

**Institut für Elektrische Anlagen**  
Technische Universität Graz

# Masterarbeit

Flexibles Lastmanagement unter Einbindung von  
dezentralen Stromerzeugungsanlagen in Österreich  
mittels neuer Tarifmodelle

Norbert Essl

Betreuer:

Dipl.-Ing. Dr. techn. Ernst Schmautzer

Dipl.-Ing. Christian Elbe

Graz, Oktober 2012

Verfasser: Norbert Essl  
Matrikelnummer: 0730149  
E-Mail: [essl@tugraz.at](mailto:essl@tugraz.at)  
Beginn: Jänner 2012  
Abgabe: Oktober 2012

Institut: Institut für Elektrische Anlagen  
Institutsleiter: Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr. techn. Lothar Fickert  
Adresse: 8010 Graz, Inffeldgasse 18-I  
Telefon: +43 316 873-7551  
Telefax: +43 316 873-7553  
Internet: [www.ifea.tugraz.at](http://www.ifea.tugraz.at)  
E-Mail [jasmine.kadhim@tugraz.at](mailto:jasmine.kadhim@tugraz.at)

# Danksagung

An dieser Stelle möchte ich mich bei allen Personen bedanken, die mich bei der Erstellung dieser Masterarbeit unterstützt haben.

Zuallererst gilt mein Dank Herrn Dipl.-Ing. Dr. techn. Ernst Schmautzer, dessen Ideen und Visionen die Grundlage für diese Arbeit bildeten und der mir die Freiheit gelassen hat, sie nach eigenen Vorstellungen zu entwickeln.

Des Weiteren möchte ich Herrn Dipl.-Ing. Thomas Wieland danken, der mich stetig mit zahlreichen kritischen Hinweisen und wertvollen Ratschlägen unterstützt hat.

Herrn Dipl.-Ing. Christian Elbe gebührt außerordentlicher Dank dafür, dass er mit sehr viel Engagement und guten Ideen meine Masterarbeit betreut hat. Er war jederzeit ein wichtiger Ansprechpartner, der durch wertvolle Hinweise und große Aufmerksamkeit wesentlich zum Gelingen der Arbeit beigetragen hat.

Zudem möchte ich meinen Eltern danken, die mich nicht nur finanziell, sondern auch moralisch immer unterstützt und mir den Rücken gestärkt haben.

Großen Dank möchte ich auch meiner Freundin Silvia für den pausenlosen Zuspruch und die persönliche Unterstützung zukommen lassen.

Zuletzt möchte ich mich noch bei meinen Freunden und Studienkollegen bedanken. Ohne die Möglichkeit sich ständig auszutauschen, hätte sich die Bewältigung des Studiums ungleich schwerer gestaltet.

## Eidesstattliche Erklärung

Ich erkläre an Eides statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen/Hilfsmittel nicht benutzt, und die den benutzten Quellen wörtlich und inhaltlich entnommenen Stellen als solche kenntlich gemacht habe.

Graz, am 08.10.2012

---

(Unterschrift)

# Kurzfassung

Diese Masterarbeit befasst sich mit den Herausforderungen und Problemstellungen des Lastmanagements in Haushalten. Dabei wird vorab eine Abschätzung getroffen, wie hoch das theoretische Verlagerungspotenzial von Elektrogeräten im Haushalt ist. Es wird unterschieden zwischen verschiebbaren und nicht verschiebbaren Lasten. Anschließend wird auf Einspeiseprofile von Erzeugungsanlagen in Österreich eingegangen, um einen Einblick in die zeitlichen Verläufe der unterschiedlichen Möglichkeiten zur Stromerzeugung zu schaffen und saisonale sowie Tageszeit bedingte Schwankungen aufzuzeigen. Dies erfolgt sowohl für die aktuelle Energieversorgung als auch als Ausblick auf das Jahr 2020. Kapitel 4 behandelt Allgemeines und Grundlagen zum Thema Lastmanagement. Im Anschluss wird die Vorgehensweise für die Erstellung von Tarifmodellen und darauf basierend eines Lastmanagement-Algorithmus erläutert. Zuletzt erfolgt die Darstellung und Diskussion der Ergebnisse sowie eine kurze Zusammenfassung der Arbeit. Die Ergebnisse zeigen, dass ein Lastmanagement-Potenzial für Österreich vorhanden ist. Aufgrund der kleinen Stichprobenmenge kann jedoch das Lastmanagement-Potenzial nicht genau beziffert werden, sondern lediglich qualitativ die Wirksamkeit des Lastmanagements und die erforderlichen mittleren zeitlichen Verschiebungen der Anwendungen aufgezeigt werden.

Schlüsselwörter: dezentrale Erzeugungsanlagen, Energiespeicherung, erneuerbare Energien, Klimaziele, Lastgang-Flexibilisierung, Lastmanagement, Lastmanagement-Potenzial, Modellierung, Ökostrom, Photovoltaik, Potenzialabschätzung, Simulation, Tarifmodelle

# Abstract

Electrical load management of household appliances is becoming a vital element of the electrical energy sector. Nevertheless, since the load management method is still in an early stage, significant challenges and problems are still to be addressed. The report begins by evaluating the theoretical load shifting potential of household appliances and provides a differentiation policy between shiftable and non-shiftable loads. Additionally, the feed-in profiles of Austria's power plants are investigated, in order to identify the features of different generation technologies, along with their power output behaviour during different times in the day and through seasonal variation. This evaluation is performed according to the current electrical power consumption, as well as for the year 2020. Chapter 4 provides a general overview of the different load management aspects. Subsequently, the approach for creating a tariff model is examined and a load management algorithm is designed. Following the algorithm implementation, the generated results are presented and discussed. The conclusion illustrates that a load management potential truly exists. However, due to the small sample size used in simulation, this potential cannot be quantitatively validated with precision. Hence, the qualitative effectiveness of the load management technique and the required average time shift of the household appliances are shown instead.

Keywords: climate targets, decentralized generation units, demand response, energy storage, green electricity, load management, load management potential, load shifting, modeling, photovoltaics, renewable energy, simulation, tariff models

# Inhaltsverzeichnis

Danksagung.....	3
Kurzfassung.....	5
Abstract .....	6
Inhaltsverzeichnis .....	7
Abkürzungsverzeichnis .....	10
<b>1 Einleitung .....</b>	<b>11</b>
1.1 Aufgabenstellung .....	11
1.2 Problemstellung.....	11
1.3 Ziele/Nicht-Ziele .....	13
1.4 Methoden.....	14
<b>2 Energieversorgung in Österreich .....</b>	<b>16</b>
2.1 Derzeitige Energieversorgung .....	16
2.1.1 Einspeiseprofile von Windkraftanlagen .....	20
2.1.2 Einspeiseprofile von Photovoltaikanlagen .....	23
2.2 Energieversorgung 2020.....	26
2.2.1 EnergieStrategie Österreich .....	26
2.2.2 Nationaler Aktionsplan 2010 Österreichs .....	27
2.2.3 Ökostromgesetz 2012 .....	27
2.2.4 Weitere Potenzialabschätzungen .....	29
2.2.5 Gegenüberstellung der Potenzialabschätzungen.....	31
<b>3 Abschätzung des Verlagerungspotenzials .....</b>	<b>32</b>
3.1 Potenziale der Elektrogeräte im Haushalt.....	32
3.1.1 Potenzialerhebung mittels Strom- und Gastagebuch 2008 .....	32
3.1.2 Weitere Arbeiten.....	42

3.2	Elektrogeräte in Haushalten .....	44
3.2.1	Verschiebbare Lasten .....	44
3.2.2	Nicht verschiebbare Lasten.....	45
3.3	Bereitschaft zur Lastverlagerung.....	46
3.3.1	Projekt Smart-A .....	46
3.3.2	Fraunhofer inHaus-Zentrum .....	52
3.3.3	Weitere Arbeiten.....	52
3.4	Verhaltensmuster .....	53
<b>4</b>	<b>Allgemeines zum Lastmanagement .....</b>	<b>57</b>
4.1	Fokus.....	58
4.2	Konzepte .....	58
4.2.1	Direktes Lastmanagement .....	58
4.2.2	Indirektes Lastmanagement.....	59
4.3	Organisation .....	59
4.3.1	Zentral.....	59
4.3.2	Dezentral.....	60
4.3.3	Lokal .....	61
4.4	Einbindung von elektrischer und thermischer Energiespeicherung.....	62
<b>5</b>	<b>Lastmanagement auf Basis von Tarifmodellen.....</b>	<b>63</b>
5.1	Bildung des Strompreises .....	63
5.2	Tarifmodelle.....	65
5.2.1	TOU – Time Of Use.....	66
5.2.2	RTP – Real Time Pricing.....	66
5.2.3	CPP – Critical Peak Pricing .....	66
5.2.4	Lastvariable Tarifmodelle .....	67
5.3	Pilotprojekte mit Tarifmodellen .....	67
5.4	Kundenakzeptanz .....	69
5.5	Erstellung von Tarifmodellen .....	70
5.6	Lastmanagement von Kühl- und Gefriergeräten.....	74

<b>6</b>	<b>Simulationsmodell .....</b>	<b>80</b>
6.1	Modellentwurf.....	80
6.2	Modellbildung.....	82
6.2.1	Hauptskript.....	82
6.2.2	Gerätefunktionen .....	84
<b>7</b>	<b>Ergebnisse.....</b>	<b>87</b>
7.1	Kühl- und Gefriergeräte .....	87
7.2	Waschmaschine, Wäschetrockner und Geschirrspülmaschine .....	89
7.2.1	Vorgehensweise .....	89
7.2.2	Durchschnittstage Sommer .....	93
7.2.3	Durchschnittstage Winter.....	95
7.2.4	Durchschnittstage Gesamt.....	97
7.2.5	Erkenntnisse.....	98
<b>8</b>	<b>Zusammenfassung.....</b>	<b>100</b>
8.1	Abgrenzung zu anderen Arbeiten.....	100
8.2	Kommentare zur Simulation und den Ergebnissen .....	101
8.3	Ausblick .....	102
	Literaturverzeichnis.....	104
	Abbildungsverzeichnis.....	109
	Tabellenverzeichnis.....	113
	Anhang.....	114

## Abkürzungsverzeichnis

AMIS	Automated Metering and Information System
APG	Austrian Power Grid
AT	Austria
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BEMI	Bidirektionales Energiemanagement-Interface
BMLFUW	Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft
BMWFJ	Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend
CPP	Critical Peak Pricing
DEA	Dezentrale Erzeugungsanlage
EEX	European Energy Exchange
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
HEPI	Haushaltsenergiepreisindex
HH	Haushalte
ISSET	Institut für Solare Energieversorgungstechnik
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
NREAP	National Renewable Energy Action Plans
OeMAG	Abwicklungsstelle für Ökostrom AG
PHLIX	Physical Electricity Index
PLC	Powerline Communication
PV	Photovoltaik
RTP	Real Time Pricing
TOU	Time Of Use
USt	Umsatzsteuer
USV	Unterbrechungsfreie Stromversorgung
VDEW	Verband der Elektrizitätswirtschaft (Deutschland)
VK	Virtuelles Kraftwerk

# 1 Einleitung

Im Folgenden werden die Aufgabenstellung und die Problemstellung dieser Arbeit formuliert. Des Weiteren wird auf die Herausforderungen der Energieerzeugung und –versorgung eingegangen. Abschließend werden Ziele bzw. Nicht-Ziele definiert und die eingesetzten Methoden erläutert.

## 1.1 Aufgabenstellung

Es soll für einen regionalen Bereich von Haushalten eine Simulation erstellt werden, wobei sämtliche Elektrogeräte zu betrachten sind, welche sich zur Lastverschiebung eignen. Hierzu ist nach verschiebbaren und nicht leicht verschiebbaren Lasten zu unterscheiden. Die Einbindung sowohl von elektrischer als auch thermischer Energiespeicherung soll ebenfalls untersucht werden.

Eine vermehrte Durchdringung der Netze mit regenerativen dezentralen Erzeugungsanlagen ist zu berücksichtigen. Dabei soll eine reine Wirkleistungs/Energie-Betrachtung durchgeführt werden, da dies für eine grobe Abschätzung des Lastverschiebepotenzials ausreicht.

In die Simulation sollen Tarifmodelle miteinbezogen werden.

Das Lastmanagement-Potenzial ist für unterschiedliche Szenarien zu betrachten, um die Abweichungen zwischen Werktagen, Feiertagen und Wochenenden sowie saisonalen Schwankungen von Sommer und Winter zu erkennen.

## 1.2 Problemstellung

Die Energiewirtschaft steht vor der Herausforderung, als Beitrag zum Klimaschutz die Treibhausgasemissionen zu verringern und aufgrund begrenzter Verfügbarkeit fossiler Ressourcen vermehrt erneuerbare Energiequellen zu nutzen. (vgl. Klobasa 2007, S.5)

Stetig steigende Energiepreise und die fortschreitende Klimaerwärmung lassen eine effiziente Nutzung von Rohstoffen immer wichtiger werden. Steigende Kosten für die Beschaffung von Primärenergieträgern wie Erdgas und Erdöl, der geplante Atomausstieg und die zunehmende Einspeisung elektrischer Energie von Erzeugungsanlagen hoher Volatilität sind

nur wenige der Herausforderungen, denen sich Europa zu stellen hat. Nicht nur ökonomische, sondern auch ökologische Aspekte, wie die Reduzierung von Treibhausgasemissionen, sind von großer Bedeutung. (vgl. Kamper 2009, S.1)

In der Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 steht geschrieben:

Die Kontrolle des Energieverbrauchs in Europa sowie die vermehrte Nutzung von Energie aus erneuerbaren Energiequellen sind gemeinsam mit Energieeinsparungen und einer verbesserten Energieeffizienz wesentliche Elemente des Maßnahmenbündels, das zur Verringerung der Treibhausgasemissionen und zur Einhaltung des Protokolls von Kyoto zum Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen und weiterer gemeinschaftlicher und internationaler Verpflichtungen zur Senkung der Treibhausgasemissionen über das Jahr 2012 hinaus benötigt wird. Diese Faktoren spielen auch eine wichtige Rolle bei der Stärkung der Energieversorgungssicherheit, der Förderung der technologischen Entwicklung und Innovation [...]. (Europäisches Parlament und Europäischer Rat 2009, S. 1)

Gemäß dieser Richtlinie wurde der „Nationale Aktionsplan 2010 für erneuerbare Energie für Österreich (NREAP-AT)“ entworfen. Daraus geht hervor, dass Österreich seinen Anteil für neue erneuerbare Energien am Brutto-Endenergieverbrauch bis 2020 auf 34 % zu erhöhen hat. Das entspricht einer Erhöhung um 18 % im Vergleich zu 2008. Zu den weiteren Zielen Österreichs zählen die Steigerung der Energieeffizienz um 20 %, die Reduktion der Treibhausgase um 16 % für jene Sektoren, die nicht dem Emissionshandel unterliegen, und 21 % für Sektoren im Emissionshandel (ebenfalls bezogen auf 2008). (vgl. Karner et al. 2010, S. 1; Bmwfj 2012b)

Die Notwendigkeit, die elektrische Energieversorgung verstärkt aus erneuerbaren Energien zu decken, bringt einige neue Herausforderungen mit sich. Neben der Substitution von konventionellen Kraftwerken durch die Energiebereitstellung aus regenerativen Energieträgern ist im Zuge dessen auch ein Ersatz des Anteils der allgemeinen Systemdienstleistungen durch dezentrale Erzeugungsanlagen zu erbringen. Des Weiteren sei die Integration von fluktuierenden Erzeugungsanlagen wie Wind- und Solarkraftwerken zu nennen, welche sich grundlegend von der Regelbarkeit konventioneller Kraftwerke unterscheiden. Ein weiterer Aspekt ist die Erhöhung der Effizienz bei der Nutzung elektrischer Energie. Dies ergibt sich vor allem daraus, dass dem Ausbau erneuerbarer Erzeugungsanlagen zeitliche und technisch realisierbare Grenzen gesetzt sind. Auch der Eingriff in die Natur, welcher auch bei Anlagen wie einem Biomassekraftwerk oder einer Windkraftanlage gegeben ist, ist ein weiterer Grund dafür, auf die Energieeffizienz zu achten und erneuerbare Energieträger nicht zu verschwenden. Die netzunabhängige Versorgung des Endkunden ist ein weiterer Gesichtspunkt, der auch neue Herausforderungen mit sich bringe. (vgl. Nestle 2007, S. 6)

Da die Speicherung elektrischer Energie derzeit noch nicht in beliebigem Ausmaß effizient und ökonomisch sinnvoll möglich ist, müssen Regelkraftwerke eingesetzt werden, um das Gleichgewicht aus Verbrauch und Erzeugung jederzeit gewährleisten zu können.

Die Kosten für die Bereitstellung von Regelleistung bzw. Regelenergie können die Erzeugungskosten von Grund- oder Mittellastkraftwerken um ein Vielfaches überschreiten. Ein Teil des Regelenergiebedarfs wird dabei auch durch die Einspeisung aus erneuerbaren Energieträgern verursacht. Dazu werden bereits größere Energieverbraucher, wie z. B. aus der Stahlindustrie, in die Regelung miteinbezogen, um damit den Einsatz von Regelkraftwerken zu entlasten. Der Trend geht nun dahin, auch verstärkt Privatkunden in die Planung und Steuerung miteinzubeziehen. (vgl. Kamper 2009, S. 1-2)

Im Unterschied zu Großkraftwerken können Kraftwerke aus regenerativen Energieträgern keinen vorgegebenen Fahrplänen folgen und sind somit nur schwer planbar. Sie können elektrische Energie in beliebigem Ausmaß (jedoch begrenzt durch die Anschlussleistung) in das Netz einspeisen. Auch kann die Einspeisung auf der Niederspannungsebene derzeit vom Netzbetreiber weder beobachtet, noch gesteuert werden, da keine flächendeckende Kommunikations- und leittechnische Anbindung zu diesen existiert. Somit gibt es ein hohes Lastmanagement-Potenzial auf dieser Netzebene, welches noch größtenteils ungenutzt ist. (vgl. Ringelstein 2010, S. 1 und 10)

Demzufolge gewinnt das Lastmanagement auch im Haushaltsbereich vermehrt an Bedeutung.

### **1.3 Ziele/Nicht-Ziele**

Das Ziel dieser Masterarbeit besteht darin, Konzepte und Methoden zu entwickeln, um eine Abschätzung über das theoretisch erschließbare Potenzial durch Lastverschiebungen (anhand eines bestimmten Lastmanagementalgorithmus) von elektrischen Verbrauchern im Haushalt, basierend auf realen Verbrauchsmessdaten, treffen zu können.

Nicht im Fokus dieser Arbeit steht der unmittelbare Beitrag zur Netzregelung. Elektrische Größen im Netz, wie Amplitude, Frequenz und Phasenverschiebung von Strom und Spannung werden nicht betrachtet. Es geht rein um die bezogene bzw. abgegebene Wirkleistung der elektrischen Verbraucher bzw. Einspeiser, da dies für eine erste Abschätzung völlig ausreicht. Es werden lediglich Lastverschiebungs-Potenziale betrachtet, nicht Lastreduktions-Potenziale. Demnach sind im Rahmen dieser Arbeit eventuelle Energieeinsparungen lediglich ein Nebeneffekt und nicht primäres Ziel des Lastmanagements. Eine detaillierte Wirtschaftlichkeitsrechnung wird ebenfalls nicht erstellt.

## 1.4 Methoden

Anders als bei den meisten bisherigen Arbeiten auf diesem Gebiet, liegen dieser Arbeit reale Messdaten auf Sekundenbasis zugrunde. Der Großteil anderer Abhandlungen verwendet hingegen meist Standard-Lastprofile oder fiktive Lastprofile, selten reale Messdaten und wenn dann nur auf Basis von Viertelstunden- oder Stunden-Mittelwerten.

Die Messdaten stammen von 43 Haushalten aus Oberösterreich, wovon 6 Haushalte teils fehlerhafte Messungen aufweisen und somit lediglich 37 Haushalte als Datengrundlage für diese Arbeit dienen. Es liegen von den meisten Haushalten eine Sommer- und eine Wintermessung vor. Dabei wurden von sämtlichen Elektrogeräten<sup>1</sup> die Wirkleistung und die Energie gemessen. Es werden auch Werte für Spannung, Strom, Wirkleistung, Blindleistung und Scheinleistung für jede Phase<sup>2</sup> angegeben.

Da diese Anzahl an Haushalten nicht groß genug ist, um eine aussagekräftige Hochrechnung für größere Gebiete bzw. ganz Österreich erstellen zu können, werden die Rohdaten vom „Strom- und Gastagebuch 2008“ der Statistik Austria herangezogen. Dabei wurden Fragebögen und Messwerte von 254 Haushalten aufgenommen und ausgewertet. Gewichtet mit einem für jeden Haushalt individuellen Hochrechnungsfaktor, kann repräsentativ auf alle Haushalte Österreichs hochgerechnet werden.

Des Weiteren werden die Daten des „Strom- und Gastagebuches 2008“ verwendet, um festzustellen, ob bestimmte Anwendungen von Elektrogeräten hauptsächlich auf einen bestimmten Wochentag oder Wochenabschnitt (z. B. Wochenende) fallen. Wäre dies der Fall, so wäre das insgesamt erschließbare Potenzial durch Lastverschiebungen an den restlichen Tagen sehr gering.

Die maximale Verlagerungszeit, um welche eine bestimmte Anwendung verschoben werden kann, ist ein heikler Parameter für die Simulation und darf daher nicht beliebig hoch festgelegt werden. Dieser stellt schließlich die Bereitschaft des Endverbrauchers dar, für bestimmte Zeit auf eine Dienstleistung zu verzichten. Grundlage für die Abschätzung dieser Parameter bieten Studien und wissenschaftliche Arbeiten basierend auf Umfragen und Feldversuchen.

Anreiz für Lastverschiebungen können variable Tarife bieten, bzw. als Folge daraus eine Kosteneinsparung seitens des Endverbrauchers durch eine Lastverlagerung in kostengünstigere Zeiten.

---

<sup>1</sup> Siehe Kapitel 3.2 „Elektrogeräte in Haushalten“

<sup>2</sup> Phasen bzw. Außenleiter: L1, L2 und L3

Die Absichten des Lastmanagements können unterschiedlicher Herkunft sein, welche in Kapitel 4.1 „Fokus“ erläutert werden. Unabhängig davon berücksichtigen alle Varianten die vermehrte Durchdringung der Netze mit regenerativen dezentralen Erzeugungsanlagen.

Die Modellbildung, sämtliche Berechnungen und Simulationen werden in MathWorks® MATLAB® durchgeführt.

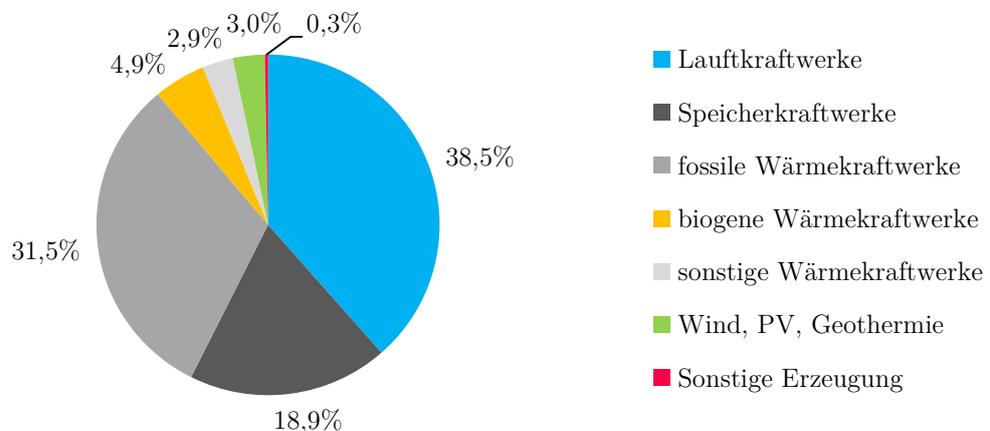
## 2 Energieversorgung in Österreich

Dieses Kapitel beschäftigt sich mit der derzeitigen Energieversorgung Österreichs und jener im Jahre 2020 (aus aktueller Sicht). Es werden unterschiedliche Erzeugungstechnologien gegenübergestellt und im Besonderen auf die Einspeisung von dezentralen erneuerbaren Erzeugungsanlagen eingegangen.

### 2.1 Derzeitige Energieversorgung

Österreichs Stromerzeugung ist stark geprägt von Wasserkraftanlagen. Deren Beitrag zur Stromerzeugung hat sich seit den 60er Jahren etwa vervierfacht. Im Jahr 2011 stammten rund 57,4 % der inländischen Bruttostromerzeugung von 66 TWh aus Wasserkraftwerken. Darauf entfallen in etwa 38,5 % auf Laufkraftwerke und 18,9 % auf Speicherkraftwerke. Das Wasserkraftpotenzial ist zu rund 70 % ausgebaut. Die fossilen Wärmekraftwerke decken ca. 31,5 % der elektrischen Energieerzeugung und befinden sich bis auf kleinere Anlagen hauptsächlich im Wiener Raum und den Landeshauptstädten Graz, Linz und Salzburg, sowie in energieintensiven Industriegebieten. Rund 10 % entfallen auf sonstige Erneuerbare. Dazu zählen Geothermie, Biomasse, Biogas, Deponie- und Klärgas, Photovoltaik und Wind. (vgl. Bmfwj 2012a, S. 82; E-Control 2012b)

In Abbildung 1 sind die Stromerzeugungskomponenten von 2011 dargestellt.

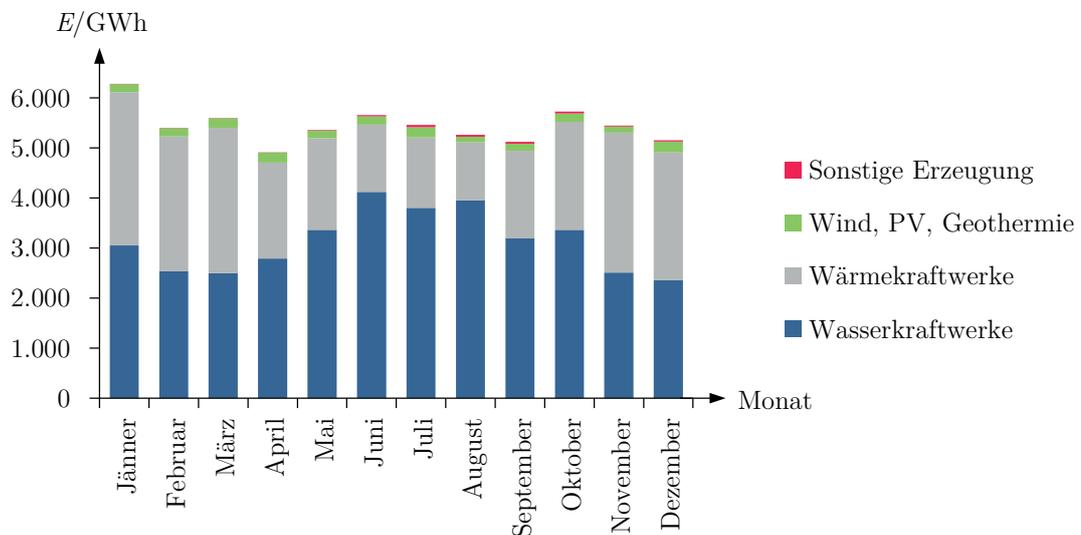


**Abbildung 1:** Aufteilung der Stromerzeugung Österreichs 2011 (vgl. E-Control 2012c)

Daraus ist ersichtlich, dass auf Wind, Photovoltaik und Geothermie rund 3 % der gesamten inländischen Bruttostromerzeugung entfallen. Davon wiederum sind mit 97,4 % der Großteil Windkraftanlagen, 2,5 % Photovoltaik und lediglich etwa 0,1 % Geothermie. (vgl. E-Control 2012b)

Zunächst wird auf die Einspeiseprofile sämtlicher Erzeugungstechnologien eingegangen. Dabei sollen etwaige tageszeitliche sowie saisonale Schwankungen dargestellt und auf die Volatilität bestimmter Anlagentypen aufmerksam gemacht werden.

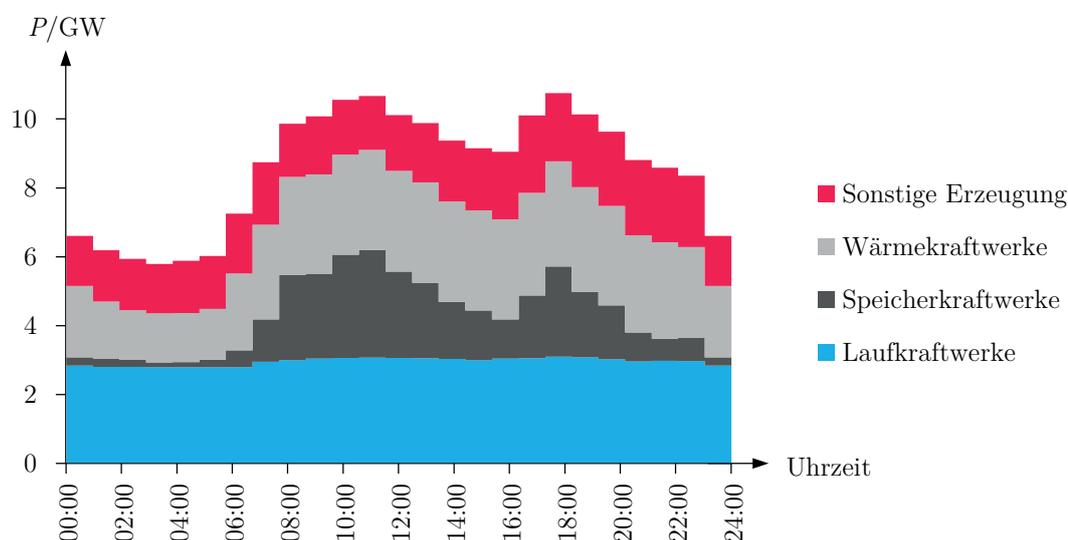
Abbildung 2 veranschaulicht saisonale Schwankungen in der gesamten inländischen Stromerzeugung. Vor allem bei Wasserkraftwerken gibt es starke Unterschiede je nach Jahreszeit, welche hauptsächlich von Speicherkraftwerken, aber auch von kalorischen Kraftwerken, ausgeglichen werden, um den elektrischen Energieverbrauch zu decken. Die E-Control liefert in der Monatsbilanz keine Aufteilung der Wasserkraftanlagen in Laufwasser- und Speicherkraftwerke. Analog dazu sind auch die biogenen und fossilen Wärmekraftwerke zusammengefasst.



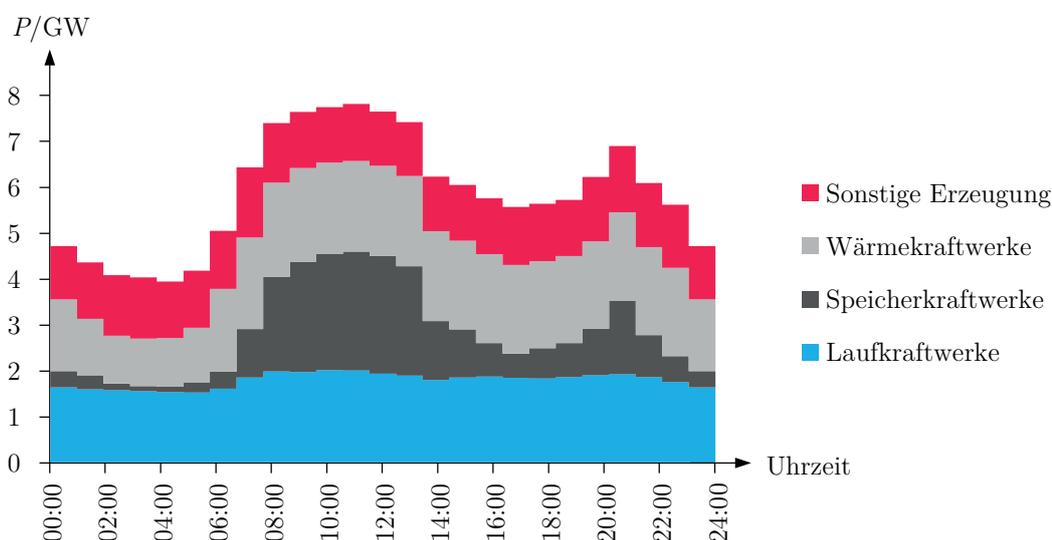
**Abbildung 2:** Monatsbilanz der Bruttostromerzeugung 2011 unterschiedlicher Kraftwerke (vgl. E-Control 2012c)

Die E-Control veröffentlicht in der Betriebsstatistik 2011 Leistungsbilanzen der Stromversorgung Österreichs. Darin wird die Aufbringung elektrischer Energie der einzelnen Erzeugungstechnologien für je einen Tag im Monat (Stunden-Mittelwerte) ausgewiesen. Dies

erfolgt jeweils für den dritten Mittwoch des Monats. Es werden in Abbildung 3 bis Abbildung 6 die Monate Jänner, April, Juli und Oktober<sup>3</sup> dargestellt, weil es kaum mehr Information bietet, alle zwölf Monate abzubilden, da diese ohnehin relativ ähnlich sind.

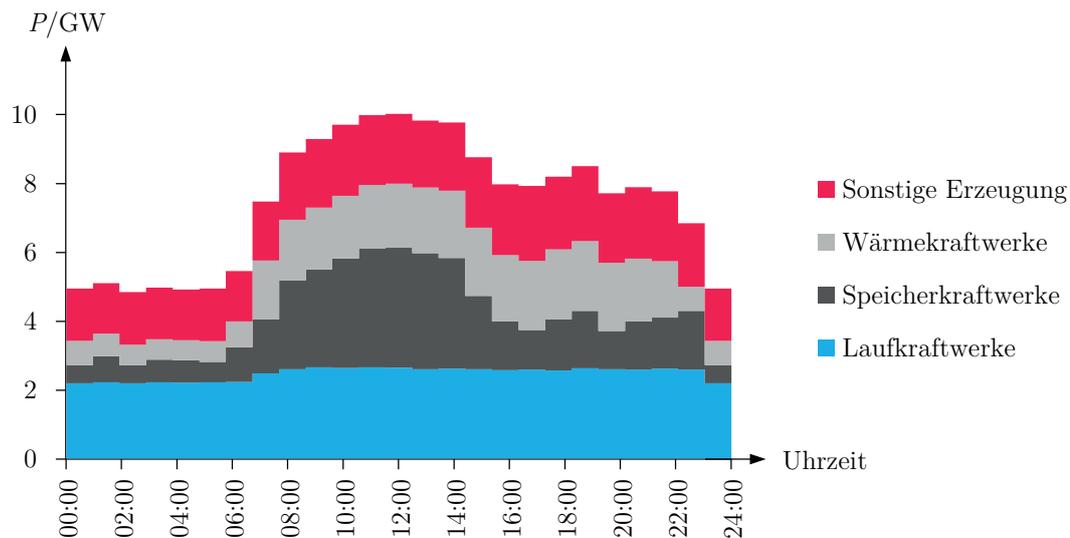


**Abbildung 3:** Leistungsbilanz 19. Jänner 2011 (Stunden-Mittelwerte)  
(vgl. E-Control 2012c)

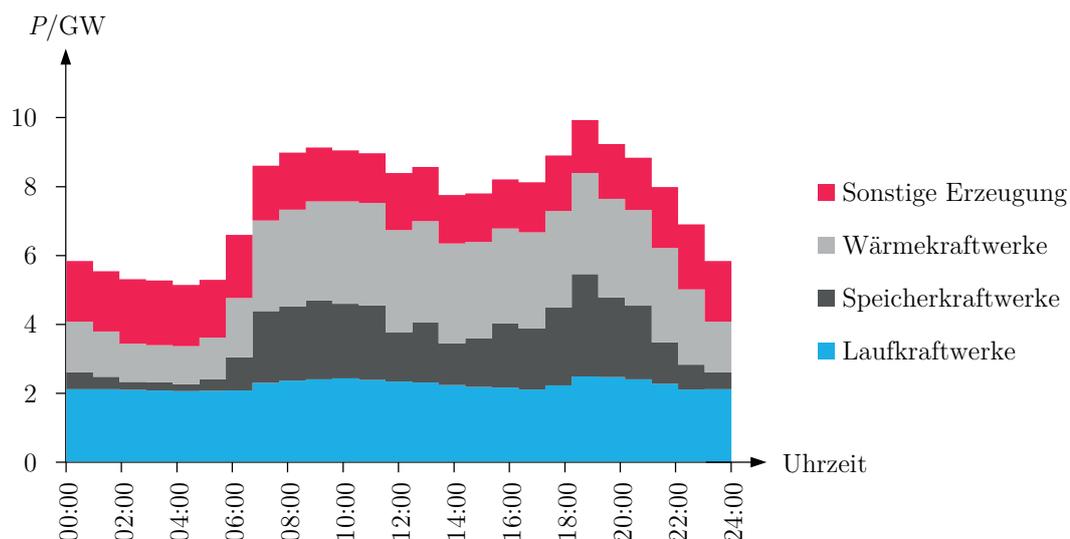


**Abbildung 4:** Leistungsbilanz 20. April 2011 (Stunden-Mittelwerte)  
(vgl. E-Control 2012c)

<sup>3</sup> Es wurden diese Monate gewählt, um Ganglinien aller Jahreszeiten zu zeigen. Eine andere Auswahl wäre auch denkbar.



**Abbildung 5:** Leistungsbilanz 21. Juli 2011 (Stunden-Mittelwerte) (vgl. E-Control 2012c)



**Abbildung 6:** Leistungsbilanz 19. Oktober 2011 (Stunden-Mittelwerte)  
(vgl. E-Control 2012c)

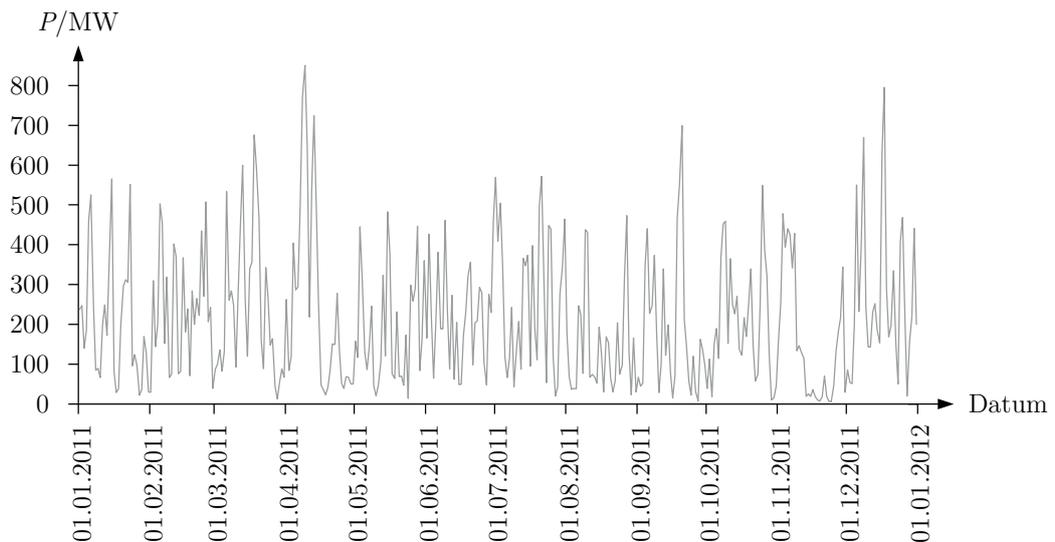
Aus den Abbildungen wird deutlich, dass die Regellenergie größtenteils von Speicherkraftwerken bereitgestellt wird. Das heißt die anderen Kraftwerke fahren mit annähernd gleich bleibender Leistung<sup>4</sup> Band.

<sup>4</sup> Natürlich beteiligen sich auch andere Kraftwerke an der Bereitstellung von Regellenergie, wie z. B. kalorische Kraftwerke, jedoch nicht in dem Ausmaß wie Speicherkraftwerke.

