



TECHNISCHE
UNIVERSITÄT
WIEN

Vienna University of Technology

Diplomarbeit

Finanzielle Erträge am Intradaymarkt durch Lastverschiebung am Beispiel von Wärmepumpen

Ausgeführt zum Zwecke der Erlangung des akademischen Grades eines

Diplom-Ingenieurs (Dipl.-Ing.)

unter der Leitung von

Priv.-Doz. Dipl.-Ing. Dr. techn. Hans Auer

eingereicht an der

Technischen Universität Wien

Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe – Energy Economics Group

eingereicht von

David Böhm, BSc.

Matrikelnummer 0656973

Wien, 25. November 2013

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	8
1.1	Motivation	8
1.2	Ausgangssituation	8
1.3	Ziel der Arbeit	9
1.4	Aufbau der Arbeit	10
2	Grundlagen und Hintergrundinformationen	11
2.1	Wärmepumpen	12
2.1.1	Funktion und Wirkungsweise	12
2.1.2	Arten von Wärmepumpen - Wärmequelle	13
2.1.3	Dimensionierung von Wärmepumpen	16
2.1.4	Wärmepumpen in Österreich	17
2.2	Stromhandel	20
2.2.1	Geschichte	20
2.2.2	Handelsplätze	20
2.2.3	Gehandelte Produkte	21
2.3	Elektronische Stromzähler	23
2.3.1	Aufbau und Funktionsweise	23
2.3.2	Gesetzliche Rahmenbedingungen	24
2.3.3	Zähler im Netz der Energie AG	25
3	Methoden und Daten	27
3.1	Methoden	27
3.1.1	Ökonometrische Nachfragemodelle	27
3.1.2	Verwendete Software	28
3.1.3	Bewertung der finanziellen Erträge	30
3.1.4	Heizgradtage und Heizgradtagbereinigung	31
3.2	Daten	32
3.2.1	Temperaturdaten Großraum Steyr	32
3.2.2	Verbrauchsdaten Wärmepumpen	35

4	Modellierung	37
4.1	Lastmodell für Wärmepumpen	37
4.1.1	Tagesmodell	38
4.1.2	Stundenmodell	42
4.1.3	Viertelstundenmodell	44
4.2	Eliminierung der Versorgungsunterbrechung	50
4.2.1	Modellierung des Unterbrechungszeitfensters	50
4.2.2	Modellierung des Nachladezeitraumes	51
4.2.3	Ermittlung der Verlagerungskoeffizienten	53
4.3	Modelle zur Lastverschiebung	57
4.3.1	Konstante Energienachladung	59
4.3.2	Gestaffelte Energienachladung	59
4.3.3	Schnellnachladung	61
4.4	Finanzielle Erträge am Intradaymarkt	62
4.4.1	Stundenmarkt	63
4.4.2	Viertelstundenmarkt	69
5	Interpretation der Ergebnisse	75
5.1	Modelle zur Lastverschiebung	75
5.2	Erträge der verschiedenen Modelle	77
5.2.1	Erträge am Stundenmarkt	78
5.2.2	Erträge am Viertelstundenmarkt	78
5.2.3	Vergleich mit Ergebnissen ähnlicher Untersuchungen	79
5.2.4	Temperaturabhängigkeit der Erträge	80
5.3	Verschobene Energiemengen	84
6	Schlussfolgerungen und Ausblick	86
6.1	Technische Aspekte	86
6.2	Wirtschaftliche Aspekte	88
6.3	Weiterführende Untersuchungen	89
A	Grundlagen und Hintergrundinformationen	90
A.1	Wärmepumpen	90
A.1.1	Kältemittel für Wärmepumpen	90
A.2	Stromhandel	91
A.2.1	Gebühren und Transaktionsentgelte beim Stromhandel	91
B	Daten und Methoden	92
B.1	Daten	92
B.1.1	Feiertage von 2009 bis 2012	92

B.1.2	Heizgradtage in Steyr	93
C	Modellierung	94
C.1	Standardlastprofile	94
C.2	Faktoren Nachladekurven	96
C.2.1	Konstante Energienachladung	96
C.2.2	Gestaffelte Energienachladung	99

Danksagung

An dieser Stelle möchte ich mich bei meinem Betreuer seitens der Technischen Universität Wien, Dr. Hans Auer, für die Betreuung und Unterstützung dieser Arbeit bedanken. Ebenso viel Dank gebührt aber auch Dr. Erwin Mair, Geschäftsführer der Energie AG Oberösterreich Trading GmbH und Initiator dieser Diplomarbeit, sowie allen Kollegen der Trading, allen voran Dipl.-Ing. Norbert Volgger und Ing. Robert Ferihumer, welche in vielen Gesprächen und Diskussionen wertvolles Wissen beisteuern konnten.

Weiters möchte ich mich noch bei meinen Eltern und meiner Familie für die jahrelange Unterstützung beim Studium bedanken. Das höchste Maß an Dankbarkeit gebührt aber meiner Freundin Kathi, welche mich immer und jederzeit, auch während der weniger glanzvollen Zeiten meines Studiums, unterstützt und motiviert hat.

Kurzfassung

Diese Diplomarbeit beschäftigt sich mit der Optimierung der finanziellen Erträge am Intradaymarkt durch Lastverschiebung bei Wärmepumpen und wurde in Zusammenarbeit mit der Energie AG Oberösterreich Trading GmbH durchgeführt. Die Arbeit soll unter anderem eine Aussage darüber liefern, ob und in welcher Weise vom Unternehmen elektronische Stromzähler mit Steuereinheiten für die Lastverschiebung eingesetzt werden können.

Als Grundlage für die Berechnungen dienen Lastmessdaten von Wärmepumpen. Anhand dieser wird ein Modell erstellt, welches aufgrund von Wetter- und Klimadaten eine möglichst exakte Annäherung an den tatsächlichen Lastverlauf liefert. Herzstück der Modellierungen ist jener Algorithmus, welcher den Lastverlauf von verschiedenen Sperrzeiten der Wärmepumpen simuliert. Die ermittelten Lastverläufe werden mit Preisen des Intradaymarktes der EPEX SPOT SE verknüpft und die dadurch erzielbaren Erträge von verschiedenen Sperrzeiten verglichen.

Abstract

This diploma thesis deals with the optimization of the financial returns on the intraday electricity market by load shifting of heat pumps and was conducted in cooperation with Energie AG Oberösterreich Trading GmbH. The work is intended to provide, inter alia, a statement as to whether and in what way smart meters with control units can be used by the company for load shifting.

The basis for the calculations are load measurement data of heat pumps. Based on this, a model is created that provides the most accurate approximation of the actual load flow by taking into account weather and climate data. The heart of the modeling is that algorithm which simulates the load profile of different blocking periods of the heat pumps. The calculated load curves are linked to the intraday electricity market prices of the EPEX SPOT SE and they are compared by the recoverable returns of the different blocking times.

1 Einleitung

1.1 Motivation

In den letzten Jahren ist ein enormer Anstieg an Wärmepumpen zur Bereitstellung von Raumwärme zu verzeichnen. Diese Technologie gilt allgemein als sehr effiziente Methode zum Heizen von Gebäuden. Wärmepumpen (und auch andere Heizungssysteme) sind immer mit einem Wärmespeicher verbunden. Als Speicher dient das Gebäude bzw. der Fußboden, es werden aber auch zusätzliche Pufferspeicher verwendet. Dadurch ist es nicht notwendig, dass die Wärmepumpen permanent in Betrieb sein müssen.

In Österreich bieten viele Energieversorgungsunternehmen (EVU) einen speziellen, billigeren Stromtarif für Wärmepumpen an, der im Gegenzug dazu eine Versorgungsunterbrechung erlaubt, Unterbrechungszeitpunkt und -zeitraum variieren dabei zwischen den einzelnen EVU. Der Grund für die Einführung der Versorgungsunterbrechung war die Entschärfung von Verbrauchsspitzen, speziell jene um die Mittagszeit. Das Ziel bzw. der Nutzen Versorgungsunterbrechung (es wird auch von „Sperrzeiten“ gesprochen) ist eine Art der Lastverschiebung mit einem primär technischen Nutzen.

Es können Lastverschiebungen aber auch einen primär wirtschaftlichen Nutzen haben. Durch die Preisschwankungen für elektrische Energie über einen Tag oder Bruchteil eines Tages ist es möglich, daraus finanzielle Erträge zu generieren. Es stellt sich nun die Frage, welcher Zusammenhang zwischen Versorgungsunterbrechungen in Bezug auf Zeitpunkt und Dauer und den daraus resultierenden finanziellen Erträgen besteht.

1.2 Ausgangssituation

Die Energie AG Oberösterreich GmbH weist in ihrem Netzgebiet im Vergleich zu den übrigen EVU in Österreich einen vergleichsweise hohen Anteil an Wärmepumpenheizungen auf. Durch gezielte Information der Kunden sowie finanzielle Anreize bei der Anschaffung wurde diese Technologie seit den 1980er Jahren maßgeblich gefördert. Anfänglich

wurden Wärmepumpen hauptsächlich zur Aufbereitung von Brauchwasser verwendet. Seit einigen Jahren geht der Trend eindeutig in Richtung Bereitstellung von Raumwärme [Biermayr et al, 2012].

Auch bei der Installation von elektronischen Stromzählern, sogenannten „Smart Meters“ oder „intelligenten Stromzählern“, ist die Energie AG Vorreiter. In einigen Ballungszentren wurden bereits mehrere 1000 dieser Stromzähler installiert und absolvierten erfolgreiche Testläufe. Diese neue Generation von Stromzählern erlaubt nicht nur eine exakte Analyse des Stromverbrauchs im Haushalt, es können vom EVU auch in jedem Haushalt verschiedene Verbraucher individuell gesteuert werden.

Einige österreichische Landes-EVU bieten vergünstigte Stromtarife für Wärmepumpen an, welche im Gegenzug eine Unterbrechung der Stromlieferung erlauben. Dies soll der Entschärfung von Lastspitzen dienen. Im Netzgebiet der Energie AG geschieht diese Unterbrechung täglich von 11:00 bis 12:00. Die Ansteuerung der Wärmepumpen erfolgt per Rundsteuersignal. Dabei ist es ausschließlich möglich, alle Wärmepumpen im gesamten Netz bzw. einzelne Netzgruppen anzusprechen.

Die derzeitigen Preise an den Strombörsen schwanken über den Tag verteilt sehr stark. Es treten jeweils am Vormittag und am Abend eines jeden Tages ausgeprägte Preisspitzen auf. Diese Preisspitzen decken sich mit den Spitzen im Gesamtstromverbrauch. Beim Stromverbrauch von Wärmepumpen sieht die Verbrauchskurve anders aus. Am frühen Abend steigt der Verbrauch, es wird für die folgenden Abendstunden geheizt. Der höchste Bedarf tritt während der Nachtstunden auf, wenn die Heizung für den Folgetag den Puffer lädt. Tagsüber sinkt der Verbrauch. Ein Minimum tritt meist nach Mittag auf.

1.3 Ziel der Arbeit

Das Ziel dieser Arbeit ist es nun aufgrund eines Modells, welches den Energiebedarf der Wärmepumpen und verschiedene Szenarien von Versorgungsunterbrechungen simuliert, eine finanzielle Bewertung dieser Szenarien mit realen Preisdaten der Strombörse EPEX SPOT SE zu ermöglichen. Es soll sich zeigen, wie die resultierenden Erträge von Zeitpunkt und Dauer einer Unterbrechung abhängen und welche Zeiträume für eine Lastverschiebung aus finanzieller Sicht besonders gut geeignet sind.

Bei den Lastverschiebungen selbst wird das Speichervermögen der Gebäude selbst ausgenutzt. Der Fußboden, Pufferspeicher im Heizkreislauf usw. dienen hier als Wärmespeicher, um die Versorgungsunterbrechung derart zu überbrücken, damit die Erfüllung des Bedürfnisses nach Raumwärme lückenlos möglich ist.

Für die finanzielle Bewertung sollen vorrangig Preisdaten des Intradaymarktes herangezogen werden. Fehlprognosen und eine Abnahmegarantie bei der Einspeisung von erneuerbaren Energieträgern, Schwankungen im Preis durch Verbrauchsänderungen über den Tag und andere Ursachen resultieren in oft sehr kurzfristigen Preisschwankungen. Durch schnelles Reagieren auf diese Schwankungen sollen somit die Erträge durch Lastverschiebungen optimiert werden.

1.4 Aufbau der Arbeit

Im Kapitel 2 wird zunächst auf einige technische und wirtschaftliche Aspekte genauer eingegangen. Es werden die Funktionsweise von Wärmepumpen und elektronischen Stromzählern dargestellt sowie die Abläufe im Stromhandel kurz umrissen.

Kapitel 3 beschäftigt sich dann mit den Methoden und verwendeten Daten. Es werden die Arten von ökonomischen Nachfragemodellen erörtert und die Auswirkungen von verschiedenen Parametern beschrieben. Außerdem werden die verwendeten Daten, auf denen die Modellierungen basieren, näher betrachtet.

Das vierte Kapitel beschäftigt sich mit der genauen Vorgehensweise bei der Modellierung. In Einzelschritten wird zunächst die Lastmodellierung der Wärmepumpen dargestellt. Der darauf folgende Abschnitt beschreibt die Modellierung der Lastverschiebung. Zuletzt wird noch die Integration der Preisdaten erörtert und die Ergebnisse verschiedener Unterbrechungsszenarien verglichen.

In den beiden Kapiteln 5 und 6 werden die Ergebnisse interpretiert sowie ein Ausblick auf mögliche weitere Untersuchungen zu diesem Themenbereich gestellt.

2 Grundlagen und Hintergrundinformationen

Die Umstellung in Haushalten auf elektronische Stromzähler erwarten sich Experten erwarten eine Verringerung des Stromverbrauchs, eine Energieeffizienzsteigerung sowie ein gewisses Maß an eingesparter Energie. Durch das permanente Bereitstellen von Information über den aktuellen Stromverbrauch und die dadurch entstehenden Kosten soll das Bewusstsein der Bevölkerung für den Umgang mit elektrischer Energie (und auch anderen Ressourcen) gestärkt werden.

Die Versorgung mit elektrischer Energie ist mittlerweile zu einer Selbstverständlichkeit geworden, es kommt durch ein sehr hohes Niveau bei der Versorgungssicherheit zu so gut wie keinen Ausfällen in der Stromversorgung. Aber die Energieversorgungsnetze sind zu Spitzenzeiten stark belastet. Gezielte Lastverschiebungen und andere Hilfsmittel sollen dabei helfen, die Lastspitzen zu entschärfen und die Kosten für den Ausbau der Netze zu reduzieren. Speziell Betriebsmittel zur Bereitstellung von Raumwärme wie eben Wärmepumpen, aber auch Nachtspeicherheizungen usw. besitzen durch die Möglichkeit der Wärmespeicherung ein relativ großes Potenzial zur Lastverschiebung.

Die Ansteuerung der Wärmepumpen erfolgt derzeit über ein Rundsteuersignal (ein höherfrequentes Steuersignal, welches der Netzspannung überlagert wird). Erforderlich für diese Unterbrechung der Versorgung ist derzeit ein eigener Zähler für die Wärmepumpe. Dafür erhält der Kunde aber auch einen vergünstigten Stromtarif (tageszeitabhängiger Strompreis). Durch die Umstellung auf elektronische Zähler entfällt die Notwendigkeit eines zusätzlichen Zählers für eine Wärmepumpe, es ist lediglich die Installation eines Lastschaltgerätes notwendig.

Im Großhandel an den Strombörsen und auch beim OTC-Handel (**O**ver **t**he **c**ounter) variieren die Preise über den Tag verteilt sehr stark (speziell die Preise für kurzfristige Produkte). Dabei ist eine eindeutige Korrelation mit dem aktuellen Gesamtbedarf an elektrischer Energie zu erkennen.

Diese Arbeit beschäftigt sich mit einer finanziellen Optimierung der Versorgungsunterbre-

chung von Wärmepumpen. Oberstes Gebot dabei ist aber immer das Kundenbedürfnis, es soll zu keinem Komfortverlust durch Unterbrechungen bei der Versorgung mit den Ressourcen Raumwärme oder Warmwasser kommen. Das ist allerdings nur möglich, wenn man die Wärmespeicherfähigkeit von Gebäuden und Pufferspeichern möglichst optimal ausnutzt.

Das ist der Punkt, bei dem die elektronischen Zähler ins Spiel kommen. Da jeder Zähler eine eigene „Adresse“ besitzt, ist es möglich, auch jeden Zähler direkt anzusprechen. Aufgrund der Bausubstanz, der Gebäudeisolation, der Bewohnerstruktur, etc. ergeben sich für jeden Haushalt verschiedene akzeptable Sperrzeiten, welche eine Erfüllung seiner Bedürfnisse nach Raumwärme und Warmwasser ermöglichen. Die Einführung der Stromzähler ermöglichen den EVU, den Kunden mehrere verschiedene Sperrzeitmodelle anzubieten. Dieser kann selbst entscheiden, welches für ihn bzw. seinen Haushalt die Bedürfnisse optimal erfüllt.

Im folgenden Kapitel werden nun einige technische und wirtschaftliche Aspekte von Wärmepumpen, dem Stromhandel und den elektronischen Stromzählern kurz erläutert. Für ausführlichere Informationen sei auf den Anhang bzw. die Literatur verwiesen.

2.1 Wärmepumpen

2.1.1 Funktion und Wirkungsweise

Wärmepumpen sind technische Betriebsmittel zur Bereitstellung von Wärme. Dabei wird Wärme einem thermischen Speicher niedriger Temperatur entzogen und an einen anderen Speicher höherer Temperatur abgegeben. Der dabei ablaufende Prozess stellt im Wesentlichen die Umkehrung des Dampfturbinenprozesses dar.

Bei der Wärmepumpe wird dem Arbeitsmedium Wärme zugeführt, dessen Temperatur steigt und es verdampft dadurch. Ein Kompressor führt Verdichtungsarbeit zu, dabei erwärmt sich das Arbeitsmedium noch mehr. Die Wärme wird dann über einen Wärmetauscher an den Heizkreislauf abgegeben. Dabei sinkt die Temperatur des Arbeitsmediums und im Kondensator wird es wieder verflüssigt, um den Kreisprozess erneut durchlaufen zu können. Auf eine detaillierte thermodynamische Betrachtung wird verzichtet, es wird hier auf die Fachliteratur verwiesen, z.B.: [Baehr, Kabelac, 2009]. Abbildung 2.1 zeigt eine Prinzipdarstellung des durchlaufenden Kreisprozesses.

Als Arbeitsmedium (auch „Kältemittel“ genannt) werden Stoffe verwendet, deren Siedepunkt bei niedrigen Drücken unterhalb der niedrigsten Temperatur im Kreisprozess

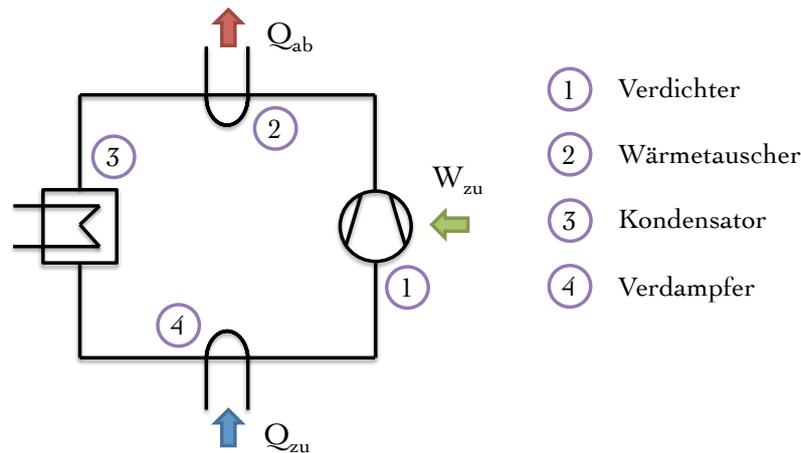


Abbildung 2.1: Prinzipdarstellung des Wärmepumpenkreisprozesses

der Wärmepumpe liegt. Die Kältemittel lassen sich dabei in folgende Gruppen einteilen [Baumann et al, 2007]:

- **Flourkohlenwasserstoffe:** Bei Fluorkohlenwasserstoffen handelt es sich um Verbindungen von Fluor (F), Kohlenstoff(C) und Wasserstoff(H). Als meistverwendetes Kältemittel dieser Gruppe gilt *R134a* mit der chemischen Zusammensetzung $C_2H_2F_4$.
- **Kohlenwasserstoffe:** Die gebräuchlichsten Kältemitteln dieser Gruppe sind *R290* (Propan, C_3H_8) sowie *R1270* (Propen, C_3H_6). Der Nachteil dieser Mittel ist ihre Brennbarkeit. Deswegen unterliegen Anlagen, in denen diese Stoffe eingesetzt werden, sehr strengen Sicherheitsauflagen.
- **Anorganische Kältemittel:** Zu dieser Gruppe zählen *R717* (Ammoniak, NH_3) und *R744* (Kohlendioxid, CO_2). Ammoniak weist sehr gute thermodynamische Eigenschaften auf, ist aber hochgiftig, brennbar und somit ein Risikostoff für die Umwelt. Kohlendioxid hingegen ist aus ökologischer und sicherheitstechnischer Sicht ein nahezu ideales Kältemittel. Es ist nicht brennbar, billig herzustellen und für die Umwelt weniger belastend.

Im Anhang A.1 befindet sich eine detaillierte Übersichtstabelle mit einigen gängigen Kältemitteln und ihren Eigenschaften.

2.1.2 Arten von Wärmepumpen - Wärmequelle

Wärmepumpen können nach der Art der Wärmequelle in vier Gruppen unterteilt werden [Baumann et al, 2007]:

- Wärmequelle Erdreich
- Wärmequelle Außenluft
- Wärmequelle Grundwasser
- künstliche Wärmequellen

Bei der Wärmequelle Erdreich werden Kollektoren im Erdreich vergraben. Dabei gibt es mehrere Möglichkeiten, die Kollektoren im Erdreich anzuordnen. Prinzipiell wird zwischen Tiefenkollektoren und Flächenkollektoren unterschieden. Für Tiefenkollektoren sind Bohrungen ins Erdreich von 20 bis über 100 Meter notwendig. Dabei werden mehrere Sonden parallel geführt. Die gesamte entnehmbare Wärmeleistung ergibt sich aus gesamter Sondenlänge mal der spezifischen Entnahmeleistung (ca. 50 bis 60 W/m).

Bei Flächenkollektoren werden, wie der Name schon sagt, Rohre waagrecht und mit größerer flächenmäßiger Ausdehnung ins Erdreich gelegt. Ab etwa 1,4 m Tiefe ist die Temperatur im Erdreich ausreichend konstant, sodass während des ganzen Jahres ausreichend Wärme zur Verfügung steht. Wie beim Tiefenkollektor ergibt sich die gesamte entnehmbare Leistung aus der Gesamtlänge mal der spezifischen Entnahmeleistung (ca. 25 - 55 W/m Rohrlänge).

Abbildung 2.2 zeigt die Prinzipanordnung von Tiefen- und Flächenkollektoren. Neben diesen beiden Bauformen gibt es auch noch andere. Für diese sei allerdings auf die Fachliteratur verwiesen, z.B.: [Baumann et al, 2007].

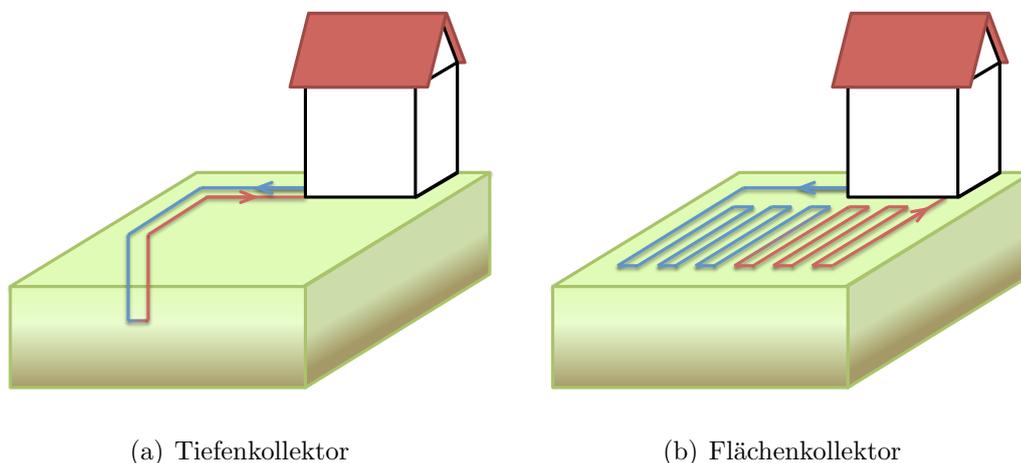


Abbildung 2.2: Kollektorarten für Erdreich

Bei Außenluft als Wärmequelle gibt es drei Arten des Systemaufbaus. Bei der ersten Art wird die komplette Wärmepumpe im Freien aufgestellt. Die gewonnene Wärme wird über Rohre ins Gebäude geleitet. Im Gegenteil dazu ist es auch möglich, die Wärmepumpe im Gebäudeinneren zu installieren. Dann muss die Luft, der die Wärme entzogen wird, zur Pumpe geleitet werden. Die dritte Art ist eine sogenannte Split-Ausführung. Da-

bei wird der Verdampfer getrennt von der Wärmepumpe aufgestellt (Verdampfer meist im Freien, Wärmepumpe im Gebäude). Abbildung 2.3 zeigt eine Prinzipianordnung der Luftwärmepumpe.

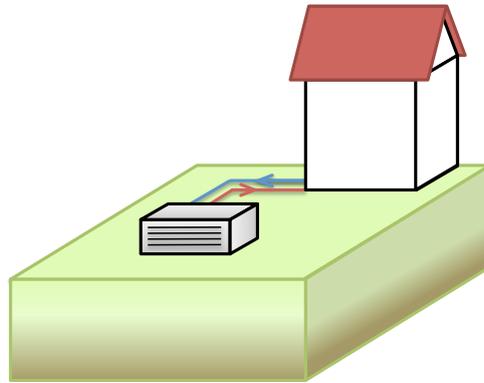


Abbildung 2.3: Prinzipdarstellung Luftwärmepumpe

Für die Verwendung einer Grundwasserwärmepumpe ist das Vorhandensein von Grundwasser eine Voraussetzung. Hierbei gelten jedoch sehr strenge Regeln bezüglich der Grundwasserentnahme und -verunreinigung, sodass diese Methode bei Neuanlagen nur selten zum Einsatz kommt. Bei der Installation ist auf die Flussrichtung des Grundwassers zu achten, damit es zu keinem thermischen Kurzschluss kommt (siehe Abbildung 2.4).

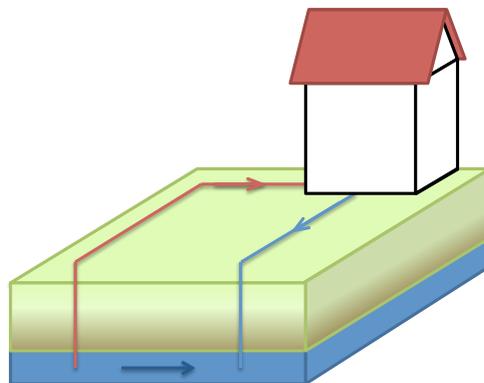


Abbildung 2.4: Prinzipdarstellung Grundwasserwärmepumpe (Pfeil: Flussrichtung Grundwasser)

Abluft aus Lüftungsanlagen, Kühl- und Abwasser stellen die Gruppe der künstlichen Wärmequellen dar. Da diese Wärmequellen aber nur bedingt vorhanden und auch einsetzbar sind, wird auf diese nicht näher eingegangen.

2.1.3 Dimensionierung von Wärmepumpen

Bei der Dimensionierung von Wärmepumpen wird zuerst die für ein Jahr benötigte Gesamtenergie bestimmt. Einflussfaktoren für die Auswahl der Wärmepumpe sind weiters die Wärmequelle, die notwendige Vorlauftemperatur, die Pufferspeichergröße, eventuelle Brauchwassererwärmung und auch Sperrzeiten. Auf eine detaillierte Abhandlung wird hier verzichtet und anstelle auf die Fachliteratur verwiesen, z.B.: [Bonin, 2012]. Es wird lediglich auf die Thematik der Sperrzeiten eingegangen, da diese für die weiteren Untersuchungen maßgeblich sind.

Die höhere benötigte Leistung einer Wärmepumpe durch Sperrzeiten wird dabei mit

$$P_{WP,Sperr} = P_{WP} \cdot \frac{24h}{24h - \text{Summe aller Sperrzeiten}} \quad (2.1)$$

berechnet. In der Praxis wird davon ausgegangen, dass in einem Gebäude aber nie alle Räume zur selben Zeit beheizt werden. Weiters wird eine Wärmepumpenheizung immer auf die niedrigste mögliche Außentemperatur ausgelegt. So würde sich bei einer Sperrzeit von 6 Stunden, was in Deutschland teilweise der Fall ist, eine höhere Leistung von 33% ergeben. Tatsächlich wird von den Wärmepumpenherstellern eine Überdimensionierung von 20% als ausreichend angegeben, wie z.B.: der Wärmepumpenhersteller *Ochsner* auf seiner Webseite angibt¹.

Abbildung 2.5 zeigt die Energieflussdiagramme einer Grundwasserwärmepumpe sowie eines Heizkessels. Man erkennt deutlich, dass die Wärmepumpe, auch unter Einbezug von Stromerzeugung- und -transportverlusten, mehr Energie liefert als sie verbraucht.

Die Arbeitszahl beschreibt das Verhältnis von geförderter Umweltenergie zu benötigter elektrischer Energie (meist auf ein Jahr bezogen, somit spricht man auch von der Jahresarbeitszahl). Je nach Wärmequelle und Arbeitszahl kann der Anteil der Umweltwärme höher oder niedriger sein. Tabelle 2.1 soll einen Überblick über Richtwerte von Jahresarbeitszahlen von verschiedenen Wärmepumpenarten liefern.

Wärmequelle	Jahresarbeitszahl
Luft/Wasser	3,2
Sole/Wasser	4,0
Wasser/Wasser	4,2
Direktverdampfung	4,3

Tabelle 2.1: Jahresarbeitszahlen verschiedener Wärmepumpenarten, Stand 2006 [Faninger, 2011]

¹www.ochsner.de

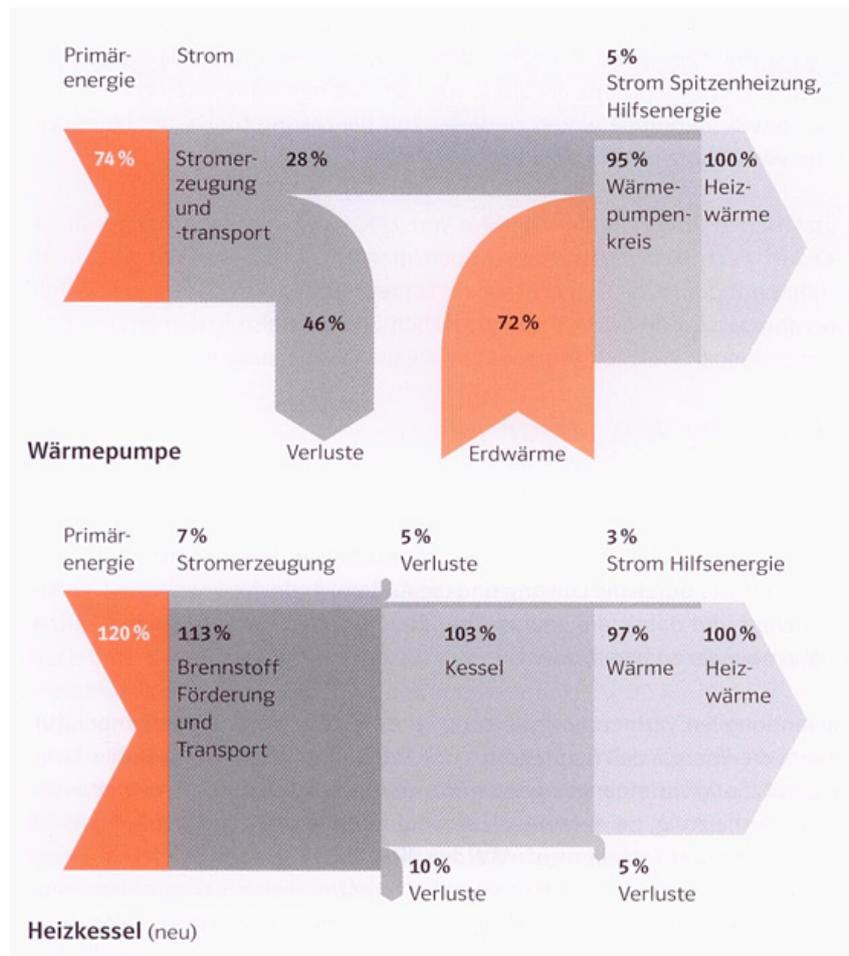


Abbildung 2.5: Energieflussdiagramme einer Wärmepumpe und eines neuen Heizkessels [Baumann et al, 2007]

2.1.4 Wärmepumpen in Österreich

Wärmepumpen kommen in Österreich seit den 1970er Jahren in Privathaushalten zum Einsatz. Die ersten Wärmepumpen wurden zwar als Heizungsgeräte eingesetzt, aber sehr schnell kamen auch jene für die Brauchwasseraufbereitung auf den Markt. Diese verbreiteten sich weit schneller. Wärmepumpen zur Bereitstellung von Raumwärme konnten einen absoluten Marktanteil von 20% abgesehen vom Zeitraum um 1980 erst Ende der 1990er wieder Jahre überschreiten. Seit 2006 ist ein enormer Zuwachs bei diesen zu verzeichnen, während der Anteil für die Brauchwasseraufbereitung stetig abnimmt. Weitere Anwendungsgebiete sind Lüftungswärmepumpen sowie Wärmepumpen zur Schwimmbadentfeuchtung. Diese spielen aufgrund ihrer geringen Stückzahlen aber nur eine untergeordnete Rolle. Abbildung 2.6 zeigt die Zahl der neu installierten Wärmepumpen in Österreich von 1979 bis 2011. Die Zahlen stammen aus [Biermayr et al, 2012].

Nimmt man eine Lebensdauer von durchschnittlich 20 Jahre bei allen Arten von Wärmepumpen an, so kann für jedes Jahr ein aktueller Gesamtbestand ermittelt werden. Abbil-

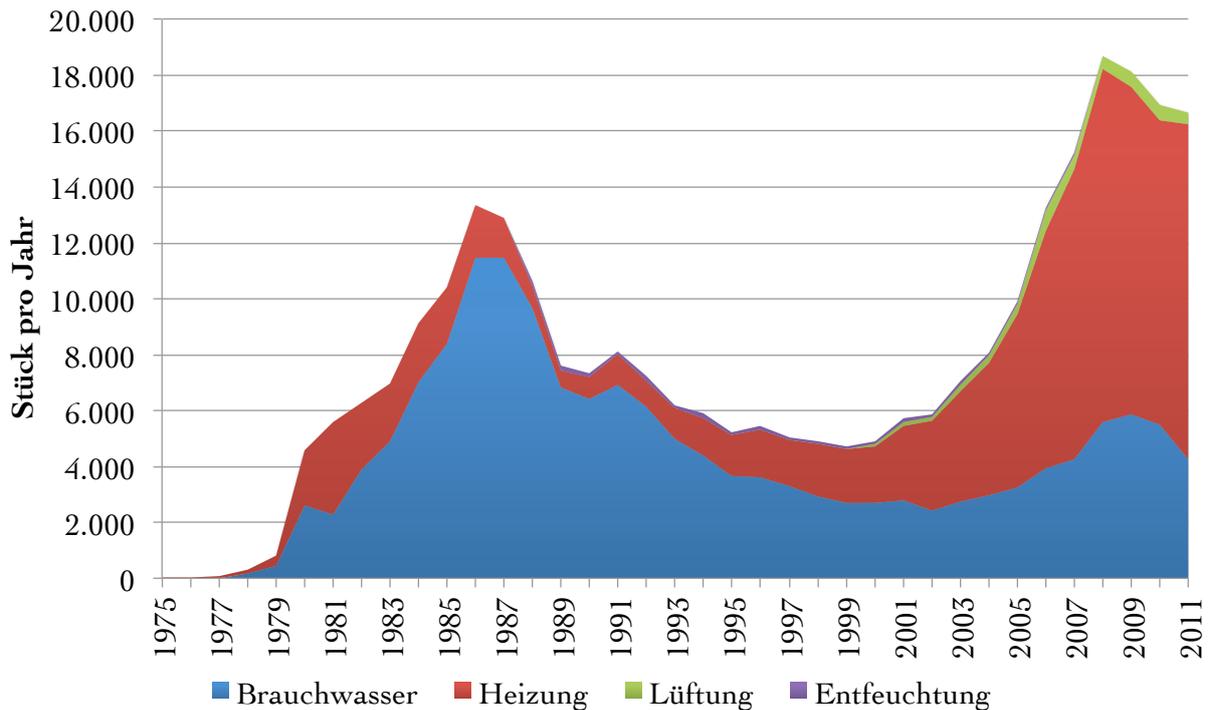


Abbildung 2.6: Neuinstallationen bei Wärmepumpen in Österreich

Abbildung 2.7 zeigt diesen für den Zeitraum 1975 bis 2011. Die Zahlen stammen wiederum aus [Biermayr et al, 2012].

Statistik Austria veröffentlicht alle zwei Jahre eine Statistik über die verwendeten Heizungssysteme in Österreich. Dabei werden die Zahlen nach Bundesländer getrennt angegeben und die verschiedenen Energieträger unterschieden. Nachteil dieser Statistik ist jedoch, dass Solarthermieanlagen und Heizungswärmepumpen zu einer gemeinsamen Gruppe zusammengefasst werden. Um eine ungefähre Angabe bezüglich der Bundesländerverteilung in Österreich machen zu können, werden diese Daten hier dennoch angegeben. Abbildung 2.8 zeigt diese Aufteilung [Statistik Austria, 2011]. Angaben für Solarthermieanlagen werden üblicherweise in installierten m^2 gemacht, sodass eine genaue Aufteilung der in Abbildung 2.8 dargestellten Zahlenwerte auf Wärmepumpen und Solarthermieanlagen nicht eindeutig möglich ist.

