenüber Verletzungen der Normalverteilung ist [90], kommt er im weiteren Verlauf der Analyse zur Anwendung.

Die Nullhypothese des T-Tests für zwei abhängige Stichproben besagt, dass sich die Mittelwerte nicht unterscheiden. Sollte die Nullhypothese zurückgewiesen werden bedeutet das, dass die Teilnehmer sich signifikant an die vorgegebenen Tarifzeiten angepasst haben. [91]

Mit dem Test wurden sowohl die Verbrauchswerte der Teilnehmer mit dem SLP H0, als auch mit den an der Referenz-ONS aufgenommenen, verglichen.

Tabelle 4.1: T-Test – Ergebnisse (Teilnehmer / SLP H0)

NT		MT		HT	
Werktag	Teilnehmer / SLP H0	Werktag	Teilnehmer / SLP H0	Werktag	Teilnehmer / SLP H0
h	1	h	1	h	1
p	2,33E-25	p	1,25E-04	p	1,92E-06
k	6,89E-06 1,01E-05	k	-4,51E-06 -1,46E-06	k	2,22E-05 1,12E-05
Samstag		Samstag			
h	1	h	1		
p	0,0074	p	1,18E-07		
k	1,28E-06 8,22E-06	k	-1,47E-05 -6,77E-06		
Sonntag		Sonntag			
h	1	h	1		
p	1,51E-05	p	0,0158		
k	4,21E-06 1,12E-05	k	-8,82E-02 -9,17E-07		

Die Ergebnisse des Tests weisen die Nullhypothese im überwiegenden Teil der Fälle zurück. Es zeigt sich jedoch, dass der Vergleich zwischen den Teilnehmerwerten und dem SLP H0 deutlichere Unterschiede aufwirft, als dies bei dem zweiten Test der Fall ist. Die Schlussfolgerung muss lauten, dass die Verbrauchscharakteristik der Teilnehmer allgemein etwas von den Vorgaben des SLP abweicht [91].

Tabelle 4.2: T-Test – Ergebnisse (Teilnehmer / Referenz)

NT		MT		HT	
Werktag	Teilnehmer / Referenz	Werktag	Teilnehmer / Referenz	Werktag	Teilnehmer / Referenz
h	1	h	0	h	1
p	3,90E-03	p	9,16E-01	p	3,00E-07
k	7,11E-07 3,72E-06	k	-1,61E-06 1,45E-06	k	-9,49E-06 -4,25E-06
Samstag		Samstag			
h	0	h	0		
p	0,7154	p	5,88E-01		
k	-2,71E-06 3,95E-06	k	-2,99E-06 5,27E-06		
Sonntag		Sonntag			
h	1	h	0		
p	7,46E-01	p	0,8539		
k	-3,96E-06 2,84E-06	k	-3,73E-06 4,50E-06		

Die p-Werte in Tabelle 4.2 belegen, dass sich die Verbrauchsmengen vor allem in den Bereichen Werktag HT und NT als auch am Sonntag NT unterscheiden.

Um den Einfluss einzelner Faktoren (Prädiktoren), wie Tarif/Uhrzeit/etc., auf das Verbrauchsverhalten der Teilnehmer zu bestimmen, wird die Methode der schrittweisen, linearen, multiplen Regression verwendet. Grundlage dieser Methode ist die Bildung einer Geraden durch die Werte mit Hilfe der Methode der kleinsten Quadrate und einem möglichst geringem Fehler. Bei einer linearen Regression mit nur einem Prädiktor lautet die Geradengleichung [92]:

$$Y = \alpha + \beta \cdot x \tag{4.1}$$

Dabei ist α die Konstante, die den Schnittpunkt der Geraden mit der Y-Achse bildet. Die Steigung der Geraden wird durch β (Beta-Gewicht) beschrieben, x stellt den Wert der Variable dar. Im Falle einer multiplen linearen Regression lautet die Geradengleichung [92]:

$$Y = \alpha + \beta_1 \cdot x_1 + \beta_2 \cdot x_2 + \dots + \beta_n \cdot x_n \tag{4.2}$$

Die Regression wird schrittweise durchgeführt, da diese Methode zusätzliche Prädiktoren nur dann verwendet, wenn diese die erklärte Varianz über das vorhandene Maß hinaus verbessern. Dies trägt zur Minimierung des Modells bei.

Voraussetzung für die Regression (aus Gründen der Übersichtlichkeit wird die durchgeführte schrittweise, multiple, lineare Regression im Folgenden als Regression bezeichnet) ist, dass die Regressionsresiduen unabhängig und normalverteilt sind und dass sowohl die Prädiktoren als auch das Kriterium intervallskaliert und normalverteilt sind. [91].

Zunächst werden die einzelnen Einflussfaktoren (Prädiktoren) aufgestellt. Die Untersuchung findet im Zeitraum zwischen Dezember 2010 und November 2011 statt. Die Dauer beträgt ein Jahr, womit sichergestellt wird, dass sich saisonale Einflüsse nicht wiederholen. Die Monate werden als Prädiktoren eingesetzt; aufgrund des hohen Stromverbrauchs im Winter steht Dezember als Referenz, was zu $n-1$ Kategorien führt. Weitere Prädiktoren sind die Wochentage, da die Tarifstruktur sich innerhalb dieser zum Teil unterscheidet. Als Referenztag steht der Sonntag. Weiterhin wurden die Tarifstufen mit der Referenzkategorie MT und die Zeit als Prädiktoren eingesetzt. Die Prädiktoren wurden binär codiert.

Eine Normalverteilung der Prädiktoren kann nicht nachgewiesen werden; der verwendete K-S-Test weist bei allen Prädiktoren die Null-Hypothese zurück. Daher kann die Regression nicht verwendet werden, um eine treffende Vorhersage des Verbraucherverhaltens anzustellen. Auch die Untersuchung der Werte auf Korrelationen erweist sich unter diesen Umständen als nicht möglich. Im Folgenden wird die Regression dennoch durchgeführt, um einen groben Rückschluss auf den Einfluss des jeweiligen Prädiktors ziehen zu können.

Um einen Überblick über die Lage der Verteilungen zu erhalten und um die Aussagekraft der Regression, beispielsweise durch Ausschluss der Extremwerte, geringfügig zu verbessern, wurde die Verteilung der vorliegenden Daten in Boxplots dargestellt. Diese Art der Darstellung vermittelt einen Eindruck über die Lage der Daten bzw. deren Verteilung.

Um einen Median als Maß der zentralen Tendenz wird eine Box gezeichnet, deren unteres Ende den Wert der kumulierten 25% der Verteilung sowie deren oberes Ende den Wert der kumulierten 75% der Verteilung wiedergibt. Die Höhe der Box ergibt somit den Interquartilsabstand, die mittleren 50% der Werteverteilung. Liegt der Median in der Mitte der Box, kann von einer symmetrischen Verteilung ausgegangen werden. Die Spanne der Verteilung ohne Ausreißer und Extremwerte wird durch dünne Linien verdeutlicht. Diese Whiskers (dt.: Schnurrhaare einer Katze) definieren den oberen und den unteren Bereich der Verteilung ohne Extremwerte. Als Extremwerte werden die Werte definiert, die in Bereichen von mehr als der 3-fachen Kantenlänge ober- oder unterhalb der Box liegen. Die Extremwerte werden in untenstehender Grafik durch kleine horizontale Striche gekennzeichnet [91].

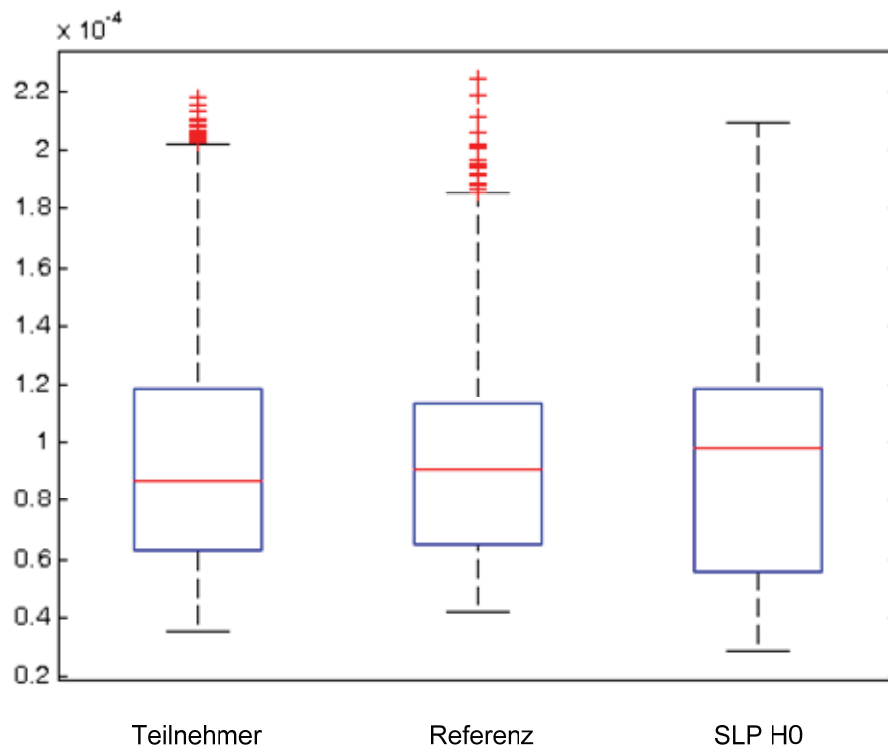


Bild 4.7: Verteilung der Daten dargestellt durch Boxplots

Durch die Boxplots der einzelnen Zeitreihen wird sichtbar, dass die gemessenen Werte einige Ausreißer aufweisen, die in der Prognosefunktion SLP nicht auftauchen. Diese Ausreißer werden vor der Durchführung der Regression entfernt. Als Ausreißer gelten Werte größer $2,05 \cdot 10^{-4}$ für die Teilnehmer sowie größer $1,8 \cdot 10^{-4}$ für die Referenzmesswerte.

Zunächst wurde die Regression für die Referenzwerte durchgeführt, um die gewonnenen Ergebnisse anschließend mit den Ergebnissen zu vergleichen, die aus der Regression der Teilnehmermesswerte hervorgehen. Tabelle 4.3 stellt die Regressionsergebnisse des SLP-Profiles im Zeitraum von Dez. 2010 – Nov. 2011 dar:

Tabelle 4.3: Regressionsergebnisse des SLP H0 (Dez. 2010 – Nov. 2011)

	Prädiktor	beta	t	sig		Prädiktor	beta	t	sig
Monat	Januar	0,02	3,09	0,002	Tage	Montag	0,00	-0,18	0,860
	Februar	0,00	-0,03	0,977		Dienstag	0,00	-0,13	0,900
	März	-0,04	-6,82	<,001		Mittwoch	0,00	-0,52	0,602
	April	-0,09	-14,67	<,001		Donnerstag	0,00	0,73	0,464
	Mai	-0,15	-23,78	<,001		Freitag	0,16	27,78	<,001
	Juni	-0,19	-30,12	<,001		Samstag	0,10	18,03	<,001
	Juli	-0,21	-33,63	<,001					
	August	-0,20	-31,86	<,001					
	September	-0,17	-26,89	<,001					
	Oktober	-0,11	-18,07	<,001					
	November	-0,07	-11,22	<,001					
Zeit		0,45	76,77	<.001	Tarif	NT	-0,48	-76,42	<.001
						HT	0,04	5,99	<.001

Bei Betrachtung der Beta-Gewichte der Monats-Prädiktoren aus Tabelle 4.3 wird ein Verbrauchstrend deutlich, der den Einflüssen der verschiedenen Jahreszeiten unterliegt. Demnach wird in den Wintermonaten grundsätzlich mehr Energie verbraucht als in den Sommermonaten. Obwohl Heizen mit elektrischem Strom aufgrund der hohen Kosten in Deutschland nur noch wenig verbreitet ist, kann doch davon ausgegangen werden, dass die zusätzliche Energie zur Beleuchtung und allgemein zu häuslichen Aktivitäten verwendet wird; die Verbraucher verbringen in Monaten mit regnerischem, kaltem Wetter mehr Zeit zuhause. Die Zeit hat mit $\beta = 0,45$ einen deutlichen Einfluss auf den Verbrauch, was aufgrund des bei den Verbrauchern eingprägten Tagesrhythmus nachvollziehbar ist (Eine zeitlich unabhängige Verbrauchsstruktur besitzt entweder einen nicht-deterministischen oder einen bandförmigen Verlauf.). Bis auf den Freitag sind keine der Wochentage signifikant, sie fließen also nicht in die Regressionsergebnisse ein. Beim Blick auf den Tarif zeigt sich, dass in NT-Zeiten deutlich weniger Energie verbraucht wird, als in HT-Zeiten. Der größte Anteil der innerhalb einer Woche verbrauchten Energie entfällt demnach auf die Referenzkategorie MT. Zur Verifizierung der Ergebnisse und um festzustellen, dass die Ergebnisse sich auf die lokalen Verbrauchsgewohnheiten übertragen lassen, wird die Regression ebenfalls auf die Referenzmesswerte angewendet. Die Ergebnisse – ebenfalls für den Zeitraum von Dezember 2010 bis November 2011 sind in Tabelle 4.4 dargestellt:

Tabelle 4.4: Regressionsergebnisse Referenzmesswerte. (Dez. 2010 – Nov. 2011)

	Prädiktor	beta	t	sig		Prädiktor	beta	t	sig
Monat	Januar	-0,01	-1,53	0,127	Tage	Montag	-0,01	-1,75	0,080
	Februar	-0,02	-3,26	0,001		Dienstag	0,00	-0,44	0,662
	März	-0,06	-8,56	<,001		Mittwoch	-0,01	-1,44	0,150
	April	-0,13	-18,95	<,001		Donnerstag	0,03	4,12	<,001
	Mai	-0,15	-21,95	<,001		Freitag	0,14	21,82	<,001
	Juni	-0,15	-21,91	<,001		Samstag	0,15	22,87	<,001
	Juli	-0,15	-22,10	<,001					
	August	-0,14	-20,39	<,001					
	September	-0,12	-17,57	<,001					
	Oktober	-0,09	-12,19	<,001					
	November	-0,05	-6,86	<,001					
Zeit		0,44	68,89	<,001	Tarif	NT	-0,43	-62,81	<,001
						HT	-0,07	-10,27	<,001

Es zeigt sich eine etwas veränderte Verbrauchsstruktur, Unterschiede zum BDEW-Lastprofil werden deutlich. Alle Betagewichte der Kategorie Monat sind negativ, wobei beachtet werden muss, dass Januar und Februar nicht in die Berechnung eingehen. Das bedeutet, dass vor Ort der Monatsverbrauch im Dezember am höchsten ist. Die Zeit besitzt mit $\beta = 0,44$ einen annähernd gleichen Einfluss auf den Verbrauch. Innerhalb der Wochentage sind Montag bis Mittwoch ebenfalls nicht signifikant. An Freitagen und Samstagen herrscht offensichtlich ein besonders hoher Verbrauch vor, was auf Berufstätigkeit der Anwohner unterhalb der Woche rückschließen lässt. Die aus Bild 4.1 abgeleitete Beobachtung bestätigt sich anhand der Beta-Gewichte: der Energieverbrauch zu NT-Zeiten ist höher, als dies gemäß SLP zu erwarten wäre. Die Gründe sind unbekannt. Auf eine verbreitete Berufstätigkeit weist ebenfalls das negative HT- β -Gewicht hin: aufgrund eines geringen Automatisierungsgrads der Eigenheime wird in Abwesenheit der Verbraucher wenig Strom verbraucht. Eine veränderte Verbrauchsstruktur weisen die Lastgänge der Teilnehmer des Feldversuchs auf. Die Regressionsergebnisse sind in Tabelle 4.5 aufgeführt.

Alle Prädiktoren werden signifikant und werden für die Regression verwendet. Die Betagewichte der Monatsprädiktoren weisen den gleichen saisonalen Trend auf, wie die Referenzwerte. Demnach wird auch bei den Teilnehmern im Dezember als Referenzmonat am meisten elektrische Energie verbraucht. Die Zeit hat mit $\beta = 0,44$ einen deutlich höheren Einfluss auf die Verbrauchsstruktur als bei den Referenzwerten, was auf eine deutliche Anpassung der Teilnehmer an den variablen Tarif schließen lässt. Allerdings muss auch die verstärkte Bildung von Lastspitzen berücksichtigt werden,

die dieses Ergebnis ebenfalls bestätigt. Weiterhin fällt der höchste Anteil der wöchentlich verbrauchten Energie auf den MT-Zeitraum.

Tabelle 4.5: Regressionsergebnisse der Teilnehmerwerte (Dez. 2010 – Nov. 2011)

	Prädiktor	beta	t	sig		Prädiktor	beta	t	sig
Monat	Januar	-0,04	-4,41	<,001	Tage	Montag	-0,18	-22,07	<,001
	Februar	-0,06	-6,92	<,001		Dienstag	-0,20	-23,66	<,001
	März	-0,09	-10,78	<,001		Mittwoch	-0,19	-22,29	<,001
	April	-0,15	-17,34	<,001		Donnerstag	-0,18	-21,39	<,001
	Mai	-0,19	-21,74	<,001		Freitag	-0,12	-14,39	<,001
	Juni	-0,20	-23,70	<,001		Samstag	-0,03	-4,12	<,001
	Juli	-0,21	-24,16	<,001					
	August	-0,20	-23,27	<,001					
	September	-0,18	-20,56	<,001					
	Oktober	-0,13	-14,82	<,001					
	November	-0,07	-8,06	<,001					
	Zeit		0,63	93,41		<,001	Tarif	NT	-0,28
						HT	-0,14	-21,02	<,001

Allerdings zeigen die Betagewichte, dass der Verbrauch in den NT-Zeiten wächst und in den HT-Zeiten sinkt, was als direkte Folge des flexiblen Tarifs gewertet werden kann, da sonst keine homogenen, externen Einflüsse auf die Teilnehmergruppe auffällig wurden. Die oben aufgeführten Ergebnisse zeigen, dass die Teilnehmer sich innerhalb eines Jahres an exogene Einflüsse wie variable Tarife anpassen.

4.3 Quantitative Untersuchung der Messwerte

Nachdem der Nachweis geführt wurde, dass die Abweichungen der Verbrauchsprofile nicht zufälliger Natur sind, kann mit der Quantifizierung der Effekte begonnen werden, um allgemeine Aussage aus den oben gemachten Beobachtungen abzuleiten.

Aus den in Kapitel 3.4 aufgeführten Gründen muss die Gegenüberstellung der Lastgänge, welche erst gemittelt und anschließend normiert wurden, erneut erfolgen. Allerdings zeigt der dargestellte Ausschnitt vom Nov. 2010 in Bild 4.8, dass die Unterschiede zwischen den gebildeten Lastprofilen gering ausfallen (MAPE = 94%, vgl. Formel 5.6).

