



Abschlussbericht
"Bestimmung von Lastprofilen
für unterbrechbare
Verbrauchseinrichtungen"

Abschlussbericht
„Bestimmung von Lastprofilen für unterbrechbare
Verbrauchseinrichtungen“

6. Dezember 2002
Bi/Sche

Der Abschlussbericht „Bestimmung von Lastprofilen für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen“ des Energieressourcen-Instituts e. V., Cottbus, zeigt eine Methode zur Generierung von Lastverläufen für zu- und abschaltbare (d. h. von Netzbetreibern gesteuerte) Verbrauchseinrichtungen auf. Diese Methode ist allgemein gültig.

In einem ersten Schritt wurden - unter Berücksichtigung der Marktbedeutung - Lastprofile für Elektrospeicherheizungen entwickelt. Profile für andere bedeutsame Anwendungen folgen zu einem späteren Zeitpunkt.

Der vorliegende Abschlussbericht wurde im Auftrag des VDN, unter finanzieller Beteiligung (hälftige Finanzierung) des VDEW, vom Energieressourcen-Institut, Cottbus, erarbeitet. Die begleitende Projektgruppe unter Federführung des VDN war Anfang des Jahres - in personeller unveränderter Besetzung - vom VDEW zu VDN übergegangen und garantierte damit auch die Einbeziehung energie-/stromwirtschaftlicher sowie vertrieblicher Aspekte.

Verband der Elektrizitätswirtschaft - VDEW - e.V.,
Stresemannallee 23, 60596 Frankfurt am Main
Telefon 069/6304-240

Bestimmung von Lastprofilen für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen

- Abschlussbericht -

erstellt für:

Verband der Netzbetreiber - VDN - e.V. beim VDEW
Robert-Koch-Platz 4
10115 Berlin

durch:

Energieressourcen-Institut e.V.
Geschäftsbereich 4 – Energiewirtschaft
Universitätsplatz 3-4
03044 Cottbus

eMail: lastprofile@tu-cottbus.de

Dr.-Ing. Christian Fünfgeld
Dipl.-Ing. (FH) Carsten Fiebig

Cottbus, den 16.09.2002

Inhaltsverzeichnis

Abkürzungen	IV
Begriffsdefinitionen	III
Formelzeichen und Indices	IV
1 Ausgangslage und Aufgabenstellung	1
1.1 Aufgabenstellung	1
1.2 Untersuchungsdaten.....	2
2 Statusermittlung	3
2.1 Lastprofile für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen.....	3
2.2 Prognose des täglichen Heizenergiebedarfs.....	4
3 Technische Eigenschaften von Elektro-Speicherheizungen	5
3.1 Aufladesteuerung	5
3.2 Lademodelle	7
4 Modellbildung im theoretischen Ansatz	8
4.1 Kunden- und Anlagenbeschreibung.....	9
4.2 Bestimmung des Energiebedarfs	10
4.3 Lastaufteilung	11
4.4 Lastprognose.....	11
5 Entwicklung eines Modells zum Tages-Heizenergiebedarf	12
5.1 Meteorologische Einflussgrößen.....	12
5.1.1 Die Außentemperatur	12
5.1.2 Wind.....	13
5.1.3 Übrige Umweltparameter.....	13
5.2 Gebäudeeigenschaften und Nutzerverhalten	13
5.3 Bewertung der maßgeblichen Einflussfaktoren	14
5.4 Modellierung	14
5.5 Das BTU/ERI Temperatur-Modell des Tages-Heizenergiebedarfs	16
5.5.1 Mathematische Beschreibung des BTU/ERI Temperatur-Modells	18
5.5.2 Grenzwert Betrachtung zum BTU/ERI Temperaturmodell	19
5.6 Bewertung des BTU/ERI Temperatur-Modells	21
5.6.1 Untersuchung auf systematische Abweichungen	21
5.6.2 Untersuchung auf die Verwendung fehlerhafter Eingangsgrößen.....	22

6	Modellierung des Lastverlaufs der Aufladung	23
6.1	Lastaufteilung	27
6.2	Anpassung des Lastverlaufs durch Basis- und Formfaktoren	31
6.3	Bewertung der Modellierung	38
7	Zusammenfassung und Ausblick	49
8	Literatur	51

Anhänge:

- Bildanhang: Abbildungen 5.1.. 5.10
- Anhang 1: Begriffsbestimmungen von Gradtagzahlen in der Literatur
- Anhang 2: Status zu Lastprofilen für Elektro-Speicherheizungen
- Anhang 3: Strukturierter Aufbau des Lastverlaufs

Begriffsdefinitionen

Äquivalente Tages-Mitteltemperatur: Charakteristischer, exponentiell gewichteter Rechenwert aus den Tages-Mitteltemperaturen aufeinanderfolgender Tage.

Aufladegrad: Angabe in %, auch Soll-Wärmeinhalt, Ladegrad oder Speicherfaktor genannt. Der Aufladegrad beschreibt den Anteil der gesamten Speicherkapazität einer Heizanlage, der in Abhängigkeit der Außentemperatur am Ende der Freigabezeit zur Deckung des erwarteten Heizenergiebedarfs vorgehalten werden soll.