Dies gilt allerdings nur für Erzeugungstechnologien, die nicht wetterbedingten Schwankungen unterliegen, wie dies bei regenerativen Erzeugungsanlagen wie Windkraft- und Photovoltaikanlagen der Fall ist. Diese weisen aufgrund der stark unterschiedlichen und großteils unvorhersehbaren Wetterbedingungen eine hohe Volatilität in ihren Einspeiseprofilen auf.

### 2.1.1 Einspeiseprofile von Windkraftanlagen

Abbildung 7 zeigt die Jahresganglinie der Windenergieeinspeisung Österreichs für das Jahr 2011. Dabei handelt es sich um Windkraftanlagen, die in einem Vertragsverhältnis mit der OeMAG<sup>5</sup> stehen. Es werden tägliche Leistungsmittelwerte dargestellt. Daraus ist ersichtlich, dass die Schwankungen der Stromerzeugung aus Wind relativ hoch sind und somit die gesicherte Leistung sehr gering<sup>6</sup>. Somit kann man für Windkraftanlagen kein typisches Einspeiseprofil nennen.

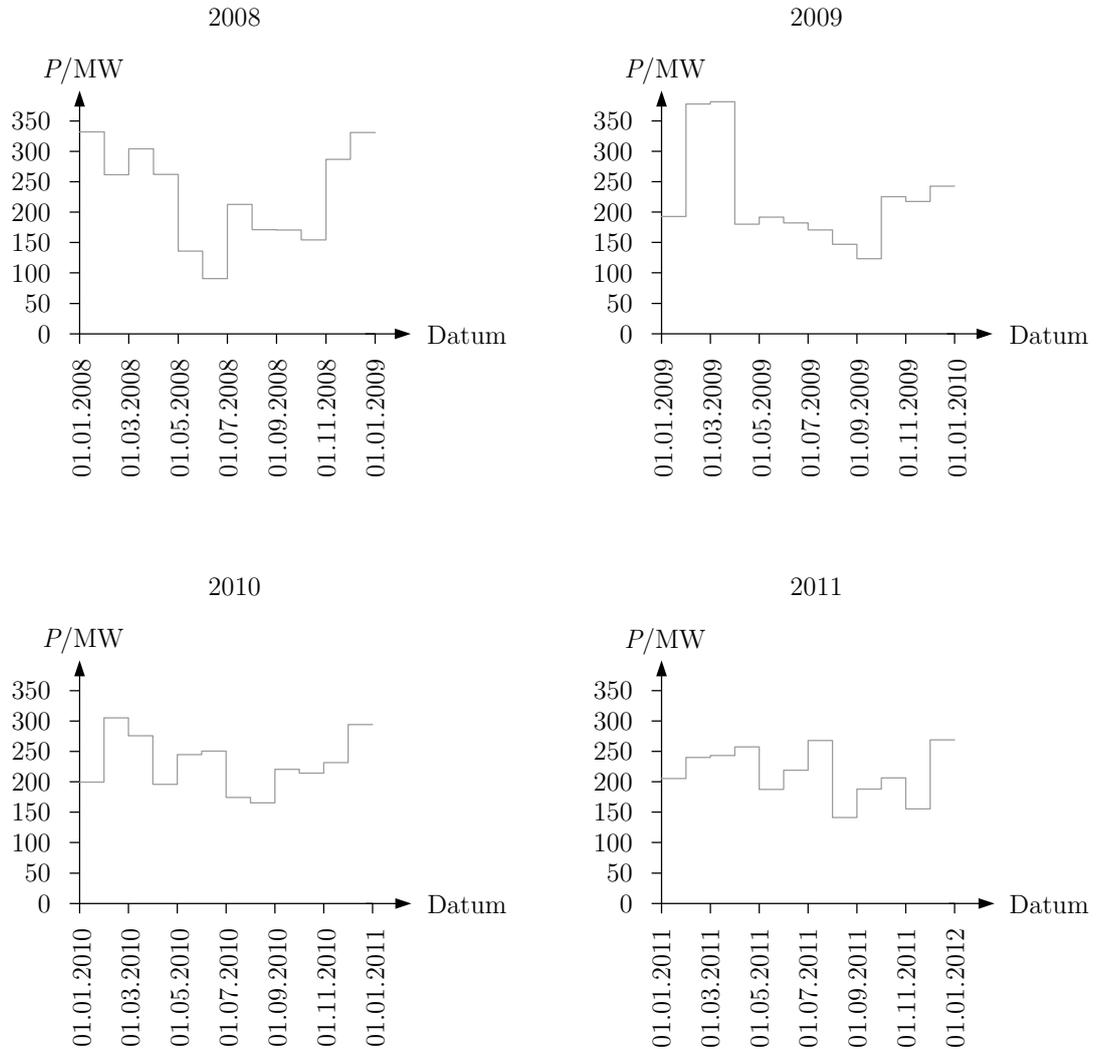


**Abbildung 7:** Einspeisung der Windkraftanlagen Österreichs 2011 (Tages-Mittelwerte)  
(vgl. OeMAG 2012)

<sup>5</sup> Österreichs Abwicklungsstelle für Ökostrom AG

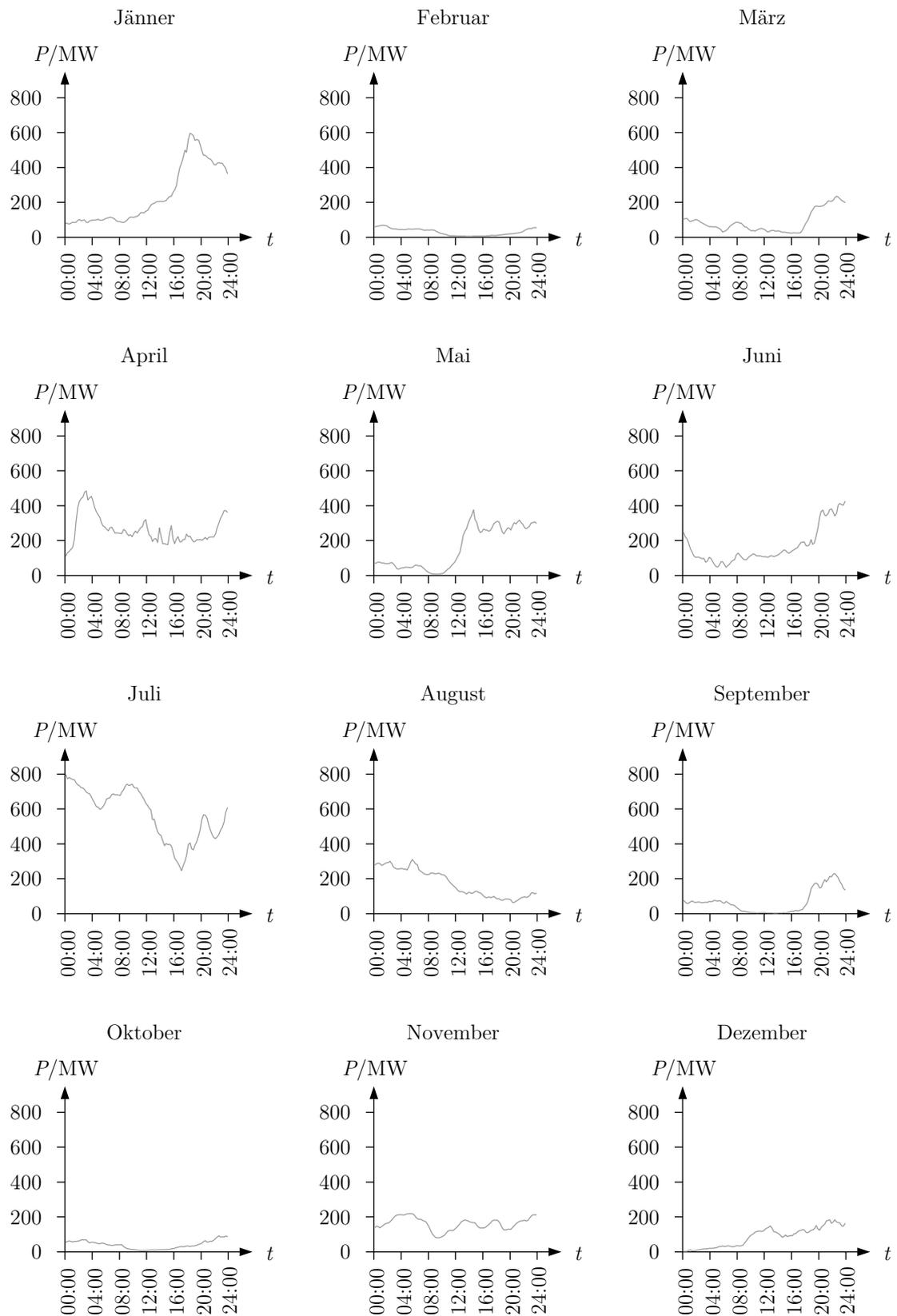
<sup>6</sup> Die gesicherte Leistung entspricht der minimalen Leistung des Windparks, welche nie unterschritten wird. Diese bewegt sich in Deutschland im Bereich von 5-10 % (abhängig von der Auftrittswahrscheinlichkeit bzw. Zeitbasis der gesicherten Leistung). In Österreich ist diese Zahl aufgrund der geringen Flächenabdeckung wesentlich geringer. Genauere Angaben dazu konnten nicht gefunden werden.

Abbildung 8 soll anhand der Darstellung der monatlichen Leistungs-Mittelwerte der Jahre 2008 bis 2011 verdeutlichen, dass keine saisonalen Muster erkennbar sind. Man könnte lediglich vermuten, dass Maxima häufiger in Wintermonaten auftreten und Minima eher im Sommer.



**Abbildung 8:** Einspeisung der Windkraftanlagen Österreichs von 2008 bis 2011 (Monats-Mittelwerte) (vgl. OeMAG 2012)

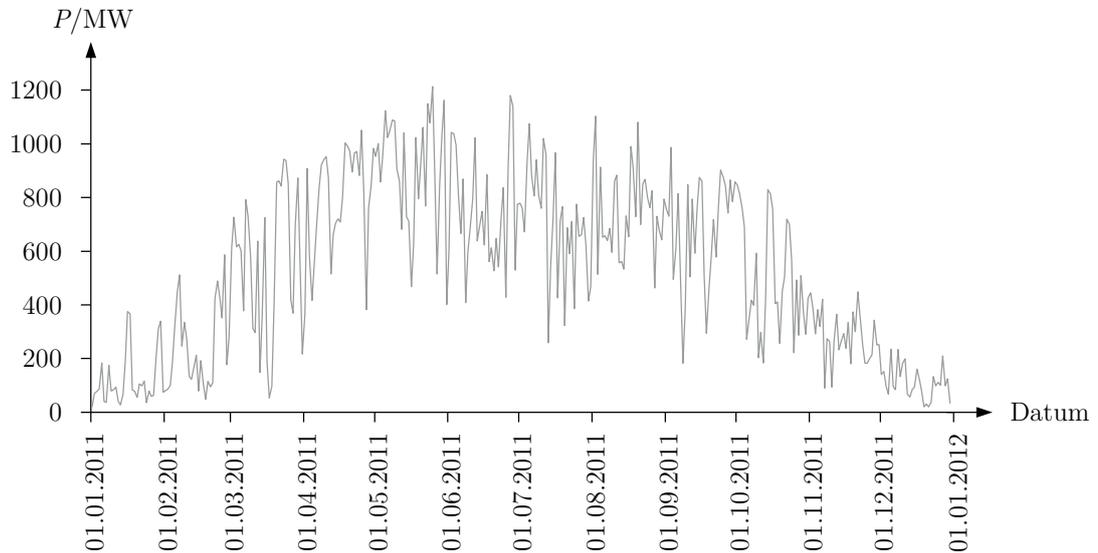
Um das Einspeiseprofil von Windkraftanlagen während eines Tages zu veranschaulichen, sind in Abbildung 9 die viertelstündlichen Leistungsmittelwerte des ersten Tages von jedem Monat des Jahres 2011 abgebildet. Aus diesen ist zu erkennen, dass es auch kein typisches Tagesprofil einer Windkraftanlage gibt.



**Abbildung 9:** Einspeisung der Windkraftanlagen Österreichs am jeweils Monatsersten 2011 (Viertelstunden-Mittelwerte) (vgl. OeMAG 2012)

### 2.1.2 Einspeiseprofile von Photovoltaikanlagen

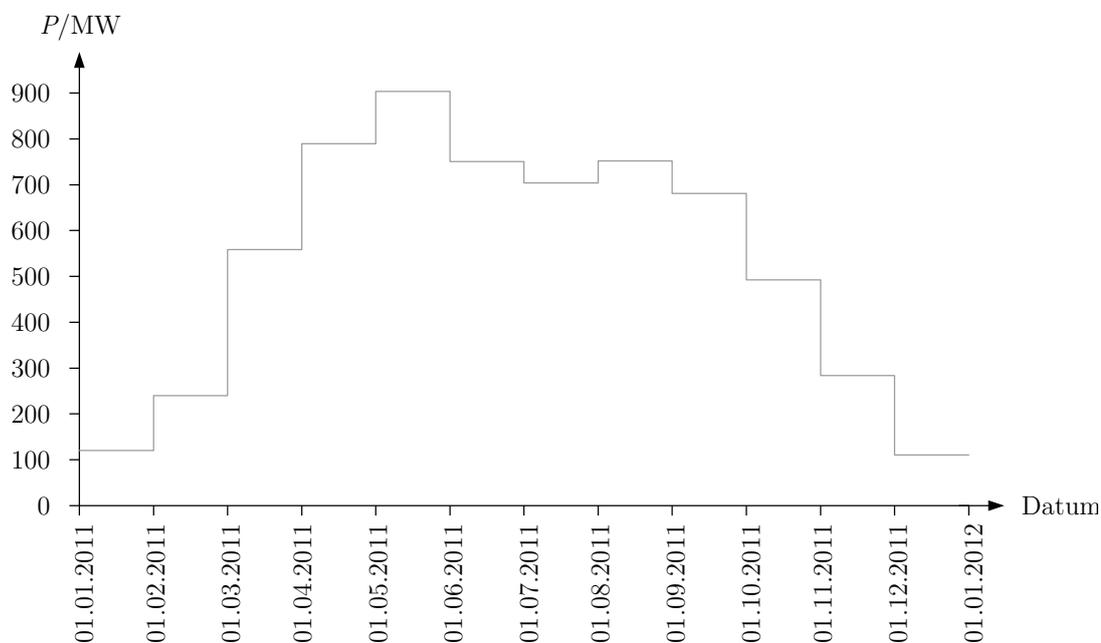
In Abbildung 10 ist die Jahressganglinie der Einspeisung der Photovoltaikanlagen des Netzgebietes vom deutschen Übertragungsnetzbetreiber Amprion zu sehen.<sup>7</sup> Es werden die Tages-Mittelwerte der Einspeiseleistung von 2011 dargestellt. Damit wird die charakteristische Jahressganglinie von Photovoltaikanlagen ersichtlich. Diese weist sehr hohe Leistungsgradienten auf, da wegen vorüberziehender Wolkenfelder die Einspeiseleistung einer Photovoltaikanlage in kürzester Zeit (je nach Geschwindigkeit der Wolkenfelder binnen weniger Sekunden) zwischen Null und ihrem Maximum schwanken kann. Solche Schwankungen sind in Abbildung 10 nicht ersichtlich, da diese durch die Darstellung der Tages-Mittelwerte fast vollständig herausgefiltert werden. Es ist die für Photovoltaikanlagen klassische Volatilität aufgrund der Tages- sowie Jahreszeit erkennbar.



**Abbildung 10:** Einspeisung der Photovoltaikanlagen des Amprion-Netzgebietes 2011 (Tages-Mittelwerte) (vgl. Amprion 2012)

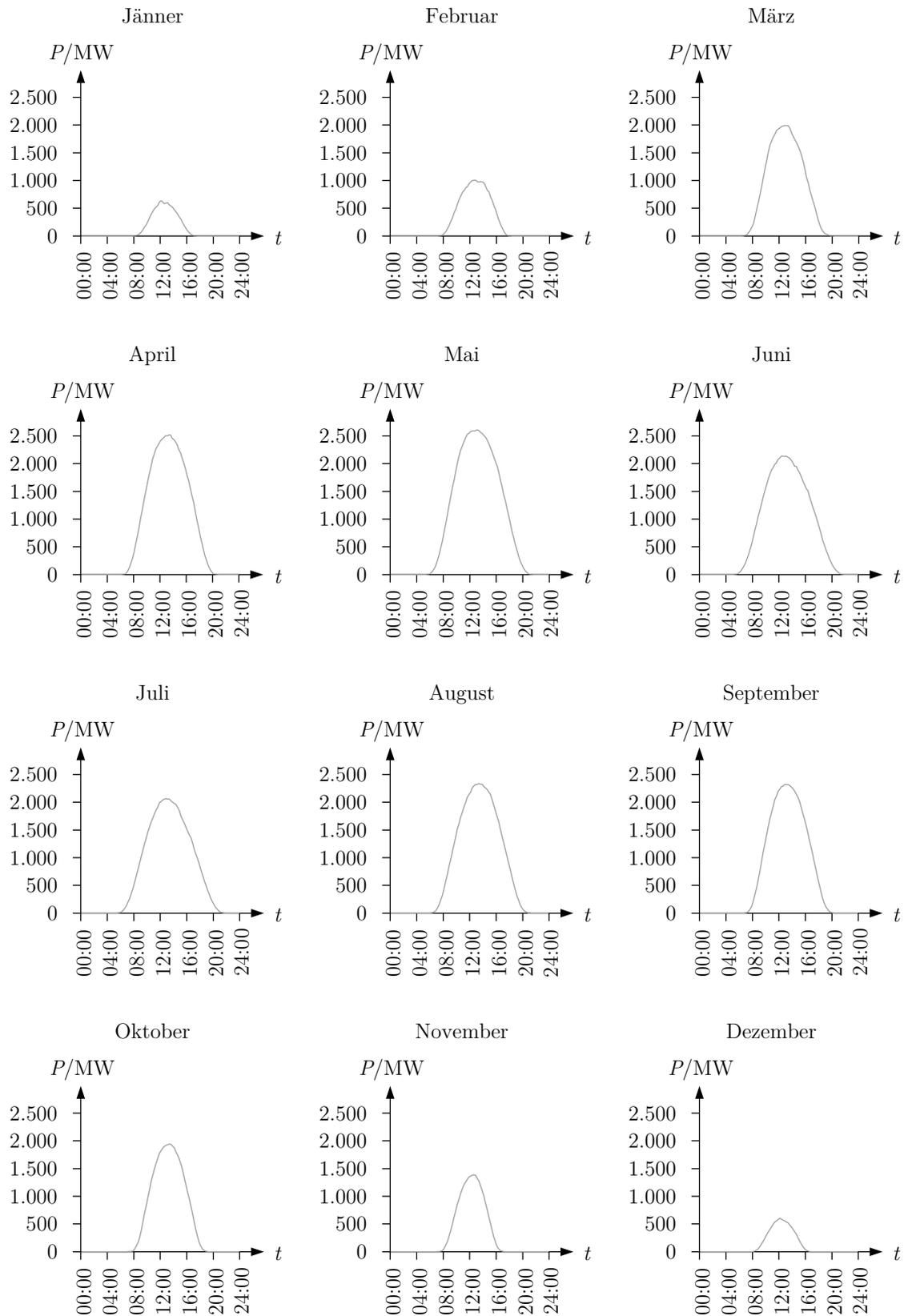
<sup>7</sup> Zur Einspeisung der Photovoltaikanlagen Österreichs gibt es weder von der APG („Austrian Power Grid“ – Österreichs Übertragungsnetzbetreiber) noch der OeMAG (Österreichs Abwicklungsstelle für Ökostrom AG) Daten.

An der Darstellung der monatlichen Leistungsmittelwerte in Abbildung 11 kann man den typischen Verlauf der Jahrganglinie von Photovoltaikanlagen noch deutlicher erkennen. Diese weist im Sommer ihr Maximum und im Winter ihr Minimum auf.



**Abbildung 11:** Einspeisung der Photovoltaikanlagen des Amprion-Netzgebietes 2011 (Monats-Mittelwerte) (vgl. Amprion 2012)

In Abbildung 12 sind die viertelstündlichen Leistungsmittelwerte des Durchschnittstages von jedem Monat dargestellt. Dabei ist für jedes Monat das typische Tages-Einspeiseprofil einer Photovoltaikanlage zu erkennen. Auch hier kann man wieder die bereits zuvor erwähnten saisonal unterschiedlichen Einspeiseleistungen zwischen Sommer und Winter erkennen.



**Abbildung 12:** Einspeisung der Photovoltaikanlagen des Amprion-Netzgebietes am Durchschnittstag jedes Monats 2011 (Viertelstunden-Mittelwerte) (vgl. Amprion 2012)

## 2.2 Energieversorgung 2020

Am 23. April 2009 beschloss das Europäische Parlament und der Europäische Rat die Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und die Änderung und anschließende Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG.

Aufbauend auf dieser Richtlinie wurden von unterschiedlichen Institutionen Aktionspläne für Österreich erstellt, welche in diesem Kapitel kurz vorgestellt werden.

### 2.2.1 EnergieStrategie Österreich

Im Fokus der „EnergieStrategie Österreich“ stehen die Umsetzung konkreter Maßnahmen und Projekte zur Erreichung der EU-Ziele für 2020. Dies basiert auf den drei Säulen Versorgungssicherheit, Energieeffizienz und erneuerbare Energien. Ziel müsse es sein, unabhängiger von Öl- und Gasimporten zu werden und mit Hilfe moderner Umwelttechnologien Österreichs Energieautarkie anzustreben, so Umweltminister Nikolaus Berlakovich.

Institutionen wie die Austrian Energy Agency, die Regulierungsbehörde E-Control und das Umweltbundesamt sehen eine Stabilisierung<sup>8</sup> des Endenergieverbrauchs als unverzichtbar an, um die geforderten Ziele zu erreichen. Das bedeutet für das Jahr 2020 einen energetischen Endverbrauch von 1100 PJ (ca. 306 TWh). Im Vergleich dazu lag der Energieendverbrauch im Jahr 2005 (Basisjahr der EU-Energie- und Klimaziele) bereits bei 1106 PJ. (vgl. Bmwfj & Lebensministerium 2009, S. 8)

Der verstärkte Einsatz sowie die Integration erneuerbarer Energien sei ein zentraler Punkt für eine nachhaltige und zukunftsorientierte Energiepolitik. In der elektrischen Energieversorgung soll durch eine erhöhte Diversifizierung im Energiemix die Versorgungssicherheit sowie die Krisenvorsorge erhöht werden. Im Bereich der Windkraft wird in Österreich von einer Verdoppelung der Erzeugungskapazitäten ausgegangen. Dies entspricht zusätzlich 2,8 TWh. Im Bereich der Photovoltaik wird das größte Potenzial in der Gebäudeintegration gesehen. Es wird eine Halbierung der Modulkosten bis 2020 prognostiziert. Die Netzinfrastruktur müsse dabei mit verstärkter dezentraler Produktion zurechtkommen. In diesem Sinne seien Netzverstärkungen, Leitungsausbauten und der Ausbau der Pumpspeicher erforderlich, um Engpässe zu vermeiden und den Ausbau regenerativer Erzeugungsanlagen in großem Maße zu ermöglichen. (vgl. Bmwfj & Lebensministerium 2010, S. 12-16)

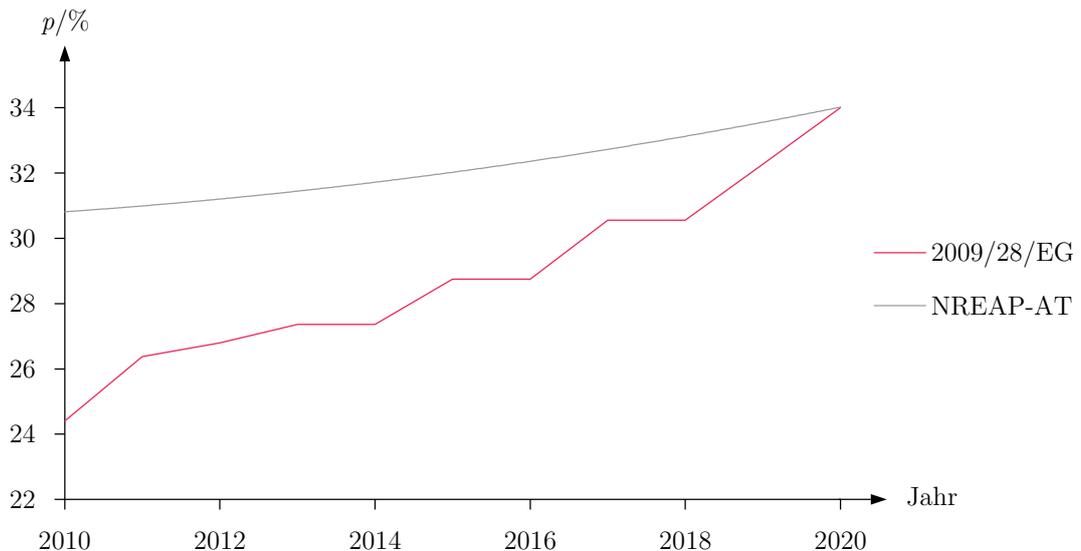
---

<sup>8</sup> Kein weiterer Anstieg des Endenergieverbrauchs.

### 2.2.2 Nationaler Aktionsplan 2010 Österreichs

Der Nationale Aktionsplan 2010 für erneuerbare Energie für Österreich (NREAP-AT) gibt, gemäß der Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates, Maßnahmen zur Verwirklichung der gesetzten Ziele für 2020 vor. Diese Maßnahmen betreffen den gesamten Brutto-Endenergieverbrauch, also nicht nur den Stromsektor. Die Rahmenbedingungen dieses Aktionsplans basieren auf der Energiestrategie Österreich 2010. Laut der Richtlinie 2009/28/EG muss Österreich den Anteil für erneuerbare Energien am Brutto-Endenergieverbrauch bis 2020 auf 34 % erhöhen. (vgl. Karner et al. 2010, S. 1-2)

Abbildung 13 zeigt eine Gegenüberstellung der Zielpfade für den Ausbau erneuerbarer Energien gemäß der Richtlinie 2009/28/EG und des NREAP-AT. Daraus ist ersichtlich, dass der Zielpfad Österreichs deutlich über dem von der EU vorgegebenem liegt.



**Abbildung 13:** Ziele für Anteil erneuerbarer Energien (vgl. Karner et al. 2010, S. 2)

### 2.2.3 Ökostromgesetz 2012

Nach dem am 8. Februar 2012 von der EU-Kommission genehmigten Ökostromgesetz (ÖSG) 2012 steigt die jährliche Fördersumme für Ökostrom von 21 auf 50 Millionen Euro an. Dieses Gesetz soll, basierend auf der EU Richtlinie 2009/28/EG, den massiven Ausbau von erneuerbaren Erzeugungsanlagen vorantreiben. Zusätzlich werden rund 128 Millionen Euro aufgewendet, um die Anlagen-Warteliste an Förderwerbern abzubauen. Um den technologischen Fortschritt zu berücksichtigen und eine Überförderung zu vermeiden, werde

man die Fördersumme jährlich um eine Million Euro senken, bis eine Fördersumme von 40 Millionen Euro jährlich erreicht ist. Vor allem würden die Fördergelder der als „Zukunftstechnologie“ bezeichneten Photovoltaik aufgestockt werden, so der Wirtschafts- und Energieminister Reinhold Mitterlehner. Zusätzlich werden 128 Millionen Euro für den Abbau der Anlagen-Warteliste aufgebracht. (vgl. Bmwfj 2012b)

Zu den wesentlichen Neuerungen des Ökostromgesetzes (abgesehen von den Ausbauzielen) gehören unter anderem Aspekte wie die Abhängigkeit Österreichs von Atomstromimporten bis 2015 bilanziell zu beseitigen. Diese sind durch zusätzliche Erzeugung aus erneuerbaren Energietechnologien zu ersetzen. Des Weiteren sind 15 % der Abgabemenge an Endverbraucher mittels gefördertem Ökostrom aufzubringen. (vgl. E-Control 2011, S. 26)

Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien soll laut ÖSG 2012 bis 2020 um 10,5 TWh (im Vergleich zum Jahr 2010) erhöht werden. Dies entspricht einer zusätzlich installierten Leistung von 4,4 GW. Für Windkraftanlagen bedeutet das eine Erhöhung der installierten Leistung auf das Dreifache und für Photovoltaikanlagen sogar auf den Faktor 14. Das entspricht für Photovoltaik einer Fläche von etwa 1200 ha und für Windkraft etwa 1000 zusätzlichen Anlagen (bei einer derzeit typischen Anlagengröße von 2 MW). (vgl. Gruber 2011, S. 1-4)

In Tabelle 1 werden die installierten Leistungen und erzeugten Energiemengen von regenerativen Kraftwerken für das Referenzjahr 2010 sowie die Ausbauziele für 2020, unter Angabe der durchschnittlichen jährlichen Volllaststunden, dargestellt.

	Volllast-	Ist-Situation		Ausbauziel		Steigerung	
	stunden	2010		2010-2020			
	h	MW	GWh	MW	GWh	% <sub>MW</sub>	% <sub>GWh</sub>
Wasserkraft	4000	8235	38542	+1000	+4000	12	10
Windkraft	2150	1011	2034	+2000	+4000	198	196
Biomasse/Biogas	6000/7000	1211	4720	+200	+1300	45	29
Photovoltaik	950	90	85	+1200	+1200	1333	1411
Summe	-	10547	45383	+4400	+10500	37	23

**Tabelle 1:** Gegenüberstellung der Ökostromanlagen 2010 mit den Ausbauzielen für 2020 gemäß ÖSG 2012 (vgl. Gruber 2011, S. 4)

### 2.2.4 Weitere Potenzialabschätzungen

Laut Angaben und Potenzialabschätzungen von „Oesterreichs Energie“<sup>9</sup> können die vom ÖSG 2012 geforderten Energiemengen aus erneuerbaren Energieträgern von 10,5 TWh erfüllt werden. Dabei wird von einem höheren Wasserkraft-, Windkraft- und Biomasse-Ausbau ausgegangen, dafür von einem geringeren Ausbau der Photovoltaik.

In folgender Tabelle werden die Ausbauziele des Ökostromgesetzes 2012 mit denen von Oesterreichs Energie gegenübergestellt. Daraus ist ersichtlich, dass die vom ÖSG 2012 geforderten 10,5 TWh laut den Berechnungen von Oesterreichs Energie eingehalten bzw. sogar um ca. die Hälfte übertroffen werden können.

	ÖSG 2012	Oesterreichs Energie
	TWh	TWh
Wasserkraft	4	8,4
Windkraft	4	4,3
Biomasse/Biogas	1,3	3
Photovoltaik	1,2	0,1
Summe	10,5	15,8

**Tabelle 2:** Gegenüberstellung der Ausbauziele des ÖSG 2012 mit den Potenzialberechnungen von Oesterreichs Energie (vgl. Oesterreichs Energie 2011)

Der Photovoltaik-Verband Österreich behauptet hingegen, es wäre möglich, bis 2020 8 % des österreichischen Stromverbrauchs (ca. 5,5-6 TWh) mit solarer Energie zu decken. (vgl. Brandstetter 2011, S. 8)

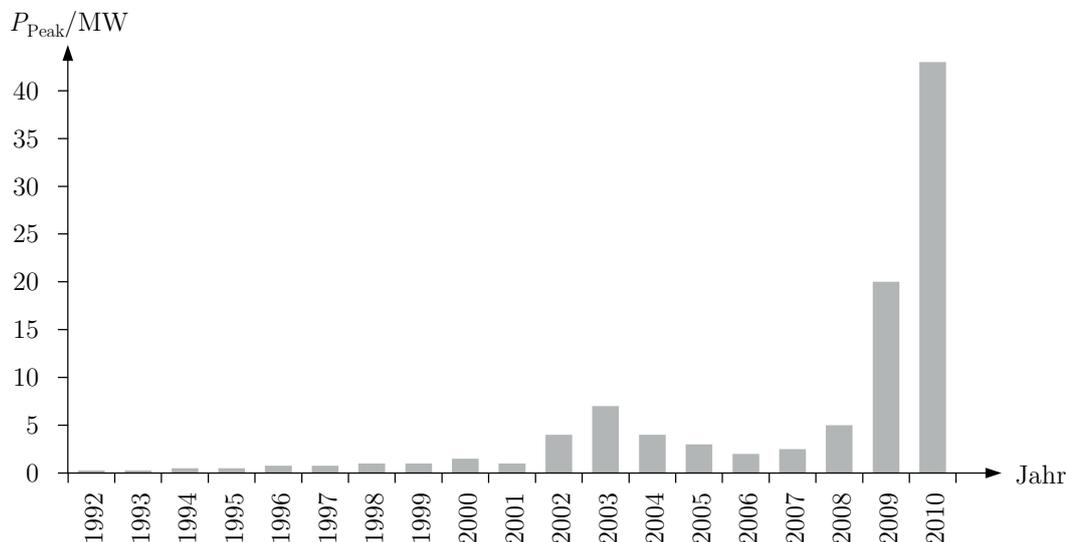
Das Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft (BMLFUW) gibt in einer Studie über die Potenziale und Verwendung erneuerbarer Energie in Österreich für Windkraft 7,2-7,3 TWh und für Photovoltaik 2-3 TWh für das Jahr 2020 an. Das bedeutet im Vergleich zu 2010 einen Ausbau der Windkraft um 5,2-5,3 TWh sowie der Photovoltaikanlagen um 2-3 TWh<sup>10</sup>. (vgl. Lebensministerium 2009, S. 15)

---

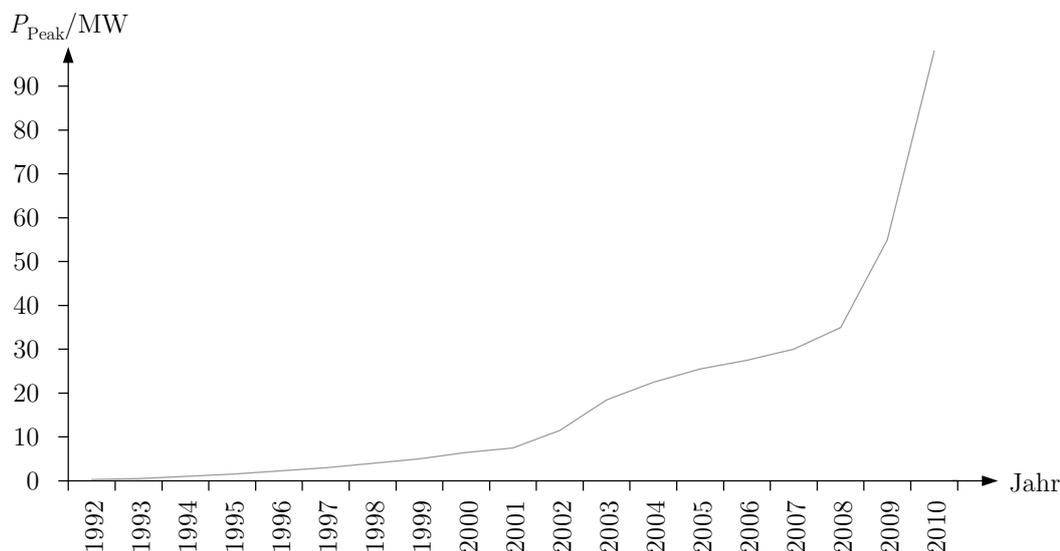
<sup>9</sup> Interessensvertretung der österreichischen Elektrizitätswirtschaft; bis 2010 „Verband der Elektrizitätsunternehmen Österreichs“ (VEÖ)

<sup>10</sup> Die Einspeise-Energiemengen der Photovoltaik-Anlagen Österreichs beträgt 2010 85 GWh (siehe Tabelle 1), das sind 0,085 TWh.

In Abbildung 14 und Abbildung 15 lässt sich anhand der letzten 20 Jahre ein Trend hin zum vermehrten Ausbau von Photovoltaikanlagen ableiten, welcher durch das Ökostromgesetz 2012 weiter begünstigt wird.



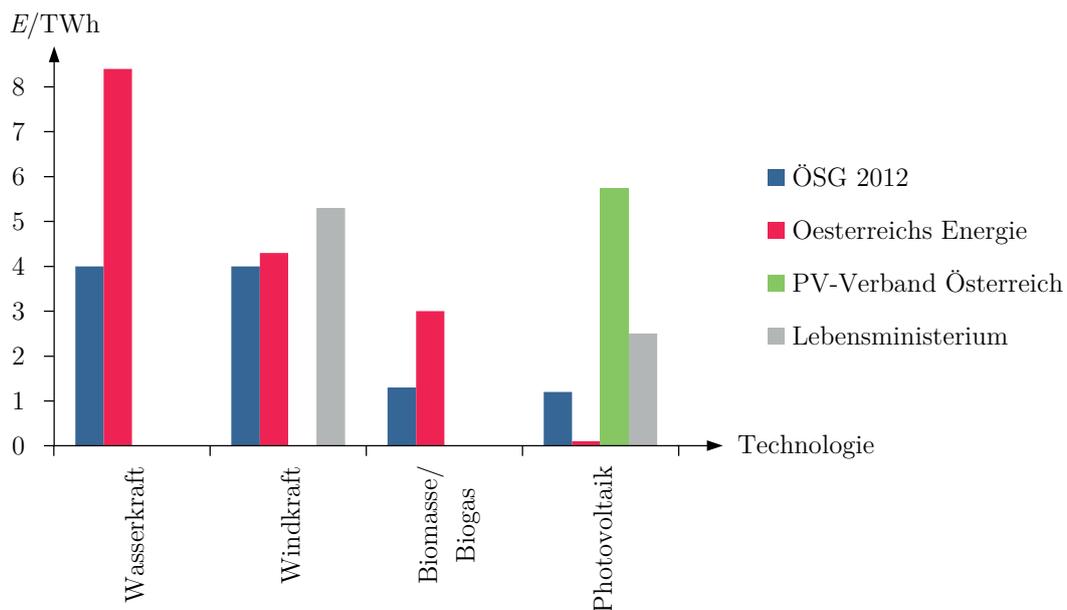
**Abbildung 14:** Jährlich installierte Leistung von Photovoltaikanlagen in Österreich (vgl. Biermayr et al. 2011, S. 14)



**Abbildung 15:** Kumulierte Leistung der jährlich installierten Photovoltaikanlagen in Österreich (vgl. Biermayr et al. 2011, S. 14)

### 2.2.5 Gegenüberstellung der Potenzialabschätzungen

Zusammenfassend werden in Abbildung 16 die in den Kapiteln 2.2.1 bis 2.2.4 erwähnten Potenzialabschätzungen noch einmal grafisch gegenübergestellt. Dabei ist zu beachten, dass nicht jede der Berechnung durchführenden Institutionen Zahlen für alle erneuerbaren Energietechnologien angibt.



**Abbildung 16:** Gegenüberstellung der Potenzialabschätzungen für 2020  
(eigene Darstellung)

# 3 Abschätzung des Verlagerungspotenzials

Dieses Kapitel beschäftigt sich mit der Abschätzung des Verlagerungspotenzials von Elektrogeräten im Haushalt. Dieser Abschätzung liegen das Strom- und Gastagebuch 2008 sowie zahlreiche Studien und Umfragen zum Thema Bereitschaft und Akzeptanz von Lastverschiebungen zugrunde.