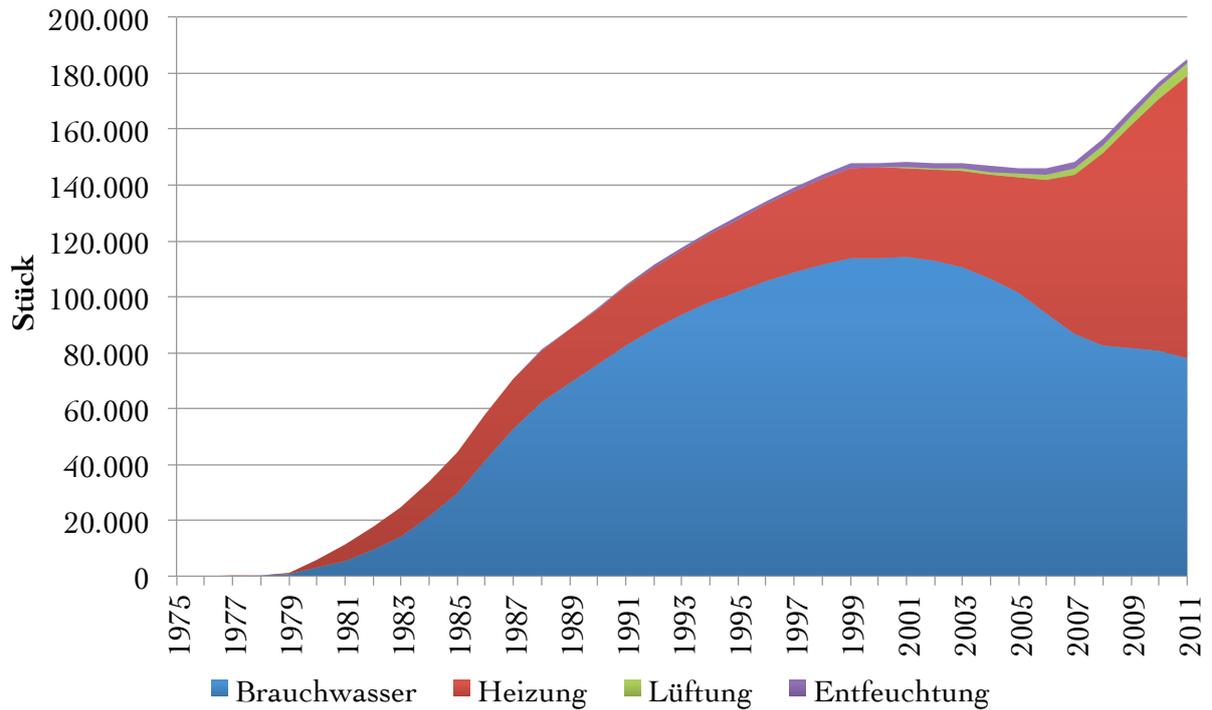


Abbildung 2.7: Bestand bei Wärmepumpen in Österreich

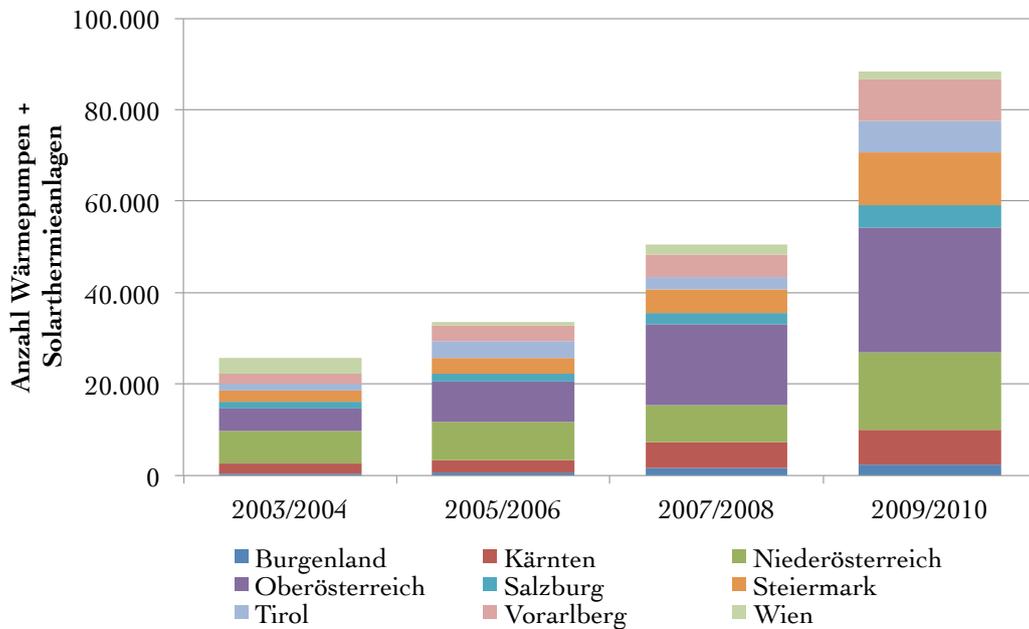


Abbildung 2.8: Bundesländeraufteilung der bestehenden Heizungswärmepumpen- und Solarthermieanlagen in Österreich

2.2 Stromhandel

2.2.1 Geschichte

Durch die vollständige Liberalisierung der Energieversorgung in Österreich und weiten Teilen der europäischen Union hat sich die Elektrizitätswirtschaft entscheidend verändert. Das Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz (ElWOG) trat per 19. Februar 1999 in Kraft. Durch dieses Gesetz und dessen Novellen ergaben sich unter anderem folgende maßgebliche Änderungen in der Energieversorgung:

- **Unbundling:** Damit ist die Trennung von Erzeugung, Übertragung und Vertrieb von elektrischer Energie gemeint. Erzeugung und Vertrieb stellen Geschäftsbereiche mit Wettbewerb dar, die Übertragung ist ein reguliertes natürliches Monopol.
- **Freie Lieferantwahl:** Es ist jedem Stromkunden, sowohl privat als auch geschäftlich, gestattet, sich seinen Stromlieferanten frei auszuwählen.
- **Einrichtung von Regulierungsbehörden:**
 - **Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit:** Dieses Ministerium ist die oberste Kontrollbehörde in der Energiewirtschaft. Sie hat die Aufsicht über die E-Control und arbeitet eng mit dem Elektrizitätsbeirat zusammen.
 - **Elektrizitäts-Control Austria (E-Control):** Sie reguliert die Netzbetreiber, weiters obliegt ihr die Wettbewerbsaufsicht für den Markt für elektrische Energie und Erdgas².

(Quelle: [Haas, 2011a])

2.2.2 Handelsplätze

Vor der Liberalisierung des Strommarktes planten Energieversorgungsunternehmen ihre Erzeugung auf Jahre im Voraus. Die erzeugte Energie wurde quasi nur im eigenen (Monopol-)Gebiet eingesetzt. Das Risiko bezüglich Preis und Mengen war gering, da die Unternehmen für ihr Gebiet die alleinige Versorgungspflicht hatten und somit mehr oder weniger perfekt planen konnten.

Anfänglich wurde Strom nur bilateral gehandelt, es wurden sogenannte OTC-Geschäfte getätigt (OTC = „over the counter“). Diese Art des Geschäftsabschlusses geschieht ausschließlich über persönlichen Kontakt der beiden Handelspartner und zeitintensiv, durch die überschaubare Anzahl der Marktteilnehmer jedoch durchaus bewältigbar. Durch die

²www.e-control.at

Liberalisierung des Energiemarktes war es für die EVU nun möglich, kurzfristiger Geschäfte abzuschließen: die Spotmärkte entwickelten sich langsam. Mit steigender Liquidität und steigendem Angebot im kurzfristigen bildeten sich Spotmarktbörsen, welche das Abschließen der Geschäfte vereinfachten.

(Quelle: [Czakainski et al, 2011])

Einige Börsen im Überblick:

- **European Energy Exchange (EEX):** Die EEX (European Energy Exchange) mit Sitz in Leipzig (Deutschland) entstand im Jahr 2001 aus ursprünglich zwei Stromhandelsbörsen, nämlich der LPX in Leipzig und der EEX in Frankfurt am Main. Die EEX bot ursprünglich Terminmarkt- und Spotmarkthandel an, seit 2008 ist der Spotmarkthandel jedoch ausgegliedert. Dieser wird jetzt über die EPEX SPOT SE in Paris abgewickelt. Dort gibt es einen gemeinsamen Day-ahead- sowie einen Intraday-Handel für die Marktgebiete Frankreich, Österreich und Schweiz. 2011 wurden insgesamt 1389 TWh elektrische Energie am Termin- und Spotmarkt gehandelt (1075 TWh am EEX Terminmarkt und 314 TWh am EPEX Spotmarkt) [EEX, 2012a].
- **Energy Exchange Austria (EXAA):** Die EXAA (Energy Exchange Austria) mit Sitz in Wien wurde 2002 gegründet. Diese Stromhandelsbörse bietet nur Spotmarkthandel an, das heißt Produkte für einzelne Stunden sowie Blöcke, bestehend aus mehreren aufeinander folgenden Stunden. An der EXAA wurden im Jahr 2011 insgesamt 7,6 TWh gehandelt [EXAA, 2012].
- **Nordpool:** Diese Börse, eine der ältesten der Energiebörsen überhaupt, wurde bereits 1996 gegründet und startete mit einem gemeinsamen Markt für Norwegen und Schweden. 1998 traten Finnland und 1999 bzw. 2000 Teile von Dänemark der Börse bei. An der Nordpool wird Spotmarkthandel und ein Terminmarkthandel angeboten. Im Jahr 2011 lag das gehandelte Volumen bei 1048 TWh an elektrischer Energie [NASDAQ, 2011].

2.2.3 Gehandelte Produkte

Im Lauf der Jahre hat sich eine breite Palette an verschiedenen Produkten etabliert. Grundsätzlich wird bei Produkten für den Stromhandel zwischen kurz- und langfristigen Produkten unterschieden. Dabei beziehen sich die Bezeichnungen „kurzfristig“ und „langfristig“ auf den Zeitraum zwischen Geschäftsabschluss und physikalischer Erfüllung, also der tatsächlichen Energielieferung.

Bei allen Produkten, egal ob lang- oder kurzfristig, wird zwischen Grundlast („Baseload“, Montag bis Sonntag, 00:00 bis 24:00) und Spitzenlast („Peakload“, Montag bis Freitag, 8:00 bis 20:00) unterschieden. Es werden auch die Stunden zwischen den Spitzen zweier Tage als Block gehandelt („Offpeak“). Weiters können von den Handelsteilnehmern selbst Blöcke aus mehreren Stunden definiert werden. Mit der Zeit haben sich verschiedene Blockprodukte etabliert, welche von den Börsen zum Teil auch schon vorgefertigt angeboten werden. Abbildung 2.9 zeigt die am Spotmarkt der EXAA gehandelten Produkte.

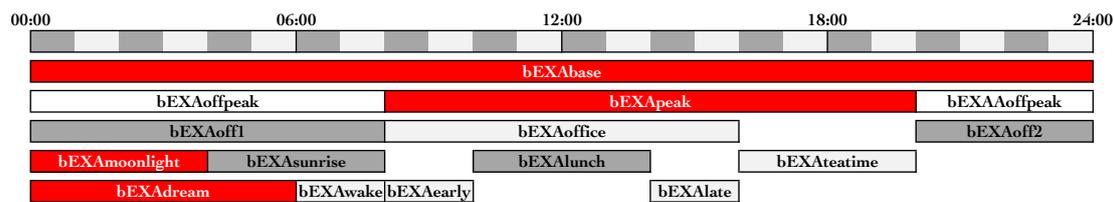


Abbildung 2.9: gehandelte Produkte an der EXAA (Quelle: www.exaa.at)

Produkteigenschaften

Alle Produkte besitzen klar definierte Eigenschaften, welche beim börslichen Handel standardisiert sind und beim OTC-Handel von den Vertragspartnern frei vorgegeben werden können. Unter anderem sind folgende Produkteigenschaften festzulegen [EEX, 2012b]:

- **Lieferperiode:** Die Lieferperiode beschreibt den Zeitraum zwischen Beginn und Ende der Stromlieferung. Am Spotmarkt sind dabei Zeiträume von (Viertel-)Stunden, Stundenblöcken und ganzen Tagen möglich, am Terminmarkt Wochen, Monate, Quartale und Jahre.
- **Lastprofil:** Mit dem Lastprofil wird angegeben, welche Strommenge pro Stunde geliefert wird. Grundsätzlich ändert sich diese für Stromhandelsprodukte über den Lieferzeitraum nicht.
- **Lieferort:** Der Lieferort gibt die jeweilige Regelzone an, in welche die vertraglich festgelegte Strommenge geliefert werden muss. Gemeint sind damit die Übertragungsnetze der am jeweiligen Markt teilnehmenden Länder.
- **Volumen:** Das Liefervolumen beschreibt die während der Laufzeit des Geschäftes insgesamt gelieferte Energiemenge (z.B.: $1MW \cdot 7Tage \cdot 24h/Tag = 168MWh$ für eine Woche Baseload).
- **Fälligkeit:** Die Fälligkeit stellt jenen Zeitpunkt dar, mit dem der finanzielle Ausgleich der Stromlieferung zu erfolgen hat. Je nach Produkt gibt es hier unterschiedliche Vorgaben.

- **Notierung:** Die Notierung gibt den Preis an, welcher pro gelieferte MWh zu bezahlen ist.

2.3 Elektronische Stromzähler

2.3.1 Aufbau und Funktionsweise

Die derzeit übliche Form der Stromzähler ist der sogenannte „Ferraris-Zähler“. Dabei handelt es sich um einen mechanischen Stromzähler, dessen Funktionsweise auf jenem der elektromagnetischen Induktion beruht [Schrüfer, 2007]. Diese Zähler geben aber nur Auskunft über die seit der Installation verbrauchte Energiemenge. Die EU-Richtlinie 2006/32/EG (siehe Kapitel 2.3.2) sieht aber vor, dass diese Zähler durch Geräte einer neuen Generation getauscht werden, welche dem Kunden Informationen über seinen aktuellen Verbrauch zur Verfügung stellen.

Die elektronischen Stromzähler besitzen ein digitales Messwerk bestehend aus Digitalwandlern und einem Mikroprozessor, welcher die Messdaten verarbeitet und speichert. Weiters sind die Zähler mit einer oder mehreren uni- oder bidirektionalen Kommunikationsschnittstellen ausgestattet. Diese ermöglichen das Senden der Verbrauchsdaten an eine Datenzentrale sowie das Empfangen von Daten (Tarifänderungen etc.) und Steuersignalen für Verbraucher mit unterbrechbarer Stromversorgung.

Die Kommunikation zwischen Zähler und Datenzentrale kann über mehrere verschiedene Kanäle erfolgen [Jud, 2011]:

- **PLC bzw. DLC:** Diese Abkürzungen stehen für **P**ower **L**ine **C**ommunication bzw. **D**istribution **L**ine **C**ommunication. Dabei werden die bestehenden Stromleitungen, die die Haushalte mit dem öffentlichen Elektrizitätsnetz verbinden, als Datenleitung genutzt. Der 50-Hertz-Wechselspannung wird ein höherfrequentes Datensignal mit einer Frequenz von 9 bis 95 kHz (CENELEC Frequenzband A) überlagert.
- **GMS, GPRS und EDGE:** Diese Technologien stellen die kabellose Kommunikation über das bestehende Mobilfunknetz dar. Bei diesen drei Technologien handelt es sich um Mobilfunkstandards der zweiten Generation. Durch eine sehr gute Netzabdeckung in weiten Teilen Europas kann diese Technologie nahezu überall eingesetzt werden.
- **UMTS, HSDPA:** Diese beiden Technologien stellen die dritte Generation der Mobilfunkstandards dar. Beide ermöglichen höhere Datenübertragungsraten als GSM, GPRS und EDGE. Für elektronische Stromzähler ist eine Datenübertragungsrate

mit so großer Bandbreite allerdings nicht erforderlich. Da aber auch hier die Netzabdeckung in Europa immer besser wird, bieten einige Hersteller elektronischer Stromzähler eine Kommunikation mittels dieser Technologien an.

- **DSL:** Bei DSL (**D**igital **S**ubscriber **L**ine) handelt es sich um eine Kommunikation über das Internet. Dabei ist ein bestehender Internetanschluss im Haushalt die Grundvoraussetzung. Der Stromzähler kann entweder per WLAN oder per Netzkabel mit dem Modem verbunden werden.

2.3.2 Gesetzliche Rahmenbedingungen

EU-Richtlinie 2006/32/EG

In dieser Richtlinie wird explizit erwähnt, dass technologische Innovationen wie elektronische Stromzähler zum Erreichen der Effizienzsteigerung berücksichtigt werden sollten. Weiters sollen die Endverbraucher mit allen relevanten Informationen über ihren Stromverbrauch und mögliche Effizienzsteigerungsmöglichkeiten versorgt sowie ermutigt werden, ihre Zählerstände regelmäßig zu überprüfen [EU, 2006].

Mitteilung der Kommission vom 13.11.2008 KOM(2008) 772 endgültig

Diese Mitteilung der Kommission der europäischen Gemeinschaft fasst die vereinbarten **20-20-20-Ziele** der Mitgliedsstaaten der europäischen Union zusammen. Diese Ziele sind [EU, 2008], [EU, 2009]:

- Reduktion des Primärenergieverbrauchs um 20%, hochgerechnet auf den Energieverbrauch von 2020
- Reduktion der Treibhausgasemissionen um 20% gegenüber dem Niveau von 1990
- Steigerung des Anteiles an erneuerbaren Energieträgern auf 20%, gemessen am Gesamtenergiebedarf des Jahres 2020 (Anteil der einzelnen Staaten unterschiedlich, Österreich: 34%, weitere Staaten siehe [EU, 2009])

Durch den Einsatz von elektronischen Stromzählern soll bei Privatkunden Interesse (in der Fachliteratur wird auch oft der im Englischen gebräuchliche Begriff der „consumer awareness“ verwendet) am eigenen Energieverbrauch geweckt sowie das bewusste Umgehen mit Energie gefördert werden.

2.3.3 Zähler im Netz der Energie AG

Im Netz der Energie AG Oberösterreich werden die sogenannten *AMIS*-Zähler der Firma *Siemens* eingesetzt. *AMIS* steht für „**A**utomated **M**etering and **I**nformation **S**ystem“. Dabei handelt es sich nicht nur um jene Geräte, welche bei den Kunden zuhause installiert werden, sondern um ein komplettes System, welches auch die Datenübertragung und Kommunikation zwischen Verteilernetzbetreiber und Endverbraucher ermöglicht. Insgesamt umfasst das System vier Ebenen, in denen jeweils unterschiedliche Geräte zum Einsatz kommen [Siemens, 2008]:

- **Haushaltsebene:** In der Haushaltsebene kommen die Zähler zum Einsatz. Pro Haushalt bzw. Anschluss ist ein Zähler notwendig. Die von Siemens vertriebenen Geräte ermöglichen einen 4-Quadranten-Messbetrieb, d.h. es kann Wirk- und Blindenergie in beide Richtungen (Bezug vom Netz sowie Lieferung ins Netz) gemessen werden. Die gemessenen Leistungswerte werden bis zu 60 Tage in einem geräte-internen Speicher gesichert. Zusätzlich zum Zähler ist es möglich, ein sogenanntes Lastschaltgerät direkt in den Haushalten zu installieren. Dieses ermöglicht den EVU's eine ferngesteuerte Schaltung diverser Verbraucher (Lastabwurf, Nachladen von Warmwasserspeicher, etc.). Insgesamt können bei dem von der Energie AG eingesetzten Gerät bis zu 5 Relais pro Lastschaltgerät eingesetzt werden.
- **Trafoebene:** Die Datenkonzentratoren-Geräte auf der Trafoebene sind für eine Zusammenfassung der Daten der einzelnen Endgeräte notwendig. Sie können die Daten von bis zu 1.000 Endgeräten einsammeln, verarbeiten und zum Datenkonzentratoren der nächsten Netzebene weiterleiten. Die Kommunikation zwischen den Datenkonzentratoren und den Zählern erfolgt mittels *DLC* (**D**istribution **L**ine **C**ommunication = Kommunikation über das Stromverteilnetz).
- **Umspannwerke:** Auf Ebene der Umspannwerke wird eine andere Art von Datenkonzentratoren verwendet, welche die Daten aus mehreren Trafostationen zusammenfassen. Die Kommunikation zwischen den Geräten der Trafo- und der Umspannwerkebene erfolgt über herkömmliche Telekommunikationseinrichtungen. Dort, wo die notwendigen Datenleitungen vorhanden sind, werden Lichtwellenleiter verwendet, ansonsten erfolgt die Kommunikation über Datenfunk im Bereich von 340 MHz. Die Konzentratoren für Umspannwerke ermöglichen eine Übersetzung der Daten auf ein Ethernet-Signal, sodass die Messdaten über vorhandene Netzwerkdatenleitungen (Glasfaser, etc.) in die Zentrale übertragen werden können.
- **Datenzentrale:** In der Datenzentrale werden alle Messdaten gesammelt und analysiert. Sie werden gegebenenfalls an die dort verwendeten Datenformate angepasst und können direkt an ein Leitsystem übergeben werden. Weiters werden von dort aus auch alle Fernsteuerungen der Lastschaltgeräte vorgenommen.

Bereits im Jahr 2007 wurden rund 1.000 Zähler im Raum Gmunden installiert, im Anschluss daran folgten weitere 10.000 Geräte im Raum Gmunden - Attnang-Puchheim - Vöcklabruck. Insgesamt sind in dieser Gegend nach abgeschlossenem Probebetrieb derzeit 23.000 Zähler und 8.000 Lastschaltgeräte im Einsatz.

Die „Rollout Phase 1³“ (Start: April 2011) umfasst die Großräume Steyr (51.000 Stück), Traun (23.000 Stück), Ried im Innkreis (11.000 Stück) und das Versorgungsgebiet des Umspannwerkes Gundertshausen (8.000 Stück), wobei in einigen dieser Teilgebiete der Zählertausch auch bereits vollständig abgeschlossen ist. Insgesamt sind derzeit etwa 120.000 Zähler installiert, 650.000 sollen es im gesamten Versorgungsgebiet werden⁴.

³www.energieag.at

⁴www.report.at: Smarte Zähler, neue Möglichkeiten (12.3.2013)

3 Methoden und Daten

3.1 Methoden

3.1.1 Ökonometrische Nachfragemodelle

Ökonometrische Nachfragemodelle werden verwendet, um aufgrund von vorhandenen Datenreihen Prognosen für die zukünftige Entwicklung der jeweiligen Datenreihe zu erstellen. Dabei kann der Einfluss verschiedenster Parameter ermittelt werden. Solche Parameter können sein [Haas, 2011b] (speziell für Energienachfragemodelle):

- Zeit t
- Einkommen Y
- Preis, Tarife p
- Klima- und Wetterdaten, Heizgradtage HGT, Sonneneinstrahlung
- sonstige Parameter (z.B.: Effizienz η , etc.)

Dieser Modellansatz lässt sich auch für die im Rahmen dieser Arbeit durchzuführende Lastmodellierung der Wärmepumpen anzuwenden. Im Wesentlichen werden Klima- und Wetterdaten sowie Schaltvariablen verwendet (siehe Abschnitt 4). Wirtschaftliche Einflussfaktoren wie das Einkommen oder der Energiepreis werden hier nicht verwendet, da diese Parameter auf den Energiebedarf der Wärmepumpen keinen Einfluss haben. Haushaltskunden zahlen einen einheitlichen Strompreis, die Preisschwankungen an den Börsen wirken sich auf den Verbrauch nicht aus. Genauso wenig wird das Einkommen der Haushalte einen Einfluss haben.

Bei den Modellen wird allgemein zwischen linearen und logarithmischen Modellansätzen unterschieden. Eine einfache Form eines doppelt logarithmischen Modells lautet z.B.:

$$E_i = Y_i^\alpha \cdot p_i^\beta, \quad (3.1)$$

wobei E die Energie, Y das Einkommen, p der Preis, α die Einkommenselastizität und β die Preiselastizität darstellt. Die Größe der jeweiligen Elastizität bestimmt den Einfluss

des zugehörigen Parameters. i ist der fortlaufende Index der Datenpunkte.

3.1.2 Verwendete Software

Für die Modellierung des Stormverbrauchs der Wärmepumpen wird *Microsoft Excel* verwendet. Diese Software verfügt über Funktionen, welche automatisch ein lineares oder doppelt-logarithmisches Modell einer beliebigen Datenreihe erstellen. Als Ergebnis gibt diese Funktion alle Gewichtungsfaktoren der einzelnen Parameter sowie einige statistische Werte zurück.

Das lineare Modell entspricht einer Geradengleichung der Form

$$Y = b + X_1 \cdot m_1 + X_2 \cdot m_2 + \dots + X_i \cdot m_i, \quad (3.2)$$

beim doppelt-logarithmischen Modell besitzt der Ansatz eine exponentielle Form:

$$Y = e^b \cdot X_1^{m_1} \cdot X_2^{m_2} \cdot \dots \cdot X_i^{m_i}. \quad (3.3)$$

Durch Logarithmieren der Gleichung 3.3 erhält man

$$\ln Y = b + m_1 \cdot \ln X_1 + m_2 \cdot \ln X_2 + \dots + m_i \cdot \ln X_i. \quad (3.4)$$

Die Befehle zum Aufrufen der Funktion lauten:

- lineares Modell: RGP(Y-Werte; X-Werte; Konstante; Stats)
- logarithmisches Modell: RKP(Y-Werte; X-Werte; Konstante; Stats)

Dabei werden der Funktion die folgenden Parameter übergeben:

- Y-Werte: zu modellierende Datenreihe
- X-Werte: Parameter, mit denen das Modell bzw. die Datenreihe beschrieben werden soll
- Konstante: Wahrheitswert. WAHR oder kein Eintrag wenn b normal berechnet werden soll, FALSCH wenn die Konstante b auf null (bzw. auf 1) gesetzt werden und die Modellgleichung im linearen Fall auf $Y = X_1 \cdot m_1 + \dots$ bzw. im doppelt-logarithmischen Fall auf $Y = X_1^{m_1} \cdot \dots$ vereinfacht werden soll.
- Stats: Wahrheitswert. WAHR wenn zusätzliche Regressionsgrößen zurückgegeben werden sollen, FALSCH wenn nicht.

Die Gleichungen 3.2 und 3.3 beschreiben jeweils die Modellierung eines einzigen Datenpunktes Y der zu modellierenden Datenreihe. Im Allgemeinen wird jedoch mehr als ein Datenpunkt modelliert. Dabei wird für jeden Punkt der Datenreihe eine Modellgleichung der Form 3.2 bzw. 3.3 gelöst. Die Datenübergabe an die Funktionen $RGP(\dots)$ sowie $RKP(\dots)$ erfolgt dabei in Form einer Tabelle gemäß 3.1.

Y_1	X_{11}	X_{12}	\cdots	X_{1j}
Y_2	X_{21}	X_{22}	\cdots	X_{2j}
Y_1	X_{31}	X_{32}	\cdots	X_{3j}
\vdots	\vdots	\vdots	\ddots	\vdots
Y_i	X_{i1}	X_{i2}	\cdots	X_{ij}

Tabelle 3.1: Prinzipanordnung der Daten zur Übergabe an die Modellierungsbefehle

Der Funktionsaufruf startet das Lösen eines linearen Gleichungssystems, wobei jede Zeile der Tabelle 3.1 einer Gleichung der Form 3.2 bzw. 3.3 entspricht. Im Falle eines doppelt-logarithmischen Modellansatzes werden alle Gleichungen vor dem Lösen noch logarithmiert. Für das Lösen des Gleichungssystems werden die Koeffizienten der Modellparameter m_i so lange variiert, bis die bestmögliche Nachbildung der zu modellierenden Datenreihe gefunden wurde. Um eine Lösung finden zu können, sind mindestens so viele Gleichungen bzw. zu modellierende Datenpunkte notwendig wie Modellparameter vorhanden sind. Sind nicht ausreichend viele Gleichungen vorhanden, werden entsprechend viele Koeffizienten m_i null gesetzt.

Die Rückgabe der berechneten Modellparameter erfolgt in Form einer Tabelle. Zurückgegeben werden die Parameter

- b ... Konstante (Offset der modellierten Geradengleichung)
- m_i ... Gewichtungsfaktoren der Modellparameter X_i
- $s_{e,i}$, $s_{e,b}$... Standardfehler der Gewichtungsfaktoren bzw. der Konstante
- r^2 ... Bestimmtheitsmaß der modellierten Y-Werte
- $s_{e,Y}$... Standardfehler der modellierten Y-Werte
- F ... F-Statistik
- df ... Freiheitsgrad
- $s_{s,reg}$... Regressionsquadratsumme
- $s_{s,resid}$... Residualquadratsumme

Tabelle 3.2 zeigt schematisch die Anordnung der zurückgegebenen Parameter.

Anhand dieser Parameter kann eine sehr genaue statistische Aussage über die Qualität des berechneten Modells getroffen werden. Das Bestimmtheitsmaß r^2 kann Werte zwischen 0 und 1 annehmen. $r^2=1$ bedeutet, dass alle Y-Werte optimal durch das Modell dargestellt

m_i	m_{i-1}	\dots	m_1	b
$s_{e,i}$	$s_{e,i-1}$	\dots	$s_{e,1}$	$s_{e,b}$
R^2	$s_{e,Y}$	(kein Inhalt)		
F	df	(kein Inhalt)		
SS_{reg}	SS_{resid}	(kein Inhalt)		

Tabelle 3.2: Anordnung der Parameter zurückgegebenen Tabelle

werden können. $r^2=0$ bedeutet, dass die ermittelte Regressionsgerade nicht geeignet ist, um die Y-Werte zu repräsentieren. In diesem Fall erhält b als Wert den Mittelwert aller zu modellierenden Datenpunkte und alle Parameterkoeffizienten m_i den Wert 0.

Der Standardfehler $s_{e,y}$ gibt Auskunft über die Abweichung der modellierten Werte von den tatsächlichen. Je nach dem, ob die zu modellierenden Werte normierte oder absolute Werte sind, ist auch $s_{e,y}$ entsprechend zu betrachten. $s_{e,y}$ hat genau dieselbe Einheit wie die Y-Werte. $s_{e,i}$ und $s_{e,b}$ sind die Standardfehler der Gewichtungsfaktoren m_i bzw. der Konstanten b und sind gleich wie $s_{e,y}$ zu interpretieren.

3.1.3 Bewertung der finanziellen Erträge

Bei der Bewertung der finanziellen Erträge wird eine sehr einfache Methode angewendet. Es werden die Leistungswerte mit der entsprechenden Dauer (Stunde bzw. Viertelstunde) multipliziert und das Resultat (Einheit MWh) anschließend mit dem zugehörigen Preis gewichtet. Übrig bleibt ein €-Betrag, welcher die Einnahmen bzw. Ausgaben in der jeweiligen Stunde bzw. Viertelstunde beschreibt. Soll nun der Gesamterlös über einen längeren Zeitraum ermittelt werden, müssen lediglich die einzelnen Beträge summiert werden.

In der Bewertung werden nur die Preise für die Energie berücksichtigt. Handelsgebühren, welche beim Handel an Börsen anfallen, werden vernachlässigt. Im Anhang A.2 befindet sich eine Übersicht über die aktuell anfallenden Gebühren für Handelsgeschäfte am Intraday- und Spotmarkt [EEX, 2012a]. Auch für die Abschaltvorgänge wird im Gegensatz zu [Wiechmann, 2008] keine finanzielle Bewertung durchgeführt.

Das nun folgende Beispiel soll die Berechnung der Erlöse veranschaulichen. Die Tabelle 3.3 zeigt auch gleich die Art und Weise der Zeitdarstellung. Diese ergibt sich aus der Arbeits- und Rechenweise der elektronischen Stromzähler. Jede Viertelstunde kann ein Messwert für Leistung, Spannung, Strom und andere Größen ausgegeben werden. Dieser ausgegebene Wert stellt den Mittelwert der letzten Viertelstunde der jeweiligen Größe dar. So ist z.B.: der Leistungswert für h11q4 der Mittelwert der Leistung des Zeitraumes von 11:45 bis 12:00. Diese Methode zur Zeitdarstellung wird nicht nur auf Viertelstun-

denebene, sondern auch für Stunden- und Tageswerte verwendet. Es wird darauf aber in den jeweiligen Kapiteln der Modellbildung eingegangen.

Zeit	Preis	Leistung	Zu-/Verkauf	Erlös Viertelstunde	Erlös Stunde
h11q4
h12q1	50€	40MW	Verkauf	500,00€	
h12q2	50€	39MW	Verkauf	487,50€	
h12q3	50€	37MW	Verkauf	462,50€	
h12q4	50€	42MW	Verkauf	525,00€	1975,00€
h13q1	47€	56MW	Zukauf	-658,00€	
h13q2	47€	54MW	Zukauf	-634,50€	
h13q3	47€	48MW	Zukauf	-564,00€	
h13q4	47€	47MW	Zukauf	-552,25€	-2408,75€
h14q1
	Gesamterlös				-433,75€

Tabelle 3.3: Beispiel zur Veranschaulichung der Erlösberechnung (fiktive Zahlenwerte). Negative Beträge stellen Ausgaben dar, positive Beträge Einnahmen.

Es werden alle Erträge immer auf eine einzige Wärmepumpe und Heizperiode bezogen. Das soll dabei helfen, die Beträge schnell und einfach auf eine bestimmte Anzahl von Wärmepumpen zu beziehen. Weiters können so auch sehr schnell Ertragsszenarien erstellt werden, bei denen mehrere Gruppen von Wärmepumpen mit verschiedene Unterbrechungsintervallen zum Einsatz kommen.

3.1.4 Heizgradtage und Heizgradtagbereinigung

Die Heizgradtage sind ein Maß für den Heizbedarf in einer Region über einen bestimmten Zeitraum hinweg. Als Heiztag werden Tage gewertet, deren Tagesdurchschnittstemperatur kleiner oder gleich 12°C beträgt. Der Wert der Heizgradtage berechnet sich, wenn diese Bedingung erfüllt ist, aus der Differenz zwischen der Raumtemperatur (20°C) und der Tagesdurchschnittstemperatur. Die Temperaturen 20°C und 12°C stammen aus der Norm [ÖNORM B 8135, 1983].

Normalerweise werden die Heizgradtage über einen längeren Zeitraum (in der Regel ein Jahr) aufsummiert. Somit kann eine Aussage darüber getroffen werden, ob im betrachteten Zeitraum der Heizbedarf hoch oder niedrig war.

$$HGT_{20/12} = \sum_{i=0}^n (20^{\circ}\text{C} - t_{a,i}) \quad (3.5)$$

Die Einheit der Größe HGT beträgt $K \cdot d$, sprich Kelvin mal Tag. Da die Heizgradtage

in der Regel über ein Jahr aufsummiert werden, wird der Zusatz *pro Jahr* vernachlässigt. In dieser Arbeit werden alle HGT-Werte auf 12 bzw. 20°C bezogen, somit wird ab sofort auf den Index *20/12* verzichtet. Im Anhang B.1.2 befindet sich eine Tabelle mit den Heizgradtagwerten von Steyr der Jahre 1991 bis 2012.

Die Heizgradtagbereinigung ist eine Methode zur Eliminierung klimatischer Einflüsse (z.B.: strenge Winter, etc.) aus Datenreihen. Diese wird für alle Datenpunkte P_i (hier elektrische Leistung) der zu bereinigenden Datenreihe gemäß Gleichung 3.6 durchgeführt.

$$P_{i,ber} = P_i \cdot \frac{HGT_{norm}}{HGT_{spez}} \quad (3.6)$$

$P_{i,ber}$ ist der i-te bereinigte Datenpunkt, HGT_{spez} ist der aktuelle Heizgradtagwert des i-ten Tages, HGT_{norm} ist der langjährige Durchschnittswert des i-ten Tages.

3.2 Daten

3.2.1 Temperaturdaten Großraum Steyr

Für die Modellbildung des Energiebedarfs der Wärmepumpen werden unter anderem langjährige Tagesdurchschnittstemperaturen verwendet. Dieser Parameter ist vor allem für das Tagesmodell wichtig.

Ein weiterer Parameter, ebenfalls vor allem für das Tagesmodell wichtig, sind die Heizgradtage HGT. Diese lassen sich direkt aus den Tagesdurchschnittstemperaturen ableiten (Vorgehensweise siehe Kapitel 3.1.4).

Die Daten der Tagesdurchschnittstemperaturen stammen von der Abteilung *Luftgüteüberwachung der Umwelt Prüf- und Überwachungsstelle* des Landes Oberösterreich. Auf deren Homepage¹ sind Messdaten frei zugänglich. Unter anderem sind die Temperaturmesswerte der Station Steyr² zumindest ab 1991 verfügbar. Diese Datenquelle wird genutzt, um langjährige Mittelwerte der Tagesdurchschnittstemperaturen und der Heizgradtage berechnen zu können.

Abbildung 3.1 zeigt die langjährigen Monatsdurchschnitts- und Extremwerte der Jahre 1991-2011 sowie die Monatsdurchschnittstemperaturen des Zeitraumes Juli 2011 bis Juni 2012. Die Darstellung der Zeit-Achse wird bewusst von Juli bis Juni gewählt, damit eine durchgehende Abbildung der Temperaturkurven über eine Heizperiode möglich ist. Diese

¹www.land-oberoesterreich.gv.at

²Messstellennummer S409: Gablerstraße, 4400 Steyr

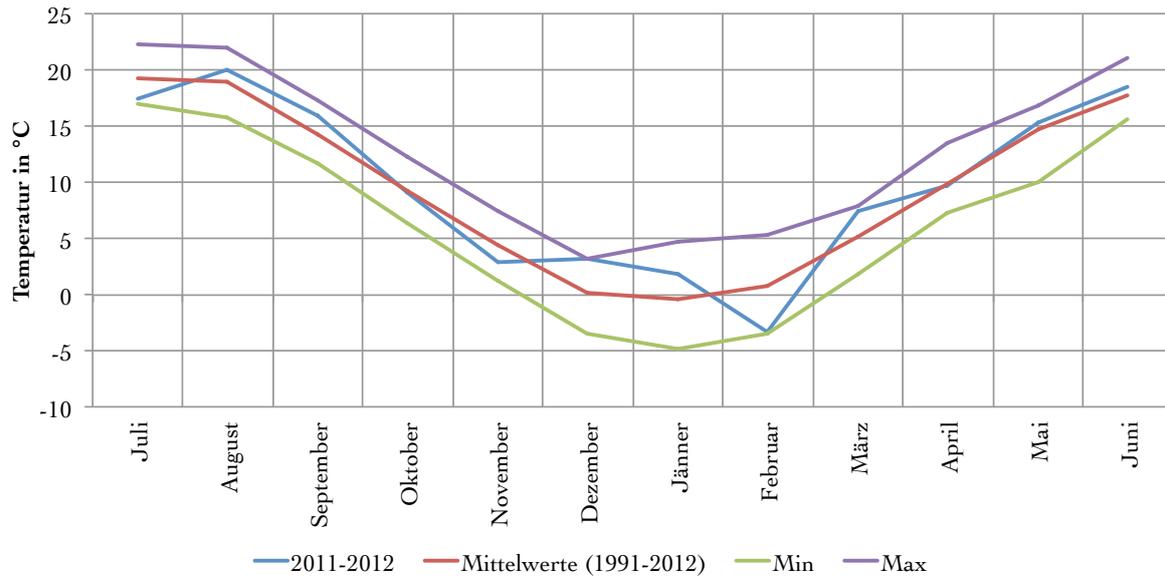


Abbildung 3.1: langjährige Monatsdurchschnittstemperaturen, Minimal- und Maximalwerte sowie Monatsdurchschnittstemperaturen des Zeitraumes Juli 2011 bis Juni 2012

Darstellung wird auch für alle weiteren Abbildungen dieser Art verwendet. Die aus den Monatsdurchschnittstemperaturen resultierenden Heizgradtagwerte sind in Abbildung 3.2 dargestellt. In Abbildung 3.3 sind noch einmal die Heizgradtage der Heizperiode 2011/12 zu sehen, allerdings die Tageswerte. Diese werden in $K \cdot d$ angegeben. Fehlende Balken im Diagramm stellen Tage dar, an denen die Tagesdurchschnittstemperatur höher als 12°C war und diese somit nicht als Heizgradtag gelten.