Einzelgerät: Heizung mit in der Regel kleiner Leistung und geringer Möglichkeit zur Leistungsstufung.

Freigabedauer: Haupt-Zeitdauer, während der der Betrieb von unterbrechbaren Elektrizitätsverbrauchern in der Nacht frei gegeben ist. In der Regel ist dies der längste zusammenhängende Teil der Freigabezeit.

Freigabezeit: Sammelbegriff für Zeiten in denen der Betrieb von unterbrechbaren Elektrizitätsverbrauchern frei gegeben ist (Sowohl Freigabedauer als auch Zusatzfreigabezeit).

Heizanlage: Auch Heizungsanlage. Kombination mehrerer Einzelgeräte oder ein Zentralspeicher zur Beheizung eines zusammenhängenden Objekts.

Kundengruppe/ Kollektiv: Gruppe von Kunden mit Elektro-Speicherheizungen.

Ladeblock: Strukturelement der Lastaufteilung mit einer aus zur Verfügung stehender Zeit und el. Leistung bestimmten Kapazität.

Lastgang: Zeitreihe, mit je einem gemessenen Leistungswert pro Abrechnungsperiode.

Lastprofil: Charakteristische Zeitreihe, die für jeden Viertelstundenwert einen mittleren Leistungswert festlegt.

Lastprognose: Berechneter Lastverlauf

Manueller Absenkbetrieb: Vorübergehende Ausserbetriebnahme einzelner Anlagenteile/ Heizgeräte der Gesamtanlage durch den Nutzer.

P_{inst} : Installierte elektrische Leistung der Heizanlage als Eingangsparameter in die Modellierung. P_{inst} kann auch eine rechnerisch oder messtechnisch ermittelte wirksame maximale Leistung der Heizanlage sein.

Relativer Heizenergieverbrauch: Anteil eines Kalendertags am Jahres-Heizenergieverbrauch.

Temperatur-Maßzahl: Kenngröße zur Normierung des temperaturabhängigen Heizenergiebedarfes einer charakteristischen Periode.

Viertelstundenwert: Messintervall des Netzbetreibers und mittlerer Leistungswert eines Lastprognose/ eines Lastprofils/ eines Lastgangs.

Zusatzfreigabezeit: Zeitdauer während der Hochtarifzeit z.B. am frühen Nachmittag, in der der Bezug von Wärmestrom frei gegeben ist.

Abkürzungen

F1	Basisfaktor Aufladezeit
F2	Basisfaktor Leistung
F3	Formfaktor Schaltsynchronität
F4	Formfaktor Schaltverhalten der variablen Flanke
F5	Formfaktor Nochmalige Zuschaltung
F6	Formfaktor Dauerbetrieb von Anlagenteilen
FD	Freigabedauer
TMZ	Temperatur-Maßzahl
ZFZ	Zusatzfreigabezeit

Formelzeichen

P_{el}	Elektrische Leistung (auch P_{el})
P_{inst}	installierte elektrische Leistung (auch P_{inst})
P_m	mittlere Leistung
$Q_H(15)_{\text{Bereich 2}}$	Tages-Heizenergiebedarf nach der Funktion für Bereich 2 bei $T_m = 15^\circ\text{C}$
$Q_H(d)$	Tages-Heizenergiebedarf [kWh/d]
$Q_H(d)_{max}$	maximaler Tages-Heizenergiebedarf (Bereich (1))
T_m	Tages-Mitteltemperatur (auch T_m)
$T_m(d)$	Tages-Mitteltemperatur des Vortages
$T_m(d-x)$	Tages-Mitteltemperatur des x-ten Vortages
$T_{m,\ddot{a}}$	Äquivalente Tages-Mitteltemperatur
TMZa	Temperatur-Maßzahl des Jahres [K•d/a]
V_{AC}	Wechselspannung
W_a	Jahres-Heizenergiebedarf [kWh/a]

Indices

a	Jahreswert
d	Tageswert
el	elektrisch
Bereich1	Sättigung im BTU/ERI Temperatur-Modell i.d.R. $T_m < -15^\circ\text{C}$
Bereich2	Hauptarbeitsbereich $-15^\circ\text{C} < T_m < 15^\circ\text{C}$
V, v	Vorwärtssteuerung
R, r	Rückwärtssteuerung
i	Laufvariable $i = 1..8$

1 Ausgangslage und Aufgabenstellung

Handel und Kartellbehörden drängen zunehmend auf die grundsätzliche Regelung der Durchleitung für Kunden mit unterbrechbaren Verbrauchsstellen wie z.B. Elektro-Speicherheizungen. Der gesamte Wärmestrommarkt umfasst heute mit ca. 2,4 Millionen unterbrechbaren Verbrauchsstellen in den Bereichen Haushalt (91%), Landwirtschaft (2%), Gewerbe (5%) und Öffentliche Gebäude (1%) einen Verbrauch von ca. 22 TWh/a /1/. Anschlusswert und Verbrauch werden mit jeweils ca. 86% von Anwendungen im Haushaltsbereich dominiert.