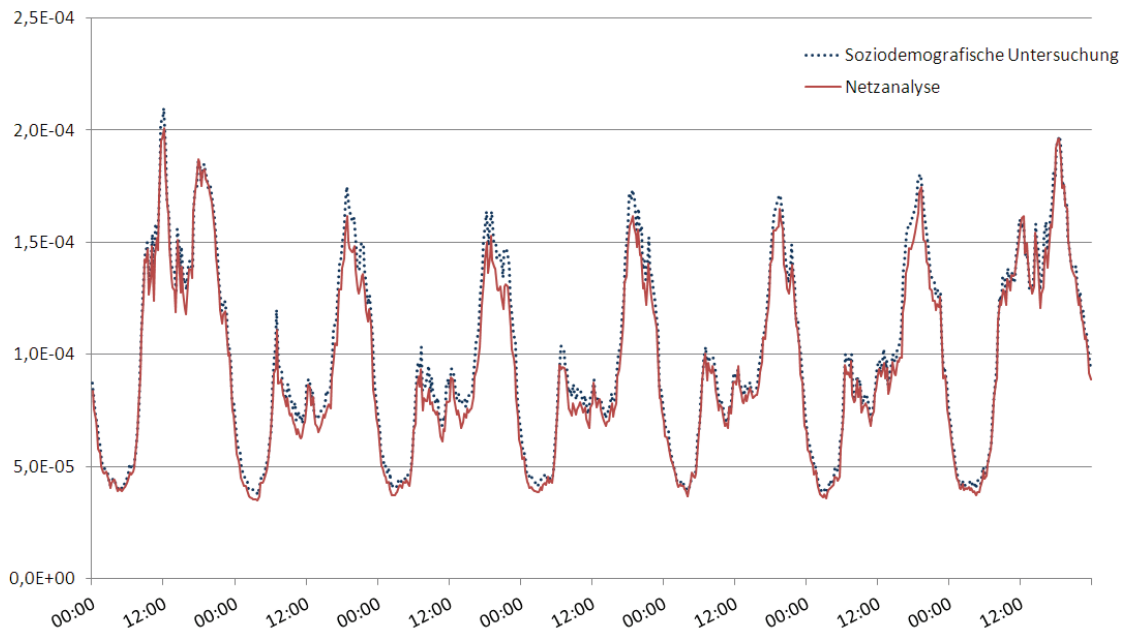


Bild 4.8: Gegenüberstellung der Lastprofile verschiedener Analyseverfahren

Um die Folgen für den Netzbetrieb mit zeitflexiblen Tarifen abzuschätzen, müssen die Zeiten mit den höchsten Abweichungen der Prognose identifiziert werden. Danach müssen die Folgen für die Betriebsmittel in definierten Szenarien eingegrenzt und evtl. Ursachen für diese Abweichungen ausgemacht werden. Erste Indikatoren für Zeitbereiche mit kritischem Verbrauchsverhalten können in den aggregierten Lastprofilen der Bild 4.2, Bild 4.3 und Bild 4.4 ausgemacht werden. Insbesondere in den Sommermonaten sind die Zeiträume um Freitagnachmittag sowie Samstag- und Sonntagvormittag näher zu untersuchen.

Neben der visuellen Untersuchung der aggregierten Lastgänge auf Lastspitzen müssen weitere Untersuchungen erfolgen. Aufgrund der Eignung, mit wenig Aufwand einfache Informationen über die Verteilung der Messwerte zu generieren, wurde wiederum das Boxplot-Verfahren gewählt. Die Darstellung der Boxplots, sowohl für alle im untersuchten Zeitraum gemessenen Viertelstundenverbräuche der Referenz als auch aller im Untersuchungszeitraum gemessenen Teilnehmerwerte, sind in Bild 4.9 dargestellt. Aus den Plots wird erkennbar, dass die Höchstlastwerte der Teilnehmer – dargestellt durch die Ausreißer – deutlich über denen der Referenzmessstelle liegen. Um zunächst ein Worst-Case-Szenario abzuleiten, müssen für das Teilnehmerlastprofil Werte überprüft werden, die die der Referenzmessung übersteigen.

Eine einfache Maximalwertuntersuchung zeigt zunächst, dass die höchsten Ausprägungen des normierten Teilnehmerlastganges die Maxima der Referenzwerte um 15% übersteigen. Dennoch wird durch Bild 4.9 deutlich, dass es sich nicht nur um einen

Einzelwert handelt, sondern der Höchstwert der Referenz zu mehreren Zeiten überstiegen wird.

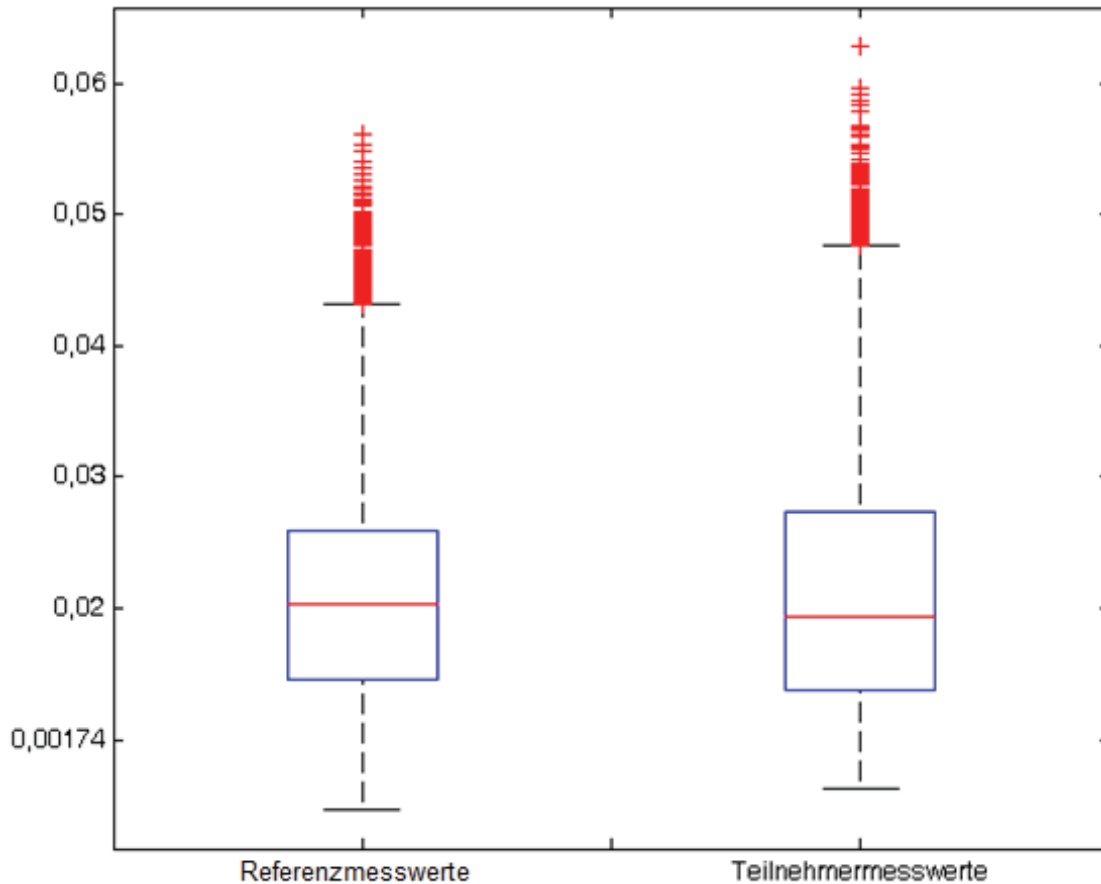


Bild 4.9: Boxplot der Werte zur Einschätzung der Verteilung

Eine genauere Betrachtung der Maximalwerte offenbart, dass es sich bei den im Boxplot festgestellten Ausreißern nicht um Werte handelt, die durch Preissignale hervorgerufen wurden.

Dazu sind nachfolgend in den Tabellen 4.6 und 4.7 die jeweils höchsten 15-min-Verbrauchswerte der Teilnehmer ermittelt und sowohl mit dem Spitzenwert der Referenzdaten (13.02.2011, 11:15 Uhr) als auch mit dem des SLP H0 (31.12.2011, 19:00 Uhr) ins Verhältnis gesetzt.

Deutlich zutage treten am 1. Weihnachtsfeiertag die sog. „Gänsebratenspitzen“ [93], welche durch traditionelle, gemeinschaftliche Nahrungszubereitung bzw. -aufnahme entstehen.

Tabelle 4.6: Maximalwertbetrachtung nach Datum, Uhrzeit und Tarif (absolut)

Belastungsvergleich absolut						
Position	Datum	Uhrzeit	Abweichung zu SLP H0	Abweichung zu Referenz	Tarif	Bemerkung
1	25.12.2011	12:00	130%	112%	MT	"Gänsebraten-spitze"
2	18.12.2011	19:45	123%	106%	MT	Sonntag
3	25.12.2011	11:45	122%	105%	MT	"Gänsebraten-spitze"
4	05.02.2011	18:30	121%	105%	MT	Samstag
5	04.03.2011	19:15	121%	104%	NT	Freitag
6	25.12.2011	11:30	119%	103%	MT	"Gänsebraten-spitze"
7	25.12.2011	12:15	117%	101%	MT	"Gänsebraten-spitze"
8	12.12.2010	12:00	117%	101%	MT	Sonntag
9	24.12.2010	14:30	117%	101%	MT	Heiligabend
10	06.03.2011	12:00	117%	100%	MT	Sonntag

Im kundenbezogenen, verbrauchsunabhängigen Vergleich (vgl. Kapitel 3.3) wird eine hohe Verbrauchsanpassung am Freitag im NT-Zeitraum deutlich. Die Gegenüberstellung mit den absoluten Vergleichswerten zeigt jedoch, dass die Anpassung systemtechnisch nicht ins Gewicht fällt, da insbesondere Haushalte mit geringem Verbrauch ihr Verhalten am Tarif orientieren.

Tabelle 4.7: kundenbez. Maximalwertbetrachtung nach Datum, Uhrzeit und Tarif

Belastungsvergleich kundenbezogen						
	Datum	Uhrzeit	Abweichung zu SLP H0	Abweichung zu Referenz	Tarif	Bemerkung
1	18.12.2011	14:15	134%	115%	NT	Sonntag
2	24.12.2011	12:00	124%	107%	MT	Heiligabend
3	25.12.2011	12:00	122%	105%	MT	"Gänsebraten-spitze"
4	25.12.2010	12:00	122%	105%	MT	"Gänsebraten-spitze"
5	20.02.2011	12:15	121%	104%	MT	Sonntag
6	05.02.2011	18:30	121%	103%	MT	Samstag
7	25.12.2010	11:45	118%	101%	MT	"Gänsebraten-spitze"
8	12.12.2010	12:30	117%	101%	MT	Sonntag
9	23.12.2011	19:15	117%	101%	NT	Freitag
10	13.02.2011	11:15	117%	100%	MT	Sonntag

Im absoluten Vergleich ist erst an fünfter Position ein Zeitabschnitt mit Niedertarif zu finden. Es handelt sich um die Fernsehspitze eines Freitags; eine Auswirkung des Tarifs kann nicht exakt nachgewiesen werden. Da die höchsten, absoluten Verbräuche nicht durch Preissignale ausgelöst werden, lässt die Untersuchung darauf schließen, dass die Versorgungssicherheit und -qualität durch den Einsatz von TOU-Tarifen nicht stärker als im üblichen Maß gefährdet ist.

Bei der Untersuchung des Verbrauchsverhaltens in den einzelnen Tarifzonen empfiehlt sich der direkte, prozentuale Vergleich mit dem Verhalten der Referenzgruppe zu diesen Zeiten. Die nachfolgenden Tabellen ergeben sich auf Grundlage der in Bild 4.10 dargestellten Verbrauchsprofile. Es fällt auf, dass der durchschnittliche Verbrauch der Teilnehmer in den ersten Monaten im Verhältnis sinkt und in den Wintermonaten 2011/2012 wieder ansteigt. Das in der Abbildung dargestellte Verbrauchsverhältnis, bezogen auf den gesamten Untersuchungszeitraum, weicht zwischen Versuchsteilnehmern und Referenz etwas ab (< 7,6% im Dezember 2011).

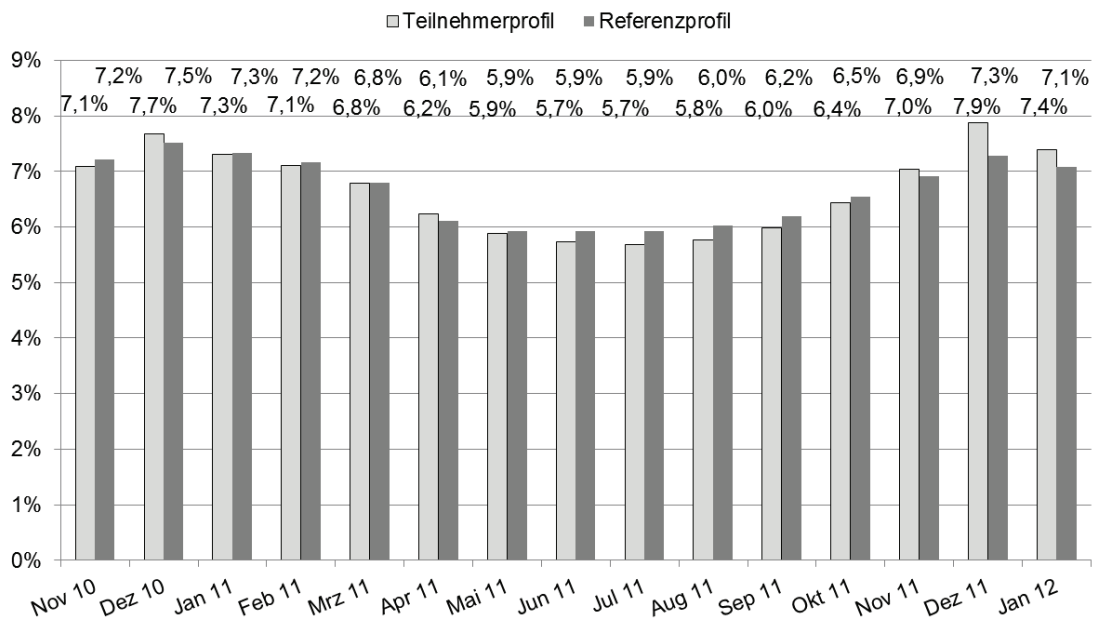


Bild 4.10: grafische Darstellung des Gesamtverbrauch-Profilverlaufs

Um eine Vergleichbarkeit zwischen Referenz und Teilnehmermesswerten herzustellen, wurde jeder Tag des Lastprofils wiederum normiert. In den folgenden Tabellen sind die direkten Vergleiche zwischen dem Teilnehmerverbrauchsverhalten und dem Referenzverbrauch für jeden Tarif der einzelnen Typtage in den Monaten November 2010, Juli 2011 und Januar 2012 dargestellt. Es handelt sich um Ausschnitte aus den gesamten Vergleichsdaten, aufgelistet in Kapitel 12.1 (Anhang). Mit Hilfe dieser Tabellen lassen sich das Anpassungsverhalten der Teilnehmer sowie ihre Gewöhnung verdeutlichen.

Tabelle 4.8: Vergleich des Verbrauchsverhaltens in den Tarifzonen, Nov. 2010

	Mo	Di	Mi	Do	Fr	Sa	So	Schnitt
NT	113,9	111,8	108,7	106,1	106,0	97,6	99,7	106,3
MT	99,4	98,7	98,8	99,9	95,7	102,7	100,1	99,3
HT	78,6	84,3	87,2	89,4	84,1	-	-	84,7

Innerhalb des gesamten Zeitraums konnten im direkten Vergleich mit den Referenzwerten Einsparungen zwischen 4% und 21% durch negative Tarifsignale erreicht werden. Durchschnittlich führten die negativen Signale zu einem Verbrauchsrückgang von 13%. Die Anpassungen, welche durch positive Signale hervorgerufen wurden, müssen differenziert betrachtet werden. Es werden Verbrauchssteigerungen zwischen

-3% und 14% erreicht. Diese betragen im Durchschnitt 6%. Insbesondere am Wochenende erfolgt keine offensichtliche Anpassung an die Tarifsignale, sogar Verbrauchsrückgänge (verglichen mit der Referenzgruppe) können nachgewiesen werden. Die als „Bonus“ eingerichtete, verlängerte NT-Zone am Freitag spiegelt sich in der Betrachtung des gesamten Tagesverbrauchs nicht wieder – trotz der Beobachtungen aus Kapitel 4.1. Die Anpassung an Freitagen ist mit durchschnittlich 107% geringer als an anderen Wochentagen am Wochenanfang. Offensichtlich spiegelt sich diese Anpassung in den mengengewichteten Lastprofilen nicht deutlich wider, was bedeutet, dass eher kleine Haushalte mit geringem Stromverbrauch sich diesen Zeiten anpassen.

Tabelle 4.9: Vergleich des Verbrauchsverhaltens in den Tarifzonen, Juli 2011

	Mo	Di	Mi	Do	Fr	Sa	So	Schnitt
NT	109,0	107,3	105,1	105,7	108,0	99,0	98,6	104,7
MT	97,9	97,2	98,3	98,3	90,2	101,4	101,2	97,8
HT	89,9	93,3	94,2	94,1	86,6	-	-	91,6

Die Tabellen verdeutlichen den Gewohnheitseffekt der Teilnehmer (vgl. Kapitel 5.2). Während an Montagen im November 2010 das Verbrauchsverhältnis im HT-Bereich auf 79% sinkt, geht es an den weiteren Montagen im Juli 2011 bzw. Januar 2012 in diesem Bereich auf lediglich 90% bzw. 85% zurück. Die Schwankungen können mit einem Bedeutungsverlust erklärt werden, welche die Tarifvorgaben im Laufe der Zeit in den Augen der Teilnehmer erleiden. Bestimmte Events, wie Kundenabende oder Stromrechnungen, können die Aufmerksamkeit jedoch zurück auf den Tarif lenken und neue Motivation zur Verbrauchsanpassung liefern, was die zeitweise verbesserten Werte erklären kann.