Neben diesen langjährigen Tagesdurchschnittswerten werden auch noch Temperaturdaten mit einer feineren Auflösung benötigt. Da die Lastmesswerte in einer maximalen Zeitauflösung von 15 Minuten vorliegen, wird bei den Temperaturmesswerten die selbe Auflösung gefordert. Diese Daten werden für die letzten drei vergangenen Heizperioden benötigt, wobei mit einer Heizperiode der Zeitraum von Oktober bis April gemeint ist. Dies ist in Oberösterreich der Zeitraum, in welchem Heizungsanlagen typischerweise aktiv sind. Untersucht werden dabei die Heizperioden 2009/10, 2010/11 und 2011/12. Diese Temperaturmesswerte wurden freundlicherweise vom Energieunternehmen Ennskraftwerke³ zur Verfügung gestellt.

³www.ennskraft.at

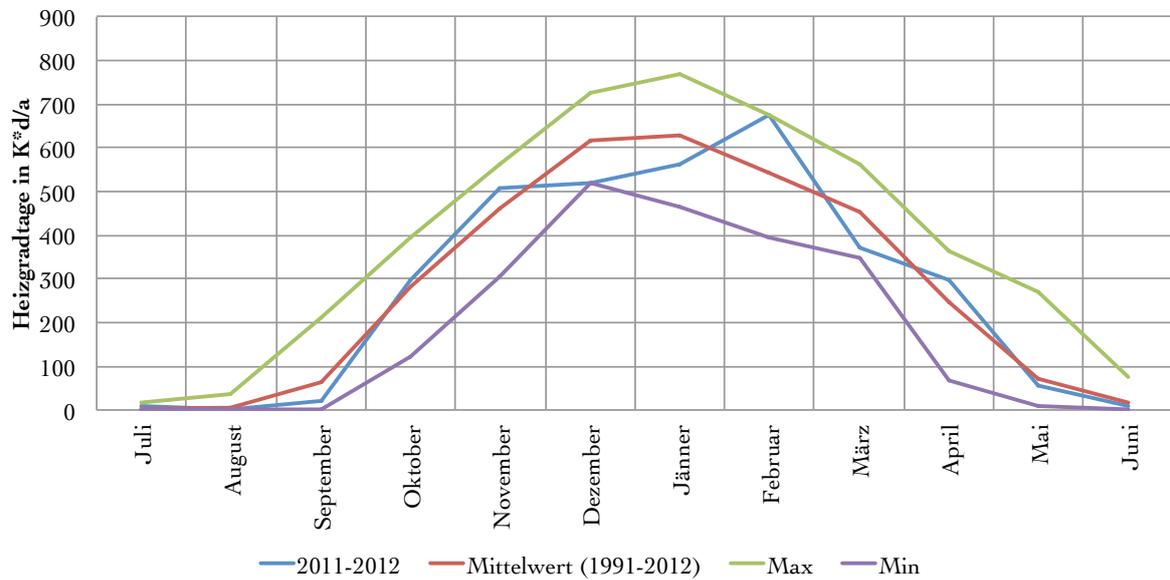


Abbildung 3.2: langjährige Monatsdurchschnittsheizgradtage, Minimal- und Maximalwerte sowie Monatsdurchschnittsheizgradtage des Zeitraumes Juli 2011 bis Juni 2012

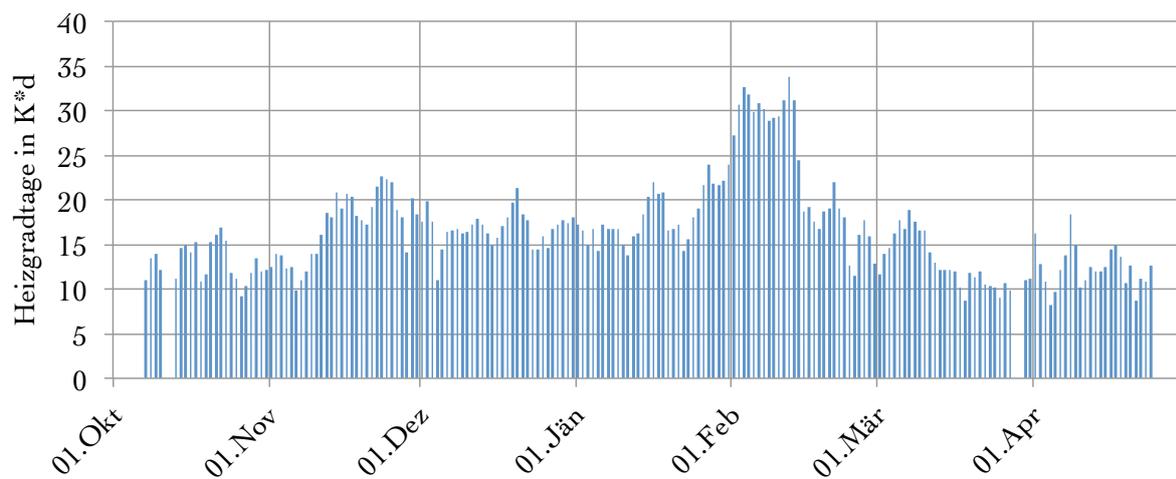


Abbildung 3.3: Tageswerte der Heizgradtage für die Heizperiode 2011/12

3.2.2 Verbrauchsdaten Wärmepumpen

Die Verbrauchsdaten der Wärmepumpen stammen von der Energie AG selbst. Wie schon zuvor erwähnt, hat die Energie AG bereits in einigen Ballungsgebieten in Oberösterreich elektronische Stromzähler installiert. Seit 1.9.2011 werden in 65 Testhaushalten die Verbrauchsdaten der Wärmepumpen zu analytischen Zwecken aufgezeichnet. Diese Messwerte bilden die Basis für die Modellierungsvorgänge im Rahmen dieser Arbeit. Die Daten weisen eine zeitliche Auflösung von 15 Minuten auf, die Leistungswerte werden in 1-Watt-Schritten aufgezeichnet. Als durchschnittliche elektrische Anschlussleistung wurde auf Basis des maximalen Lastwertes eine Leistung von ca. 4 kW berechnet.

Die Messwerte dieser 65 Wärmepumpen werden vor der Modellierung normiert. Dabei wird dem höchsten Lastwert der untersuchten Periode der Wert 1 zugeordnet, alle anderen Lastwerte werden entsprechend herunter skaliert, sodass alle Lastwerte einen Wert zwischen 0 und 1 aufweisen. Dies geschieht einerseits aus Datenschutzgründen, andererseits wird durch die Normierung erreicht, dass später bei der Modellierung die Einflussfaktoren der verschiedenen Parameter besser interpretierbar sind.

Abbildung 3.4 zeigt den Verlauf der Tagesdurchschnittswerte des Bedarfs an elektrischer Energie der Wärmepumpen. In dieser Abbildung ist der Lastwert des 29. Februar 2012 rot leuchtend markiert. Es ist zu erkennen, dass der Mittelwert dieses Tages im Vergleich zu den Tagen davor und danach extrem klein ist. Der Grund dafür ist, dass die elektronischen Zähler zum Zeitpunkt der Messung noch nicht in der Lage waren, den 29. Februar korrekt zu erkennen.

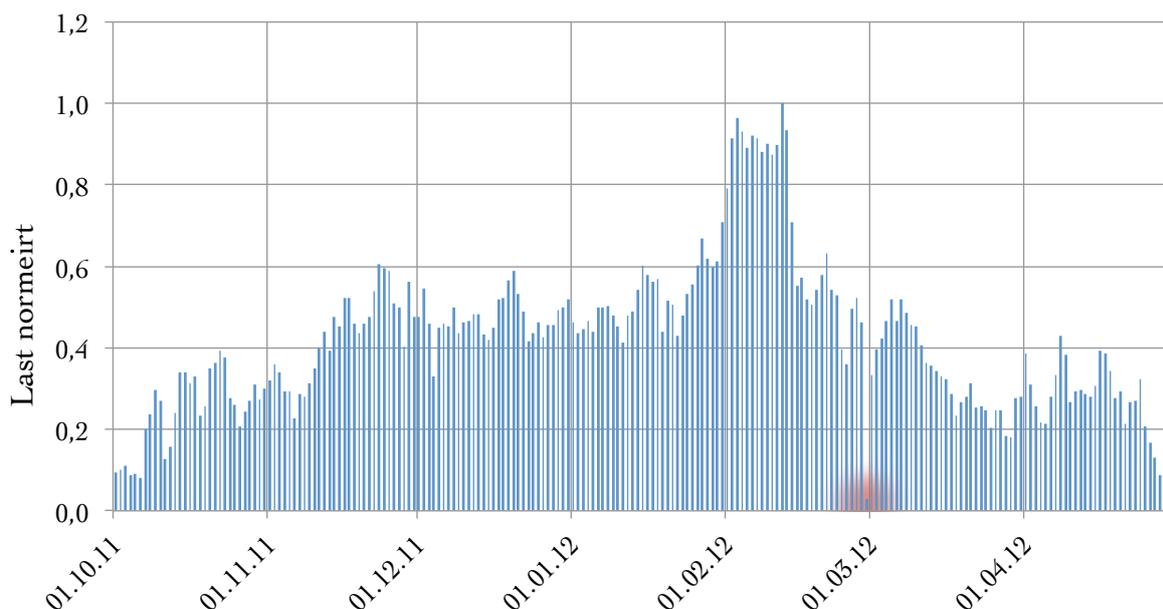


Abbildung 3.4: Tagesmittelwerte des Bedarfs an elektrischer Energie der Wärmepumpen (normierte Darstellung)

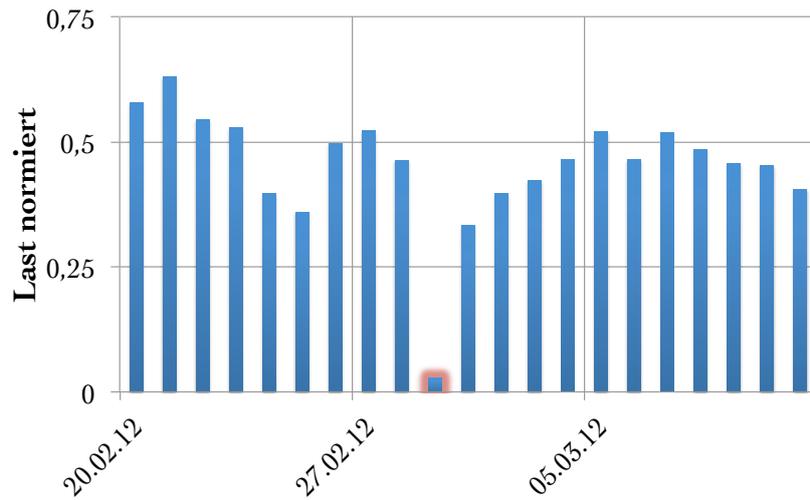


Abbildung 3.5: Korrektur für den 29. Februar 2012

Abbildung 3.5 zeigt die Korrektur für den 29. Februar 2012. Hier wurde der falsche Wert durch den Mittelwert der Lastwerte des Tages davor und danach, also den Lastwerten des 28. Februar sowie des 1. März, ersetzt.

Anhand der Tagesmittelwerte der Leistung ist ein eindeutiger Zusammenhang zwischen der Außentemperatur und dem Energiebedarf der Wärmepumpen zu erkennen. Vergleicht man den Verlauf der Tageswerte der Heizgradtage (Abbildung 3.3) mit dem Leistungsverlauf, sind die kälteren und wärmeren Zeiten der Heizperiode 2011/12 eindeutig zu identifizieren. Die Kurven sind in ihrer Form nahezu identisch. Temperaturschwankungen wirken sich sofort auf den Energiebedarf der Wärmepumpen aus.

4 Modellierung

Im folgenden Kapitel werden nun die Modellierungsvorgänge genauer erläutert. Die angewendeten Methoden wurden in Kapitel 3.1 erläutert, auf die verwendeten Daten wurde bereits im Kapitel 3.2 eingegangen.

Im Wesentlichen basiert die Modellierung des Energiebedarfs der Wärmepumpen auf einem ökonometrischen Energienachfragemodell, nur dass eben keine wirtschaftlichen Einflussfaktoren, sondern Klima- und Wetterdaten der Heizperiode 2011/12 als Modellparameter zum Einsatz kommen. Die ermittelten Zusammenhänge zwischen diesen Parametern und dem Lastbedarf werden anschließend auf zwei weitere Heizperioden übertragen und auch für diese ein modellierter Lastverlauf erstellt.

In den weiteren Schritten wird zuerst ein Lastverlauf modelliert, welcher keine Versorgungsunterbrechung mehr aufweist. Hierfür wird mit einer Mittelwertbildung eine Glättung des Lastganges während der Versorgungsunterbrechung sowie der darauf folgenden Lastspitze erreicht. In weiterer Folge wird dann das Verhältnis zwischen den Lastwerten mit und ohne Unterbrechung ermittelt und nach Uhrzeit und Tagesdurchschnittstemperatur kategorisiert. Die so errechneten Zahlenwerte werden dann verwendet, um den Lastverlauf für Versorgungsunterbrechungen während anderer Tageszeiten zu bestimmen.

Über eine Verknüpfung der Lastverläufe mit Preisdaten des Intradaymarktes der EPEX SPOT SE können so die erwirtschafteten Erträge durch die Lastverschiebung bestimmt werden. Es werden die berechneten Erträge bewusst auf eine einzige Wärmepumpe bezogen. Dadurch ist es möglich, schnell und einfach die Erträge verschiedener Szenarien mit beliebiger Sperrzeit und unterschiedlicher Wärmepumpenanzahl zu ermitteln.

4.1 Lastmodell für Wärmepumpen

Die Modellierung des Lastverlaufes der Wärmepumpen wird in drei Schritten durchgeführt. Im ersten Schritt werden nur die Tagesdurchschnittswerte der Leistung herangezogen. Anschließend wird die Differenz zwischen dem Verlauf der tatsächlichen Stunden-

mittelwerte und den modellierten Tagesmittelwerten berechnet. Im Stundenmodell wird dann nicht mehr der komplette Lastverlauf modelliert, sondern nur mehr diese Differenz. Beim Viertelstundenmodell wird äquivalent vorgegangen. Hier wird die Differenz zwischen den gemessenen Viertelstunden-Lastwerten und dem Stundenmodell ermittelt und diese erneut modelliert. Zuletzt werden diese drei modellierten Verläufe wieder überlagert.

Der Grund für diese Modellüberlagerung liegt schlicht und einfach in der Qualität und der Einfachheit der Einzelmodelle. Würde man nur auf Viertelstundenbasis modellieren, müsste man alle Parameter zu einem einzigen Modell verknüpfen. Dies würde einen viel höheren Rechenaufwand bedeuten und der Einfluss wichtiger Parameter würde vom Modellierungswerkzeug eventuell nicht in dieser Form erkannt werden.

Im Tagesmodell werden hauptsächlich Parameter verwendet, welche über einen kompletten Tag gleich bleiben (Schaltvariablen für die verschiedenen Wochentage, Heizgradtage, etc.). Beim Stundenmodell wird auf den Verlauf der Last während eines Tages eingegangen. Die Parameter sind hier die Außentemperatur (Stundendurchschnittswerte und Temperaturgradient) sowie Schaltvariablen für verschiedene Tageszeiten (Sperrzeit, Mittagsspitze und Lastrückgang am Nachmittag). Im Viertelstundenmodell erfolgt dann hauptsächlich die genaue Modellierung der Mittagsspitze nach der Unterbrechung von 11:00 bis 12:00. Dies soll eine möglichst gute Näherung der Nachladung der Wärmespeicher der Heizungssysteme liefern. Weiters wird durch das Viertelstundenmodell eine gewisse Glättung des Stundenmodells erreicht.

4.1.1 Tagesmodell

Als erstes Modell wird das Tagesmodell erstellt. Es soll helfen, den durchschnittlichen Lastwert eines Tages abzuschätzen. Als Ansatz wird ein doppelt-logarithmisches Modell verwendet, wobei die Abhängigkeit der folgenden Parameter untersucht wird:

- Tagesdurchschnittstemperatur $T(x)$
- Heizgradtage HGT (langjähriger Mittelwert des Tages x)
- Verzögerung $P(x - 1)$ (Lastwert des Tages $x-1$)
- Schaltvariablen für Wochentage $Mo, Di, \dots So$ (Unterscheidung Montag-Sonntag)

Mit den oben angeführten Modellparametern kann die doppel-logarithmische Modellgleichung nun wie folgt angegeben werden (für heizgradtagbereinigte Lastmesswerte):

$$P_{ber}(x) = e^{b+Wochentag} \cdot T(x)^{m_T} \cdot HGT_{norm}^{m_{HGT}} \cdot P_{ber}(x - 1)^{m_{Lag}} \quad (4.1)$$

oder in logarithmischer Form

$$\ln P_{ber}(x) = b + Wochentag + m_T \cdot \ln T(x) + m_{HGT} \cdot \ln HGT_{norm} + m_{Lag} \cdot \ln P_{ber}(x - 1) \quad (4.2)$$

mit

$$Wochentag = m_{Mo} \cdot Mo + m_{Di} \cdot Di + m_{Mi} \cdot Mi + m_{Do} \cdot Do + m_{Fr} \cdot Fr + m_{Sa} \cdot Sa + m_{So} \cdot So \quad (4.3)$$

Mit *Wochentag* sind alle Schaltvariablen gemeint, welche für die Unterscheidung der jeweiligen Wochentage notwendig sind. Aus Darstellungsgründen sind sie in dieser Hilfsvariable zusammengefasst. Die vorkommenden Größen sind:

- $P_{ber}(x)$: HGT-bereinigter Lastwert zum Zeitpunkt x
- b : Konstante
- Mo : Schaltvariable Montag (=1 wenn Montag)
- Di : Schaltvariable Dienstag (=1 wenn Dienstag)
- Mi : Schaltvariable Mittwoch (=1 wenn Mittwoch)
- Do : Schaltvariable Donnerstag (=1 wenn Donnerstag)
- Fr : Schaltvariable Freitag (=1 wenn Freitag)
- Sa : Schaltvariable Samstag (=1 wenn Samstag)
- So : Schaltvariable Sonntag (=1 wenn Sonntag)
- $T_d(x)$: Tagesdurchschnittstemperatur zum Zeitpunkt x
- $HGT_{norm}(x)$: Heizgradtag-Mittelwert zum Zeitpunkt x
- $P_{ber}(x-1)$: Zeitverzögerung („Lag“)
- m_i : Gewichtungsfaktoren der jeweiligen Parameter und Schaltvariablen

Zuerst wird, wie schon oben erwähnt, eine Heizgradtagbereinigung der Lastdaten durchgeführt. Dafür werden Heizgradtag-Werte der Heizperiode 2011/12 sowie langjährige Mittelwerte benötigt. Die unten stehende Tabelle zeigt neben den Heizgradtag-Werten auch die normierten Lastwerte in originaler und bereinigter Form. Der Begriff „Heizgradtag“ sowie die Vorgehensweise bei der Heizgradtagbereinigung wird in Kapitel 3.1.4 genau erläutert.

An einigen Tagen, speziell am Anfang und am Ende einer Heizperiode kann es vorkommen, dass der spezifische Heizgradtagwert eines Tages Null ist. Gemäß Gleichung 3.6 würde sich dann eine Division durch Null ergeben. Daraus ergibt sich, dass eine Heizgradtagbereinigung eines Datenpunktes nur durchgeführt werden kann und darf, wenn der langjährige und auch der aktuelle Heizgradtagwert nicht Null ist.

Die letzte Spalte der Tabelle 4.1 zeigt auch noch die logarithmierten Lastwerte. Es wird zwar ein logarithmisches Modell verwendet, aber mit der Excel-Funktion für lineare Modelle gearbeitet.

Datum	Last norm.	Temp °C	HGT _{norm} K·d	HGT _{spez} K·d	Last norm./ber.	Ln Last norm./ber.
1.10.2011	0,0939	15,53	3,86	0	0,0939	-2,3656
2.10.2011	0,1000	14,58	3,85	0	0,1000	-2,3028
3.10.2011	0,1109	14,26	1,89	0	0,1109	-2,1992
4.10.2011	0,0862	15,63	3,96	0	0,0862	-2,4516
5.10.2011	0,0918	14,78	4,35	0	0,0918	-2,3880
6.10.2011	0,0823	15,83	5,50	0	0,0823	-2,4975
7.10.2011	0,1999	8,56	6,24	11,11	0,1091	-2,2155
8.10.2011	0,2353	5,74	4,59	14,26	0,0757	-2,5803
9.10.2011	0,2975	5,24	6,07	14,76	0,1223	-2,1013
10.10.2011	0,2705	6,82	6,90	13,18	0,1415	-1,9555

Tabelle 4.1: Tagesmodell: Heizgradtagbereinigung der Daten (Auszug)

Die verwendeten Modellparameter (Tagesdurchschnittstemperatur, langjährige Heizgradtage, Zeitverzögerung sowie die Schaltvariablen der verschiedenen Wochentage) sind in Tabelle 4.2 dargestellt.

Datum	ln Temp	ln HGT _{norm}	ln Last t-1	Mo	Di	Mi	Do	Fr	Sa	So
1.10.2011	5,6653	1,3512	-2,3421	0	0	0	0	0	1	0
2.10.2011	5,6620	1,3475	-2,3656	0	0	0	0	0	0	1
3.10.2011	5,6609	0,6368	-2,3028	1	0	0	0	0	0	0
4.10.2011	5,6656	1,3767	-2,1992	0	1	0	0	0	0	0
5.10.2011	5,6627	1,4696	-2,4516	0	0	1	0	0	0	0
6.10.2011	5,6664	1,7056	-2,3880	0	0	0	1	0	0	0
7.10.2011	5,6409	1,8314	-2,4975	0	0	0	0	1	0	0
8.10.2011	5,6308	1,5240	-2,2155	0	0	0	0	0	1	0
9.10.2011	5,6290	1,8028	-2,5803	0	0	0	0	0	0	1
10.10.2011	5,6347	1,9308	-2,1013	1	0	0	0	0	0	0

Tabelle 4.2: Tagesmodell: Parameter und deren Logarithmierung (Auszug)

Die Temperaturwerte werden vor der Logarithmierung in Kelvin umgerechnet. Der zugehörige Koeffizient ändert sich dabei nicht, aber dafür treten keine negativen Temperaturwerte auf (der natürliche Logarithmus ist für negative Zahlen nicht bestimmt). Bei den langjährigen Mittelwerten der Heizgradtage kommt es nur im Sommer vor, dass Null-Werte auftreten. Auch hier wäre der Logarithmus nicht anwendbar, da Excel in diesem Fall eine Fehlermeldung ausgibt. Umgangen wird dieses Problem, indem die Null-Werte durch eine sehr kleine positive Zahl ersetzt werden (0,001). Die dadurch entstehende Ungenauigkeit kann vernachlässigt werden.

Die Daten werden nun der Funktion $RGP(\dots)$ übergeben, welche die ermittelten Modellparameter in der Form gemäß 3.2 zurück gibt. Die errechneten Parameter für das Tagesmodell sind in 4.3 zu sehen.

Die zusätzlich ausgegebenen statistischen Parameter bescheinigen eine äußerst hohe Qualität des Modells. Das Bestimmtheitsmaß r^2 hat einen Wert von 0,96738 (maximal möglich: 1), die

\mathbf{m}_{So}	\mathbf{m}_{Sa}	\mathbf{m}_{Fr}	\mathbf{m}_{Do}	\mathbf{m}_{Mi}	\mathbf{m}_{Di}	\mathbf{m}_{Mo}	\mathbf{m}_{Lag}	\mathbf{m}_{HGT}	\mathbf{m}_{Temp}	\mathbf{b}
-0,0262	-0,0526	-0,0187	0	-0,0281	-0,0318	-0,0299	0,6973	0,2930	-0,9667	4,3760
0,0244	0,0256	0,0257	0	0,0255	0,0258	0,0258	0,0377	0,0398	0,4509	2,5514
0,967	0,098	<i>kein Inhalt</i>								
672,13	204									
58,10	1,959									

Tabelle 4.3: Tagesmodell: berechnete Koeffizienten

Standardabweichung der Y-Werte $s_{e,Y}$ ist mit 0,098 äußerst gering. Vergleicht man nun den Verlauf des tatsächlichen Lastverlaufs und des Modells, lassen sich diese Werte leicht bestätigen.

Für die grafische Darstellung wird nun für jeden zu modellierenden Datenpunkt die Gleichung 4.1 gelöst. Das Modell liegt dann in Heizgradtag-bereinigter Form vor. Um auf den tatsächlichen Lastverlauf schließen zu können, werden die modellierten Lastdaten wieder Heizgradtag-, belastet“. Dabei wird die umgekehrte Prozedur der Heizgradtagbereinigung durchgeführt.

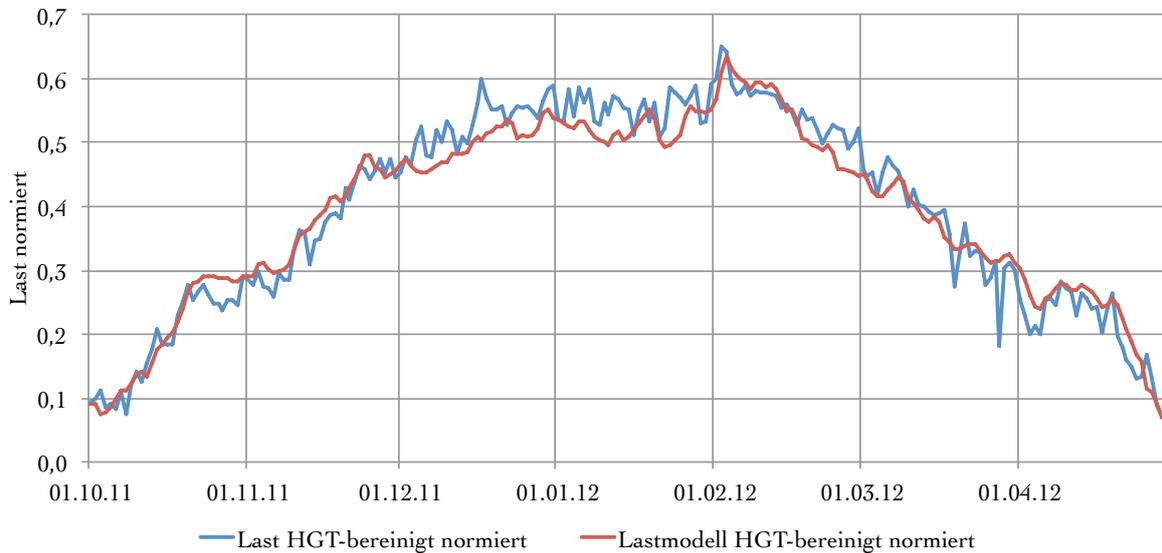


Abbildung 4.1: HGT-bereinigter Lastverlauf und Tagesmodell

Die beiden Grafiken 4.1 und 4.2 zeigen, dass der modellierte Verlauf äußerst gut mit dem tatsächlichen übereinstimmt. Im Heizgradtag-belasteten Verlauf des Modells (Abbildung 4.2) erkennt man, dass während der Kältewelle im Februar ein normierter Lastwert von über 1 erreicht wird. Dies soll nicht weiter stören, da dem Verlauf auch noch das Stunden- und Viertelstundenmodell überlagert werden. Diese beiden Verläufe können dann auch negative Werte annehmen, da diese nur mehr Differenzen bzw. Abweichungen vom tatsächlichen Lastverlauf modellieren.

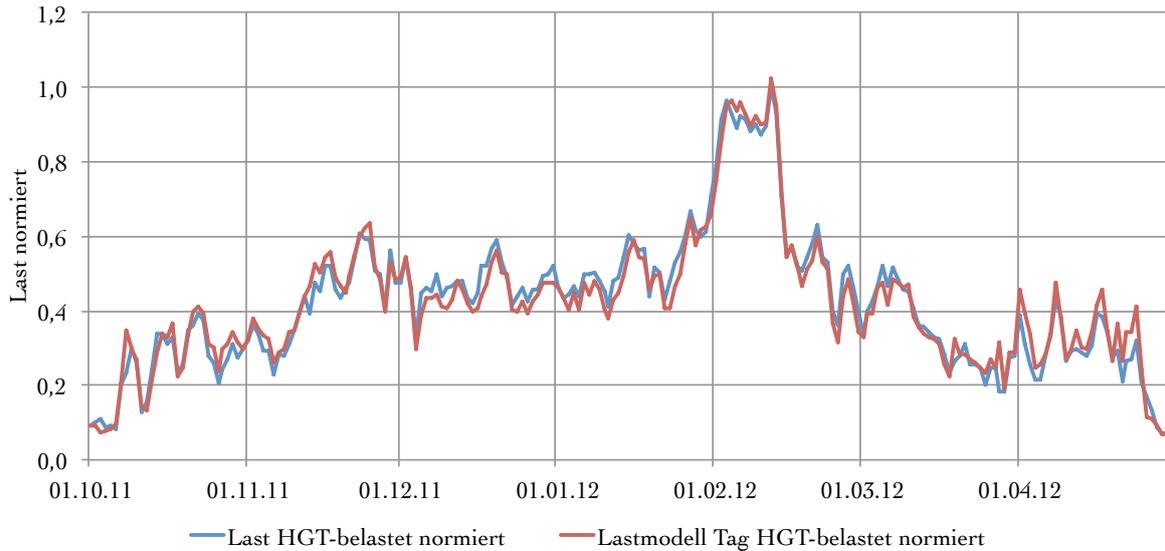


Abbildung 4.2: HGT-belasteter Lastverlauf und Tagesmodell

4.1.2 Stundenmodell

Beim Stundenmodell wird, wie schon erwähnt, nicht der komplette Lastverlauf auf Stundenbasis modelliert, sondern nur die Differenz zwischen den Stundenmittelwerten der Last und dem ermittelten Tagesmodell. Dies soll in erster Linie dazu dienen, den typischen Verlauf der Last über den Tag nachzubilden. Als Parameter dienen hier:

- Abweichung der Temperatur von Tagesdurchschnitt $T_{diff,h} = T_d(x) - T_h(x)$
- Temperaturgradient $\Delta T_h = T_h(x) - T_h(x - 1)$
- Schaltvariablen für täglich wiederkehrende Muster im Lastverlauf
 - Sperrzeit von 11:00 bis 12:00 (h12)
 - Lastspitze nach der Sperrzeit von 12:00 bis 13:00 (h13)
 - erhöhte Last in der Nacht von 22:00 bis 5:00 (h23 bis incl. h4)

Als Modellansatz wird ein linearer gemäß Gleichung 3.2 gewählt. Die Modellgleichung lautet nun

$$P_{ber}(x) = b + m_{T,diff} \cdot T_{diff,h}(x) + m_{\Delta T} \cdot \Delta T_h(x) + m_S \cdot S(x) + m_P \cdot P(x) + m_N \cdot N(x) \quad (4.4)$$

mit S für Sperrzeit, P für Peak und N für Nachmittag. Wie auch schon beim Tagesmodell werden zuerst die Lastdaten Heizgradtag-bereinigt. Die Werte für die Heizgradtage gelten dabei jeweils für einen ganzen Tag. Daraus resultieren unnatürlich erscheinende Sprünge im Lastverlauf zwischen zwei aufeinander folgenden Tagen, wenn die aktuellen HGT-Werte dieser beiden Tage stark unterschiedlich sind.

Stunde	Temp. in °C	Temp.-diff. in °C	Temp.-grad. in °C	Sperrzeit h12	Mittag h13	Nacht h22-h4	Last Stunde norm./ber.	Lastdiff. norm./ber.	Modell Lastdiff. norm./ber.
h1	4,7	-2,71	-0,10	0	0	1	0,2850	-0,0057	-0,0172
h2	4,8	-2,61	0,10	0	0	1	0,2889	-0,0018	-0,0233
h3	4,8	-2,61	0,00	0	0	1	0,2520	-0,0387	-0,0213
h4	4,8	-2,61	0,00	0	0	1	0,2770	-0,0137	-0,0213
h5	4,5	-2,91	-0,30	0	0	0	0,3065	0,0158	-0,0233
h6	2,2	-5,21	-2,30	0	0	0	0,3153	0,0246	0,0633
h7	0,6	-6,81	-1,60	0	0	0	0,3655	0,0748	0,0802
h8	0,6	-6,81	0,00	0	0	0	0,2976	0,0069	0,0802
h9	1	-6,41	0,40	0	0	0	0,2990	0,0083	0,0309
h10	2	-5,41	1,00	0	0	0	0,1751	-0,1156	0,0309
h11	5	-2,41	3,00	0	0	0	0,1750	-0,1157	-0,1015
h12	8,6	1,19	3,60	1	0	0	0,0013	0	-0,0494
h13	10,3	2,89	1,70	0	1	0	0,1860	-0,1047	-0,0888
h14	12	4,59	1,70	0	0	0	0,1144	-0,1763	-0,2119
h15	12,6	5,19	0,60	0	0	0	0,0578	-0,2329	-0,2009
h16	13,2	5,79	0,60	0	0	0	0,0608	-0,2298	-0,2127
h17	12,7	5,29	-0,50	0	0	0	0,0921	-0,1986	-0,1801
h18	12	4,59	-0,70	0	0	0	0,1049	-0,1858	-0,1622
h19	10,8	3,39	-1,20	0	0	0	0,1128	-0,1779	-0,1283
h20	10,3	2,89	-0,50	0	0	0	0,1371	-0,1536	-0,1330
h21	9,9	2,49	-0,40	0	0	0	0,1319	-0,1588	-0,1272
h22	9,9	2,49	0,00	0	0	1	0,1520	-0,1387	-0,1213
h23	10,1	2,69	0,20	0	0	1	0,1882	-0,1025	-0,1294
h24	10,5	3,09	0,40	0	0	1	0,1577	-0,1330	-0,1414

Tabelle 4.4: Viertelstundenmodell: Parameter

Wie beim Tagesmodell treten auch hier wieder fehlerhafte Messwerte für den 29. Februar 2012 auf. Die Korrektur dieser Werte erfolgt identisch zum Tagesmodell. Es wird für jede der 24 Stunden der Mittelwert aus derselben Stunde des Vortages und des Folgetages gebildet.

Tabelle 4.4 zeigt auszugsweise für den 25. Oktober 2011 die an die Funktion $RGP(\dots)$ übergebenen Parameter. Die Temperaturen können hier wieder in °C eingesetzt werden, da es sich um ein lineares Modell handelt. Während der Sperrzeit (Stunde h12) soll der Lastwert sinngemäß null sein. Während der ersten Viertelstunde der Stunde 12 (h12q1) treten bei den Lastmesswerten aber immer wieder Werte auf, welche minimal über null liegen. Da es sich hier definitiv um Messfehler handelt, werden diese vor der Modellierung auf null gesetzt.

Die für das Stundenmodell zurückgegebenen Parameter sind in Tabelle 4.5 zu sehen. Das Bestimmtheitsmaß r^2 weist bei diesem Modell einen deutlich geringeren Wert als beim Tagesmodell auf, die Standardabweichung ist etwas kleiner. Zu beachten ist allerdings, dass dieses Modell über 5100 Gleichungen umfasst.

m_N	m_P	m_S	$m_{\Delta T, h}$	$m_{T, diff, h}$	b
0,0145	0,0899	0,1331	-0,0203	-0,0196	-0,0850
0,0017	0,0038	0,0038	0,0009	0,0003	0,0009
0,5581	0,0524	<i>kein Inhalt</i>			
1290	5106				
17,70	14,02				

Tabelle 4.5: zurückgegebene Koeffizienten des Stundenmodells

Die Abbildungen 4.3 und 4.4 zeigen die HGT-bereinigten und HGT-belasteten Verläufe der Last und der Summe der beiden Lastmodelle (Tagesmodell + Stundenmodell) für den 25. Oktober 2011. Der Unterschied zwischen diesen beiden Grafiken ist lediglich der Skalierungsfaktor, welcher durch die HGT-Belastung auftritt.