## 3.1 Potenziale der Elektrogeräte im Haushalt

### 3.1.1 Potenzialerhebung mittels Strom- und Gastagebuch 2008

Die Teilnahme an der Stichprobenerhebung „Strom- und Gastagebuch 2008“ erfolgte auf freiwilliger Basis und wurde von der E-Control und dem Lebensministerium durchgeführt. Es wurden 254 (bei 500 ausgesendeten) Fragebögen ausgewertet. Diese umfassten Angaben zur Ausstattung der Haushalte mit strombetriebenen Geräten, Daten zu Heizung, Warmwasser und Beleuchtung. Anhand eines für jeden Haushalt individuellen Gewichtungsfaktors<sup>11</sup> kann auf die Gesamtheit aller österreichischen Haushalte (3.548.352) hochgerechnet und somit repräsentative Verbrauchsangaben für ganz Österreich erbracht werden. (vgl. Statistik Austria 2009)

In Tabelle 3 sind die Mittelwerte der elektrischen Energieverbräuche aller Verbrauchskategorien eines Haushaltes gelistet. Daraus sind die Bereiche mit hohem Verbrauch erkennbar. Dazu zählen vor allem Kühlen und Gefrieren, Haushalts-Großgeräte wie E-Herd, Backofen, Waschmaschine, Wäschetrockner und Geschirrspülmaschine, Beleuchtung, Warmwasserbereitung und Heizung. Dabei ist anzumerken, dass der Waschmaschine auch Waschgänge zugeordnet wurden, welche von einem Waschtrockner durchgeführt wurden. Analog dazu wurden Trockengänge mittels Waschtrockner dem Wäschetrockner zugeschrieben. Der „diffuse Stromverbrauch“ ist jener Stromverbrauch, welcher keiner Kategorie zugeordnet wer-

---

<sup>11</sup> Zur Hochrechnung der Stichprobe auf alle Hauptwohnsitze Österreichs. Hochrechnungskriterien: Haushaltsgröße, Ein- und Zweifamilienhaus vs. verdichteter Wohnbau und Bildungsstand (vgl. Statistik Austria 2010, S. 19)

den konnte. Dieser errechnet sich aus der Differenz von Zählerstand und der Summe aller gemessenen Verbraucher. Ventilatoren und Klimageräte haben einen durchschnittlichen Verbrauch von weniger als 4 kWh pro Haushalt zu verbuchen. Demnach ist das Lastmanagement-Potenzial in diesem Bereich entsprechend gering.

	Mittelwert in kWh
Kühl- und Gefriergeräte	
Kühlgeräte	310
Gefriergeräte	232
Haushalts-Großgeräte	
Herd, Backofen	341
Waschmaschine	179
Wäschetrockner	71
Geschirrspülmaschine	176
Weitere Küchen- und Haushaltsgeräte	157
Kühl- und Klimageräte, Zusatzheizung	
Ventilatoren, Luftent- und Befeuchter, Klimageräte	4
Zusatzheizung	58
Büro- und Unterhaltungsgeräte, Kommunikation	
Bürogeräte (PC, Laptop etc.)	97
Unterhaltungsgeräte (Fernseher etc.)	184
Kommunikationsgeräte	28
Sonstige relevante Energieverbraucher	
Ladegeräte	17
Sonstige relevante Stromverbraucher	100
Stand-by-Verbrauch	
Bürogeräte (PC, Laptop etc.)	13
Unterhaltungsgeräte (Fernseher etc.)	128
Herd, Backofen	15
Küchen- und Haushaltsgeräte	31
Beleuchtung	380
Warmwasserbereitung	756
Heizung	
Umwälzpumpe	237
Heizung inklusive Hilfsenergie	670
Diffuser Stromverbrauch	231
Stromverbrauch insgesamt	4.417

**Tabelle 3:** Durchschnittlicher Stromverbrauch der Verbrauchskategorien  
(Statistik Austria 2009, S. 37)

Anhand der anonymisierten Rohdaten des Strom- und Gastagebuches 2008 der Statistik Austria<sup>12</sup> werden in den Verbrauchskategorien Kühlen, Gefrieren, Kochen (E-Herd und Backofen), Wäschewaschen, Wäschetrocknen, Geschirrspülen, Warmwasserbereitung und Heizen die durchschnittlichen Verbräuche elektrischer Energie ermittelt. Dabei wird für Sommer und Winter jeweils eine typische Durchschnittswoche je Haushalt errechnet. Für Kühl- und Gefriergeräte wird jeweils für Sommer und Winter derselbe Verbrauch angegeben und damit stellvertretend für beide Jahreszeiten eine Durchschnittswoche berechnet. Die Heizung wird nur den Winter über eingesetzt, daher gilt die dafür angegebene Durchschnittswoche nur dafür.

Am Beispiel einer Waschmaschine soll die Vorgehensweise für die Erstellung des Verbrauchs einer durchschnittlichen Waschmaschine erläutert werden. Es werden je Haushalt die Anzahl der Waschgänge pro Tag in der Erhebung der Statistik Austria aufgenommen. Des Weiteren erfolgt eine Angabe von Verbräuchen der unterschiedlichen Waschprogramme. Diese werden von der Statistik Austria als gleichverteilt angenommen, womit stellvertretend für alle Waschprogramme ein Durchschnittsverbrauch angegeben werden kann. Mit der Information des Durchschnittsverbrauchs aller Waschgänge und der Anzahl der Waschgänge pro Tag und Haushalt, kann der Verbrauch pro Tag und Haushalt ermittelt werden. Anschließend wird für jeden Wochentag eine Mittelwertbildung über alle Haushalte durchgeführt. Dabei muss zuerst jeder Haushalt mit seinem Hochrechnungsgewicht (individuell für jeden Haushalt von der Statistik Austria berechnet) multipliziert werden, um anschließend alle Haushalte (Wochentag für Wochentag) addieren zu können und den Mittelwert für einen durchschnittlichen österreichischen Haushalt, mittels Division durch die Anzahl aller Haushalte Österreichs, ermitteln zu können.

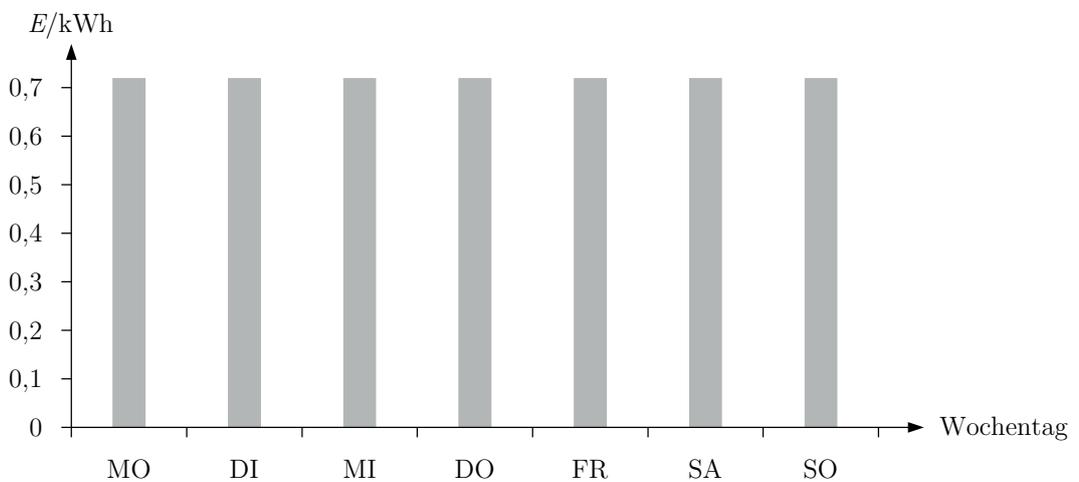
Mit der Information über die Verteilung des elektrischen Energieverbrauchs einer gewissen Anwendung innerhalb einer typischen Sommer- bzw. Winterwoche, kann eine Aussage darüber getroffen werden, wann dieses bestimmte Gerät vom Großteil der Haushalte hauptsächlich eingesetzt wird. Erfolgt dies z. B. ausschließlich an Wochenenden, so wäre das Lastmanagement-Potenzial an Werktagen gering bzw. nicht vorhanden. Zur Verdeutlichung folgendes hypothetische Beispiel: 99 % der Haushalte waschen ihre Wäsche am Wochenende. Würde man versuchen auch Waschgänge zu verlagern, die werktags stattfinden, würde dies insgesamt nur einen Bruchteil des Lastverschiebungspotenzials des Wochenendes ausmachen, da nur 1 % aller Haushalte dazu beitragen. Typisch dafür wären Waschtage, die vom Großteil der Haushalte am selben Tag durchgeführt werden. Die Ermittlung von solchen Verbrauchsgewohnheiten hilft also um feststellen zu können, wann bestimmte Anwendungen in der Gesamtheit aller Haushalte ihr größtes Potenzial zum Beitrag am Lastmanagement darstellen bzw. wann sie vernachlässigt werden können.

---

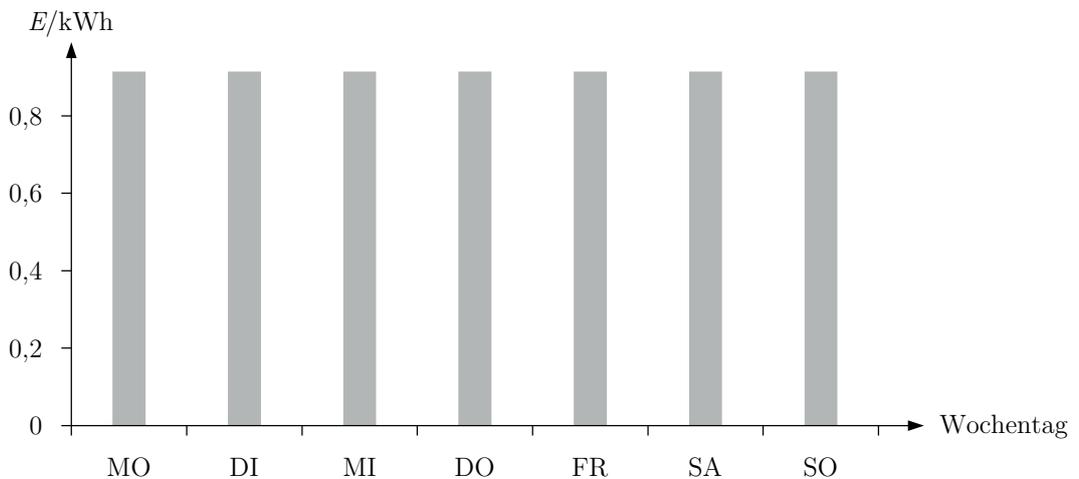
<sup>12</sup> Bundesanstalt Statistik Austria STAT ([www.statistik.at](http://www.statistik.at))

Dazu werden im Folgenden Verbrauchs-Mittelwerte der Bereiche Kühlen, Gefrieren, Kochen (E-Herd und Backofen), Wäschewaschen, Wäschetrocknen, Geschirrspülen, Warmwasserbereitung und Heizen für jeweils eine typische Sommer- und Winterwoche (falls vorhanden) abgebildet.

In Abbildung 17 und Abbildung 18 sind die Verbräuche von durchschnittlichen Kühl- und Gefriergeräten eines österreichischen Haushaltes während einer Woche dargestellt. Diese sind sowohl für jeden Wochentag als auch im Sommer und Winter annähernd gleich hoch. Somit ist das Potenzial zum Beitrag am Lastmanagement das ganze Jahr über gleich.

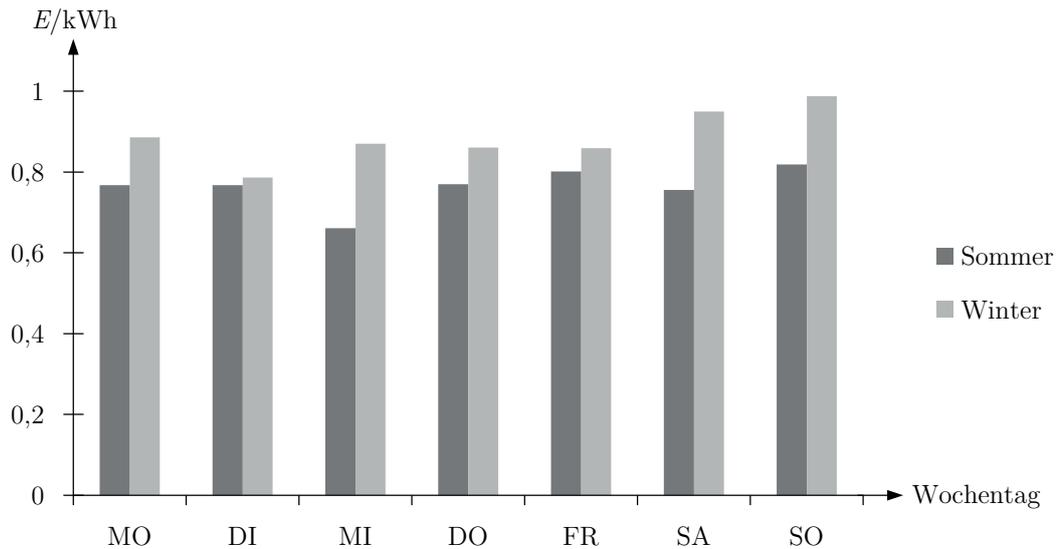


**Abbildung 17:** Verbrauch eines durchschnittlichen Kühlgerätes eines österreichischen Haushaltes (eigene Darstellung)



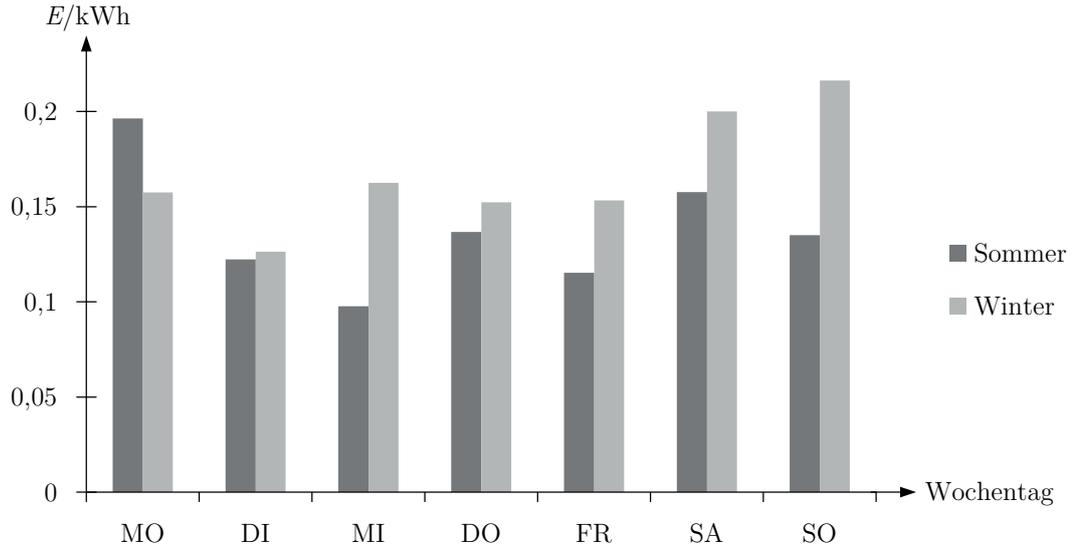
**Abbildung 18:** Verbrauch eines durchschnittlichen Gefriergerätes eines österreichischen Haushaltes (eigene Darstellung)

Die Verwendung des Elektroherdes (Abbildung 19) ist bis auf geringe Schwankungen gleichmäßig über die Woche verteilt. Anders sieht dies beim Backofen (Abbildung 20) aus, welcher vermehrt am Wochenende eingesetzt wird. Es haben jedoch beide gemeinsam, dass sie im Winter häufiger benutzt werden als im Sommer. Lastmanagement-Potenzial wäre theoretisch vorhanden, kann jedoch nicht erschlossen werden, da die Einbindung von E-Herd und Backofen ins Lastmanagement vom Endverbraucher nicht geduldet wird.<sup>13</sup>



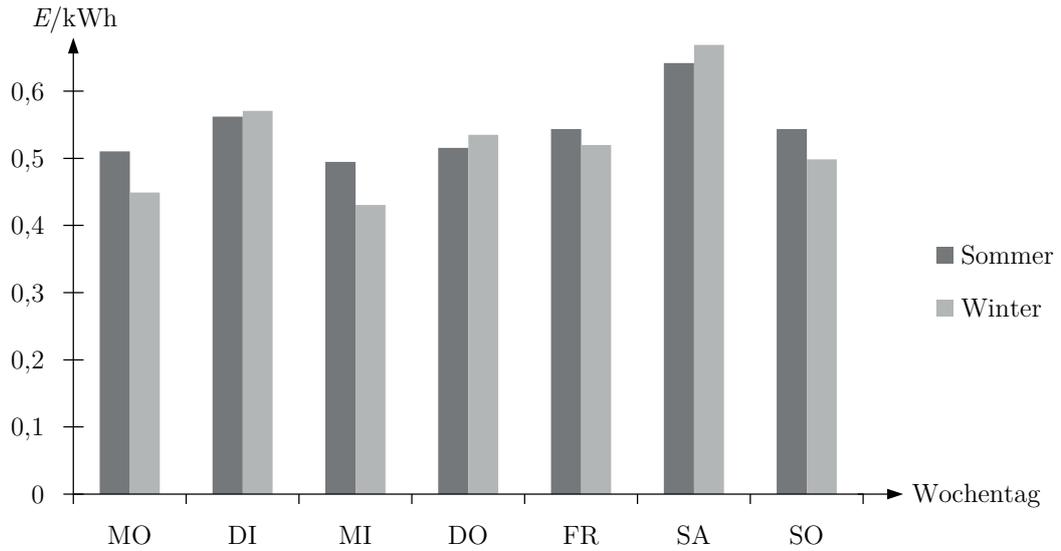
**Abbildung 19:** Verbrauch eines durchschnittlichen E-Herdes eines österreichischen Haushaltes (eigene Darstellung)

<sup>13</sup> Siehe Kapitel 3.3 „Bereitschaft zur Lastverlagerung“

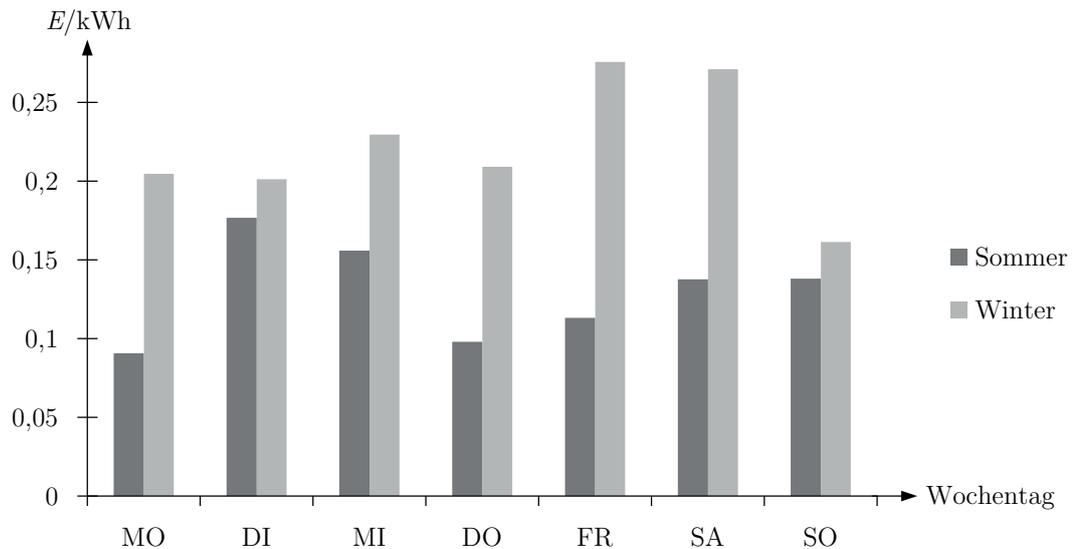


**Abbildung 20:** Verbrauch eines durchschnittlichen Backofens eines österreichischen Haushaltes (eigene Darstellung)

Typische Waschtage scheinen Geschichte zu sein, wie in Abbildung 21 zu erkennen ist. Lediglich an Samstagen kommen Waschmaschinen etwas häufiger zum Einsatz als an den restlichen Wochentagen. Selbiges gilt für den Wäschetrockner in den Winterwochen. Im Sommer ist dieses Verhalten allerdings nicht zu erkennen, was etwas verwunderlich ist, da der Einsatz des Wäschetrockners meist an den der Waschmaschine gebunden ist (typischerweise Trocknen der Wäsche im Anschluss an den Waschgang). Verständlich hingegen ist der Unterschied zwischen Sommer und Winter, da die Wäsche an schönen Sommertagen häufiger luftgetrocknet wird als im Winter. Waschmaschine und Wäschetrockner können somit an allen Wochentagen am Lastmanagement teilnehmen, da an allen Tagen genügend Potenzial vorhanden ist, auch wenn dieses an Samstagen etwas höher zu sein scheint.

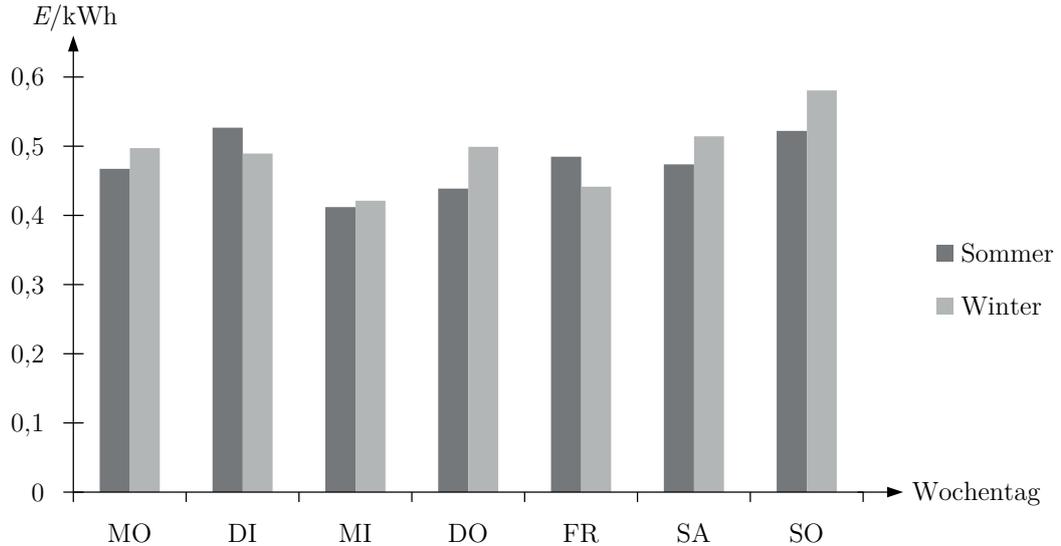


**Abbildung 21:** Verbrauch einer durchschnittlichen Waschmaschine eines österreichischen Haushaltes (eigene Darstellung)



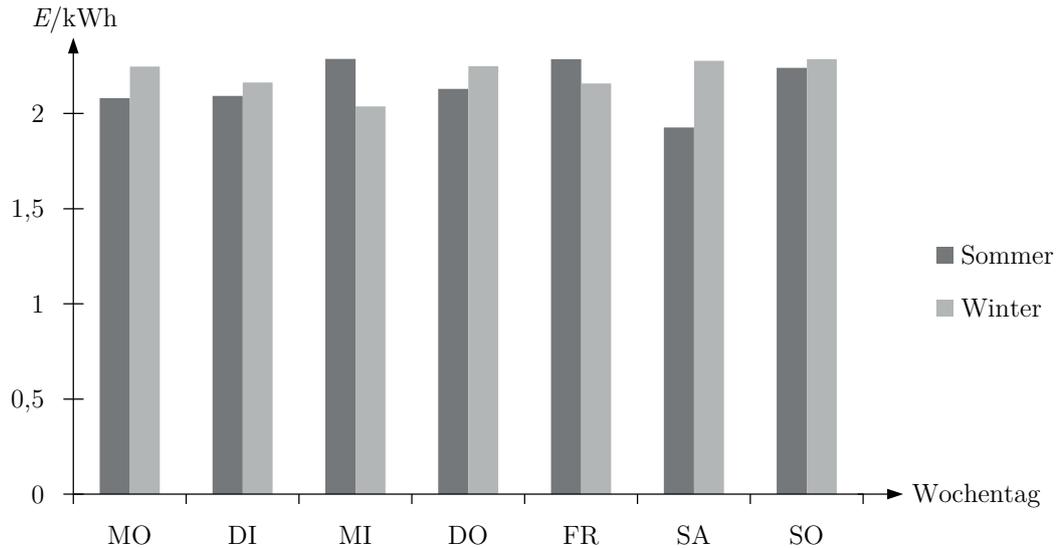
**Abbildung 22:** Verbrauch eines durchschnittlichen Wäschetrockners eines österreichischen Haushaltes (eigene Darstellung)

Am Verbrauch einer durchschnittlichen Geschirrspülmaschine je Haushalt während einer Sommer- bzw. Winterwoche (Abbildung 23) kann ebenfalls kein bestimmter Tag oder Wochenabschnitt identifiziert werden, an dem diese häufiger eingeschaltet wird. Darum wird diese an allen Tagen ins Lastmanagement eingebunden, insofern es der Endverbraucher erlaubt.



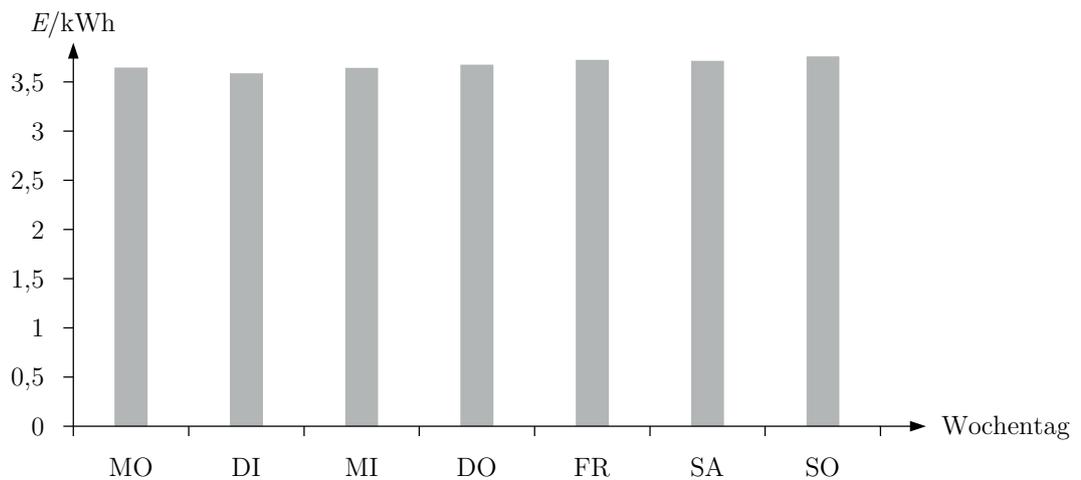
**Abbildung 23:** Verbrauch einer durchschnittlichen Geschirrspülmaschine eines österreichischen Haushaltes (eigene Darstellung)

Die Warmwasserbereitung wird nur der Vollständigkeit der großen Verbrauchskategorien halber angegeben. Da die Warmwasserbereitung bereits nachts zu Niedertarifzeiten erfolgt (getriggert von Rundsteuersignalen) und somit gewissermaßen bereits zum Lastmanagement beiträgt, wird dieser Bereich außer Acht gelassen. Es erfolgt daher auch keine gesonderte Darstellung der einzelnen Bereiche Duschen, Baden und Abwaschen. Die Summe dieser Bereiche entspricht dem in Abbildung 24 dargestellten Verbrauch einer durchschnittlichen Warmwasserbereitung. Nicht erschlossen bzw. gesteuert von Rundsteuersignalen sind Untertischboiler und Durchlauferhitzer. Untertischboiler sind in nur sehr wenigen Haushalten installiert. Bei Durchlauferhitzern kommt noch hinzu, dass diese über keinen Speicher verfügen und somit Energie verbrauchen wenn sie benötigt werden. Somit eignen sich diese beiden Anwendungen nicht für Lastmanagement-Prozesse.



**Abbildung 24:** Verbrauch einer durchschnittlichen elektrischen Warmwasserbereitung eines österreichischen Haushaltes (eigene Darstellung)

Mit der Darstellung des Verbrauchs eines österreichischen Haushaltes einer Winterwoche für eine durchschnittliche elektrische Heizung (inkl. Hilfsenergie) in Abbildung 25 sind die Kategorien mit dem größten Anteil am Haushaltsgesamtverbrauch komplett. Elektrisches Heizen wird allerdings nicht ins Lastmanagement miteinbezogen, da dafür die Modellierung von thermischen Energiespeichern und thermischen Vorgängen von Nöten wäre und diese den zeitlichen Rahmen dieser Masterarbeit überschreiten würden.



**Abbildung 25:** Verbrauch einer durchschnittlichen elektrischen Heizung (inkl. Hilfsenergie) eines österreichischen Haushaltes (eigene Darstellung)

Ausschlaggebend ist auch der Ausstattungsgrad der Haushalte. So wäre z. B. das Lastmanagement-Potenzial von Klimageräten aufgrund ihres hohen Energiebedarfs an sich sehr hoch, doch da in Österreich etwas weniger als 2 % der Haushalte ein solches besitzt, ist das Gesamtpotenzial sehr gering.

Da in den vorigen Abbildungen (Abbildung 17 bis Abbildung 25) zu den durchschnittlichen Jahresverbräuchen ausgewählter Elektrogeräte bei der Mittelwertbildung alle Haushalte (nicht nur beitragende) miteinbezogen wurden, wird der Ausstattungsgrad darin gewissermaßen bereits berücksichtigt.

Der Ausstattungsgrad in Tabelle 4 gibt an, wie viele Haushalte ein bestimmtes Gerät besitzen. Ein Wert von über 100 % bei Kühlgeräten kommt dadurch zustande, dass es in etwa 13,5 % der Haushalte zwei Kühlgeräte gibt und in 1,4 % sogar drei oder mehr Geräte. (vgl. Statistik Austria 2009, S. 21)

	Ausstattungsgrad in %
Kühl- und Gefriergeräte	
Kühlgeräte	117
Gefriergeräte	55
Haushalts-Großgeräte	
Herd, Backofen	86
Waschmaschine	91
Waschtrockner	17
Wäschetrockner	14
Geschirrspülmaschine	72,5
Weitere Küchen- und Haushaltsgeräte	
Mikrowelle	75
Elektrogriller	25
Kühl- und Klimageräte, Zusatzheizung	
Ventilatoren	15
Luftent- und Befeuchter	5
Klimagerät	1,5
Heizstrahler/Heizlüfter	28
Radiator	7
Unterhaltungsgeräte	
Fernseher	96
Warmwasserbereitung	38
Elektroheizung	7

**Tabelle 4:** Geräteausstattung der Haushalte (vgl. Statistik Austria 2009, S. 21-29)

### 3.1.2 Weitere Arbeiten

Das Lastmanagement-Potenzial von Haushaltsanwendungen sei durch starke tages- und jahreszeitliche Schwankungen gekennzeichnet. Durchschnittlich ergibt sich damit im Winter aufgrund der zusätzlichen Heizlast ein höheres Potenzial als im Sommer bzw. in den Übergangsjahreszeiten. Insgesamt sei der Anteil der elektrischen Nichtwärme-Anwendungen im Haushalt, wie z. B. Waschmaschine, Wäschetrockner, Geschirrspülmaschine, Kühl- und Gefriergeräte etc., am gesamten Lastmanagement-Potenzial als niedrig einzustufen. Der Hauptanteil davon allerdings werde von Kühl- und Gefriergeräten bestimmt. Den größten Anteil am theoretischen Lastmanagement-Potenzial haben somit die elektrische Raumwärme und Warmwasserbereitung. (vgl. Brauner, Pöpl & Tiefgraber 2006, S. 57)

Es bestehe ein wesentlicher Unterschied zwischen den Tages-Lastganglinien der einzelnen Verbrauchergruppen. Kühl- und Gefriergeräte weisen bei Betrachtung der Stundenmittelwerte der Leistungsaufnahme einen konstanten Vorlauf auf. Somit ist das Regelpotenzial in diesem Bereich zu jeder Zeit gleich. Anders sieht es hingegen bei Anwendungen aus, die z. B. hauptsächlich in den Abendstunden eingesetzt werden. Im Büro- und Unterhaltungs-Gerätesektor sei bei den meisten Geräten ein Einsparungs-Potenzial über den Stand-by-Modus möglich, aber kein Verlagerungs-Potenzial. (vgl. Groß 2008, S. 15-17)

Klobasa (2007, S.27) nennt einen Lastmanagement-Faktor. Dieser definiert den Anteil der verlagerbaren Leistung am gesamten Leistungsbedarf einer bestimmten Anwendung. Der Faktor berücksichtige auch technische Einschränkungen. Er wird bestimmt durch Befragung von Anlagenherstellern und -betreibern, Industrieverbänden und Stromversorgern<sup>14</sup>, die Lastmanagement betreiben. Die Angaben decken dabei eine große Bandbreite ab. Somit handle es sich bei Angaben in Tabelle 5 um keine exakten Zahlen. Die Abschätzungsungenauigkeit betrage 10-15 %.

In Tabelle 6 ist das Verschiebepotenzial diverser Haushaltsanwendungen gegeben. Zur Berechnung des Verschiebepotenzials einer Anwendung pro Monat wurden der jeweilige Jahresstromverbrauch und die Anwendungshäufigkeit in Prozent ermittelt. Anschließend wurde der Jahresstromverbrauch durch 12 (Anzahl der Monate pro Jahr) dividiert und mit der Anwendungshäufigkeit multipliziert. Das Ergebnis daraus wird von Klobasa als Verschiebepotenzial bezeichnet.

---

<sup>14</sup> Keine Angabe um welche es sich genau handelt.

	Lastmanagement-Faktor in %
Waschmaschine	25
Wäschetrockner	25
Geschirrspülmaschine	25
Kühlgerät	33
Gefriergerät	33
Warmwasser	25
Nachtspeicher	100

**Tabelle 5:** Lastmanagement-Faktor unterschiedlicher Anwendungen im Haushalt  
(vgl. Klobasa 2007, S. 84)

	Verschiebepotenzial je HH und Monat in kWh
Waschmaschine	11,6
Wäschetrockner	7,9
Geschirrspülmaschine	8,7
Kühlgerät	21,7
Gefriergerät	21,9
Summe	71,8

**Tabelle 6:** Verlagerbare Energiemengen für typische Haushaltsanwendungen je Haushalt  
und Monat (vgl. Klobasa 2007, S. 81)

In den Neunziger Jahren wurde erstmals in einem umfangreichen Feldtest mit einem lastabhängigen Echtzeit-Tarifsystem untersucht, ob und wie sich Privathaushalte an diese anpassen und Lasten verschieben. Dieser Feldversuch ist unter dem Namen „Eckernförder Tarif“<sup>15</sup> bekannt. Dabei wurde anhand der aktuellen Netzlast der derzeitige Stromerzeugungspreis berechnet und an den Kunden weitergeleitet. Dabei konnte eine Absenkung der Lastspitze im Haushalt um 6 % erzielt werden. (vgl. Belasus et al. 2008, S. 8-9; Nestle 2007, S. 49)

Die Netzstudie 2 der Deutschen Energieagentur gibt für Deutschlands Haushalte das mit Abstand größte Lastmanagement-Potenzial für Nachtspeicherheizungen an, gefolgt von Umwälzpumpen, Warmwasserbereitung, Geschirrspülmaschine, Kühlgerät, Gefriergerät, Waschmaschine und Wäschetrockner. (vgl. Dena 2010, S. 413)

---

<sup>15</sup> Kostenorientierte Strompreisbildung – Entwicklung und Test eines lastabhängigen Echtzeit-Tarifs in Eckernförde (vgl. Morovic, Pilhar & Möhring-Hüser 1997)

## 3.2 Elektrogeräte in Haushalten

Elektrogeräte in Haushalten können in drei Klassen eingeteilt werden (vgl. Zeilinger & Einfalt 2011, S. 3):

- Klasse 1: Gerät wird bei Bedarf eingesetzt
- Klasse 2: Gerät spult ein vordefiniertes Programm ab
- Klasse 3: Gerät versucht einen vorgegebenen Zustand zu erhalten

Zur Lastverschiebung bzw. zum Lastmanagement eignen sich Geräte der Klasse 2 und 3. Dabei zählen Verbraucher wie Waschmaschine, Wäschetrockner und Geschirrspülmaschine zur Klasse 2, Kühlgerät, Gefriergerät, Heizung und sonstige Kühl- und Heizungssysteme zur Klasse 3. Klasse-3-Anwendungen können wegen Vorhandenseins eines thermischen Speichers für gewisse Zeit abgeschaltet werden, ohne dabei Komforteinbußen hinnehmen zu müssen. Elektrogeräte der Klasse 2 weisen durch das eingestellte Programm einen vordefinierten Energieverbrauch auf, können jedoch unter Umständen ohne Komfortverlust zeitlich verschoben werden. Zur Klasse 1 gehören Elektrogeräte wie das Bügeleisen, der Föhn, die Kaffeemaschine, sonstige Küchengeräte, Fernseher, Computer, usw. Diese werden bei Bedarf eingesetzt und erlauben in den seltensten Fällen eine zeitliche Aufschiebung.

### 3.2.1 Verschiebbare Lasten

Zur Lastverschiebung eignen sich Anwendungen, welche über einen Energiespeicher verfügen. Dieser kann sowohl ein elektrischer als auch thermischer Energiespeicher sein. Dazu zählen vor allem Anlagen wie die Warmwasserbereitung, Heizungs- und Kühlungssysteme. Es gibt aber auch Elektrogeräte, die über keinen zum Lastmanagement nutzbaren Energiespeicher verfügen, aber dennoch verschiebbar sind. Zu dieser Kategorie gehören Geräte wie die Waschmaschine, der Wäschetrockner oder die Geschirrspülmaschine. Diese Anwendungen weisen sowohl einen hohen Energiebedarf auf, als auch die Möglichkeit zur zeitlichen Verlagerung der Anwendung, wie Akzeptanzuntersuchungen<sup>16</sup> belegen. Dabei ist zu beachten, dass die Anwendung des Wäschetrockners meist an die der Waschmaschine verknüpft ist. Wird der Einsatz der Waschmaschine verlagert, so beeinflusst dies häufig auch das Wäschetrocknen.

Auf Heizungssysteme und die Warmwasserbereitung wird in dieser Arbeit nicht eingegangen. Um die Gebäudeheizung in Lastmanagementprozesse miteinzubeziehen wäre eine

---

<sup>16</sup> Siehe Kapitel 3.3 „Bereitschaft zur Lastverlagerung“

thermische Gebäudemodellierung notwendig. Diese würde den Rahmen dieser Masterarbeit sprengen und müsste deshalb gesondert betrachtet werden. Die Warmwasserbereitung wird ebenfalls nicht betrachtet, da die zeitliche Verschiebung der Aktivierung der Warmwasserspeicher bereits durch Rundsteuersignale erschlossen wird. Dies erfolgt hauptsächlich nachts zu leistungsschwachen Zeiten. Warmwasserbereitungsanlagen wie Untertischboiler werden aufgrund ihrer geringen Durchdringung außer Acht gelassen.

Es ist natürlich auch denkbar, Anwendungen wie Bewässerungsanlagen (elektrische Wasserpumpe), Ladegeräte (von z. B. Handy, Zahnbürste etc.), Luftentfeuchter und Luftbefeuchter usw. ins Lastmanagement miteinzubinden, jedoch verfügen entweder nicht genug Haushalte über diese Anwendung oder das Potenzial ist aufgrund der geringen eingesetzten Energiemengen zu gering. Somit werden seltene oder energiearme Anwendungen ebenso nicht in der Modellierung betrachtet und könnten somit auch den nicht verschiebbaren Lasten zugeordnet werden.

#### 3.2.2 Nicht verschiebbare Lasten

Aufgrund der aktuell (und auch in absehbarer Zukunft) nicht vorhandenen Bereitschaft zur zeitlichen Verlagerung von Anwendungen in Bereichen wie Beleuchtung, Unterhaltung, Küche und Büro können diese nicht ins Lastmanagement miteinbezogen werden. Im Bereich Beleuchtung gibt es allerdings Ansätze, welche versuchen durch Dimmen des Lichtes dieses ins Lastmanagement einzubinden (vgl. Groß 2008, S. 50-59). Dabei wird nicht näher darauf eingegangen, inwiefern Helligkeitsschwankungen zu Komforteinbußen führen können oder wie diese vom Endverbraucher angenommen werden. In den Bereich Unterhaltung fallen jegliche Geräte der Unterhaltungselektronik wie Fernseher, DVD/-Blu-ray-Player, Video-Recorder, Spielkonsole, HiFi-Anlage, usw. Diese werden bei Bedarf eingesetzt und dulden keine zeitliche Verschiebung.