Tabelle 4.10: Vergleich des Verbrauchsverhaltens in den Tarifzonen, Jan. 2012

	Mo	Di	Mi	Do	Fr	Sa	So	Schnitt
NT	111,6	114,3	112,8	113,7	107,1	103,3	102,7	109,3
MT	98,3	98,8	96,9	97,7	94,1	97,1	97,4	97,2
HT	85,2	79,8	86,5	84,7	81,5	-	-	83,5

Der in Abschnitt 2.2 erläuterte Rebound-Effekt scheint im Vergleich von SLP H0 und den Verbrauchswerten der Teilnehmer (vgl. Bild 4.2 bis Bild 4.4) deutlich sichtbar. Aus den Grafiken geht ein Verbrauchsanstieg in den Tagen Montag bis Donnerstag

zwischen 21:00 – 23:00 Uhr deutlich hervor. Die Höhe der Ausprägung ist unterschiedlich; im Juli 2011 tritt bei einer vergleichsweise starken Anpassung der Teilnehmer vor allem montags und donnerstags nach 21:00 Uhr ein deutlich höherer Verbrauch auf als an den jeweils restlichen Tagen (vgl. Bild 4.3). Die Ausprägung über den Versuchszeitraum ist nicht konstant. An Freitagen ist die Ausprägung schon ab 16:00 Uhr sichtbar. Dennoch offenbart ein mengengewichteter Vergleich zu den Referenzwerten, dass ein deutlicher Mehrverbrauch nur an Freitagen stattfindet. Die Vergleichswerte sind in Tabelle 4.11 nach Monaten geordnet.

Tabelle 4.11: Verbrauchsvergleich für Reboundeffekt (Basis: Referenzwerte)

	Vergleich Mo.-Do. (21:00 – 23:00 Uhr in %)	Vergleich Freitag (16:00 – 23:00 Uhr in %)
Nov 10	100,62	109,9
Dez 10	100,66	110,1
Jan 11	100,71	109,5
Feb 11	100,66	108,9
Mrz 11	100,66	109,8
Apr 11	100,68	109,9
Mai 11	100,69	111,0
Jun 11	100,66	111,0
Jul 11	100,64	111,7
Aug 11	100,66	112,0
Sep 11	100,68	112,3
Okt 11	100,68	112,3
Nov 11	100,69	112,1
Dez 11	100,71	112,1
Jan 12	100,72	111,8

Aus Tabelle 4.11 geht hervor, dass ein geringer Mehrverbrauch zwischen Montag und Donnerstag in der Zeit von 21:00 – 23:00 Uhr stattfindet. Für den Zeitbereich Freitag 16:00 – 23:00 Uhr tritt eine Verbrauchszunahme von durchschnittlich 11% gegenüber den Referenzwerten derselben Zeit ein. Ein leichter Aufwärtstrend während der Untersuchung, der sowohl unter der Woche als auch an Freitagen deutlich wird, bestätigt einen leichten, positiven Gewöhnungseffekt.

4.4 Ergebnisdiskussion

Aus den oben durchgeführten Untersuchungen geht hervor, dass durch einen einfachen, zeitflexiblen Tarif Änderungen im Verbrauchsverhalten privater Letztverbraucher hervorgerufen werden können. Das bedeutet, ein Mindestmaß an Flexibilität ist beim Verbrauchsverhalten der Versuchsteilnehmer vorhanden. Das Ergebnis 13% Verbrauchsrückgang bei negativen Tarifsignalen sowie bis zu 6% Verbrauchsanstieg bei positiven Tarifsignalen gilt für die vorliegende Preisspreizung von 0,07 €. Es erfolgt keine grundlegende Verhaltensänderung, die Nachtstunden zwischen 01:00 – 05:00 Uhr erfahren keine besondere Nutzung durch Verbrauchsverlagerung. Der Mitteltarif ist für die Teilnehmer gleichbedeutend mit dem vorherigen, starren Tarif und ruft deswegen keine Reaktion hervor.

Die Nachhaltigkeit der Maßnahmen in Bezug auf zusätzlichen Rohstoff- oder Energieverbrauch ist ebenfalls sichergestellt. Die Verbraucher benötigen im Austausch gegen den vorher installierten Ferraris-Zähler einen Smart Meter. Mit Hilfe dieses Geräts sind Stromeinsparungen durch bewussteren Umgang mit elektrischer Energie möglich, was zu Effizienzverbesserungen führen kann. Auch wird keine zusätzliche Energie durch Veränderungen von Geräteeinstellungen oder Betriebsmodi benötigt, die Verbraucher passen lediglich die ohnehin notwendigen Verbrauchsprozesse dem TOU-Zeitplan an. Allerdings müssen Zuverlässigkeit und Berechenbarkeit der Reaktion in Frage gestellt werden. Die deutlichen Gewöhnungseffekte der Verbraucher erschweren die Prognostizierbarkeit der Kundenreaktionen, wie der Vergleich des Verhaltens in den drei Monaten November 2010, Juli 2011 und Januar 2012 zeigt. Die Anpassung der Teilnehmer wies eine teilweise gegenläufige Dynamik auf. So schwächten sich Effekte, wie beispielsweise die Anpassung an den HT-Bereich am Montag, mit zunehmender Versuchslaufzeit deutlich ab, während die NT-Bereiche am Freitagnachmittag zunehmend besser genutzt wurden.

Wie [89] anhand desselben Feldtests herausarbeitet, ist für die Teilnehmer vor allem wichtig, dass die Tarifvorgaben sich einfach umsetzen lassen. Das bedeutet sowohl eine geringe Anzahl an Tarifstufen, wie auch ein bestenfalls starres Tarifmuster, an dessen Besonderheiten man sich im Verlauf mehrerer Wochen gewöhnen kann. Dies hätte negative Folgen für die notwendige Flexibilität der Maßnahme, die seitens des physikalischen Lieferanten benötigt wird, um auf vielfache Einspeise- bzw. Belastungssituationen reagieren zu können. Bedauerlicherweise verhinderten die geschäftlichen, als auch die technischen Umstände den Test einer Neuordnung der Tarifstufen. Das führt dazu, dass die Aussagen zur Anpassung der Teilnehmer anhand einer einmaligen Tarifeinführung getroffen werden müssen. Mit Blick auf die notwendige Einfachheit der Umsetzung bleibt daher fraglich, ob ähnlich Ergebnisse bei einem monatlichen oder gar wöchentlichen Tarifwechsel erzielt worden wären.

Eine Regelstrecke zwischen dem physikalischen Versorger und dem Letztverbraucher kann deswegen nur unter Berücksichtigung von Eingewöhnungszeiten geschlossen werden. Das bedeutet, es existiert die Möglichkeit, eine Verbrauchsveränderung bei den Teilnehmern mittels flexibler Tarifierung hervorzurufen. Jedoch ist die technische Anwendung der Maßnahmen fraglich, da die Reaktionen ein zu hohes Maß an Unsicherheit aufweisen. Um letztendlich die Flexibilität von DSM beispielsweise in Bezug auf die Ausnutzung der Nachtstunden entscheidend zu verbessern, müssen technologische Lösungen wie Least Cost Routing-Geräte oder EMS unter Zuhilfenahme von Speichern eingesetzt werden. Die Ergebnisse zeigen, dass nur Automatisierungstechnologie in der Lage ist, ein zum SLP H0 grundlegend verschiedenes Verbrauchsmuster bei einer größeren Gruppe privater Letztverbraucher zu erzeugen.

5 Extrapolation der Ergebnisse

Die aus der Analyse hervorgegangenen Ergebnisse können nun für den speziellen Fall auf den zuvor erläuterten Ausgangszustand angewendet werden. Dies geschieht im Folgenden separat für die technischen und ökonomischen Kriterien.

5.1 Technische Extrapolation

Aktuell lassen sich die auftretenden Belastungssituationen in Stromnetzen mit Hilfe von SLP, die sowohl für Haushalte, für GHD oder auch unterbrechbare Lasten wie Kühlsysteme gelten, ausreichend einschätzen. Ändert sich das Verhalten der Gruppe private SLP-Kunden müssen die Auswirkungen auf das Netz geprüft und bewertet werden. Trotzdem die quantitative Untersuchung in Kapitel 4.3 zeigt, dass keine stärkeren Lastspitzen, als die ohnehin von den Referenzwerten aufgezeigten, zu Tage treten, ergeben sich doch Veränderungen im Gesamtlastprofil des Verteilernetzes, welche sich am Einspeisepunkt summieren.

Um die Auswirkungen des während des Feldversuchs veränderten Verbraucherverhaltens auf die Betriebsmittelbelastung abzuschätzen, wurde eine Netzstudie angefertigt. Grundlage der Studie ist die Annahme, dass alle privaten Verbraucher im simulierten Netz analog zu den Versuchsteilnehmern elektrische Energie verbrauchen und es dementsprechend zu einer Summierung der Höchstlasten kommt. Zur Umsetzung erfolgte die Modellierung des Netzes der Kleinstadt, in welcher der Feldversuch stattfand. Die Simulation wurde unter Zuhilfenahme von Betriebsmitteldaten durchgeführt, welche im Zusammenhang mit dem Feldversuch zugänglich wurden.

5.1.1 Aufbau und Ablauf der Simulation

Bei dem Netz handelt es sich um die aus realen Daten synthetisierte Mittelspannungsebene einer ländlich gelegenen Kleinstadt mit insgesamt ca. 30.000 Einwohnern. Es verfügt über eine Nennspannung von 10 kV und wird über zwei Transformatoren aus der 110-kV- Ebene gespeist, welche als starre Einspeisung modelliert wurden. Es sind ein Umspannwerk (UW 1) sowie die Schalthäuser 1 und 2 installiert, die untereinander mit Versorgungsleitungen verbunden sind. Der Aufbau ist in zwei ringförmige Strukturen unterteilt und integriert insgesamt 26 Kundenstationen sowie 89 ONS.

Der betrachtete Netzabschnitt verfügt über eine Kabellänge von insgesamt ca. 86 km. Neben der starren Einspeisung verfügt das Netz über ein Biomasse-Heizkraftwerk mit einer Gesamtleistung von 5 MW, welches aufgrund des Eigenbedarfs von 1 MW zur Brennstofftrocknung mit einer bandförmigen Einspeisecharakteristik von insgesamt 4 MW berücksichtigt wird. Die Grobstruktur des simulierten Netzes wird in Bild 5.1 dargestellt. Das Netz wird strahlförmig betrieben, die Kupplungen sowohl in den

Schalhäusern 1 und 2, als auch auf den Sammelschienen der Transformatoren sind im normalen Betrieb geöffnet.

Bei der Annahme der Belastung der Stationen wird auf Schleppzeigerwerte zurückgegriffen, die vom Netzbetrieb zur Verfügung gestellt wurden. Dabei wird davon ausgegangen, dass der Schleppzeigerwert, welcher der höchsten in der Station aufgetretenen Belastung entspricht (P_{stat_max}). Für die Betriebsführung von Transformatoren gilt eine Auslastung $> 100\%$ (für Gießharztransformatoren) bzw. 130% (für Öltransformatoren) als Überlastung des Betriebsmittels (vgl. [94]).

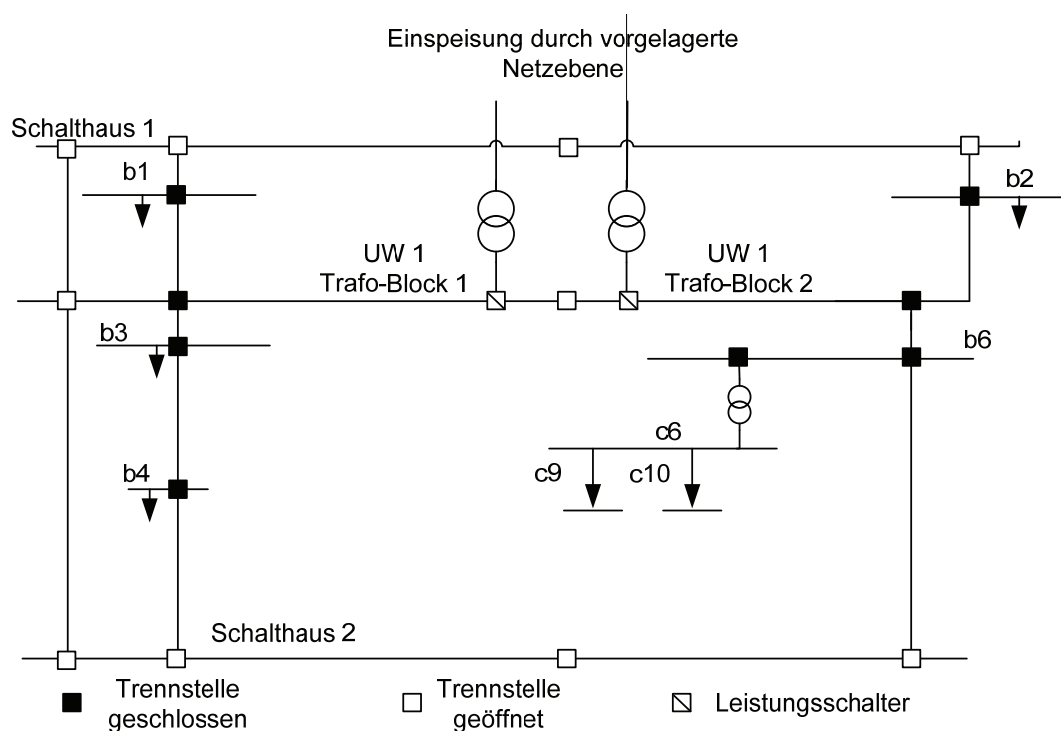


Bild 5.1: Grobstruktur des zur Simulation verwendeten Netzes

Vereinfachend wird angenommen, dass alle Transformatoren im Netz eine Gießharzisolierung aufweisen. Damit gelten gemäß [94] eine Kundenstation und keine Ortsnetzstation als überlastet. Die höchste Auslastung einer ONS betrug im überwachten Zeitraum 95%.

Um die aktuelle Belastungssituation des Netzes nachbilden zu können, wurde mit den SLP H0 (Haushalte), G0 (Gewerbe allgemein), G1 (Gewerbe werktags von 08:00 – 18:00 Uhr) sowie G3 (Gewerbe durchlaufend) gearbeitet. Die Zuteilung der Profile für die einzelnen Stationen erfolgte anhand eines Vergleichs des Netzplans mit einem Stadtplan sowie unter Zuhilfenahme zusätzlicher Informationen (beispielsweise Rücksprache mit den Netzbetriebsverantwortlichen). Bis auf einige Ausnahmen werden die

Kundenstationen über ein Gewerbelastprofil und die ONS mit einem Haushaltslastprofil belastet, dessen Jahreshöchstlast durch den in der jeweiligen Station ermittelten Schleppzeigerwert vorgegeben wird. Die Tatsache, dass einige Stationen sowohl gewerbliche als auch private Letztverbraucher versorgen, wurde bei der vorliegenden Simulation vereinfachend außer Acht gelassen.

Die Berechnung der Stationsbelastung e_{sim_ref} erfolgte nach deren Aggregation (vgl. Formel 3.4) mit Hilfe des Maximalwerts des Lastprofils gemäß:

$$e_{sim_ref} = \frac{e_{t_ref}^{norm}}{e_{t_ref_max}^{norm}} \quad (5.1)$$

Die Berechnung des Teilnehmerprofils geschieht analog, jedoch wird, um die möglicherweise höhere Jahreshöchstlast darzustellen, mit dem Maximalwert aus dem SLP H0 gearbeitet:

$$e_{sim_Teilnehmer} = \frac{e_{t_Teilnehmer}^{norm}}{e_{t_ref_max}^{norm}} \quad (5.2)$$

Damit gilt für die Belastung der Station für beide Simulationsvarianten:

$$P_{t_ref} = P_{stat_max} \cdot v_{sim_ref} \quad \text{bzw.} \quad P_{t_Teilnehmer} = P_{max} \cdot v_{sim_Teilnehmer} \quad (5.3)$$

Die Simulation erfolgt in 15 min-Zeitschritten, so dass die durch die Smart Meter aufgenommenen Lastprofile unmittelbar verwendet werden können. Der Programmablaufplan der Simulation ist in Bild 5.2 dargestellt.

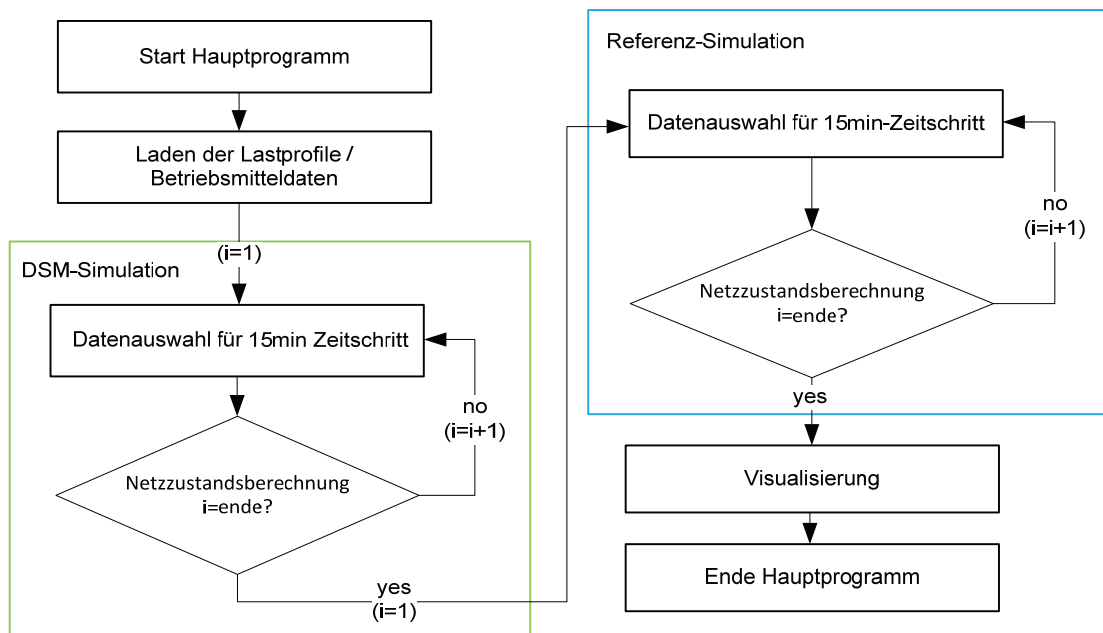


Bild 5.2: Programmablaufplan der Simulation

Nach dem Start des Hauptprogramms werden die Daten der Lastprofile sowie die Daten der verwendeten Betriebsmittel eingelesen. Die Anzahl der Wiederholungen der Netzberechnung (i) leitet sich aus der Länge der Lastprofile ab – wird eine Auflösung von 15 min für die Dauer eines Jahres aufgewendet ergibt sich die Anzahl der Rechenschritte für die DSM- als auch die Referenzsimulation zu:

$$96[1/4 h] \cdot 365d = 35.040 \quad (5.4)$$

Ziel der Simulation ist es, eine Aussage über die Belastung des Übergabepunktes 110 kV/10 kV (UW 1) zu treffen, für den Fall, dass alle durch das MS-Netz versorgten, privaten Letztverbraucher sich wie die Teilnehmer des Feldversuchs verhalten (Worst-Case-Szenario). Zum Vergleich wird ein Lastprofil angewendet, welches durch Normierung und Aggregation der Referenzwerte abgeleitet wurde. Da es sich bei den zwei Transformatoren in UW1 um die teuersten Betriebsmittel des Netzes handelt, muss UW 1 als besonders neuralgischer Punkt betrachtet werden. Aufgrund dessen und durch die Tatsache, dass jeweils nur ein spezifisches Lastprofil auf eine ONS bzw. Kundenstation angewendet wird – sich diese aber in UW 1 addieren, liegt der Fokus der Untersuchung auf UW 1. Zusätzlich ist die Höhe der Jahreshöchstlast am Übergabepunkt maßgeblich für die Höhe der Netzentgelte, die an Betreiber der nächst-höheren Spannungsebene entrichtet werden müssen. Daher entsteht ein soziales Interesse, die Belastung des Übergabepunktes so gering wie möglich zu halten.