Grundsätzlich besteht die Möglichkeit, Durchleitungsmengen für Wärmestrom auf Basis zeitgleicher Messungen oder pauschaler Vereinbarungen zu verrechnen. Zeitgleiche Messungen sind unwirtschaftlich und pauschale Liefermengen können die Belange der Verbraucher nicht oder nur unzureichend berücksichtigen.

Daraus resultiert die Notwendigkeit, einerseits Lastprofile für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen für den bundesweiten Handel zur Verfügung zu stellen und andererseits diese Lastprofile möglichst kostengünstig zu bestimmen und zur Anwendung zu bringen. Dabei geht die Schere zwischen Differenziertheit und Einfachheit eines in der Praxis umsetzbaren Modells weit auseinander.

1.1 Aufgabenstellung

Mit Hilfe des theoretischen Ansatzes /2/ ist ein flexibles Lastprognosemodell für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen zu entwickeln. Neben der Lastprognose für Elektro-Speicherheizungen sollte das Modell grundsätzlich auch auf andere Verbrauchertypen wie z.B. Warmwasserspeicher, Elektro-Wärmepumpen zur Raumheizung und/oder Warmwasserbereitung sowie gesteuerte Direktheizungsanlagen erweiterbar sein. Darüber hinaus soll die Möglichkeit bestehen, als Lastprofil-Generator netzspezifische Lastprofile zu erzeugen. Das ist insbesondere dann wichtig, wenn die Datenbasis bezüglich des Lastgangs von unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen im Netzgebiet nicht die Gewinnung von Lastprofilen aus eigenen Messungen zulässt.

Wesentliches Ziel dieser Untersuchung ist es, Unternehmen, die nicht über durch verlässliche Messungen ermittelte eigene Lastprofile verfügen, eine Methode zur qualifizierten Lastprognose bzw. Erstellung netzspezifischer Lastprofile zur Verfügung zu stellen.

Randbedingungen der Aufgabenstellung sind folgende technische Eigenschaften:

- Heizungstypen
 - Elektro-Speichergeräteheizung
 - Elektro-Fussbodenspeicherheizung
 - Elektro-Zentralspeicherheizung
- Lademodelle
 - Freigabedauer und Zusatzfreigabedauer, in ihrer Länge mathematisch definiert
 - Variabler Aufladegrad
 - In Lage und Dauer temperaturabhängige Lademodelle
- Aufladecharakteristik
 - Vorwärtssteuerung
 - Rückwärtssteuerung
 - Spreiz-/ Zentralsteuerung
 - Freizügige, d. h. in unterschiedlichen z.B. Außentemperatur- beziehungsweise wochentagsabhängigen Tagesprogrammen variierende, Laststeuerung

Entwicklungsziele sind:

- gute Abbildungsqualität insbesondere von Kundengruppen
- Flexibilität des Modells hinsichtlich Erweiterbarkeit und Optimierung einzelner Komponenten
- Möglichst Verwendung verfügbarer oder leicht beschaffbarer sowie kostengünstiger Informationen
- Einfache Anwendung, geringe Transaktionskosten

1.2 Untersuchungsdaten

Der theoretische Ansatz hat im Gegensatz zur Strukturanalyse einen geringen Datenbedarf, da nicht die verschiedenen Kombinationen von Strukturmerkmalen als Ganzes, sondern die Strukturmerkmale im Einzelnen untersucht und abgebildet werden. Eine repräsentative Stichprobe aller Heizungskunden ist damit für die Modellentwicklung und -anwendung nicht erforderlich. Für die Modellierung des relativen Heizenergieverbrauchs können darüber hinaus auch Jahresdatensätze mit Tageswerten des täglichen Heizenergieverbrauchs anderer Energieträger verwendet werden.

Für die vorliegende Untersuchung wurden Datensätze der Unternehmen BTU Cottbus - Lehrstuhl Energiewirtschaft; EnBW Regional AG; envia - Mitteldeutsche Energie AG; GEMAG Gebäudemanagement AG; GEW Köln AG; Hamburgische Electricitäts-Werke AG; Neckarwerke Stuttgart; N-ERGIE AG; RWE Net AG; Städtische Werke Brandenburg an der Havel GmbH; Stadtwerke München GmbH verwendet. Im Einzelnen liegen vor:

Langzeitmessungen zur Modellierung des relativen Heizenergieverbrauchs:

- In gemeinsamer Messung mit Haushalts-, Warmwasser und/oder Gewerbeverbrauch:
 - 1 Wohn- und Gewerbeobjekt in der Zeit von 1998 bis 2001
 - 1 Mehrfamilienhaus mit Fernwärmeversorgung (1 Jahr)
- Reine Heizungsmessung (jew. 1 Jahr):
 - Kundengruppen:
 - 1 Mehrfamilienhaus mit Fernwärmeversorgung (1 Jahr),
 - 8 Einzelhäuser mit Elektro-Speicherheizung (10 bis 37 kW_{el})
 - Einzelkunden
 - 2 Gewerbeobjekte mit Elektro-Speicherheizung