4.1.3 Viertelstundenmodell

Das dritte und letzte Modell ist das Viertelstundenmodell. Dieses Modell dient dazu, den Verlauf auf Stundenbasis etwas zu glätten und an den realen Verlauf besser anzupassen sowie die Mittagsspitze etwas genauer zu modellieren. Verwendet wird wieder ein lineares Modell in Verbindung mit Parametern, welche sich auch in Viertelstundenschritten ändern. Das sind:

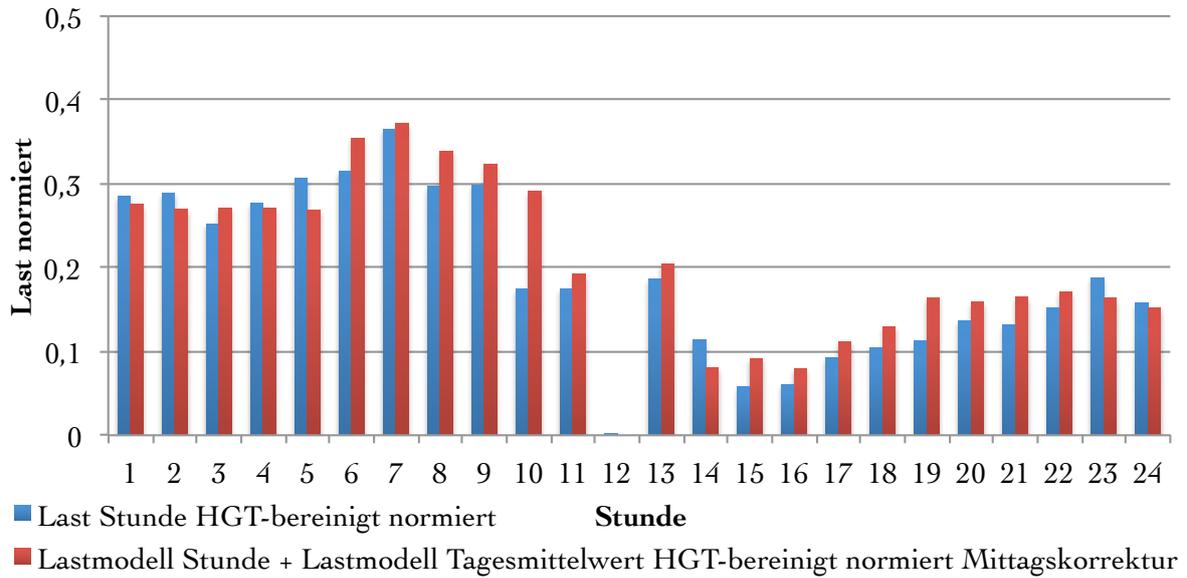


Abbildung 4.3: Lastverlauf Stundenmittelwerte und Summe aus Tages- und Stundenmodell für den 25. Oktober 2011, HGT-bereinigt

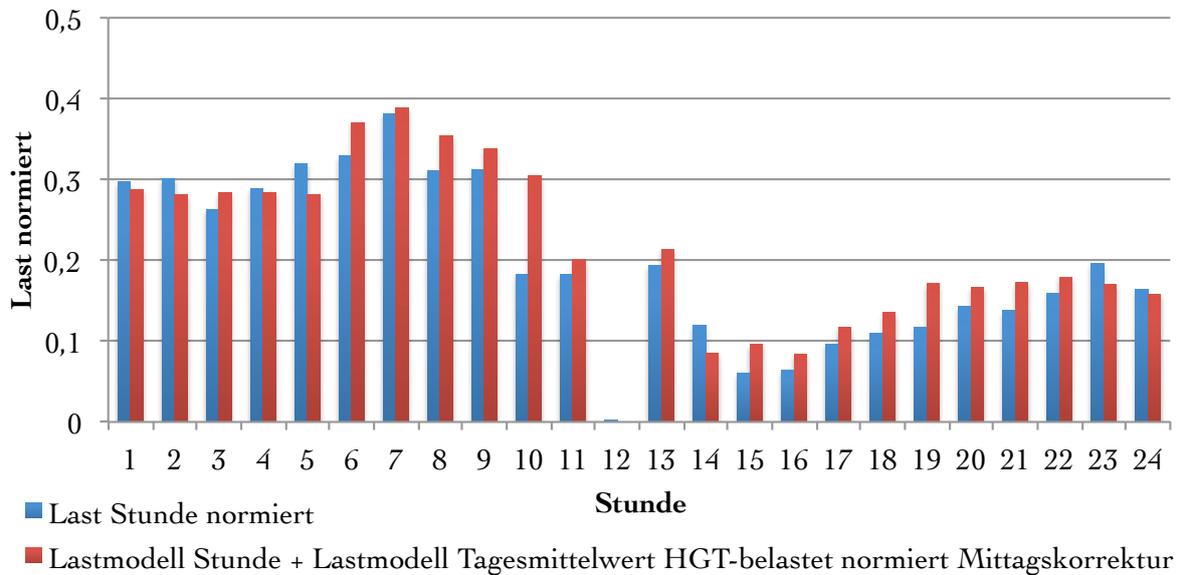


Abbildung 4.4: Lastverlauf Stundenmittelwerte und Summe aus Tages- und Stundenmodell für den 25. Oktober 2011, HGT-belastet

- Außentemperatur $T_q(x)$
- Differenz zwischen der aktuellen Temperatur und dem Stundenmittelwert $T_{diff,q}(x) = T_q(x) - T_h(x)$
- Temperaturgradient $\Delta T_q = T_q(x) - T_q(x - 1)$
- Schaltvariablen für spezifische Viertelstunden:
 - Sperrzeit: h11q1 bis h11q4 (als eine Schaltvariable)
 - Mittagspeak: h12q1 bis h12q4 (als vier getrennte Schaltvariablen)

Modelliert wird nicht der komplette Lastverlauf in Viertelstundenschritten, sondern nur die Differenz zwischen dem tatsächlichen Lastverlauf und der Summe aus Tages- und Stundenmodell. Zu erkennen ist das in Abbildung 4.5 (a). Die roten Balken stellen den Verlauf aus Tages- und Stundenmodell dar, die blauen Balken den tatsächlichen Verlauf aus den Lastmessungen. Modelliert wird nur mehr die Differenz dieser beiden Verläufe. Wie schon bei den beiden Modellen zuvor werden die Lastdaten vor der Modellierung normiert und Heizgradtag-bereinigt. Auf eine tabellarische Darstellung diverser Datenreihen wird beim Viertelstundenmodell verzichtet, da ohnehin nur sehr kleine Datenausschnitte darstellbar sind und sich die Methode im Vergleich zum Stundenmodell nicht geändert hat.

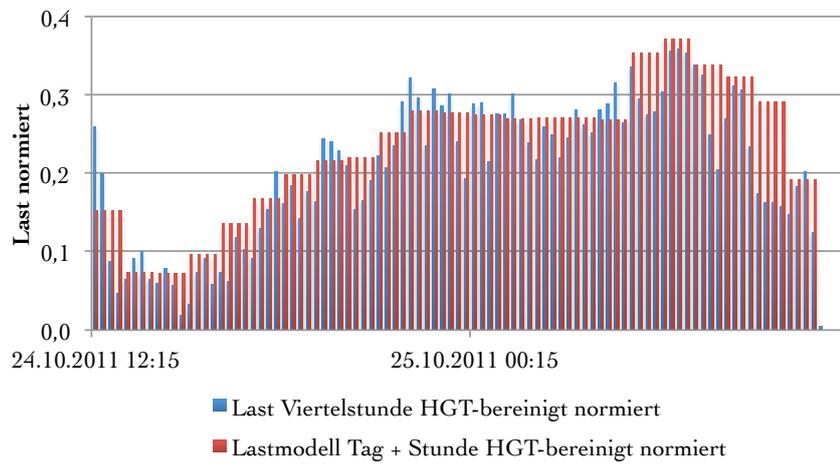
Es ist auch hier wieder eine Korrektur des 29. Februar notwendig. Diese erfolgt, wie auch schon zuvor, durch eine Mittelwertbildung für jede Viertelstunde aus den jeweiligen Viertelstundenwerten des Vortages und des Folgetages.

m_{h12q4}	m_{h12q3}	m_{h12q2}	m_{h12q1}	m_S	$m_{\Delta T,q}$	$m_{T,diff,q}$	m_T	b	
-0,0672	-0,0338	0,0390	0,0328	0,0162	0,0025	-0,0218	0,0026	-0,0305	
0,0037	0,0037	0,0037	0,0037	0,0019	0,0012	0,0014	0,0001	0,0004	
0,1327	0,0534	<i>kein Inhalt</i>							
390,9	20438								
8,9219	58,32								

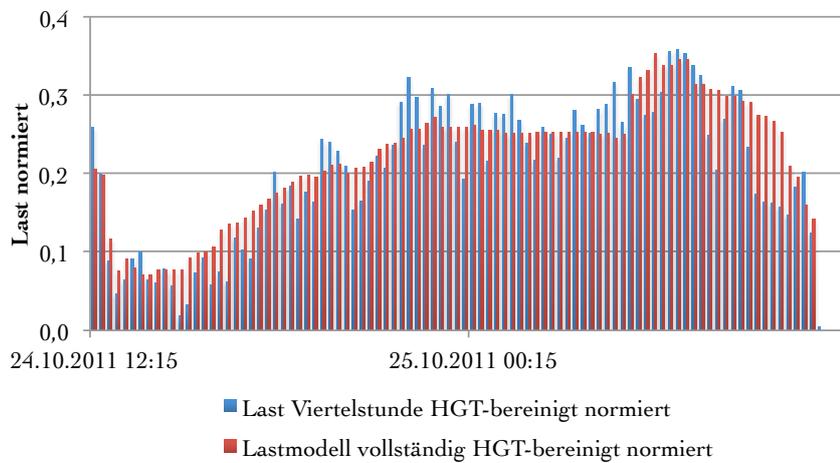
Tabelle 4.6: zurückgegebene Koeffizienten des Viertelstundenmodells

Die statistische Auswertung ergibt ein Bestimmtheitsmaß von nur etwa 0,13 und eine Standardabweichung der modellierten Werte von etwa 0,05. Es muss aber beachtet werden, dass es hier über 20400 Gleichungen zu optimieren gilt. Weiters ist das vorrangige Ziel dieses letzten Modells, den Lastverlauf etwas zu glätten. Würde man den Stundenverlauf auf Viertelstundenbasis darstellen, hätten die vier Lastwerte einer Stunde denselben Zahlenwert, von einer Stunde zur nächsten würden große Sprünge auftreten. Die Abbildung 4.5 zeigt einen Vergleich zwischen dem Stunden- und Viertelstundenmodell. Hier wird die Aufgabe des Viertelstundenmodells noch einmal verdeutlicht. Die Glättung des Verlaufs gegenüber jenem auf Stundenbasis ist eindeutig erkennbar. Weiters wird die einer Versorgungsunterbrechung folgenden Lastspitze besser nachgebildet, da diese tendenziell kürzer als eine Stunde ist (jeweils ganz links im Bild zu sehen).

Das Ziel dieses Modells ist es, eine gewisse Glättung des Stundenmodells zu erzielen. Die Abbildungen 4.6 und 4.7 zeigen jeweils für den Zeitraum von 24. bis 26. Oktober 2011 den tatsächlichen Lastverlauf sowie die Summe aller drei Lastmodelle auf Viertelstundenbasis.



(a) Stundenmodell



(b) Viertelstundenmodell

Abbildung 4.5: Vergleich der Lastverläufe des Stundenmodells und des Viertelstundenmodells (24.10.2011 12:00 bis 25.10.2011 12:00): man erkennt sehr gut den deutlich glatteren Verlauf des Viertelstundenmodells

Nach der Heizgradtag-Belastung wird als letzter Schritt im Modellierungsvorgang noch eine Skalierung durchgeführt. Diese soll bewirken, dass die Gesamtenergie über die Heizperiode beim tatsächlichen Lastverlauf und beim Modell gleich sind. Für die komplette Heizperiode 2011/12 ergibt sich, dass das Modell um den Faktor 1,0031, also um 0,31% weniger Gesamtenergie berechnet hat. Dieser Faktor wird später auch verwendet, um die Gesamtenergie der beiden anderen Heizperioden zu korrigieren. Betrachtet man den Energieverbrauch eines Tages und vergleicht das fertig skalierte Modell bzw. die gemessenen Werte, so ergeben sich hier aber sehr wohl Unterschiede.

Die Qualität dieses Modellierungsvorganges liegt ganz bestimmt darin, dass lange Zeiträume mit einer sehr feinen Auflösung modelliert werden können. Insgesamt umfasst eine Heizperiode von 1. Oktober bis 30. April 212 Tage, bei einem Schaltjahr 213. In Viertelstunden-Schritten ergeben sich somit 20352 bzw. 20448 Datenpunkte. Das Modell kommt mit sehr wenig Parametern aus. Neben den zu modellierenden Lastwerten werden lediglich aktuelle Temperaturmesswerte der Umgebung und langjährige Werte der Heizgradtage benötigt. Alle anderen Parameter sind Schaltvariablen oder lassen sich direkt aus den Temperatur- und Heizgradtag-Werten berechnen.

Die beiden Abbildungen zeigen, dass alle wesentlichen Merkmale im Lastverlauf durch das Modell nachgebildet werden können. Was auf den ersten Blick auffällt, ist, dass der modellierte Lastverlauf wesentlich glatter ist als der tatsächliche. Dieser Umstand wird als positiv gewertet, da der tatsächliche Lastverlauf auf nur 65 Wärmepumpen beruht, das Modell aber den Gesamtbedarf aller im Netz befindlichen Wärmepumpen modelliert.

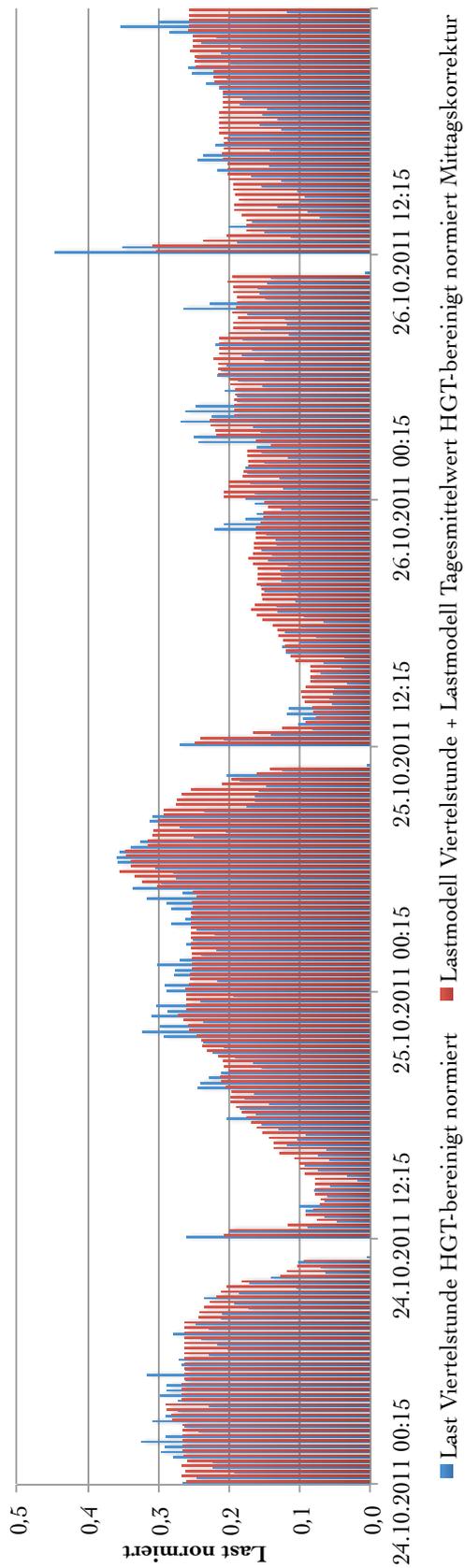


Abbildung 4.6: Lastverlauf und Viertelstundenmodell (HGT-bereinigt) für den Zeitraum von 24. bis 26. Oktober 2011

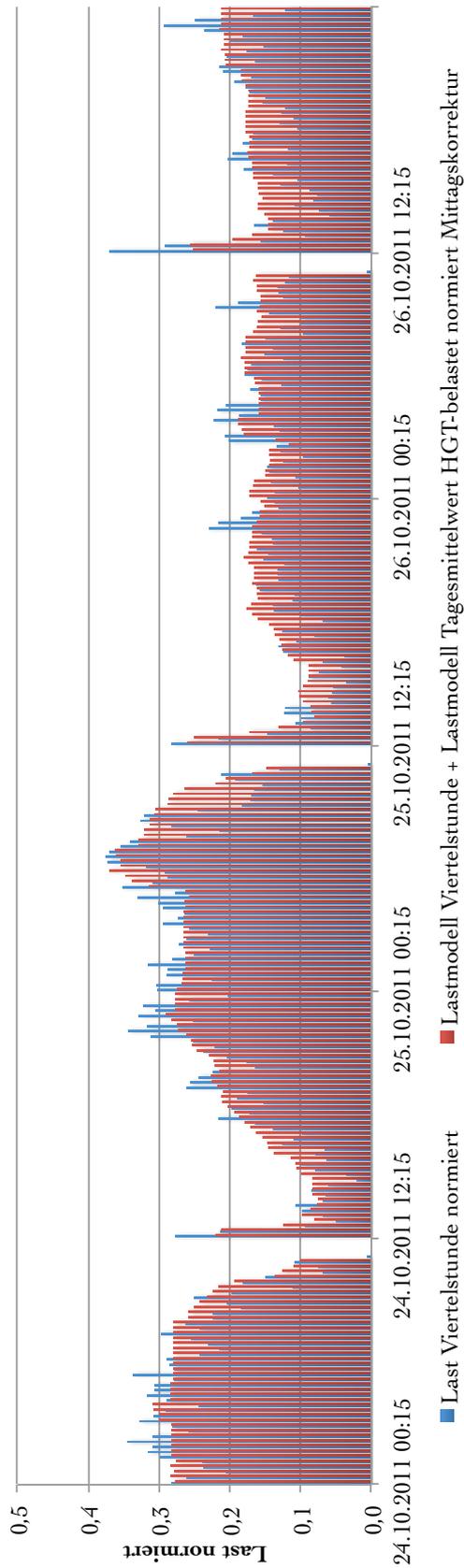


Abbildung 4.7: Lastverlauf und Viertelstundenmodell (HGT-belastet) für den Zeitraum von 24. bis 26. Oktober 2011

4.2 Eliminierung der Versorgungsunterbrechung

Nach der abgeschlossenen Modellierung des Lastverlaufes der Wärmepumpen ist es nun notwendig, einen Lastverlauf zu finden, welcher keine Versorgungsunterbrechung aufweist. Da es keine Möglichkeiten für Vergleichsmessungen gibt, muss auch hier modellhaft ein möglicher Verlauf erzeugt werden. Es sei darauf hingewiesen, dass der berechnete Lastverlauf ohne Unterbrechung nicht durch Messungen oder ähnliches überprüft wurde.

In einem ersten Schritt wird der Lastverlauf während des Unterbrechungszeitfensters von 11:00 bis 12:00 modelliert. Dabei werden vier fiktive Lastwerte erzeugt (h12q1 bis h12q4). Anschließend wird der Energieverbrauch der Stunde h12 berechnet und von den darauf folgenden Lastwerten stückweise abgezogen, sodass insgesamt die Energiebilanz wieder stimmt. Bei der Modellierung des Nachladezeitraumes werden zwei verschiedene Varianten untersucht („konstante Energienachladung“ und „gestaffelte Energienachladung“). Sie unterscheiden sich nur in der Wahl einiger Koeffizienten, welche den zeitlichen Verlauf des Nachladevorganges bestimmen.

4.2.1 Modellierung des Unterbrechungszeitfensters

Für das Unterbrechungszeitfenster werden die vier Lastwerte durch eine Mittelwertbildung aus Lastwerten davor und danach berechnet. Dabei gilt für alle vier Werte die selbe Formel, es werden lediglich die (Gleichungs-)Indizes jeweils um 1 erhöht. Um noch eine kleine Leistungsabsenkung während der Stunde zu erzeugen, werden Skalierungsfaktoren verwendet. Es gilt die Formel

$$P_i = c \cdot \frac{P_{i-1} + P_{i+8}}{2} \quad (4.5)$$

mit c als Skalierungsfaktor der jeweiligen Viertelstunde. Für die konstante Energienachladung gilt

$$\begin{aligned} c &= 0,98 \text{ für } i = \text{h12q1} \\ c &= 0,96 \text{ für } i = \text{h12q2} \\ c &= 0,94 \text{ für } i = \text{h12q3} \\ c &= 0,92 \text{ für } i = \text{h12q4} \end{aligned} \quad (4.6)$$

und für die gestaffelte Energienachladung gilt

$$\begin{aligned} c &= 0,97 \text{ für } i = \text{h12q1} \\ c &= 0,94 \text{ für } i = \text{h12q2} \\ c &= 0,91 \text{ für } i = \text{h12q3} \\ c &= 0,88 \text{ für } i = \text{h12q4} \end{aligned} \quad (4.7)$$

Die Abbildung 4.8 zeigt die Modellierung der Stunde 12 des 21. Oktober 2011. Die blauen Balken zeigen das normierte Lastmodell. Die roten Balken stellen einen Hilfsverlauf dar. Dieser wird, abhängig von jeweiligen Zeitpunkt, über die Gleichungen 4.5 und 4.8 gebildet (Achtung: bei diesem Verlauf stimmt die Energiebilanz nicht!). Dessen Berechnung ab h13q1 wird im folgenden Abschnitt 4.2.2 genauer erläutert. Der grüne Verlauf stellt den Lastverlauf ohne Sperrzeit dar, wobei bei diesem Verlauf die Energiebilanz wieder für jeden Tag stimmt. Für die Stunde h12 erkennt man, dass zwischen dem Hilfslastverlauf und dem fertigen Lastmodell ohne Unterbrechung genau die Faktoren aus Tabelle 4.7 (konstante Nachladung abgebildet).

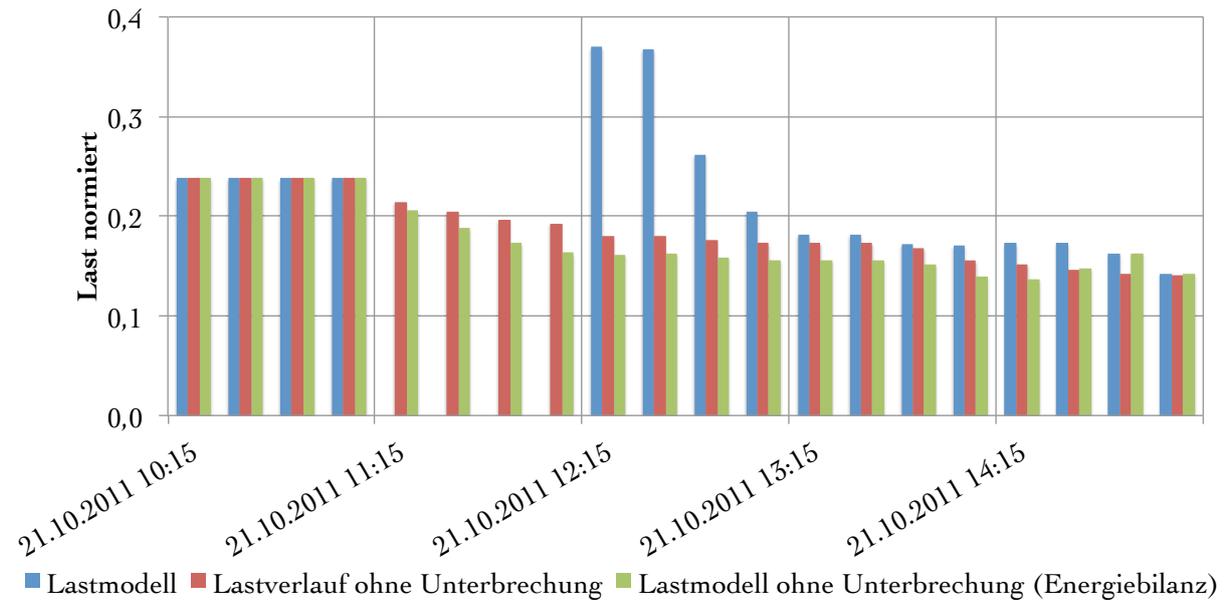


Abbildung 4.8: Modellierung der Stunde h12 sowie des Nachladezeitraumes (Ausschnitt des 21.10.2011 abgebildet, konstante Nachladung)

4.2.2 Modellierung des Nachladezeitraumes

Für die Modellierung des Zeitraumes nach einer Versorgungsunterbrechung ist ein etwas aufwendigerer Vorgang notwendig. Im ersten Schritt werden genau wie bei der Stunde h12 Mittelwertbildungen aus jeweils einem Lastwert davor und danach durchgeführt. Dies geschieht gemäß

$$P_i = c \cdot \frac{P_{i-1} + P_{i+4}}{2}. \tag{4.8}$$

Diese Mittelwertbildung wird für alle Lastwerte von h13q1 bis incl. h15q2 angewendet. Im Wesentlichen wird dabei die auf eine Unterbrechung folgende Lastspitze einfach abgeschnitten. Es ergibt sich zwar ein Lastverlauf, der dem ohne Unterbrechung entsprechen könnte. Was aber hier nicht stimmt, ist die Energiebilanz. Um das wieder zu korrigieren, muss die während der Stunde h12 nun zusätzlich verbrauchte Energie berechnet werden. Anschließend muss die Energiemenge, welche durch die Mittelwertbildung und Skalierungen abgezogen wird, mit jener der Stunde h12 übereinstimmen.

Die Basis dafür liefert die Mittelwertbildung (Gleichung 4.8). Es wird dabei die Differenz zwischen dem ursprünglich modellierten Lastverlauf und jenem aus den Mittelwerten für alle Zeitpunkte ab h13q1 berechnet und aufsummiert. Ist die aktuelle Summe dieser Differenzen kleiner als die Energiemenge der Stunde h12, werden für den weiteren Lastverlauf die kleineren Lastwerte aus der Mittelwertbildung verwendet. Diese werden dabei noch zusätzlich mit einem Faktor kleiner 1 multipliziert, was die niedrigeren Lastwerte bei einem unterbrechungsfreien Betrieb simulieren soll. Auch hier wird wieder zwischen konstanter und gestaffelter Energienachladung unterschieden. Die Tabelle 4.7 zeigt die jeweiligen Faktoren. Diese Faktoren beschreiben den Verlauf zwischen dem Hilfsverlauf und dem Lastmodell ohne Unterbrechung im jeweiligen Zeitraum. Bei der konstanten Nachladung wird angenommen, dass diese Faktoren, wie der Name schon sagt, konstant sind. Die gestaffelte Nachladung verwendet unterschiedliche, von der Zeit abhängige Faktoren.

Zeit	konstant	gestaffelt
h13q1	0,9	0,85
h13q2		
⋮	0,9	0,8
h15q1		
h15q2		
⋯	0,9	0,85
h17q1		
h17q2		
⋮	0,9	0,9
h19q1		
h19q2		
⋮	0,9	0,95
h23q2		

Tabelle 4.7: Faktoren für den Nachladezeitraum: konstante und gestaffelte Nachladung: Sie beschreiben das Verhältnis zwischen dem Hilfsverlauf und dem Lastmodell ohne Unterbrechung (Abbildung 4.8) im jeweiligen Zeitraum.

Sobald die Summe der Differenzen diese Energiemenge überschreitet, wird wieder auf die ursprünglichen Lastwerte zurückgewechselt. Für jenen Zeitpunkt, an dem diese Grenze überschritten wird, wird jener Lastwert berechnet, der notwendig ist, um die Energiebilanz wieder herzustellen.

Dabei kommt es speziell an den wärmeren Tagen am Beginn und am Ende einer Heizperiode vor, dass dadurch fehlerhafte Lastwerte erzeugt werden, welche um ein vielfaches des ursprünglichen Lastwertes größer sind. Diese Werte ergeben sich dann, wenn die für die Stunde h12 modellierten Lastwerte sehr klein sind und die Lastwerte am Nachmittag sogar null, die Werte der Lastspitze aber vergleichsweise groß. Für den ersten Lastwert h13q1 wird jener Wert, welcher über die Mittelwertbildung berechnet wurde, verwendet. Dadurch stimmt die Energiebilanz aber nicht mehr, es wird zuviel Energie abgezogen. Diese Energiemenge wird fälschlicherweise dann dem Wert des Zeitpunktes h13q2 addiert.

Diese Berechnungsfehler können aber ebenfalls detektiert und korrigiert werden. Wird ein Lastwert gefunden, der fälschlicherweise erhöht wurde, wird dieser auf den gemittelten Lastwert reduziert und die abgezogene Energiemenge auf die Folgewerte verteilt. Dabei werden zu den folgenden 20 Lastwerten jeweils 5% der Energiemenge dazuaddiert. Dadurch lassen sich teilweise auch die durch die Lastmodellierung berechneten (falschen) Nullwerte am Nachmittag warmer Tage korrigieren. Abbildung 4.9 zeigt einen solchen falschen Mittagspeak und den zugehörigen korrigierten Verlauf für den 8.10.2012.

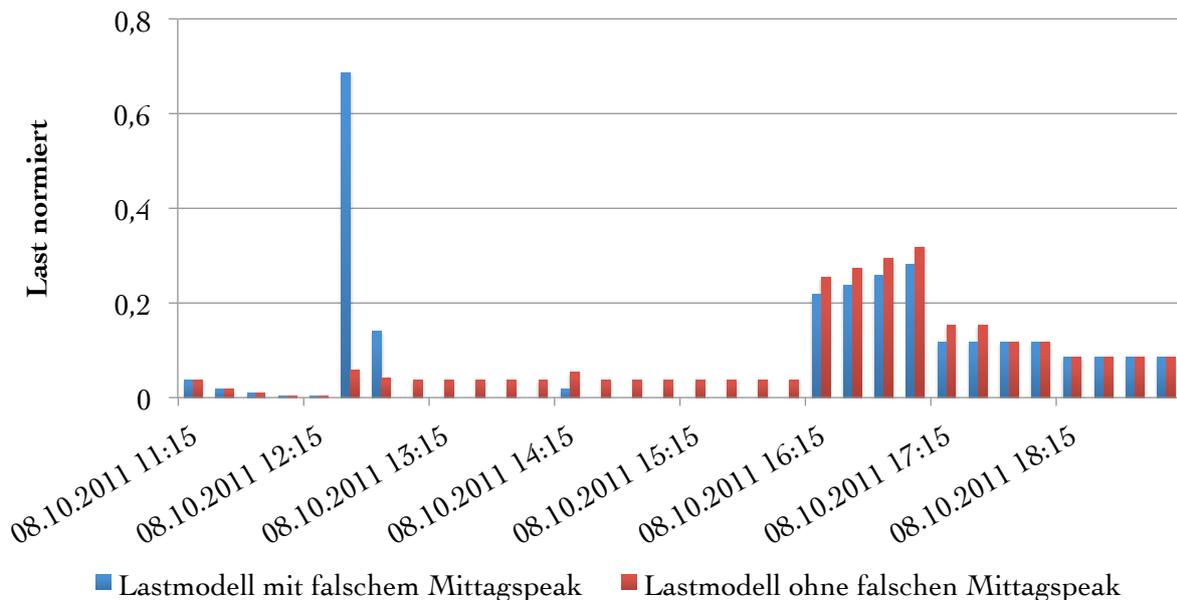


Abbildung 4.9: Falscher Mittagspeak und Korrektur für den 8.10.2012

4.2.3 Ermittlung der Verlagerungskoeffizienten

Es lässt sich nun berechnen, wie viel Prozent der aufgrund einer Unterbrechung nachzuladenden Energie in jeder Viertelstunde des Nachladezeitraumes nachgeladen werden. Es werden z.B.: am 25.10.2011 während h13q1 47,4%, während h13q2 46,5% und während h13q3 6,1% der Energie der Stunde h12 nachgeholt. Der Nachladevorgang ist an diesem Tag innerhalb von 3 Viertelstunden vollständig abgeschlossen. Die Prozentsätze ergeben sich für jede Viertelstunde aus den Differenzen zwischen Lastmodell mit und ohne Unterbrechung, wobei diese Differenzen dann auf die Energiemenge der Stunde h12 des unterbrechungsfreien Lastmodells bezogen wird.

Es ergibt sich also für jede Viertelstunde eines Tages ein Faktor. Um diese Faktoren zu kategorisieren, wird die Tagesdurchschnittstemperatur herangezogen. Dies ist eine Anlehnung an die temperaturabhängigen Standardlastprofile für verschiedene Verbraucher mit Sperrzeiten, wie sie in Deutschland zur Lastprognose zum Einsatz kommen (Details siehe Anhang C.1).

Es werden alle Tage zu Gruppen zusammengefasst, welche die gleiche Tagesdurchschnittstemperatur (auf 1°C gerundet) aufweisen. Anschließend wird innerhalb dieser Gruppen für jede

Viertelstunde der Mittelwert aller vorhandenen Faktoren berechnet und in eine Tabelle eingetragen. Es entsteht somit für jede Heizperiode eine eigene Tabelle. Zuletzt werden diese drei Tabellen noch vereinigt, indem für jede Temperatur und Viertelstunde der Mittelwert aus den drei Heizperioden berechnet wird. Ein Auszug der so entstehenden Tabellen ist in Tabelle 4.8 zu sehen.

Bei den einzelnen Heizperioden kann es vorkommen, dass nicht alle Spalten besetzt sind. Das heißt, dass z.B.: in der Heizperiode 2009/10 kein Tag mit einer Tagesdurchschnittstemperatur von -9°C vorkam. In der Gesamttabelle mit den Mittelwerten aus allen drei Heizperioden sind aber alle Spalten besetzt. Der abgedeckte Temperaturbereich reicht von -12°C bis $+18^{\circ}\text{C}$. Sollten Temperaturen auftreten, welche darunter oder darüber liegen, werden die Werte der Spalten für -12°C bzw. $+18^{\circ}\text{C}$ verwendet.

Als Zeitbereich, innerhalb dessen die Nachladung erfolgt, wird h13q1 bis h22q4 Uhr angenommen (10 Stunden, von h13q1 bis incl. h21q4). Die Kontrollsumme (letzte Zeile in Tabelle 4.8 bzw. in der Tabelle im Anhang) zeigt, dass die Nachladung bei allen Spalten innerhalb dieses Zeitraumes möglich ist, außer bei der Spalte $+9^{\circ}\text{C}$. Hier fehlen 0,0044 auf eine korrekte Summe von 1. Der dadurch entstehende Fehler wird aber vernachlässigt, um den für die Nachladung vorgesehenen Zeitraum nicht noch länger ausweiten zu müssen.

Weiters zeigt die Tabelle, dass einige Werte (speziell jene des Zeitraumes h13q2) negativ sind. Das tritt vermehrt bei wärmeren Tagen auf. Der Grund dafür ist, dass sich genau an diesen Tagen für den ersten Zeitraum h13q1 ein Wert größer als 1 ergibt. Der Algorithmus berechnet also, dass in der ersten Viertelstunde der Nachladung mehr als 100% der nachzuladenden Energie mehr verbraucht werden. Das muss, damit die Energiebilanz wieder stimmt, ausgeglichen werden, indem in der Folgeviertelstunde theoretisch Energie eingespeist wird (was praktisch natürlich nicht möglich ist). Es kommt auch vor, dass diese beiden Zahlenwerte zwar zwischen 0 und 1 liegen, aber trotzdem stark unterschiedlich sind. Diese beiden Umstände werden in der Gesamttabelle korrigiert, indem bei jenen Temperaturen, bei denen dieses Problem auftritt, für die Zeiträume h13q1 und h13q2 jeweils der Mittelwert aus den beiden ursprünglich berechneten Faktoren eingesetzt wird. So werden z.B.: in der Spalte für 9°C die ersten beiden Einträge durch 0,33 ersetzt.

Eine Begrenzung der Faktoren schon bei der Berechnung würde die Energiebilanz verletzen und hätte zur Folge, dass noch weitere Korrekturmaßnahmen notwendig wären. Bei Temperaturen zwischen 16 und 18°C treten weiterhin noch einige andere negative Werte auf. Diese sind aber betragsmäßig eher klein und werden geduldet.

Im Anhang C.2 ist die korrigierte gemittelte Tabelle sowie die grafische Darstellung der einzelnen Spalten zu finden (Abbildung C.2). Anhand dieser kann der zeitliche Verlauf des Nachladevorganges sehr gut abgeschätzt werden. Ein kleiner Ausschnitt dieser grafischen Darstellung ist in Abbildung 4.10 zu sehen.

Zeit	...	6°C	7°C	8°C	9°C	...
h13q1	...	0,52	0,35	2,09	1,14	...
h13q2	...	-0,02	0,22	-1,44	-0,48	...
h13q3	...	0,08	0,10	0,06	0,09	...
h13q4	...	0,04	0,05	0,03	0,04	...
h14q1	...	0,02	0,02	0,02	0,02	...
...
h21q4	...	0	0	0	0	...
Summe	1	1	1	1	0,9956	1

Tabelle 4.8: beispielhafte Darstellung der Tabelle für die Verlagerungsfaktoren

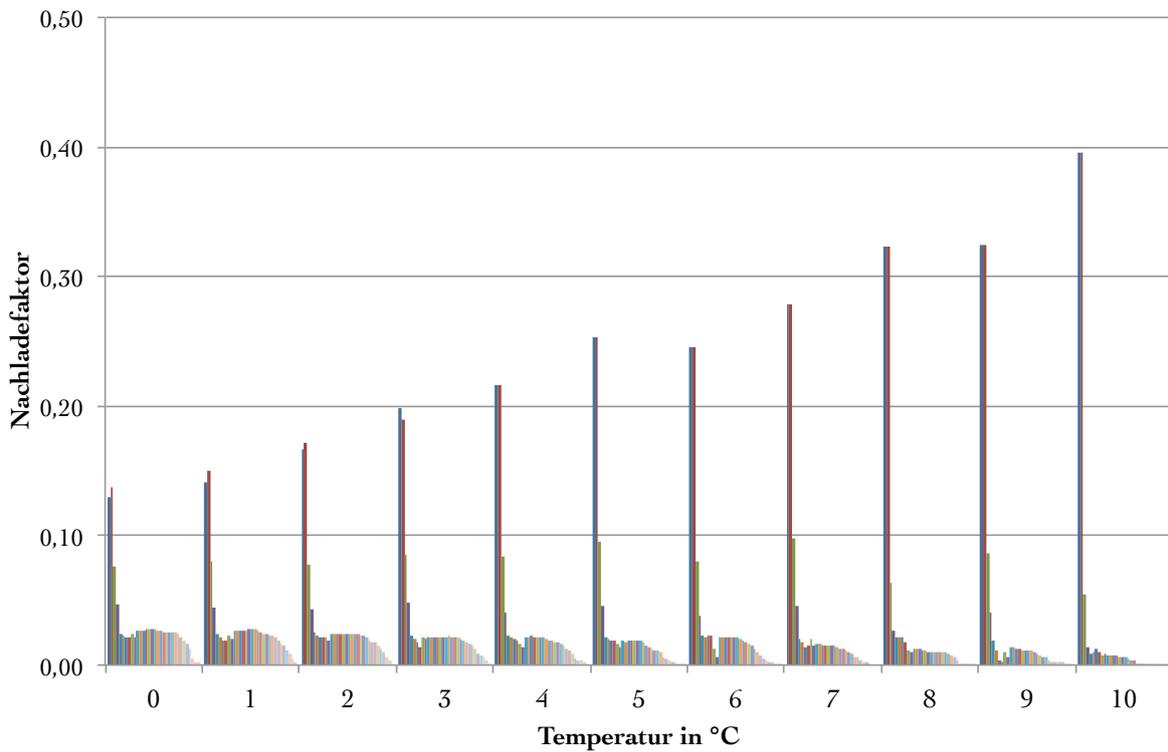


Abbildung 4.10: Ausschnitt der grafischen Darstellung der Nachladefaktoren (konstante Energienachladung)

Die bisher ermittelten Faktoren beziehen sich auf die Variante der „konstanten Energienachladung“. Verwendet man jedoch die „gestaffelte Energienachladung“, so ergeben sich andere Faktoren. Es wird hier wieder nur ein Ausschnitt der grafischen Darstellung gezeigt (siehe Abbildung 4.11), die Komplettdarstellung sowie die Wertetabelle ist wieder im Anhang C.2 zu finden.