5.1.2 Simulationsergebnis

Ein Vergleich der, in der Simulation mit Hilfe der aggregierten, synthetischen Lastprofile (Kalenderwoche 2 ,2011) errechneten Werte mit den Ergebnissen, welchen die Veröffentlichungen gemäß §17 Abs. 2 Nr. 5 StromNZV zugrunde liegen, zeigt einen ähnlichen Belastungsverlauf, der sich um eine Trendkomponente unterscheidet. Diese steigt im realen Lastverlauf zu Mittwoch hin an und fällt zum Ende der Woche hin ab. Die Ursache für diesen Trend ist unbekannt. Charakteristische Merkmale stimmen überein. So ist ein deutlicher Lastanstieg am Tag zu beobachten. Der Verbrauch sinkt nachts bei beiden Szenarien deutlich ab, die reale Grundlast ist jedoch etwas höher. Auch die Ausprägungen der Spitzenlast vormittags als auch nachmittags ist nicht gleichmäßig, wie das die Lastprofile vermuten lassen würden. Die Güte der Simulation lässt sich durch den mittleren, absoluten, prozentualen Fehler (MAPE) bestimmen [21]. Zur Berechnung werden die zu bewertenden Werte e_{bew} , die Referenzwerte e_{ref} sowie die Anzahl der Werte n benötigt. Die Bildungsvorschrift lautet:

$$MAPE = \left(\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \frac{|e_{i,bew} - e_{i,ref}|}{e_{i,bew}} \right) \cdot 100\% \quad (5.5)$$

Die Güte der Simulation beträgt für die verglichene Woche 84,4%, somit kann die Simulation Aufschluss über mögliche Belastungsszenarien im untersuchten Netz liefern.

Anschließend wird die Belastungssituation, welche durch das Verhalten der Teilnehmer entsteht, verglichen mit der Situation, welche die Referenzdaten hervorrufen würden.

Die sich ergebende Jahreshöchstlast beträgt 24,2 MW (Dezember, Samstag 16:45 Uhr) und liegt damit gleichauf mit der Jahreshöchstlast aus der mit den Referenzdaten gespeisten Simulation.

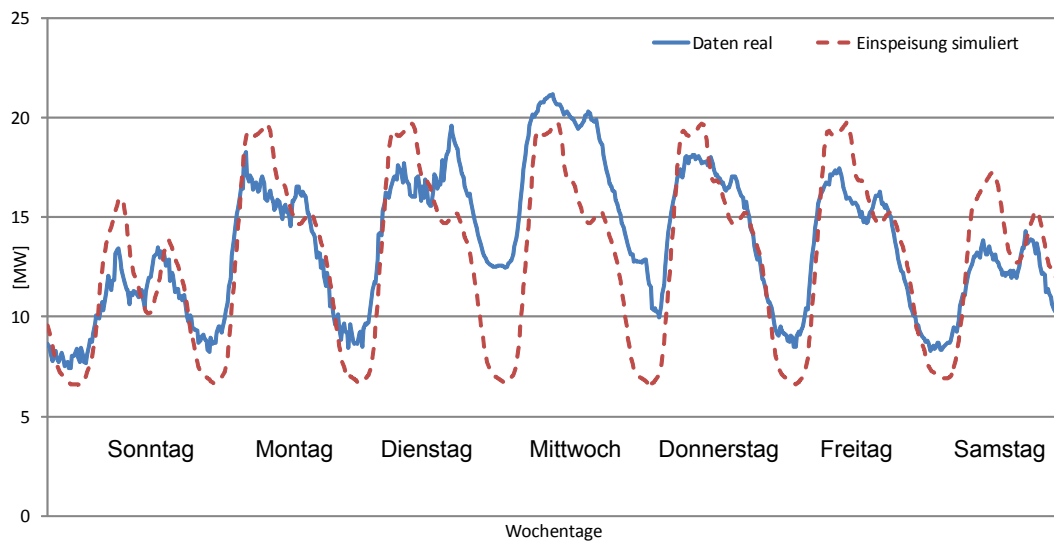


Bild 5.3: Vergleich von simulierten und realen Belastungsdaten an UW 1

Aus den Vergleichsdarstellungen (Wochendarstellung, beginnend mit Sonntag – analog Bild 5.3) der simulierten Beanspruchungen in UW 1 wird deutlich, dass die verbreitete Anwendung des oben spezifizierten Tarifs in den betreffenden Monaten keine negativen Einflüsse auf das vorliegende Netz hat – unter der Einschränkung, dass es sich bei den vorliegenden Darstellungen um gemittelte Werte handelt. Bild 5.4 stellt einen Vergleich in der Typwoche November 2010 zwischen Referenz- und Teilnehmerverhalten an und verdeutlicht, dass die Leistungsaufnahme des gespeisten Netzes insbesondere in den HT-Zeiten abnimmt. In den MT- und NT-Bereichen wird zunächst keine gravierende Änderung deutlich, der Nachweis in diesen Zeiten muss mathematisch erfolgen. So zeigt der Verhältnisvergleich der nachgefragten Leistungen für Nov. 2010 (vgl. Tabellen 11.4-11.6), dass in den HT-Zonen durch das Einführen eines flexiblen Tarifs die Nachfrage i.D. um 4,8% sinkt, in den MT-Zeiten nahezu konstant bleibt (Absinken um 0,1%) und in den NT-Zeiten i.D. um 2,8% zunimmt.

Auch wenn innerhalb der Wochentage abends nach 09:00 Uhr ein leichter Anstieg auszumachen ist, stieg die Leistungsnachfrage im November 2010 nicht über den Wert der Fernsehspitze.

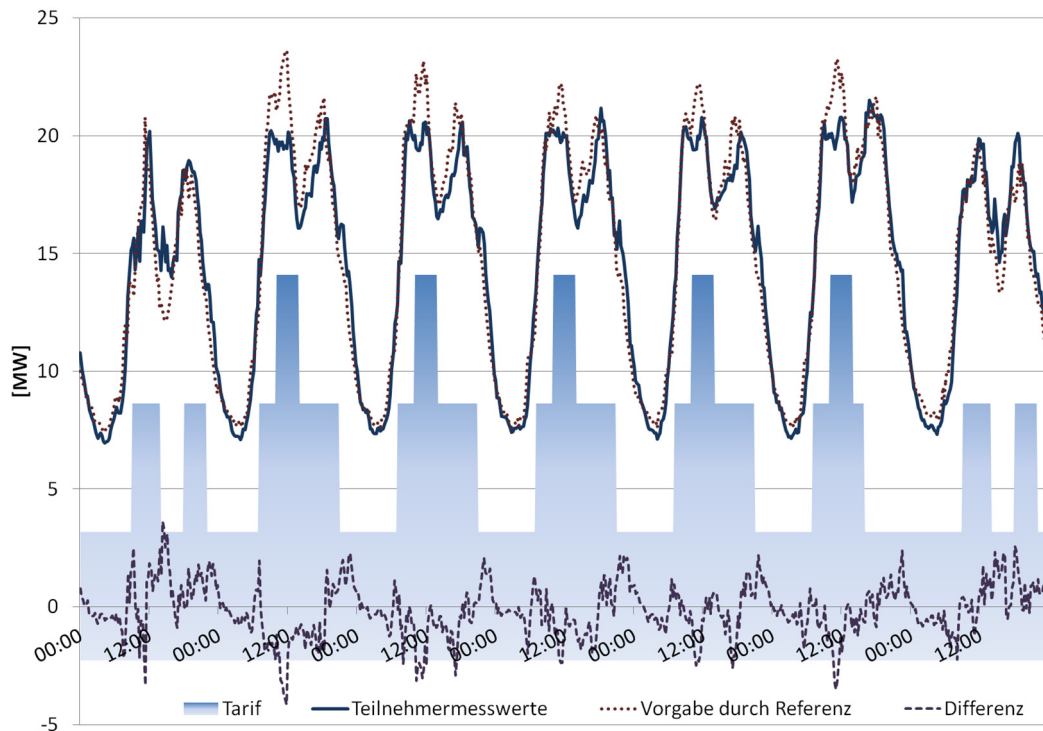


Bild 5.4: Simulation UW 1: Referenz/Teilnehmer November 2010

Bild 5.5 zeigt einen Belastungsvergleich von UW 1 in analoger Darstellungsweise von Juli 2011. Insbesondere am Montag, aber auch an weiteren Tagen der Woche, wird beim Einsatz eines variablen Tarifs in den HT-Zeiten weniger Leistung nachgefragt, als dies mit einem statischen Tarif der Fall wäre. Weiterhin ist eine Ausprägung an Wochentagen gegen 09:00 Uhr zu sehen, die auf den Wechsel von MT zu NT zurückgeführt werden kann. Offensichtlich wird die Umstellung am Freitagnachmittag auf NT besser genutzt, die Darstellung der Differenz zeigt ein stärkeres Ansprechen der Kunden auf dieses Signal als in Bild 5.4. Die Reaktion im HT-Bereich schwächt sich im Vergleich mit Nov. 2010 ab. Die Einführung des HT-Tarifs führt zu einem Absinken der Gesamtnachfrage um 2,5% am Einspeisepunkt. Das Verbrauchsverhältnis in den beiden anderen Tarifzonen kann nur teilweise auf den Einsatz des Tarifs zurückgeführt werden. Im NT-Bereich kommt es zu einem Verbrauchsanstieg um 3,7% am Freitag. Das über die Woche gemittelte Verhältnis zeigt einen Verbrauchsanstieg von 2,1% in NT-Zeiten. Im MT-Bereich sinkt die Nachfrage um 0,6%.

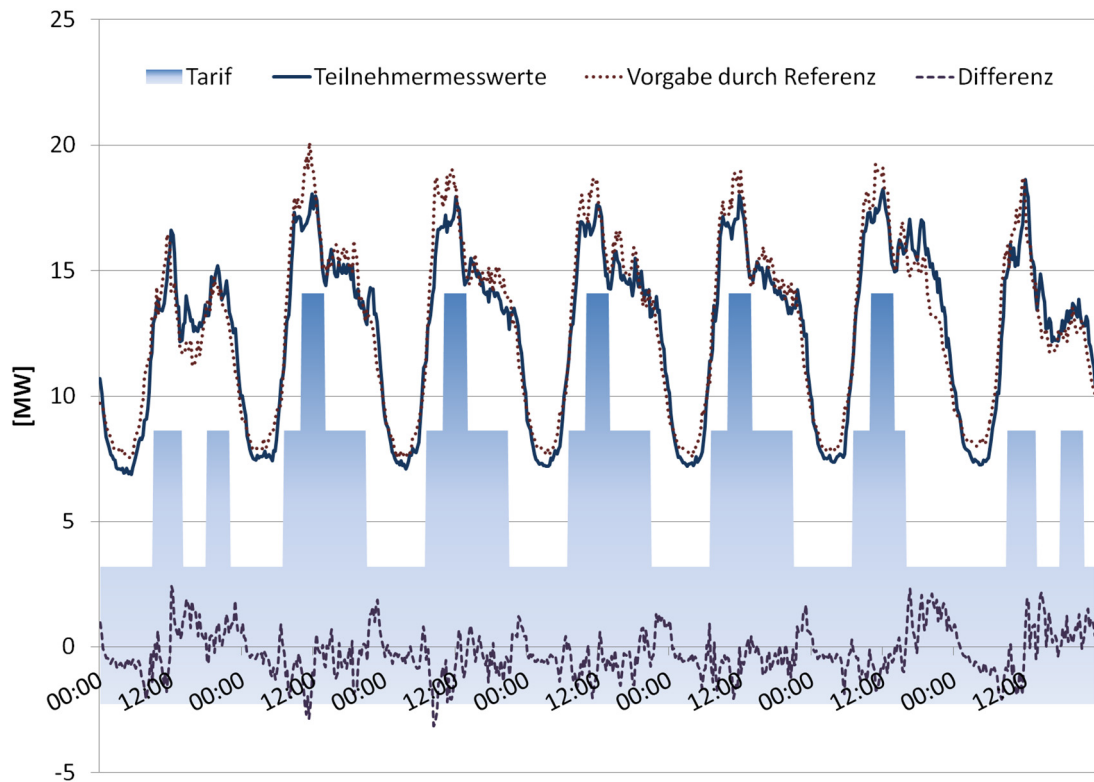


Bild 5.5: Simulation UW 1: Referenz/Teilnehmer Juli 2011

Bild 5.6 zeigt den Belastungsvergleich in UW 1 im Januar 2012. Nach wie vor erfolgt eine Dämpfung der Lastspitzen in den HT-Bereichen. In den NT-Bereichen ergeben sich weiterhin Rebound-Effekte an Wochentagen nach 21:00 Uhr. Auffällig ist, dass die Last am Freitagabend höher ausfällt, als durch die Referenz vorgegeben, was auf eine verbesserte Nutzung des NT-Bereichs am Freitagnachmittag schließen lässt.

In den HT-Bereichen ergibt sich im Wochendurchschnitt weiterhin eine Absenkung der Gesamtnachfrage von 5,9% im direkten Vergleich mit der Referenz. Die Nachfrage in den MT-Zeiten liegt mit 98,7% leicht unter der Referenz. Die Nachfrage in den NT-Bereichen steigt um 4,7% - insbesondere dienstags (7,1%).

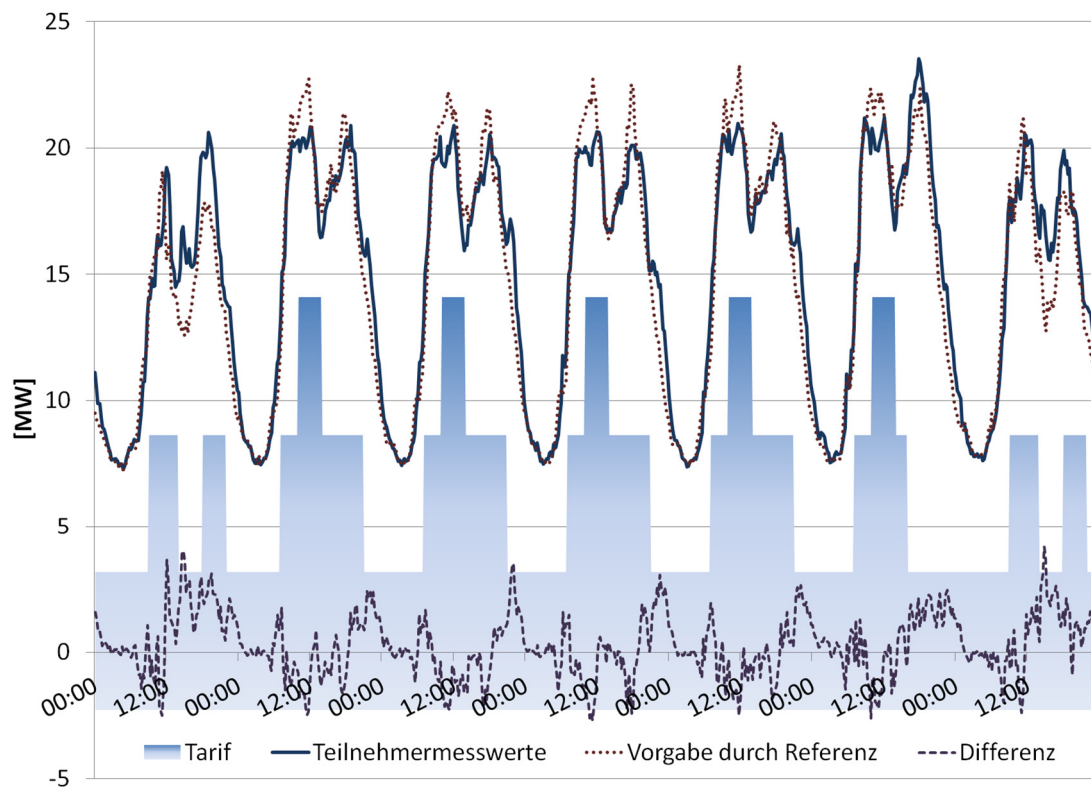


Bild 5.6: Simulation UW 1: Referenz/Teilnehmer Januar 2012

5.2 Ökonomische Extrapolation

Mit den gewonnenen Erkenntnissen bestehender Feldversuche und aus dem RESIDENS-Feldversuch muss das zuvor spezifizierte Marktmodell überarbeitet werden. Das neue Modell der zeitflexiblen, dreistufigen Tarifierung beinhaltet drei lineare Angebotskurven (HT/MT/NT), die jede Tarifstufe repräsentieren (siehe Bild 5.7). Sie unterscheiden sich in ihrem Anstieg und beinhalten nach wie vor den Fixkostenanteil $p(\text{fix})$.

Weiterhin muss die Nachfragefunktion 2.2 überarbeitet werden. Zeitflexible Tarifierung verändert die beschriebene Situation dahingehend, dass die zeitliche Komponente nun nicht mehr außer Acht gelassen werden kann. Mit der zeitlichen Abhängigkeit der Energiekosten können die Verbraucher diese nun unter Berücksichtigung der Verbrauchszeit t versuchen, zu minimieren:

$$\begin{aligned}
d_j(\lambda) &= \arg \max(\delta_j(x) - \arg \min(\lambda(t))x) \\
&= \max \left\{ 0, \left\{ x \mid \dot{\delta}_j(x) = \lambda \right\} \right\} \\
&= \min \left\{ 0, \left\{ t \mid \dot{\lambda}(t) = 0 \right\} \right\}
\end{aligned} \tag{5.6}$$

Legt man das oben beschriebene, dreistufige Tarifmodell zugrunde, kann eine Minimierung der Kosten für elektrische Energie durch vollständige Verlagerung des Verbrauchs in die Niedertarifzone geschehen.