Der Großteil der Elektrogeräte in der Küche weist hohe Leistungen<sup>17</sup> auf. Dazu zählen Einbaugeräte wie E-Herd, Backofen und Dampfgarer und Küchengeräte wie Mikrowelle, Wasserkocher, usw. Auch diese Geräte werden verwendet, wenn sie benötigt werden. Eine längere zeitliche Verschiebung oder Unterbrechung des Kochvorganges ist derzeit nicht möglich, wie Untersuchungen und Studien belegen.

---

<sup>17</sup> Im Bereich von bis zu 10 kW (E-Herd)

### 3.3 Bereitschaft zur Lastverlagerung

Für die Modellierung der Verschiebung von elektrischen Lasten muss eine maximale zeitliche Verschiebbarkeit festgelegt werden. Um diese möglichst realitätsnahe anzusetzen werden bisherige Arbeiten und Studien auf diesem Gebiet als Referenz herangezogen. Diese werden in diesem Kapitel kurz zusammengefasst und gegenübergestellt.

Abhängig davon kann eine Einteilung in verschiebbare und nicht verschiebbare Elektrogeräte in Haushalten gemacht werden.<sup>18</sup>

#### 3.3.1 Projekt Smart-A

Das Projekt „Smart-A“<sup>19</sup> beschäftigt sich unter anderem mit dem Thema Lastverschiebungen im Haushalt. Dazu wurden Kundenbefragungen in Großbritannien, Slowenien, Deutschland, Österreich und Italien durchgeführt. Insgesamt wurden 2.907 Kunden befragt. In Großbritannien wurden 232 Online-Fragebögen ausgefüllt. In Slowenien und Italien wurden jeweils 200 Kunden in einem persönlichen Interview befragt, in Deutschland 1.332 und in Österreich 943. Die Umfragen sollten genauere Kenntnis über die Akzeptanz von Lastverschiebungen aufgrund von Lastmanagement-Projekten schaffen. (vgl. Suschek-Berger & Mert 2008, S. 5)

Es wird hier lediglich auf die Umfrageergebnisse Österreichs und die Summe aller Länder eingegangen.

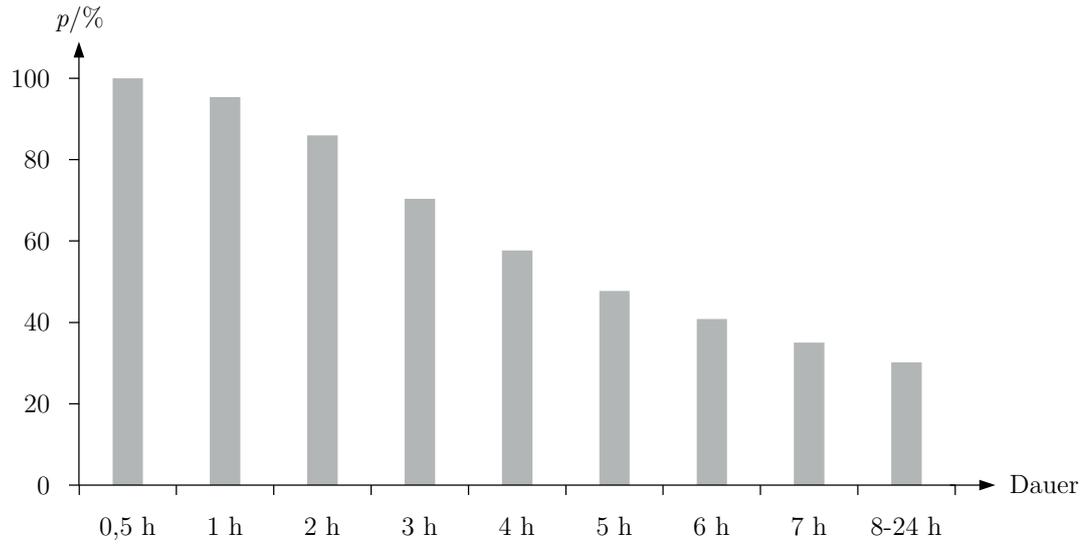
Die Hälfte der befragten Personen Österreichs war jeweils männlich bzw. weiblich. 35 % sind im Alter von 36-50 Jahren, 25 % sind 50-65 Jahre alt, 20 % sind älter als 65 Jahre, 18 % sind 26-35 Jahre alt und 2 % jünger als 25 Jahre. Der Großteil (40 %) hat einen Pflichtschulabschluss als höchste abgeschlossene Ausbildung, 20 % einen akademischen Grad. 68 % sind berufstätig, 22 % pensioniert. Die Aufteilung auf städtische und ländliche Regionen erfolgt gleichermaßen. (vgl. Suschek-Berger & Mert 2008, S. 55)

Abbildung 26 bis Abbildung 29 veranschaulichen, wie lange die Umfrageteilnehmer bereit sind eine Anwendung zu verschieben.

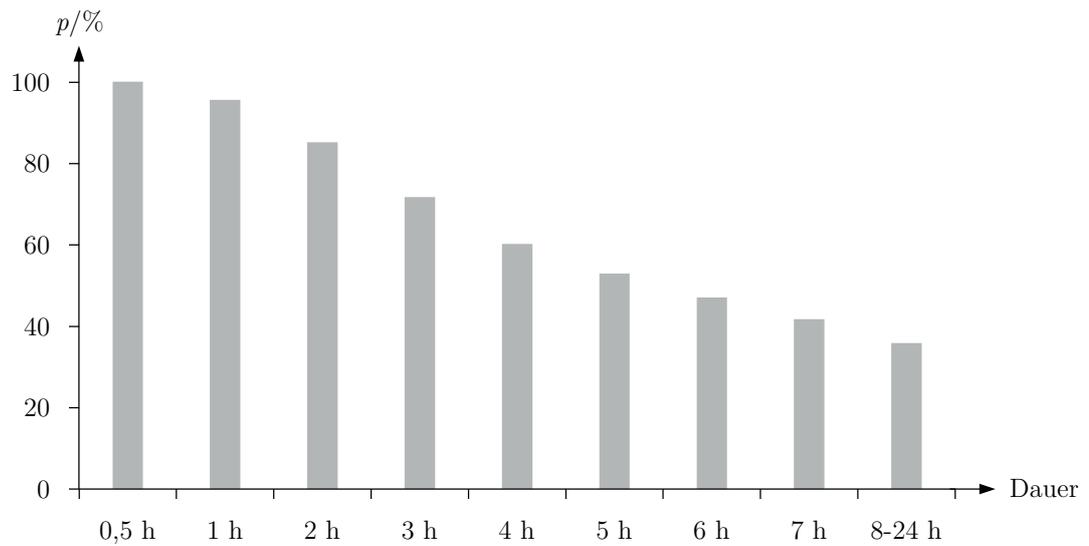
---

<sup>18</sup> Siehe Kapitel 3.2 „Elektrogeräte in Haushalten“

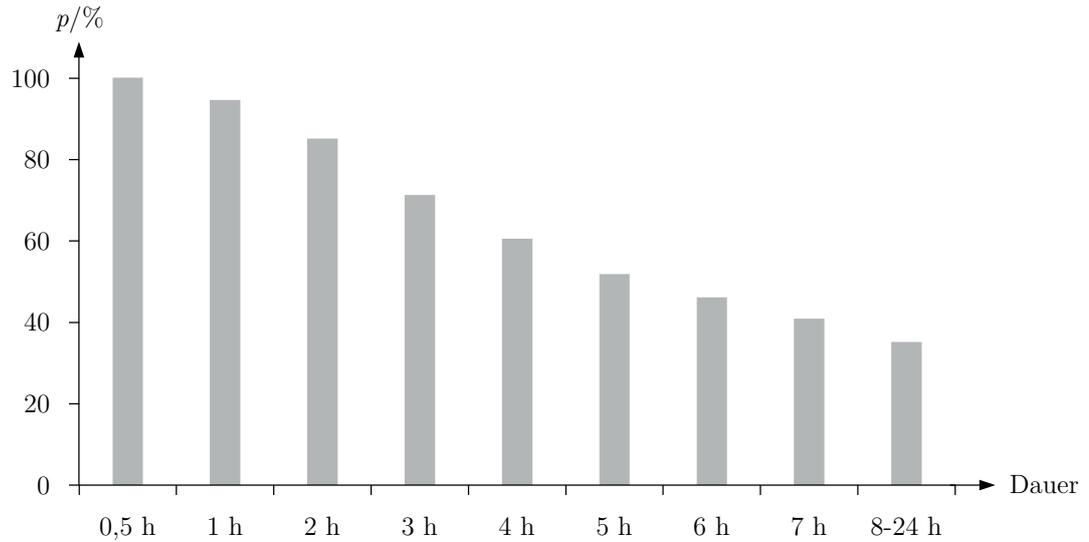
<sup>19</sup> „Smart Domestic Appliances in Sustainable Energy Systems“ ([www.smart-a.org](http://www.smart-a.org))



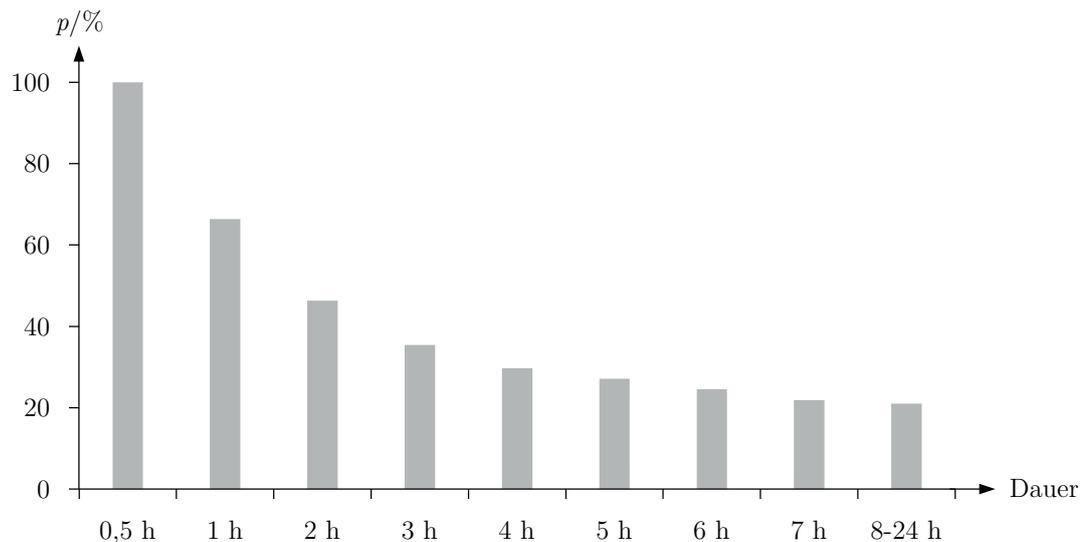
**Abbildung 26:** Bereitschaft zur Lastverschiebung einer Geschirrspülmaschine (Österreich)  
(vgl. Suschek-Berger & Mert 2008, S. 62)



**Abbildung 27:** Bereitschaft zur Lastverschiebung einer Waschmaschine (Österreich)  
(vgl. Suschek-Berger & Mert 2008, S. 63)



**Abbildung 28:** Bereitschaft zur Lastverschiebung eines Wäschetrockners (Österreich)  
(vgl. Suschek-Berger & Mert 2008, S. 63)



**Abbildung 29:** Bereitschaft zur Lastverschiebung einer Klimaanlage (Österreich)  
(vgl. Suschek-Berger & Mert 2008, S. 63)

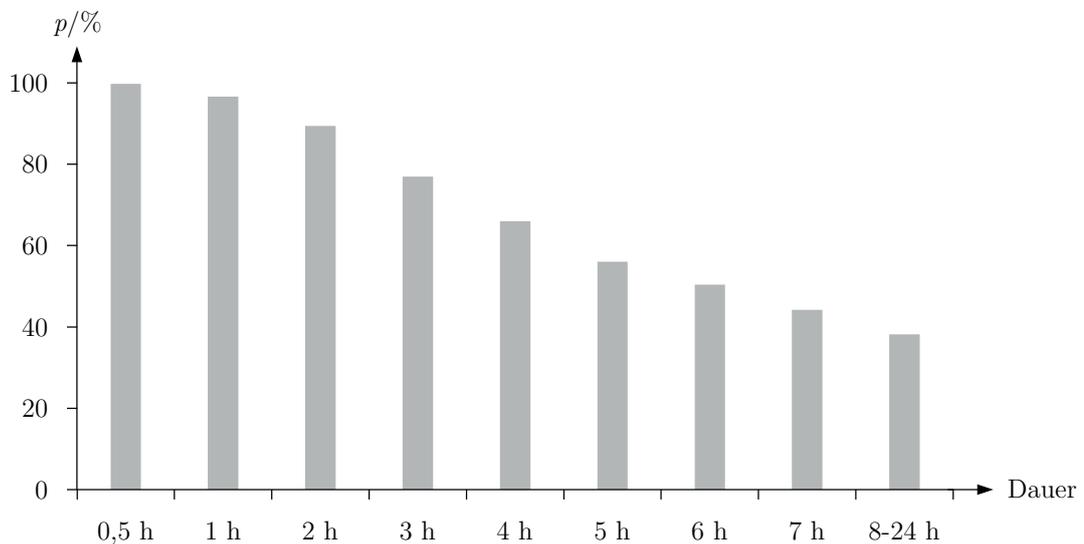
Anhand von Abbildung 26 wird erläutert, wie die Abbildungen zu verstehen sind. Eine Verschiebung eines Geschirrspülvorganges um z. B. 5 h wird von knapp der Hälfte der Befragten akzeptiert. Eine zeitliche Verlagerung des Geschirrspülvorganges um mehr als 8 h wird hingegen von nur etwa 30 % erlaubt. Bei der Anwendung der Waschmaschine

(Abbildung 27) und des Wäschetrockners (Abbildung 28) geben etwas mehr als die Hälfte an, eine Verschiebung um 5 h zu tolerieren.

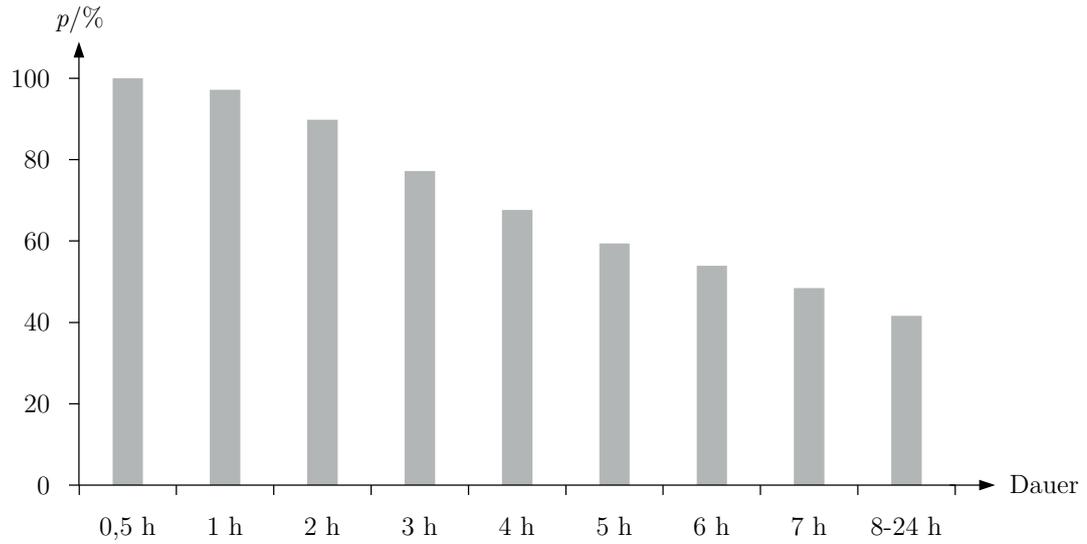
Die Verlagerung von Waschgängen in die Abendstunden oder Nacht hinein wird von einigen als kritisch angesehen, da dies aufgrund der Lärmbelästigung den Schlafkomfort beeinträchtigen könnte. Die Bereitschaft eine Klimaanlage erst verspätet einzuschalten, ist im Vergleich zu anderen Anwendungen verständlicherweise gering.

Betrachtet man nun die Summe aller an der Umfrage des Projektes Smart-A beteiligten Länder (Großbritannien, Slowenien, Deutschland, Österreich und Italien), so teilen sich die Altersgruppen folgendermaßen auf: 35 % sind 36-50 Jahre alt, 28 % zwischen 50-65 Jahre, 16 % sind älter als 65 Jahre, 14 % sind zwischen 26-35 Jahre und lediglich 5 % zwischen 18-25 Jahre alt. Der Großteil (36 %) der Befragten hat einen Abschluss akademischen Grades. 69 % sind berufstätig, 20 % Pensionisten. (vgl. Suschek-Berger & Mert 2008, S. 88)

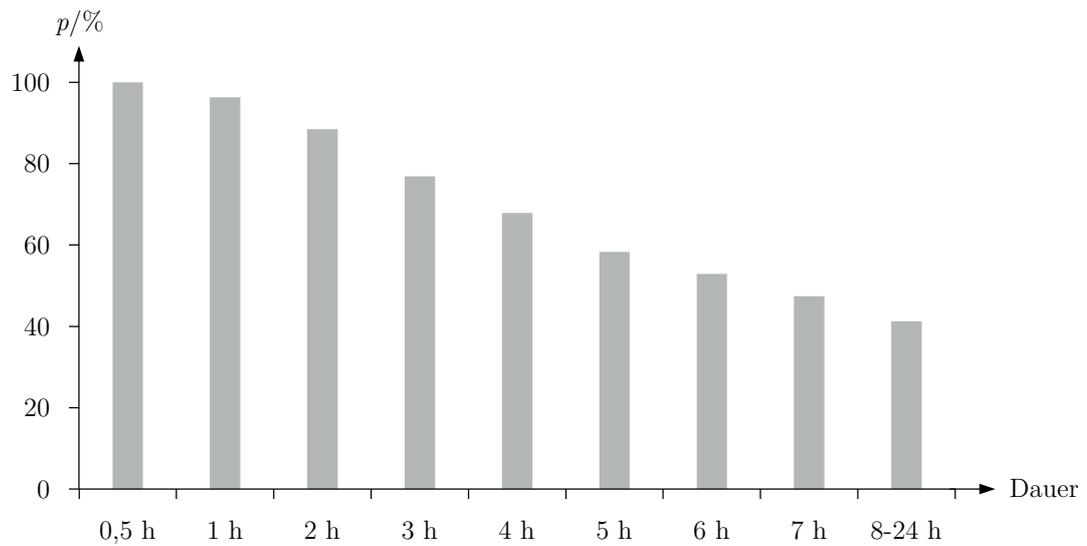
Die Umfrageergebnisse aller Länder sieht für die Elektrogeräte Geschirrspülmaschine, Waschmaschine und Wäschetrockner wie in Abbildung 30 bis Abbildung 33 dargestellt aus.



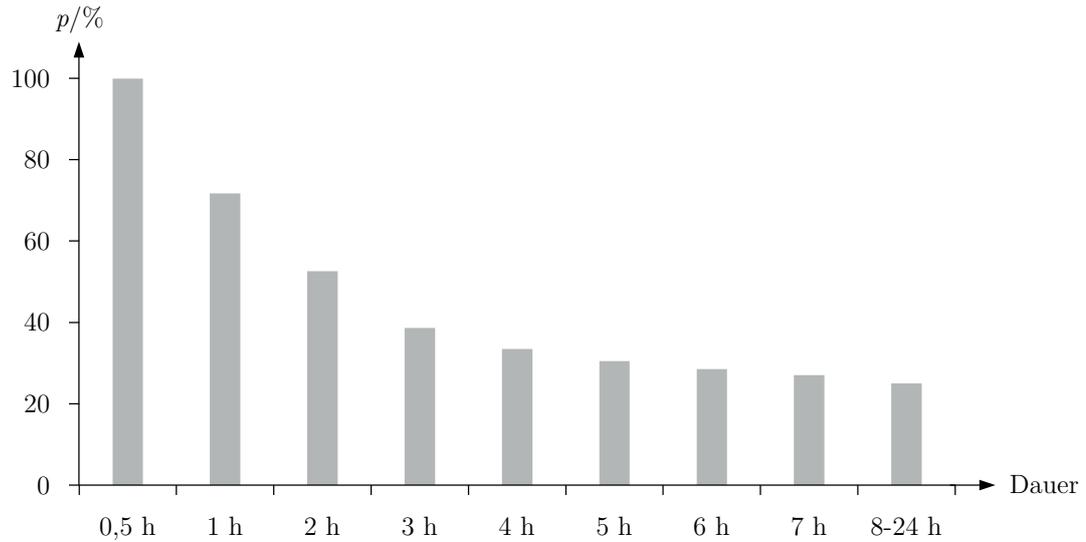
**Abbildung 30:** Bereitschaft zur Lastverschiebung einer Geschirrspülmaschine (alle fünf Länder) (vgl. Suschek-Berger & Mert 2008, S. 96)



**Abbildung 31:** Bereitschaft zur Lastverschiebung einer Waschmaschine (alle fünf Länder)  
(vgl. Suschek-Berger & Mert 2008, S. 97)



**Abbildung 32:** Bereitschaft zur Lastverschiebung eines Wäschetrockners (alle fünf Länder)  
(vgl. Suschek-Berger & Mert 2008, S. 97)



**Abbildung 33:** Bereitschaft zur Lastverschiebung einer Klimaanlage (alle fünf Länder)  
(vgl. Suschek-Berger & Mert 2008, S. 97)

Man kann erkennen, dass die Bereitschaft aller 2.907 Teilnehmer (Summe aller beteiligten Länder) zur Lastverschiebung größer ist, als die zuvor betrachtete von Österreich.

Zu beachten ist, dass der Großteil der Umfrageteilnehmer männliche Personen mittleren Alters mit einem Hochschulabschluss sind, die einen technischen Hintergrund haben. Dies könnte dazu führen, dass die Ergebnisse nicht repräsentativ auf andere Personengruppen angewandt werden können, da man behaupten könnte, Personen mit technischer Ausbildung und Interesse für technische Belangen seien eher daran interessiert, an Lastmanagement-Programmen teilzunehmen, als technisch nicht versierte Bevölkerungsgruppen und damit eher zu längeren zeitlichen Verschiebungen der Anwendungen tendieren.

Die Ergebnisse für Klimaanlagen werden nur der Vollständigkeit halber angeführt. Die Einbindung dieser Geräte ins Lastmanagement wird jedoch nicht betrachtet, da zum einen die Bereitschaft zur Lastverschiebung relativ gering ist und zum anderen in Österreichs Haushalten kaum Klimageräte installiert sind.<sup>20</sup>

<sup>20</sup> Siehe Kapitel 3.1.1 „Potenzialerhebung mittels Strom- und Gastagebuch 2008“

#### 3.3.2 Fraunhofer inHaus-Zentrum

Die Universität Duisburg-Essen führte im Zentrum für intelligente Haussysteme in Duisburg eine Akzeptanzstudie durch, um die Bereitschaft der Nutzer zu ermitteln, bestimmte Vorgänge um gewisse Zeiten zu verlagern.

Dabei wurden Fragebögen an 25 Personen ausgehändigt. Davon waren 12 Personen männlich, 13 weiblich. Der Altersdurchschnitt lag bei 42,8 Jahren. Bis auf drei Haushalte handelte es sich um Mehrpersonenhaushalte. Die Teilnehmer werden als „nicht besonders technikaffin“ bezeichnet. (vgl. Krost, Matics & Dubielzig 2007, S. 74)

96 % der Personen geben an, eine Verschiebung der Waschmaschine um 6-12 h zu tolerieren. 92 % stimmen einer verlagerten Anwendung der Geschirrspülmaschine um 6 h zu. Bei der Verlagerung des Wäschetrocknens fallen die Antworten unterschiedlicher aus. Die Anwendung des Trockners würde vom Wäschewaschen abhängen. Die Zustimmung das Kochen zu verschieben fällt mit 16 % gering aus. Es wird dazu keine Angabe über eine Zeitdauer gegeben. (vgl. Krost, Matics & Dubielzig 2007, S. 75)

#### 3.3.3 Weitere Arbeiten

In Feldtests des Projektes DINAR<sup>21</sup> konnte eine gefüllte Kühl-/Gefrierkombination 5-7 h abgeschaltet werden (vgl. Ringelstein, Bendel & Nestle 2008, S. 6). Grein & Pehnt (2011, S. 7) geben für Kühlgeräte eine maximale zeitliche Verschiebbarkeit von 30-60 min an. Dabei handelt es sich allerdings nur um eine Abschätzung.

Die im Folgenden beschriebenen Abhandlungen zum Thema Lastmanagement basieren weder auf Feldversuchen, noch auf Umfragen, sondern lediglich auf Schätzungen durch Experten. Die Angaben decken sich bei allen Quellen. Lediglich bei der maximalen Verschiebung von Kühl- und Gefriergeräten gibt es Abweichungen.

---

<sup>21</sup> Dezentrale Energieerzeugungsanlagen: technische und wirtschaftliche Integration in den Netzbetrieb und Anpassung von Rahmenbedingungen (DINAR; [www.projektdinar.de](http://www.projektdinar.de))

	Fraunhofer/WIK-Consult	Klobasa	Brauner et al.
Geschirrspülmaschine	24 h	24 h	24 h
Waschmaschine	24 h	24 h	24 h
Wäschetrockner	24 h	24 h	24 h
Kühlgerät	1 h	1 h	3-8 h
Gefriergerät	1 h	1 h	8 h
E-Herd	1 h	-	-

**Tabelle 7:** maximale Verschiebbarkeit in Stunden aus unterschiedlichen Quellen (vgl. Wik-Consult & Fraunhofer 2006, S. 94; Klobasa 2007, S. 84; Brauner, Pöpl & Tiefgraber 2006, S. 30)

Das Interesse privater Haushalte am elektrischen Energieverbrauch sei relativ gering. Das liege einerseits an der geringen Attraktivität des Produktes Energie, andererseits aber auch am geringen Informationsstand zum Energieverbrauch. So wissen mehr als 70 % laut repräsentativen Umfragen nicht über ihren jährlichen Stromverbrauch Bescheid, jedoch würden über 80 % der Befragten auf den Energieverbrauch achten. Feedback-Systeme wie Anzeige-Displays, Internetportale, monatliche Stromrechnung inkl. Energiespartipps, Vergleich mit Rechnungen der Vormonate, usw. sollen für mehr Aufklärung und Information sorgen. Hinsichtlich der Wirksamkeit von solchen Feedback-Instrumenten gibt es zahlreiche Studien. Die Einsparungen allein durch die Information und das Bewusstsein über den elektrischen Energieverbrauch liegen dabei zwischen 5 % und 12 %, vereinzelt sogar über 20 %. (vgl. E-Energy 2009, S. 7-9)

### 3.4 Verhaltensmuster

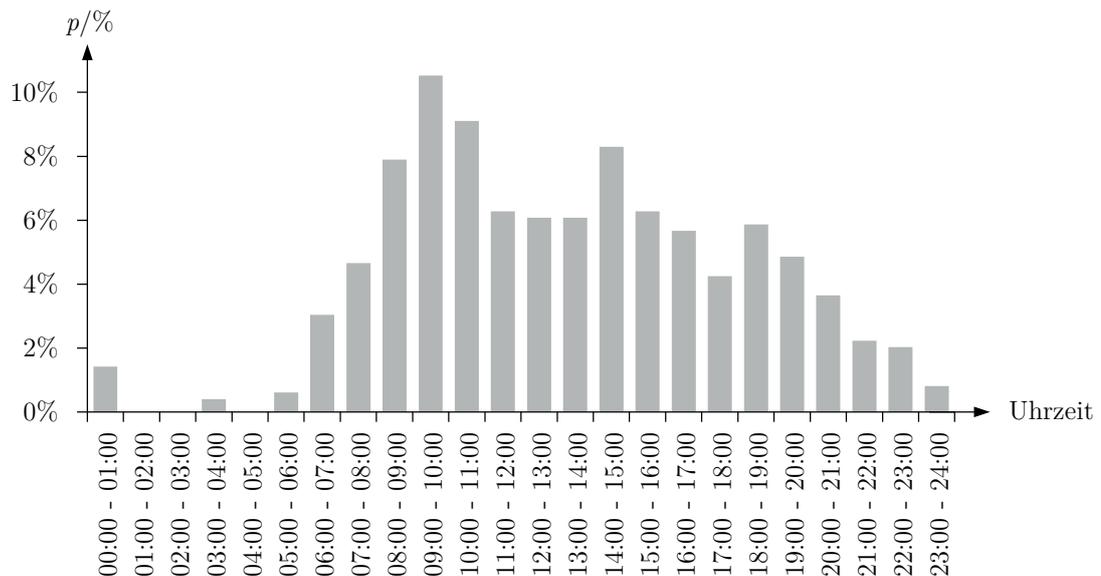
Eine Potenzialabschätzung bei Betrachtung der elektrischen Energieverbräuche pro Tag ist nicht ausreichend. Es bedarf auch noch der Information über die Einsatzzeiten der Elektrogeräte. Wird ein Gerät z. B. nur in den Abendstunden genutzt, ist es unwahrscheinlich, dass eine zeitliche Verlagerung auf den Nachmittag oder gar in die Mittagszeit möglich ist. Das Lastmanagement-Potenzial dieser Anwendung wäre nicht vorhanden bzw. sehr gering. Aus diesem Grund werden in den folgenden Abbildungen die Einschaltzeiten der für das Lastmanagement relevanten Anwendungen<sup>22</sup> dargestellt. Kühl- und Gefriergeräte werden nicht abgebildet, da diese nicht vom Verbraucher manuell geschaltet werden, sondern automatisch in einem bestimmten Zyklus ein- und ausschalten je nach Temperatur im Inneren

<sup>22</sup> Betrifft Haushalts-Großgeräte (siehe Kapitel 3.2.1 „Verschiebbare Lasten“)

des Gerätes. Bis auf geringe Abweichungen (durch z. B. das Öffnen des Kühl- bzw. Gefriergerätes) ergibt sich damit eine annähernd konstante Anzahl von Schaltzyklen pro Stunde.<sup>23</sup> Die Erhebung dieser Informationen erfolgt aus den Messdaten der 37 Haushalte.

In Abbildung 34 bis Abbildung 36 wird der Prozentanteil aller Anwendungen der Geräte (Einschaltzeitpunkte der Geräte) innerhalb einer Stunde dargestellt. Zur Ermittlung dieser Daten liegen 494 Waschgänge, 129 Trockengänge und 258 Geschirrspülgänge vor. Es reicht die Angabe eines Durchschnittstages, da die Verteilung über eine Woche relative gleichmäßig ist bzw. bei keinem Elektrogerät ein Tag oder Wochenabschnitt erkennbar ist, an dem dieses hauptsächlich verwendet wird.<sup>24</sup>

Waschmaschinen werden beginnend mit den Morgenstunden eingesetzt und erfahren ihr Maximum vormittags zwischen 09:00 Uhr und 10:00 Uhr. Von Mittag bis in die Abendstunden hinein werden in etwa gleichbleibend viele Waschmaschinen eingeschaltet. Das Lastmanagement-Potenzial ist somit vormittags am höchsten, aber auch noch den restlichen Tag vorhanden. Lediglich nachts kommt die Waschmaschine kaum zum Einsatz.

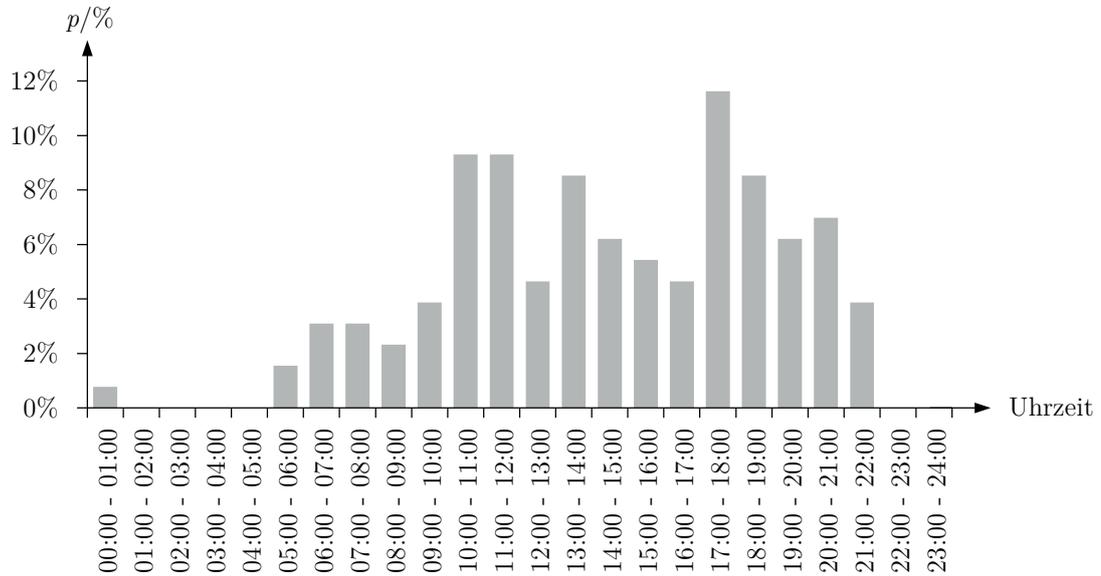


**Abbildung 34:** Verteilung der Anzahl der Waschgänge (typische Einsatzzeiten) an einem Durchschnittstag (eigene Darstellung)

<sup>23</sup> Siehe Kapitel 5.6 „Lastmanagement von Kühl- und Gefriergeräten“

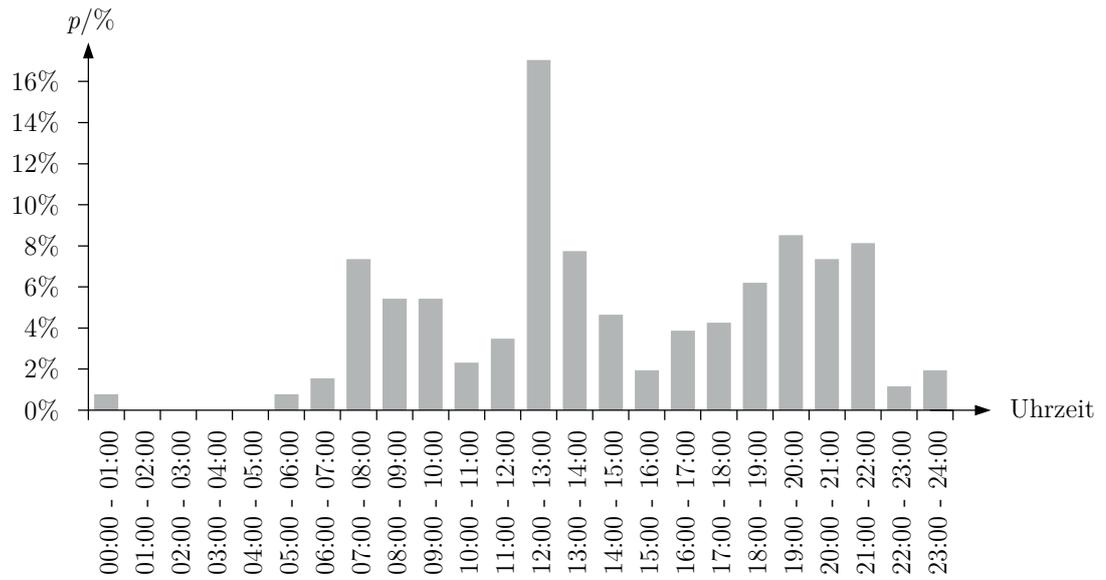
<sup>24</sup> Siehe Kapitel 3.1.1 „Potenzialerhebung mittels Strom- und Gastagebuch 2008“

Der Einsatz eines Wäschetrockners ist meist an den der Waschmaschine gebunden, da die Wäsche im Anschluss an den Waschgang getrocknet werden soll. Daher werden Wäschetrockner häufiger erst mittags bzw. nachmittags eingesetzt. Das Maximum ist abends zu finden. Auch hier wird nachts kaum eingeschaltet.



**Abbildung 35:** Verteilung der Anzahl der Trockengänge (typische Einsatzzeiten) an einem Durchschnittstag (eigene Darstellung)

Geschirrspülmaschinen weisen eine deutlich stärker ausgeprägte Mittagsspitze auf. Dies liegt wahrscheinlich hauptsächlich daran, dass diese nach dem Mittagessen gefüllt und eingeschaltet werden. Aus demselben Grund sind lokale Maxima morgens sowie abends zu erkennen. Es ist denkbar, das Spülen des Geschirrs in die Nacht hinein zu verlagern, da dies mit nur sehr geringen Lärmbelastungen behaftet ist und die Geschirrspülmaschine nicht an den Einsatz anderer Geräte gebunden ist, wie dies z. B. beim Wäschetrockner der Fall ist.



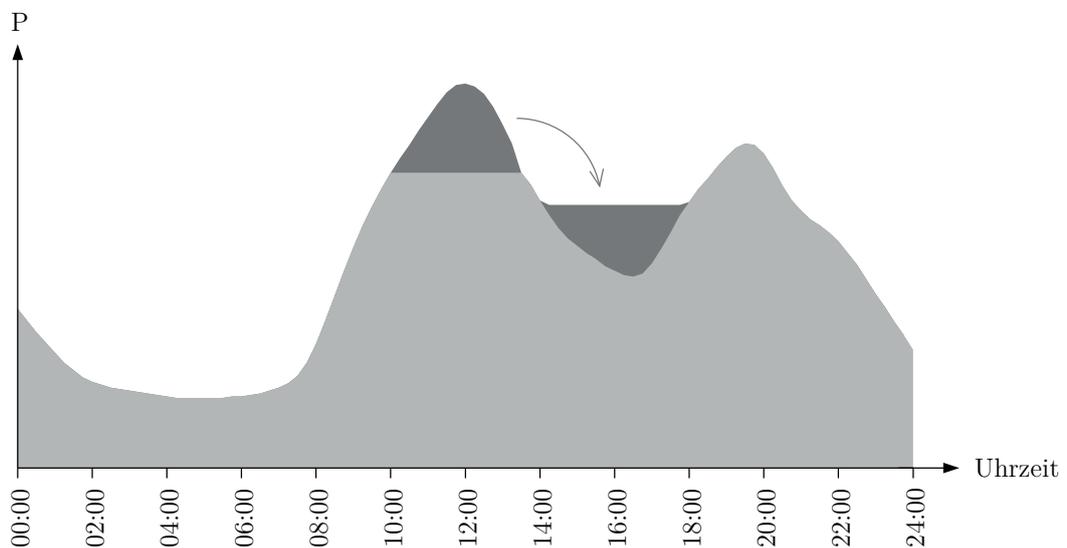
**Abbildung 36:** Verteilung der Anzahl der Geschirrspülgänge (typische Einsatzzeiten) an einem Durchschnittstag (eigene Darstellung)

## 4 Allgemeines zum Lastmanagement

Unter Lastmanagement versteht man verbraucherseitige Maßnahmen zum Energiemanagement. Dabei erfolgt eine Anpassung der Nachfrage durch Änderung der bezogenen Leistung. Energieverbrauchs-Reduktionen stehen nicht im Fokus dieser Arbeit. Es werden lediglich Lastverschiebungen getätigt, das heißt die über einen längeren Zeitraum bezogene elektrische Energie ist konstant, sie variiert nur im kurzfristigen Bereich (Bereich der durch Lastverschiebung beeinflusst wird). Dadurch lässt sich eine Flexibilisierung des Lastganges bewerkstelligen.

Die Umsetzung des Lastmanagements kann entweder durch direkte Steuerung vom Netzbetreiber erfolgen oder durch eine indirekte Steuerung vom Haushalt über variable Tarife, die dem Stromkunden übermittelt werden.<sup>25</sup>

Als Beispiel dazu wird in Abbildung 37 eine Lastverschiebung der typischen Lastgangspitze zur Mittagszeit hinein in leistungsschwache Zeiten am Nachmittag dargestellt.