Kurzzeitmessungen über mehrere Wochen an Elektro-Speicherheizungen zur Entwicklung der Lastaufteilung:

- In gemeinsamer Messung mit Haushalts-, Warmwasser und/oder Gewerbeverbrauch:
 - Kundengruppen:
 - 6 Mehrfamilienhäuser
 - 36 Einzelmessungen
- Reine Heizungsmessung:
 - ca. 75 Einzelkunden von ca. 3 bis 37 kW
- Aggregierte Lastverläufe:

Lastgänge eines großen Netzgebietes für den Temperaturbereich von -12 bis +17°C und eine netzspezifische Durchmischung von Lademodellen und Steuerungsvarianten.

2 Statusermittlung

Ziel der Untersuchung ist die Ermittlung von Lastprofilen für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen, wobei der tägliche Heizenergiebedarf für Einzelkunden beziehungsweise Kundengruppen zentrale Bedeutung hat. Im Anhang 2 (Status zu Lastprofilen für Elektro-Speicherheizungen) sind verschiedene methodische Ansätze für diesen Problembereich kurz dargestellt.

2.1 Lastprofile für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen

Die Lastprofile und Lastprognosemodelle aus der Gaswirtschaft sind nicht auf die Elektrizitätswirtschaft übertragbar, da folgende grundlegenden Unterschiede bestehen:

- Die Struktur des Energiebezugs zur Deckung des Heizenergieverbrauchs ist unterschiedlich, da der Energiebedarf von Elektro-Speicherheizungen vom Heizbetrieb durch die Schaltbarkeit der Verbrauchsstellen und die Speicherfähigkeit der Endge-

räte entkoppelt ist. Gasheizungen sind nicht schaltbar und direkt in das Gasnetz eingebunden.

- Die Atmung des Erdgasnetzes ist nicht zu vernachlässigen. Eine vergleichbare Speicherkapazität der Netze ist in der Elektrizitätsversorgung nicht gegeben.
- Lastprofile der Gaswirtschaft orientieren auf den stündlichen Gasverbrauch. In der Elektrizitätswirtschaft sind viertelstündliche Prognosen notwendig.

Die Ansätze aus der Elektrizitätswirtschaft zeigen, dass für jeden Netzbetreiber spezifische Lastprofile für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen vorliegen. Ursache dafür ist die Vielzahl der unterschiedlichen Lademodelle bei den Netzbetreibern, der unterschiedlichen Aufladecharakteristiken in den Kundenanlagen und die unterschiedliche Verteilung der Anlagentypen in den Netzgebieten. Die bereits verfügbaren Lastprofile beruhen jeweils auf der spezifischen Situation der Netzgebiete in denen sie ermittelt wurden. Bei der Übertragung würde die Heizlast in den Netzgebieten für die sie entwickelt wurden besser abgebildet als die in anderen Netzgebieten, was zu ungleichen Wettbewerbsbedingungen führen würde. Damit sind diese Lastprofile nicht auf andere Netzgebiete übertragbar.

Aus vorgenannten Gründen wird deutlich, dass keiner der im Anhang 2 beschriebenen Ansätze die Anforderungen an Lastprofile für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen in der Elektrizitätswirtschaft hinsichtlich Variabilität und Flexibilität erfüllen kann. Bundeseinheitliche Standard-Lastprofile für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen, die den Anforderungen des Marktes entsprechen kann es damit nicht geben.

Im Ergebnis der Statuserhebung bleibt festzuhalten, dass die Notwendigkeit besteht, für die Elektrizitätswirtschaft ein pragmatisches Basis-Modell zu entwickeln, das bei geringen Transaktionskosten eine hinreichend genaue Prognose des Lastgangs von Elektro-Speicherheizungen ermöglicht.

2.2 Prognose des täglichen Heizenergiebedarfs

Als Eingangsgröße zur Ermittlung der Lastprognose/des Lastprofils für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen mit dem theoretischen Ansatz ist der tägliche Heizenergiebedarf von zentraler Bedeutung. Im Anhang 2 sind dazu aus dem Bereich der Gaswirtschaft zwei grundsätzliche Modelle beschrieben:

- Der Ansatz der Sigmoid-Funktion (TU-München)
- Der Ansatz mit 3 funktionalen Bereichen (Kapazitätsgrenze, Arbeitsbereich, Grundlast) und zwei Übergangsbereichen (Literatur, HTWK, GASAG). Die funktionalen Bereiche sind jeweils lineare, die Übergangsbereiche polynomische Funktionen.