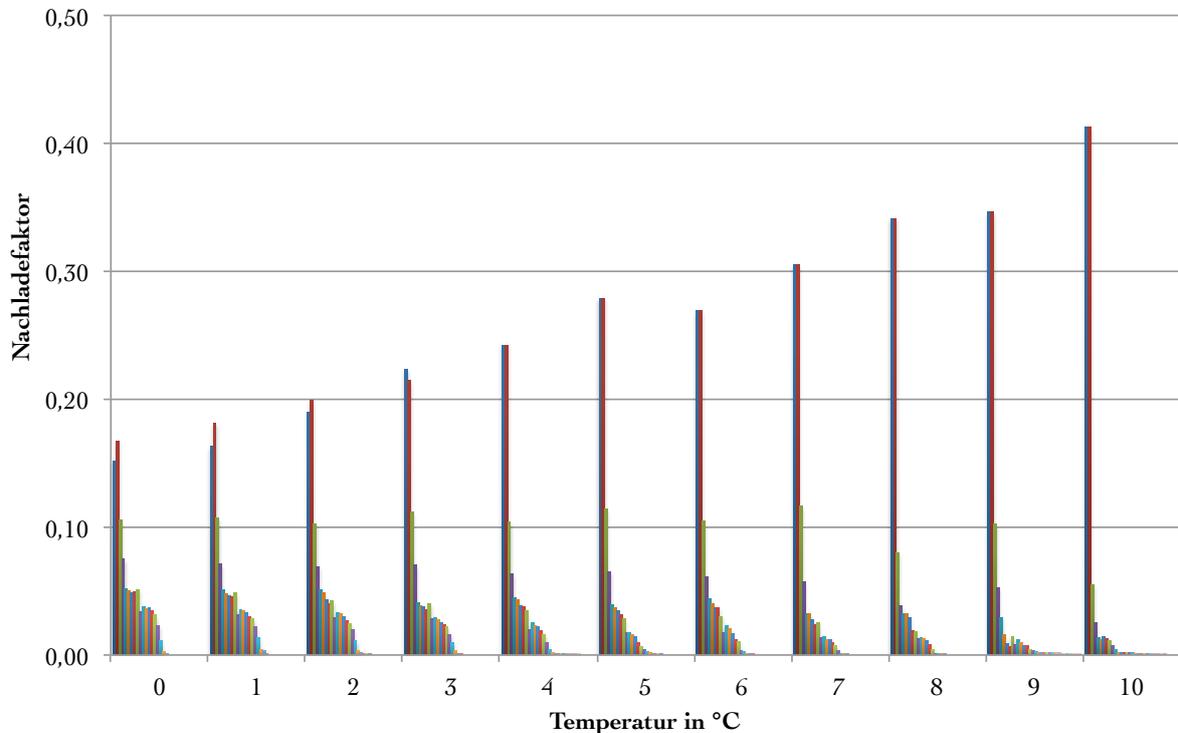


Abbildung 4.11: Ausschnitt der grafischen Darstellung der Nachladefaktoren (gestaffelte Energienachladung)

Die beiden Grafiken zeigen jeweils die Nachladekurven von 0 bis 10°C über einen Zeitraum von h13q1 bis h19q4. Man erkennt sehr gut, worin sich die beiden Varianten der Nachladung unterscheiden. Durch die Staffelung wird der Nachladevorgang schneller abgeschlossen. Die Faktoren sind auch allgemein etwas höher. Im Wesentlichen beschreiben beiden Kurven exponentielle Kennlinie mit verschiedenen Zeitkonstanten.

Es wird später noch eine dritte Variante dieser Nachladefaktoren verwendet, nämlich die schnellstmögliche Nachladung. Dabei wird ebenfalls mit einer solchen Tabelle gearbeitet, allerdings besitzt diese pro Spalte nur einen Eintrag. Sie enthält jeweils für die Viertelstunde h13q1 den Eintrag 1. Die genaue Anwendung dieses Spezialfalles wird später ausführlich in Kapitel 4.3.3 erklärt.

4.3 Modelle zur Lastverschiebung

Die verschiedenen Modelle zur Lastverschiebung basieren nun alle auf den modellierten Lastverläufen ohne Unterbrechung. Dazu wird ein aufwendiger Algorithmus erstellt, welcher jeweils für eine ganze Heizperiode Versorgungsunterbrechungen mit beliebiger Startzeit und Dauer (jeweils in Viertelstundenschritten) simulieren kann. Für diese Berechnungen werden die Tabellen mit den Nachladefaktoren herangezogen. Wird z.B.: eine Unterbrechung der Stunden h9-h11 untersucht, so setzt der Algorithmus die 12 Lastwerte dieses Zeitraumes auf 0 und berechnet die dadurch „eingesparte“ Energiemenge. Anhand der Nachladefaktoren wird diese Energiemenge auf die Lastwerte ab dem Wiedereinschaltzeitpunkt verteilt. Die aktuelle Tagesdurchschnittstemperatur bestimmt die zu verwendende Spalte der Faktorentabelle. Insgesamt stimmt so die Energiebilanz für jeden einzelnen Tag. Im Folgenden werden nun drei verschiedene Modelle zur Lastverschiebung getestet, welche auf den Nachladefaktoren aus Kapitel 4.2.3 beruhen. Die Vorgehensweise ist für alle drei Modelle die gleiche, lediglich die resultierenden Lastverläufe unterscheiden sich.

Berücksichtigung der Zeitumstellung

Für die Simulation der verschiedenen Unterbrechungsmodelle wird eine Eingabemaske erstellt, die die Auswahl des Startzeitpunktes (Stunden und Viertelstunde) sowie die Unterbrechungsdauer bequem über Drop-Down-Menüs ermöglicht. Weiters ist es auch noch möglich, die Zeitumstellung von Sommer- auf Winterzeit zu berücksichtigen. Diese Umstellung erfolgt jeweils am letzten Sonntag im Oktober, indem die Uhren um 3:00 auf 2:00 zurückgestellt werden. Dadurch wäre aber an diesem Tag zweimal die Stunde h03 vorhanden. Es wird hier die allgemein gültige Konvention angewendet, das erstmalige Auftreten dieser Stunde mit *h03A* und das zweimalige Auftreten mit *h03B* zu bezeichnen.

Die Modelle ermöglichen es speziell für den Fall einer Unterbrechung der Stunde h03 für den Tag der Zeitumstellung auszuwählen, ob diese Unterbrechung während der Stunde h03A oder h03B startet. Für alle anderen Tage während des Modellzeitraumes spielt die Auswahl keine Rolle. Die Umstellung von Winter- auf Sommerzeit (letzter Sonntag im März) erfolgt durch das Vorstellen der Uhren von 2:00 auf 3:00. Somit tritt an diesem Tage überhaupt keine Stunde h03 auf. Eine simulierter Unterbrechungsstart während der Stunde h03 wird an diesem Tag als ein Start während h04 interpretiert, das heißt, Unterbrechungen der Stunde h03 bzw. h04 liefern für diesen Tag denselben Lastverlauf.

Die Abbildungen 4.12 zeigen die Eingabemaske sowie die Auswahlmöglichkeiten der verschiedenen Parameter. Es können die Stunde sowie die Viertelstunde des Startzeitpunktes der Unterbrechung sowie die Unterbrechungsdauer in Viertelstundenschritten ausgewählt werden. Für die Zeitumstellung kann separat die Stunde h03A bzw. h03B gewählt werden. Für die späteren Untersuchungen wird jeweils h03A gewählt. Ein Indikator „Folgetag“ zeigt weiters an, wenn die

Wiedereinschaltung erst nach Mitternacht, also am nächsten Tag stattfindet.

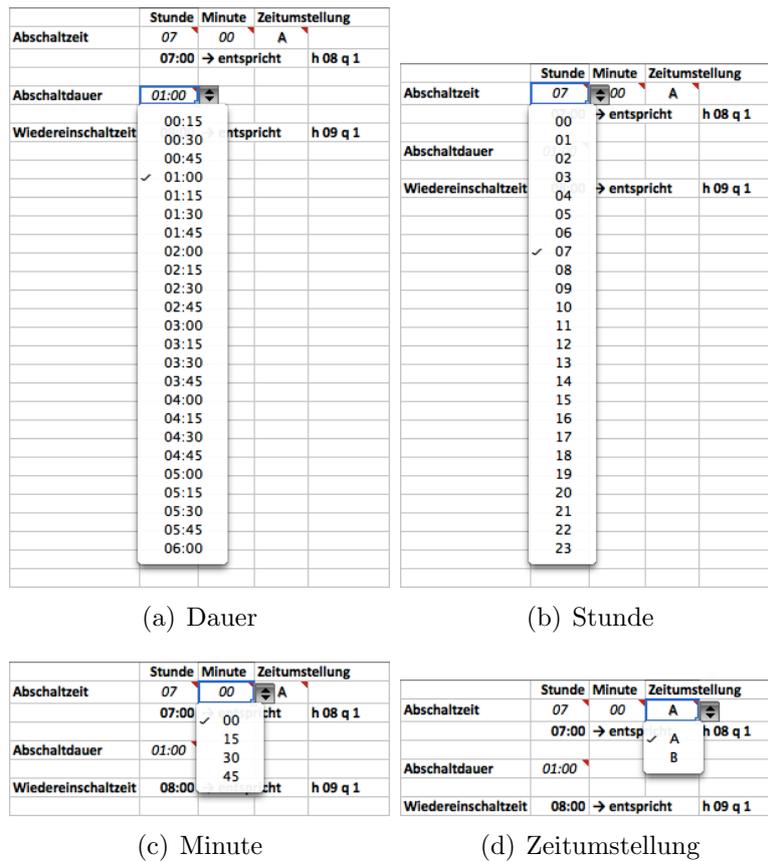


Abbildung 4.12: Eingabemaske für die Parameter der Lastverschiebungen

Lastbegrenzung

Durch die Verlagerung großer Energiemengen, die bei langen Versorgungsunterbrechungen auftreten können, entstehen speziell in den beiden ersten Viertelstunden nach dem Wiedereinschalten sehr hohe Lastwerte. Es wird deshalb eine künstliche Leistungsobergrenze eingeführt. Als maximal möglicher Lastwert wird der höchste Lastwert, der während der Heizperiode 2011/12 gemessen wurde, herangezogen. Dieser trat am 12.2.2012 während der Viertelstunde h05q4 auf. Dieser Lastwert ist somit jener Wert, welcher in der normierten Darstellung den Wert 1 erhält. Es wird nun angenommen, dass keine höheren Lastwerte mehr möglich sind. Sollte sich aufgrund der Nachladefaktoren ein höherer Lastwert als 1 (in normierter Darstellung) ergeben, so wird dieser auf 1 begrenzt und die überschüssige Energie in die Folgeviertelstunde verlagert. Tritt auch hier eine solche Übertretung auf, so wird ebenfalls wieder diese Begrenzung angewendet. Dadurch ist es wieder möglich, die Energiebilanz eines jeden Tages einzuhalten.

Durch diese Lastobergrenze ergibt sich eine weitere Begrenzung, nämlich die maximale Abschaltdauer. Theoretisch kann nur so lange unterbrochen werden, dass die Energie des Unterbrechungsintervalls in den Folgestunden bis zur nächsten Unterbrechung auch nachgeladen werden kann. Tests haben gezeigt, dass eine maximale Unterbrechungsdauer von 5:45 möglich sind, wobei die

Unterbrechung dabei mit h03q1 beginnt. Diese maximale Unterbrechungsdauer lässt sich speziell über den 12.2.2012 ermitteln. Das ist jener Tag im untersuchten Zeitraum mit dem höchsten Energiebedarf der Wärmepumpen.

4.3.1 Konstante Energienachladung

Beim Modell zur konstanten Energieverlagerung werden die Faktoren aus Tabelle C.1 und C.2 verwendet. Als erster Test des Lastverschiebungsalgorithmus wird die aktuelle Versorgungsunterbrechung der Stunde h12 simuliert. Abbildung 4.13 zeigt für den 4.2.2012 den gemessenen Lastverlauf (grün), den ursprünglich modellierten (blau) und den durch den Lastverschiebungsalgorithmus modellierten Lastverlauf (rot). Dabei zeigt sich, dass sich die beiden modellierten Verläufe nur sehr wenig von einander unterscheiden und auch sehr gut mit den Messwerten übereinstimmen. Als Tagesdurchschnittstemperatur wurden -12°C ermittelt.

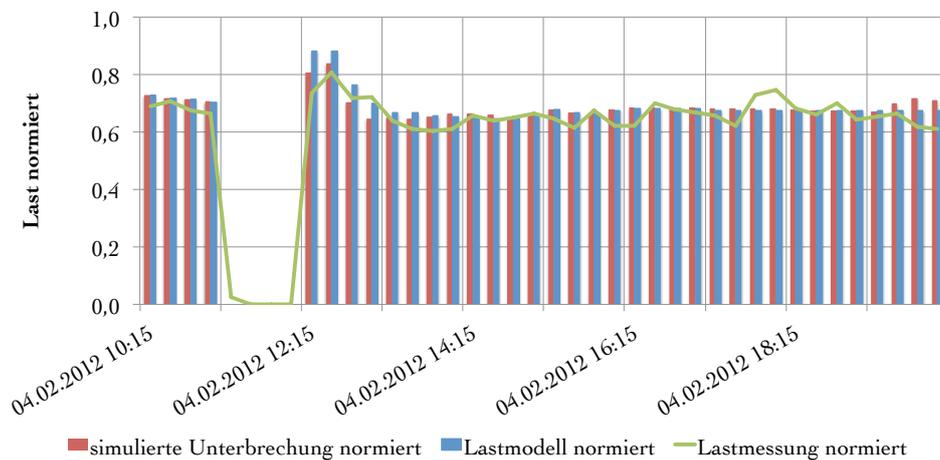


Abbildung 4.13: konstante Nachladung: Vergleich zwischen der Lastmessung (grün), dem Lastmodell mit Unterbrechung (blau) und der simulierten Unterbrechung der Stunde h12 (rot) für den 4.2.2012

Weiters wird noch eine 2-stündige Lastverschiebung für den 17.11.2011 für die Stunden h19 und h20 dargestellt. Hier fehlt jedoch ein Vergleich mit Messwerten oder einem anderen Modell, sodass lediglich der modellierte Lastverlauf mit und ohne Unterbrechung dargestellt werden kann (siehe Abbildung 4.14). Man erkennt sehr gut die Nachladefaktoren (Tagesdurchschnittstemperatur -1°C). Diese werden durch die Differenz zwischen den roten und blauen Balken dargestellt, skaliert mit der Energiemenge der Stunden h19 und h20 des Lastmodells ohne Unterbrechung.

4.3.2 Gestaffelte Energienachladung

Auch hier wird zuerst die aktuelle Versorgungsunterbrechung der Stunde h12 getestet. Die Unterschiede liegen lediglich in den Verteilungsfaktoren. Es gilt wieder die Tagesdurchschnittstem-

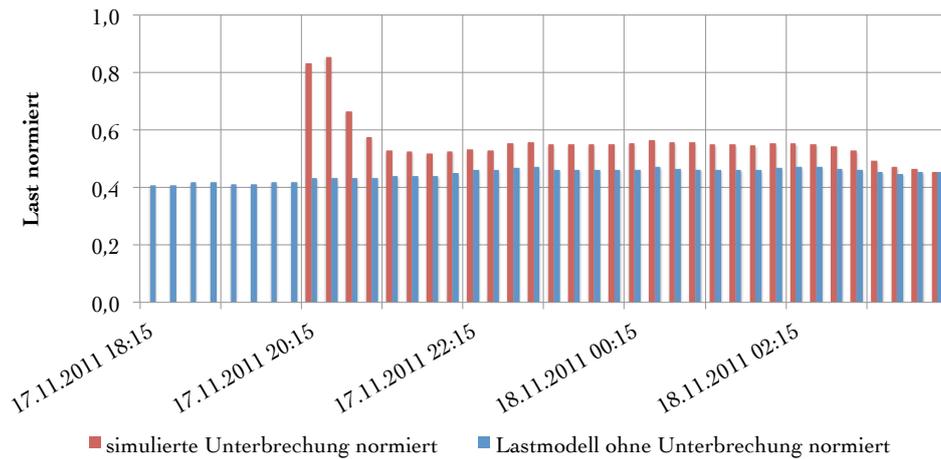


Abbildung 4.14: konstante Nachladung: Lastmodell ohne Unterbrechung (rot) und simulierte Unterbrechung (blau) der Stunden h19 und h20 für den 17.11.2011. Die Differenz zwischen den roten und blauen Balken ist die Energiemenge der Stunden h19 und h20, skaliert mit den Nachladefaktoren für die jeweilige Tagesdurchschnittstemperatur (hier -1°C)

peratur -12°C . Anhand dieser können die Faktoren der Tabellen C.3 und C.4 im Anhang entnommen werden. Es ist zu erkennen, dass auch das Modell mit der gestaffelten Nachladung eine sehr gute Näherung der aktuellen Mittagsunterbrechung liefert. Abbildung 4.15 zeigt den Lastverlauf bei einer Unterbrechung der Stunde h12 für den 4.2.2012, Abbildung 4.16 für eine Unterbrechung der Stunden h19 und h20 für den 17.11.2011. Bei der 2-stündigen Unterbrechung erkennt man bei einem Vergleich mit Abbildung 4.14 sehr gut die unterschiedlichen Nachladefaktoren. Die gestaffelte Nachladung ist nach kürzerer Zeit abgeschlossen, dafür sind die Faktoren entsprechend höher.

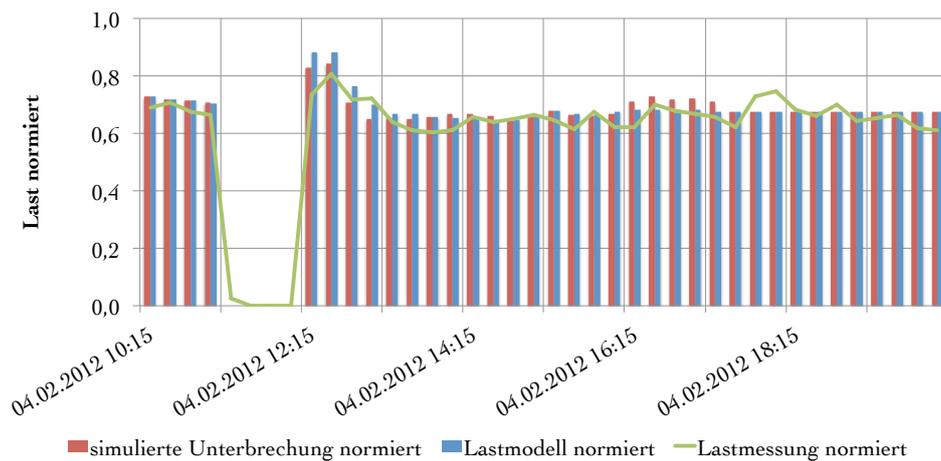


Abbildung 4.15: gestaffelte Nachladung: Vergleich zwischen der Lastmessung (grün), dem Lastmodell (blau) und der simulierten Unterbrechung der Stunde h12 (rot) für den 4.2.2012

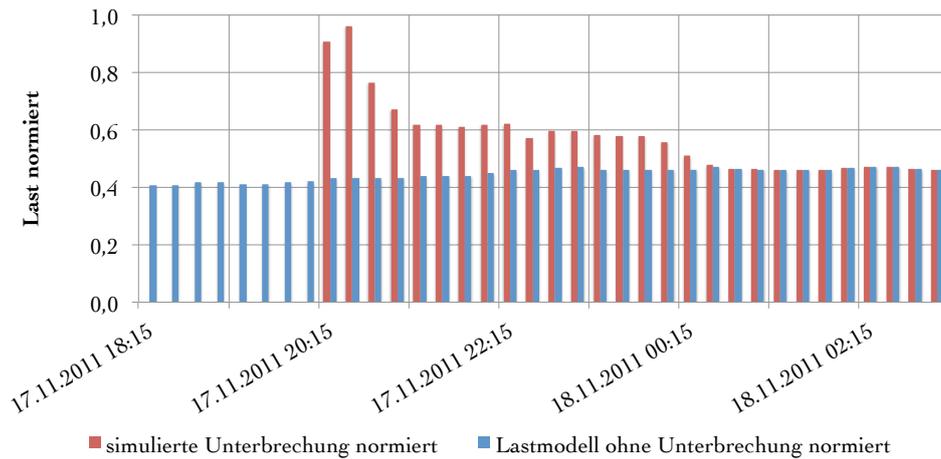


Abbildung 4.16: gestaffelte Nachladung: Unterbrechungsfreies Lastmodell (blau) und simulierte Unterbrechung der Stunden h19 und h20 (rot) für den 17.11.2011

4.3.3 Schnellnachladung

Als letzte Variante wird nun die Schnellnachladung getestet. Dabei wird die Viertelstunde h13q1 mit dem Nachladefaktor 1 gewichtet. Bei einer Maximalwertübertretung wird der Nachladevorgang auf die jeweilige nächste Viertelstunde ausgeweitet. Es ist hier klar die Maximalwertbegrenzung zu erkennen. Die Werte der Viertelstunden h13q1 und h13q2 haben jeweils den Wert 1, jener der Viertelstunde h13q3 beinhaltet den Rest, damit die Energiebilanz stimmt. Der restliche Verlauf dieser Kurve entspricht den Werten des Lastmodells ohne Unterbrechung (siehe Abbildung 4.17). Abbildung 4.18 zeigt noch den Verlauf der Schnellnachladung bei einer Unterbrechung der Stunden h19 und h20 für den 17.11.2011.

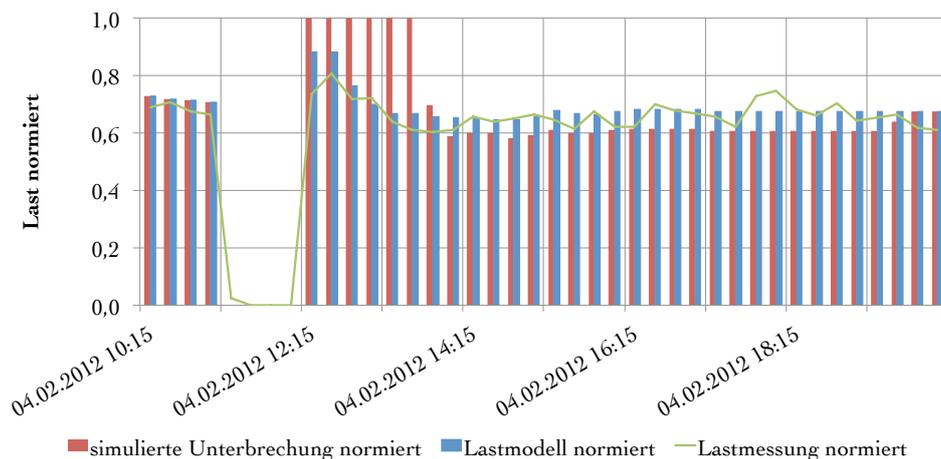


Abbildung 4.17: Schnellnachladung: Vergleich zwischen der Lastmessung (grün), dem Lastmodell (blau) und der simulierten Unterbrechung der Stunde h12 (rot) für den 4.2.2012

Bei einer längeren Unterbrechung bzw. einer größeren nachzuladenden Energiemenge kann die Schnellnachladung besonders gut nachvollzogen werden. Am 17.11.2012 weisen die Stunden h19 und h20 jeweils ca. 0,4 als normierten Lastwert auf, die Stunden während der Nachladung

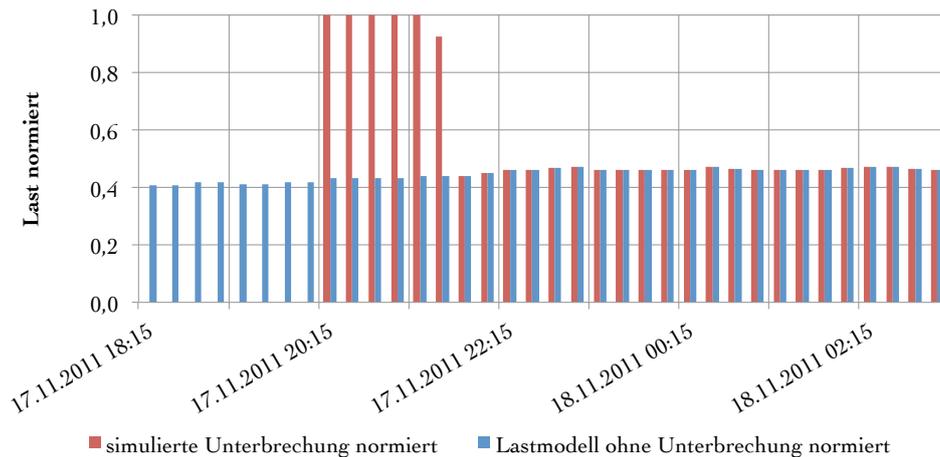


Abbildung 4.18: Schnellnachladung: Unterbrechungsfreies Lastmodell (blau) und simulierte Unterbrechung der Stunden h19 und h20 (rot) für den 17.11.2012

hätten im unterbrechungsfreien Lastmodell einen Wert von 0,45. Während der Stunden h19 und h20 wird in etwa ein Energiebedarf von 0,8 ($0,4 \cdot 2$ Stunden in normierter Darstellung) verbraucht. Die nachgeladene Energiemenge beträgt in etwa $0,55 \cdot 1,5$ Stunden, was wiederum einen Energiebedarf von 0,825 in normierter Darstellung ergibt.

4.4 Finanzielle Erträge am Intradaymarkt

Im letzten Schritt werden noch die finanziellen Erträge am Intradaymarkt analysiert. Dazu werden Preisinformationen des Intraday-Marktes der EPEX SPOT SE herangezogen. Auf der Internetseite der Börse sind alle Preisinformationen der vergangenen Jahre frei zugänglich. Die genaue Vorgehensweise wurde schon in Kapitel 3.1.3 vorgestellt. Als Ausgangssituation wird angenommen, dass der Verlauf des unterbrechungsfreien Lastmodells der bereits beschafften Energiemenge entspricht. Wird nun der Ertrag einer Lastverschiebung berechnet, wird die Energie des Unterbrechungszeitraumes verkauft, bei einem Mehraufwand durch den Nachladevorgang wird zusätzliche Energie zugekauft. Es werden die dadurch verschobenen Energiemengen lediglich mit den Energiepreisen der jeweiligen Stunde multipliziert und die Einnahmen und Ausgaben gegenüber gestellt.

Im Wesentlichen wird untersucht, zu welcher Tageszeit eine Unterbrechung am wirtschaftlichsten aus Sicht des Energieversorgers ist. Dabei wird das Unterbrechungsintervall in seiner Länge variiert und die Startzeit der Versorgungsunterbrechung in Stundenschritten bei der Betrachtung des Stundenmarktes bzw. in Halbstundenschritten bei Betrachtung des Viertelstundenmarktes verändert. Es werden für jeden Tag der untersuchten Heizperioden die Kosten bzw. der Ertrag des Lastverschiebungsvorganges sowie die verschobenen Energiemengen erfasst. Die Ergebnisse aller möglichen Unterbrechungsintervalle werden in Tabellen zusammengefasst. Anhand dieser Tabellen wird dann ermittelt, welches fixe (d.h. für die komplette Heizperiode der selbe Un-

terbrechungszeitraum) bzw. welches variable Unterbrechungsintervall (d.h. für jeden Tag das Intervall mit dem optimalen Ertrag) den höchsten Ertrag liefert. Bei der variablen Unterbrechung wird weiters noch untersucht, wie groß die relativen Häufigkeiten der einzelnen Intervalle sind.

Die Erträge werden in € pro Wärmepumpe und Heizperiode angegeben ($\text{€}/WP \cdot HP$). Auf den Zusatz $/WP \cdot HP$ wird im Weiteren verzichtet. Bezieht sich ein Betrag auf etwas anderes, wird extra dessen Bezugszeitraum, Wärmepumpenanzahl etc. angegeben.

Der Großteil der Untersuchung der finanziellen Erträge bezieht sich auf den Stundenmarkt, da der (gemeinsame) Viertelstundenmarkt für Österreich und Deutschland erst seit 1.1.2012 existiert. Somit ist der Zeitraum mit Preisinformationen auf Viertelstundenebene zu kurz, um fundierte Aussagen treffen zu können. Diese Daten dienen daher in erster Linie dazu, den Algorithmus für den Viertelstundenmarkt zu testen. Quantitative Aussagen können daraus nur bedingt abgeleitet werden.

4.4.1 Stundenmarkt

Die hier untersuchten Unterbrechungsintervalle haben eine Dauer von jeweils einer bzw. zwei Stunden. Auf längere Intervalle wird hier verzichtet, da keine Untersuchungen über das Verhalten der Wärmespeicher sowie den Einfluss der Lastverschiebung auf den Komfort der Kunden angestellt werden. Ein weiterer Grund ist, dass die ermittelten Nachladefaktoren auf der Basis von 1-stündigen Unterbrechungen ermittelt wurden. Eine simulierte längere Unterbrechung resultiert somit nur in höheren Lastwerten im Nachladezeitraum, dessen Dauer bleibt durch den Algorithmus aber unbeeinflusst. Es ist somit nicht geklärt, wie sich längere Unterbrechungen auf die Dauer der Nachladung auswirken. Angenommen wird aber, dass die Abweichungen bei 2-stündigen Unterbrechungen vernachlässigbar sind.

Um den Gesamtertrag einer fixen Unterbrechung für eine gesamte Heizperiode zu berechnen, müssen lediglich die Erträge aller Tage einer Heizperiode addiert werden. Bei der variablen Unterbrechung wird zuerst für jeden Tag das Intervall mit dem höchsten Ertrag ermittelt, danach werden diese Erträge addiert. Dann wird gezählt, wie oft welche Stunde (h01 bis h24) in der gesamten Heizperiode als optimales Unterbrechungsintervall gewählt wurde. Diese Anzahl wird dann durch die Gesamtanzahl der Tage pro Heizperiode (212 bzw. 213 bei einem Schaltjahr) dividiert. Bei der zweistündigen Unterbrechung bezieht sich diese Statistik dann auf die erste Stunde des Unterbrechungszeitraumes.

Unterbrechungsdauer 1 Stunde fix

In Abbildung 4.19 ist der Ertrag pro Wärmepumpe und Heizperiode der verschiedenen Nachladeszenarien (konstant, gestaffelt, schnellstmöglich) für eine fixe Unterbrechung der jeweiligen

Stunde zu sehen. Nach oben zeigende Balken bedeuten dabei einen Gewinn, nach unten zeigende Balken bedeuten einen Verlust (dies gilt auch für alle weiteren Grafiken dieser Art). Es ist klar ersichtlich, dass Unterbrechungen in den Abendstunden (speziell h19 und h20) die größten Erträge liefern. Verlustbringend hingegen sind vor allem die Stunden h4 bis h8 sowie der späte Nachmittag (h15 bis h17).

Ein Vergleich der einzelnen Nachladeszenarien zeigt, dass sie alle drei einen ähnlichen Verlauf bezüglich der Erträge aufweisen. Das heißt, alle drei Szenarien besitzen die allgemeinen Charakteristen, welche im vorigen Absatz erläutert wurden. Allerdings sind die erzielten Erträge bei einigen Stunden stark unterschiedlich.

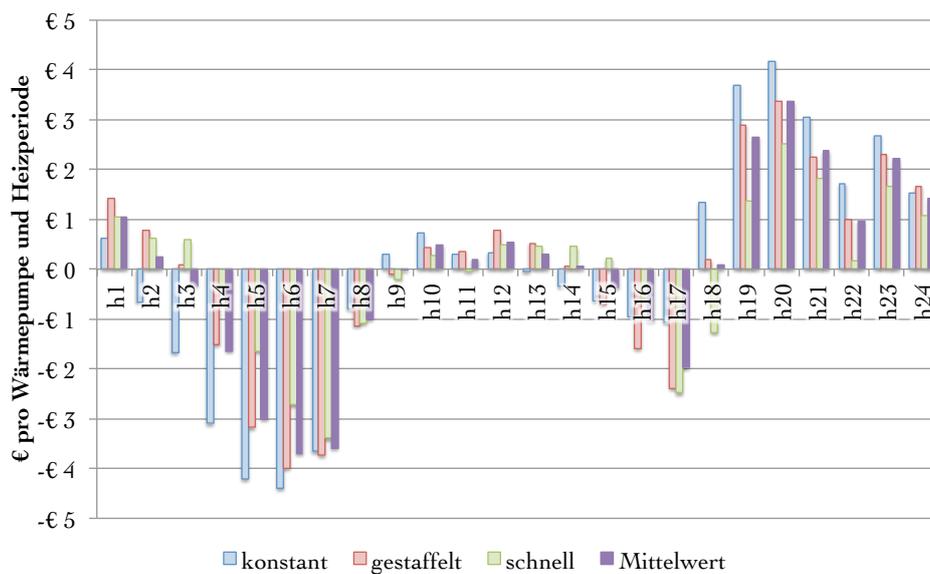


Abbildung 4.19: Unterbrechung 1 Stunde fix: Vergleich der Erträge der verschiedenen Stunden für die drei Nachladeszenarien

Vergleicht man die Abbildung 4.19 mit einem typischen Preisverlauf über einen Tag, erkennt man, dass die Ertragskurve im Wesentlichen die Ableitung der Preiskurve ist. Die Erträge sind dann am höchsten, wenn der Preis gerade am stärksten fällt bzw. die Preisdifferenz zwischen zwei aufeinander folgende Stunden maximal ist.

Daraus könnte man im ersten Moment ableiten, dass das Schnellnachladeszenario den größten Ertrag liefert. Tatsächlich ergeben sich die größten Erträge aber beim Szenario mit der konstanten Nachladung. Dies lässt sich anhand von einem kleinen Beispiel beweisen:

Durch eine Versorgungsunterbrechung von einer Stunde sind 30MWh zu verschieben. Der Preis zur Abschaltstunde beträgt 60€ je MWh, der Preis zur ersten Folgestunde 50€ und zur zweiten Folgestunden 45€ je MWh. Der Ertrag durch den Energieverkauf zur ersten Stunde bringt 1.800€. Wird angenommen, dass innerhalb der ersten Folgestunde die komplette Energie wieder nachgeladen wird, sind 1.500€ zu bezahlen. Es bleibt ein Gewinn von 300€. Werden aber in der ersten Folgestunde nur 20MWh und in der zweiten 10MWh nachgeladen, kostet der Nachladevorgang 1.000€ in der ersten Stunde und 450€ in der zweiten Stunde (gesamt 1.450€). Der



Abbildung 4.20: Unterbrechung 1 Stunde fix (Stunde h20): Vergleich der Erträge pro Heizperiode für die verschiedenen Nachladeszenarien

Gewinn steigt somit um 50€ gegenüber der schnellstmöglichen Nachladung.

Der Grund dafür ist, dass zur Gewinnmaximierung nicht die maximale Preisdifferenz zwischen zwei aufeinander folgenden Stunden alleine betrachtet werden darf. Es müssen auch die Preise der Folgestunden berücksichtigt werden. Das gilt auch für die Schnellnachladung, wenn diese länger als eine Stunde dauert. Bei der konstanten bzw. gestaffelten Nachladung werden größere Energiemengen in spätere Stunden verschoben, bei denen die Preisdifferenz zur Abschaltstunde wesentlich höher sein kann als bei der ersten Stunde ab dem Wiedereinschaltzeitpunkt.

Abbildung 4.20 zeigt noch eine Zusammenfassung der durchschnittlichen Erträge pro Wärmepumpe und Heizperiode für die Stunde h20. Während dieser Stunde treten großteils die höchsten Erträge auf. Eine Ausnahme bildet die Schnellnachladung für die Heizperioden 2010/11 und 2011/12. Hier tritt das Maximum zur Stunde h21 bzw. zur Stunde h17 auf. Es wird jedoch immer der Ertrag der Stunde h20 für diese Statistik verwendet. Bildet man den Mittelwert über alle Heizperioden und Nachladeszenarien, ergibt sich ein Ertrag von 3,36€ je Wärmepumpe und Heizperiode für eine Unterbrechung der Stunde h20. Dies stellt die ertragreichste einstündige Unterbrechung dar. Als Vergleich dazu beträgt der Ertrag für eine Unterbrechung der Stunde h12 (derzeitige Unterbrechung) im Mittel 0,53€ pro Wärmepumpe und Heizperiode.

Die höchsten Erträge aus zeitlicher Sicht ergeben sich für die Heizperiode 2011/12. Der Grund dafür sind die extrem niedrigen Temperaturen im Februar. Dadurch stiegen die Strompreise an den kurzfristigen Märkten extrem an. Als Höchstwert am Intradaymarkt (AT/DE) der EPEX SPOT SE für 1MWh ergaben sich 236,07€ am 13.2.2012 für die Stunde h19. Auch während der Tage davor überschritt der Strompreis die 100€-Marke mehrmals. Da während dieser Kälteperiode der Energiebedarf am höchsten war (auch der höchste gemessene Lastwert trat während dieser Tage auf), war auch die zu verschiebende Energiemenge sehr groß, was sich

auf die Erträge pro Tag auswirkte. Der höchste Ertrag konnte am 13.2.2012 zur Stunde h20 erzielt werden. Das Szenario mit konstanter Nachladung lieferte alleine für diesem Tag für die einstündige Unterbrechung einen Gewinn von fast 0,37€ pro Wärmepumpe.

Unterbrechungsdauer 1 Stunde optimal

Für die Ertragsdarstellung der optimalen einstündigen Lastverschiebung ist leider keine Darstellung wie in Abbildung 4.19 möglich. Es kann lediglich der durchschnittliche Ertrag für die verschiedenen Szenarien und Heizperioden sowie Mittelwerte daraus angegeben werden (Abbildung 4.21). Dazu gibt es noch die Häufigkeitsverteilung der einzelnen Stunden (Abbildung 4.22).

Als maximaler Ertrag der optimalen Versorgungsunterbrechung ergeben sich 5,78€ pro Wärmepumpe und Heizperiode. Gegenüber der fixen Unterbrechung der Stunde h20 ist das eine Steigerung um über 72%. Es ist klar zu erkennen, dass die Erträge der Heizperiode 2011/12 am höchsten sind, was hauptsächlich wieder auf die hohen Preise während der Kältewelle im Februar 2012 zurückzuführen ist.