**Abbildung 37:** Beispiel einer typischen Lastverschiebung zur Reduktion der Maximallast (eigene Darstellung)

<sup>25</sup> Siehe Kapitel 4.2 „Konzepte“

## 4.1 Fokus

Der Fokus bzw. das Ziel des Lastmanagements kann von unterschiedlicher Natur sein. Es werden hier einige denkbare Lastmanagement-Absichten genannt. Diese verfolgen jede für sich unterschiedliche Ziele, welche jedoch durchaus ineinander übergreifen können. So kann z. B. die Netzentlastung auch zur Vermeidung von Ausbaumaßnahmen beitragen, wenn auch dies nicht Hauptaugenmerk der Netzentlastung ist.

Mögliche Ziele eines Lastmanagement-Konzepts:

- Gewinnmaximierung seitens der Erzeuger
- Kostenminimierung seitens der Endverbraucher
- CO<sub>2</sub>-Einsparung
- Netzentlastung
- Vermeidung von Ausbaumaßnahmen
- Ökonomische Optimierung des Kraftwerksparks
- Netzschutz
- Ausgleich stochastisch fluktuierender Erzeugungsanlagen

## 4.2 Konzepte

Die Anwendung von Lastmanagement auf elektrische Verbraucher kann durch eine direkte Kontrolle der relevanten Geräte erfolgen oder durch indirekte Maßnahmen, welche dem Kunden Anreize zur selbstständigen Lastveränderung bieten sollen. Dies erfolgt zumeist über tageszeitlich variable Strompreise. Die verschiedenen Lastmanagement-Konzepte ermöglichen es, auf unterschiedliche Situation im Netz einzugehen und entsprechend zu reagieren.

### 4.2.1 Direktes Lastmanagement

Dabei wird der Verbrauch des Endkunden direkt gesteuert und beeinflusst, ohne Zutun des Kunden. Da dies nur für Anwendungen denkbar ist, deren zeitliche Verschiebung oder Unterbrechung keinen Komfortverlust mit sich bringt oder die Beteiligung des Kunden erfordert (z. B. das Befüllen der Waschmaschine, des Wäschetrockners oder des Geschirrspülers). Somit beschränkt sich direktes Lastmanagement auf die Bereiche Warmwasserbereitung, Raumwärme, Kühl- und Gefriergeräte. Die Verlagerung der Warm-

wasserbereitung in die Abend- bzw. Nachtstunden wird bereits durch die Rundsteuertechnik erschlossen. Als Anreiz sich bereit zu erklären, die eigenen Geräte am direkten Lastmanagement teilnehmen zu lassen, sollen Bonuszahlungen, niedrigere Tarife oder sonstige finanzielle Anreize dienen.

### 4.2.2 Indirektes Lastmanagement

Beim indirekten Lastmanagement erfolgt die Lastverlagerung seitens des Kunden. Dieser soll aufgrund von externen Signalen sein Anwendungsverhalten verändern bzw. anpassen. Dazu werden dynamische Tarifmodelle als Anreiz zu Lastverlagerungen genutzt. Die Tarifmodelle beinhalten tageszeitlich unterschiedliche Strompreise, die sich in Abhängigkeit vom aktuellen Netzzustand oder der Tageszeit ergeben. Diese Preisunterschiede sollen dafür sorgen, dass Lasten in Zeiten niedrigen Tarifs verschoben werden. (vgl. Klobasa 2007, S. 98-99)

Selbstverständlich ist es nicht zweckmäßig, Elektrogeräte wie Kühl- und Gefriergeräte manuell zu steuern. Diese werden auch im Rahmen eines indirekten Lastmanagement-Konzepts direkt und automatisiert gesteuert.<sup>26</sup>

## 4.3 Organisation

Die Organisation des Lastmanagements oder allgemein des Energiemanagements, kann in drei Gruppen eingeteilt werden (vgl. Ringelstein 2010, S. 12):

- Zentral organisiert
- Dezentral organisiert
- Lokal organisiert

### 4.3.1 Zentral

Ein Energiemanagementsystem wird als zentral organisiert bezeichnet, wenn es eine Zentrale gibt, die Zugriff auf Daten und aktuelle Betriebszustände von dezentralen Erzeugungsanlagen und Lasten hat und diese zur Steuerung der Anlagen nutzt. Das zentral organisierte

---

<sup>26</sup> Siehe Kapitel 5.6 „Lastmanagement von Kühl- und Gefriergeräten“

Energiemanagementsystem ist auch unter dem Begriff „Virtuelles Kraftwerk“<sup>27</sup> bekannt. Dabei wird der Einsatz mehrerer dezentraler Anlagen optimiert. Zu den möglichen Optimierungszielen gehören die Einhaltung eines vorgegebenen Gesamtleistungsprofils trotz Nutzung fluktuierender Primärenergiequellen, die Minimierung von Netzverlusten oder die Spitzenlastreduzierung im betrachteten Netzgebiet. Aufgrund der Liberalisierung des Strommarktes und dem damit verbundenen Unbundling von Netzbetreiber und Erzeugung und Handel elektrischer Energie, ist es nicht möglich, dass ein Marktteilnehmer ein zentral organisiertes virtuelles Kraftwerk betreibt, das sowohl Ziele des Netzbetriebs als auch des Last- und Erzeugungsmanagements umfasst. Als Lösung für dieses Problem seien getrennte Zentralen für beide Bereiche gedacht. Eine weitere Schwierigkeit bringe die mit der Anzahl unterschiedlicher Geräte exponentiell ansteigende Komplexität des Optimierungsproblems mit sich. Die Skalierbarkeit eines virtuellen Kraftwerkes ist somit schlecht. Damit wachse auch der Aufwand für Kommunikationseinrichtungen, für welche es nach wie vor an einheitlichen Standards mangle. Des Weiteren stellt eine zentrale Leitstelle einen sogenannten „Single Point Of Failure“ dar, bei deren Ausfall alle an sie gekoppelten Teilnehmer ebenfalls ausfallen bzw. nicht mehr gesteuert werden können. Die Steuerung von Anlagen, die nicht in Besitz der zentralen Leitstelle stehen, könne zu rechtlichen Problemen führen. Das sind nur einige Aspekte, die mitunter der Grund dafür sind, dass sich virtuelle Kraftwerke und das zentral organisierte Konzept, vor allem durch die hohe Anzahl an dezentralen Erzeugungsanlagen und Lasten im Niederspannungsnetz, nicht durchgesetzt haben. (vgl. Ringelstein 2010, S. 12-15)

### 4.3.2 Dezentral

Ein dezentral organisiertes Energiemanagementsystem verfügt über keine Zentrale. Dezentrale Erzeugungsanlagen und Lasten verfügen aber über technische Einrichtungen, die deren Betrieb beeinflussen und über ein Datennetz miteinander kommunizieren können. Es wird versucht Lasten und Erzeugungseinheiten ohne zentrale Leitstelle gezielt zu beeinflussen, sodass vorgegebene Optimierungsziele dennoch erreicht werden können. Typische Einflussgrößen sind dabei Energie- und Leistungspreis. Ein typisches Beispiel für ein dezentral organisiertes Energiemanagementsystem ist die Einführung eines virtuellen elektronischen Marktplatzes, auf welchen Auktionen über elektrische Energiemengen durchgeführt werden. Dabei wird häufig auf agentenbasierte Systeme zurückgegriffen. Ein Agent ist dabei eine Software, die eigenständig versucht ein vordefiniertes Ziel unter Einhaltung bestimmter Randbedingungen zu verfolgen. Vorteil sind die hohe Skalierbarkeit und Transparenz auf Seiten der Kunden. Da es keine zentrale Leitstelle gibt, fallen die meisten der zuvor ge-

---

<sup>27</sup> Eine einheitliche Definition des Begriffes „Virtuelles Kraftwerk“ wird in der Literatur nicht getroffen. (vgl. Ringelstein 2010, S. 13)

nannten Nachteile und Probleme weg. Es bleiben allerdings noch einige Prinzip bedingte Probleme offen. So würde der direkte Handel zwischen Kleinstanbietern von elektrischer Energie und Endkunden einer völligen Marktöffnung gleichkommen, was aus derzeitiger Sicht noch unrealistisch sei. Außerdem sei das Datenaufkommen wegen der Vielzahl miteinander kommunizierender Agenten sehr hoch, könne aber nicht von einer zentralen Stelle kontrolliert werden (vgl. Ringelstein 2010, S. 12-16).

Im Projekt DINAR wurde vom Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET) der Universität Kassel ein dezentral organisiertes Energiemanagementsystem entwickelt, welches jedoch nicht auf einem agentenorganisierten Markt basiert. Die dezentralen Anlagen werden mit sogenannten „Bidirektionalen Energiemanagement-Interfaces“ (BEMI) ausgestattet. Die BEMI erhalten von einer zentralen Leitstelle zeitlich variable Strompreise und treffen basierend auf diesen und weiteren zentralen und dezentralen Informationen Entscheidungen über den wirtschaftlich optimalen Einsatz dezentraler Anlagen und Verbraucher. Die Steuerung erfolgt somit dezentral, kann aber indirekt von einer zentralen Leitstelle über die Vorgabe von Tarifmodellen beeinflusst werden. (vgl. Ringelstein 2010, S. 17)

### **4.3.3 Lokal**

Bei lokal organisierten Energiemanagementsystemen erfolgt die Entscheidung über den Betrieb von dezentralen Erzeugungsanlagen und Lasten aufgrund lokal vorhandener Information. Es erfolgt keine kommunikationstechnische Anbindung über ein Datennetz zu anderen Einheiten. Als Beispiel dazu seien Industriebetriebe zu nennen, welche bereits lokales Energiemanagement betreiben. Große Industriebetriebe sind meist Sondervertragskunden und erhalten somit einen leistungsabhängigen Tarif. Der Betrieb ist demzufolge entsprechend motiviert, Spitzenlasten zu vermeiden und seinen Lastgang zu glätten, um seine Stromkosten zu senken. Ein Beispiel für ein lokales Energiemanagementsystem mit großer Wirkung auf das gesamte Netz ist die lokale Steuerung basierend auf den aktuellen Netzverhältnissen. So können dezentrale Erzeugungsanlagen und Lasten direkt in Abhängigkeit von der Netzfrequenz und Netzspannung Wirk- oder Blindleistung beziehen oder abgeben. Dies wäre mit äußerst geringem Geräteaufwand und ohne weitere Kommunikationsinfrastruktur möglich. (vgl. Ringelstein 2010, S. 17-18)

## 4.4 Einbindung von elektrischer und thermischer

### Energiespeicherung

Die elektrische Energieversorgung ist so aufgebaut, dass keine relevant großen Energiemengen auf der Verbraucherseite gespeichert werden können, da die elektrische Energiespeicherung bis heute sehr aufwändig und teuer ist. Elektrische Energiespeicher kommen derzeit lediglich dort zum Einsatz, wo bei Ausfall der Energieversorgung Menschenleben gefährdet sein könnten (z. B. Krankenhäuser) oder hohe Materialschäden entstehen würden (z. B. ziehen von Einkristallen aus Silizium zur Waferherstellung in der Mikroelektronikindustrie). Solche Einrichtungen werden meist über Notstromsysteme oder unterbrechungsfreie Stromversorgungsanlagen (USV-Anlagen) abgesichert. (vgl. Nestle 2007, S. 4)

Um die erzeugte elektrische Energie möglichst effizient zu nutzen, sollten zunächst die Potenziale durch das Lastmanagement ausgeschöpft werden, bevor auf elektrische Energiespeicher zurückgegriffen wird, da sowohl die Übertragung als auch Speicherung elektrischer Energie mit Verlusten behaftet ist.

Die Nutzung von thermischen Energiespeichern sieht dagegen vielversprechender aus, da diese beim Endkunden bereits vorhanden sind. So verfügen Elektrogeräte wie Kühl- und Gefriergeräte über einen thermischen Speicher. Dasselbe gilt für die Warmwasserbereitung und die Raumheizung. Mittels Zufuhr von elektrischer Energie können diese thermischen Speicher aktiviert werden. Aufgrund der Speicherfähigkeit thermischer Energie kann elektrische Energie zu beliebigen Zeiten durchgeführt werden, jedoch begrenzt durch Randbedingungen der Anwendungen wie minimale und maximale Temperatur. Als einfachstes Beispiel dazu sei die Warmwasserbereitung anzuführen, welche wegen der guten Speicherfähigkeit und thermischen Isolierung nur etwa einmal täglich durchzuführen ist, was eine Verlagerung in die späten Abendstunden ermöglicht.

Das Lastmanagement von Kühl- und Gefriergeräten wird in Kapitel 5.6 „Lastmanagement von Kühl- und Gefriergeräten“ näher betrachtet.

# 5 Lastmanagement auf Basis von Tarifmodellen

Für den Endkunden steht die Kostenminimierung bei gleichzeitig möglichst geringem Komfortverlust im Vordergrund. Damit Endkunden bereit sind, die Nutzung eines bestimmten Gerätes zeitlich zu verlagern, müssen Anreize zur Motivierung geschaffen werden. Hierzu stellen Tarifmodelle ein geeignetes Werkzeug dar. Am Ende dieses Kapitels wird auf das Lastmanagement von Kühl- und Gefriergeräten, den Modellentwurf und die Modellbildung zum Lastmanagement von Waschmaschine, Wäschetrockner und Geschirrspülmaschine eingegangen.

## 5.1 Bildung des Strompreises

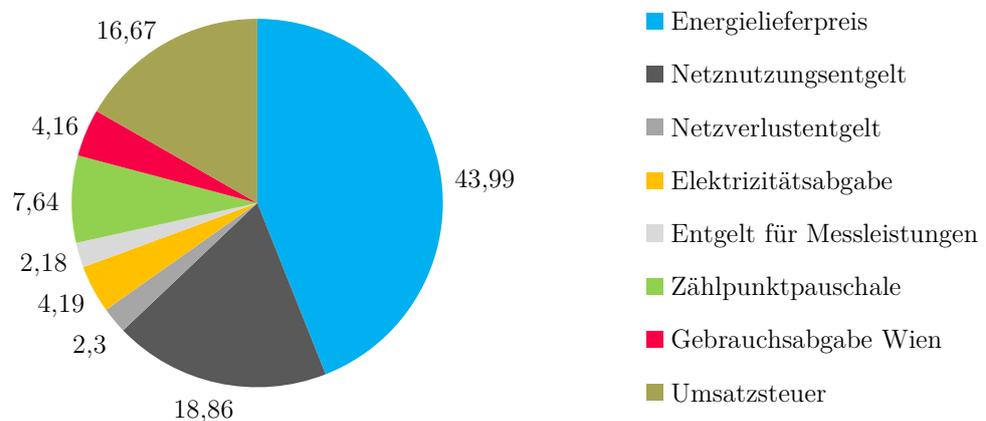
Der Strompreis wird bestimmt durch die Summe aus Energielieferpreis, dem Netztarif und den Steuern und Abgaben. Die Netztarife werden von der E-Control festgelegt. Diese wiederum setzen sich zusammen aus dem Netznutzungsentgelt, dem Netzverlustentgelt und dem Entgelt für Messleistungen. Die Abgaben werden aus der Summe der Energie- und Gebrauchsabgabe gebildet. Auf sämtliche Preisbestandteile werden 20 % USt aufgeschlagen. Großkunden, bei denen neben der bezogenen elektrischen Energie auch der Lastgang mitgemessen wird, zahlen zusätzlich einen Leistungspreis, welcher Lastspitzen verrechnet. Dieser soll den Großkunden dazu motivieren, hohe Lastspitzen zu vermeiden. Der Energielieferpreis bildet sich in Abhängigkeit von Angebot und Nachfrage von elektrischer Energie. Dies spiegelt sich in den stündlichen Spotmarktpreisen wider. In Zeiten hohen Verbrauchs müssen teure Spitzenlastkraftwerke zugeschaltet werden, um die Lastspitzen decken zu können. Der sogenannte „Market Clearing Price“ (aktueller Energielieferpreis an der Strombörse) wird bestimmt durch das letzte Gebot an der Strombörse. Das Kraftwerk mit den höchsten Erzeugungskosten (Grenzkosten) bestimmt also den aktuellen Preis für elektrische Energie. Dieser Effekt wird als „Merit-Order-Effekt“ bezeichnet. Die Preise variieren stündlich und können für jedermann frei zugänglich im Internet abgerufen werden. Derzeit sind die Strompreise für Endkunden (ausgenommen Großkunden) im Allgemeinen konstante Arbeitspreise, welche somit nicht zum Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch beitragen. Der vermehrte Ausbau von fluktuierenden dezentralen Erzeugungsanlagen führt zu einer höheren Volatilität in den Spotmarktpreisen. Die Einführung von variablen Tarifen

zur Steuerung des Energieverbrauchs gewinnt damit zunehmend an Aufmerksamkeit. (vgl. E-Energy 2011, S. 116-117; E-Control 2012a)

Leistungspreise sollen den Anreiz setzen, möglichst gleichmäßig Strom zu beziehen. Diese bieten jedoch keinen Anreiz Lasten in netzlastschwache Zeiten zu verlagern und sind somit ungeeignet um den Kunden im Rahmen eines Lastmanagement-Programmes zu gezielten Lastverlagerungen zu motivieren. Diese dienen damit hauptsächlich der Lastgang-Glättung, nicht aber der Lastgang-Flexibilisierung. (vgl. E-Energy 2011, S. 120-121)

Die Einführung von variablen Netzentgelten soll dem Netzbetreiber die Möglichkeit geben, den Endkunden über diese so zu lenken, wie es der Netzbetrieb erfordert. Im Allgemeinen bedeutet dies eine Verlagerung des Stromverbrauchs von laststarken in lastschwache Zeiten, um Lastspitzen und Netzverluste zu reduzieren, den Netzausbau zu minimieren oder zu verzögern und damit die Aufnahmefähigkeit der Netze von dezentralen Erzeugungsanlagen zu erhöhen. Die Orientierung von Tarifmodellen am Strompreis an der Börse macht insofern Sinn, da die Spotmarktpreise der EEX stark mit den Netzlasten korrelieren. (vgl. E-Energy 2011, S. 121, 125-128)

Abbildung 38 stellt die Strompreiszusammensetzung für Österreichs Haushaltskunden dar.



**Abbildung 38:** Zusammensetzung des Strompreises für Haushaltskunden  
(vgl. E-Control 2012a)

Prinzipiell ist eine Unterscheidung zwischen Preisen und Tarifen zu treffen. Preise bilden sich auf freien Märkten, wie z. B. der Strombörse, während Tarife von Behörden oder Firmen festgesetzte Preise sind. (vgl. Stadler, Auer & Haas 2004, S. 7)

## 5.2 Tarifmodelle

In Österreich oder Deutschland gibt es kaum Erfahrungen mit Tarifmodellen. Der Großteil der Pilotprojekte zur Einführung von zeitvariablen Tarifmodellen wurde in den USA durchgeführt. Vor allem nach der Krise 2000/2001 in Kalifornien waren die Vereinigten Staaten sehr bestrebt, neue Maßnahmen zu treffen, um weitere Energiekrisen und Blackouts abzuwenden.

Die Idee hinter zeitvariablen Tarifmodellen ist den Endkunden durch diese zu Verhaltensänderungen anzuregen und dessen elektrische Lasten zu verlagern. Sollte der Kunde einmal nicht bereit sein, seine Last zu verlagern, so sollen dem Erzeugungsunternehmen die tatsächlich auftretenden Kosten abgegolten werden. In Niedertarifzeiten sind das die kurzfristigen Grenzkosten der Erzeugung und in Hochtarifzeiten die langfristigen Grenzkosten. In der Regel entsprechen die kurzfristigen Grenzkosten den minimalen Spotmarktpreisen und die langfristigen Grenzkosten dem maximalen Spotmarktpreis. (vgl. Stadler, Auer & Haas 2004, S. 23)

Variable Tarifmodelle können auch einen Energieeinsparungs-Effekt haben, wenn der Verbrauch zu Zeiten hohen Tarifs reduziert wird, aber später nicht wieder erhöht wird. Effekte des Energiesparens werden, wie bereits eingangs erwähnt, in dieser Arbeit nicht näher beleuchtet. Sie stellen aber einen positiven Nebeneffekt von variablen Tarifmodellen dar. (vgl. Nabe et al. 2009, S. 51)

Durch die Einführung von zeitvariablen Tarifen auf Basis des Strombörsenpreises ergebe sich eine Win-Win-Situation für Energieversorgungsunternehmen und Endkunden und damit eine höhere gesellschaftliche Wohlfahrt im Vergleich zu konstanten Tarifen auf Basis von Jahresdurchschnittskosten. (vgl. Stadler, Auer & Haas 2004, S. 8)

Die im Folgenden dargestellten drei Grundtarife stellen die Basis aller Tarifsysteme dar. Dabei zählen Time-Of-Use-Tarife (TOU-Tarife) zu den statischen zeitvariablen Tarifmodellen und Real-Time-Pricing-Tarife (RTP-Tarife) sowie Critical-Peak-Pricing-Tarife (CPP-Tarife) zu den flexiblen zeitvariablen Tarifmodellen. Sie können aber untereinander kombiniert werden. Beispielsweise kann ein CPP-Tarif mit einem TOU-Tarif kombiniert werden. Daraus entsteht ein TOU-Tarif mit einzelnen Ereignissen im Jahr, die einem CPP-Tarif unterliegen. Wird ein RTP-Tarif mit einem TOU-Tarif gekoppelt, so entsteht z. B. ein Tarif mit variablen Zeiten, jedoch mit festen Tarifstufen. Weitere Kombinationen sind denkbar. In den USA ist am öftesten eine Kombination aus TOU- und CPP-Tarifen zu finden. (vgl. E-Energy 2009, S. 16-18; Borenstein, Jaske & Rosenfeld 2002, S. 1; Stadler, Auer & Haas 2004, S. 12)

### 5.2.1 TOU – Time Of Use

Der Tarif variiert nach Tages-, Wochen- oder Jahreszeit. Dabei sind die Preisstufen und Zeiträume fix festgelegt. Der Tarif ist an jedem Tag derselbe, er kann jedoch saisonal unterschiedlich sein, um sich etwaigen Veränderungen oder aktuellen Bedürfnissen anzupassen. Im Allgemeinen weisen TOU-Tarife nicht mehr als etwa drei (maximal vier) Preisstufen auf. Typisch sind Tarife mit Hoch- und Niedertarifzeiten. Dabei ist z. B. der Tarif nachts niedrig und zu Spitzenlastzeiten teuer. TOU-Tarife haben die Lastgang-Flexibilisierung zum Ziel. (vgl. E-Energy 2009, S. 16; Klobasa 2007, S. 99; Borenstein, Jaske & Rosenfeld 2002, S. 1-3)

### 5.2.2 RTP – Real Time Pricing

Hierbei variiert der Tarif entsprechend einer externen Größe, wie z. B. Strompreis an der Börse, Netzverhältnisse, Versorgungssituation etc., innerhalb einer größeren Bandbreite und im Allgemeinen mit einer höheren zeitlichen Auflösung (mehr Preisstufen, meist auf Stundenbasis, selten auf 5- bis 15-Minuten-Basis) als TOU-Tarife. Der Tarif kann somit täglich variieren, wird jedoch im Voraus (am Vortag oder zumindest einige Stunden vor Inkrafttreten) dem Kunden bekannt gegeben. Es werden statistische Modelle zur Vorhersage verwendet, damit sich der RTP-Tarif möglichst mit dem tatsächlichen Preis an der Börse deckt. Demzufolge ist dieser Tarif sehr volatil und dynamisch und somit auch komplex. In der Praxis wird der Tarif meist an die Stromerzeugungs-Grenzkosten angelehnt. Aufgrund der hohen Flexibilität ist dieser Tarif prädestiniert zur Lastgang-Flexibilisierung. So kann beispielsweise auf schwer vorhersehbare Ereignisse durch Anpassung des Tarifs reagiert werden. (vgl. E-Energy 2009, S. 16; Klobasa 2007, S. 99; Borenstein, Jaske & Rosenfeld 2002, S. 1-3; Nabe et al. 2009, S. 62)

Die Bezeichnung „Real Time Pricing“ kann etwas irreführend sein, da der Tarif tatsächlich nicht in Echtzeit übermittelt wird, sondern eine bestimmte Zeitperiode (meist ein Tag) im Voraus.

### 5.2.3 CPP – Critical Peak Pricing

Beim CPP-Tarif werden Zeiten mit hoher Last oder geringer Erzeugungskapazität, sogenannte CPP-Events, mit hohen Kosten versehen. Diese sind dabei im Allgemeinen um ein Vielfaches höher als die eines TOU-Tarifs. Diese CPP-Events können bestimmte Stunden eines Tages sein oder sogar ein ganzer Tag und müssen innerhalb einer bestimmten Frist im Voraus bekannt gegeben werden (meist am Vortag oder aber auch nur einige Stunden vor Inkrafttreten). Die Anzahl der CPP-Events ist für gewöhnlich monatlich oder jährlich be-

schränkt. Der Vorteil von CPP-Tarifmodellen besteht in der geringen Komplexität. Ziel dieses Tarifmodells ist es, die Spitzenlast zu reduzieren. (vgl. E-Energy 2009, S. 16; Borenstein, Jaske & Rosenfeld 2002, S. 1-3; Nabe et al. 2009, S. 63)

Der französische Energieversorger „Electricité de France“ (EDF) bietet eine Mischung aus TOU- und CPP-Tarif an. Dieser Tarif mit der Bezeichnung „Tempo“ besteht aus drei unterschiedlichen Tariftagen: einem blauen (min. 300 Tage/Jahr), einem weißen (max. 43 Tage/Jahr) und einem roten Tarif (max. 22 Tage/Jahr). Dabei handelt es sich beim blauen Tarif um den günstigsten, beim weißen um einen mittleren und beim roten um einen teuren Tarif. Dabei sind die Tariftage jeweils noch in Hoch- und Niedertarifzeiten gegliedert, wie es bei TOU-Tarifen üblich ist.<sup>28</sup> (vgl. Klobasa 2007, S. 100; Nabe et al. 2009, S. 45)

#### 5.2.4 Lastvariable Tarifmodelle

Dabei wird der Arbeitspreis in Abhängigkeit von der aktuellen Last des Kunden gebildet. Bei Überschreiten gewisser Leistungsstufen erhöht sich dabei der Arbeitspreis. Solche Tarife finden nur sehr selten Anwendung und werden auch in der Literatur nicht näher behandelt. Außerdem dienen diese Tarifmodelle mehr der Lastgang-Glättung als der Lastgang-Flexibilisierung. Sie haben eine ähnliche Funktion wie Leistungspreise. Daher werden lastvariable Tarife in dieser Arbeit nicht näher betrachtet. (vgl. Nabe et al. 2009, S. 71)

### 5.3 Pilotprojekte mit Tarifmodellen

Die unten dargestellte Tabelle 8 zeigt die prozentuale Spitzenlastreduktion zahlreicher Studien und Feldversuche. Dabei wurden teilweise auch Technologien zur automatischen Lastverlagerung genutzt (vor allem bei komplexen CPP- und RTP-Tarifen). (vgl. Klobasa 2007, S. 101)

Die meisten Studien und Pilotversuche stammen aus den USA oder Skandinavien. Dort ist aufgrund des hohen elektrischen Energiebedarfs für Raumwärmeanwendungen (Klimageräte in den USA und Elektroheizungen in Skandinavien) das Potenzial zur Lastverlagerung bzw. zur Spitzenlastreduktion aufgrund dieser Anwendungen entsprechend höher als in Zentraleuropa. Des Weiteren können höhere Einsparungen im amerikanischen Raum damit begründet werden, dass das Bewusstsein gegenüber dem Energieverbrauch wegen vergangener

---

<sup>28</sup> Blauer Tarif: 22:00-06:00 Uhr: 4,46 ct/kWh, 06:00-22:00 Uhr: 5,53 ct/kWh  
Weißer Tarif: 22:00-06:00 Uhr: 9,07 ct/kWh, 06:00-22:00 Uhr: 10,75 ct/kWh  
Roter Tarif: 22:00-06:00 Uhr: 16,80 ct/kWh, 06:00-22:00 Uhr: 47,02 ct/kWh

Energiekrisen und Blackouts wesentlich höher sei. Die dort erzielten hohen Effekte von Tarifmodelle können daher nicht direkt auf Österreich übertragen werden, wo einerseits Klimageräte oder Elektroheizungen nur selten eingesetzt werden und andererseits ein funktionierendes Energiesystem als selbstverständlich angesehen wird. (vgl. Nabe et al. 2009, S. 74-75)

Tarifversuch	Tarifmodell	Spitzenlastreduktion in %	Teilnehmer	Verhältnis max./min. Preis	Laufzeit in Jahren
California's Statewide Pricing Pilot (SPP), USA	TOU	4,2-5,5	200 (H)	2,2	1,5
	CPP-F	4,7-13,1	606 (H)	6,5	
	CPP-V	15,8-27,2	300 (H)	6,5	
	TOU	6,8-8,6	100 (G, I)	2,3; 1,9	
	CPP-V	6,1-14,3	395 (G, I)	6,75; 7,25	
Efflocom – Skagerak Nett, Norwegen	TOU	8-9	198	ca. 2	0,5
	RTP	16-24	34		
	TOU+RTP	14-28	24		
Efflocom – Buskerud Kraftnett, Norwegen	TOU	7-10	39	ca. 2	0,5
	DL	12-14	1230		
	RTP	15-22	17		
	TOU+RTP	31-35	6		
Efflocom – Norwegen II	DL	15	156	k. A.	3
Gulf Power, USA	CPP	20	3.000 (H)	5	k. A.
Exelon (ComEd – Rate RHEP), USA	RTP	22	750	k. A.	k. A.
Automated Demand Response System (ADRS) Program, USA	CPP-F	27-51	130	k. A.	2
Niagara Mohawk Power Corporation NMPC, USA	RTP	10	149 (I)	2	k. A.
Eckernförde	RTP	5-6	1.000	6	2
Rheine	RTP	13,4	100	11,67	3
Schweiz	TOU	4-5	220	k. A.	k. A.
Saarland	TOU	8,7	219	2,18	2,5
CPP-F: Critical Peak Pricing – Fixed CPP-V: Critical Peak Pricing – Variable DL: Direktes Lastmanagement H: Haushalte G: Gewerbe I: Industrie					

**Tabelle 8:** Spitzenlastreduktion durch dynamische Tarifmodelle in internationalen Tarifversuchen (vgl. Klobasa 2007, S. 101)

Daraus lässt sich ableiten, dass je höher das Verhältnis von maximalem zu minimalem Energiepreis ist, umso eher die Teilnehmer bereit sind Lasten zu verlagern. Dabei ist zu beachten, dass nicht nur das Verhältnis von maximalem zu minimalem Energiepreis eine Rolle spielt, sondern auch das durchschnittliche Preisniveau. Demzufolge sind die Lastreduktions-Potenziale bei RTP-Tarifen oft größer im Vergleich zu anderen Tarifmodellen, aufgrund der meist höheren Dynamik und größeren Preisspreizung von RTP-Tarifen. Es konnte nachgewiesen werden, dass sich die Spitzenlast durch den Einsatz von direktem Lastmanagement mit Hilfe von Schaltgeräten noch weiter reduzieren lässt. (vgl. Klobasa 2007, S. 102; Nabe et al. 2009, S. 57)

## 5.4 Kundenakzeptanz

Die Akzeptanz von RTP-Tarifen beim Endkunden dürfte aufgrund der hohen Dynamik und Volatilität des Tarifs geringer ausfallen, als bei auf TOU oder CPP basierenden Tarifmodellen. So sind TOU-Tarife im Vergleich dazu überschaubar und einfach anzuwenden. Ein wesentlicher Aspekt sei die Darstellung des Tarifs, das heißt wie die Kunden auf die Tarifänderung aufmerksam gemacht werden. (vgl. E-Energy 2009, S. 16)

Generell ließe sich aber eine hohe Zufriedenheit mit zeitvariablen Tarifmodellen bei Haushaltskunden feststellen, wie Akzeptanzstudien im Raum USA belegen. Die Kunden erachten es dabei als positiv, verschiedene Tarife zur Auswahl geboten zu bekommen. Der Großteil will nach Beendigung der Testphase von variablen Tarifen diese weiterhin nutzen. Die Kundenakzeptanz hänge hauptsächlich von der erzielten Kosteneinsparung, der Höhe des Kostenrisikos, dem Grad der Komforteinschränkung, der Transparenz und Verständlichkeit des Tarifs, der Kundenbetreuung und Kundenansprache ab. Der Kunde sei aber nicht bereit, Kosteneinsparungen um jeden Preis zu erreichen, vor allem nicht, wenn diese gering sind. So würden fundamentale Änderungen in den Lebensgewohnheiten nicht akzeptiert werden. Tests zeigen, dass die Annahme von flexiblen zeitvariablen Tarifen jedoch relativ gut ist, in einigen Feldversuchen sogar höher als die von CPP-Tarifen. Privatkunden hätten weitaus weniger Schwierigkeiten mit RTP-Tarifen gehabt als erwartet. In anderen Tests fiel die Resonanz wiederum schlechter aus. Hauptfaktor für die erfolgreiche Aufnahme von dynamischen Tarifen sei neben den bereits genannten Faktoren, das Vorhandensein eines Motivierungsfaktors, wie z. B. der Beitrag zur Ermöglichung der vermehrten Integration von erneuerbaren Energien oder etwa zur Erhöhung der Versorgungssicherheit. Fehle ein solcher expliziter Anreiz, so könnte die Akzeptanz von zeitvariablen Tarifen gering ausfallen. (vgl. Nabe et al. 2009, S. 70-71, 117)

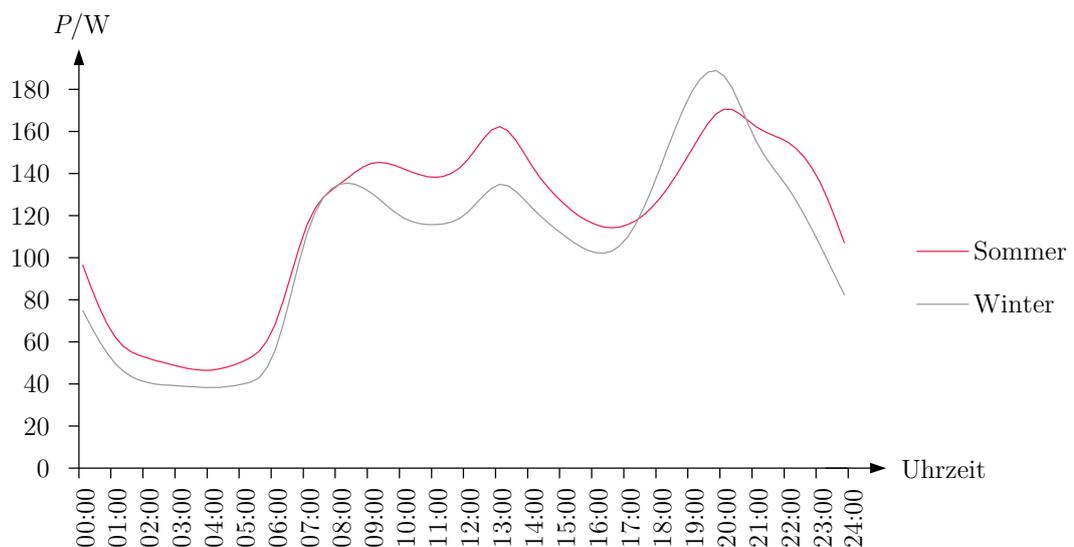
Ein weiterer entscheidender Parameter ist die Einkommensverteilung. Umso höher das Einkommen, desto geringer sind im Allgemeinen die Bemühungen die Stromkosten gering zu

halten, als bei Haushalten mit geringem Einkommen. (vgl. Stadler, Auer & Haas 2004, S. 11-12)

## 5.5 Erstellung von Tarifmodellen

Es werden unterschiedliche Tarifmodelle erstellt, um deren Auswirkungen auf das Lastmanagement-Potenzial zu untersuchen.

Als Basis wird davon ausgegangen, dass die jährlichen Kosten mit einem zeitvariablen Tarif in etwa gleich hoch sind wie mit einem derzeit in Österreich üblichen statischen Arbeitspreis von ca. 20 ct/kWh<sup>29</sup>. Dies soll nur eine grobe Richtlinie darstellen für die Erstellung der Tarifmodelle. Dieser Berechnung wird das Standardlastprofil H0 für Werktage zugrunde gelegt. In Abbildung 39 ist das Standardlastprofil eines Haushaltes sowohl für Sommer- als auch Winterwerktage dargestellt.



**Abbildung 39:** Standardlastprofil H0 eines Werktages (vgl. EnergieDienst 2012)

Es reicht dabei aus, die Kosten eines Tages zu betrachten, da bei den Tarifmodellen keine Unterscheidung zwischen den Wochentagen getroffen wird. Wochenenden werden für die Simulation ebenfalls als Werktage betrachtet. Diese Vereinfachung darf getroffen werden,

<sup>29</sup> E-Control und VaasaETT; Haushaltsenergiepreisindex (HEPI) für Juli 2012

da wie in Kapitel 3.1.1 gezeigt, es keine klare Unterscheidung zwischen Werktagen und Wochenenden in Österreichs Haushalten mehr gibt. Demzufolge wird auch nicht versucht, Lasten ins Wochenende zu verlagern, wie dies bei anderen Arbeiten teilweise der Fall ist. Dort werden z. B. durchgängige Niedertarife am Wochenende eingeführt (vgl. Nabe et al. 2009, S. 90).

Wie bereits erwähnt sollen den Tarifmodellen die aktuellen Spotmarktpreise zugrunde gelegt werden. Vor allem RTP-Tarife können diese wegen ihrer hohen Dynamik gut widerspiegeln, TOU-Tarife dagegen nur bedingt, da diese meist nur drei (seltener vier) Preisstufen aufweisen. Da an der Strombörse lediglich der Energielieferpreis gehandelt wird und dieser nur einen Bruchteil<sup>30</sup> des gesamten Strompreises beträgt, müssen diesem noch Netznutzungsentgelte sowie Steuern und Abgaben hinzugefügt werden. Entsprechend der Strompreiszusammensetzung nach Abbildung 38 in Kapitel 5.1 beläuft sich die Summe aller Entgelte und Abgaben auf 39,33 % des Strompreises. Bei einem durchschnittlichen Arbeitspreis von ca. 20 ct/kWh entspricht dies 7,87 ct/kWh. Für die Bildung der Tarifmodelle bedeutet das, dass zu den zeitvariablen Preisstufen, die den Energielieferpreis an der Börse wiedergeben sollen, der Fixbetrag der Entgelte und Abgaben von 7,87 ct/kWh addiert wird. Dieser Summe werden dann noch 20 % USt beaufschlagt.

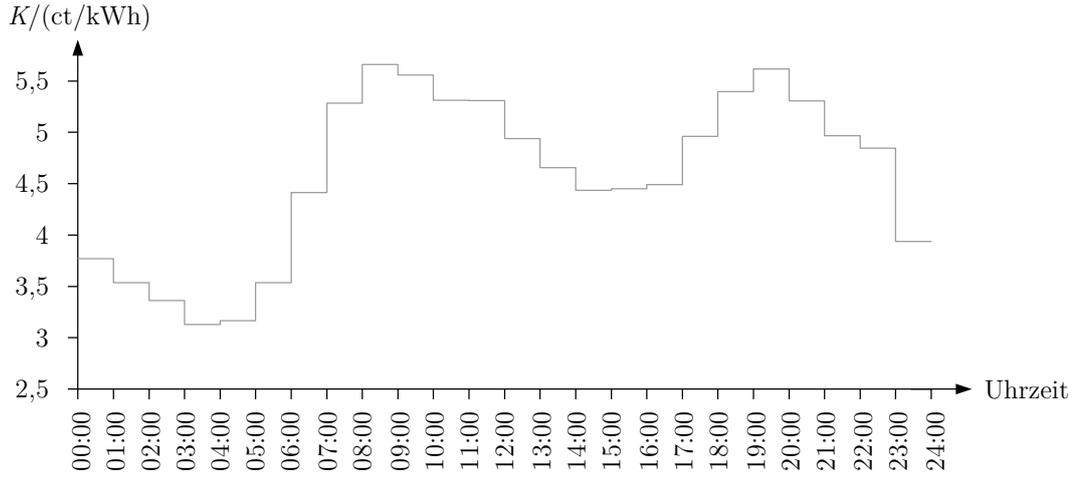
Da der Strompreis an der Börse stündlich schwanken kann und auch im Tagesverlauf von Tag zu Tag unterschiedlich aussieht, ist es nur schwer möglich einen typischen Tagesverlauf zu skizzieren. Der anschließend in Abbildung 40 dargestellte Musterverlauf des Börsenpreises dient damit nur als Grundlage für die weitere Erstellung der Tarifmodelle, da eine Abschätzung des Lastmanagement-Potenzials nicht erfordert, den exakten Strombörsenpreis eines jeden Tages abzubilden. Die Erstellung erfolgt auf Basis des Börsenpreises<sup>31</sup> mehrerer beliebig ausgewählter Tage<sup>32</sup> des Jahres 2012.