Grundsätzlich erscheinen, die Verfügbarkeit der Eingangsdaten vorausgesetzt, die Modelle der HTWK, der TU-München und der GASAG geeignet, den Tages-Heizenergiebedarf zu prognostizieren. Die Ansätze sind teilweise sehr differenziert und nur in Teilen öffentlich zugänglich.

lich/beschrieben. Damit steht insbesondere für kleine Werke und Händler u.U. kein Prognosewerkzeug für den Tages-Heizenergiebedarf zur Verfügung.

3 Technische Eigenschaften von Elektro-Speicherheizungen

Der Lastgang der Beladung von Elektro-Speicherheizungen wird entscheidend geprägt von der Steuerung, dem Lademodell und der Anlagenart. Die Steuerung von Elektro-Speicherheizungen liegt im Verantwortungsbereich des Verteilnetzbetreibers. Dieser kann die Freigabe des Anschlusses durch Schaltuhren oder über Rundsteuersignale veranlassen. Durch Rundsteuertechnik besteht die Möglichkeit, Anlagen nach fest vorgegebenen Modellen zu- oder abzuschalten um einen gleichmäßigen Gesamt-Lastverlauf zu erreichen. Dabei ist eine bedarfsgerechte Einschaltdauer zu beachten. Schaltuhren sind in den Kundenanlagen fest eingebaut und ermöglichen nur die prinzipielle Beeinflussung des Gesamt-Lastverlaufs. Sie bieten keine Flexibilität hinsichtlich der Ein- und Ausschaltzeiten.

Zum grundsätzlichen Verhalten von Elektro-Speicherheizungen:

Elektro-Speicherheizungen werden zur Raumheizung in Zentralheizungen als Elektro-Zentralpeicher und in (Einzel-) Raumheizungen als Elektro-Speicherheizgerät und Elektro-Fußbodenspeicherheizung eingesetzt. Die Aufladung von Wärmespeichern erfolgt hauptsächlich in Zeiten schwächerer Netzbelastung (in der Regel nachts). Die Wärmeabgabe erfolgt bedarfsgesteuert während der täglichen Heiz- und Absenkezeit. Zentralspeicher- und Geräteheizungen verfügen über aktive Elemente zur Steuerung der Heizleistung (Lüfter). Fußbodenspeicherheizungen geben ihre Wärme durch Wärmeleitung und Konvektion, in der Regel unterstützt durch eine thermostatisch gesteuerte Randzonenheizung, über den Heizestrich ab.

Die zentralen Anlagen haben in der Mehrzahl höhere Anschlusswerte und einen höheren Stromverbrauch je Einheit. Die dezentralen Anlagen sind in der Regel Wohnungsheizungen mit niedrigeren Anschlusswerten. Das Verhalten dieser unterschiedlichen Systeme ist bei der Entwicklung der Lastprofile entsprechend zu berücksichtigen.

3.1 Aufladesteuerung

Die Aufladung von Wärmespeichern wird in Abhängigkeit der Außentemperatur und der noch im Speicher vorhandenen Restwärme gesteuert. Eine Aufladesteuerung besteht in der Regel aus Witterungsfühler (Temperatur), Zentralsteuergerät und Aufladeregler in jedem Wärmespeicher. Bei Groß- und Mehrkundenanlagen kommen zusätzlich Gruppensteuergeräte zum Einsatz. Die Ladecharakteristik einer Aufladesteuerung beschreibt die zeitliche Orientierung innerhalb der vom Netzbetreiber gewährten Freigabedauer. Sie wird in der Regel vom zuständigen Netzbetreiber vorgegeben beziehungsweise ist diesem nach Inbetriebnahme zu melden.

Man unterscheidet drei Ladecharakteristiken, die von den Steuergeräten umgesetzt werden:

- **Vorwärtssteuerung:**
Freigabe- und Aufladebeginn sind identisch. Die Abschaltung der Geräte erfolgt individuell nach deren Ladezustand.
- **Spreizsteuerung:**
Der Aufladebeginn wird zu Beginn der Freigabedauer so berechnet, dass die Aufladung annähernd symmetrisch um die Mitte der Freigabedauer liegt. Eine Asymmetrie der Aufladung tritt auf, wenn Einzelgeräte individuell bei Erreichen des Ladezustands abschalten.
- **Rückwärtssteuerung:**
Der Ladebeginn wird so berechnet, dass die Aufladung zum Ende der Freigabezeit beendet ist.

Als Aufladeregulation in einzelnen Wärmespeichern werden Zweipunktregler (ein/aus) verwendet. Bis zum Erreichen der geforderten Aufladung ist die Leistungsaufnahme konstant und entspricht der installierten Leistung.

Der Aufladegrad [%] beschreibt den Anteil der gesamten Speicherkapazität der Heizanlage, der in Abhängigkeit der Außentemperatur zur Deckung des erwarteten Heizenergiebedarfs vorgehalten werden soll. Der Aufladegrad ist ein Vorgabeparameter der Gerätesteuerung beziehungsweise des Zentralsteuergeräts. Er ist abhängig von den eingestellten Steuerungsparametern und der wirksamen Außentemperatur.