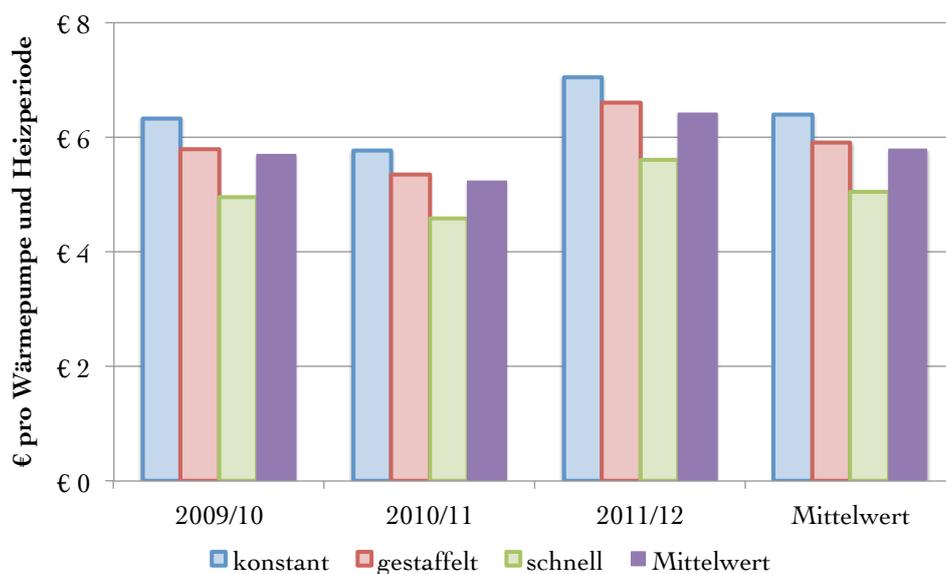


Abbildung 4.21: Unterbrechung 1 Stunde optimal: Vergleich der Erträge pro Heizperiode für die verschiedenen Nachladeszenarien

Die Häufigkeitsverteilung in Abbildung 4.22 zeigt, welche Stunden wie oft pro Heizperiode als optimales Unterbrechungsintervall herangezogen wurden. Es ist klar ersichtlich, dass der Großteil der Unterbrechungen während der Abendstunden passiert. Über 36% der Unterbrechungen fallen im Mittel auf die Stunden h19 und h20, während die Stunden h15 bis h17 nie die optimalen Ergebnisse liefern. Auch die Stunde h12 (derzeitige Unterbrechung) hat nur einen verschwindend kleinen Anteil von 0,26%.

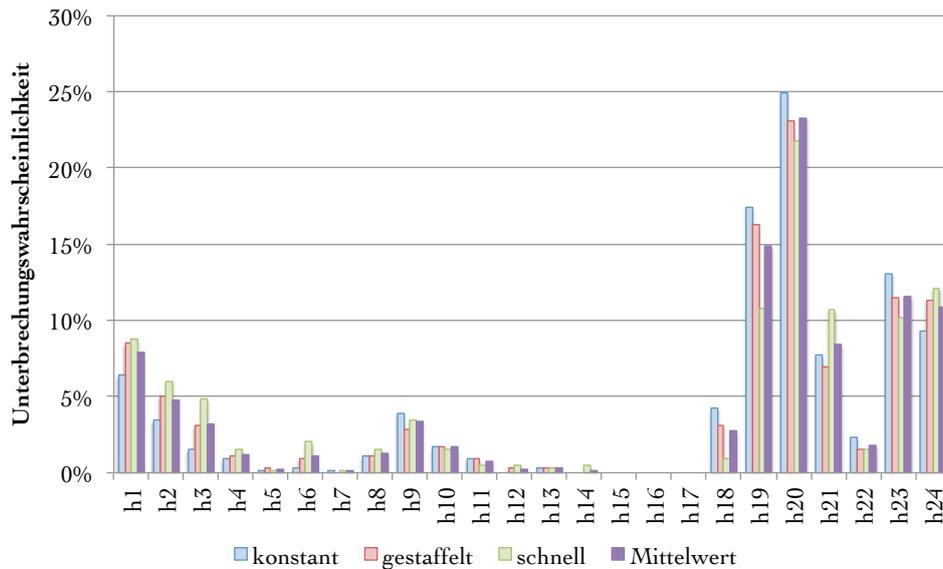


Abbildung 4.22: Unterbrechung 1 Stunde optimal: Vergleich der Häufigkeitsverteilung der einzelnen Stunden für die verschiedenen Nachladeszenarien

Unterbrechungsdauer 2 Stunden fix

Äquivalent zur 1-stündigen Unterbrechung werden nun die Ergebnisse für die 2-stündige Unterbrechung dargestellt. Zuerst wird wieder von einem fixen Unterbrechungsintervall ausgegangen, welches für alle 24 Startzeitpunkte ausgewertet wird. Abbildung 4.23 zeigt den Ertrag einer fixen Unterbrechung für die jeweiligen Intervalle und Szenarien. Es ist klar ersichtlich, dass wieder die Abendstunden die besten Ergebnisse liefern. Für das Intervall h19/h20 liegt der durchschnittliche Ertrag bei ca. 8,15€ pro Wärmepumpe und Heizperiode. Große Verluste ergeben sich bei Unterbrechungen in den frühen Morgenstunden. Zu dieser Zeit steigt der Strompreis an den Börsen stark an. Bei einer Versorgungsunterbrechung würde dann die Energie beim Rückkauf teurer als beim Verkauf sein.

Betrachtet man wieder die Erträge der ganzen Heizperioden (Abbildung 4.24), erkennt man eine ähnliche Charakteristik wie bei der 1-stündigen Unterbrechung. Diese Darstellung gilt für das Intervall h19/h20. Während der Heizperiode 2011/12 können aufgrund der extrem hohen Strompreise im Februar 2012 die höchsten Gewinne erzielt werden. Bis auf eine Ausnahme ergeben sich immer während des Intervalls h19/h20 die höchsten Gewinne. Diese Ausnahme ist, wie auch schon bei der 1-stündigen Unterbrechung, die gestaffelte Nachladung der Heizperiode 2010/11. Hier tritt das Maximum im Intervall h20/21 auf. Für Abbildung 4.24 wurde jedoch der Wert von h19/20 verwendet.

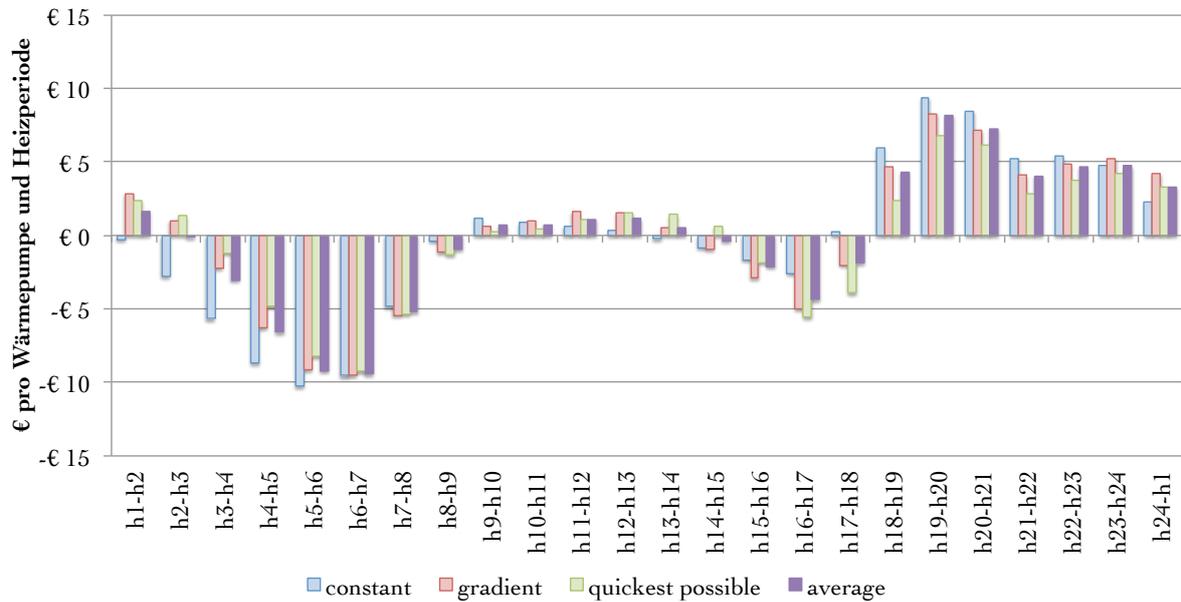


Abbildung 4.23: Unterbrechung 2 Stunden fix: Vergleich der Erträge der verschiedenen Stunden für die drei Nachladeszenarien

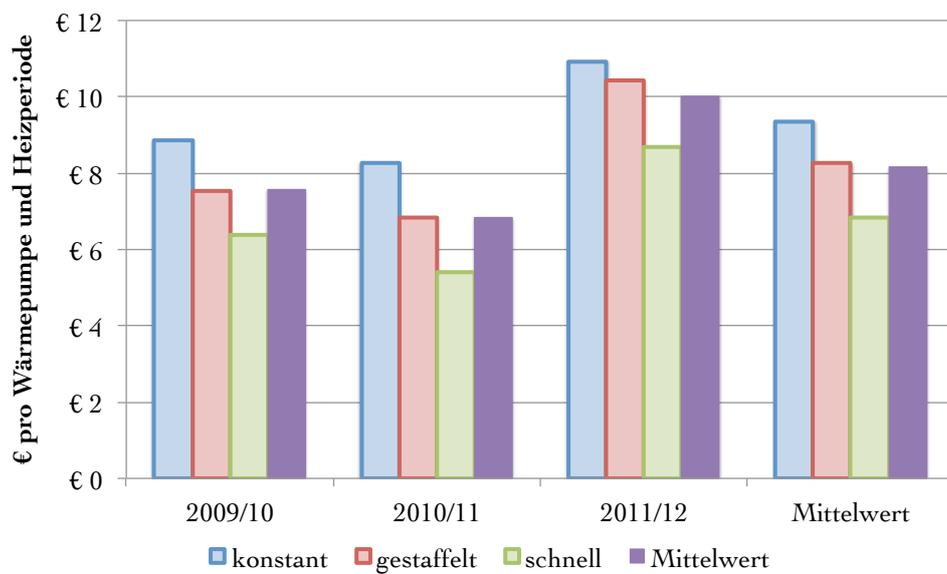


Abbildung 4.24: Unterbrechung 2 Stunden fix (Intervall h19/h20): Vergleich der Erträge pro Heizperiode für die verschiedenen Nachladeszenarien

Unterbrechungsdauer 2 Stunden optimal

Bei der optimalen Nachladung wird wieder für jeden Tag das aus finanzieller Sicht optimale Unterbrechungsintervall ermittelt. Die beiden Abbildungen 4.25 und 4.26 zeigen die durchschnittlichen Erträge pro Wärmepumpe und Heizperiode sowie die Häufigkeitsverteilung der 24 verschiedenen Intervalle. Im Durchschnitt können bei der 2-stündigen optimalen Unterbrechung 12,30€ erzielt werden. Gegenüber der 2-stündigen fixen Unterbrechung des Intervalls h19/h20 ist das eine Steigerung um über 50%.

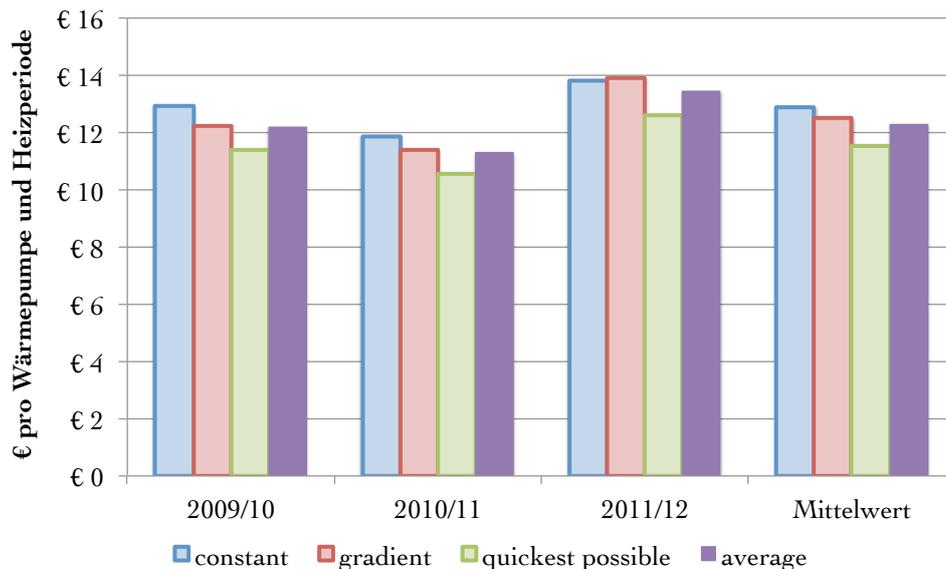


Abbildung 4.25: Unterbrechung 2 Stunden optimal: Vergleich der Erträge pro Heizperiode für die verschiedenen Nachladeszenarien

Die Häufigkeitsverteilung in Abbildung 4.26 zeigt ein ähnliches Ergebnis wie bei der 1-stündigen Unterbrechung. Der Großteil der Unterbrechung findet wieder in den Abendstunden statt. Während der Intervalle h19/h20 und h20/h21 kommt es insgesamt zu fast 43% aller Unterbrechungen. Morgens und tagsüber sind so gut wie keine nennenswerten Anteile vorhanden.

4.4.2 Viertelstundenmarkt

Die letzten Untersuchungen beziehen sich auf den Viertelstundenmarkt. Da dieser aber erst seit dem 1.1.2012 an der EPEX SPOT SE existiert und demnach auch nur seit diesem Tag Preisdaten vorhanden sind, sind nur sehr eingeschränkte Aussagen möglich. Außerdem hat es einige Zeit gebraucht, bis der Viertelstundenmarkt von den Marktteilnehmern auch genutzt wurde. Es wurde nicht von Anfang an zu allen möglichen Viertelstunden gehandelt, sondern hauptsächlich tagsüber.

Der Grund dafür ist die extrem hohe Anzahl an Fotovoltaikanlagen in Deutschland. Da sich die Einspeiseleistung der Anlagen innerhalb einer Stunde stark verändert, zeichnet sich am

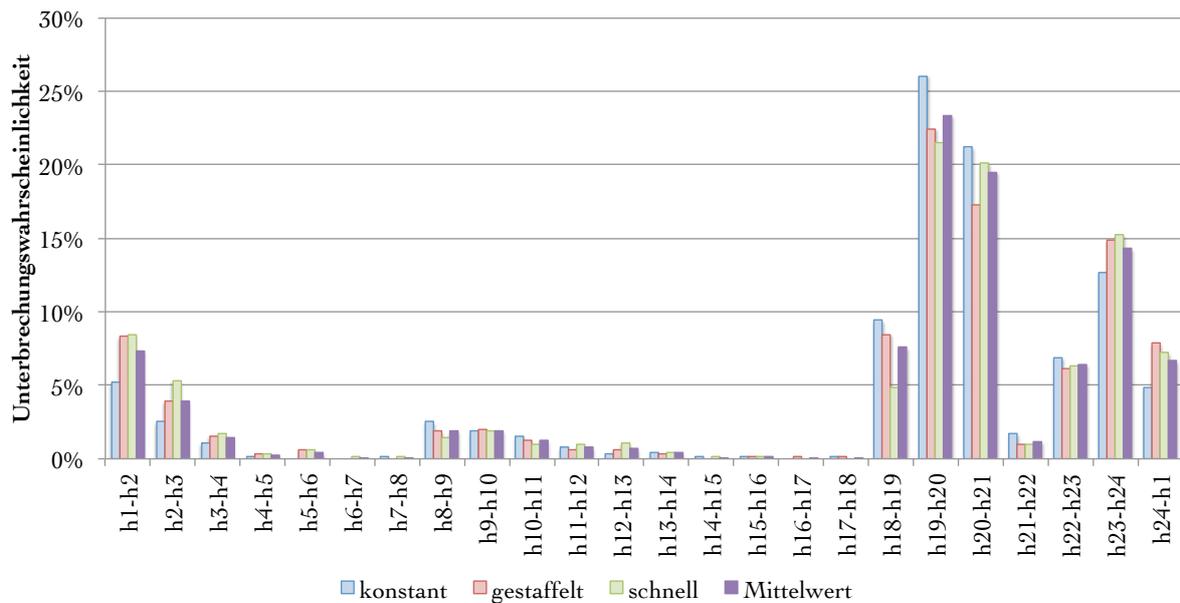


Abbildung 4.26: Unterbrechung 2 Stunden optimal: Vergleich der Häufigkeitsverteilung der einzelnen Intervalle für die verschiedenen Nachladeszenarien

Viertelstundenmarkt eine entsprechende Charakteristik ab. So sind am Vormittag die ersten beiden Viertelstunden einer Stunde tendenziell teuer als die anderen beiden. Am Nachmittag verhalten sich die Preise genau umgekehrt, die ersten beiden Viertelstunden sind billiger als die anderen beiden.

Genau dieser Effekt ist es, was den Viertelstundenmarkt für Lastverschiebungen interessant macht. Es werden also die Preisdifferenzen während einer Stunde genutzt. Die Szenarien mit konstanter und gestaffelter Nachladung besitzen jeweils für die ersten beiden Viertelstunden des Nachladevorgangs im Vergleich zu den übrigen Viertelstunden relativ hohe Faktoren (siehe Tabellen C.1, C.2, C.3 und C.4 im Anhang). Dieser Umstand kann bei gezielter Wahl des Unterbrechungszeitpunktes und der Dauer ein effektives Mittel zur Steigerung der Erträge sein.

Wird am Vormittag eine Unterbrechung so gewählt, dass der Nachladevorgang mit der Viertelstunde hxxq3 beginnt, so wird schon eine große Energiemenge während der ersten beiden Viertelstunde nachgeladen, wobei hier die Preise tendenziell niedrig sind. Für eine 1,5-stündige Unterbrechung fallen während der Sperrzeit insgesamt vier der sechs Viertelstunden in Zeiträume mit hohen Preisen, wodurch der Ertrag noch einmal gesteigert werden kann. Am Nachmittag ist die Preissituation innerhalb einer Stunde vertauscht, sodass der Nachladevorgang jeweils zur vollen Stunde beginnen sollte. Somit fällt die Spitze des Nachladevorgangs wieder in ein Zeitfenster mit niedrigen Preisen. Dieser Effekt zeichnet sich allerdings nur am Vormittag bzw. am Nachmittag ab, während der Nachtstunden sind keine Regelmäßigkeiten im Preisverlauf zu erkennen.

Modelleinschränkungen

Es werden nun einige Einschränkungen für das Modell, welches auch den Viertelstundenmarkt miteinbezieht, erläutert.

- **Betrachtungszeitraum:** Der Viertelstundenmarkt ist offiziell seit dem 1.1.2012 verfügbar. Tatsächlich wurden aber auch schon im Dezember 2011 Geschäfte auf diesem Markt abgeschlossen. Als Betrachtungszeitraum wird die gesamte Heizperiode 2011/12 gewählt. Auch wenn nur während der zweiten Hälfte dieser Periode der Viertelstundenmarkt verfügbar war, kann zumindest abgeschätzt werden, ob durch das Miteinbeziehen dieses Marktes eine Ertragssteigerung überhaupt möglich ist. Die untersuchte Tageszeit wird auf h07q1 bis incl. h20q1 eingeschränkt, da in den Nachstunden im Untersuchungszeitraum so gut wie kein Handel am Viertelstundenmarkt stattfand.
 - **Nachlademodell:** Das Modell basiert auf jenem der gestaffelten Nachladung. Es wird angenommen, dass die Erträge des Modells mit gestaffelter Nachladung auch hier wieder zwischen den Erträgen der beiden anderen Modelle liegen und in guter Näherung dem Mittelwert der Erträge aller drei Modelle entsprechen.
 - **Einbezug des Viertelstundenmarktes:** Da für den Viertelstundenmarkt nicht von Beginn an zu jeder Viertelstunde gehandelt wurde, kann an diesem nur in Kombination mit dem Stundenmarkt gehandelt werden. Um das zu ermöglichen, werden die vorhandenen Preisdaten in Stundenblöcke unterteilt. Am Viertelstundenmarkt wird nur gehandelt, wenn innerhalb einer Stunde für alle vier Viertelstunden Preisdaten vorhanden sind.
 - **Szenarien I:** Es werden drei Szenarien mit unterschiedlichen Bedingungen für die Marktteilnahme am Viertelstundenmarkt untersucht:
 1. Handel rein am Stundenmarkt
 2. Viertelstundenmarkt wird zu 100% genutzt, sofern für eine ganze Stunde Preise vorhanden sind
 3. Es wird nur am Viertelstundenmarkt gehandelt, wenn für eine ganze Stunde Preise vorhanden sind und dort der Ertrag auch größer ist als am Stundenmarkt
 - **Szenarien II:** Es werden drei verschiedene Unterbrechungsszenarien untersucht, wobei das Unterbrechungsintervall in Halbstundenschritten verschoben wird:
 1. Unterbrechungsdauer 1 Stunde
 2. Unterbrechungsdauer 1,5 Stunden
 3. Unterbrechungsdauer 2 Stunden
- Die Unterbrechungsdauer von 1 und 2 Stunden soll eine Vergleichbarkeit zu den Untersuchungen rein am Stundenmarkt liefern. Eine 1,5-stündige Unterbrechung soll zeigen, ob sich die Preisschwankungen innerhalb einer Stunde auf den Ertrag positiv auswirken und ob dadurch Unterbrechungen tagsüber bessere Erträge liefern können als am Abend.
- **Stundenmarkt:** Bei Unterbrechungsdauern abweichend von ganzen Stunden bzw. Startzeitpunkte abweichend von hxxq1 kommt es vor, dass am Stundenmarkt nicht vollständige

Stundenblöcke verkauft bzw. gekauft werden. Das tritt genau dann auf, wenn in der jeweiligen Stunde keine Preisdaten für den Viertelstundenmarkt vorhanden sind. Es wird für diese Stunden jedoch nicht berücksichtigt, wenn zumindest teilweise Preisdaten für den Viertelstundenmarkt vorhanden sind. Es wird vielmehr während derselben Stunde Energie am Stundenmarkt ver- und zugekauft.

- **Zeitdarstellung:** Die zu den jeweiligen Erträgen zugehörigen Zeitangaben beziehen sich auf die erste Viertelstunde des Unterbrechungsintervalls.

Unterbrechungsdauer 1 Stunde

Abbildung 4.27 zeigt einen Vergleich der Erträge am Stundenmarkt, Viertelstundenmarkt und der optimalen Kombination aus beiden. Die Erträge beziehen sich ausschließlich auf die Heizperiode 2011/12. Man erkennt sehr deutlich, dass eine zwingende Nutzung des Viertelstundenmarktes nicht immer ein besseres Ergebnis liefert als der Stundenmarkt. Wird hingegen immer der Preis-optimale Markt ausgewählt, steigen die Erträge bei einem Unterbrechungsbeginn in den Abendstunden um ca. 10 bis 20%. Konkret kann der Ertrag z.B.: für eine 1-stündige Unterbrechung ab h20q1 von 3,99€ auf 4,32€ gesteigert werden. Am Vormittag sind ebenfalls bedeutende Ertragssteigerungen möglich. Allerdings sind die Resultate durch optimale Marktauswahl nach wie vor geringer als die Erträge am Abend bei reiner Bewirtschaftung am Stundenmarkt.

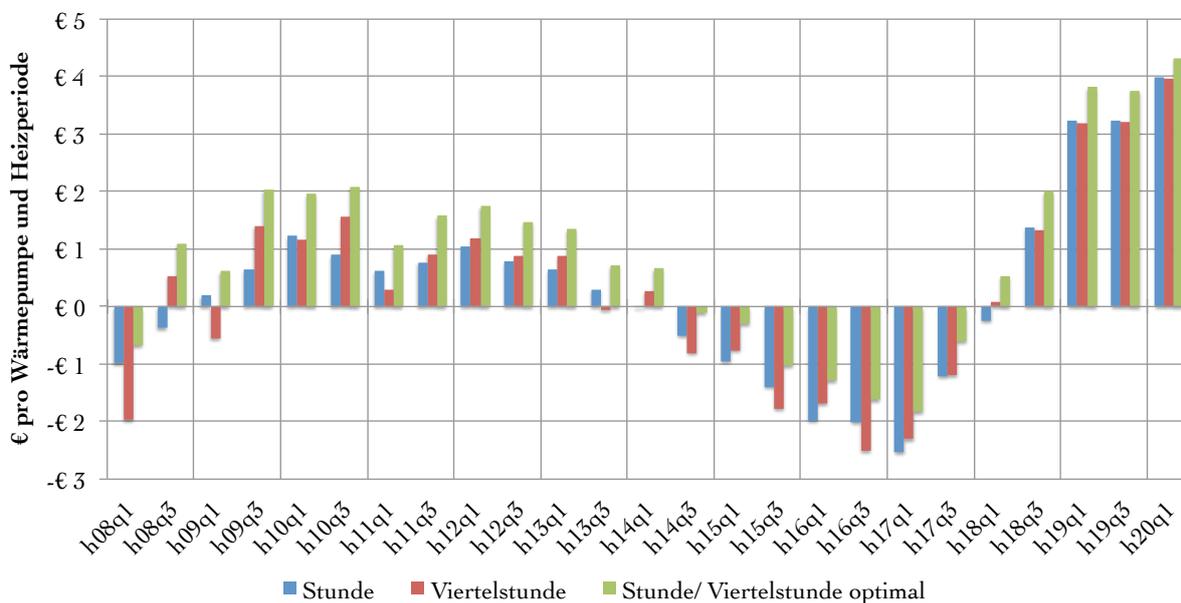


Abbildung 4.27: fixe Unterbrechung 1 Stunde: Erträge am Stundenmarkt und Viertelstundenmarkt für die Heizperiode 2011/12

Unterbrechungsdauer 1,5 Stunden

Bei einer 1,5-stündigen Unterbrechung wird, wie schon erwähnt, der Preisgradient innerhalb einer Stunde ausgenutzt. Vormittags sind am Viertelstundenmarkt die ersten beiden Viertelstunden hxxq1 und hxxq2 tendenziell teurer als die anderen beiden, am Nachmittag verhalten sich die Preise umgekehrt. Somit ist es sinnvoll, am Vormittag bei einer 1,5-stündigen Unterbrechung die Abschaltung jeweils zur vollen Stunde vorzunehmen, am Nachmittag jeweils zur halben Stunde.

Abbildung 4.28 verdeutlicht diesen Effekt sehr gut. Betrachtet man die Erträge des Stundenmarktes und des „verpflichtenden“ Viertelstundenmarktes, erkennt man, dass am Vormittag bei einer Abschaltung zur vollen Stunde die Erträge des Viertelstundenmarktes immer höher sind als jene des Stundenmarktes. Bei einer Abschaltung zur halben Stunde hingegen ergibt sich (bis auf h12q3) immer ein geringerer Ertrag. Am Nachmittag ist die Situation genau umgekehrt. Eine Unterbrechung zur vollen Stunde ergibt am Viertelstundenmarkt immer einen geringeren Ertrag als am Stundenmarkt, bei einer Unterbrechung zur halben Stunden ergibt sich das umgekehrte Ergebnis.

Die optimale Kombination aus Stunden- und Viertelstundenmarkt bringt im Vergleich zum Stundenmarkt und verpflichtenden Viertelstundenmarkt immer die besten Ergebnisse. Es können zwar am Vormittag die Erträge stark gesteigert werden, jedoch sind diese wieder keine Konkurrenz zu den Erträgen am reinen Stundenmarkt. Die Ertragssteigerungen am Abend liegen zwischen 0,30 und 0,70€ je Wärmepumpe und Heizperiode.

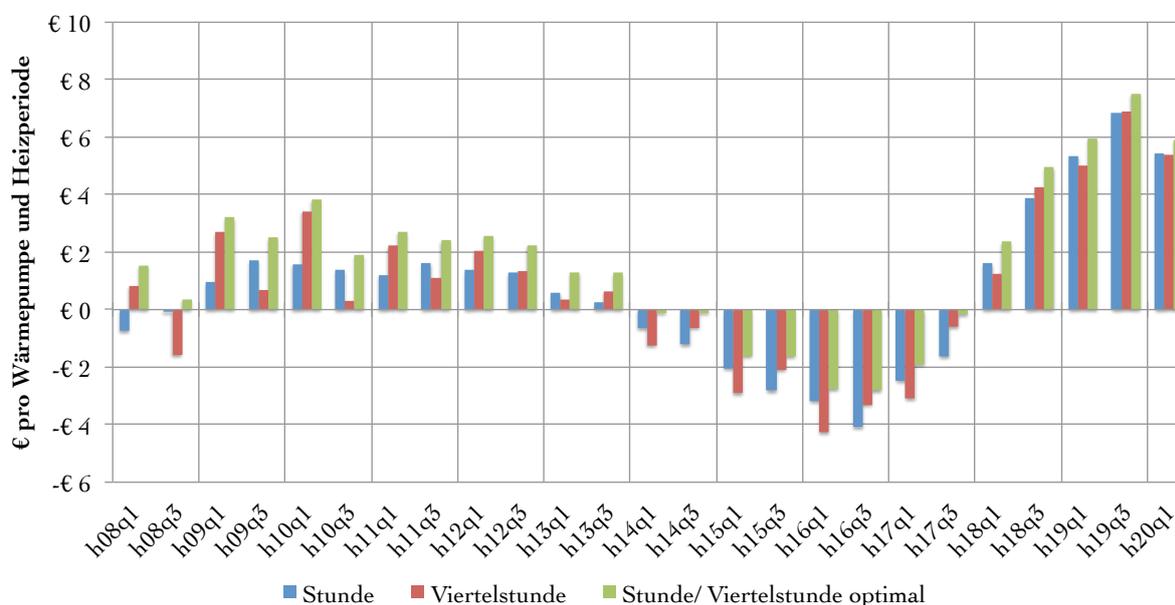


Abbildung 4.28: fixe Unterbrechung 1,5 Stunden: Erträge am Stundenmarkt und Viertelstundenmarkt für die Heizperiode 2011/12

Unterbrechungsdauer 2 Stunden

Als letztes Szenarion wird noch eine 2-stündige Unterbrechung analysiert. Abbildung 4.29 zeigt die Resultate. Wie auch schon bei den anderen beiden Unterbrechungsintervallen zeigt sich, dass eine zwingende Nutzung des Viertelstundenmarktes nicht immer bessere Resultate als der Stundenmarkt liefert. Entscheidend ist auch hier zum Teil der Start der Unterbrechung. Wird am Vormittag zur halben Stunde mit der Unterbrechung gestartet, beginnt die Nachladung ebenfalls zur halben Stunde. Somit können die niedrigen Preise der dritten und vierten Viertelstunde genutzt werden. Allerdings kann dieser Effekt nur in einem sehr engen Zeitraum genutzt werden, da sich während der Mittagsstunden h12 und h13 dann die Preissituation am Viertelstundenmarkt umdreht und die ersten beiden Viertelstunden billiger werden.

Eine optimale Kombination von Stunden- und Viertelstundenmarkt bringt wie erwartet wieder die besten Ergebnisse. Auch können die so erzielten Erträge am Vormittag nicht mit den Ergebnissen am reinen Stundenmarkt bei einer Unterbrechung am Abend konkurrieren. Der durchschnittliche Ertragsanstieg durch optimale Nutzung der Märkte liegt am Abend bei etwa 1€ pro Wärmepumpe und Heizperiode.

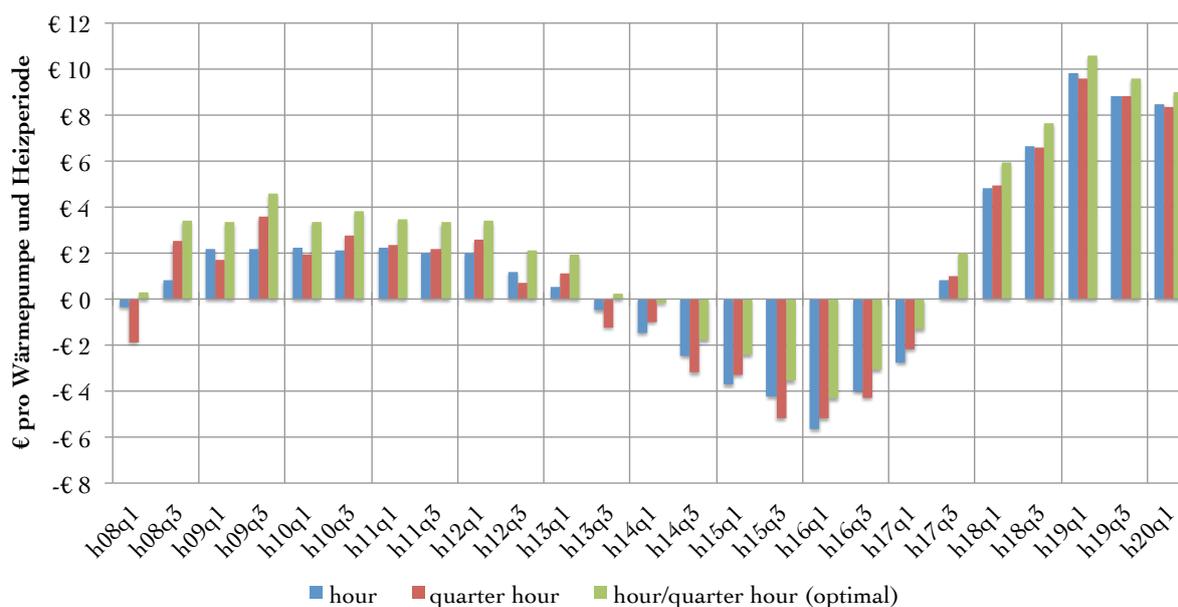


Abbildung 4.29: fixe Unterbrechung 2 Stunden: Erträge am Stundenmarkt und Viertelstundenmarkt für die Heizperiode 2011/12

5 Interpretation der Ergebnisse

5.1 Modelle zur Lastverschiebung

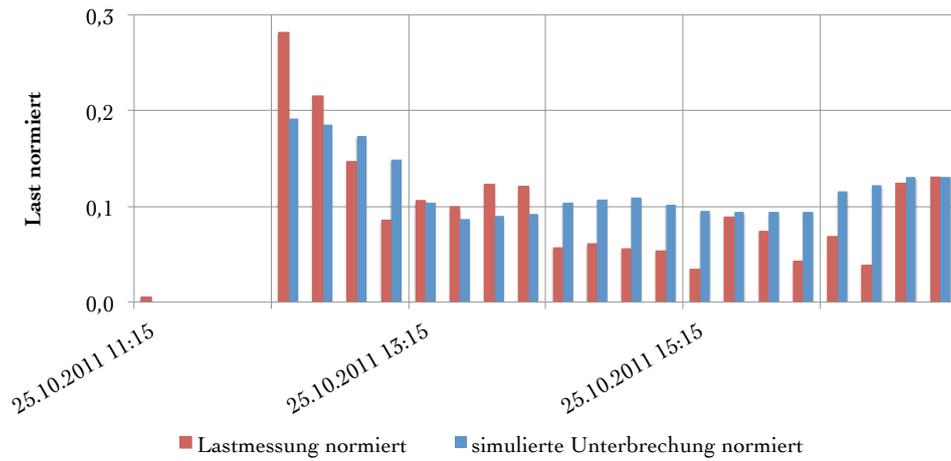
Das Modell des Lastverlaufs der Wärmepumpen kann leider nur mit den Messwerten der Heizperiode 2011/12 verglichen werden. Hier vermitteln aber vor allem die ausgegebenen statischen Parameter der Modellierungsfunktion $RGP(\dots)$ einen guten Eindruck über die Qualität des Modells. Das Tagesmodell weist hier extrem gute Werte auf. Der gemessene Lastverlauf wird hier beinahe fehlerlos nachgebildet.

Durch das Stunden- bzw. Viertelstundenmodell wird dem Lastmodell sozusagen noch ein Tagesprofil verliehen. Die beiden Modelle helfen, den Lastverlauf innerhalb eines Tages mit allen charakteristischen Elementen nachzubilden. Als Parameter, welche den Energiebedarf der Wärmepumpen beschreiben, sind, wie dieses Modell zeigt, Klima- und Wetterdaten sowie einige Schaltvariablen tatsächlich ausreichend. Preisabhängigkeiten gibt es keine, da der Verbrauch über einen fixen Strompreis abgerechnet wird.

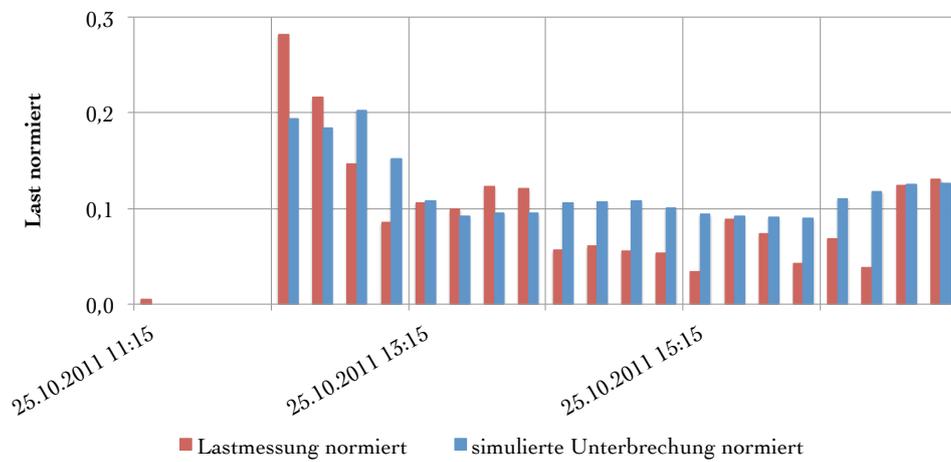
Die drei Nachladeszenarien (konstante und gestaffelte Nachladekurve, Schnellnachladung) zeigen jeweils mögliche Formen der Nachladekurven nach einer Versorgungsunterbrechung. Zur Überprüfung der verschiedenen Sperrzeiten wären Lastmessungen notwendig. In Verbindung mit den elektronischen Stromzählern können diese aber schnell und einfach an einigen Testhaushalten durchgeführt werden.