---

<sup>30</sup> Siehe Kapitel 5.1 „Bildung des Strompreises“

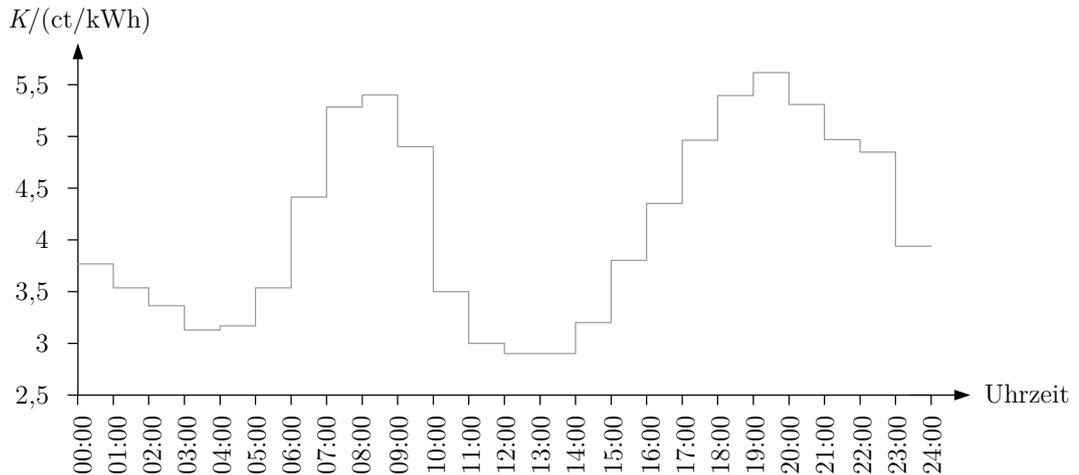
<sup>31</sup> Leipziger Strombörse European Energy Exchange (EEX) (Index: PHELIX)

<sup>32</sup> Es handelt sich dabei um folgende Daten: 04.09., 29.08., 01.08., 24.07, 11.07., 19.06., 07.06., 21.05., 10.05., 19.04., 04.04., 13.03., 01.03., 28.02.;



**Abbildung 40:** durchschnittlicher Börsenpreis ausgewählter Tage des Jahres 2012  
(eigene Darstellung)

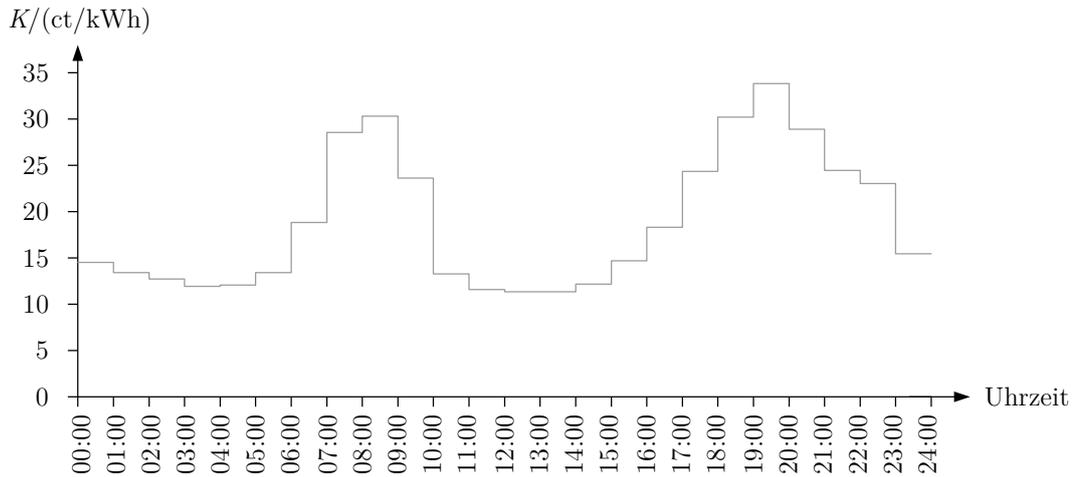
Um einem erhöhten Ausbau der Netze mit dezentralen Erzeugungsanlagen Rechnung zu tragen, wird der soeben ermittelte durchschnittliche Börsenpreis adaptiert. Dabei wird davon ausgegangen, dass der Strompreis in Zeiten hoher Einspeiseleistungen regenerativer Anlagen sinkt, im Falle von Photovoltaikanlagen vor allem um die Mittagszeit<sup>33</sup>. In Abbildung 41 ist eine mögliche Änderung des Börsenpreises aus Abbildung 40 dargestellt.



**Abbildung 41:** durchschnittlicher Börsenpreis unter Berücksichtigung des erhöhten Ausbaus von DEA (eigene Darstellung)

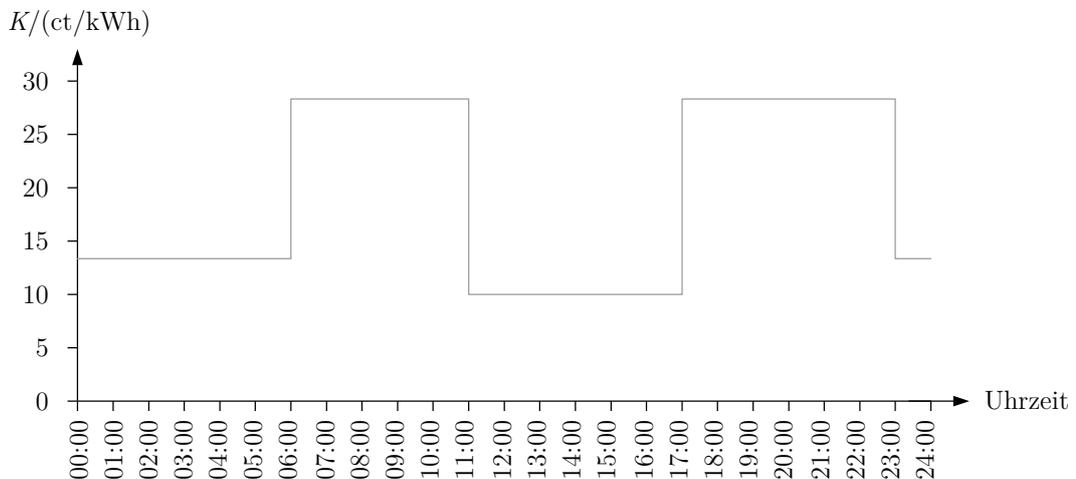
<sup>33</sup> Siehe Kapitel 2.1.2 „Einspeiseprofile von Photovoltaikanlagen“

Unter Beaufschlagung des in Abbildung 41 gezeigten Börsenpreises mit Entgelten, Abgaben und Steuern lassen sich daraus die Tarifmodelle ableiten. Damit die Preisspreizung zwischen höchstem und niedrigstem Preis nicht bloß ein paar Eurocent beträgt (wie es beim Börsenpreis in Abbildung 41 der Fall ist), wird der Börsenpreis vorher aufgezerrt. In Abbildung 42 ist das anhand dieser Vorgehensweise entstandene RTP-Tarifmodell zu sehen.



**Abbildung 42:** RTP-Tarifmodell auf Stundenbasis (eigene Darstellung)

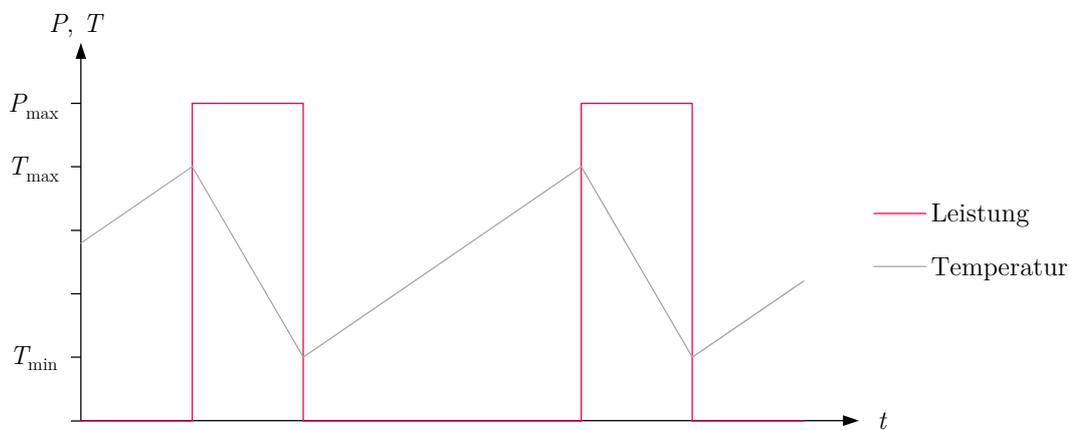
Für das TOU-Tarifmodell in Abbildung 43 wird ein dreistufiger Tarif gewählt. Damit ist eine Verlagerung in die Mittagszeit günstiger als in die Morgen- oder Abendstunden. Der TOU-Tarif wird in Anlehnung an das RTP-Tarifmodell gebildet, wobei mehrere Stunden zu einem Block konstanten Preises zusammengefasst werden.



**Abbildung 43:** TOU-Tarifmodell auf Stundenbasis (eigene Darstellung)

## 5.6 Lastmanagement von Kühl- und Gefriergeräten

Das Lastmanagement von Kühl- und Gefriergeräten versucht zu vermeiden, dass diese in Zeiten hohen Stromtarifs bzw. Lastspitzen im Netz eingeschaltet werden und somit ihre aufgenommene Leistung während dieser Zeit reduzieren. Wie bereits in Kapitel 4.4 „Einbindung von elektrischer und thermischer Energiespeicherung“ erwähnt, stellen Kühl- und Gefriergeräte thermische Energiespeicher dar, welche zum Lastmanagement genutzt werden können. Diese Geräte versuchen durch einen getakteten Betrieb ein vorgegebenes Temperaturband nicht zu verlassen. Bei Erreichen der oberen Grenztemperatur  $T_{\max}$  im Kühlraum schaltet sich das Gerät ein und kühlt bei annähernd konstanter Leistung  $P_{\max}$  bis zum Erreichen der unteren Grenztemperatur  $T_{\min}$  und schaltet sich wieder aus.<sup>34</sup> Die Einschaltdauer beträgt ca. 25-40 % eines Zyklus und variiert stark von Gerät zu Gerät (vgl. Brauner, Pöpll & Tiefgraber 2006, S. 31). Dementsprechend erfolgt das Abkühlen schneller als das Erwärmen des Kühl- bzw. Gefriergutes. Solange das Temperaturband nicht verlassen wird, kann das Gerät beliebig ein- und ausgeschaltet werden und somit zum Lastmanagement beitragen. Abbildung 44 zeigt den qualitativen Verlauf der Temperatur im Inneren des Gerätes und abhängig davon die aufgenommene Leistung.



**Abbildung 44:** Leistung und Temperaturverlauf bei typischem Schaltzyklus von Kühl- und Gefriergeräten (eigene Darstellung)

<sup>34</sup> Die obere Grenztemperatur für kühlbedürftige Lebensmittel beträgt  $T_{\max} = 7 \text{ °C}$  und für gefrorene und tiefgefrorene Lebensmittel  $T_{\max} = -18 \text{ °C}$ . (vgl. DIN 10508 2002) Eine untere Grenztemperatur  $T_{\min}$  wird in dieser Norm nicht angegeben.

Die Modellierung von Kühl- und Gefriergeräten als thermischen Energiespeicher und deren Einbindung ins Lastmanagement wurde bereits in zahlreichen Arbeiten<sup>35</sup> untersucht. Darin werden neben unterschiedlichen Gerätetypen (Füllvolumina, Schaltzyklen, Leistung etc.) auch häufig Parameter wie das Öffnen des Kühl- bzw. Gefriergerätes oder unterschiedliche Befüllungsgrade berücksichtigt. Daher ist es nicht notwendig, diese Modellierung erneut durchzuführen. Die Quantifizierung des Lastmanagement-Potenzials von Kühl- und Gefriergeräten erfolgt somit basierend auf bereits bestehenden Abhandlungen.

Der Befüllungsgrad der Geräte nimmt Einfluss auf die Speicherfähigkeit thermischer Energie. Umso mehr Lebensmittel oder andere Güter sich im Gerät befinden, desto größer ist die thermische Speicherfähigkeit und damit auch die Zeitdauer, in der die Temperatur im Innenraum von  $T_{\max}$  auf  $T_{\min}$  absinkt.

Es sei denkbar, das Kühl- bzw. Gefriergut vor Eintreten einer Lastspitze und somit eines erhöhten Strompreises weiter runter zu kühlen bzw. gefrieren als üblich, um die Zeitdauer zu verlängern, für welche das Gerät ausgeschaltet werden kann, ohne die obere Grenztemperatur  $T_{\max}$  zu überschreiten. (vgl. Belasus et al. 2008, S. 38) In Feldtests im Projekt DINAR konnte eine Kühl-/Gefrierkombination für ca. 5-7 h abgeschaltet werden, ohne dabei den eingestellten Temperaturbereich zu verlassen (vgl. Ringelstein, Bendel & Nestle 2008, S. 6). Dabei werden jedoch keine Angaben gemacht, ob es sich bei dem Temperaturbereich um einen für Geräte dieser Art typischen Bereich handelt oder ob dieser zur Erhöhung der möglichen Ausschaltzeit (Stand-by-Betrieb) vergrößert wurde.

Betrachtet man eine Vielzahl von Kühl- bzw. Gefriergeräten, entspricht der Summenlastgang aller Geräte einer annähernd konstanten Last. Bei der Summe aus 500 Kühlgeräten betrage die Standardabweichung um den Mittelwert des Summenlastganges bereits nur mehr etwa 10 % des Mittelwertes (vgl. Sonnenschein & Lünsdorf 2009, S. 5). In Österreich wurden im Jahre 2008 3.548.352 Haushalte mit einem Kühl- bzw. Gefriergerät-Ausstattungsgrad von 117 % bzw. 55 % verzeichnet.<sup>36</sup> Dies entspricht hochgerechnet 4.151.572 Kühlgeräten und 1.951.594 Gefriergeräten (jeweils aufgerundet). Man kann daher davon ausgehen, dass es sich beim Summenlastgang aller Kühlgeräte Österreichs um eine konstante Last handelt. Dieses Verhalten lässt sich damit begründen, dass die Schaltzyklen der Geräte unterschiedlich sind und deren Einschaltzeitpunkte somit nicht synchron stattfinden, sondern annähernd gleichverteilt sind.

---

<sup>35</sup> Siehe z. B. (Stadler et al. 2008), (Bendel, Nestle & Ringelstein 2006), (Kamper 2009), (Bigler et al. 2011), (Kremers, González de Durana & Barambones 2012), (Sonnenschein & Lünsdorf 2009), (Hinrichs, Vogel & Sonnenschein 2009) und (Hinrichs 2008)

<sup>36</sup> Siehe Kapitel 3.1.1 „Potenzialerhebung mittels Strom- und Gastagebuch 2008“

Das hat zur Folge, dass zu einem bestimmten Zeitpunkt  $t_i$  gewisse Geräte eingeschaltet sind und andere ausgeschaltet. Will man zum Zeitpunkt  $t_i$  die Last der Kühl- bzw. Gefriergeräte im Netz reduzieren, so variiert die Zeitdauer für die die Geräte ausgeschaltet werden können stark, da nicht alle Geräte zum Zeitpunkt  $t_{i-1}$  auf  $T_{\min}$  abgekühlt sind. Einige werden sogar die Temperatur  $T_{\max}$  im Innenraum aufweisen und können somit nicht ausgeschaltet werden (bzw. ausgeschaltet bleiben). Als Folge dessen kann die Last der Kühl- bzw. Gefriergeräte zum einen im Mittel nur für kurze Zeit (kürzer als die durchschnittliche Stand-by-Phase) und zum anderen nicht zur Gänze reduziert werden. Um dies zu umgehen, werden alle Geräte eine bestimmte Zeit vor dem Zeitpunkt  $t_i$  eingeschaltet, sodass sich die Innentemperatur aller Geräte zum Zeitpunkt  $t_i$  auf  $T_{\min}$  abgekühlt hat und alle Geräte ausgeschaltet werden können. Damit lässt sich die Last fast zur Gänze (bis auf verbleibende Stand-by-Verluste) für die durchschnittliche Ausschaltzeitdauer verringern. Es gibt unterschiedliche Ansätze, wie die Ansteuerung der Geräte vor dem Zeitpunkt  $t_i$  erfolgen kann. Allen ist gemeinsam, dass eine Anhäufung der Einschaltzyklen vor dem Zeitpunkt  $t_i$  zu einer Erhöhung der mittleren Summenlast (Last aller Geräte) führt, bevor diese reduziert wird.

In der Literatur wird häufig auf die beiden Steuerungskonzepte „Direct Storage Control“ und „Timed Load Reduction“ verwiesen (vgl. Stadler et al. 2008, S. 3). Unter „Direct Storage Control“ wird die direkte Steuerung der Geräte über Ein-/Aus-Signale verstanden. Zum Zeitpunkt  $t_i$  wird ein Steuersignal an alle Geräte gesendet. Um Lastspitzen zu vermeiden wird ein sogenannter „Spread“ (Zeitspanne) eingeführt, innerhalb dessen das übermittelte Steuersignal ausgeführt werden muss. Dabei verfügt jedes Gerät über einen Zufallszahlengenerator, anhand dessen ein zufälliger Zeitpunkt innerhalb der erlaubten Zeitspanne ausgewählt wird. Somit werden nicht alle Geräte gleichzeitig geschaltet, sondern zufällig verteilt innerhalb des Spreads. Umso größer dieser ist, desto geringer die Lastspitze. Bei der etwas komplexeren Methode „Time Load Reduction“ werden zum Zeitpunkt  $t_i$  Informationen über die erlaubte Zeitdauer für den Beginn des Ladens und Entladens des thermischen Speichers angegeben. Innerhalb der erlaubten Zeitdauer für das Laden, der sogenannten „Lead Time“ sollen die Geräte falls nötig auf  $T_{\min}$  abkühlen um die anschließende Dauer der Aufwärmphase ohne weiteres Abkühlen überstehen zu können. (vgl. Hinrichs 2008, S. 47-58; Stadler et al. 2008)

In Tabelle 9 und Tabelle 10 sind die mit den beiden erwähnten Steuersignalen maximal möglichen Zeitdauern für eine bestimmte Lastreduktion in % angegeben, abhängig vom Spread bzw. der Lead Time. Es handelt sich dabei um die Ergebnisse einer Simulation von 5.000 Kühlgeräten, welche alle dieselbe Charakteristik (Baugröße, Isolation, Nennleistung ( $P_N = 70$  W), Effizienzklasse) aufweisen, aber unterschiedliche Inhalte. Dies führt zu einer gleichmäßigen Verteilung der Wärmekapazitäten zwischen 7,9 kWh/°C und 31,94 kWh/°C. Der erlaubte Temperaturbereich wurde mit  $T_{\min} = 5$  °C und  $T_{\max} = 8$  °C festgelegt. Die durchschnittliche Einschaltdauer beträgt demnach 30 min und die Ausschaltdauer

103 min. Als Zeitbasis für die Simulation wurde 1 min gewählt und es wurden 30 h simuliert. (vgl. Stadler et al. 2008, S. 3)

Spread in min	Lastreduktion in % für bestimmte Zeitdauer in min					
	100 %	90 %	75 %	50 %	25 %	10 %
0	0	11	23	61	97	111
10	0	10	23	60	97	112
20	0	3	23	59	96	112
30	0	0	21	57	94	112
40	0	0	16	55	93	110
50	0	0	3	53	90	109
60	0	0	0	48	87	107

**Tabelle 9:** Zeitdauer für bestimmte Lastreduktion in Abhängigkeit vom Spread – Direct Storage Control (vgl. Stadler et al. 2008, S. 5)

Lead Time in min	Lastreduktion in % für bestimmte Zeitdauer in min						
	100 %	90 %	75 %	50 %	25 %	10 %	>0 %
10	39	44	47	51	55	58	60
20	47	52	57	75	85	90	94
30	47	52	57	76	112	118	120
40	47	52	57	76	112	121	128
50	47	52	57	76	112	121	128

**Tabelle 10:** Zeitdauer für bestimmte Lastreduktion in Abhängigkeit der Lead Time – Timed Load Reduction (vgl. Stadler et al. 2008, S. 6)

Wird z. B. beim Steuersignal Direct Storage Control ein Spread von 30 min gewählt, so kann die Last um 90 % für maximal 11 min reduziert werden (siehe Tabelle 9). Je größer der Spread gewählt wird, desto breiter ist die zeitliche Streuung der Steuersignale zum Ein- bzw. Ausschalten der Geräte. Daher sind auch die Zeitdauern, für welche die Last um einen gewissen Prozentsatz reduziert werden kann, geringer, je höher der Spread ist.

Beim Steuersignal Timed Load Reduction (siehe Tabelle 10) bestimmt die Lead Time wie bereits erwähnt die erlaubte Zeitdauer, innerhalb welcher die Geräte eingeschaltet werden müssen, um falls nötig zum Zeitpunkt  $t_i$  auf die untere Grenztemperatur  $T_{\min}$  abgekühlt zu sein. Je höher also die Lead Time gewählt wird, desto mehr Geräte können die Innenraumtemperatur innerhalb dieser Zeitspanne auf  $T_{\min}$  absenken und somit für längere Zeit ausgeschaltet bleiben. Daher ist die Zeitdauer, für welche die Last um einen bestimmten Prozentsatz reduziert werden kann umso größer, je höher die Lead Time gewählt wird. Ab

einer bestimmten Größe der Lead Time bringt eine weitere Erhöhung dieser keine Verlängerung der Lastreduktion mit sich.

Bei den Ergebnissen handelt es sich wie bereits erwähnt um Kühlgeräte, nicht um Gefriergeräte. Da sich Gefriergeräte aber qualitativ gleich verhalten wie Kühlgeräte, können die Ergebnisse auch für Gefriergeräte interpretiert werden. Berücksichtigt man dabei, dass Gefriergeräte über längere Zyklen verfügen bzw. für längere Zeit im Stand-by-Betrieb verweilen können, ohne die erlaubte obere Grenztemperatur zu überschreiten, so lässt sich daraus ableiten, dass die möglichen Zeitdauern für eine bestimmte Lastreduktion (siehe Tabelle 9 und Tabelle 10) von Gefriergeräten noch verlängert werden können. Die Lastreduktion von Gefriergeräten steht somit für längere Zeit<sup>37</sup> zur Verfügung, als es bei Kühlgeräten der Fall ist. Laut Herstellerangaben könnten Gefriergeräte für 15-30 h ausgeschaltet bleiben, Gefriertruhen sogar bis zu 50 h (vgl. Groß 2008, S. 66). Dabei hat das Gefriergut eine Temperatur von  $-18\text{ °C}$ , die Innentemperatur liegt bereits bei  $-9\text{ °C}$ . Die erlaubte obere Grenztemperatur im Innenraum von  $T_{\max} = -18\text{ °C}$  wird dabei also überschritten. Die erzielbaren Zeiten unter Einhaltung des Temperaturbandes dürften daher unter denen der Herstellerangaben liegen, aber dennoch in einem Bereich von mehreren Stunden. Laut Brauner, Pöpl & Tiefgraber (2006, S. 30) können Gefriergerät bis zu 8 h abgeschaltet werden.

Eine Lasterhöhung durch Kühl- und Gefriergeräte ist ebenfalls möglich und erfolgt nach ähnlichem Prinzip wie das oben beschriebene reduzieren der Last. Die Zeitdauern, für welche eine Lasterhöhung stattfinden kann, sind allerdings im Verhältnis zu denen der Lastreduktion geringer, da das Laden des thermischen Speichers (Abkühlung des Innenraumes) schneller von statten geht als das Entladen des thermischen Speichers (Erwärmung des Innenraumes). Um eine maximale Lasterhöhung zum Zeitpunkt  $t_i$  gewährleisten zu können, müssen alle Kühl- bzw. Gefriergeräte zum Zeitpunkt  $t_i$  gleichzeitig eingeschaltet werden. Das ist nur dann möglich, alle Geräte zum Zeitpunkt  $t_i$  ihre obere Grenztemperatur  $T_{\max}$  erreicht haben. Daher müssen zur maximalen Lasterhöhung alle Geräte vor dem Zeitpunkt  $t_i$  ihre thermischen Speicher leeren (dasselbe Prinzip wie das Laden des thermischen Speichers bei der Lastreduktion).

Die Steuerung eines Verbundes von vielen Kühl- oder Gefriergeräten hat den Nachteil, dass sich durch die gleichzeitige Steuerung aller Geräte Synchronisationseffekte ergeben. Wie eine Lastüberhöhung durch das gleichzeitige Einschalten aller Geräte vor einer

---

<sup>37</sup> Für genauere Zeitangaben konnten keine Ergebnisse gefunden werden.

Lastreduktion vermieden werden kann, wurde bereits erläutert. Es kommt allerdings beim Wiedereinschalten der Geräte nach der Lastreduktion ebenfalls zu Synchronisationseffekten, da der Großteil der Geräte in etwa dieselben Schaltzyklen und damit für einige Zeit dieselben Zustände aufweist. Somit können nach der Lastreduktion Oszillationen entstehen, welche 5-10 h andauern können, bis sie sich schließlich wieder auf einen konstanten Wert einstellen (vgl. Hinrichs, Vogel & Sonnenschein 2009, S. 4). Hinrichs (2008, S. 66-80) nennt hierzu zwei mögliche Dämpfungsstrategien zur Vermeidung von Oszillationen. Beide Strategien versuchen eine Desynchronisation der Zustände zu erreichen. Die eine versucht die Zustände, die vor Eingreifen in das Verhalten der Geräte durch die Steuersignale herrschten, wiederherzustellen. Dazu muss jedes einzelne Gerät über einen Speicher verfügen, welcher den ursprünglichen Zustand speichert bzw. mitprotokolliert. Die zweite Möglichkeit besteht darin, eine Gleichverteilung der Zustände durch Zuweisung von Zufallswerten zu erreichen.

# 6 Simulationsmodell

In diesem Kapitel wird das erstellte Simulationsmodell zum Lastmanagement von Geräten der Klasse 2 (Waschmaschine, Wäschetrockner und Geschirrspülmaschine) beschrieben.

## 6.1 Modellentwurf

In Abbildung 45 ist der Modellentwurf bestehend aus einzelnen Blöcken dargestellt. Dieser soll den modularen Aufbau der Simulation in MathWorks® MATLAB® verdeutlichen und einen ersten Überblick über diese schaffen.

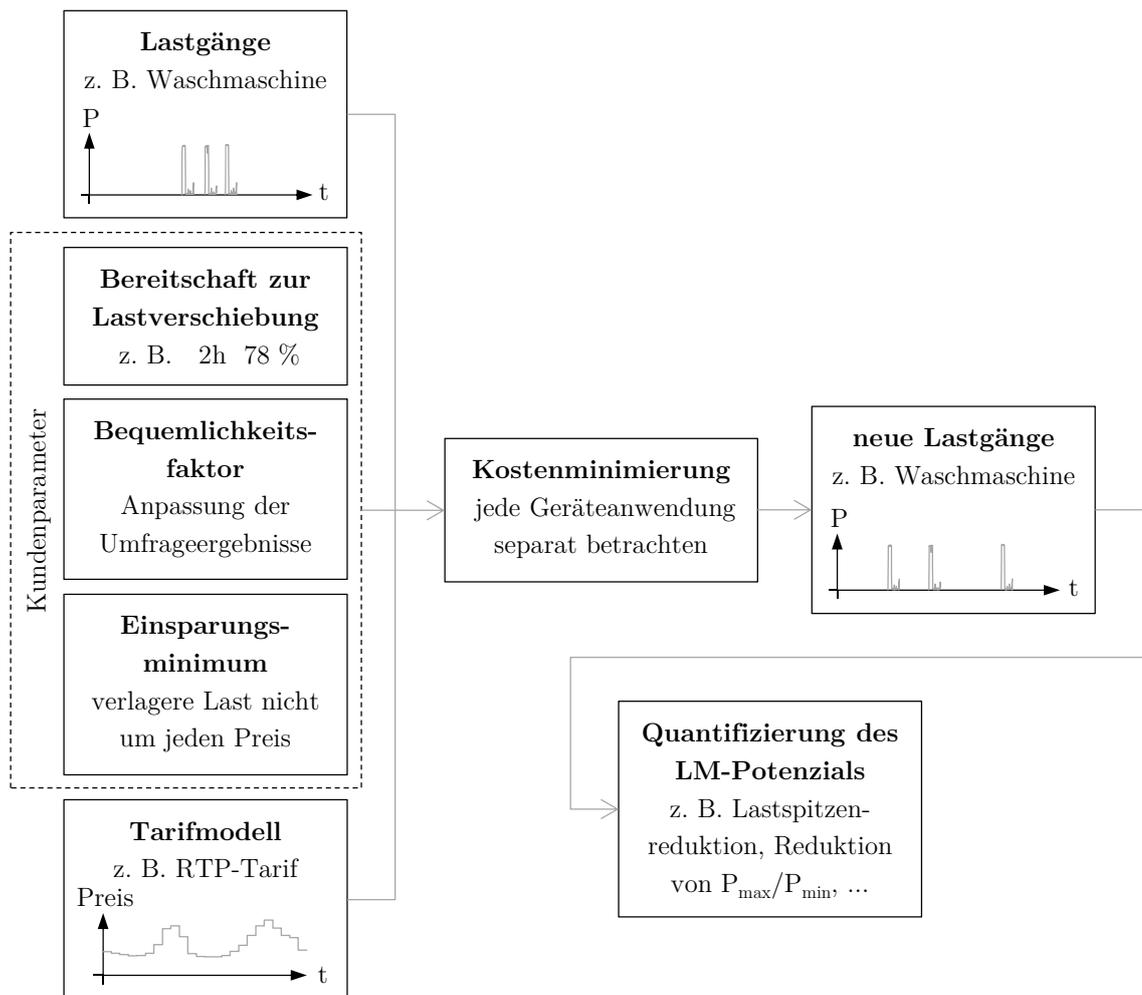


Abbildung 45: Blockschema des Modellentwurfs (eigene Darstellung)

Es erfolgt eine kurze Beschreibung und Erklärung der in Abbildung 45 dargestellten Blöcke. Die genauere Funktion und Einfluss auf die Simulation wird in Kapitel 6.2 näher erläutert.

**Lastgänge:** Dieser Block gibt die Lastgänge einer ganzen Messung (Dauer im Schnitt ca. 10 Tage) eines Gerätes (z. B. der Waschmaschine) an die Kostenminimierungsfunktion weiter. Die Daten stammen von den 43 oberösterreichischen Haushalten.

**Bereitschaft zur Lastverschiebung:** Hier werden die Umfrageergebnisse des Projektes Smart-A für Österreich für die Geräte Waschmaschine, Wäschetrockner und Geschirrspülmaschine angegeben und dem Kostenminimierungs-Block übermittelt.

**Bequemlichkeitsfaktor:** Der Bequemlichkeitsfaktor versucht die Tatsache zu berücksichtigen, dass Teilnehmer bei Umfragen dieser Art meist dazu neigen, höhere Werte anzugeben, als sie in der Realität tatsächlich umsetzen können. Dieser wurde mit 0,75 festgelegt.

**Einsparungsminimum:** Zur Ermittlung der zeitlichen Verschiebung eines Gerätes wird das Kostenminimum für den Geräteeinsatz ermittelt. Um eine Anwendung nicht für mehrere Stunden zu verschieben, um das absolute Kostenminimum zu erreichen, obwohl Kosten die nur z. B. 1 % über dem absoluten Kostenminimum liegen nur z. B. wenigen Minuten von der ursprünglichen Einschaltzeit entfernt liegen, wird ein Faktor von 1,03 für ein Einsparungsminimum festgelegt. Dieser sagt aus, dass auch Kosten, die 3 % über dem Kostenminimum liegen, geduldet werden.

**Tarifmodell:** Hier werden die in Kapitel 5.5 erstellten Tarifmodelle abgelegt und vor der Simulation eines daraus ausgewählt, um es der Kostenminimierungs-Funktion zu übergeben.

**Kostenminimierung:** Die Kostenminimierungs-Funktion ermittelt anhand der oben genannten Eingabeparameter das Kostenminimum für jeden Geräteeinsatz individuell (z. B. Waschgang für Waschgang). Der Zeitpunkt, wo die Kostenfunktion ihr Minimum darstellt (bzw. um 3 % über dem Minimum; siehe Einsparungsminimum), entspricht der kostenoptimalen Einsatzzeit der jeweiligen Anwendung.

**Neue Lastgänge:** Aus der Information der ursprünglichen Lastgänge und der neuen kostenoptimierten Einschaltzeiten können die neuen Lastgänge (Lastgänge nach Anwendung des Lastmanagements) eines jeden Gerätes ermittelt werden.

**Quantifizierung des LM-Potenzials:** Abschließend kann aus der Information der ursprünglichen sowie neuen Lastgänge das Lastmanagement-Potenzial ermittelt werden.

## 6.2 Modellbildung

Die Modellbildung und Simulation wird in MathWorks® MATLAB® durchgeführt. Die Basis für die Simulation bilden reale Messdaten von 43 Haushalten aus Oberösterreich, wie bereits eingangs in Kapitel 1.4 näher erläutert. Dabei liegen die Lastgänge sämtlicher Geräte und der Summenlastgang auf Sekundenbasis dar. Diese insgesamt etwa 100 GB umfassenden Daten liegen in Form von Microsoft® Excel® Dateien vor und werden direkt in MathWorks® MATLAB® importiert und dort weiterverarbeitet. Aufgrund der großen Menge an Daten ist der Standardbefehl `xlsread` hierfür nicht geeignet und muss abgeändert werden, da dieser in etwa doppelt so lange für das Importieren der Daten benötigt, wie die abgeänderte Funktion. Das Einlesen und Aufarbeiten der Daten des „Strom- und Gastagebuches 2008“ der Statistik Austria aus den „SPSS-Statistics“<sup>38</sup>-Datenbanken erfolgt ebenfalls mittels MathWorks® MATLAB®. Der Fokus wird rein auf die Modellbildung des Lastmanagements gelegt.

Das Modell besteht aus einem MathWorks® MATLAB® Skript (einem sogenannten „M-File“) namens `Lastmanagement.m`. Von diesem M-File aus werden sämtliche Funktionen und weitere M-Files aufgerufen, welche nachfolgend näher beschrieben werden.

### 6.2.1 Hauptskript

Das Hauptskript `Lastmanagement.m` führt folgende Aktionen aus:

1. Tarifmodelle laden aus MAT-File<sup>39</sup> `Tarifmodelle.mat` und Wahl eines Tarifmodells
2. Bereitschaft zur Lastverschiebung pro Haushalt und Gerät bestimmen
3. Bequemlichkeitsfaktor festlegen
4. Zu verschiebende Geräte laden und jeweiliger Gerätefunktion<sup>40</sup> übergeben
5. Einschaltzeitpunkte der jeweiligen Geräteanwendung vor und nach dem Lastmanagement bestimmen
6. Relevante Variablen speichern

ad 1: Im M-File `Tarifmodelle.m` werden die Tarifmodelle wie in Kapitel 5.5 beschrieben erstellt und im MAT-File `Tarifmodelle.mat` abgespeichert. Aus diesem werden nun die

---

<sup>38</sup> Statistik-Software der Firma SPSS

<sup>39</sup> In einem MAT-File können Variablen gespeichert werden.

<sup>40</sup> Siehe Kapitel 6.2.2 „Gerätefunktionen“

Tarifmodelle geladen und das für die Simulation zu benutzende Tarifmodell gewählt und in der Variable `price` abgelegt. (Abbildung 45 Block „Tarifmodell“)

ad 2: Anhand der Ergebnisse (aller Länder) der Umfrage des Smart-A-Projektes<sup>41</sup> wird die Bereitschaft zur Lastverschiebung von Waschmaschine, Wäschetrockner und Geschirrspülmaschine festgelegt. (Abbildung 45 Block „Bereitschaft zur Lastverschiebung“)

ad 3: Da es sich bei den Angaben zur Bereitschaft zur Lastverschiebung lediglich um Umfrageergebnisse und nicht um aussagekräftige Feldtests handelt, werden diese Angaben nach unten korrigiert. Dies hat den Grund, dass bei Umfragen dieser Art meist höhere Angaben gemacht werden, als später in der Realität eingehalten werden. Zum einen, weil es oft einfacher und bequemer ist, wenn z. B. der Waschgang sofort bzw. in Kürze gestartet wird und der Anwender sich keine Gedanken machen muss, ob später (z. B. in 6 h) noch Zeit ist, um die Waschmaschine auszuräumen. Zum anderen, weil es gelegentlich aus diversen Gründen nicht möglich sein wird, eine Geräteanwendung für längere Zeit zu verlagern, auch wenn man prinzipiell dazu bereit wäre. Diese die Bereitschaft zur Lastverlagerung reduzierenden Faktoren werden im sogenannten „Bequemlichkeitsfaktor“ berücksichtigt und mit 0,75 festgelegt. (Abbildung 45 Block „Bequemlichkeitsfaktor“)

ad 4: Geräte, für welche eine Gerätefunktion vorliegt, werden der Reihe nach geladen und in der Variable `device_sec` abgelegt. Nach dem Laden eines Gerätes wird dieses der Gerätefunktion des jeweiligen Gerätes übergeben und ein neuer Lastgang mit kostenoptimierten Einsatzzeiten erstellt, bevor das nächste Gerät in die Variable `device_sec` geladen wird. Dabei wird Haushalt für Haushalt und Messung für Messung in einer Schleife abgearbeitet.

ad 5: Jede Gerätefunktion hat unter anderem die Einschaltzeiten des jeweiligen Gerätes vor Anwendung des Lastmanagements und die Zeitdauern, um welche verlagert wird, als Ausgabeparameter (`index_start` und `shift`). Aus diesen lassen sich die Einschaltzeiten der Geräte nach Anwendung des Lastmanagements berechnen. Die Einschaltzeiten liegen jedoch in Form von Indizes<sup>42</sup> vor und müssen somit erst in eine Uhrzeit umgerechnet werden. Es erfolgt dabei eine Aufsummierung der Einschaltzeitpunkte pro Stunde.<sup>43</sup> Eine Unterscheidung zwischen den Wochentagen wird nicht getroffen.<sup>44</sup>

ad 6: Die neu erstellten Lastgänge der verschiebbaren Geräte, sowie die entsprechenden Zeitdauern der Lastverlagerung und Informationen über die Kosteneinsparungen werden für jeden Haushalt in einer eigenen Datei abgespeichert.

---

<sup>41</sup> Siehe Kapitel 3.3.1 „Projekt Smart-A“

<sup>42</sup> Zeigen auf Position der Einschaltzeitpunkte im Vektor des Lastganges.

<sup>43</sup> Ergebnisse daraus sind in Kapitel 3.4 „Verhaltensmuster“ einzusehen.