Die einstellbaren Größen (vgl. Abb. 3.1) sind die Vollladung (E1), der Ladebeginn (E2) und der Sockel- Aufladegrad (E15).

E1 ist die Außentemperatur, unterhalb der eine Vollladung des Speichers erfolgen soll.

E2 ist die Außentemperatur, bei der der Heizbetrieb mit dem Sockel-Aufladegrad begonnen wird.

Die Einstellbereiche und Einstellempfehlungen für die Steuerungsparameter sind je nach Hersteller unterschiedlich und auch vom jeweiligen Anlagentyp und dem verwendeten Lademodell abhängig.

In Tabelle 3.1 sind Einstellbereiche und Einstellempfehlungen für ein Lademodell mit 8+0 Stunden Vorwärtssteuerung beispielhaft dargestellt.

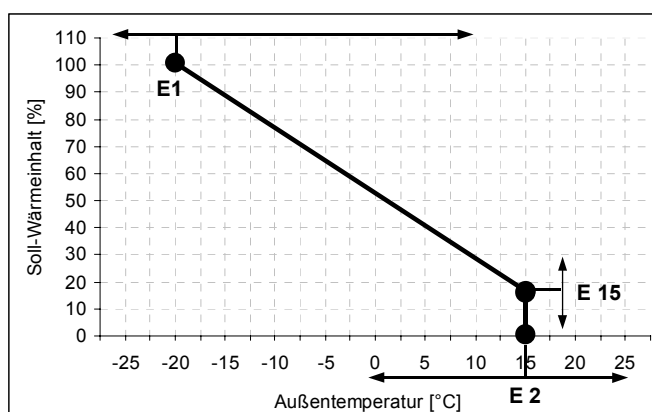


Abbildung 3.1: Temperaturkennlinie einer Aufladesteuerung /13/.

Mit den Kennlinieneinstellern:

- E1 für die Vollladung
- E2 für den Ladebeginn
- E15 für den Sockel-Aufladegrad

Parameter	Bez.	Einstellbereich	Einstellungsempfehlung (Speicherheizgeräte, 8+0h)
Vollladung	E1	-25 ... 15°C	-12°C / -14°C
Ladebeginn	E2	7 ... 25°C	15°C
Sockel-Aufladegrad	E15	0 ... 30%	10%

Tabelle 3.1: Parameter der Aufladesteuerung. Werkseinstellungen und Einstellbereiche.

Die relevante Temperatur wird von den Geräteherstellern einheitlich als wirksame Außentemperatur bezeichnet und im Zentralsteuergerät aufgezeichnet und ausgewertet. Für die Auswertung stehen zwei Varianten zur Verfügung.

1. Die aktuelle Außentemperatur wird direkt als Maß für den Wärmebedarf der nächsten Stunden oder des nächsten Tages herangezogen.
2. Berechnung der wirksamen Außentemperatur als gleitender Mittelwert der Außentemperatur als Maß für den Wärmebedarf der nächsten Stunden oder des nächsten Tages. Nach Angaben einiger Hersteller werden mindestens die Temperaturwerte der letzten 23 h gemittelt und nachfolgend mit der aktuellen Temperatur der Stunde gemittelt. Dadurch erhält der jeweils aktuelle Temperaturwert ein höheres Gewicht gegenüber dem einzelnen Temperaturwert des Vortages und trotzdem kann die tendenzielle Entwicklung der Witterung durch die Mittelung besser berücksichtigt werden.

Die Messung der Außentemperatur erfolgt nach Händlerempfehlung mindestens 2m über dem Erdboden im äußeren Mauerwerk im Bereich der Hauptnutzflächen. Der Fühler darf nicht der Sonneneinstrahlung ausgesetzt sein. Wärmequellen, z.B. Lüftungsschächte oder gekippte Fenster, dürfen den Fühler nicht beeinflussen.

3.2 Lademodelle

Das Lademodell, auch Tagesaufladeprogramm genannt /3/, ist die der Bemessung des Speicherheizgerätes zu Grunde liegende zeitliche Folge von Freigabezeiten während eines Tages. Häufig ist die Unterteilung der Freigabezeit in eine Zusatzfreigabezeit z.B. am Nachmittag und eine in der Regel längere Freigabedauer während der Nacht /4/.

Während der vertraglich vereinbarten Freigabezeiten gibt der Netzbetreiber den Elektroenergiebezug für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen frei. Die hauptsächliche Beladung findet in der Regel während der Freigabedauer statt. Das bedeutet die nachrangige Nutzung der Zusatzfreigabezeit erst ab Temperaturen unterhalb ca. 0°C, was insbesondere bei Anlagen mit größeren Speichern auftritt. Bei Anlagen mit kleineren Speichern wird die Zusatzfreigabezeit bereits bei höheren Temperaturen zur Beladung genutzt was je nach Ausprägung als gleich- oder vorrangige Nutzung der Zusatzfreigabezeit bezeichnet wird.