Finanzielle Betrachtung aus Sicht der Verbraucher

Der durchschnittliche Haushalt der im Feldversuch ausgewählten Teilnehmer hatte im Zeitraum Nov. 2010 bis Januar 2012 einen Verbrauch von rund 3450 kWh. Gemäß des damals aktuellen Tarifs und ohne Berücksichtigung von Preiserhöhungen wären bei einem Grundpreis von 5,95 €/Monat (bei allen aufgeführten Preisen handelt es sich um Brutto-Preise – es sind 19 % MwSt. enthalten) und einem Arbeitspreis von 0,2194 €/kWh Gesamtkosten in Höhe von 845,55 € angefallen. Aufgrund seines Verbrauchsverhaltens war es dem Durchschnittsteilnehmer möglich, eine Ersparnis in Höhe von 31,09 € (4% des Gesamtpreises) zu erzielen, was die Gesamtkosten auf 814,46 € senkt.

Sollte die Anschaffung der Smart Metering-Technologie für den durchschnittlichen Haushalt in Erwägung gezogen werden, lohnt eine einfache Investitionsrechnung um relative, als auch absolute Vorteilhaftigkeit der Investitionen in entweder GPRS- oder PLC-Technologie zu prüfen. Dabei bedeutet die relative Vorteilhaftigkeit, dass eine Technologie einer anderen vorzuziehen ist. Absolute Vorteilhaftigkeit ist dann gegeben, wenn sich die Investition amortisiert und ggfs. ein finanzieller Gewinn entsteht [95].

Die angefallenen Kosten sind in Tabelle 5.1 aufgeführt. Die monatlichen Bruttokosten für die GPRS-Kommunikation der Zähler seien mit 3,90 € angenommen. Weiterhin erfolgt die Annahme, dass die Kommunikationskosten, die zum Betrieb der DCs jeweils anfallen (ca. 30 € / Monat (brutto)), sozialisiert werden.

Tabelle 5.1: Kostenaufstellung für Investitionsrechnung

	PLC-Technologie	MUC-Technologie
Investitionskosten (I):	150 €	253 €
Kommunikation (K_B):	0 €	3,90 € / Monat
Erlös (E):	31 €	31 €
Nutzungsdauer (N):	15 Jahre	
Kalk. Zinssatz (i_{kalk}):	3%	
Liquidationserlös (L):	0 €	

Zur Ermittlung des Gewinns Ge der angestrebten Maßnahme werden Erlös E ($E=24$ € für die Dauer von 12 Monaten) und Kosten K einander gegenübergestellt.

$$Ge = Er - K \quad (5.7)$$

Die Kosten setzen sich aus Betriebskosten KB , kalkulatorischen Abschreibungen Ab_{kalk} und kalkulatorischen Zinsen Z_{kalk} zusammen. Für die Betriebskosten der Zähler werden die Kommunikationsgebühren herangezogen; Ab_{kalk} spiegelt die Wertminderung des Anlagevermögens wieder während Z_{kalk} den Kapitaleinsatz darstellt. Da vereinfachend davon ausgegangen wird, dass die Technologie aus Eigenkapital beschafft wird, richtet sich der Kalkulationszinssatz i_{kalk} nach dem Wert, mit welchem die Mittel anderweitig angelegt werden könnten. Für private Letztverbraucher wird daher ein Wert von $i_{kalk}=3\%$ angenommen. Nach dem Ende der Nutzungsdauer N (15 Jahre ohne Berücksichtigung der Eichfrist gemäß [87]) wird davon ausgegangen, dass die Geräte nicht wieder verkäuflich sind und somit der Liquidationswert $L=0$ € beträgt.

Die Leistungsaufnahme der Zähler bleibt unberücksichtigt, um die Rechnung zu vereinfachen. Damit gilt [95]:

$$K = K_B + Ab_{kalk} + Z_{kalk} \quad (5.8)$$

mit:

$$Ab_{kalk} = \frac{I - L}{N} \quad (5.9)$$

und:

$$Z_{kalk} = \frac{I+L}{2} i_{kalk} \quad (5.10)$$

Für die PLC-Technologie ergibt sich:

$$\begin{aligned} G_{PLC} &= E - K_{B,PLC} - Ab_{kalk,PLC} - Z_{kalk,PLC} \\ &= 24€ - 0€ - 10€ - 2,25€ \\ &= 11,75€ \end{aligned} \quad (5.11)$$

Für die GPRS-Technologie ergibt sich:

$$\begin{aligned} G_{GPRS} &= E - K_{B,GPRS} - Ab_{kalk,GPRS} - Z_{kalk,GPRS} \\ &= 24€ - 12 \cdot 3,90€ - 16,86€ - 3,80€ \\ &= -43,46€ \end{aligned} \quad (5.12)$$

Im Gegensatz zu der GPRS-Technologie, welche hohe, monatliche Kommunikationskosten verursacht, ist die PLC-Technologie – unter der Annahme, dass die Kommunikationskosten der DCs (im Feldversuch 30 €/Monat) sozialisiert werden – absolut vorteilhaft. Voraussetzung dafür ist ebenfalls eine Aufrechterhaltung einer genügend hohen Differenz zwischen HT und NT (mindestens 0,07 €, wie im vorliegenden Beispiel).

Gewöhnungseffekte und deren Auswirkung auf flexible Tarifierung

Die Analyse der Daten zeigt, dass sich die Reaktion auf die Tarifsignale innerhalb der Feldtestphase ändert (vgl. Kapitel 4.3). Dieses Verhalten kann auf den Gewöhnungseffekt zurückgeführt werden. Dieser ist in der Gesellschaft allgegenwärtig: neue Dinge erfahren größeres Interesse und somit mehr Aufmerksamkeit bzw. Zuwendung als bereits Bekanntes. Ähnlich ist es mit flexiblen Tarifen. Bei der Einführung eines solchen Tarifs erscheint es am Anfang wichtig, Geld zu sparen, indem Verbrauchseinsparungen zur Mitte des Tages hin vorgenommen werden. Im Verlauf der Zeit verlieren neue Gegenstände oder Methoden jedoch ihre Faszination. Entscheidend wird die Einfachheit der Nutzung der Tarifzonen [89]. Ein Beispiel für einen Tarifbereich, der sich von den Teilnehmern leicht nutzen lässt, ist Freitag 16:00 – 23:00 Uhr. Hier findet

eine starke Anpassung statt, die Nutzung des Tarifbereichs verstärkt sich zum Ende des Beobachtungszeitraums noch leicht.

Den Ergebnissen nach müssen die Nachfragekurven der jeweiligen Tarifsituation entsprechen und können nicht verallgemeinert werden. Dargestellt ist dies in Bild 5.7. Die Grafik ist eine Anpassung von

an die Abrechnung mit Hilfe eines dreistufigen, zeitvariablen Tarifs.

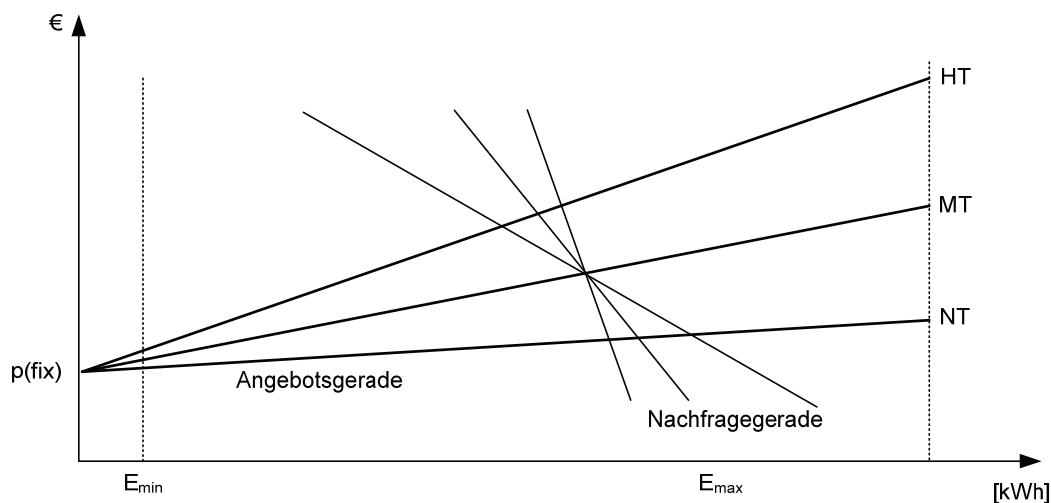


Bild 5.7: Marktmodell, abgeleitet aus dem RESIDENS-Feldversuch

Die Angebotsgeraden spiegeln den Fixkostenanteil $p(\text{fix})$ wider, welcher nun von der bezogenen Energiemenge unabhängig ist. Die unterschiedlichen Anstiege repräsentieren die verschiedenen Arbeitspreise λ_{NT} , λ_{MT} und λ_{HT} der einzelnen Tarifstufen. Die Nachfragegeraden stehen für unterschiedliche Tarifbereiche und treffen sich in einem Punkt auf der MT-Angebotsgeraden um darzustellen, dass MT im Feldversuch von den Teilnehmern als Normaltarif angesehen wurde.

Die Grenzwerte der Nachfragekurven wurden bis jetzt noch nicht erforscht. Aber es ist leicht einzusehen, dass die Nachfragekurven ihren linearen Charakter nicht behalten, je näher sie den jeweiligen Achsen (Preis bzw. Menge) kommen. Es kann davon ausgegangen werden, dass mit einem extrem hohen Energiepreis nur noch Geräte verwendet werden, deren Betrieb absolut unausweichlich ist. Diese Geräte – zu denen z.B. Licht und Kühlschränke zählen könnten – definieren ein notwendiges Mindestmaß an elektrischer Energie E_{\min} , auf welches die Verbraucher nicht verzichten können.

Auf der anderen Seite könnten Umweltaspekte an Bedeutung verlieren, wenn der Preis für elektrische Energie gegen null sinkt, d.h. für den Energieverbrauch keine Kosten anfallen würden. Es ist wahrscheinlich, dass die Verbraucher dann deutlich mehr Strom verbrauchen, als dies für ein ausreichendes Komfort-Empfinden notwendig wäre. Energie verlöre dann an Bedeutung und würde teilweise auch ohne Nutzen verbraucht. Jedoch können Verbraucher nur die Menge an Strom verbrauchen, mit der der Hausanschluss abgesichert ist, was zu einem definierten Grenzwert E_{max} führt.

Rebound Effekt

Der Reboundeffekt tritt im Zusammenhang mit einer Verbrauchsverlagerung auf und bezeichnet den zusätzlichen Verbrauch nach Ende eines negativen Tarifsignals (vgl. Kapitel 2.2). Dies wird im Feldversuch – wie in Abschnitt 4.3 erwiesen – insbesondere an Freitagnachmittagen deutlich. Dabei stellt sich heraus, dass der Effekt sowohl zum Ende eines Werktages, als auch am Ende einer Arbeitswoche sichtbar wird. Das erlaubt die Schlussfolgerung, dass die Teilnehmer sowohl Prozesse innerhalb eines Tages, als auch innerhalb einer Woche verlagerten. Der im Feldversuch nachgewiesene Reboundeffekt ist jedoch zu keiner Zeit höher, als ohnehin bekannte Effekte, wie beispielsweise die Ausprägung der „Gänsebratenspitze“ am 25.12. Auch ist sie innerhalb eines Typtages Montag bis Donnerstag nicht höher als die „Fernsehschpitze“ selbst, sondern tritt für das vorliegende Tarifmodell erst nach dieser auf. Es handelt sich schlussendlich um einen wissenschaftlichen Effekt, der jedoch für TOU-Tarifierung ohne Automatisierungstechnologie keine systemrelevante Bedeutung hat, solange bekannte Starklastzeiten nicht durch zusätzliche Tarifierungen verstärkt werden.

5.3 Folgen für die Bilanzierung

Die Einführung von variablen Tarifen zieht Konsequenzen in dem in Abschnitt 2.1.3 beschriebenen Abrechnungsverfahren nach MaBiS nach sich, die Auswirkungen auf das geschäftliche Risiko der betroffenen Marktpartner haben. Gemäß MaBiS werden zur synthetischen Abrechnung SLP hinzugezogen. Die Abweichungen der Differenzen zwischen dem durch die SLP prognostizierten und den tatsächlichen Verbrauchsverläufen im Verbrauchsverlauf trägt der VNB. Forciert der Lieferant durch einen variablen Tarif Abweichungen vom „gewohnten“ Verhalten bei den Letztverbrauchern, steigt unter Umständen die Menge der zu beschaffenden Mehr- bzw. Minder-mengen. Da der VNB nach der Anreizregulierungsverordnung (AnRegV) die Kosten so gering wie möglich zu halten hat, würde ein solcher finanzieller Mehraufwand der durch die Verordnung angestrebten Produktivitätssteigerung entgegenstehen. Auch könnten diese Mehraufwände nicht unter den weiteren Anschlussnehmern des VNB sozialisiert werden [21], [36].

Um dies zu vermeiden, existieren mehrere theoretische Möglichkeiten. Zunächst könnte der VNB je nach Belastungssituation des eigenen Verteilernetzes eigene Tarife entwickeln und diese dem Lieferanten zur Auswahl stellen. Die Abrechnung würde dann mit Hilfe eines entsprechenden Lastprofils geschehen, welches der VNB – beispielsweise anhand von durch Umfragen ermittelten, soziodemografischen Daten seiner Anschlussnehmer – entwickelt. Auch wäre eine Flexibilisierung der Netzentgelte denkbar, mit der der VNB auf die Belastungssituation in seinem Netz reagiert oder versucht, die Mehr- bzw. Mindermengen zu minimieren. Wahrscheinlich ist jedoch, dass in einem solchen Szenario die variablen Entgelte den variablen Tarifen entgegenstehen würden, was bedeutet, deren Wirkung würde aufgehoben [21].

Am wahrscheinlichsten ist, dass Lieferanten künftig gezwungen werden, den Verbrauch der Endkunden, welche mit variablen Tarifen versorgt werden, gemäß dem in Abschnitt 2.1.3 vorgestellten, analytischen Verfahren, selbst zu prognostizieren. In diesem Fall ginge das Prognoserisiko auf den Lieferanten über, der dafür nun eigene Ressourcen bereithalten müsste [21]. Galt die Versorgung privater Letztverbraucher unter Fachleuten bis heute durch die Praxis der synthetischen Abrechnung als unkomplizierter Geschäftseinstieg beim Auf- bzw. Ausbau einer Firma zum Energielieferanten, so dürfte die Umstellung der Abrechnung diesen Vorteil eliminieren.

Auch die Minimierung von Mehr-/ Mindermengen durch einen festgelegten Energiemengenbezug seitens der Verbraucher ist eine schon heute von Lieferanten genutzte Möglichkeit, das Beschaffungsrisiko zu minimieren. Dabei bezieht der Letztverbraucher ein Energie-“Paket“ – also eine festgelegte Anzahl an kWh, die ihm innerhalb eines Jahres zur Verfügung stehen. Zusätzliche Energiemengen müssen extra beschafft werden. Diese Tarifform bedeutet jedoch für den Letztverbraucher ein erheblich höheres Risiko, da die Energiegutschrift im Falle einer Insolvenz des Lieferanten ihren Wert verliert und der eigene Energiebedarf dem Letztverbraucher genau bekannt sein muss.

Tatsächlich ist die Abweichung der im Feldversuch ermittelten Verbrauchswerte von dem zur Energiebeschaffung genutzten SLP nicht signifikant höher, als dies bei den Referenzwerten der Fall ist. Für die aggregierten, normierten Referenzwerte beträgt die Güte des SLP 82,9% während es für die aggregierten, normierten Teilnehmerwerte 82,0% beträgt. Bei den Teilnehmermesswerten kann von einem Worst-Case-Szenario ausgegangen werden, da sich das Teilnehmerfeld – wie bereits erwähnt – einen höheren Anteil Innovatoren einschließt. Daher sollten die geschäftlichen Risiken von Produkten, welche wie der vorliegende TOU-Tarif lediglich einen kleinen Kundenkreis ansprechen, mittelfristig eher gering ausfallen.

Ergebnisdiskussion

Durch die Simulation der Belastungssituation des MS-Netzes eines lokalen Energieversorgers im ländlichen Raum konnten folgende Erkenntnisse gewonnen werden: zunächst kann für den vorliegenden Tarif eine Gefährdung des neuralgischen Punkts ausgeschlossen werden, da die zusätzliche Belastung der Betriebsmittel bei der Versorgung gemischter Verbrauchergruppen in keinem Fall höher als 10% ausfällt. Diese Aussage kann für Gruppen vorgenommen werden, die sich sowohl aus privaten als auch gewerblichen Letztverbrauchern mit unterschiedlichen, synthetischen Lastprofilen zusammensetzen. Das Verbrauchsverhalten der Versuchsteilnehmer – angewandt auf alle privaten Verbraucher im Netz – würde im vorliegenden Fall zu einer leichten Absenkungen der Spitzenlast am Übergabepunkt führen, da die HT-Zeiten zeitgleich mit den Lastspitzen auftreten, die durch gewerbliche Verbraucher entstehen. Es ergibt sich jedoch keine grundlegende Änderung im Verbrauchsverhalten – ein signifikanter Verbrauchsanstieg findet in den Nachtstunden trotz positivem Tarifierreiz nicht statt.

Einschränkungen der vorliegenden Methode ergeben sich aufgrund der statischen Netzberechnung, der hohen Periodendauer von 15 min sowie der Vereinfachung der Belastungsszenarien auf synthetische Lastprofile.

Die Untersuchungen belegen, dass variable Tarife den Gleichzeitigkeitsfaktor beeinflussen und somit Lastspitzen auftreten können. Dennoch erscheint es fraglich, ob variable Tarife sich für die Netzbetriebsführung eignen – unabhängig davon, ob ein integriertes oder entflochtenes Versorgungssystem vorherrscht. Da im Falle einer Tarifstufenänderung nicht zwangsläufig eine definierte Reaktion erfolgt, geht zwar keine unmittelbare Gefahr einer möglichen Betriebsmittelüberlastung von solchen Maßnahmen aus, jedoch sind sie als präzises Werkzeug zur Verbrauchsbeeinflussung ungeeignet. Dies kann nur unter Zuhilfenahme technologischer Maßnahmen, wie DLC oder Least Cost-Routing-Einrichtungen, geschehen. Die unspezifische Verbraucherreaktion ist an neuralgischen Punkten, wie der Ortsnetzeinspeisung, kein Problem, wirft aber in den unterlagerten Netzebenen Fragen auf.