<sup>44</sup> Siehe Kapitel 3.1.1 „Potenzialerhebung mittels Strom- und Gastagebuch 2008“

### 6.2.2 Gerätefunktionen

Es wird für die Haushaltsgeräte Waschmaschine, Wäschetrockner und Geschirrspülmaschine jeweils eine eigene Funktion erstellt: `waschmaschine.m`, `waeschetrockner.m` und `spuelmaschine.m`. Sie führen folgende Aktionen aus:

1. Alle Tage einer Messung aneinander reihen
2. Geräte-Lastgang auf Minutenbasis erstellen
3. Einschaltzeitpunkte und Laufzeiten aus Lastgang erfassen
4. Minimale Kosten ermitteln
5. Zeitverschiebung ermitteln
6. Neuen Lastgang erstellen

ad 1: Da die Rohdaten als Tageslastgänge vorliegen, müssen diese aneinandergereiht werden, um eine zusammenhängende Messung zu erhalten. (Abbildung 45 Block „Lastgänge“) Dies ermöglicht es, Geräteanwendungen auch auf den Vortag oder den Folgetag zu verlagern, falls erwünscht. Analog dazu muss entsprechend der Anzahl der Tage der Messung eine zusammenhängende Tariffunktion aus dem eintägigen Tarifmodell (Abbildung 45 Block „Tarifmodell“) erstellt werden.

ad 2: Aus dem so entstandenen Lastgang werden Minuten-Mittelwerte gebildet. Dies reduziert die Datenmenge und filtert Messausreißer nahezu vollständig heraus. Beachtet man, dass zeitlich hoch auflösende Tarifmodelle (RTP) meist auf Stundenbasis sind, ist eine Simulation auf Minutenbasis zur Abschätzung des Lastmanagement-Potenzials ausreichend.

ad 3: Die Erfassung der Einschaltzeitpunkte und Laufzeiten erfolgt durch die Detektion eines Leistungsanstiegs. Dabei gilt es zu beachten, dass einige Geräte Stand-by-Verluste im Bereich von 0,5-8 W aufweisen. Da dieser von Geräte zu Geräte schwankt, ist dieser nur schwer heraus zu filtern. Außerdem kann es vorkommen, dass z. B. während eines Waschganges die Leistung auf 0 W (bzw. auf den Stand-by-Verbrauch) absinken kann, was nicht als „Gerät abgeschaltet“ erkannt werden darf. Es ist somit auch nicht möglich einfach festzulegen, dass z. B. die Waschmaschine in Betrieb ist, wenn ihr Lastgang z. B. 100 W überschreitet. Der selbst entwickelte Algorithmus, welcher all diesen Problemstellung Rechnung trägt, soll hier nicht näher beleuchtet werden. Dessen Funktion konnte in zahlreichen Testläufen erprobt und validiert werden.

ad 4: Ausgehend vom ursprünglichen Startzeitpunkt der Geräteanwendung und dem Zeitfenster, innerhalb dem verschoben werden darf, ergibt sich zusammen mit dem Tarifmodell eine zeitabhängige Kostenfunktion. Das Minimum dieser Kostenfunktion stellt den optimalen Zeitpunkt für das Einschalten des Gerätes dar. Gibt es mehr als ein Minimum, so wird das nächstgelegene gewählt. (Abbildung 45 Block „Kostenminimierung“) Es wird ein Fak-

tor eingeführt, welcher berücksichtigen soll, dass eine Last nicht um jeden Preis verlagert wird. (Abbildung 45 Block „Einsparungsminimum durch Lastverschiebung“) Ein Faktor von z. B. 1,03 besagt, dass Kosten, die 3 % über den minimalen Kosten liegen, geduldet werden. Dies soll vermeiden, dass im Falle von sehr flachen Kostenfunktionen Lasten um einige Stunden verlagert werden.. Zu groß sollte dieser Faktor jedoch nicht gewählt werden, da die Bereitschaft zur Lastverlagerung (geduldete Zeitdauer, um die verschoben werden darf; Abbildung 45 Block „Bereitschaft zur Lastverschiebung“) bereits eigens ermittelt wird und innerhalb dessen beliebig verschoben werden darf.

ad 5: Nach dem Ermitteln der optimalen Startzeitpunkte können die daraus resultierenden Zeiten ermittelt werden, um welche die Geräteanwendungen verlagert werden. Es gilt dabei zu beachten, dass die Anwendung eines bestimmten Gerätes nicht startet, bevor die vorhergehende Anwendung desselben beendet ist.

ad 6: Anhand der ermittelten neuen Startzeitpunkte kann für jedes Gerät ein neuer Lastgang erstellt werden. Dieser neue Lastgang entspricht dem ursprünglichen Lastgang nach Anwendung des Lastmanagements. (Abbildung 45 Block „neue Lastgänge“)

Jede der drei Funktionen hat dieselben Ein- und Ausgabeparameter, welche am Beispiel der Funktion `Waschmaschine` erklärt werden:

```
function [device_shifted, shift, costsinfo, index_start] =  
Waschmaschine(i_HH, i_M, device_sec, price, shiftmax)
```

Eingabeparameter:

- `i_HH`: Nummer des Haushaltes, für welchen Lastmanagement durchgeführt wird
- `i_M`: Messungsnummer des Haushaltes `i_HH`
- `device_sec`: einzelne Tageslastgänge der Waschmaschine von Messung `i_M` auf Sekundenbasis
- `price`: Tarifmodell
- `shiftmax`: Maximal erlaubte Zeitdauer der Lastverlagerung

---

<sup>45</sup> Siehe Kapitel 3.3.1 „Projekt Smart-A“

Ausgabeparameter:

- `device_shifted`: neuer (verschobener) Lastgang der Waschmaschine nach Anwendung des Lastmanagements
- `shift`: Verlagerung der einzelnen Waschgänge in Minuten
- `costsinfo`: Information über die Kosteneinsparung durch das Lastmanagement im Vergleich zur ursprünglichen Geräteanwendung
- `index_start`: Verweis auf die Einschaltzeiten der verlagerten Waschgänge

# 7 Ergebnisse

Im Vergleich zu anderen Arbeiten wurde nicht versucht, eine Lastgang-Glättung oder Spitzenlastreduktion durchzuführen, sondern mit den Tarifmodellen ein Mittel zu schaffen, um die Endverbraucher zu gezielten Lastverlagerungen zu motivieren und damit eine Flexibilisierung des Lastganges zu ermöglichen. Da sich die Funktionsweise und Anwendung von Geräten der Klasse 2 (Waschmaschine, Wäschetrockner und Geschirrspülmaschine) von denen der Klasse 3 (Kühl- und Gefriergeräte) unterscheidet, werden auch deren Lastmanagement-Potenziale getrennt eruiert.<sup>46</sup>

## 7.1 Kühl- und Gefriergeräte

Kühl- und Gefriergeräte werden nicht nach Bedarf eingesetzt, sondern beziehen laufend in regelmäßigen Abständen (geringfügige Abweichungen durch äußere Einflüsse wie z. B. das Öffnen der Kühlschranktür) elektrische Energie. Wird ein Verbund aus vielen<sup>47</sup> Kühl- bzw. Gefriergeräten betrachtet, so ist der gepulste Betrieb im Summenlastgang aller Kühl- bzw. Gefriergeräte nicht mehr erkennbar.<sup>48</sup> Somit steht zu jeder Zeit dasselbe Potenzial zur Verfügung. Anhand der Erkenntnisse aus Kapitel 5.6 wird das Lastmanagement-Potenzial für Österreich ermittelt.

In Österreich beträgt der durchschnittliche Jahresstromverbrauch eines Haushaltes im Jahr 2008 im Mittel 310 kWh für Kühlgeräte und 232 kWh für Gefriergeräte.<sup>49</sup> Hochgerechnet auf alle 3.548.352 Haushalte ergibt sich ein Gesamtstromverbrauch für das Jahr 2008 von ca. 1.100 GWh für Kühlgeräte und ca. 823 GWh für Gefriergeräte. Aufgrund der Tatsache, dass es sich bei beiden Geräten wegen der hohen Anzahl um eine mehr oder weniger konstante Bandlast handelt, kann auf die mittlere Leistung rückgerechnet werden. 2008 war ein Schaltjahr und hatte somit 366 Tage bzw. 8.784 h. Demzufolge entsprechen Kühlgeräte einer Last von ca. 125 MW und Gefriergeräte ca. 94 MW.<sup>50</sup> Unter Anwendung der Ergebnisse aus Tabelle 9 und Tabelle 10 steht in Österreich durch Kühl- und Gefriergeräte in

---

<sup>46</sup> Siehe Kapitel 3.2 „Elektrogeräte in Haushalten“

<sup>47</sup> 4.151.572 Kühlgeräte und 1.951.594 Gefriergeräte (2008 in Österreich)

<sup>48</sup> Siehe Kapitel 5.6 „Lastmanagement von Kühl- und Gefriergeräten“

<sup>49</sup> Siehe Kapitel 3.1.1 „Potenzialerhebung mittels Strom- und Gastagebuch 2008“ (Tabelle 3)

<sup>50</sup> Berechnung über die Beziehung zwischen Energie  $E$ , Leistung  $P$  und Zeit  $t$ :  $E = P \cdot t$

Summe eine Lastreduktion von bis zu 219 MW für wenige Minuten bis zu ca. 2 h zur Verfügung (je nach Steuerungsmethode). Die Lastreduktion von Gefriergeräten kann dabei sogar noch länger erfolgen.<sup>51</sup> Um dieses Potenzial erschließen zu können, müssen jedoch alle Kühl- und Gefriergeräte nachgerüstet werden, um die Steuerung dieser zu ermöglichen.

Da zur Lasterhöhung durch Kühl- und Gefriergeräte keine genauen Ergebnisse vorliegen, werden diese anhand der Anzahl der Geräte von ganz Österreich und einer typischen Nennleistung von  $P_N = 70 \text{ W}$ <sup>52</sup> für Kühlgeräte und  $P_N = 90 \text{ W}$ <sup>53</sup> für Gefriergeräte geschätzt. In Österreich wurden 2008 4.151.572 Kühlgeräte und 1.951.594 Gefriergeräte verzeichnet.<sup>54</sup> Somit ist eine maximal Lasterhöhung bei Kühlgeräten auf ca. 291 MW und bei Gefriergeräten auf ca. 176 MW möglich. Beachtet man, dass die Bandlast (wie oben angegeben) von Kühlgeräten 125 MW und von Gefriergeräten 94 MW beträgt, so beträgt das Ausmaß um das die Last erhöht werden kann bei Kühlgeräten 166 MW und bei Gefriergeräten 82 MW. In Summe ergibt sich daraus ein Lasterhöhungs-Potenzial von ca. 248 MW. Diese kann für etwa 20 min<sup>55</sup> gehalten werden. Je geringer die erforderte Lasterhöhung ist, desto länger kann sie erfolgen.

Zusammenfassend sind die Ergebnisse für eine Lastreduktion bzw. Lasterhöhung der Kühl- und Gefriergeräte in Tabelle 11 dargestellt.

	Lastreduktion in MW	Lasterhöhung in MW
Kühlgeräte	125	166
Gefriergeräte	94	82
Summe	219	248

**Tabelle 11:** Lastreduktions- und -erhöhungspotenziale von Kühl- und Gefriergeräten

---

<sup>51</sup> Siehe Kapitel 5.6 „Lastmanagement von Kühl- und Gefriergeräten“

<sup>52</sup> (vgl. Stadler et al. 2008, S. 3)

<sup>53</sup> Mittlere Nennleistung anhand der Daten der 43 Haushalte Oberösterreichs.

<sup>54</sup> Siehe Kapitel 3.1.1 „Potenzialerhebung mittels Strom- und Gastagebuch 2008“

<sup>55</sup> Siehe Kapitel 5.6 „Lastmanagement von Kühl- und Gefriergeräten“

## 7.2 Waschmaschine, Wäschetrockner und Geschirrspülmaschine

Das Lastmanagement-Potenzial von Geräten der Klasse 2 wird anhand der Simulationsergebnisse festgestellt. Da die Stichprobe von 37 Haushalten relativ klein ist, erfolgt in Kapitel 7.2.4 eine Darstellung von Konfidenzintervallen.

### 7.2.1 Vorgehensweise

Zur Quantifizierung des Lastmanagement-Potenzials aus den Simulationsergebnissen sind mehrere Varianten denkbar. Davon hat jede ihre Vor- und Nachteile. Es werden anschließend einige Möglichkeiten aufgelistet und näher darauf eingegangen. Alle haben den Vergleich der Ergebnisse vor und nach dem Lastmanagement gemeinsam.

Quantifizierungs-Möglichkeiten:

1. Bildung des Summenlastganges aller Haushalte bei Beachtung der Wochentage
2. Wie 1., nur dass nicht überlappende Tage verworfen werden
3. Bildung des Summenlastganges aller Haushalte ohne Beachtung der Wochentage
4. Wie 3., nur dass nicht überlappende Tage verworfen werden
5. Wie 3., nur dass nicht überlappende Tage abgeschnitten und am Anfang wieder hinzugefügt werden
6. Bildung eines Durchschnittstages aller Haushalte ohne Beachtung der Wochentage

ad 1: Die Bildung eines Summenlastganges aller Haushalte hat den Vorteil, dass die Auswirkungen des Lastmanagements auf den Summenlastgang sichtbar werden. Der Nachteil besteht darin, dass die Messungen unterschiedlich lange dauern. Die durchschnittliche Messdauer beträgt etwa 10 Tage, schwankt aber in einem Bereich von 5-13 Tagen. Daher ist die Addition aller Messungen mit Berücksichtigung des Wochentages (des Messbeginns) ungünstig. Wird z. B. eine Messung von 5 Tagen einer Messung von 8 Tagen mit Berücksichtigung der Wochentage addiert, so überlappen sich nur 5 Tage. Je mehr Messungen addiert werden, desto geringer wird die Anzahl der sich überlappenden Tage aller Messungen. Der größte Nachteil dabei ist, dass während der übereinstimmenden Tage eine Lastspitze im Summenlastgang entsteht. Diese künstlich erzeugte Spitze verfälscht den Summenlastgang und macht eine Aussage über ein Lastmanagement-Potenzial sehr schwierig bzw. unmöglich.

ad 2: Das Problem aus 1 kann umgangen werden, indem nicht überlappende Tage abgeschnitten und verworfen werden. Dies führt allerdings dazu, dass durch die stark unterschiedlichen Messdauern und Messbeginne der Großteil der Messungstage (bis zu 11 Tagen pro Messung) verworfen wird.

ad 3: Da wie in Kapitel 3.1.1 festgestellt keine Unterscheidung zwischen den Wochentagen notwendig ist, kann die Erstellung des Summenlastganges auch bei Missachtung des Messbeginns erfolgen. Damit können die nicht überlappenden Tage reduziert und die überlappenden Tage auf die Länge der kürzesten Messung (5 Tage) erhöht werden. Dennoch bleibt auch hier der Nachteil der Lastspitze während der überlappenden Messungstage bzw. der Abflachung des Summenlastganges gegen Ende hin bestehen.

ad 4: Analog zu 2 kann auch das Problem aus 3 durch das Verwerfen der sich nicht überlappenden Tage umgangen werden. Das führt jedoch wieder dazu, dass eine Vielzahl an Messungstagen ungenutzt verloren geht.

ad 5: Dieser Ansatz versucht das Verwerfen von Messungstagen zu vermeiden, indem die nicht überlappenden Tage der Messung wieder am Anfang hinzuaddiert werden. Das hat den Vorteil, dass alle Daten genutzt werden. Jedoch kommt es dadurch abermals zu einer künstlichen Lastspitze durch Anhäufung der Messungstage am Anfang des Summenlastganges.

ad 6: Durch die Darstellung eines Durchschnittstages können all die erwähnten Probleme vermieden werden. Der Nachteil dabei ist, dass nur mehr schwer auf den tatsächlichen Summenlastgang rückgeschlossen werden kann, da es sich nunmehr lediglich um mittlere Lastgänge einzelner Geräte handelt. Vereinzelt auftretende Lastspitzen oder -senken werden durch die Mittelwertbildung verschleiert. Ein weiterer Vorteil ist allerdings die hohe Anzahl an Messungstagen, die zur Mittelwertbildung vorliegen.

Für die Abschätzung des Lastmanagement-Potenzials wird Variante 6 gewählt, da dabei alle Messungstage verwertet werden können. Diese Methode wird auch als aussagekräftiger erachtet als die anderen erwähnten Varianten. Bei den anderen Methoden wird nämlich aus lediglich etwa 70 Messungen ein Summenlastgang erstellt. Variante 6 hingegen liegt eine weitaus größere Grundmenge (Messungstage je Gerät) zugrunde. Für die Waschmaschine liegen 678, für den Wäschetrockner 353 und für die Geschirrspülmaschine 518 Messungstage zur Mittelwertbildung vor. Damit ist die Gewichtung eines einzigen Messtages gering und etwaige Messfehler oder Messausreißer werden durch die Mittelwertbildung herausgefiltert. In den Varianten 1-5 hingegen wären diese zur Gänze sichtbar.

Dabei wird wie folgt vorgegangen:

1. Bilden eines Durchschnittstages je Messung
2. Bilden eines Durchschnittstages aller Sommer- bzw. Wintermessungen<sup>56</sup>
3. Vergleich der Sommer- bzw. Winter-Durchschnittstage je Gerät vor und nach dem Lastmanagement

Zur Hochrechnung auf alle Haushalte Österreichs werden die im Strom- und Gastagebuch 2008 angegebenen Zahlen für Ausstattungsgrade und Anzahl der Haushalte (3.548.352) entnommen und daraus die Geräteanzahl von ganz Österreich berechnet.<sup>57</sup> Durch Multiplikation der Anzahl der Haushalte mit dem jeweiligen Ausstattungsgrad kann die jeweilige Geräteanzahl für ganz Österreich bestimmt werden. In Tabelle 12 sind die Ergebnisse für die Anzahl an Waschmaschinen, Wäschetrocknern und Geschirrspülmaschinen Österreichs dargestellt.

	Ausstattungsgrad in %	Geräteanzahl
Waschmaschine	91	3.229.000
Wäschetrockner	31 <sup>58</sup>	1.099.989
Geschirrspülmaschine	72,5	2.572.555

**Tabelle 12:** Geräteanzahl hochgerechnet auf ganz Österreich (eigene Darstellung)

Werden die, wie zuvor erwähnt, berechneten Lastgänge eines Durchschnittstages eines österreichischen Haushaltes der Geräte Waschmaschine, Wäschetrockner und Geschirrspülmaschine mit den in Tabelle 12 jeweils angegebenen Geräteanzahlen multipliziert, so erhält man die Lastgänge eines Durchschnittstages der einzelnen Geräte für ganz Österreich.

In den folgenden Kapiteln 7.2.2 und 7.2.3 werden die Simulationsergebnisse für die Sommer- und Wintermessungen, unter Verwendung eines RTP- als auch TOU-Tarifmodells, dargestellt. Dabei werden die ermittelten Durchschnittstage auf Basis von Viertelstunden-

---

<sup>56</sup> Messungen, welche im Frühling durchgeführt wurden, werden dem Sommer zugeordnet, Messungen vom Herbst, dem Winter.

<sup>57</sup> Siehe Kapitel 3.1.1 „Potenzialerhebung mittels Strom- und Gastagebuch 2008“

<sup>58</sup> Ausstattungsgrad inkl. Waschtrockner

Mittelwerten in Grau abgebildet. Links sind die Verläufe vor und rechts nach Durchführung des Lastmanagements zu sehen. Zur Glättung der Kurvenverläufe wird der zentrierte gleitende Mittelwert<sup>59</sup> in Rot dargestellt. Da der gleitende Mittelwert immer aus einer gewissen Anzahl (bestimmt durch die Intervalllänge) vergangener Werte berechnet wird, fehlen beim zentrierten gleitenden Mittelwerte sowohl am Anfang als auch am Ende Werte. Bei einer Intervalllänge von 9 fehlen am Anfang und am Ende der Datenreihe jeweils 4 Werte.

In Kapitel 7.2.4 werden die Durchschnittstage aller Messungen (Sommer- und Wintermessungen zusammengefasst) mit Angabe von Konfidenzintervallen aller Messpunkte<sup>60</sup> dargestellt. Dieser gibt an, innerhalb welchen Bereichs sich der wahre Wert mit einer Wahrscheinlichkeit von 95 % nach der studentschen t-Verteilung<sup>61</sup> befindet. Diese Verteilung wurde gewählt, da die Varianz der Verteilung unbekannt ist und somit geschätzt werden muss, was durch Verwendung einer Tabelle<sup>62</sup> für die studentsche t-Verteilung erfolgt. Die Konfidenzintervalle gelten allerdings nur für den jeweiligen Messpunkt des Verlaufs des Durchschnittstages. Sie geben jedoch keinen Aufschluss darauf, innerhalb welchem Bereich sich der wahre Kurvenverlauf befindet. Diese oft getroffene Schlussfolgerung ist aus Sicht der Statistik falsch. Die Verläufe mit Angabe der Konfidenzintervalle werden nur mehr für die Ergebnisse mittels RTP-Tarifmodell dargestellt, da sich die Konfidenzintervalle zwischen den Ergebnissen des TOU- und RTP-Tarifmodells kaum unterscheiden.

---

<sup>59</sup> Es wird eine Intervalllänge von 9 gewählt.

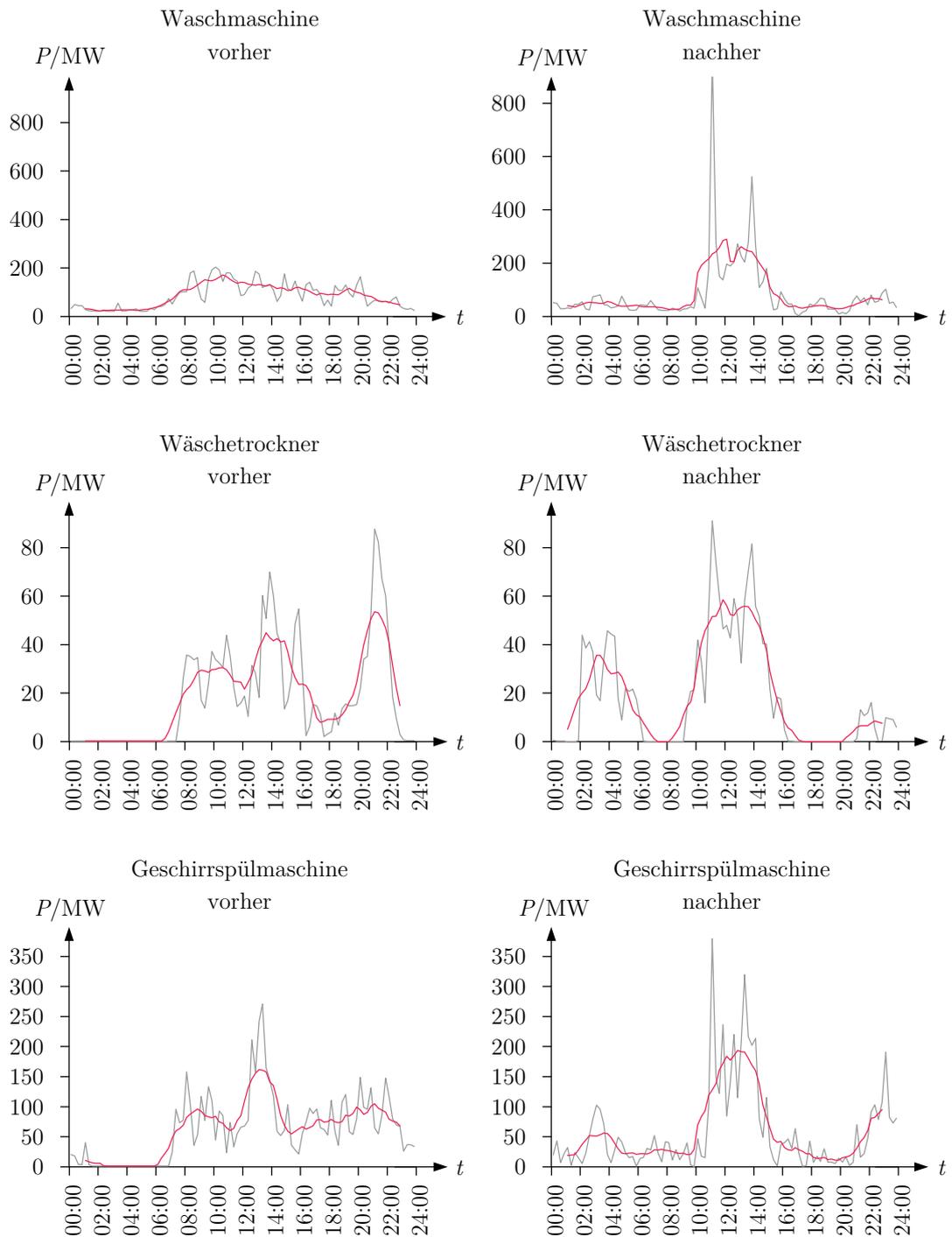
<sup>60</sup> Die Auflösung eines Tages (24 h) in Viertelstunden-Mittelwerte liefert insgesamt 96 Werte.

<sup>61</sup> Siehe Anhang

<sup>62</sup> Siehe Anhang

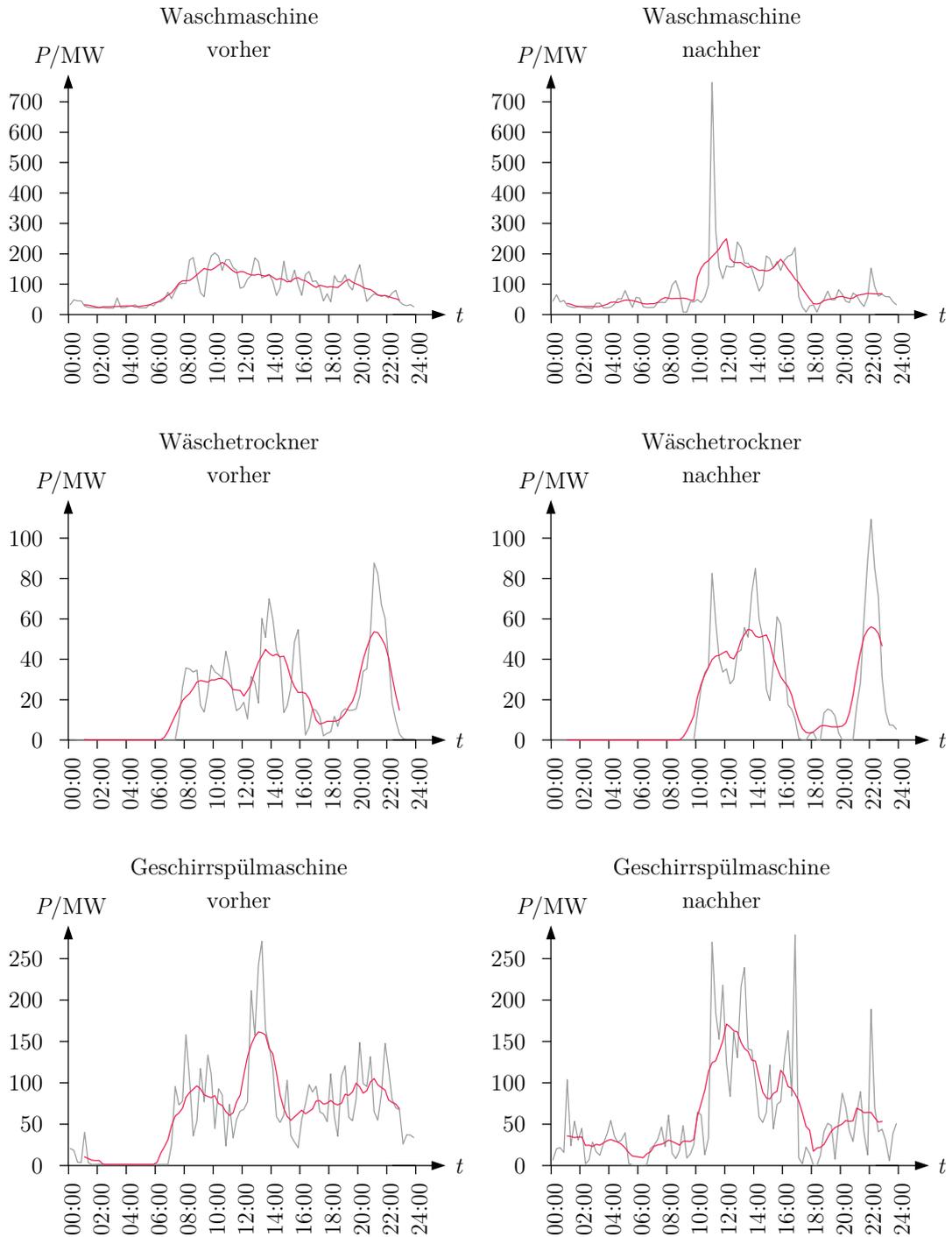
### 7.2.2 Durchschnittstage Sommer

In Abbildung 46 werden die mittels RTP-Tarifmodell erzielten Ergebnisse für den Sommer für ganz Österreich dargestellt.



**Abbildung 46:** Durchschnittslastgänge (Grau) und zentrierte gleitende Mittelwerte (Rot) der Sommermessungen (RTP-Tarifmodell) (eigene Darstellung)

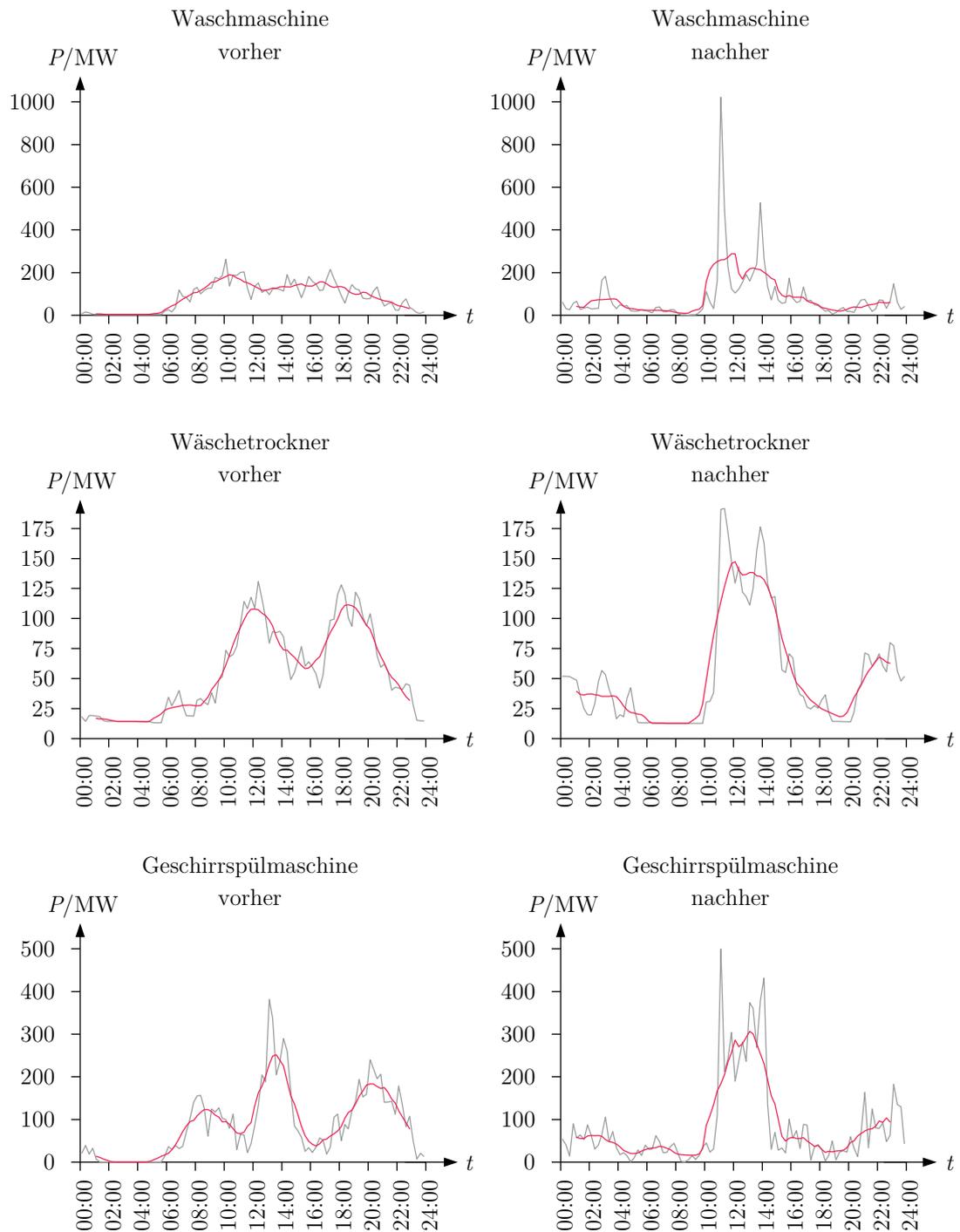
In Abbildung 47 werden die mittels TOU-Tarifmodell erzielten Ergebnisse für den Sommer für ganz Österreich dargestellt.



**Abbildung 47:** Durchschnittslastgänge (Grau) und zentrierte gleitende Mittelwerte (Rot) der Sommermessungen (TOU-Tarifmodell) (eigene Darstellung)

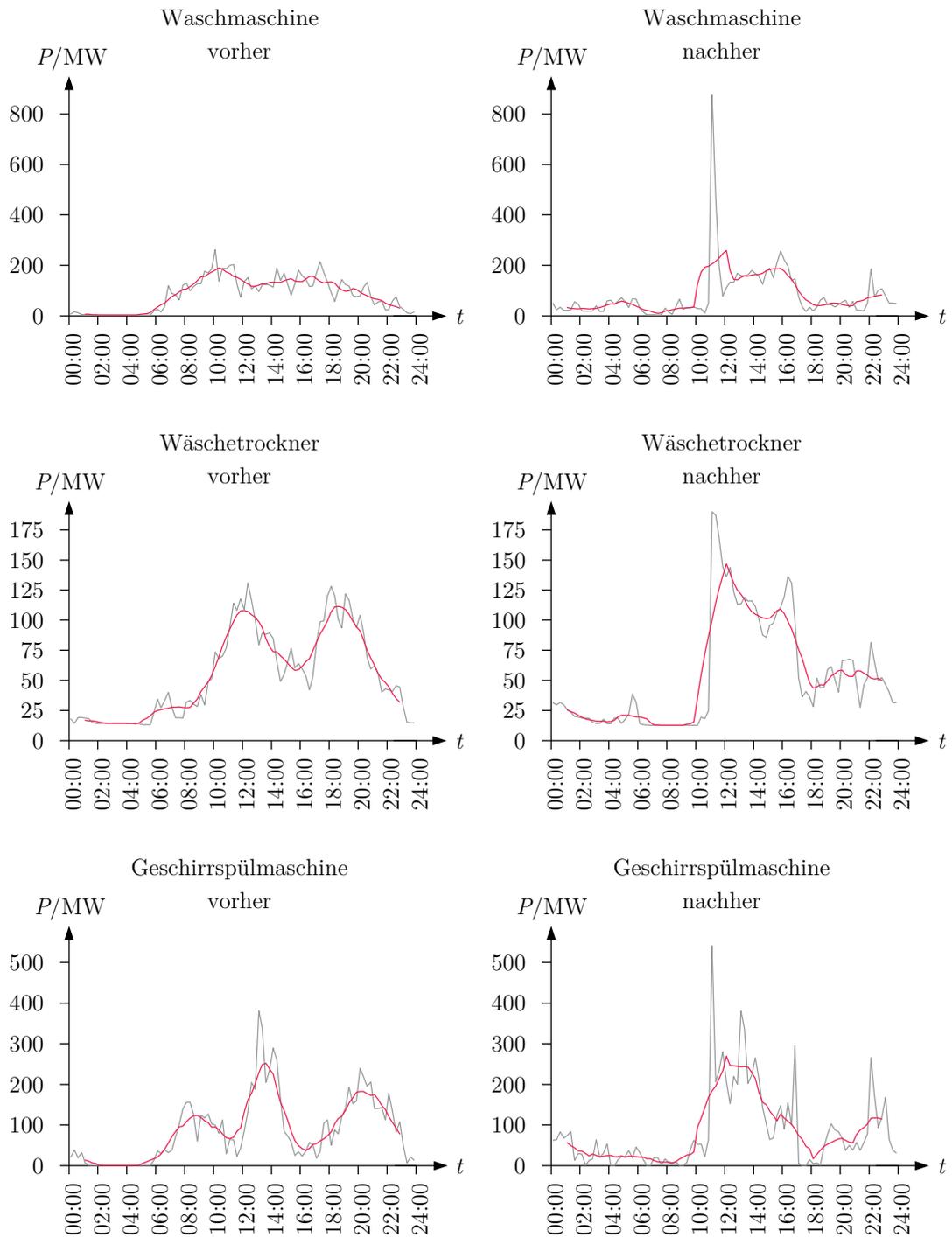
### 7.2.3 Durchschnittstage Winter

In Abbildung 48 werden die mittels RTP-Tarifmodell erzielten Ergebnisse für den Winter für ganz Österreich dargestellt.



**Abbildung 48:** Durchschnittslastgänge (Grau) und zentrierte gleitende Mittelwerte (Rot) der Wintermessungen (RTP-Tarifmodell) (eigene Darstellung)

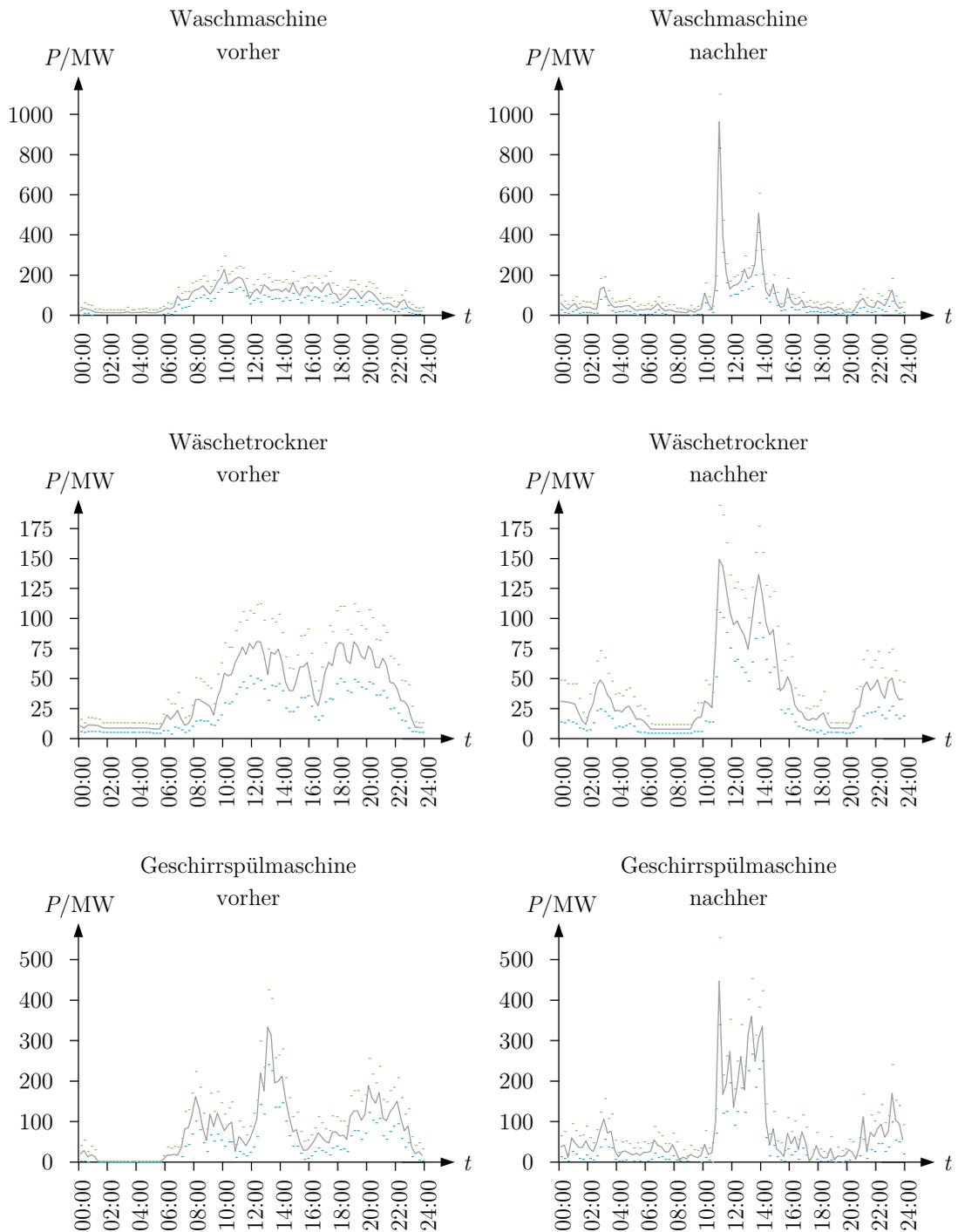
In Abbildung 49 werden die mittels TOU-Tarifmodell erzielten Ergebnisse für den Winter für ganz Österreich dargestellt.