Lademodelle mit Freigabezeiten von 8+0 (Freigabedauer + Zusatzfreigabezeit) oder 8+2 Stunden sind häufig, doch kann die Freigabedauer je nach Netzbetreiber auch täglich 5.. 10 Stunden betragen. Die Freigabedauer liegt meist zwischen 21.00 Uhr am Abend und 07.00 Uhr am Morgen. Die Zusatzfreigabezeit ist mit 2.. 8 Stunden Dauer kürzer und beginnt meistens zwischen 12.00 und 17.00 Uhr /5/.

4 Modellbildung im theoretischen Ansatz

Der theoretische Ansatz ermöglicht sowohl die Lastprognose für Einzelkunden und Kundengruppen als auch die Entwicklung normierter, netzspezifischer Lastprofile für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen. Basis des Konzepts sind modulare Energiebilanzen von Einzelanlagen über die beliebige Kombinationen von Kundenanlagen oder Kundengruppen aggregiert werden können.

Obwohl der theoretische Ansatz aus der Energiebilanz der einzelnen Anlage hervorgeht, kann das konkrete Verhalten einer Einzelanlage in der Praxis nur bei dezidiert bekanntem Anlagenzustand und -verhalten richtig abgebildet werden. Bei der Betrachtung größerer Kundengruppen können hinsichtlich der differenzierten Kunden- und Anlagenkenntnis Abstriche gemacht werden, sofern bei der gemeinsamen Beschreibung der Kundengruppen nicht systematische Abbildungsfehler auftreten. Damit liegt der Anwendungsbereich, wie auch bei den Repräsentativen VDEW – Lastprofilen, hauptsächlich in der Abbildung von Kundengruppen.

Ziele der Modellbildung sind:

- Die Bereitstellung einer einheitlichen Basis für die Ermittlung und Anwendung von Lastprognosen/Lastprofilen für Elektro-Speicherheizungen insbesondere für die Unternehmen, die noch nicht über eigene belastbare Analysen verfügen.
- Die flexible Abbildung der verschiedenen Varianten der Elektro-Speicherheizungen und deren Betriebsweisen.
- Die prinzipielle Offenheit des Systems für die Betrachtung weiterer Verbrauchertypen und die Verwendung kundenspezifischer Teilmodelle.

Die Grundstruktur des Modells besteht aus 6 aufeinander aufbauenden Modulen:

1. Kunden- und Anlagenbeschreibung
2. Bildung von Kollektiven durch Gruppierung von einzelnen Kunden/Gruppen.
3. Bestimmung des zu verteilenden Energiebedarfs.
4. Lastaufteilung und Aufbau der Basisstruktur des Lastverlaufs.
5. Anpassung der Basisstruktur an die realen Verhältnisse.
6. Lastprognose als Tagesdatensatz mit 96 Viertelstundenwerten.

In dieser Struktur besteht für den Anwender an den entscheidenden Stellen die Möglichkeit, eigene, für seine konkrete Anwendung entwickelte Teilmodelle zu verwenden und einzubinden. So kann die Lastaufteilung unabhängig von der Bestimmung des Tages-Heizenergiebedarfs über eigene Modelle erfolgen und umgekehrt.

4.1 Kunden- und Anlagenbeschreibung

Die Beschreibung des Kundenverhaltens und der Spezifikationen der Heizungsanlage einschließlich der Vorgaben des Netzbetreibers, sind zentrale Rahmenangaben der Lastprognose. Kundengruppen können bei hinreichender Übereinstimmung der Parameter bereits in der Beschreibung als ein Objekt zusammengefasst werden. Die Zusammenfassung sehr großer Gruppen führt zur Verringerung statistischer Verteilungseffekte.

Die Verwendung hoch differenzierter Angaben ermöglicht prinzipiell die physikalisch korrekte Abbildung des dynamischen Systems aus Gebäude(n), Nutzer(n) und Umgebung. Für die Entwicklung der Lastprofile für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen gilt aber, dass nur die Parameter, die später auch in die Praxis zu überführen sein werden in die Modellbildung einfließen können. Für die Abbildung einer Elektro-Speicherheizung muss die Erfassung der für die kunden- und anlagenspezifische Ermittlung des Tages-Heizenergiebedarfs sowie die Lastaufteilung notwendigen Parameter abgesichert sein.

Je nach den gestellten Anforderungen an das System sind für die Abbildung der Heizungsanlage folgende Parameter zu erheben:

- Anlagenart
Die grundsätzliche Charakterisierung der Anlage als z.B. Elektro-Speicherheizung, Warmwasserspeicher oder Wärmepumpe. Damit erfolgt in den weiteren Modulen die konkrete Zuweisung auf typische Eigenschaften und Strukturen der Anlagenart.
- Anlagentyp
Nach Festlegung der Anlagenart muss gegebenenfalls der konkrete Anlagentyp zugeordnet werden. Ein eigenständiger Anlagentyp muss im Lastgang charakteristische Eigenschaften aufweisen und mit Hilfe der im Modell verwendeten Parameter klar von anderen Typen abzugrenzen sein. Für den Bereich der Elektro-Speicherheizung sind dies: Elektro-Speicherheizgeräte, Elektro-Fußbodenspeicherheizungen und Elektro-Zentralspeicherheizungen (Feststoff und Wasser).
- Ladmodell
Grundsätzliche Definition der Freigabe- beziehungsweise Unterbrechungszeiten sowie gegebenenfalls der Berechnungsvorschriften von Rundsteuersignalen zur Variation der Freigabezeiten.
- Steuerungsart
Zuordnung der zeitlichen Orientierung innerhalb der Freigabezeiten durch die Steuerungscharakteristik der Verbrauchseinrichtungen. Relevant sind Vorwärts-, Rückwärts- und Spreizsteuerung.