Die Belastungen stellen für die in dieser Arbeit betrachtete DSM-Version kein Problem dar, da selbst das dem Tarif angepasste Verbrauchsverhalten der als Innovatoren klassifizierten Verbraucher das Netz nicht entscheidend gefährdet. Jedoch sollten im Rahmen dieses Forschungsthemas weitere Tests erfolgen, ob die Betriebssicherheit auch dann noch gewährleistet ist, wenn DLC-Maßnahmen in größerem Umfang eingesetzt werden.

6 Zusammenfassung und Ausblick

Der Systemwechsel von konventioneller, nachfrageorientierter Erzeugung hin zu dargebotsabhängigem Verbrauch wirft die Frage nach einer Beteiligung privater Verbraucher auf, die mit einem Gesamtanteil von 26% des Bedarfs an elektrischer Energie in Deutschland eine entscheidende Rolle spielen [48]. Die vorliegende Arbeit untersucht das Potential der Flexibilisierung der Last „privater Letztverbraucher“ mittels variabler Tarifierung und deren Anwendung als Methode im System Smart Grid.

Die Untersuchung stößt auf eine Vielzahl an Projekten, die weltweit mit diesem Thema durchgeführt wurden. Dabei sind die Motivationen in den verschiedenen Ländern vielfältig. So führten beispielsweise bereits in den späten 1970er Jahren drastische Preissteigerungen fossiler Energieträger zu einem Anstieg von Programmen, welche Nachfragesteuerung im Markt etablieren sollen. In Deutschland herrscht dagegen das Interesse vor, im freien Markt erwirtschaftete Preisvorteile im Sinne einer Marktöffnung an die privaten Letztverbraucher weitergeben zu können. In diesen und in weiteren Fällen fällt die Wahl auf die Beeinflussung des Verbrauchsverhaltens (Demand Side Management), um somit die Ziele Effizienzverbesserung und Kostenersparnis zu verwirklichen. Dabei existieren viele Möglichkeiten, das Verbrauchsverhalten privater Teilnehmer zu beeinflussen: angefangen von der variablen Tarifierung bis hin zu unmittelbarer Schaltung von elektrischen Verbrauchern im Haushalt (DLC). Auch Least Cost Routing-Anwendungen befinden sich heute in der Testphase. Die in der Arbeit recherchierten Projekte erzielten Lastreduktionen zwischen 4-51 %, wobei sich Häufungen im Bereich zwischen 5-25 % ergaben.

Für die Untersuchung werden zunächst die technischen Entwicklungsstufen eines Netzes mit Hilfe der Netzentwicklungskennzahl definiert. Sie besteht aus der technischer Ausbaustufe des Netzes und deren Anwendungsgrad und gibt somit Auskunft, welche Technologien sich in welchem Anwendungsstadium befinden. Anhand der Charakteristiken eines Smart Grids (Flexibilität, Wirtschaftlichkeit, Nachhaltigkeit, Zuverlässigkeit) wurde belegt, dass sich IDSM anhand eines TOU-Tarifmodells für die Anwendung in einem Smart Grid nicht eignet.

Dazu wurde mit Hilfe privater Letztverbraucher in einem Feldtest eine Regelstrecke im Netzbetrieb (Closed Loop-Prinzip) aufgebaut, die Aufschlüsse darüber ermöglichte, ob die Anwendung eines TOU-Tarifs bei privaten Letztverbrauchern diesen Prinzipien genügt. Der Feldtest fand zwischen 2009 und 2012 in einer ländlich gelegenen Kleinstadt in Deutschland statt. Untersucht wurden die Akzeptanz der Teilnehmer gegenüber dem neuen Tarifmodell und deren Anpassung an die Vorgaben sowie die aus dem Verhalten resultierenden Auswirkungen auf das Betriebsverhalten des Verteilernetzes.

Die Feldtestergebnisse zeigen trotz einiger technischer Probleme, welche dazu führten, dass einige Messwerte in der Analyse keine Verwendung finden konnten, dass sich die zeitlichen Verbrauchsverläufe einer Gruppe privater Letztverbraucher bei Einführung eines monetären Anreizes signifikant, aber nicht grundlegend ändern. Die ursprüngliche Verbrauchscharakteristik – ein starker Anstieg am Tag mit Spitzen jeweils in den Morgen- und Abendstunden – bleibt trotz deutlicher Abweichungen, die auf eine partielle Verbrauchsanpassung der Teilnehmer an die externen Vorgaben schließen lassen, erhalten. Während in den mit HT tarifierten Mittagsstunden Einsparungen im Verbrauch möglich sind, fällt die mit MT tarifizierte Fernsehspitze unverändert an. Nächtliche Stunden werden von den Teilnehmern trotz NT nicht stärker genutzt als dies die Referenzmessdaten erwarten ließen.

Für die Grundgesamtheit der Versuchsteilnehmer können durch eine Preisspreizung von 0,07 € bis zu 13% Einsparungen im HT-Bereich und bis zu 6% Mehrverbrauch im NT-Bereich hervorgerufen werden. Der Reboundeffekt kann in einigen NT-Zeitbereichen nachgewiesen werden; er verstärkt nachweisbar den Energieverbrauch in Zeiten, in denen private Letztverbraucher ohnehin gewohnheitsgemäß Energie verbrauchen. Für geringfügige Veränderungen im Verbrauchsverhalten ist demnach keine Automatisierungstechnologie im Privathaushalt erforderlich.

Der Feldtest belegt, dass trotz der nachhaltigen Wirkungsweise von TOU-Tarifierung sowohl Wirtschaftlichkeit, Flexibilität als auch Zuverlässigkeit dieser DSM-Methode fraglich sind. Der Einsatz zusätzlicher Mittel ist auf die Installation eines neuen Energiemesssystems beschränkt, welches den Verbrauchern die Möglichkeit bietet, ihr Bewusstsein im Umgang mit elektrischer Energie zu verbessern. Jedoch ist dies nur bedingt wirtschaftlich. Eine Investitionsrechnung zeigt, dass sich für den durchschnittlichen Verbraucher lediglich die Zähler mit PLC-Kommunikation amortisieren. Die für den technischen Einsatz notwendige Flexibilität ist nicht gegeben. So ist es nicht möglich, den Verbrauch in den Nachtstunden zwischen 01:00 – 05:00 Uhr mit Hilfe eines TOU-Tarifs zu erhöhen. Auch am Wochenende führen positive Tarifsignale nicht zwangsläufig zu Verbrauchsanstiegen, der Verbrauch erfolgt offenbar nach Gewohnheit. Die Zuverlässigkeit von DSM basierend auf variablen Tarifen ist aufgrund des nachweisbaren Gewohnheitseffekts nur bedingt gegeben.

Da die Tarife marktfähig gestaltet werden sollen, erscheint eine höhere Preisspreizung zur Verstärkung der Flexibilisierung nicht sinnvoll. Obwohl damit eine bessere Anpassung an die Vorgaben erreicht werden könnte, würde das Risiko für teilnehmende Kunden deutlich steigen – vor allem dann, wenn ein Ausgleich der Chancen, beispielsweise durch Negativpreise, ausbleibt. Die somit zwangsläufig notwendige Rücksichtnahme auf die Belange der privaten Letztverbraucher macht TOU-Tarifierung als Werkzeug für die Netzbetriebsführung unattraktiv.

Die vorliegende Arbeit zeigt anhand empirisch erhobener Messdaten, dass auf das Verbrauchsverhalten privater Letztverbraucher durch TOU-Tarife eingewirkt werden kann; allerdings ist von einer entscheidenden Beeinflussung im Sinne einer vollkommenen Umkehr der Verbrauchsgewohnheiten nicht auszugehen. Dieser Umstand sowie die mehrheitliche Nichterfüllung der zur technischen Nutzung erforderlichen Kriterien (Nachhaltigkeit, Wirtschaftlichkeit, Flexibilität und Zuverlässigkeit) schließt eine technische Einbindung privater Letztverbraucher in ein Smart Grid mittels TOU-Tarifen aus.

Das Verbrauchsverhalten der Versuchsteilnehmer führt – auf die Gesamtbevölkerung der untersuchten Kleinstadt angewendet – in Netzsimulationen zu verbesserten Betriebszuständen in den der NS-Ebene vorgelagerten Netzebenen. Es kann eine Spitzenlastabsenkung von 5% im mittleren Tagesverlauf nachgewiesen werden. Aufgrund der Tatsache, dass die Grundgesamtheit der Teilnehmer keine repräsentative Auswahl der deutschen Bevölkerung darstellt, können die Ergebnisse nicht auf Gesamtdeutschland übertragen werden. Mit der großen Anzahl an Innovatoren im Teilnehmerfeld und der Annahme, dass alle durch das Modellnetz versorgten, privaten Letztverbraucher ein zu den Feldtestteilnehmern analoges Verbrauchsverhalten aufweisen, eignet sich die Simulation jedoch als Worst-Case-Betrachtung für TOU-Tarife. Diese führt für den vorliegenden Tarif zu keinen Ergebnissen, welche als kritisch im Sinne der Betriebsmittelauslastung gewertet werden müssen.

Die Arbeit belegt, dass der Einsatz von Automatisierungstechnik unausweichlich ist, um private Letztverbraucher effektiv in die Netzbetriebsführung einzubinden. Eine solche Technologie muss den Anforderungen des Datenschutzes gerecht werden. Gleichzeitig darf bei den Letztverbrauchern nicht der Eindruck entstehen, ihr Verhalten innerhalb ihrer Privatsphäre wäre von externen Einflussnehmern (beispielsweise Unternehmen wie Lieferanten oder Netzbetreibern) abhängig. Denkbar sind hierbei Least-Cost-Routing-Einrichtungen, die anhand bestimmter Preisvorgaben selbstständig über den Einsatzzeitpunkt von Haushaltsgeräten bestimmen.

Somit werden TOU-Tarife zwar keine Schlüsselrolle in der Netzbetriebsführung einnehmen, können aber durchaus als Wertsteigerung des Commodity-Produkts Strom dienen. Variable Tarife und insbesondere Smart Metering ist aus Sicht der Verbraucher durch die verbesserte und vereinfachte grafische Informationsdarstellung interessant. Es ermöglicht eine entscheidende Verbesserung der Kommunikation zwischen Lieferant und Verbraucher und kann somit als vertrauensbildende und folglich kundenbindende Maßnahme gelten. Dabei muss die Umsetzung der technischen Idee von den Kunden verstanden und mitgetragen werden. Auch wenn keine umfassende, technische Bildung auf Kundenseite vorhanden ist, müssen der Hintergrund sowie die Vorteile erkennbar und die Benutzung so einfach wie möglich bleiben. Auf diese Weise wird ein solcher Tarif von den Letztverbrauchern tatsächlich als Chance wahrgenommen, Kosten einzusparen.

Ein wichtiger Ansatz zur Fortführung dieser Arbeit sind Kombinationen von variablen Tarifen mit technischen Einrichtungen, welche die Einbindung aufgabengetriebener Geräte und sowohl thermischer als auch elektrischer Speicher in die Netzbetriebsführung ermöglichen. Eine solche Technologie müsste in der Lage sein, mit Hilfe der Aggregation einer größeren Anzahl dieser Geräte ein dargebotsabhängiges Lastprofil zu erzeugen. Ein solches Profil könnte in Zukunft einen Kapazitätsmarkt ermöglichen, welcher aufgrund der (nach Auslaufen der EEG-Förderung) entfallenden, variablen Kosten bei Technologien wie Windkraft und Photovoltaik mittel- bis langfristig denkbar ist.

Zum Erreichen dieses Zieles ist es notwendig, die in der Arbeit vorgestellten Least-Cost-Routing-Systeme oder auch EMS zunächst mit der Systemführung des Verteilernetzes zu vernetzen, um flexibel auf lokale Einspeisung (Photovoltaik) reagieren zu können. Weiterhin müssen die automatisierten, lokalen Prozesse mit dem Übertragungsnetzbetrieb koordiniert werden, um die bestmögliche Ausnutzung des Erneuerbaren Dargebots zu gewährleisten.

7 Abkürzungsverzeichnis

AWE	Automatische Wieder-Einschaltung
BEV	Batterieelektrisches Fahrzeug (Battery Electric Vehicle)
BNetzA	Bundesnetzagentur
BSI	Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik
DDSM	Direktes Demand Side Management
dena	Deutsche Energie-Agentur
DHCP	Dynamic Host Configuration Protocol
DSI	Demand Side Integration
DSL	Digital Subscriber Line
DP	Dynamic Pricing
DR	Demand Response
DSM	Demand Side Management
EDIFACT	Electronic Data Interchange For Administration, Commerce and Transport
EDM	Energie-Daten-Management
EEAP	Energie-Effizienz-Aktionsplan
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EIA	Energy Information Administration
EMS	Energiemanagementsystem
EVU	Energieversorgungsunternehmen
FERC	Federal Energy Regulatory Commission
GDI	Grid Development Index
GHD	Gewerbe/Handel/Dienstleistung
GSM	Global System for Mobile Communication
HS	Hochspannung
i.D.	im Durchschnitt
IDSM	Indirektes Demand Side Management
IEKP	Integriertes Energie- und Klimaprogramm
KAV	Konzessionsabgabeverordnung für Strom und Gas
LTE	Long Term Evolution
LWL	Lichtwellenleiter
PLC	Powerline Communication
PMU	Phasor Measurement Unit
MS	Mittelspannung
MSCONS	Metered Services Consumption report message
MUC	Multi Utility Communication
MW	Megawatt
M-Bus	Meter-Bus

NS	Niederspannung
OLA	Observability Level Assessment
ONS	Ortsnetzstation
OTC	Over-The-Counter
RNB	Regionalnetzbetreiber
RONT	Regelbarer Ortsnetz-Transformator
RTP	Real Time Pricing
SGMM	Smart Grid Maturity Model
SQL	Structured Query Language
SR	Spinning Reserve
StromNZV	Stromnetzzugangsverordnung
UMTS	Universal Mobile Telecommunication System
UW	Umspannwerk
VNB	Verteilnetzbetreiber
VPN	Virtual Private Network
XML	Extensible Markup Language
ZFA	Zählerfernauslesung

8 Formelverzeichnis

Ab_{kalk}	kalkulatorische Abschreibung [€]
c_j	Kostenfunktion der Lieferanten
D	Menge der Verbraucher
d	Tag
d_i	Nachfragefunktion der Verbraucher
e	Arbeitswert einer Viertelstunde [kWh]
E	Verbrauchsmenge [kWh]
E_{sat}	Sättigungsmenge elektrischer Energie [kWh]
Er	Erlös [€]
$G(0-6)$	BDEW-Standardlastprofile Gewerbekunden
Ge	Gewinn [€]
H	Wahrscheinlichkeitsverteilung
$H0$	BDEW-Standardlastprofil Haushaltskunden
I	Investitionskosten
i	Einzelverbraucher
j	Einzellieferant
K	Kosten [€]
L	Liquidationswert
m	Monat
$MAPE$	mittlerer, absoluter, prozentualer Fehler
n	Momentanwert aus Gesamtanzahl
N	Gesamtanzahl
P	elektrische Leistung [W]
p_e	Einschaltwahrscheinlichkeit
$p(\text{fix})$	Fixkostenanteil elektrischer Energie [€]
S	Menge der Lieferanten
s_j	Angebotsfunktion der Lieferanten

t	Zeit [h]
W	Energiemenge [Wh]
x	Funktionsvariable (z.B. Stück [kWh])
Z_{kalk}	kalkulatorische Zinsen [%]
η	Preiselastizität der Nachfrage
λ	Stückkosten [ct/kWh]
\mathcal{G}	Nutzen
\mathcal{G}_{grenz}	Grenznutzen
$v(t)$	Lastverlauf
τ_e	Zeitintervall [h]
τ_b	Betriebsdauer eines Geräts [h]

9 Tabellenverzeichnis

Tabelle 2.1: Zusammenfassung DSM-Maßnahmen und deren Einordnung	21
Tabelle 2.2: Grundlegende DSM-Sektoren und deren Potential [31]	22
Tabelle 2.3: Klassifizierung von Haushaltsgeräten hinsichtlich DSM [36], [37]	23
Tabelle 2.4: Klassifizierung von Haushaltsgeräten nach DSM-Potential [26]	24
Tabelle 2.5: Klassifizierung variabler Tarife nach ihren Argumenten [44]	30
Tabelle 2.6: Auflistung der Entwicklungsstufen eines elektrischen Netzes	38
Tabelle 2.7: Bewertungsmatrix Netzentwicklungskennzahl	44
Tabelle 2.8: Zusammenstellung von DSM-Projekten ([31], [44], [73], [75], [76], [77], [78], [79], [80], [81], [82] und [83]).....	56
Tabelle 4.1: T-Test – Ergebnisse (Teilnehmer / SLP H0).....	80
Tabelle 4.2: T-Test – Ergebnisse (Teilnehmer / Referenz)	81
Tabelle 4.3: Regressionsergebnisse des SLP H0 (Dez. 2010 – Nov. 2011).....	84
Tabelle 4.4: Regressionsergebnisse Referenzmesswerte. (Dez. 2010 – Nov. 2011).....	85
Tabelle 4.5: Regressionsergebnisse der Teilnehmerwerte (Dez. 2010 – Nov. 2011).....	86
Tabelle 4.6: Maximalwertbetrachtung nach Datum, Uhrzeit und Tarif (absolut).....	89
Tabelle 4.7: kundenbez. Maximalwertbetrachtung nach Datum, Uhrzeit und Tarif	90
Tabelle 4.8: Vergleich des Verbrauchsverhaltens in den Tarifzonen, Nov. 2010.....	91
Tabelle 4.9: Vergleich des Verbrauchsverhaltens in den Tarifzonen, Juli 2011.....	92
Tabelle 4.10: Vergleich des Verbrauchsverhaltens in den Tarifzonen, Jan. 2012	92
Tabelle 4.11: Verbrauchsvergleich für Reboundeffekt (Basis: Referenzwerte)	93
Tabelle 5.1: Kostenaufstellung für Investitionsrechnung.....	106
Tabelle 12.1: Verhältnisvergleich: Verbrauchsprofile Teiln. / Ref. (HT).....	132
Tabelle 12.2: Verhältnisvergleich: Verbrauchsprofile Teiln. / Ref. (MT)	133
Tabelle 12.3: Verhältnisvergleich: Verbrauchsprofile Teiln. / Ref. (NT).....	134
Tabelle 12.4: Verhältnisvergleich: Simulation Teiln. / Ref. (HT)	135
Tabelle 12.5: Verhältnisvergleich: Simulation Teilnehmer / Referenz (MT)	136
Tabelle 12.6: Verhältnisvergleich: Simulation Teilnehmer / Referenz (NT).....	137

Tabelle 12.7: Entwicklungsstufen im Netzbetrieb (Teil I)	139
Tabelle 12.8: Entwicklungsstufen im Netzbetrieb (Teil II)	140