Für die aktuelle Versorgungsunterbrechung der Stunde h12 ist ein Vergleich der drei Szenarien in den Abbildungen 5.1 zu sehen. Die Modellierungsansätze mit konstanter bzw. gestaffelter Nachladung zeigen zwei durchaus realistische Nachladeszenarien. Die modellierten Lastverläufe wirken etwas glatter als der gemessene, was wiederum durchaus der Realität entsprechen würde, da die Messungen nur auf 65 Wärmepumpen beruhen, im ganzen Netz der Energie AG Oberösterreich aber mehrere Tausend Stück in Betrieb sind. Das Szenario mit Schnellnachladung wird als eher unrealistisch eingestuft. Es würde implizieren, dass alle Wärmepumpen gleich lange brauchen, um die Wärmespeicher wieder aufzufüllen und dies außerdem immer unter Maximallast geschieht. Tatsächlich sind die Nachladezeiten bei den einzelnen Heizungsanlagen aber stark unterschiedlich. Sie werden von sehr vielen Faktoren beeinflusst, wie z.B.:

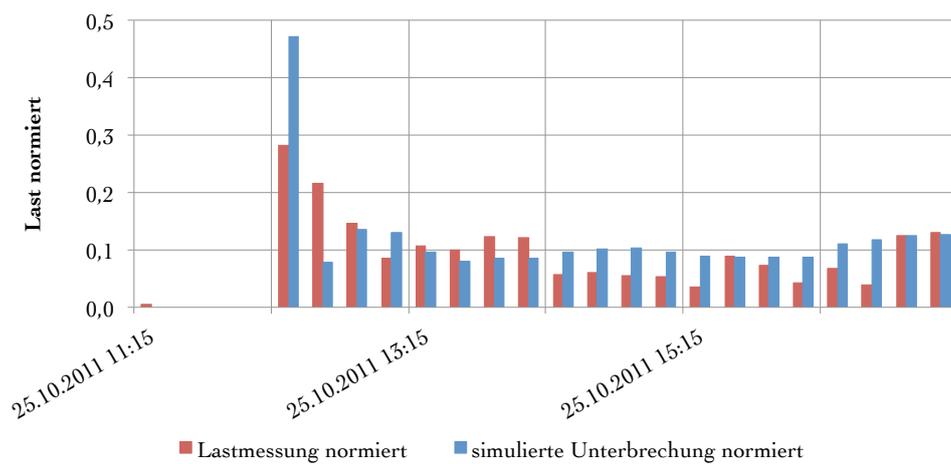
- zu beheizende Wohnfläche



(a) konstante Nachladung



(b) gestaffelte Nachladung



(c) Schnellnachladung

Abbildung 5.1: Vergleich der Nachladekurven für eine 1-stündige Unterbrechung der Stunde h12 am 25.10.2011

- Nennleistung der Wärmepumpe
- wenn vorhanden: Volumen, Bauweise und Isolation des Pufferspeichers
- Bauweise und Isolation der Gebäudehülle sowie der Zwischendecken
- Außentemperatur
- eingestellte Raumtemperaturkurve
- Temperatur im Heizungskreislauf vor der Unterbrechung
- ...

Ein weiterer Unsicherheitsfaktor ist das Verhalten der Nachladekurve bei längeren Unterbrechungen. Die Nachladefaktoren basieren auf einer 1-stündigen Unterbrechung. Es gibt aber keine Vergleichsmessungen, die Erkenntnisse darüber liefern, wie sich die Nachladefaktoren verhalten, wenn eine längere Unterbrechung vorliegt. Die Nachladekurve wird also nur in ihrer Amplitude, aber nicht in ihrer Dauer beeinflusst. Beschreibt man die Nachladekurve durch eine e-Potenz, so hätte z.B.: eine Verlängerung der Unterbrechungsdauer eine Vergrößerung der Zeitkonstante zur Folge, wenn die Amplitude konstant bleibt. In der Realität wird sich wohl eine Mischung aus beiden (Veränderung der Amplitude und der Zeitkonstante) bei einer Veränderung der Unterbrechungsdauer einstellen.

5.2 Erträge der verschiedenen Modelle

Die finanziellen Erträge am Intraday-Markt müssen leider mit großer Vorsicht beurteilt werden. Es wird hier ausschließlich mit Preisdaten aus der Vergangenheit gearbeitet. Aus der Sicht eines beliebigen Unterbrechungszeitpunktes im untersuchten Zeitraum entspräche dies der „perfect foresight“, also der perfekten Vorhersehbarkeit. Im tatsächlichen Betrieb unterliegt vor allem die aus finanzieller Sicht optimale Bewirtschaftung der Wärmepumpen einem großen Risiko. Zum Zeitpunkt, an dem die Versorgungsunterbrechung startet, müsste schon die komplette Preisinformation des Nachladezeitraumes vorhanden sein, um den optimalen Zeitpunkt für die Unterbrechung zu finden.

An der EPEX SPOT SE können Intradaygeschäfte bis 45 Minuten vor Lieferbeginn abgeschlossen werden. Geschäfte für den nächsten Tag können ab 15:00 getätigt werden [EEX, 2012a]. Es wird durchaus davon Gebrauch gemacht, für mehrere Stunden im Voraus Geschäfte abzuschließen. Auf Basis dieser Geschäfte wird dann aus den gehandelten Energiemengen und den jeweiligen Preisen für jede (Viertel-)Stunde ein durchschnittlicher Preis in € pro MWh berechnet und veröffentlicht.

Der Viertelstundenmarkt hat seit seinem Start im Jänner 2012 stark an Handelsvolumen zugelegt. Anfänglich wurden Geschäfte fast ausschließlich tagsüber abgeschlossen. Mittlerweile wird aber 24 Stunden am Tag reger Handel betrieben, sodass dieser Markt in den Abend- und Nachtstunden ebenfalls noch eine Ertragssteigerung ermöglichen kann.

Ein Erschwernisfaktor, welcher für österreichische EVU gilt, ist die Tatsache, dass Österreich und Deutschland zwar einen gemeinsamen Intradayhandel betreiben, für Österreich aber statt der oben erwähnte 45-minütigen eine 75-minütige Frist gilt¹. Der Grund dafür liegt darin, dass bei Geschäften zwischen österreichischen Händlern und der EPEX SPOT SE diese auch die komplette Abwicklung des Geschäftes inklusive dem Versenden der Fahrpläne übernimmt. Dafür wird im Gegenzug eine längere Dauer zwischen Geschäftsabschluss und Beginn der Lieferung verlangt.

5.2.1 Erträge am Stundenmarkt

Die höchsten Erträge bei fixen Sperrzeiten liefern Unterbrechungen in den Abendstunden. Speziell die Stunden h19 und h20 liefern hohe Erträge. Dies sind genau jene Stunden am Tag, während dieser der Preis auf einen Tag bezogen am stärksten fällt. Es kann also Energie zu hohen Preisen ver- und zu niedrigen Preisen zurückgekauft werden. Eine Ertragssteigerung ist entweder durch tägliches Bestimmen des optimalen Unterbrechungszeitpunktes, durch Vergrößerung des Unterbrechungszeitraumes oder durch eine Kombination aus beiden Maßnahmen möglich. Durch die tägliche optimale 1-stündige Unterbrechung ist es möglich, den Ertrag von 3,36€ bei einer fixen Unterbrechung der Stunde h20 um ca. 58% auf 5,76€ pro Wärmepumpe und Heizperiode zu steigern. Durch eine Verdoppelung der Unterbrechungsdauer auf zwei Stunden (h19 und h20) ergeben sich bei einem fixen Unterbrechungszeitpunkt bis zu 8,13€, bei 2-stündiger optimaler Unterbrechung bis zu 12,27€. Abbildung 5.2 zeigt eine Zusammenfassung der Erträge aller untersuchten Szenarien.²

5.2.2 Erträge am Viertelstundenmarkt

Eine Einbeziehung des Viertelstundenmarktes liefert noch einmal eine Ertragssteigerung. Hier ist allerdings der Startzeitpunkt der Versorgungsunterbrechung ein wesentlicher Faktor, da innerhalb einer Stunde die Preise am Viertelstundenmarkt stark schwanken. Es sind eindeutige Muster im Preisverlauf erkennbar, die, wenn sie geschickt genutzt werden, einen den Ertrag pro Wärmepumpe um bis zu 1€ steigern (siehe dazu die Abbildungen 4.27, 4.28 und 4.29).

Es sei hier aber noch einmal erwähnt, dass für diese Untersuchungen nur für den Zeitraum einer halben Heizperiode Preisdaten des Viertelstundenmarktes vorhanden waren. Für die andere Hälfte wurden ausschließlich Stundenpreise genutzt. Man kann daraus ableiten, dass bei Nut-

¹www.epexspot.com

²Die Ergebnisse beziehen sich auf eine durchschnittliche Wärmepumpengröße von 4,04 kW mit einem durchschnittlichen Energieverbrauch von 6272 kWh pro Heizperiode. Der Energieverbrauch außerhalb der Heizperiode (zur Warmwasseraufbereitung etc.) wird in dieser Betrachtung vernachlässigt. Bei einem durchschnittlichen Strompreis für Wärmepumpen von 12,76c pro kWh (Energie AG Preisinformation für Privatkunden, Mittelwert aus Tag- und Nachttarif, Stand Juli 2012) ergeben sich daraus jährliche Kosten von 800€.

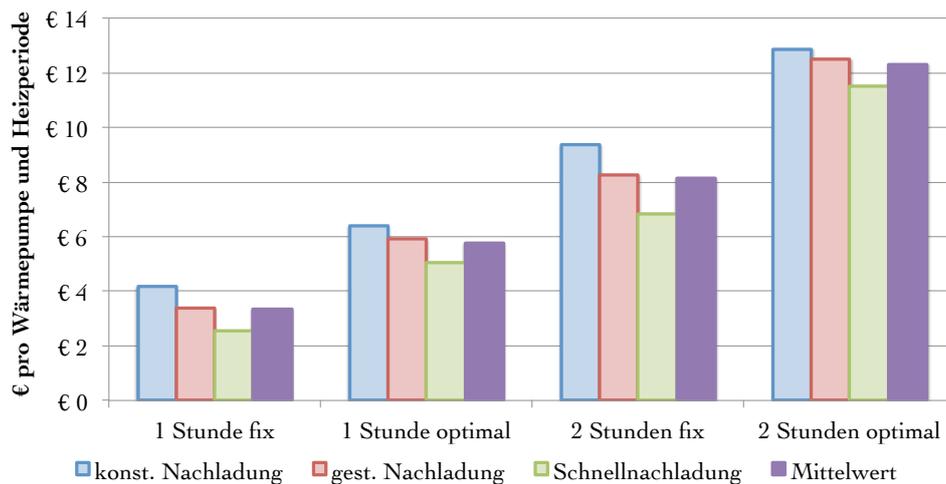


Abbildung 5.2: Übersicht der Erträge der untersuchten Szenarien

zung des Viertelstundenmarktes über eine ganze Heizperiode der Ertrag noch einmal gesteigert werden kann. Die Preise waren während der Kältewelle im Februar 2012 auch am Viertelstundenmarkt extrem hoch, aber es wurde zu dieser Zeit der Viertelstundenmarkt noch sehr wenig genutzt. Außerdem wurde beim Szenario, welches den Viertelstundenmarkt berücksichtigt, eine Bedingung eingebaut, dass der Viertelstundenmarkt nur genutzt wird, wenn während einer ganzen Stunde Preisdaten vorhanden sind. Diese Bedingung war während der gesamten Heizperiode 1193 mal, also für 1193 Stunden erfüllt. Mittlerweile wird der Viertelstundenmarkt permanent genutzt, die Handelsvolumen sind ähnlich hoch wie jene am Stundenmarkt. Somit sind die von der EPEX SPOT SE angegebenen Durchschnittspreise für die jeweiligen Viertelstunden durchaus als reale Marktpreise zu sehen.

5.2.3 Vergleich mit Ergebnissen ähnlicher Untersuchungen

An dieser Stelle wird kurz auf die Ergebnisse von Untersuchungen eingegangen, welche sich mit einer ähnlichen Thematik auseinandersetzen, speziell die Dissertation von Holger Wiechmann mit dem Titel „Neue Betriebsführungsstrategien für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen“ [Wiechmann, 2008]. Diese Arbeit beschäftigt sich mit der Modellierung von Lastverschiebungen bei Wärmepumpen, Stromheizungen und anderen Verbrauchern, wobei aber nicht nur am Intraday-Markt, sondern auch am Spot- und Regenergiemarkt teilgenommen wird. Das Modell entscheidet dynamisch, zu welchem Zeitpunkt für wie lange eine Unterbrechung vorgenommen wird und an welchem Markt die Energie zu bzw. verkauft wird.

Es werden hier kurz jene Ergebnisse angeführt, welche anhand der Berechnungen am Intraday- und Spotmarkt erzielt werden können. Es wird von einer Anzahl von 900 Geschäften, das heißt 900 Unterbrechungen pro Jahr mit einer Dauer von je einer Stunde ausgegangen. Dabei finden Geschäfte an 150 Tagen statt. Somit ergeben sich 6 Unterbrechungen pro Tag. Die Untersuchungen berücksichtigen auch Investitionskosten für die Kommunikationseinrichtungen sowie für die

Schalthandlungen selbst. Als Summe der Kosten werden 26,43€ pro Anlage und Jahr angegeben, die Rohmarge beläuft sich auf 40,50€ pro Anlage und Jahr. Es bleibt somit ein Ertrag von 14,07€ pro Anlage und Jahr.

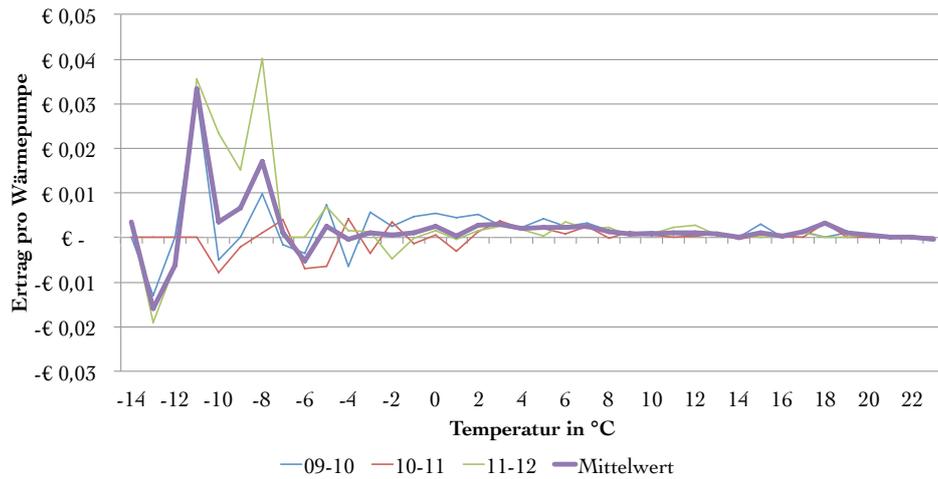
Um einen Vergleich mit diesen Ergebnissen herstellen zu können, muss die Rohmarge herangezogen werden. Die erwähnten 40,50€ beziehen sich auf 6 Stunden Unterbrechung pro Tag. Angenommen, dieses Ergebnis lässt sich linear skalieren, ergibt das 13,5€ für 2 Stunden Unterbrechung. Abbildung 5.2 zeigt für eine optimale 2-stündige Unterbrechung mit 12,27€ pro Wärmepumpe und Heizperiode ein ähnliches Ergebnis, wobei hier aber davon ausgegangen wird, dass jeden Tag eine geblockte Unterbrechung stattfindet (212 bzw. 213 Unterbrechungen pro Heizperiode).

5.2.4 Temperaturabhängigkeit der Erträge

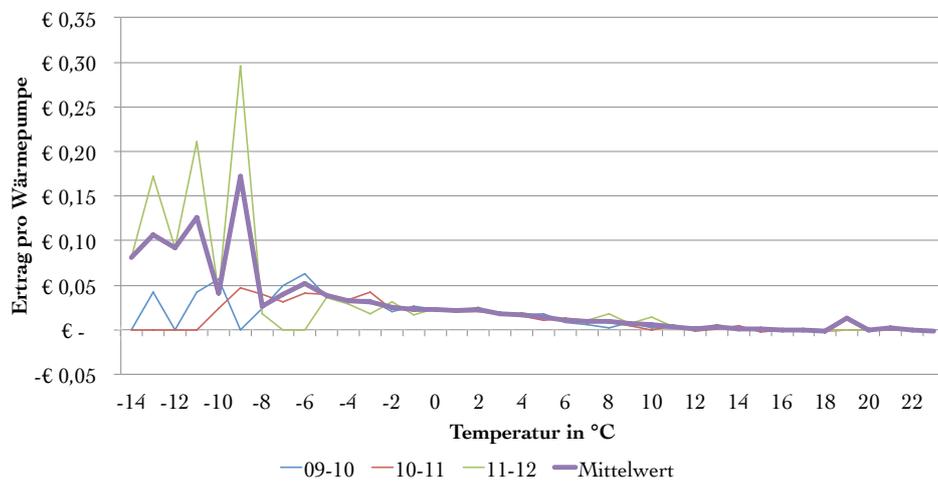
Zuletzt wird noch untersucht, ob und in welcher Weise die erzielbaren Erträge von der Außentemperatur abhängen. Diese Untersuchung wird vorerst auf 1-stündige fixe Unterbrechungen (konstante Nachladung) beschränkt. Um den besagten Zusammenhang näher untersuchen zu können, werden die Erträge eines jeden Tages aller drei Heizperioden zusammen mit der jeweiligen Tagesdurchschnittstemperatur (gerundet auf 1°C) in eine Datenbank zusammengefasst. Anschließend werden die Erträge nach der Temperatur sortiert und für jede Temperatur der durchschnittliche Ertrag sowie die Standardabweichung der Erträge berechnet. Ausgegeben wird das Ergebnis dann in € pro Wärmepumpe und Tag.

Es werden hier stichprobenartig die Temperaturabhängigkeit einiger ausgewählter Stunden veranschaulicht. Die Abbildung 5.3 zeigt den Zusammenhang zwischen Ertrag und Temperatur für die Stunden h12, h20 und h24. Es zeigt sich, dass für die Stunden h12 und h20 bis ca. -5°C ein relativ eindeutiger Zusammenhang zwischen der Außentemperatur und dem möglichen Ertrag herrscht. Es können hier in allen drei Heizperioden ähnliche Ergebnisse erzielt werden. Nur bei tieferen Temperaturen treten starke Schwankungen zwischen den Heizperioden auf, was sich natürlich auch auf den gemittelten Verlauf auswirkt. Der Grund dafür ist, dass zu wenig Tage so tiefe Tagesdurchschnittstemperaturen aufweisen.

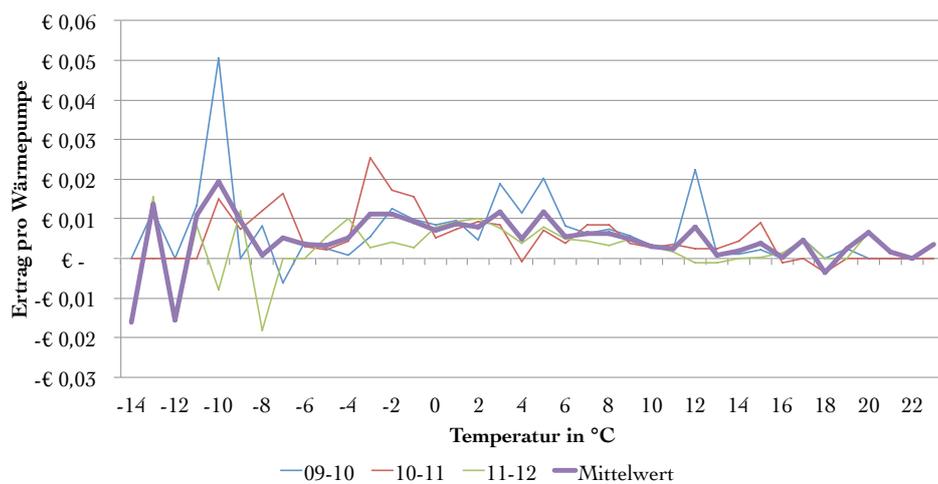
Der gemittelte Verlauf der Stunde h24 zeigt zwar auch einen eindeutigen Zusammenhang, allerdings sind die Verläufe der einzelnen Heizperioden stark unterschiedlich. Hier liegt die Begründung in den Preisen während der Nachtstunden. Zum Teil sind aber auch andere Phänomene Schuld an der Unregelmäßigkeit des Zusammenhangs. Als Beispiel dient der durchschnittliche Ertrag der Heizperiode 2009/10 für eine Tagesdurchschnittstemperatur von 12°C. Dieser Wert ist auffällig hoch und erzeugt auch im gemittelten Verlauf einen starken Anstieg. Insgesamt traten während der gesamten Heizperiode 2009/10 8 Tage mit dieser Durchschnittstemperatur auf. Für den hohen Ertrag sind aber nur zwei spezifische aufeinander folgende Tage verantwortlich, nämlich Samstag, der 3. und Sonntag, der 4. Oktober 2009. Der 3. Oktober ist der Tag der



(a) Stunde h12



(b) Stunde h20



(c) Stunde h24

Abbildung 5.3: Erträge pro Wärmepumpe und Tag in Abhängigkeit der Tagesdurchschnittstemperatur

deutschen Einheit und somit ein Feiertag in Deutschland. An Feiertagen kann der Preisverlauf am Intradaymarkt mit jenen eines Sonntags verglichen werden. Das heißt, insgesamt ist der Preisverlauf „glatter“ als an einem Wochentag oder Samstag. Weiters sind die Preise allgemein niedriger als an den restlichen Wochentagen. Weiters stieg während der frühen Abendstunden des 3. Oktober die Einspeisung durch Windkraftwerke im Norden Deutschlands extrem stark an und erreichte ihre Spitze um Mitternacht zum 4. Oktober. Da für Windkraftwerke in Deutschland eine Einspeisepflicht gilt, musste der Windstrom zu extrem niedrigen Preisen verkauft werden. Der niedrigste Preis trat am 4. Oktober während der Stunde h02 mit -648,62€ auf. Somit konnte hier die Versorgungsunterbrechung sehr hohe Gewinne abwerfen, da für den Verbrauch von Energie hohe Geldbeträge bezahlt wurden.

Auch für die relativ hohen Erträge bei 3 und 5°C trifft die hohe Windeinspeisung in Kombination mit Sonntagen (22. November 2009) bzw. Feiertagen (25.12.2009) zu. Bei der Spitze für -10°C sind die niedrige Temperatur und die daraus resultierenden hohen Intradaypreise verantwortlich. Per 1.1.2010 trat in Deutschland eine Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus (Ausgleichsmechanismusverordnung -AusglMechV) in Kraft. Bis zu diesem Datum mussten EVU den gesamten vom Übertragungsnetzbetreiber gelieferten Strom abnehmen und an die Endkunden weiterleiten. Die Neuregelung besagt, dass der komplette Strom aus erneuerbaren Einspeisern (Wind, Fotovoltaik, etc.) nun an den Strombörsen verkauft werden muss und die Endkunden über die EEG-Umlage die Kosten tragen müssen (siehe ³ und [AusglMechV, 2009]). Die Ausgleichsmechanismusverordnung schützt zwar die Strombörsen nicht vor stark negativen Preisen, aber die Betreiber von Windkraftanlagen und anderen erneuerbaren Einspeisern haben die Garantie auf eine Energieabnahme. Durch die Einspeisepflicht für diese Anlagen müssen Betreiber anderer Kraftwerke (Kohle, Gas, Wasser, etc.) dann im Falle eines Produktionsüberschusses von Windkraftanlagen ihre Kraftwerke entsprechend herunterregeln, damit extremen Preiseinbrüchen an den Strombörsen entgegengewirkt werden kann. Diese Regelung hat bewirkt, dass zumindest für die Stunde h24 der Heizperioden 2010/11 und 2011/12 die Erträge weit weniger schwanken als noch während der Periode 2009/10.

Im Folgenden wird nun noch die Standardabweichung der durchschnittlichen Erträge betrachtet. Dafür werden die nach der Tagesdurchschnittstemperatur gruppierten Erträge verwendet und jeweils nach Gleichung 5.1 ausgewertet. Für die Standardabweichung gilt (siehe z.B.: [Schrüfer, 2007])

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{1-n} \sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})^2}, \quad (5.1)$$

wobei σ die Standardabweichung, n die Anzahl der in der Stichprobe enthaltenen Elemente, X_i das i -te Element und \bar{X} der arithmetische Mittelwert aller Elemente X_i ist. Der arithmetische

³www.eek-kwk.net

Mittelwert wird mit anhand der Formel

$$\bar{X} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n X_i = \mu \quad (5.2)$$

berechnet. Da man nun die beiden Größen μ und σ kennt, kann man als grafische Veranschaulichung der Werte der Stichprobe(n) die Gauß'sche Glockenkurve zeichnen. Diese Kurve lässt sich über die Funktion

$$f(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{x-\mu}{\sigma}\right)^2} \quad (5.3)$$

zeichnen, wobei wieder μ der Erwartungswert (gleich dem Mittelwert) und σ die Standardabweichung (bzw. σ^2 als Varianz) sind. Abbildung 5.4 zeigt diese Glockenkurven für die drei Heizperioden für die Stunde h20 und eine Temperatur von 0°C.

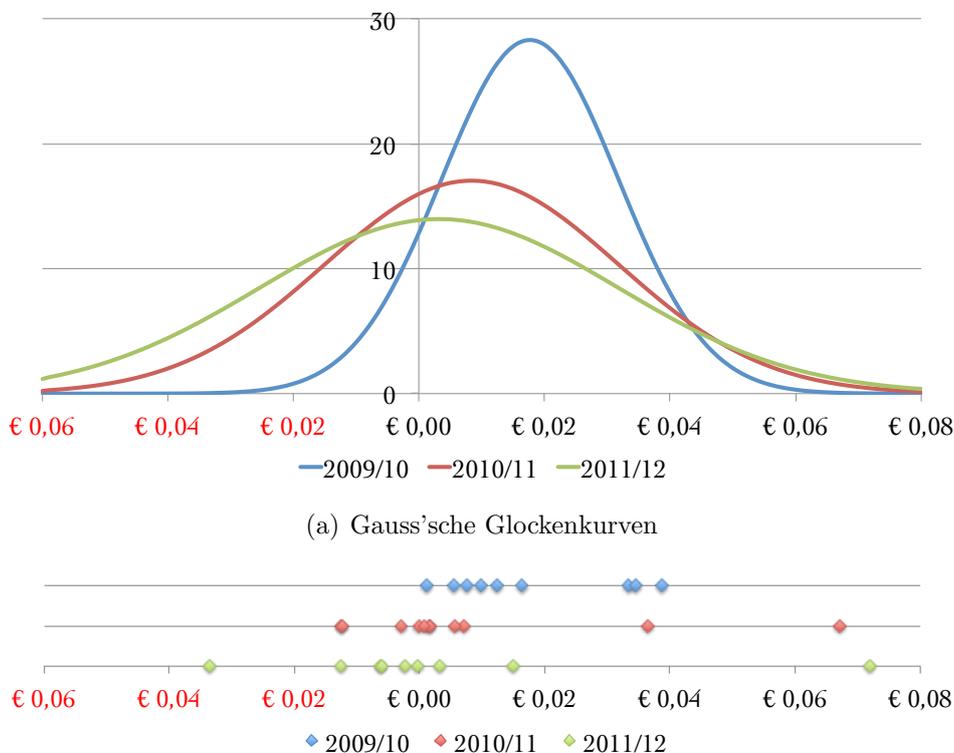


Abbildung 5.4: grafische Auswertung der statistischen Verteilung der Erträge für die Stunde h20 und eine Tagesdurchschnittstemperatur von 0°C

Betrachtet man den Maßstab der Diagrammachsen, so erkennt man, dass die Kurven extrem hoch und schmal sind – ein Indiz dafür, dass die Elemente der Stichproben (also alle Erträge einer Heizperiode der selben Temperatur) sehr weit beieinander liegen. Man darf sich aber davon nicht täuschen lassen, da die Fläche einer Gauß'schen Glockenkurve immer genau 1 beträgt. Liegen die Stichproben in einem kleinen Intervall, ist die Kurve dafür umso höher. Es wird hier eine normierte Darstellung der Erträge verwendet, also € pro Wärmepumpe und – in diesem Fall – Tag. Wird die Darstellung auf eine größere Anzahl von Wärmepumpen bezogen, ändert

sich äquivalent zur Anzahl der Wärmepumpen die Form der Kurve. Die Tabelle 5.1 zeigt die zugehörigen statistischen Parameter.

	2009/10	2010/11	2011/12
n	9	11	9
μ	0,01770	0,00840	0,00322
σ	0,01409	0,02340	0,02854

Tabelle 5.1: statistische Parameter für die Stunde h20 und 0°C

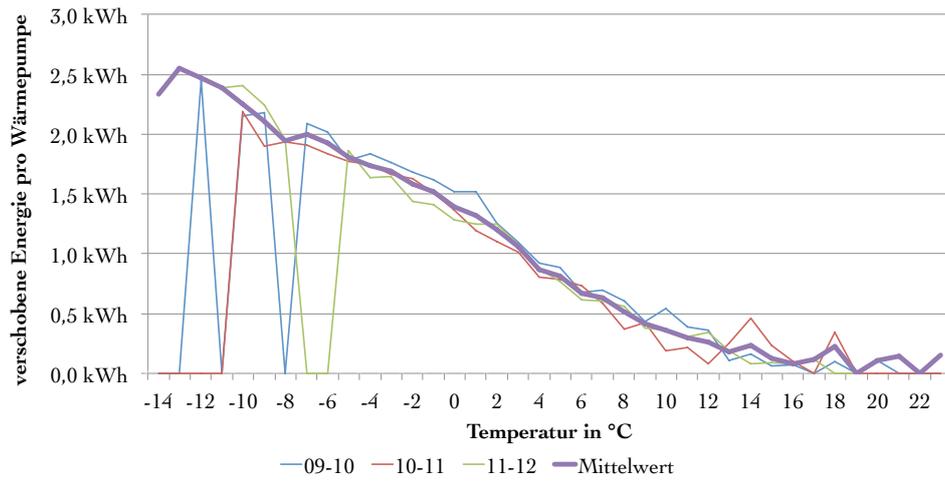
Ausgehend vom Mittelwert μ liegen die Elemente doch alle recht weit verteilt in einem relativ großen Intervall. Daraus wird abgeleitet, dass aus Diagrammen wie jene in Abbildung 5.3 nur ein sehr grober Richtwert für den zu erwartenden Ertrag abgelesen werden kann. Aufgrund der großen Streuung der Werte ist es jedoch aber nicht möglich, exakte Aussagen treffen zu können.

5.3 Verschobene Energiemengen

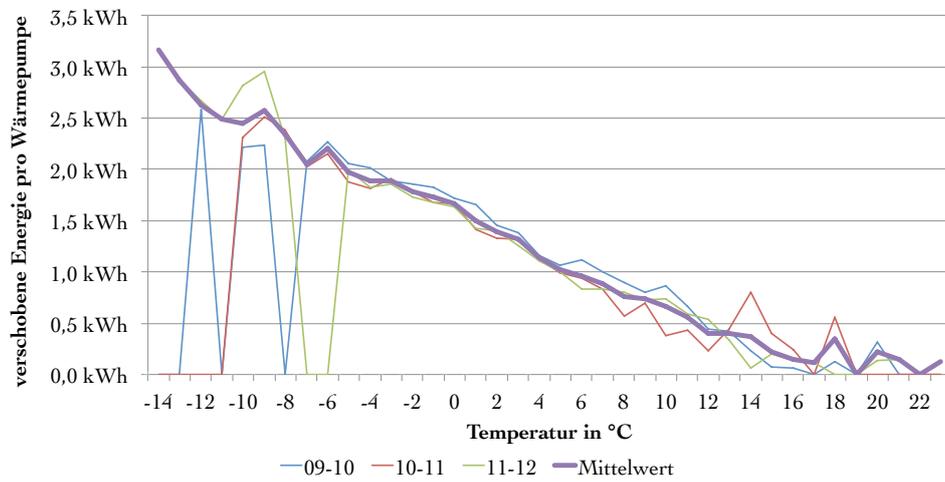
Neben den Erträgen wird noch kurz auf die verschobenen Energiemengen eingegangen. Als Darstellung der Ergebnisse eignet sich besonders gut jene Form, die im Kapitel 5.2.4 verwendet wurde, nämlich die Abhängigkeit von der Temperatur. Es werden genauso wieder die durchschnittlichen Energiemengen bei der jeweiligen Außentemperatur berechnet, wobei die Temperatur auch hier wieder in 1°C-Schritten unterteilt wird. Die Berechnungen lassen sich auf alle drei Nachladeszenarien anwenden, da die verschobene Energiemenge bei allen drei Szenarien gleich groß ist.

Der Zusammenhang zwischen Außentemperatur und verschobener Energiemenge ist sehr eindeutig ersichtlich. Bei wärmeren Temperaturen über 14°C variieren die Ergebnisse der einzelnen Heizperioden relativ stark, genauso auch bei sehr niedrigen Temperaturen unter -6°C. Tagesdurchschnittstemperaturen in diesen Bereichen kommen nicht in jeder der untersuchten Heizperiode vor. Der restliche Temperaturbereich zeigt aber für alle drei untersuchten Stunden einen sehr linearen Zusammenhang. Klar ersichtlich ist, dass in den Abend- und Nachtstunden etwas mehr Energie verschoben wird, da hier natürlich auch der Bedarf der Wärmepumpen höher ist als tagsüber. Dieser Unterschied zwischen Tag und Nacht ist in den wärmeren Monaten der Heizperiode jedoch stärker ausgeprägt als in den kälteren.

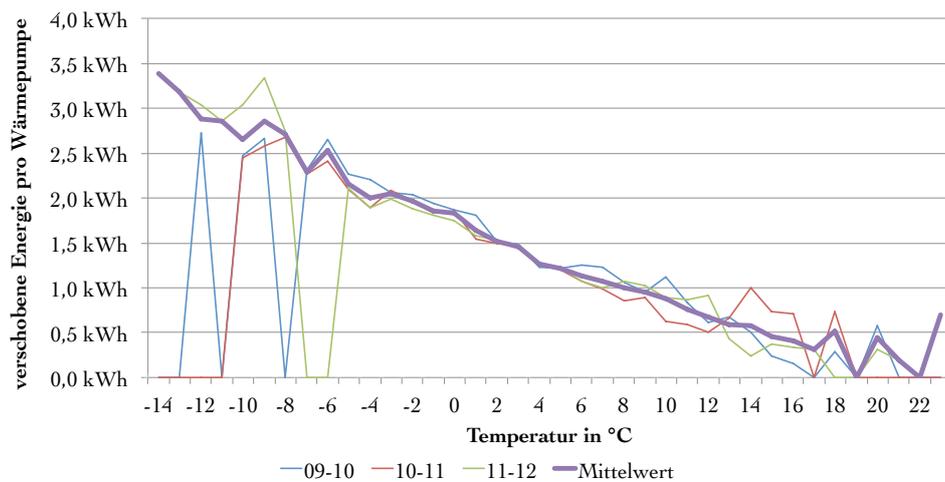
Als theoretisch maximal mögliche Unterbrechungsdauer wurden schon im Kapitel 4.3 5:45 genannt, um eine Nachladung der Wärmespeicher bis zur nächsten Unterbrechung zu garantieren. Dabei werden die Wärmepumpen während der kompletten Betriebszeit mit voller Leistung betrieben. Etwa 25% der gesamten Energie (bezogen auf den kältesten Tag des Untersuchungszeitraumes) können verschoben werden. Mit steigender Temperatur erhöht sich dieser Prozentsatz entsprechend. Es wird dabei aber nicht berücksichtigt, ob es dann noch möglich ist, die Temperatur im Heizkreislauf bzw. die Raumtemperatur auf einem gewünschten Niveau zu halten.



(a) Stunde h12



(b) Stunde h20



(c) Stunde h24

Abbildung 5.5: verschobene Energiemenge pro Wärmepumpe und Tag in Abhängigkeit der Tagesdurchschnittstemperatur (Unterbrechungsdauer 1h)

6 Schlussfolgerungen und Ausblick

6.1 Technische Aspekte

Die Ergebnisse dieser Arbeit zeigen sehr deutlich, dass Lastverschiebungen durchaus positive Effekte auf die Kosten bei der Beschaffung von elektrischer Energie haben können. Wichtig ist jedoch immer der Zeitpunkt der Unterbrechung und auch deren Dauer. Die Untersuchungen haben unter anderem gezeigt, dass eine längere Unterbrechung sinngemäß auch einen größeren Ertrag bedeuten. Das ist aber genau jener Punkt, wo gewisse Grenzen erreicht werden. Wie schon mehrmals erwähnt, ist die oberste Bedingung stets das Kundenbedürfnis, in diesem Fall das Bedürfnis nach Raumwärme.

Kunden, welche einen speziell für Wärmepumpen angepassten Stromtarif in Anspruch nehmen, geben dem jeweiligen EVU die Befugnis, die Stromversorgung der Wärmepumpe wie z.B.: im Fall der Energie AG Oberösterreich täglich für eine Stunde zu unterbrechen. Diese Unterbrechungsdauer wird schon bei der Dimensionierung des Heizungssystems berücksichtigt und die Maximalleistung der Wärmepumpe selbst sowie etwaige vorhandenen Pufferspeicher entsprechend nach oben skaliert. Bei der Dimensionierung wird also schon festgelegt, wie lang eine Versorgungsunterbrechung dauern darf. Es ist demnach aber egal, zu welchem Zeitpunkt diese Unterbrechung startet.

Es gibt aber Wärmepumpen, welche quasi eine innere Uhr besitzen und erkennen, wann es zur nächsten Versorgungsunterbrechung kommen wird. Das heißt, der Wärmepumpe wird schon bei der Installation mitgeteilt, zu welchen Tageszeiten eine Versorgungsunterbrechung stattfindet. Eine Wärmepumpe kennt nur die beiden Betriebszustände „ein“ und „aus“, entsprechend der Vorlauftemperatur im Heizungskreislauf steuert sie den Betrieb automatisch. Dabei soll der „ein“-Zustand aus Gründen einer optimalen Lebensdauer in der Regel nicht kürzer als 45 Minuten sein, da es sonst zu Vereisungen am Verdampfer der Wärmepumpe kommen kann. Durch diese innere Uhr wird verhindert, dass sich die Wärmepumpe kurz vor einer Versorgungsunterbrechung einschaltet.

Dieser Umstand spricht sehr stark gegen eine flexible Versorgungsunterbrechung. Eine simple Verschiebung der Unterbrechung in einen aus finanzieller Sicht besseren Zeitpunkt stellt hingegen keine großen technischen Herausforderungen dar. Es müsste lediglich bei Wärmepumpen mit einer solchen Zeitsteuerung die gespeicherte Sperrzeit geändert werden. Weiters kann und

muss hier noch diskutiert werden, ob ein Wärmepumpenheizungssystem, welche für eine Versorgungsunterbrechung von einer Stunde dimensioniert wurde, auch eine längere Unterbrechung verkraftet. Anhand von Gleichung 2.1 erkennt man, dass jede Stunde an zusätzlichen Unterbrechungen die Maximalleistung um 4,16% steigert. Beachtet man weiters, dass der sich dadurch ergebende Wert noch im Normalfall auf die nächstgrößte lieferbare Nennleistung (abhängig von Hersteller) aufgerundet wird, ergibt sich hier im Normalfall noch etwas Spielraum nach oben.

Um dennoch eine Umsetzung von flexiblen Unterbrechungszeiten zu erreichen, ist eine neue Generation von sogenannten „smart heatpumps“, also intelligenten Wärmepumpen notwendig. Diese stehen in permanenten Kontakt mit dem jeweiligen Netzbetreiber bzw. EVU und können auf Befehl unterbrochen werden – genau, wie es durch die elektronischen Stromzähler in Verbindung mit einem Lastschaltgerät möglich ist. Allerdings kann dieser Art von Wärmepumpen die Unterbrechungszeit und -dauer auch mit einer gewissen Vorlaufzeit mitgeteilt werden, sodass diese einerseits entsprechend Vorheizen kann, um ein zu starkes Abkühlen des Heizkreislaufs zu verhindern und andererseits bei einer zu kurzen Einschaltdauer ein Vereisen des Verdampfers zu verhindern.