**Abbildung 49:** Durchschnittslastgänge (Grau) und zentrierte gleitende Mittelwerte (Rot) der Wintermessungen (TOU-Tarifmodell) (eigene Darstellung)

### 7.2.4 Durchschnittstage Gesamt

In werden die mittels RTP-Tarifmodell erzielten Ergebnisse aller Messungen für ganz Österreich inklusive der Konfidenzintervalle für die Viertelstunden-Mittelwerte dargestellt.



**Abbildung 50:** Durchschnittlastgänge (Grau) und untere (Blau) und obere (Grün) Konfidenzintervalls-Grenzen (RTP-Tarifmodell) (eigene Darstellung)

### 7.2.5 Erkenntnisse

Da nur wenige Haushalte einen Wäschetrockner besitzen und ohnehin nur 37 Haushalte als Datengrundlage dienen, sind die Ergebnisse für Wäschetrockner kaum aussagekräftig. Vor allem die Unterscheidung in Sommer- und Wintermessungen reduziert die Menge an Trockengängen, die zur Bildung der Durchschnittstage beitragen, nochmals. Diese Unterscheidung ist jedoch vor allem für Wäschetrockner notwendig, wie in Kapitel 3.1.1 gezeigt wurde. In Abbildung 50 ist dies auch zu erkennen. Die Konfidenzintervalle für den Durchschnittstag des Wäschetrockners sind im Mittel größer als die der Waschmaschine oder der Geschirrspülmaschine (obwohl diese für den Durchschnittstag eines ganzen Jahres dargestellt werden, wodurch sie kleiner sind, als würde man Sommer oder Winter alleine betrachten). Die Konfidenzintervalle der Durchschnittstage von Waschmaschine und Geschirrspülmaschine sind in Relation zu den Viertelstunden-Mittelwerten klein und lassen damit eine qualitative Aussage über das Lastmanagement-Potenzial dieser Geräte zu.

Der Vergleich der Durchschnittslastgänge der einzelnen Geräte vor und nach dem Lastmanagement lässt erkennen, dass eine Verlagerung in die Mittagszeit wie gewünscht erzielt werden konnte. Damit wird das Potenzial zeitvariabler Tarifmodelle als Mittel zur Laststeuerung ersichtlich.

Die Lastspitzen nach Anwendung des Lastmanagements, welche vor allem bei Waschmaschinen stark ausgeprägt sind (siehe Abbildung 46 bis Abbildung 49), kommen daher, dass die gewählten Tarifmodelle<sup>63</sup> ihr Minimum zwischen 11:00 Uhr und 12:00 Uhr aufweisen. Daher werden sehr viele Waschgänge in diese Zeit verlagert, vor allem jene, welche ursprünglich (vor Anwendung des Lastmanagements) nur wenige Stunden vor bzw. nach dieser Zeit des Kostenminimums eingeschaltet wurden. Will man solche Spitzen vermeiden, so wäre eine Staffelung der Tarife denkbar.

Die mittleren Zeitdauern, um welche die Anwendungen in der Simulation zeitlich verschoben werden, um die gezeigten Ergebnisse zu erzielen, sind in Tabelle 13 in Abhängigkeit vom verwendeten Tarifmodell dargestellt. Es wird auf Minuten gerundet.

---

<sup>63</sup> Siehe Kapitel 5.5 „Erstellung von Tarifmodellen“

	mittlere Verlagerungszeiten in min	
	RTP-Tarifmodell	TOU-Tarifmodell
Waschmaschine	139	90
Wäschetrockner	120	67
Geschirrspülmaschine	131	78

**Tabelle 13:** Mittlere Verlagerungs-Zeitdauern in Minuten in Abhängigkeit vom verwendeten Tarifmodell (eigene Darstellung)

Das heißt es reicht im Schnitt eine zeitliche Verlagerung von etwa 2 h beim RTP-Tarifmodell und etwa 1-1,5 h beim TOU-Tarifmodell aus, um die gezeigten Ergebnisse zu erlangen.

Die relativ markanten zeitlichen Unterschiede zwischen dem RTP- und TOU-Tarifmodell lassen sich damit begründen, dass die Lastmanagement-Funktion<sup>64</sup> versucht, die jeweilige Geräteanwendung innerhalb der vorgegebenen zeitlichen Grenzen<sup>65</sup> nach Zeiten mit möglichst niedrigen Kosten zu verlagern. Die Zeitdauer, für welche absolute Minima in der Tariffunktion vorliegen, beträgt beim RTP-Tarifmodell meist nur 1 h oder 2 h, während sie bei TOU-Tarifmodellen mehrere Stunden<sup>66</sup> betragen kann. Daher sind bei Verwendung des TOU-Tarifmodells im Mittel geringere Verlagerungszeiten notwendig, um ein Kostenminimum zu erreichen, im Vergleich zu RTP-Tarifmodellen. Das könnte umgangen werden, wenn der Faktor für das Einsparungsminimum<sup>67</sup> höher angesetzt werden würde. Dabei müsste man jedoch höhere Kosten für den Energieeinsatz in Kauf nehmen.

Vergleicht man die Sommer- und Wintermessungen, so ist kein merklicher Unterschied in den Durchschnittslastgängen der Waschmaschine oder der Geschirrspülmaschine zu erkennen. Lediglich Wäschetrockner werden im Winter wesentlich häufiger eingesetzt als im Winter. Dies bestätigt die Erkenntnisse aus Kapitel 3.1.1.

<sup>64</sup> Siehe Kapitel 6.2.2 „Gerätefunktionen“

<sup>65</sup> Siehe Kapitel 6.2.1 „Hauptsript“

<sup>66</sup> In dem für die Simulation verwendeten Tarifmodell 6 h (11:00-17:00 Uhr) (siehe Kapitel 5.5 „Erstellung von Tarifmodellen“)

<sup>67</sup> Siehe Kapitel 6.2.2 „Gerätefunktionen“

## 8 Zusammenfassung

Zusammenfassend wird noch einmal auf die wesentlichen Unterschiede dieser wissenschaftlichen Arbeit im Vergleich zu anderen eingegangen. Außerdem wird das erstellte Simulationsmodell kritisch betrachtet und abschließend ein Ausblick auf weitere noch offene zu klärende Problemstellungen in Bezug auf das Lastmanagement und dessen Realisierung in Haushalten gegeben.

### 8.1 Abgrenzung zu anderen Arbeiten

Als Abgrenzung zu anderen wissenschaftlichen Abhandlungen zum Thema Lastmanagement liegen dieser Arbeit reale Messdaten auf Sekundenbasis zugrunde. Der Großteil anderer Arbeiten verwendet hingegen meist Standard-Lastprofile oder fiktive Lastprofile auf Basis von Viertelstunden- oder Stunden-Mittelwerten.

Des Weiteren wird hier auch eine Unterscheidung zwischen Werktagen und Wochenenden nicht getroffen, da sich diese im Verbrauchsverhalten der fürs Lastmanagement relevanten Haushaltsgeräte nicht wesentlich unterscheiden.<sup>68</sup> In der Literatur scheint hingen noch das Verbrauchsverhalten aus früheren Zeiten verankert zu sein, wo es noch z. B. typische Waschtage gab. Die meisten Veröffentlichungen gehen fälschlicherweise nach wie vor von einem derartigen Kundenverhalten aus.

Außerdem wurde in dieser Arbeit nicht versucht, eine Lastgang-Glättung oder Spitzenlastreduktion durchzuführen, sondern mit den Tarifmodellen ein Mittel zu schaffen, um die Endverbraucher zu gezielten Lastverlagerungen zu motivieren und damit eine Flexibilisierung des Lastganges zu ermöglichen. Damit können z. B. Lasten gezielt nach Zeiten hoher Einspeiseleistung dezentraler Erzeugungsanlagen verschoben werden.

Eine der wichtigsten Parameter der Untersuchung sind die Verlagerungs-Zeitspannen. Diese geben an, wie lange ein Endverbraucher bereit ist eine bestimmte Anwendung zu verlagern. In der Literatur wird dabei eine im Mittel maximal mögliche Verlagerungszeit von 24 h

---

<sup>68</sup> Sieh Kapitel 3.1.1 „Potenzialerhebung mittels Strom- und Gastagebuch 2008“

angegeben.<sup>69</sup> Dies würde derzeit sicherlich nur von sehr wenigen Kunden akzeptiert werden, wie die Umfrageergebnisse aus Kapitel 3.3.1 belegen.<sup>70</sup>

## 8.2 Kommentare zur Simulation und den Ergebnissen

Die Angabe der Zeitdauer für die Bereitschaft zur Lastverlagerung stellt wie bereits erwähnt einen der sensibelsten Eingabeparameter für die Simulation dar. Es wurde im Vergleich zu anderen Arbeiten versucht, diese möglichst realitätsnah abzuschätzen. Dabei wurden die Umfrageergebnisse der Länder Großbritannien, Slowenien, Deutschland, Österreich und Italien nochmals nach unten korrigiert, da in Umfragen die Neigung der Befragten zur Angabe von höheren Werten besteht, als sie tatsächlich bereit bzw. im Stande sind („Bequemlichkeitsfaktor“). Für genauere Ergebnisse sind langjährige, großflächige Feldtests notwendig, welche zur Zeit der Entstehung dieser Arbeit für Österreich oder für Österreich repräsentative Länder nicht vorliegen. Ohne aussagekräftige Feldtests sind Abschätzungen der Bereitschaft zu Lastverlagerungen, trotz Vorhandenseins zahlreicher Umfrageergebnisse, kritisch zu betrachten.

Unterschiedlich hohe Preisunterschiede in unterschiedlichen Tarifmodellen werden in der Simulation nicht direkt berücksichtigt (bis auf den Faktor von 1,03)<sup>71</sup>. Diese können aber in der Realität tatsächlich Einfluss nehmen auf das Kundenverhalten, speziell auf die Bereitschaft zur Lastverlagerung. Eine höhere Preisspreizung führt dabei im Allgemeinen zu einer Erhöhung der Bereitschaft zur Lastverlagerung, eine niedrigere Preisspreizung dagegen zu einer Verringerung.

Der Einsatz des Wäschetrockners ist in der Realität meist an den einer Waschmaschine gebunden. Im Simulationsmodell werden Trockengänge jedoch unabhängig vom Einsatz der Waschmaschine verschoben. Diese Vereinfachung wurde daher getroffen, da die Kopplung der beiden Vorgänge sehr komplex sein kann. So führt z. B. ein Waschgang nicht automatisch zu einem Trockengang, wenn beispielsweise Wäsche luftgetrocknet wird oder die Wäsche von zwei Waschgängen in einem Trockengang getrocknet wird. Des Weiteren ist die Zuordnung schwierig, wenn es mehr als eine Waschmaschine im Haushalt gibt.

Thermische Energiespeicher werden bis auf Kühl- und Gefriergeräte in der Simulation nicht betrachtet. Demnach sind Lastmanagement-Potenziale durch Warmwasserbereitung, Um-

---

<sup>69</sup> Siehe Kapitel 3.3.3 „Weitere Arbeiten“

<sup>70</sup> Wobei auch diese tendenziell zu hoch angegeben werden von den Umfrageteilnehmern (siehe „Bequemlichkeitsfaktor“ in Kapitel 6.2.1 „Hauptskript“)

<sup>71</sup> Siehe Kapitel 6.2.2 „Gerätefunktionen“

wälzpumpen und Gebäudeheizung nicht in den Ergebnissen enthalten, da diese eine thermische Modellierung erfordern würden. Laut der Netzstudie 2 der Deutschen Energieagentur ist das Lastmanagement-Potenzial in diesen Bereichen aufgrund des hohen elektrischen Energieverbrauchs und der hohen thermischen Zeitkonstanten am höchsten. Demnach ist eine genauere Betrachtung und Einbindung dieser Bereiche ins Lastmanagement unerlässlich. (vgl. Dena 2010, S. 413)

Die Ergebnisse für die Lastmanagement-Potenziale wurden anhand der Zahlen des Jahres 2008 ermittelt, da die Datengrundlage der Statistik Austria aus diesem Jahr stammt. Die tatsächlichen Potenziale für 2012 oder 2020 sehen geringfügig anders aus, da sich die Verbrauchswerte unterscheiden werden. Für eine Abschätzung des Potenzials durch Lastmanagement reichen die Zahlen von 2008 aus. Des Weiteren wird auch davon ausgegangen, dass alle Haushalte mit Kommunikations-Schnittstellen und Steuereinheiten ausgestattet sind, was derzeit noch nicht der Fall ist.

Für die Hochrechnung der in der Simulation ermittelten Durchschnittstage für Waschmaschine, Wäschetrockner und Geschirrspülmaschine (Abbildung 46 bis Abbildung 50) werden alle Haushalte als gleich gewichtet (alle Haushalte in gleichem Maße repräsentativ für Österreich) angenommen. Diese Annahme darf getroffen werden, da sie im Rahmen einer Abschätzung des Lastmanagement-Potenzials ausreichend genaue Ergebnisse liefert. Zur exakten Ermittlung müssten alle Haushalte individuell gewichtet werden.

### 8.3 Ausblick

Wie die Ergebnisse zeigen, ist ein Potenzial zum Lastmanagement klar vorhanden. Es muss jedoch noch Aufklärungs- und Informationsarbeit auf der Kundenseite geleistet werden, um die Akzeptanz von zeitvariablen Tarifmodellen zu verbessern und die Bereitschaft zur aktiven Teilnahme am Lastmanagement zu erhöhen. Es wird nötig sein, nationale bzw. internationale Standards und Normen einzuführen, um die großflächige Erschließung und Interaktion einer Vielzahl von Teilnehmern zu ermöglichen. Haushalte müssen dazu mit Kommunikations-Schnittstellen ausgestattet werden, welche in der Lage sind, Preissignale im Voraus zu empfangen und Verbrauchs-Informationen über Geräte im Haushalt an eine übergeordnete Zentrale oder Kommunikationseinheit zu übermitteln. Dies ist notwendig, um vor allem Kühl- und Gefriergeräte zu steuern (wie in Kapitel 5.6 erläutert). Eine solche Kommunikationsschnittstelle könnte von einem „Smart Meter“ bereitgestellt werden, wobei es noch keine exakte Definition zu dessen Funktionsumfang gibt. Um mehrstufige dynamische Tarifmodelle wie RTP-Tarife realisieren zu können, müssen diese Smart Meter über eine ausreichend hohe Anzahl an Tarifregistern verfügen, um die Preise und die Zeitspannen, in denen diese gelten, abspeichern zu können. TOU-Tarifmodelle stellen hingegen kein

Problem dar, da diese meist nur drei (zwei oder vier auch möglich) Preisstufen aufweisen und aktuelle Smart Meter über bis zu sechs Tarifregister (jeweils für bezogene und gelieferte elektrische Wirkenergie) verfügen (vgl. Siemens AG 2011, S. 3).

## Literaturverzeichnis

- Amprion. (2012). *Amprion Photovoltaikeinspeisung*. Abgerufen am 18. Juli 2012 von <http://amprion.net/photovoltaikeinspeisung>
- Andreß, H.-J. (2003). *T-Verteilung*. Abgerufen am 28. September 2012 von <http://eswf.uni-koeln.de/glossar/tvert.htm>
- Belasus, M., Bley, C., Denecke, U., Eilers, M., Erlmann, M., Eysholdt, M., et al. (2008). *Demonstrator InHouse-Energiemanagement*. Oldenburg: Universität Oldenburg.
- Bendel, C., Nestle, D., & Ringelstein, J. (2006). *BEMI - Energiemanagement-Interface zur dezentralen Stromeinspeisung in Niederspannungsnetze*. Kassel: Institut für Solare Energieversorgungstechnik.
- Biermayr, P., Eberl, M., Ehrig, R., Fechner, H., Galosi, A., Kristöfel, C., et al. (2011). *Innovative Energietechnologien in Österreich - Marktentwicklung 2010*. Wien: Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie.
- Bigler, T., Gaderer, G., Loschmidt, P., & Sauter, T. (2011). *SmartFridge: Demand Side Management for the Device Level*. Wiener Neustadt: Institute for Integrated Sensor Systems.
- Bmwfj. (2012a). *Energiestatus Österreich 2012*. Wien: Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend.
- Bmwfj. (2012b). *Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend*. Abgerufen am 4. Juli 2012 von <http://www.bmwfj.gv.at/EnergieUndBergbau/Energieversorgung/Seiten/Oekostrom.aspx>
- Bmwfj. (2012b). *Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend*. Abgerufen am 4. Juli 2012 von <http://www.bmwfj.gv.at/EnergieUndBergbau/Energieversorgung/Seiten/Oekostrom.aspx>
- Bmwfj, & Lebensministerium. (2009). *Basispapier für die Arbeitsgruppen zur Erarbeitung einer Energiestrategie Österreich*. EnergieStrategie Österreich.
- Bmwfj, & Lebensministerium. (2010). *Eckpunkte der Energiestrategie Österreich*. EnergieStrategie Österreich.

- Borenstein, S., Jaske, M., & Rosenfeld, A. (2002). *Dynamic Pricing, Advanced Metering and Demand Response in Electricity Markets*. California: Center for the Study of Energy Markets.
- Brandstetter, E. (2011). Tshüss, Ciao und uf Wiedrluaga! *Oesterreichs Energie*.
- Brauner, G., Pöpl, G., & Tiefgraber, D. (2006). *Verbraucher als virtuelles Kraftwerk - Potentiale für Demand Side Management in Österreich im Hinblick auf die Integration von Windenergie*. Wien: Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie.
- Dena. (2010). *dena-Netzstudie II*. Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH.
- DIN 10508. (2002). *Temperaturen für Lebensmittel*. Normenausschuss Lebensmittel und landwirtschaftliche Produkte.
- E-Control. (2011). *Ökostrombereich 2011*. Wien: Energie-Control Austria.
- E-Control. (2012a). *Der Strompreis - Preiszusammensetzung*. Abgerufen am 30. August 2012 von <http://www.e-control.at/de/konsumenten/strom/strompreis/preiszusammensetzung>
- E-Control. (2012a). *Der Strompreis - Preiszusammensetzung*. Abgerufen am 30. August 2012 von <http://www.e-control.at/de/konsumenten/strom/strompreis/preiszusammensetzung>
- E-Control. (2012b). *E-Control Betriebsstatistik 2011 - Jahreserzeugung nach Komponenten*. Abgerufen am 17. Juli 2012 von <http://www.e-control.at/de/statistik/strom/betriebsstatistik/betriebsstatistik2011>
- E-Control. (2012c). *E-Control Betriebsstatistik 2011 - Monatliche Bilanz*. Abgerufen am 17. Juli 2012 von <http://www.e-control.at/de/statistik/strom/betriebsstatistik/betriebsstatistik2011>
- E-Energy. (2009). *Studie Anreizsysteme (AS 1.03)*. Mannheim: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.
- E-Energy. (2011). *Untersuchung des technischen, energiewirtschaftlichen und regulatorischen Rahmens*. Mannheim: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie.
- EnergieDienst. (2012). *Energiedienst Netze GmbH*. Abgerufen am 31. August 2012 von <http://www.energiedienst-netze.de/cms/netznutzung/lastprofile-verlustenergie/lastprofile-temperaturtabelle.php>

- EnergieDienst. (2012). *Energiedienst Netze GmbH*. Abgerufen am 31. August 2012 von <http://www.energiesdienst-netze.de/cms/netznutzung/lastprofile-verlustenergie/lastprofile-temperaturtabelle.php>
- Europäisches Parlament und Europäischer Rat. (2009). *Richtlinie 2009/28/EG*.
- Grein, A., & Pehnt, M. (2011). Load management for refrigeration systems: Potentials and barriers. *Energy Policy*, 11.
- Groiß, C. (2008). *Power Demand Side Management - Potentiale und technische Realisierbarkeit im Haushalt*. Wien.
- Gruber, K. (2011). Herausforderungen für die Stromerzeugung durch das neue Ökostromgesetz in Österreich. *special Ökoenergie, Netz und Infrastruktur '11*.
- Hinrichs, C. (2008). *Untersuchung und Entwicklung von Verfahren zur Desynchronisation adaptiver Kühlgeräte*. Oldenburg: Universität Oldenburg.
- Hinrichs, C., Vogel, U., & Sonnenschein, M. (2009). *Modelling and Evaluation of Desynchronization Strategies for Controllable Cooling Devices*. Oldenburg: Dept. of Computing Science.
- Kamper, A. (2009). *Dezentrales Lastmanagement zum Ausgleich kurzfristiger Abweichungen im Stromnetz*. KIT Scientific Publishing.
- Karner, A., Koller, S.-C., Kettner, C., Kletzan-Slamanig, D., Köppl, A., Leopold, A., et al. (2010). *Nationaler Aktionsplan 2010 für erneuerbare Energie für Österreich (NREAP-AT)*. bmwfj.
- Klobasa, M. (2007). *Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten*. Zürich.
- Kremers, E., González de Durana, J., & Barambones, O. (2012). *Emergent synchronisation properties of a refrigerator demand side management system*. Vitoria: Elsevier ScienceDirect.
- Krost, G., Matics, J., & Dubielzig, G. (2007). *Adaptiver Energie- und Lastmanager für Gebäude mit Mikro-KWK-Anlagen*.
- Lebensministerium. (2009). *Erneuerbare Energie 2020 - Potenziale und Verwendung in Österreich*. Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft.

- Morovic, T., Pillar, R., & Möhring-Hüser, W. (1997). *Kostenorientierte Strompreisbildung - Entwicklung und Test eines lastabhängigen Echtzeit-Tarifs in Eckernförde*. Kiel.
- Nabe, C., Beyer, C., Brodersen, N., Schäffler, H., Heinemann, C., Tusch, T., et al. (2009). *Einführung von lastvariablen und zeitvariablen Tarifen*. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen.
- Nestle, D. (2007). *Energiemanagement in der Niederspannungsversorgung mittels dezentraler Entscheidung*.
- OeMAG. (13. Februar 2012). *Abwicklungsstelle für Ökostrom für Österreich*. Abgerufen am 17. Juli 2012 von <http://www.oem-ag.at/de/oekostrom/statistik/winderzeugung>
- Oesterreichs Energie. (18. Oktober 2011). *Oesterreichs Energie*. Abgerufen am 16. Juli 2012 von <http://oesterreichsenergie.at/ausbauziele-fuer-oekostromtechnologien-von-2010-bis-2020.html>
- Oesterreichs Energie. (18. Oktober 2011). *Oesterreichs Energie*. Abgerufen am 16. Juli 2012 von <http://oesterreichsenergie.at/ausbauziele-fuer-oekostromtechnologien-von-2010-bis-2020.html>
- Ringelstein, J. (2010). *Betrieb eines übergeordneten dezentral entscheidenden Energiemanagements im elektrischen Verteilnetz*. Universität Kassel.
- Ringelstein, J., Bendel, C., & Nestle, D. (2008). *Netz- und marktkonformes bidirektionales Energiemanagement für Lasten und dezentrale Erzeuger im Niederspannungsnetz*. Kassel: Institut für Solare Energieversorgungstechnik.
- Siemens AG. (2011). *AMIS Smart Grid Metering System*. Nürnberg: Smart Grid Division.
- Sonnenschein, M., & Lünsdorf, O. (2009). *Lastadaptation von Haushaltsgeräten durch Verbundsteuerung*. Oldenburg: OFFIS - Institut für Informatik.
- Stadler, M., Auer, H., & Haas, R. (2004). *Die Bedeutung von dynamischen Tarifmodellen und neuer Ansätze des Demand-Side-Managements als Ergänzung zu Hedging-Maßnahmen in deregulierten Elektrizitätsmärkten*. Center for Energy and Innovative Technologies.
- Stadler, M., Krause, W., Sonnenschein, M., & Vogel, U. (2008). *Modelling and evaluation of control schemes for enhancing load shift of electricity demand for cooling devices*. Oldenburg: Elsevier ScienceDirect.
- Statistik Austria. (2009). *Strom- und Gastagebuch 2008*. Wien: Statistik Austria.

- Statistik Austria. (2010). *Standard-Dokumentation Metainformationen zum Strom- und Gastagebuch 2008*.
- Suschek-Berger, J., & Mert, W. (2008). *Evaluation report - Consumer survey on smart appliances*.
- Wik-Consult, & Fraunhofer. (2006). *Potenziale der Informations- und Kommunikations-Technologien zur Optimierung der Energieversorgung und des Energieverbrauchs (eEnergy)*. Bad Honnef: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi).
- Zeilinger, F. X., & Einfalt, A. (2011). *Simulation der Auswirkung von Demand Side Management auf die Leistungsaufnahme von Haushalten*. Wien.

# Abbildungsverzeichnis

<b>Abbildung 1:</b> Aufteilung der Stromerzeugung Österreichs 2011 (vgl. E-Control 2012c)...	16
<b>Abbildung 2:</b> Monatsbilanz der Bruttostromerzeugung 2011 unterschiedlicher Kraftwerke (vgl. E-Control 2012c) .....	17
<b>Abbildung 3:</b> Leistungsbilanz 19. Jänner 2011 (Stunden-Mittelwerte) (vgl. E-Control 2012c).....	18
<b>Abbildung 4:</b> Leistungsbilanz 20. April 2011 (Stunden-Mittelwerte) (vgl. E-Control 2012c).....	18
<b>Abbildung 5:</b> Leistungsbilanz 21. Juli 2011 (Stunden-Mittelwerte) (vgl. E-Control 2012c) .....	19
<b>Abbildung 6:</b> Leistungsbilanz 19. Oktober 2011(Stunden-Mittelwerte) (vgl. E-Control 2012c).....	19
<b>Abbildung 7:</b> Einspeisung der Windkraftanlagen Österreichs 2011 (Tages-Mittelwerte) (vgl. OeMAG 2012) .....	20
<b>Abbildung 8:</b> Einspeisung der Windkraftanlagen Österreichs von 2008 bis 2011 (Monats-Mittelwerte) (vgl. OeMAG 2012) .....	21
<b>Abbildung 9:</b> Einspeisung der Windkraftanlagen Österreichs am jeweils Monatsersten 2011 (Viertelstunden-Mittelwerte) (vgl. OeMAG 2012) .....	22
<b>Abbildung 10:</b> Einspeisung der Photovoltaikanlagen des Amprion-Netzgebietes 2011 (Tages-Mittelwerte) (vgl. Amprion 2012).....	23
<b>Abbildung 11:</b> Einspeisung der Photovoltaikanlagen des Amprion-Netzgebietes 2011 (Monats-Mittelwerte) (vgl. Amprion 2012).....	24
<b>Abbildung 12:</b> Einspeisung der Photovoltaikanlagen des Amprion-Netzgebietes am Durchschnittstag jedes Monats 2011 (Viertelstunden-Mittelwerte) (vgl. Amprion 2012) ....	25
<b>Abbildung 13:</b> Ziele für Anteil erneuerbarer Energien (vgl. Karner et al. 2010, S. 2) .....	27
<b>Abbildung 14:</b> Jährlich installierte Leistung von Photovoltaikanlagen in Österreich (vgl. Biermayr et al. 2011, S. 14).....	30
<b>Abbildung 15:</b> Kumulierte Leistung der jährlich installierten Photovoltaikanlagen in Österreich (vgl. Biermayr et al. 2011, S. 14).....	30

<b>Abbildung 16:</b> Gegenüberstellung der Potenzialabschätzungen für 2020 (eigene Darstellung) .....	31
<b>Abbildung 17:</b> Verbrauch eines durchschnittlichen Kühlgerätes eines österreichischen Haushaltes (eigene Darstellung) .....	35
<b>Abbildung 18:</b> Verbrauch eines durchschnittlichen Gefriergerätes eines österreichischen Haushaltes (eigene Darstellung) .....	35
<b>Abbildung 19:</b> Verbrauch eines durchschnittlichen E-Herdes eines österreichischen Haushaltes (eigene Darstellung) .....	36
<b>Abbildung 20:</b> Verbrauch eines durchschnittlichen Backofens eines österreichischen Haushaltes (eigene Darstellung) .....	37
<b>Abbildung 21:</b> Verbrauch einer durchschnittlichen Waschmaschine eines österreichischen Haushaltes (eigene Darstellung) .....	38
<b>Abbildung 22:</b> Verbrauch eines durchschnittlichen Wäschetrockners eines österreichischen Haushaltes (eigene Darstellung) .....	38
<b>Abbildung 23:</b> Verbrauch einer durchschnittlichen Geschirrspülmaschine eines österreichischen Haushaltes (eigene Darstellung) .....	39
<b>Abbildung 24:</b> Verbrauch einer durchschnittlichen elektrischen Warmwasserbereitung eines österreichischen Haushaltes (eigene Darstellung) .....	40
<b>Abbildung 25:</b> Verbrauch einer durchschnittlichen elektrischen Heizung (inkl. Hilfsenergie) eines österreichischen Haushaltes (eigene Darstellung) .....	40
<b>Abbildung 26:</b> Bereitschaft zur Lastverschiebung einer Geschirrspülmaschine (Österreich) (vgl. Suschek-Berger & Mert 2008, S. 62) .....	47
<b>Abbildung 27:</b> Bereitschaft zur Lastverschiebung einer Waschmaschine (Österreich) (vgl. Suschek-Berger & Mert 2008, S. 63) .....	47
<b>Abbildung 28:</b> Bereitschaft zur Lastverschiebung eines Wäschetrockners (Österreich) (vgl. Suschek-Berger & Mert 2008, S. 63) .....	48
<b>Abbildung 29:</b> Bereitschaft zur Lastverschiebung einer Klimaanlage (Österreich) (vgl. Suschek-Berger & Mert 2008, S. 63) .....	48
<b>Abbildung 30:</b> Bereitschaft zur Lastverschiebung einer Geschirrspülmaschine (alle fünf Länder) (vgl. Suschek-Berger & Mert 2008, S. 96) .....	49

<b>Abbildung 31:</b> Bereitschaft zur Lastverschiebung einer Waschmaschine (alle fünf Länder) (vgl. Suschek-Berger & Mert 2008, S. 97) .....	50
<b>Abbildung 32:</b> Bereitschaft zur Lastverschiebung eines Wäschetrockners (alle fünf Länder) (vgl. Suschek-Berger & Mert 2008, S. 97) .....	50
<b>Abbildung 33:</b> Bereitschaft zur Lastverschiebung einer Klimaanlage (alle fünf Länder) (vgl. Suschek-Berger & Mert 2008, S. 97) .....	51
<b>Abbildung 34:</b> Verteilung der Anzahl der Waschgänge (typische Einsatzzeiten) an einem Durchschnittstag (eigene Darstellung) .....	54
<b>Abbildung 35:</b> Verteilung der Anzahl der Trockengänge (typische Einsatzzeiten) an einem Durchschnittstag (eigene Darstellung) .....	55
<b>Abbildung 36:</b> Verteilung der Anzahl der Geschirrspülgänge (typische Einsatzzeiten) an einem Durchschnittstag (eigene Darstellung).....	56
<b>Abbildung 37:</b> Beispiel einer typischen Lastverschiebung zur Reduktion der Maximallast (eigene Darstellung).....	57
<b>Abbildung 38:</b> Zusammensetzung des Strompreises für Haushaltskunden (vgl. E-Control 2012a).....	64
<b>Abbildung 39:</b> Standardlastprofil H0 eines Werktages (vgl. EnergieDienst 2012) .....	70
<b>Abbildung 40:</b> durchschnittlicher Börsenpreis ausgewählter Tage des Jahres 2012 (eigene Darstellung) .....	72
<b>Abbildung 41:</b> durchschnittlicher Börsenpreis unter Berücksichtigung des erhöhten Ausbaus von DEA (eigene Darstellung).....	72
<b>Abbildung 42:</b> RTP-Tarifmodell auf Stundenbasis (eigene Darstellung).....	73
<b>Abbildung 43:</b> TOU-Tarifmodell auf Stundenbasis (eigene Darstellung).....	73
<b>Abbildung 44:</b> Leistung und Temperaturverlauf bei typischem Schaltzyklus von Kühl- und Gefriergeräten (eigene Darstellung) .....	74
<b>Abbildung 45:</b> Blockschema des Modellentwurfs (eigene Darstellung).....	80
<b>Abbildung 46:</b> Durchschnittslastgänge (Grau) und zentrierte gleitende Mittelwerte (Rot) der Sommermessungen (RTP-Tarifmodell) (eigene Darstellung).....	93
<b>Abbildung 47:</b> Durchschnittslastgänge (Grau) und zentrierte gleitende Mittelwerte (Rot) der Sommermessungen (TOU-Tarifmodell) (eigene Darstellung) .....	94

<b>Abbildung 48:</b> Durchschnittslastgänge (Grau) und zentrierte gleitende Mittelwerte (Rot) der Wintermessungen (RTP-Tarifmodell) (eigene Darstellung).....	95
<b>Abbildung 49:</b> Durchschnittslastgänge (Grau) und zentrierte gleitende Mittelwerte (Rot) der Wintermessungen (TOU-Tarifmodell) (eigene Darstellung).....	96
<b>Abbildung 50:</b> Durchschnittslastgänge (Grau) und untere (Blau) und obere (Grün) Konfidenzintervalls-Grenzen (RTP-Tarifmodell) (eigene Darstellung) .....	97

## Tabellenverzeichnis

<b>Tabelle 1:</b> Gegenüberstellung der Ökostromanlagen 2010 mit den Ausbauzielen für 2020 gemäß ÖSG 2012 (vgl. Gruber 2011, S. 4).....	28
<b>Tabelle 2:</b> Gegenüberstellung der Ausbauziele des ÖSG 2012 mit den Potenzialberechnungen von Oesterreichs Energie (vgl. Oesterreichs Energie 2011) .....	29
<b>Tabelle 3:</b> Durchschnittlicher Stromverbrauch der Verbrauchskategorien (Statistik Austria 2009, S. 37) .....	33
<b>Tabelle 4:</b> Geräteausstattung der Haushalte (vgl. Statistik Austria 2009, S. 21-29).....	41
<b>Tabelle 5:</b> Lastmanagement-Faktor unterschiedlicher Anwendungen im Haushalt (vgl. Klobasa 2007, S. 84) .....	43
<b>Tabelle 6:</b> Verlagerbare Energiemengen für typische Haushaltsanwendungen je Haushalt und Monat (vgl. Klobasa 2007, S. 81).....	43
<b>Tabelle 7:</b> maximale Verschiebbarkeit in Stunden aus unterschiedlichen Quellen (vgl. Wik-Consult & Fraunhofer 2006, S. 94; Klobasa 2007, S. 84; Brauner, Pöpl & Tiefgraber 2006, S. 30).....	53
<b>Tabelle 8:</b> Spitzenlastreduktion durch dynamische Tarifmodelle in internationalen Tarifversuchen (vgl. Klobasa 2007, S. 101) .....	68
<b>Tabelle 9:</b> Zeitdauer für bestimmte Lastreduktion in Abhängigkeit vom Spread – Direct Storage Control (vgl. Stadler et al. 2008, S. 5) .....	77
<b>Tabelle 10:</b> Zeitdauer für bestimmte Lastreduktion in Abhängigkeit der Lead Time – Timed Load Reduction (vgl. Stadler et al. 2008, S. 6) .....	77
<b>Tabelle 11:</b> Lastreduktions- und -erhöhungspotenziale von Kühl- und Gefriergeräten .....	88
<b>Tabelle 12:</b> Geräteanzahl hochgerechnet auf ganz Österreich (eigene Darstellung).....	91
<b>Tabelle 13:</b> Mittlere Verlagerungs-Zeitdauern in Minuten in Abhängigkeit vom verwendeten Tarifmodell (eigene Darstellung) .....	99
<b>Tabelle 14:</b> Quantile der studentschen t-Verteilung in Abhängigkeit vom Freiheitsgrad n (vgl. Andreß 2003) .....	114

# Anhang

n	1- $\alpha$									
	0,65	0,7	0,75	0,8	0,85	0,9	0,95	0,975	0,99	0,995
1	0,510	0,727	1,000	1,376	1,963	3,078	6,314	12,706	31,821	63,656
2	0,445	0,617	0,816	1,061	1,386	1,886	2,920	4,303	6,965	9,925
3	0,424	0,584	0,765	0,978	1,250	1,638	2,353	3,182	4,541	5,841
4	0,414	0,569	0,741	0,941	1,190	1,533	2,132	2,776	3,747	4,604
5	0,408	0,559	0,727	0,920	1,156	1,476	2,015	2,571	3,365	4,032
6	0,404	0,553	0,718	0,906	1,134	1,440	1,943	2,447	3,143	3,707
7	0,402	0,549	0,711	0,896	1,119	1,415	1,895	2,365	2,998	3,499
8	0,399	0,546	0,706	0,889	1,108	1,397	1,860	2,306	2,896	3,355
9	0,398	0,543	0,703	0,883	1,100	1,383	1,833	2,262	2,821	3,250
10	0,397	0,542	0,700	0,879	1,093	1,372	1,812	2,228	2,764	3,169
11	0,396	0,540	0,697	0,876	1,088	1,363	1,796	2,201	2,718	3,106
12	0,395	0,539	0,695	0,873	1,083	1,356	1,782	2,179	2,681	3,055
13	0,394	0,538	0,694	0,870	1,079	1,350	1,771	2,160	2,650	3,012
14	0,393	0,537	0,692	0,868	1,076	1,345	1,761	2,145	2,624	2,977
15	0,393	0,536	0,691	0,866	1,074	1,341	1,753	2,131	2,602	2,947
16	0,392	0,535	0,690	0,865	1,071	1,337	1,746	2,120	2,583	2,921
17	0,392	0,534	0,689	0,863	1,069	1,333	1,740	2,110	2,567	2,898
18	0,392	0,534	0,688	0,862	1,067	1,330	1,734	2,101	2,552	2,878
19	0,391	0,533	0,688	0,861	1,066	1,328	1,729	2,093	2,539	2,861
20	0,391	0,533	0,687	0,860	1,064	1,325	1,725	2,086	2,528	2,845
21	0,391	0,532	0,686	0,859	1,063	1,323	1,721	2,080	2,518	2,831
22	0,390	0,532	0,686	0,858	1,061	1,321	1,717	2,074	2,508	2,819
23	0,390	0,532	0,685	0,858	1,060	1,319	1,714	2,069	2,500	2,807
24	0,390	0,531	0,685	0,857	1,059	1,318	1,711	2,064	2,492	2,797
25	0,390	0,531	0,684	0,856	1,058	1,316	1,708	2,060	2,485	2,787
30	0,389	0,530	0,683	0,854	1,055	1,310	1,697	2,042	2,457	2,750
40	0,388	0,529	0,681	0,851	1,050	1,303	1,684	2,021	2,423	2,704
50	0,388	0,528	0,679	0,849	1,047	1,299	1,676	2,009	2,403	2,678
60	0,387	0,527	0,679	0,848	1,045	1,296	1,671	2,000	2,390	2,660
70	0,387	0,527	0,678	0,847	1,044	1,294	1,667	1,994	2,381	2,648
80	0,387	0,526	0,678	0,846	1,043	1,292	1,664	1,990	2,374	2,639
90	0,387	0,526	0,677	0,846	1,042	1,291	1,662	1,987	2,368	2,632
100	0,386	0,526	0,677	0,845	1,042	1,290	1,660	1,984	2,364	2,626
150	0,386	0,526	0,676	0,844	1,040	1,287	1,655	1,976	2,351	2,609
200	0,386	0,525	0,676	0,843	1,039	1,286	1,653	1,972	2,345	2,601
500	0,386	0,525	0,675	0,842	1,038	1,283	1,648	1,965	2,334	2,586
1000	0,385	0,525	0,675	0,842	1,037	1,282	1,646	1,962	2,330	2,581

**Tabelle 14:** Quantile der studentschen t-Verteilung in Abhängigkeit vom Freiheitsgrad n  
(vgl. Andreß 2003)