10 Abbildungsverzeichnis

Bild 1.1: Darstellung der verbrauchsorientierten Erzeugung [4].....	1
Bild 1.2: Versorgungsschema mit hohem EE-Anteil [4].....	2
Bild 2.1: Vertragsbeziehungen im deutschen Strommarkt [9]	6
Bild 2.2: Wertfunktion von privat verbrauchter, elektrischer Energie	7
Bild 2.3: Darstellung der Nachfrage-/Angebotssituation bei Vollversorgung	10
Bild 2.4: Darstellung der Strompreisentwicklung in Deutschland [15].....	11
Bild 2.5: Wichtige Voraussetzungen für DSM.....	18
Bild 2.6: Nachfragesteuerung: Lastabsenkung mit Rebound-Effekt[34]	19
Bild 2.7: Zielgruppen von DSM mit möglichen Methoden.....	20
Bild 2.8: Darstellung eines Lastvariablen Tarifs innerhalb 24h [44]	28
Bild 2.9: Darstellung der zeitflexiblen Tarifierung innerhalb 24h [44].....	29
Bild 2.10: DSM-Verfügbarkeit von realen und simulierten BEV[45].....	32
Bild 2.11: Ladestrategie für BEV auf Grundlage von Preisprognosen [46].....	34
Bild 2.12: Zeitliche Klassifizierung von Demand Response [25]	35
Bild 2.13: Schema des Closed Loops eines Smart Grids (NEF= 4)	43
Bild 2.14: Funktionsumfang von Smart Metern nach §40 EnWG [66].....	48
Bild 2.15: Schematische Darstellung von ZFA[72].....	49
Bild 2.16: IKT-Schema: Smart Metering als Teil von Smart Grid [58]	51
Bild 2.17: Beispieldarstellung: Kundenportal eines TOU-Angebots[33].....	52
Bild 2.18: Darstellung der Closed Loop-Effekte [33]	54
Bild 2.19: Überblick zu DSM-Forschungsprojekten anhand des GDI	58
Bild 3.1: Hierarchie der NZR-Kommunikationsinfrastruktur [72].....	65
Bild 3.2: Darstellung des im Feldversuch verwendeten, zeitflexiblen Tarifs.....	67
Bild 3.3: Methodik der Datenanalyse	68
Bild 4.1: SLP H0 und Referenzwerte einer Woche im Nov. 2010	73
Bild 4.2: Teilnehmermesswerte und SLP H0 im Nov. 2010	74
Bild 4.3: Teilnehmermesswerte und SLP H0 im Juli 2011	75
Bild 4.4: Teilnehmermesswerte und SLP H0 im Januar 2012.....	76
Bild 4.5: Verbrauchsverhalten der Kundengruppen wochentags	77

Bild 4.6: Verbrauchsverhalten der Kundengruppen (Wochenende)	78
Bild 4.7: Verteilung der Daten dargestellt durch Boxplots	83
Bild 4.8: Gegenüberstellung der Lastprofile verschiedener Analyseverfahren.....	87
Bild 4.9: Boxplot der Werte zur Einschätzung der Verteilung	88
Bild 4.10: grafische Darstellung des Gesamtverbrauch-Profilverlaufs.....	91
Bild 5.1: Grobstruktur des zur Simulation verwendeten Netzes	97
Bild 5.2: Programmablaufplan der Simulation.....	99
Bild 5.3: Vergleich von simulierten und realen Belastungsdaten an UW 1	101
Bild 5.4: Simulation UW 1: Referenz/Teilnehmer November 2010.....	102
Bild 5.5: Simulation UW 1: Referenz/Teilnehmer Juli 2011	103
Bild 5.6: Simulation UW 1: Referenz/Teilnehmer Januar 2012	104
Bild 5.7: Marktmodell, abgeleitet aus dem RESIDENS-Feldversuch.....	108
Bild 12.1: Projektplan Feldversuch RESIDENS	138

11 Literaturverzeichnis

- [1] D. Loughran and J. Kulick, "Demand Side Management and Energy Efficiency in the United States," *The Energy Journal*, vol. 25, no. 1, 2004.
- [2] Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG), BGBl. I S.305, Fassung: 29.03.2000, Stand: 20.12.2012.
- [3] L. Müller, *Handbuch der Elektrizitätswirtschaft - Technische, wirtschaftliche und rechtliche Grundlagen*, 2nd ed. Berlin: Springer-Verlag, 2001.
- [4] D. Westermann, Technische Potentiale der Netzentwicklung, 2012, Vortrag - Dornburger Energiegespräche.
- [5] Bundesverband der Deutschen Industrie e.V., *Internet der Energie - IKT für Energiemärkte der Zukunft*, Bundesverband der Deutschen Industrie e.V., Ed. Berlin: Industrie-Förderung Gesellschaft mbH, 2008.
- [6] BDEW / ZVEI, *Smart Grids in Deutschland - Handlungsfelder für Verteilnetzbetreiber auf dem Weg zu intelligenten Netzen*, Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Ed. Berlin: Zentralverband Elektrotechnik- und Elektronikindustrie e.V., 2012.
- [7] EU Smart Grid Technology Platform. (2012, Oct.) [Online]. <http://www.smartgrids.eu/node/81>
- [8] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW). (2011, Mai) Industrie nutzt die Hälfte des Stroms - Anteile der Verbrauchergruppen am Stromverbrauch in Prozent. Folie.
- [9] O. Warweg, Nicolai. St., and P. Bretschneider, "Integration der E-Mobilität in den Energiemarkt - Herausforderung für Verteilnetz und Energiemarkt," *emw - Zeitschrift für Energie, Markt, Wettbewerb*, no. 04, 2010.
- [10] R. Mohr, *Einführung in die Volkswirtschaftslehre: Grundlagen, Wirtschaftskreislauf, Bruttosozialprodukt, Markt und Preis, Geld- und Wirtschaftspolitik*. Rheinische Akademie: GRIN Verlag, 2007.
- [11] M. Roozbehani and M. Dahleh, "On the Stability of Wholesalemarkets under Real-Time Pricing," 49th IEEE Conference on Decision and Control, Atlanta, 2011.

- [12] W. Domschke and A. Scholl, *Grundlagen der Betriebswirtschaftslehre*, 5th ed. Berlin: Springer Verlag, 2005.
- [13] U. Hamenstädt, "Estimation of price elasticity for electrical energy," in *University of Münster*, Münster, Germany, 2008, p. 31.
- [14] D.-S. Kirschen, *Demand Side View of Electricity Markets*, IEEE Transactions of Power Systems, Ed. Institute of Science and Technology, University of Manchester: IEEE, 2003.
- [15] Bundesnetzagentur, *Monitoringbericht 2011*. Bonn, 2011.
- [16] Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung, BGBl. I S. 1092, Fassung: 19.03.2002, Stand: 19.07.2012.
- [17] Verordnung über Konzessionsabgaben für Strom und Gas (Konzessionsabgabenverordnung - KAV), BGBl. I S. 12, 407, Fassung: 09.01.1992, Stand: 01.11.2006.
- [18] C. Schultz, *Systembetrachtung zur Integration von Mini-Blockheizkraftwerken in das elektrische Versorgungsnetz*, 1st ed. Göttingen: Cuvillier, 2007.
- [19] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW). (2012, Sept.) Offizielle Website des BDEW. [Online]. www.bdew.de
- [20] P. Konstantin, *Praxisbuch Energiewirtschaft - Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt*. Berlin, Heidelberg: Springer, 2007.
- [21] O. Warweg, K. Schmelzer, and M. Ifland, "Auswirkungen zeitvariabler Stromtarife in der Bilanzkreisabrechnung von Haushaltskunden," in *VDE-Kongress*, Stuttgart, 2012, p. 6.
- [22] W. Piller, Lastgangsynthese und -simulation des Stromverbrauchs von Haushalten unter Berücksichtigung der Ausgleichsprobleme, 1980, Dissertation - Technische Universität Dortmund.
- [23] H. Jorge, C.H. Antunes, and A.G Martins, *A multiple objective decision support model for the selection of remote load control strategies*. Dept. of Electr. Eng. Coimbra Univ.: IEEE Transactions on Power Systems, 2000.
- [24] US Energy Information Administration. (2002, July) Electric Utility Demand-Side Management 1999. [Online]. http://www.eia.gov/cneaf/electricity/dsm99/dsm_sum99.html

- [25] P. Palensky and D. Dietrich, "Demand Side Management: Demand Response, Intelligent Energy Systems, and Smart Loads," *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 7, no. 3, pp. 381-381, August 2011.
- [26] Verband der Elektrotechnik (VDE) - ETG-Taskforce Demand Side Management, "Demand Side Integration - Lastverschiebungspotentiale in Deutschland," Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG), Frankfurt am Main, Studie 2012.
- [27] W. König, *Geschichte der Konsumgesellschaft*. Stuttgart: Franz Steiner Verlag, 2000.
- [28] M. Kleimaier and J. Schwarz, "Elektro-Speicherheizung - neue Anwendung statt Verbot," *Energiewirtschaftliche Tagesfragen (et)*, vol. 5, pp. 60-62, 2009.
- [29] Geothermiezentrum Bochum (GZB), "Analyse des deutschen Wärmepumpenmarktes - Bestandsaufnahme und Trends," im Auftrag des Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoffforschung Baden-Württemberg (ZSW), Hochschule Bochum, Studie 2010.
- [30] Chr. Grau, *Entwicklung einer Simulationsplattform für Demand Side Management Systeme - Lastmanagement mit Kühl- und Gefriergeräten (Diplomarbeit)*.: 2011 GRIN Verlag, 2011.
- [31] M. Klobasa, Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten, 2007, Dissertation - ETH Zürich.
- [32] M. Klobasa, Th. Erge, A.S. Bukvic-Schäfer, and M. Hollmann, "Demand Side Management in dezentral geführten Verteilnetzen (Erfahrungen und Perspektiven)," in *Elftes Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik*, Kassel, 2006, pp. 115-134.
- [33] (2009) RESIDENS Project Website. [Online]. www.residens-projekt.de
- [34] C.W. Gellings, V. A. Rabl , "The Concept of Demand Side Management," in *Demand Side Management and Electricity End-Use Efficiency*. Coimbra (Portugal), Berkely (CA, USA): Kluwer Academic Publishers, 1988.
- [35] Die Bundesregierung, *Energiemanagementsysteme in der Praxis*, 5th ed. Berlin: BMU, 2010.

- [36] M. Ifland, Kosten- Nutzenanalyse des Einsatzes von IuK-Technologien für Demand Side Management, 2009, Diplomarbeit - Technische Universität Ilmenau.
- [37] M. Stötzer, Demand Side Integration in elektrischen Verteilnetzen - Potentialanalyse und Bewertung, 2012, Dissertation - Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg.
- [38] A. Becker, R. Janssen, R. Drexler, and J. Hermsmeier, "Wo steckt noch Lastverschiebepotential," *energy 2.0*, no. 2, pp. 48-51, 2012.
- [39] I. Stadler, Demand Response – Nicht elektrische Speicher für Elektrizitätsversorgungssysteme mit hohem Anteil Erneuerbarer Energien, 2005, Habilitation - Universität Kassel.
- [40] Deutsche Energie-Agentur GmbH, *dena-Netzstudie 2*. Berlin: Deutsche Energie-Agentur-GmbH, 2010.
- [41] W. Schmitz, "Energy Management System," Integriertes Schaltsystem 4153936, Mai 08, 1979.
- [42] E. Ratcliffe, "Energy Management System," Integriertes Schaltsystem 5682949, November 04, 1997.
- [43] Entelios AG. (2012, Oktober) Entelios Webpräsenz. [Online]. www.entelios.com
- [44] G. Plettner, Variable Stromtarife im Geschäftsfeld Privatverbraucher, 2010, Diplomarbeit - Technische Universität Ilmenau.
- [45] M. Agsten, S. Schlegel, and D. Westermann, "Load Management Potential of Electric Vehicles," *Automatisierungstechnik (at)*, pp. 188-195, März 2011.
- [46] M. Agsten, Einfluss gesteuerten Ladens von Elektrofahrzeugen auf die Netzbetriebsführung bei volatiler Windeinspeisung, 2011, Dissertation - Technische Universität Ilmenau.
- [47] JRC Reference Reports, *Smart Grid Projects in Europe: lessons learned and current developments*, European Union, Ed. Luxemburg: Joint Research Center - Institute for Energy, 2011.
- [48] A. Jung, Smart Metering in deutschen Haushalten - Status und Entwicklungsperspektiven, 2012, Vortrag - BITKOM Akademie Köln.

- [49] Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG), BGBl. I S. 1970, Fassung: 7. Juli 2005, Stand: 28.12.2012.
- [50] Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik. (Hintergrund, 05/2012) Smart Metering Systeme. [Online].
https://www.bsi.bund.de/DE/Themen/SmartMeter/smartmeter_node.html
- [51] F. Bauer, Smart Metering - Anforderungen und Möglichkeiten digitaler Zählwerterfassung in Privathaushalten, 2012, Masterarbeit - Technische Universität Ilmenau.
- [52] T. Schmidt, *Der BigBrotherAward: Die Oskars der Datenkraken*, 1st ed., Books on Demand GmbH, Ed. Norderstedt: GRIN Verlag, 2008.
- [53] Deutsche Energie Agentur GmbH, "Intelligente Zähler. Smart Metering: Ein Lösungsbaustein für ein zukunftsfähiges Energiesystem," Berlin, Infobroschüre 2011.
- [54] Gesetz zur Öffnung des Messwesens bei Strom und Gas für den Wettbewerb, BGBl. I S. 1970, EnWG - Fassung: 07.07.2005, Stand: 09.09.2008.
- [55] Bundesnetzagentur, "'Smart Grid" und "Smart Market" - Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems," Bonn, 2012.
- [56] M. Powalko, Beobachtbarkeit eines elektrischen Verteilnetzes. Ein Beitrag zum Smart Grid, 2011, Dissertation - Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg.
- [57] A. Stifter, M. Abart, "Augen im Netz: Neue Wege der Analyse elektrischer Niederspannungsnetze," *Elektrotechnik & Informationstechnik*, vol. 128, no. 4, pp. 122-127, April 2011.
- [58] D. Büchner, Systemarchitektur für automatisierten Versorgerwechsel auf Basis von Smart Metering, 2012, Masterarbeit - Technische Universität Ilmenau.
- [59] Bundesnetzagentur, *Jahresbericht 2010*. Bonn, 2010.
- [60] ECIN - Magazin für E-Commerce, IT und Marketing. (2011, Dezember) Geschäftsmodell Glasfaser. [Online]. <http://www.ecin.de/state-of-the-art/glasfaser.html>

- [61] M. Hennig, Chr. Körner, R. Schmid, and K. Handt, "Erfahrungen mit dem regelbaren Ortsnetztransformator im Netz der EnBW Regional AG," in *VDE-Kongress*, Stuttgart, 2012, p. 6.
- [62] Th. Bülo, D. Mende, D. Geibel, and T. Degner, "Spannungshaltung in aktiven, intelligenten Niederspannungsnetzen," in *VDE-Kongress*, Stuttgart, 2012, p. 6.
- [63] Software Engineering Institute - Carnegie Mellon. (2012, November) Smart Grid - Tools and Methods. [Online].
<http://www.sei.cmu.edu/smartgrid/tools/index.cfm>
- [64] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU). (2012, Oktober) Das Integrierte Energie- und Klimaprogramm. [Online]. Das Integrierte Energie- und Klimaprogramm
- [65] M. Baranski, *Energiemonitoring in privaten Haushalten*, 1st ed. Göttingen: Cuvillier Verlag, 2006.
- [66] Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE, *Lastenheft EDL / Elektronische Haushaltszähler*. Berlin: Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. (VDE), 2010.
- [67] Forum Netztechnik Netzbetrieb im VDE, *Lastenheft MUC - Multi Utility Communication*. Berlin: Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. (VDE), 2011.
- [68] Knut Schmelzer, "Messeinrichtung / Messsystem: Einbau-/Ausbaupflichten, Bestandsschutz," *N&R*, Jan. 2012.
- [69] Gesellschaft für Sozialforschung und statistische Analysen mbH (forsa), "Erfolgsfaktoren für Smart Metering aus Verbrauchersicht," im Auftrag der Verbraucherzentrale Bundesverband e.V., Berlin, Umfrage 2010.
- [70] EnCT - Forschungsgruppe Energie- und Kommunikationstechnologien, *Praxisvergleich Smart Metering-Produkte*, Harald Schäffler, Ed. Augsburg: Foitzik Verlag, 2011.
- [71] Bundesnetzagentur, "Bericht: Wettbewerbliche Entwicklungen und Handlungsoptionen im Bereich Zähl- und Messwesen und bei variablen Tarifen," Bundesnetzagentur, Bonn, 2010.