Das Unternehmen *Delta Energy & Environment*¹ beschäftigt sich intensiv mit Forschungsprojekten zu diesem Thema. Es werden Projekte verschiedener EVU und Netzbetreiber in Europa verfolgt und die Ergebnisse analysiert, unter anderem von Projekten in Dänemark, Großbritannien und Deutschland. Die in [Delta, 2012] vorgestellten Projekte beschäftigen sich alle mit Demand Side Management von Wärmepumpen, wobei es das Ziel ist, auf entsprechende Preissignale zu reagieren, zu Spitzenzeiten im Verbrauch eine Netzentlastung zu erreichen oder bei hoher Einspeisung durch erneuerbare Energieträger diese Energie entsprechend zu nutzen.

Das Projekt in Dänemark mit dem Titel „From wind power to heat pumps“ wurde vom dortigen Übertragungsnetzbetreiber *Energinet* ins Leben gerufen². Dabei werden die Heizungsanlagen von 300-400 Haushalten von Öl-befeuerten Heizkesseln auf Wärmepumpen umgerüstet und mit einer Steuerungseinheit ausgestattet, welche eine bidirektionale Kommunikation über WLAN ermöglicht. Es werden Unterbrechungszeiten von bis zu zwei Stunden realisiert, wobei vor allem die schwankende Einspeisung durch Windkraftanlagen kompensiert werden soll, aber auch auf Strompreise reagiert werden kann. Im Moment handelt es sich dabei noch um ein Demonstrationsprojekt, welches aber später weit verbreitete Anwendung finden soll. Allerdings ist die Nachrüstung der Wärmepumpen für eine kommerzielle Anwendung im Moment noch zu kostenintensiv.

¹www.delta-ee.com

²www.styrdinvarmepumpe.dk

6.2 Wirtschaftliche Aspekte

Die Umsetzung einer neuen fixen Sperrzeit kann unabhängig von der Installation der elektronischen Stromzähler erfolgen, da die Ansteuerung der Wärmepumpen nach wie vor über ein Rundsteuersignal erfolgen kann. In Verbindung mit elektronischen Zählern ergeben sich aber zusätzliche Nutzungsmöglichkeiten der Versorgungsunterbrechungen. So können Haushalte aufgrund gleicher oder ähnlicher Eigenschaften (Liste mit verschiedenen Kriterien siehe Kapitel 5.1) gruppiert werden. Dann wird für jede Gruppe ein bestimmtes Unterbrechungsszenario festgelegt, welches einerseits den Bedürfnissen der Kunden nachkommt und andererseits die finanziellen Erträge des EVU optimiert.

Weiters muss geklärt werden, in welcher Form Anreize gesetzt werden müssen, um Kunden für eine längere und/oder flexible Versorgungsunterbrechung motivieren zu können. Der derzeitige Tarif der Energie AG für Wärmepumpen besitzt zwei verschiedene Preisfenster. Von 22:00 bis 6:00 wird ein verbilligter Stromtarif verrechnet. Eine Versorgungsunterbrechung in den Abendstunden würde hier den Kunden finanzielle Vorteile bringen, da die Lastspitze nach der Unterbrechung teilweise oder sogar vollständig in den Zeitbereich des niedrigen Nachtтарifs gelegt wird. Allerdings gilt dieser Tarif nur für mechanische Zähler, nicht aber für elektronische. In Verbindung mit elektronischen Zählern wird wahlweise ein Tarif angeboten, wobei je nach Tageszeit verschiedene Preise für die verbrauchte Energie verrechnet werden. Die Preismaxima treten am Vormittag und Mittag sowie am Abend auf, ähnlich zur Preiskurve an den Strombörsen³. Aber auch dieser Tarif kann bei entsprechender Startzeit und Dauer einer Versorgungsunterbrechung direkte finanzielle Vorteile für die Kunden liefern.

Die sich in dieser Untersuchung ergebenden Beträge erscheinen, bezogen auf eine einzelne Wärmepumpe, eher gering – speziell, wenn man die Erträge auf die durchschnittlichen jährlichen Stromkosten von 800 € pro Wärmepumpe bezieht. Bezieht man die Erträge aber auf die Gesamtanzahl aller Wärmepumpen im Versorgungsgebiet eines EVU, so ergeben sich dabei entsprechend höhere Beträge. Natürlich ist die Implementierung von flexiblen und ertragsoptimierten Versorgungsunterbrechungen mit Kosten für ein EVU verbunden. Langfristig gesehen kann diese Investition aber durchaus rentabel sein, da die Anzahl der Wärmepumpen in Österreich in den nächsten Jahren noch weiter steigen wird (siehe dazu Abbildung 2.7 für die Entwicklung der vergangenen Jahre).

Ein wichtiger Aspekt dieser Untersuchung ist, dass sich die hier erstellen Berechnungsmethoden und Algorithmen problemlos auch für andere flexible Verbraucher anwenden lassen. So können durchaus auch Nachtspeicherheizungen, welche nach wie vor weit verbreitet sind, dadurch gesteuert werden. Diese heizen, wie der Name schon sagt, während der Nachtstunden einen Warmwasserspeicher auf, welcher dann für den kommenden Tag den Haushalt mit Warmwasser versorgt. Dabei macht es im Regelfall für die Endkunden kaum einen Unterschied, ob der Speicher gegebenenfalls eine Stunde früher oder später erwärmt wird. So kann hier auf

³www.energieag.at

kurzfristige Preisschwankungen reagiert werden.

Eine noch eher in ferner Zukunft liegende Anwendung ist die flexibel gestaltete Ladung von Elektroautos. Derzeit ist die Anzahl der Elektroautos in Österreich und anderen Ländern noch recht überschaubar, das soll sich aber mit der steigenden Reichweite pro Akkuladung entsprechend erhöhen. Bei einer entsprechenden Anzahl kann aber auch hier auf die Großhandelspreise reagiert und der Ladevorgang entsprechend verschoben werden, solange der Akku zur vom Benutzer gewünschten Zeit aufgeladen ist.

6.3 Weiterführende Untersuchungen

In weiterführenden Untersuchungen muss geklärt werden, in welcher Weise sich veränderte Sperrzeiten auf die Kundenbedürfnisse auswirken. Zusätzlich dazu müssen Gespräche mit Wärmepumpenherstellern und Heizungsinstallateuren geführt werden, um die technische Umsetzbarkeit im Detail zu klären und um mögliche auftretende Probleme rechtzeitig zu erkennen und diesen entgegen zu wirken. Testregionen mit verschiedenen Unterbrechungsszenarien können helfen, um die modellierten Leistungsverläufe des Nachladezeitfensters zu überprüfen und die am Besten geeigneten Nachladeszenarien zu identifizieren.

A Grundlagen und Hintergrundinformationen

A.1 Wärmepumpen

A.1.1 Kältemittel für Wärmepumpen

Kältemittel	Formel	GWP	Brennbarkeit	Toxizität	NSP °C
R134a	$C_2H_2F_4$	1300	nein	gering	-26,3
R404A	R125/R134a/R143a (44/4/52 Masse-%)	3260	nein	gering	-46,5/-46,0
R407C	R32/R125/R134a (23/25/52 Masse-%)	1530	nein	gering	-44,3/-37,1
R410A	R32/R125 (50/50 Masse-%)	1730	nein	gering	-50,5/-50,3
R290 (Propan)	C_3H_8	3	ja	gering	-42,1
R1270 (Propen)	C_3H_6	3	ja	gering	-48
R717 (Ammoniak)	NH_3	0	ja	ja	-33,3
R744 (Kohlendioxid)	CO_2	1	nein	nein	-78,9
R718 (Wasser)	H_2O	0	nein	nein	100

Tabelle A.1: gebräuchliche Kältemittel für Wärmepumpen nach [Baumann et al, 2007], GWP...Global Warming Potential (bezogen auf CO_2 , 100 Jahre), NSP...Nennsiedepunkt

A.2 Stromhandel

A.2.1 Gebühren und Transaktionsentgelte beim Stromhandel

Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über die aktuell anfallenden Gebühren bei Handelsgeschäften an der EPEXSpot [EEX, 2012a].

Gebührenart	Kosten
Quotierung	0,01 €/MWh
Börsentgelt	0,0075 €/MWh
Registrierung von OTC-Geschäften	0,0075 €/MWh
Clearingentgelt	0,005 €/MWh

Tabelle A.2: Gebühren und Transaktionsentgelte an der EPEX

B Daten und Methoden

B.1 Daten

B.1.1 Feiertage von 2009 bis 2012

Die unten stehende Tabelle B.1 zeigt alle deutschen und österreichischen Feiertage, welche auch in der (Energie-)Wirtschaft als Feiertage gelten. Die einzige Ausnahme bildet hier der österreichische Nationalfeiertag, der 26. Oktober. Dieser hat auf den Handel am Intradaymarkt so gut wie keine Auswirkungen, da dies nur ein österreichischer Feiertag ist. Der deutsche Nationalfeiertag (Tag der deutschen Einheit) am 3. Oktober hingegen hat einen marktbestimmenden Einfluss.

Feiertag	2009	2010	2011	2012	D	AT
Neujahr	01.01.09	01.01.10	01.01.11	01.01.12	✓	✓
hl. drei Könige	06.01.09	06.01.10	06.01.11	06.01.12	✓	✓
Karfreitag	11.04.09	03.04.10	23.04.11	07.04.12	✓	✓
Ostersonntag	12.04.09	04.04.10	24.04.11	08.04.12	✓	✓
Ostermontag	13.04.09	05.04.10	25.04.11	09.04.12	✓	✓
Tag der Arbeit	01.05.09	01.05.10	01.05.11	01.05.12	✓	✓
Christi Himmelfahrt	21.05.09	13.05.10	02.06.11	17.05.12	✓	✓
Pfingstsonntag	31.05.09	23.05.10	12.06.11	27.05.12	✓	✓
Pfingstmontag	01.06.09	24.05.10	13.06.11	28.05.12	✓	✓
Fronleichnam	11.06.09	03.06.10	23.06.11	07.06.12	✓	✓
Mariä Himmelfahrt	15.08.09	15.08.10	15.08.11	15.08.12	✓	✓
Tag der dt. Einheit	03.10.09	03.10.10	03.10.11	03.10.12	✓	
Nationalfeiertag	26.10.09	26.10.10	26.10.11	26.10.12		✓
Allerheiligen	01.11.09	01.11.10	01.11.11	01.11.12	✓	✓
Mariä Empfängnis	08.12.09	08.12.10	08.12.11	08.12.12	✓	✓
hl. Abend	24.12.09	24.12.10	24.12.11	24.12.12	✓	✓
Weihnachten	25.12.09	25.12.10	25.12.11	25.12.12	✓	✓
Steffanitag	26.12.09	26.12.10	26.12.11	26.12.12	✓	✓
Silvester	31.12.09	31.12.10	31.12.11	31.12.12	✓	✓

Tabelle B.1: Feiertage von 2009 bis 2012

B.1.2 Heizgradtage in Steyr

Monat	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Jänner	620	612	581	525	636	714	710	581	592	661
Februar	657	520	628	549	413	656	465	457	552	450
März	406	466	509	349	486	563	433	441	419	413
April	362	326	242	280	203	256	356	214	210	161
Mai	269	19	9	59	98	71	62	64	26	28
Juni	28	0	0	46	0	10	0	19	0	0
Juli	0	0	17	0	0	0	0	9	0	0
August	0	0	17	0	37	0	0	0	0	0
September	0	36	92	38	65	162	79	35	0	17
Oktober	319	323	305	348	144	259	332	223	248	178
November	510	447	562	305	532	418	473	523	479	423
Dezember	687	642	556	550	631	698	550	639	575	565
Summe	3858	3391	3518	3049	3245	3807	3460	3205	3101	2896
Monat	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Jänner	647	628	663	662	607	770	465	596	708	699
Februar	498	396	650	517	615	601	434	517	549	568
März	386	438	461	502	517	550	418	489	472	453
April	306	286	274	211	250	232	146	334	66	250
Mai	8	26	49	121	109	53	109	103	86	110
Juni	37	0	0	24	29	77	0	18	16	37
Juli	0	0	0	0	8	0	9	9	0	0
August	0	0	0	0	16	18	8	9	0	18
September	139	117	46	39	57	0	148	213	0	63
Oktober	124	332	394	239	246	217	368	325	284	376
November	494	415	428	447	514	417	543	426	403	401
Dezember	678	632	633	615	637	578	649	578	618	726
Summe	3317	3270	3598	3377	3605	3513	3297	3617	3202	3701
Monat	2011	2012								
Jänner	628	563								
Februar	552	677								
März	439	372								
April	137	297								
Mai	74	55								
Juni	0	8								
Juli	8									
August	0									
September	21									
Oktober	298									
November	509									
Dezember	521									
Summe	3187									

Tabelle B.2: Heizgradtage in Steyr

C Modellierung

C.1 Standardlastprofile

Standardlastprofile sind Verbrauchskurven für Haushalte, Industrie- und Gewerbebetriebe und helfen dabei, eine möglichst detaillierte Lastprognose erstellen zu können. Die deutschen Netzbetreiber verwenden solche Profile auch, um den Verbrauch von Nachtspeicherheizungen, Straßenbeleuchtungen und auch Wärmepumpen zu prognostizieren.

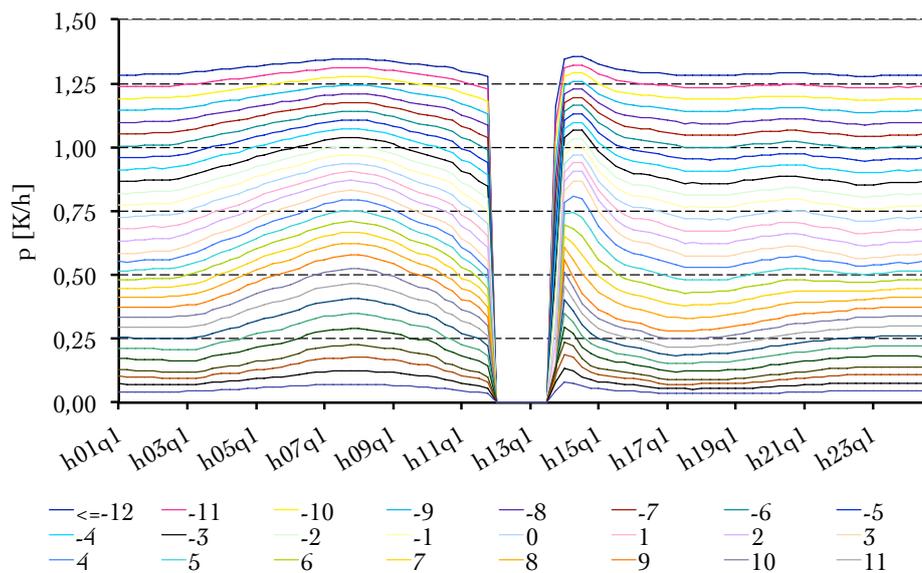


Abbildung C.1: Standardlastprofile für Wärmepumpen des deutschen Verteilnetzbetreibers „Westnetz“

Ein Lastprofil beschreibt den Verbrauch des jeweiligen Betriebsmittels über einen Zeitraum von 24 Stunden in normierter Darstellung. Zum Bestimmen des tatsächlichen Verbrauchs sind der Gesamtenergiebedarf E_{ges} in kWh/a und die Heizgradtage HGT in K/a (in Deutschland als „Temperaturmaßzahl“ bezeichnet) des vergangenen Jahres (oder eines beliebigen Zeitraumes) sowie die äquivalente Tagesdurchschnittstemperatur des zu untersuchenden Tages $T_{\text{äqu}}$ zu ermitteln. Diese berücksichtigt auch Einflüsse der Temperatur der vorangegangenen Tage. Für die Bestimmung der Heizgradtage wird immer die zu verwendende Bezugstemperatur angegeben.

Es wird zuerst die spezifische Arbeit der Wärmepumpe im untersuchten Zeitraum berechnet:

$$a_{spez} = \frac{E_{ges}}{HGT}, \quad (C.1)$$

wobei die spezifische Arbeit die Einheit kWh/K besitzt. Das jeweilige Lastprofil wird nun mit der spezifischen Arbeit multipliziert und man erhält das Lastprofil in kW. Für die äquivalente Tagesdurchschnittstemperatur gilt der Zusammenhang

$$T_{\ddot{a}qu} = 0,5 \cdot T_m(x) + 0,3 \cdot T_m(x-1) + 0,15 \cdot T_m(x-2) + 0,05 \cdot T_m(x-3), \quad (C.2)$$

wobei $T_m(x)$ die Tagesdurchschnittstemperatur des Tages x darstellt. Über diese Temperatur wird aus einer Kurvenschar wie jene in Abbildung C.1 das jeweilige Profil ausgewählt.

Diese Methode wurde in [VDN, 2002] erstmals beschrieben. Seitdem verfügen alle deutschen Netzbetreiber über eigene Lastprofile für verschiedene Verbraucher, welche im Internet frei zugänglich sind. Die in Abbildung C.1 stammt vom Netzbetreiber *Westnetz GmbH*¹, einer Tochtergesellschaft der *RWE* mit Sitz in Wesel (Nordrhein-Westfalen).

¹www.westnetz.de

C.2 Faktoren Nachladekurven

C.2.1 Konstante Energienachladung

Zeit	≤-12	-11	-10	-9	-8	-7	-6	-5	-4	-3	-2	-1	0
12:15	0,08	0,10	0,11	0,11	0,11	0,11	0,12	0,11	0,11	0,11	0,12	0,12	0,13
12:30	0,10	0,10	0,11	0,12	0,11	0,12	0,13	0,11	0,12	0,12	0,12	0,13	0,14
12:45	0,04	0,04	0,06	0,07	0,06	0,06	0,07	0,06	0,07	0,06	0,07	0,07	0,08
13:00	0,02	0,03	0,04	0,04	0,04	0,04	0,05	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,05
13:15	0,02	0,03	0,03	0,03	0,02	0,02	0,02	0,03	0,03	0,02	0,02	0,03	0,02
13:30	0,02	0,03	0,03	0,03	0,02	0,02	0,02	0,03	0,02	0,02	0,02	0,03	0,02
13:45	0,03	0,02	0,02	0,03	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
14:00	0,03	0,02	0,02	0,03	0,02	0,02	0,02	0,03	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
14:15	0,03	0,02	0,02	0,03	0,03	0,03	0,02	0,02	0,03	0,02	0,02	0,02	0,02
14:30	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,03	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
14:45	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
15:00	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
15:15	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
15:30	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
15:45	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
16:00	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
16:15	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
16:30	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
16:45	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
17:00	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
17:15	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
17:30	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
17:45	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
18:00	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,02	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,02
18:15	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,02	0,03	0,03	0,03	0,03	0,02	0,02
18:30	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,02	0,03	0,03	0,03	0,03	0,02	0,02
18:45	0,03	0,03	0,03	0,02	0,03	0,03	0,02	0,03	0,02	0,03	0,02	0,02	0,02
19:00	0,03	0,03	0,03	0,00	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
19:15	0,03	0,03	0,02	0,00	0,02	0,02	0,01	0,02	0,01	0,02	0,01	0,01	0,01
19:30	0,02	0,03	0,01	0,00	0,01	0,02	0,01	0,02	0,01	0,01	0,01	0,01	0,00
19:45	0,02	0,02	0,00	0,00	0,01	0,00	0,01	0,00	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00
20:00	0,01	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
20:15	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
20:30	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
20:45	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
21:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
21:15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
21:30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
21:45	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabelle C.1: Nachladefaktoren konstante Nachladung in Abhängigkeit der Temperatur Teil 1

Zeit	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	≥18
12:15	0,14	0,17	0,20	0,22	0,25	0,25	0,28	0,32	0,32	0,40	0,36	0,44	0,45	0,45	0,49	0,49	0,36	0,41
12:30	0,15	0,17	0,19	0,22	0,25	0,25	0,28	0,32	0,32	0,40	0,36	0,44	0,45	0,45	0,49	0,49	0,36	0,41
12:45	0,08	0,08	0,09	0,08	0,10	0,08	0,10	0,06	0,09	0,05	0,06	0,02	0,03	0,04	0,02	-0,04	-0,25	-0,15
13:00	0,04	0,04	0,05	0,04	0,05	0,04	0,05	0,03	0,04	0,01	0,03	0,01	0,01	0,01	0,00	-0,04	-0,22	-0,17
13:15	0,02	0,03	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	0,02	0,01	0,00	0,00	0,00	0,03	0,17	0,03
13:30	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,07	0,02
13:45	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	0,02	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	-0,01	-0,04	0,03
14:00	0,02	0,02	0,01	0,02	0,02	0,02	0,01	0,02	0,00	0,01	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00	-0,01	-0,08	-0,01
14:15	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	0,05	0,05
14:30	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,03	0,03
14:45	0,03	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,00	0,01	0,00	0,01	0,03	0,02
15:00	0,03	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,00	0,01	0,00	0,00	0,03	0,02
15:15	0,03	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,00	0,01	0,00	0,00	0,03	0,03
15:30	0,03	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,00	0,01	0,00	0,01	0,03	0,02
15:45	0,03	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,00	0,01	0,00	0,01	0,03	0,02
16:00	0,03	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,01	0,00	0,01	0,03	0,02
16:15	0,03	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,01	0,00	0,00	0,03	0,02
16:30	0,03	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,01	0,00	0,01	0,03	0,02
16:45	0,03	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01	0,01	0,00	0,01	0,00	0,00	0,01	0,00	0,01	0,03	0,02
17:00	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	0,02	0,01	0,01	0,01	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,03	0,02
17:15	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	0,02	0,01	0,01	0,01	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,02
17:30	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	0,02
17:45	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	0,02
18:00	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	0,02
18:15	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,00
18:30	0,02	0,02	0,01	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	0,01
18:45	0,02	0,02	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01
19:00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01
19:15	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00
19:30	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00
19:45	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00
20:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00
20:15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00
20:30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00
20:45	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
21:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
21:15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01
21:30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
21:45	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabelle C.2: Nachladefaktoren konstante Nachladung in Abhängigkeit der Temperatur Teil 2

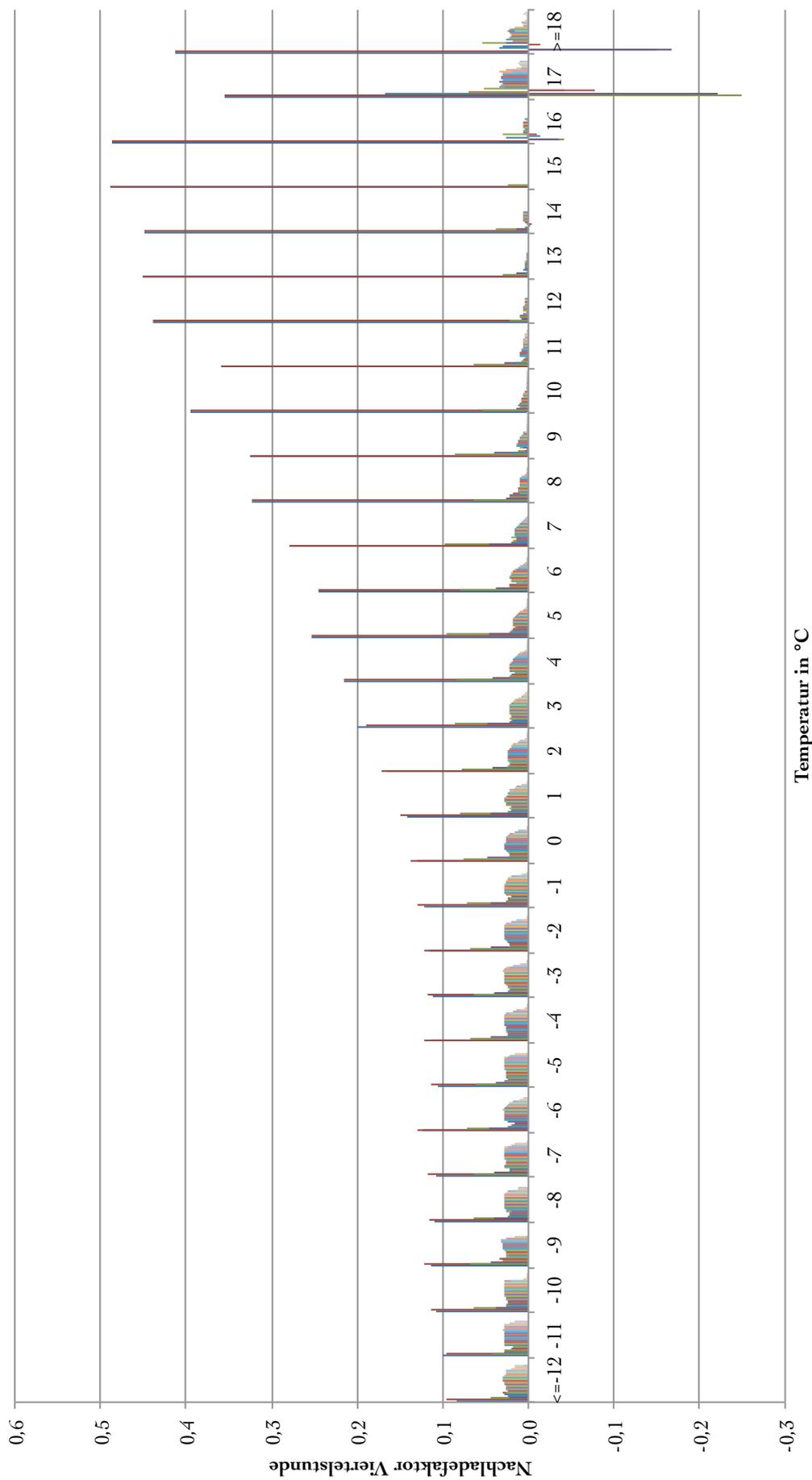


Abbildung C.2: grafische Darstellung der Nachladekurven aus Tabelle C.1 und C.2

C.2.2 Gestaffelte Energienachladung

Zeit	≤-12	-11	-10	-9	-8	-7	-6	-5	-4	-3	-2	-1	0
h12q1	0,11	0,12	0,13	0,13	0,13	0,13	0,15	0,13	0,13	0,13	0,14	0,14	0,15
h12q2	0,13	0,13	0,14	0,15	0,14	0,15	0,16	0,14	0,15	0,15	0,15	0,16	0,17
h12q3	0,07	0,07	0,09	0,10	0,09	0,09	0,10	0,09	0,10	0,09	0,10	0,10	0,11
h12q4	0,05	0,06	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,08
h13q1	0,05	0,05	0,05	0,06	0,05	0,05	0,05	0,06	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
h13q2	0,05	0,06	0,05	0,06	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
h13q3	0,06	0,05	0,05	0,06	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
h13q4	0,06	0,05	0,05	0,06	0,05	0,05	0,04	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
h14q1	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
h14q2	0,04	0,03	0,04	0,04	0,03	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,03	0,03
h14q3	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
h14q4	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
h15q1	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
h15q2	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,03
h15q3	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,03	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,03
h15q4	0,04	0,04	0,04	0,02	0,03	0,03	0,03	0,04	0,03	0,03	0,03	0,03	0,02
h16q1	0,03	0,04	0,01	0,00	0,02	0,02	0,02	0,03	0,01	0,02	0,01	0,01	0,01
h16q2	0,02	0,02	0,00	0,00	0,01	0,01	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
h16q3	0,02	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
h16q4	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
h17q1	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
h17q2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
h17q3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
h17q4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
h18q1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
h18q2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
h18q3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
h18q4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
h19q1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
h19q2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
h19q3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
h19q4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
h20q1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
h20q2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
h20q3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
h20q4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
h21q1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
h21q2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
h21q3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
h21q4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabelle C.3: Nachladefaktoren gestaffelte Nachladung in Abhängigkeit der Temperatur Teil 1

Zeit	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	≥18
h12q1	0,16	0,19	0,22	0,24	0,28	0,27	0,30	0,34	0,35	0,41	0,38	0,44	0,46	0,45	0,49	0,49	0,41	0,46
h12q2	0,18	0,20	0,21	0,24	0,28	0,27	0,30	0,34	0,35	0,41	0,38	0,44	0,46	0,45	0,49	0,49	0,41	0,46
h12q3	0,11	0,10	0,11	0,10	0,11	0,10	0,12	0,08	0,10	0,05	0,07	0,03	0,04	0,04	0,02	-0,04	-0,18	-0,06
h12q4	0,07	0,07	0,07	0,06	0,06	0,06	0,06	0,04	0,05	0,02	0,04	0,01	0,02	0,02	0,00	-0,03	-0,13	-0,08
h13q1	0,05	0,05	0,04	0,05	0,04	0,04	0,03	0,03	0,03	0,01	0,02	0,01	0,01	0,01	0,00	0,03	0,20	0,02
h13q2	0,05	0,05	0,04	0,04	0,04	0,04	0,03	0,03	0,02	0,01	0,01	0,02	0,00	0,01	0,00	0,01	0,11	0,01
h13q3	0,05	0,04	0,04	0,04	0,03	0,04	0,03	0,03	0,03	0,01	0,01	0,02	0,00	0,00	0,00	-0,01	-0,01	0,01
h13q4	0,05	0,04	0,04	0,04	0,03	0,04	0,02	0,02	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,09	0,01
h14q1	0,05	0,04	0,04	0,03	0,02	0,03	0,03	0,02	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,01	0,00	0,03	0,03	0,04
h14q2	0,04	0,03	0,03	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,01	0,00	0,01	0,03	0,02
h14q3	0,04	0,03	0,03	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01	0,01	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,04	0,02
h14q4	0,03	0,03	0,03	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01	0,01	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,04	0,01
h15q1	0,03	0,03	0,02	0,02	0,01	0,02	0,01	0,01	0,01	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	0,02
h15q2	0,03	0,03	0,02	0,02	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	0,01
h15q3	0,03	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,01
h15q4	0,02	0,02	0,02	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01
h16q1	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01
h16q2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00
h16q3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00
h16q4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00
h17q1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00
h17q2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00
h17q3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00
h17q4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
h18q1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
h18q2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
h18q3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
h18q4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
h19q1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
h19q2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
h19q3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
h19q4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
h20q1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
h20q2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
h20q3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
h20q4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
h21q1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
h21q2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
h21q3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
h21q4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabelle C.4: Nachladefaktoren gestaffelte Nachladung in Abhängigkeit der Temperatur Teil 2

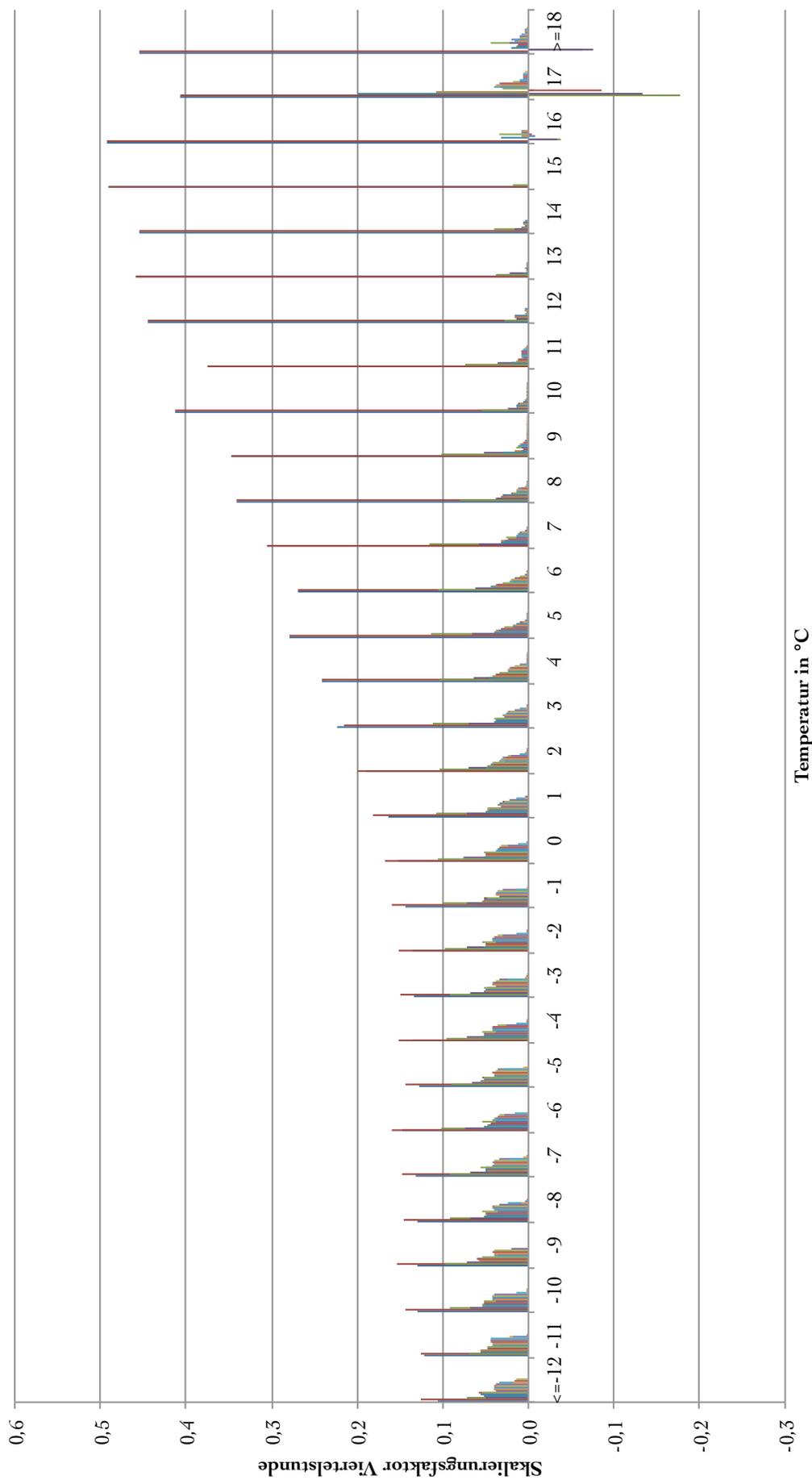


Abbildung C.3: grafische Darstellung der Nachladekurven aus Tabelle C.3 und C.4

Literaturverzeichnis

- [AusglMechV, 2009] Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus (Ausgleichsmechanismusverordnung - AusglMechV). BGBl. I S. 2101, Berlin 2009.
- [Baumann et al, 2007] Michael Baumann, Hans-Jürgen Laue, Peter Müller: Wärmepumpen - Heizen mit Umwelttechnologie. Solarpraxis AG, 4. Auflage, Berlin, 2007.
- [Biermayr et al, 2012] Peter Biermayr, Manuela Eberl, Rita Ehrig, Hubert Fechner, Christa Kristöfel, Peter Eder-Neuhauser, Natalie Prügler, Andrea Sonnleitner, Christoph Strasser, Werner Weiss, Manfred Wörgetter et. al.: Innovative Energietechnologien in Österreich, Marktentwicklung 2011. Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, Wien, 2012.
- [Bonin, 2012] Jürgen Bonin: Handbuch Wärmepumpen - Planung und Projektierung. Beuth Verlag, 2. Auflage, Berlin, 2012.
- [Baehr, Kabelac, 2009] Hans Dieter Baehr, Stephan Kabelac: Thermodynamik. Springer, 14. Auflage, Berlin Heidelberg, 2009.
- [Czakainski et al, 2011] Martin Czakainski, Franz Lamprecht, Michael Rosen: Energiehandel und Energiemärkte - eine Einführung. etv Energieverlag, Essen, 2011.
- [Delta, 2012] Lindsay Sugden: Smart Grids create new opportunities for heat pumps. Delta Energy & Environment (www.delta-ee.com), REHVA Journal, Edinburgh, October 2012.
- [EEX, 2012a] European Energy Exchange: Unternehmen und Produkte. European Energy Exchange AG, Leipzig, 2012.
- [EEX, 2012b] European Energy Exchange: Produktbroschüre Strom, Version 3A. European Energy Exchange AG, Leipzig, 2012.
- [EU, 2006] Richtlinie 2006/32/EG des europäischen Parlaments und des Rates vom 5.

- April 2006 über Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen und zur Aufhebung der Richtlinie 93/76/EWG des Rates. Brüssel, 2006.
- [EU, 2008] Mitteilung der Kommission: Energieeffizienz: Erreichen des 20%-Zieles. Mitteilung der Kommission KOM(2008) 772 endgültig, Kommission der europäischen Gemeinschaft, Brüssel, 2008.
- [EU, 2009] Richtlinie 2009/28/EG des europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließender Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG. Brüssel, 2009.
- [EXAA, 2012] Energy Exchange Austria: Geschäfts- und Nachhaltigkeitsbericht 2011. EXAA Abwicklungsstelle für Energieprodukte AG, Wien, 2012.
- [Faninger, 2011] Gerhard Faninger: Die Bedeutung der Wärmepumpe in der Energiestrategie Österreich 2020. 3. Wärmepumpenforum 2011 im Rahmen der RENEXPO AUSTRIA, 24. November 2011, Salzburg.
- [Haas, 2011a] Reinhard Haas: Vorlesungsskriptum zu „Regulierung und Markt in der Energiewirtschaft“. Energy Economics Group, Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe, TU Wien, 2011.
- [Haas, 2011b] Reinhard Haas: Vorlesungsskriptum zu „Energiesysteme und Analysen“. Energy Economics Group, Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe, TU Wien, 2011.
- [Jud, 2011] Reinhard Jud: Folgenabschätzung zu Teilaspekten der Smart Metering Technologie und deren Einführung. Diplomarbeit, Fakultät für Informatik, TU Wien, 2011.
- [NASDAQ, 2011] NASDAQ OMX Commodities: 2011 Review. The NASDAQ OMX Group, 2012.
- [ÖNORM B 8135, 1983] ÖNORM B8135: Vereinfachte Berechnung des zeitbezogenen Wärmeverlustes (Heizlast) von Gebäuden. ÖENORM, 1.2.1983.
- [Schrüfer, 2007] Elmar Schrüfer: Elektrische Messtechnik. Carl Hanser Verlag, München, 2007.
- [Siemens, 2008] Siemens AG: Information mit System - Das Automatisierte Verbrauchsdatenerfassungs- und Informationssystem AMIS. Siemens AG, Energy Sector, Erlangen, 2008.

[Statistik Austria, 2011] Statistik Austria: Heizungen 2003 bis 2010 nach Bundesländern, verwendeten Energieträgern und Art der Heizung. Bundesanstalt Statistik Österreich, Wien, 2011.

[VDN, 2002] Verband deutscher Netzbetreiber: Lastprofile für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen - Praxisleitfaden vom 19. November 2002. VWEW-Verlag, Frankfurt am Main, 2002.

[Wiechmann, 2008] Holger Wiechmann: Neue Betriebsführungsstrategien für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen. Dissertation, Universitätsverlag Karlsruhe, 2008.