- [72] D. Westermann, N. Döring, and P. Bretschneider, *Smart Metering - Zwischen technischer Herausforderung und gesellschaftlicher Akzeptanz- Interdisziplinärer Status Quo*, Technische Universität Ilmenau, Ed. Ilmenau: Hochschulverlag der Technischen Universität Ilmenau, 2012.
- [73] G. Barbose, C. Goldman, and B. Neenan, *A Survey of Utility Experience with Real Time Pricing*. Ernest Orlando Lawrence Berkley National Laboratory, USA: Environmental Energy Technologies Division, 2004.
- [74] Ecofys, EnCT, BBH, Einführung last- und zeitvariabler Tarife, 2009, Gutachten im Auftrag der Bundesnetzagentur.
- [75] T. Morovic and W. Möring-Hüser. (1998) Dynamische Stromtarife und Lastmanagement. [Online]. <http://www.iset.uni-kassel.de/public/kss97/13.html>
- [76] Charles River Associates, "Impact Evaluation of the California Statewide Pricing Pilot," Oakland, California, Final Report 2005.
- [77] EFFLOCOM. (2012, Oktober) EU project: Energy EFFiciency and LOad curve impacts of COMercial development in competitive markets. [Online]. www.efflocom.com
- [78] GAD Project. (2012, Oktober) GAD Project: Active and Efficient Electric Consumption Management. [Online]. www.gad.ite.es
- [79] M. Laskowski, "Projektstand E-DeMa - erreichte Ziele," in *4. Meilensteintreffen E-DeMa*, Essen, 2012.
- [80] edp distribuicao. (2012, Oktober) InovGrid. [Online]. <http://www.edpdistribuicao.pt/pt/rede/InovGrid/Pages/InovGrid.aspx>
- [81] ADDRESS. (2012, August) ADDRESS Interactive Energy - Project Website. [Online]. www.addressfp7.org
- [82] European Commission. (2012, November) Smart Grid Project Map. [Online]. www.smartgridprojects.eu
- [83] US Federal Energy Regulatory Commission. (2012, März) Reports on Demand Response and Advanced Metering. [Online]. <http://www.ferc.gov/industries/electric/indus-act/demand-response/dem-res-adv-metering.asp>

- [84] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie. (2012, Oct.) E-Energy - IKT-basiertes Energiesystem der Zukunft. [Online]. www.e-energy.de
- [85] N. Gatsis and G. Giannakis, "Residential Load Control: Distributed Scheduling and Convergence With Lost AMI Messages," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 3, no. 2, pp. 770-786, Juni 2012.
- [86] D. Westermann, M. Kratz, M. Ifland, and S. Schlegel, "Integrated Modules for Optimized Operation of Distribution Grids," in *Modern Electric Power Systems*, Breslau (Poland), 2010.
- [87] Heuck K., Dettmann K., and Schulz D., *Elektrische Energieversorgung: Erzeugung, Übertragung und Verteilung*. Wiesbaden: Vieweg+Teubner, 2007.
- [88] B. Schmidt-Lauber, W. Wolfmayer, G. Reinert, and K. Ecker, *Mittelstädtische Urbanitäten. Ethnografische Stadtforschung in Wels und Hildesheim*, Institut für Europäische Ethnologie Forschungsprojekt, Ed. Universität Wien.
- [89] N. Exner, Entwicklung und Überprüfung eines Modells zur langfristigen Nutzung von Smart Metern – Eine Panelstudie mit drei Wellen, 2012, Dissertation (unveröffentlicht) - Technische Universität Ilmenau.
- [90] J. Bortz, *Statistik für Human- und Sozialwissenschaftler*. Berlin: Springer, 2005.
- [91] R. Leonhart, *Lehrbuch Statistik*. Bern: Verlag Hans Huber, 2004.
- [92] K. Backhaus, B. Erichson, W. Plinke, and R. Weiber, *Multivariate Analysemethoden - Eine Anwendungsorientierte Einführung*. Berlin: Springer, 2005.
- [93] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW). (2010, Dec.) Pressemitteilung: Stromverbrauch zur Weihnachtszeit. [Online]. http://www.bdew.de/bdew.nsf/id/DE_20101222_PM_Stromverbrauch_steigt_durch_Gaensebraten_um_ein_Drittel?open&l=DE&ccm=250010
- [94] H. Nagel, *Rationaler Netzbetrieb*, R. Chichowski, Ed. Berlin: VDE-Verlag, 2003.
- [95] D. Müller, *Grundlagen der Betriebswirtschaftslehre für Ingenieure*. Berlin Heidelberg: Springer, 2006.

12 Anhang

12.1 Ergebnisdarstellung: Vergleich Referenz- und Teilnehmerlastprofil

Tabelle 12.1: Verhältnisvergleich: Verbrauchsprofile Teiln. / Ref. (HT)

	Montag HT	Dienstag HT	Mittwoch HT	Donnerstag HT	Freitag HT
Nov 10	78,6	84,3	87,2	89,4	84,1
Dez 10	91,7	90,5	96,5	96,5	93,1
Jan 11	83,9	87,2	86,1	91,4	81,6
Feb 11	83,8	84,2	86,7	89,4	89,3
Mrz 11	81,8	83,8	84,3	85,9	76,9
Apr 11	90,0	88,4	91,1	94,9	88,9
Mai 11	85,5	88,8	83,3	87,1	78,0
Jun 11	88,3	93,4	83,8	88,3	92,2
Jul 11	89,9	93,3	94,2	94,1	86,6
Aug 11	87,7	90,4	89,8	93,0	86,9
Sep 11	82,4	83,7	86,5	90,1	83,3
Okt 11	94,7	89,9	87,4	91,6	85,4
Nov 11	81,2	84,4	86,6	85,2	85,9
Dez 11	86,0	87,4	88,4	89,1	86,0
Jan 12	85,2	79,8	86,5	84,7	81,5
Schnitt	86,0	87,3	87,9	90,1	85,3

Tabelle 12.2: Verhältnisvergleich: Verbrauchsprofile Teiln. / Ref. (MT)

	Montag MT	Dienstag MT	Mittwoch MT	Donnerstag MT	Freitag MT	Samstag MT	Sonntag MT
Nov 10	99,4	98,7	98,8	99,9	95,7	102,7	100,1
Dez 10	98,5	96,8	96,6	94,9	89,4	102,2	99,8
Jan 11	98,3	98,2	98,4	98,3	96,2	96,4	99,3
Feb 11	101,1	98,2	99,7	100,1	96,8	103,2	99,6
Mrz 11	99,7	99,0	101,4	99,6	97,0	99,1	95,7
Apr 11	99,2	98,1	97,4	98,3	97,8	100,9	97,5
Mai 11	99,1	98,4	97,2	100,5	97,8	101,8	98,2
Jun 11	100,7	97,4	98,3	102,5	89,5	100,1	99,7
Jul 11	97,9	97,2	98,3	98,3	90,2	101,4	101,2
Aug 11	97,9	99,8	100,3	97,9	92,4	97,6	98,7
Sep 11	98,1	99,6	96,8	99,1	92,0	100,8	98,5
Okt 11	97,5	98,5	97,1	99,1	92,5	98,9	97,3
Nov 11	99,3	98,5	98,0	99,8	92,8	100,2	102,8
Dez 11	97,3	98,1	98,6	96,1	88,8	101,1	100,3
Jan 12	98,3	98,8	96,9	97,7	94,1	97,1	97,4
Schnitt	98,8	98,3	98,3	98,8	93,5	100,2	99,1

Tabelle 12.3: Verhältnisvergleich: Verbrauchsprofile Teiln. / Ref. (NT)

	Montag NT	Dienstag NT	Mittwoch NT	Donnerstag NT	Freitag NT	Samstag NT	Sonntag NT
Nov 10	113,9	111,8	108,7	106,1	106,0	97,6	99,7
Dez 10	106,9	111,5	108,1	111,3	106,6	98,3	100,1
Jan 11	112,0	110,5	109,9	107,7	106,4	104,0	100,6
Feb 11	107,3	111,9	107,8	105,5	104,1	97,0	100,3
Mrz 11	110,8	110,4	106,4	108,2	108,4	101,1	104,8
Apr 11	107,2	108,9	108,0	105,2	104,5	99,3	102,6
Mai 11	108,6	108,4	112,0	106,0	108,0	98,7	101,8
Jun 11	106,2	106,8	111,0	103,2	106,7	100,1	100,0
Jul 11	109,0	107,3	105,1	105,7	108,0	99,0	98,6
Aug 11	109,7	105,4	104,6	107,0	106,9	102,5	101,3
Sep 11	112,5	109,0	112,4	106,3	107,9	99,5	101,6
Okt 11	107,7	108,1	111,5	106,1	106,9	101,4	102,7
Nov 11	111,7	111,3	110,3	108,2	106,2	100,0	97,0
Dez 11	113,8	111,6	109,7	114,4	108,3	99,4	99,6
Jan 12	111,6	114,3	112,8	113,7	107,1	103,3	102,7
Schnitt	109,9	109,8	109,2	107,6	106,8	100,1	100,9

12.2 Ergebnisse Simulationsvergleich: Teilnehmer- und Referenzverhalten

Tabelle 12.4: Verhältnisvergleich: Simulation Teiln. / Ref. (HT)

	Montag HT	Dienstag HT	Mittwoch HT	Donnerstag HT	Freitag HT
Nov 10	93,3	95,3	96,1	96,7	94,6
Dez 10	97,4	96,6	98,7	99,1	96,7
Jan 11	95,1	96,1	95,7	97,1	93,2
Feb 11	94,7	95,0	96,0	96,6	96,3
Mrz 11	94,2	94,8	94,7	95,2	91,1
Apr 11	96,1	96,2	97,1	98,4	95,2
Mai 11	95,5	96,8	95,3	95,8	91,8
Jun 11	95,6	98,3	95,0	95,3	97,4
Jul 11	96,9	98,4	98,7	98,6	95,0
Aug 11	96,4	97,1	97,0	98,1	95,1
Sep 11	94,6	95,0	96,0	97,0	94,0
Okt 11	97,9	97,4	96,1	97,4	94,5
Nov 11	94,2	95,2	95,7	95,3	94,4
Dez 11	94,0	95,0	95,3	95,7	93,5
Jan 12	94,8	93,1	95,4	94,5	92,7
Schnitt	95,4	96,0	96,2	96,7	94,4

Tabelle 12.5: Verhältnisvergleich: Simulation Teilnehmer / Referenz (MT)

	Montag MT	Dienstag MT	Mittwoch MT	Donnerstag MT	Freitag MT	Samstag MT	Sonntag MT
Nov 10	99,6	99,3	99,4	100,0	98,7	101,7	100,4
Dez 10	99,2	98,4	98,4	97,4	94,9	101,6	100,2
Jan 11	99,1	99,1	99,2	99,2	98,6	97,8	99,9
Feb 11	100,5	99,2	99,9	100,0	98,9	102,0	99,9
Mrz 11	99,8	99,6	100,6	99,8	98,7	99,4	97,4
Apr 11	99,6	99,2	98,9	99,3	98,8	100,6	98,9
Mai 11	99,6	99,3	98,9	100,2	99,1	101,0	99,2
Jun 11	100,3	98,9	99,3	101,2	96,0	100,0	99,9
Jul 11	99,1	98,9	99,3	99,3	96,3	100,7	100,8
Aug 11	99,1	99,9	100,1	99,1	97,1	98,6	99,1
Sep 11	99,1	99,8	98,6	99,6	97,0	100,4	99,0
Okt 11	98,8	99,2	98,6	99,6	97,1	99,4	98,3
Nov 11	99,6	99,3	99,1	99,9	96,8	100,2	102,2
Dez 11	98,7	99,1	99,4	98,2	94,6	101,0	101,1
Jan 12	99,2	99,4	98,6	99,0	97,2	98,4	98,9
Schnitt	99,4	99,3	99,2	99,4	97,3	100,2	99,7

Tabelle 12.6: Verhältnisvergleich: Simulation Teilnehmer / Referenz (NT)

	Montag NT	Dienstag NT	Mittwoch NT	Donnerstag NT	Freitag NT	Samstag NT	Sonntag NT
Nov 10	106,3	105,4	104,1	103,0	102,9	98,6	99,6
Dez 10	103,3	105,9	104,2	105,7	103,8	98,8	99,7
Jan 11	105,6	105,0	104,8	103,9	103,5	102,2	100,1
Feb 11	103,5	105,6	103,6	102,6	102,1	98,2	100,0
Mrz 11	104,9	105,0	103,1	104,1	104,6	100,6	102,4
Apr 11	103,5	104,2	103,9	102,6	102,6	99,6	100,9
Mai 11	103,7	103,6	105,0	102,9	104,0	99,2	100,7
Jun 11	102,7	102,9	104,8	101,4	103,1	100,1	99,9
Jul 11	103,8	102,8	101,9	102,2	103,9	99,5	99,2
Aug 11	104,0	102,2	101,9	102,9	103,4	101,3	100,8
Sep 11	105,4	104,0	105,6	102,8	104,0	99,8	100,8
Okt 11	103,8	103,5	105,4	102,9	103,7	100,7	101,4
Nov 11	105,4	105,4	105,2	104,0	103,9	99,9	98,0
Dez 11	106,9	106,1	105,2	107,5	105,4	99,4	99,0
Jan 12	105,8	107,1	106,3	106,8	104,4	101,6	101,0
Schnitt	104,6	104,6	104,3	103,7	103,7	100,0	100,2

Zeitlicher Ablauf des Feldversuchs

AP	2010												2011												2012									
	Nov	Dez	Jan	Feb	Mär	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Jan	Feb	Mär	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Jan	Feb	Mär	Apr	Mai	Jun		
	1	2	3	4	5	6	7	0	9	10	11	12	13	14	15	16	17	10	19	20	21	22	23	24	25	14	15	16	17	10	19			
Arbeitspaket																																		
Projektmonat	1	2	3	4	5	6	7	0	9	10	11	12	13	14	15	16	17	10	19	20	21	22	23	24	25	14	15	16	17	10	19			
Kundenakquise																																		
Versand von Informationsschreiben																																		
1.1.1																																		
1.1.2																																		
1.1.3																																		
Hardwareinstallation																																		
Beschaffung der Smart Meter																																		
1.2.1																																		
1.2.2																																		
1.2.3																																		
1.2.4																																		
1.2.5																																		
1.2.5																																		
Datenerhebung																																		
Datenerhebung																																		
1.3.1																																		
1.3.7																																		

Bild 12.1: Projektplan Feldversuch RESIDENS

Tabelle 12.7: Entwicklungsstufen im Netzbetrieb (Teil I)

Entwicklungsstufen und deren Eigenschaften	Charakterisierung	Information	Kommunikation	Primärtechnik
Passive Kundenanlage	-Netz als Ansammlung von Punkt-zu-Punkt - Verbindungen ohne organisierten Netzbetrieb, Wartung wird ausgelagert	-Betriebsmittelparameter nicht verfügbar -vor-Ort-Auslesung von Energiezählgeräten durch Fremdfirma -Schaltzustand nur am Betriebsmittel ablesbar	-alle Informationen müssen vor Ort beschafft werden	-Manuelle Bedienung der Primärtechnik
Passives Netz mit System-verantwortlichem	- Netzbetrieb / Assetmanagement als eigenständiger Teil der Unternehmensstruktur	-Betriebsmittelparameter an neuralgischen Punkten verfügbar, Überwachung der Grenzwerte mittels Schleppzeiger -tatsächliche Belastung untergelagerter Netzebenen nicht bekannt -Abrechnung der Anschlussnehmer /-nutzer über Energie	-analoge Kommunikationstechnik durch Punkt-zu-Punkt - Verbindungen -abrechnungsrelevante Informationen müssen vor Ort beschafft werden	-Primärtechnik an neuralgischen Punkten fernsteuerbar, sonst manuelle Bedienung
(Teil)-Beobachtbarkeit	-Netzbetrieb verfügt über umfassende Informationen aus Netzabschnitt	-Betriebsmittel-parameter aller Betriebsmittel in Echtzeit (Reaktionszeit < 1min) verfügbar, Schwellwertauswahl vor Ort -tatsächliche Verbrauchsprofile sind allen Verbrauchern bekannt (Smart Metering /RLM)	-Digitalisierung der Kommunikationsstrecken, Nutzung von Ethernet/Bussystemen -Kommunikationsnetze dienen Überwachung der Betriebsmittel	- Fernsteuerung von Betriebsmitteln in neuralgischen Punkten, sonst manuelle Bedienung
(Teil)-Fernsteuerbarkeit	-Netzabschnitt mit umfassenden Möglichkeiten zur Fernsteuerung ausgerüstet	-Betriebsmittelparameter aller Betriebsmittel in Echtzeit (Reaktionszeit < 1min) verfügbar, Schwellwertauswahl vor Ort -tatsächliche Verbrauchsprofile sind allen Verbrauchern bekannt (Smart Metering/RLM)	-Erweiterung vorhandener Kommunikationssysteme Informationsübermittlung hin zu Übermittlung von Schaltbefehlen	-alle schaltbaren Betriebsmittel fernsteuerbar
Durchgängige Automatisierung	-Regelung der Anlagen in Netzabschnitt erfolgt autark mittels Vorgaben aus Leitsystem bzw. intelligenter Sekundärtechnik	-Betriebsmittelparameter aller Betriebsmittel in Echtzeit (Reaktionszeit < 1min) verfügbar, Schwellwertauswahl vor Ort -Sekundärtechnik erhält Regelkompetenz -tatsächliche Verbrauchsprofile sind allen Verbrauchern bekannt	-Kommunikation der Betriebsmittel untereinander über Bussysteme/Ethernet	-alle schaltbaren Betriebsmittel fernsteuerbar -Aktorik kann autark arbeiten

Tabelle 12.8: Entwicklungsstufen im Netzbetrieb (Teil II)

Entwicklungsstufen und deren Eigenschaften II	Schutz	Optimierung	Markt/Anschlussbedingungen	DSM
Passive Kundenanlage	-lokale Sicherung der Betriebsmittel (beispielsweise Schmelzsicherungen) -keine nähere Information im Fehlerfall	-keine Optimierung der Betriebsparameter möglich	-es gelten die Markt- und Anschlussbedingungen der vorgelagerten Netzebene	-kein Einbezug der Verbraucher
Passives Netz mit Systemverantwortlichem	-lokale Sicherung der Betriebsmittel -keine nähere Information im Fehlerfall	-lokale Maßnahmen zur Verbesserung der Versorgungsqualität (Beispiel: Blindleistungskompensation)	-Netzzugang für DEA (negative Last) -Versorgung bedarfsfolgend, durch konventionelle Kraftwerke -variable Tarife mit Abrechnung durch verschiedene Zählregister möglich	-Lastverlagerung in nächtlichen Bereich (Nachtspeicherheizungen) / Abrechnung durch zwei analoge Zähler
(Teil-) Beobachtbarkeit	-verbesserte Schutzkonzepte zur Fehlerlokalisierung (Distanzschutz), Schutzgeräte sind in der Lage, dem Leitsystem Fehlerort und Fehlerart zu melden -Wiedereinschalten via Fernwirktechnik nicht in jedem Fall möglich	-variabler Kraftwerkseinsatz erforderlich, Blindleistungserzeugung durch Großkraftwerke	-Versorgungsanteil von EE < 20% möglich -Großteil der Energieerzeugung durch konventionelle Großkraftwerke	-unterbrechbare Lasten -Entwicklung variabler Tarife möglich (keine Nutzung für Netzbetrieb) -Lastverlagerung in Offpeak-Zeiten - Abrechnung über Smart Metering
(Teil-) Fernsteuerbarkeit	-Schutzgeräte sind in der Lage, dem Leitsystem Fehlerort und Fehlerart zu melden -Wiedereinschalten via Fernwirktechnik an jeder Stelle möglich -Redispatch falls durch Operator falls erforderlich	-variabler Kraftwerkseinsatz erforderlich, Großkraftwerke halten Leistung vor oder übernehmen Kompensationsaufgaben -Optimierung der Betriebsführung muss aus Leitwarte heraus geschehen	-Netzzugang für DEA < 50% möglich - Großkraftwerke fahren im Regelbetrieb	-DLC -Lastverlagerung -unterbrechbare Lasten
Durchgängige Automatisierung	-automatisiertes Schutzkonzept mit AWE sowie automatischer Inselbildung im schweren Fehlerfall -Redispatch durch verteilte Intelligenz auf Sekundärebene	-automatische Optimierung von Einspeisung, Speichernutzung und Verbrauch	-Kapazitätsmarkt, Abrechnung geschieht nach vorgehaltener Leistung -EE-Anteil nahe 100%, Konventionelle Kraftwerke als Sicherheit	-DLC -Lastverlagerung -unterbrechbare Lasten -automatische Nutzung von aggregierten Speichern