- Speichergröße
Die Kapazität des Speichers begrenzt die speicherbare Energiemenge und beeinflusst damit auch die Ausnutzung der Zusatzfreigabezeit. Insbesondere für bedarfsgerecht ausgelegte Heizungsanlagen mit kleineren Speichern wird in der Zusatzfreigabezeit gegenüber größeren Speichern mehr Energie nachgeladen.
- Heizleistung
Die installierte (Summen-) Leistung der Einzel- oder Kundenanlage beschreibt die maximale Aufladeleistung und indirekt die mögliche Leistungsstufung bei kleinen Anlagen.

Als Kundenparameter sind insbesondere der Heizenergieverbrauch des Vorjahres sowie dessen temperaturabhängiger Jahres-Vergleichswert interessant:

- Heizenergiebedarf im Vorjahr:
Sowohl der Komfortanspruch der Nutzer als auch ihr allgemeines Verhalten und die gebäudespezifischen Bedingungen des beheizten Objekts sind durch den Energiebedarf im Vorjahr repräsentiert. Der Energieverbrauch des Vorjahres lässt mit Hilfe eines temperaturabhängigen Vergleichswertes eine ausreichend genaue Prognose des Energieverbrauchs im aktuellen Jahr zu.
Alternativ zum Wertepaar des Vorjahres könnten die Daten prinzipiell auch über eine Kurzzeitmessung oder für den Neubaubereich aus Planungswerten erhoben werden. Beides schränkt die Repräsentativität der Daten und damit deren Aussagekraft sehr stark ein.
- Temperaturabhängiger Vergleichswert:
Der ausschlaggebende Kennwert der Bestimmung des spezifischen Heizenergiebedarfs ist der in geeigneter Form auf die Außentemperatur normierte Heizenergieverbrauch. In der Wärmeversorgung wird zur Normierung der Jahreswert der Gradtagzahl als temperaturabhängiger Jahres-Vergleichswert eingesetzt. Das liefert in der Jahres- und Monatsbetrachtung gute Ergebnisse. Damit bietet die Gradtagzahl eine gute Ausgangsbasis zur Modellierung des täglichen Heizenergiebedarfs.

4.2 Bestimmung des Energiebedarfs

Die Prognose des Tages-Heizenergiebedarfs ist der Ausgangspunkt der Lastaufteilung zum viertelstündlichen Lastprofil eines Tages. Der Nutzer kann hierfür eigene Prognose- oder Rechenmodelle verwenden. Zur Ermittlung von Lastprofilen für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen ist ein geeignetes Modell zu entwickeln, das aus den Kunden- und Anlagenparametern den im Prognosezeitraum aufzuteilenden Energiebedarf bestimmt. Speziell für die Prognose des Tageslastgangs von Elektro-Speicherheizungen ist der Tages-Heizenergiebedarf des Kunden bzw. der Kundengruppe zu bestimmen.

4.3 Lastaufteilung

Die Lastaufteilung umfasst einerseits die Berechnung der Basisstruktur des Lastverlaufs auf Grund der im Modell hinterlegten Anlagen- und Kundenparameter und andererseits die Anpassung dieses Verlaufs an die realen Verhältnisse. Die Lastaufteilung erfolgt als Viertelstundenmittelwerte innerhalb der dafür im Lademodell vorgesehenen Freigabezeit.

Zur Abbildung der charakteristischen Grundstrukturen der Lastverläufe sind möglichst typische Lastgänge aus Messungen an Elektro-Speicherheizungen zu analysieren und die charakteristische Ausprägung der Parameter zu entwickeln. Die typischen Strukturen von Netzgebieten sind sehr unterschiedlich, so dass ein allgemeines Modell zur Lastaufteilung bei unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen zu entwickeln ist. Es basiert auf der Analyse von Daten aus verschiedenen Netzgebieten und ist in der Anwendung jeweils hinsichtlich der grundsätzlichen Strukturen zu parametrieren.

Die Basisstruktur des Lastverlaufs einer Einzelanlage oder eines Kollektivs kann den realen Lastverlauf nicht direkt abbilden, da verschiedene Systemparameter wie z.B. Rang der Zusatzfreigabezeit, Leistungsstufen der Anlagen, Heizverhalten des/der Nutzer, Zustand der Anlage etc. bei der Modellierung unbekannt sind. Zum Abschluss der Lastaufteilung ist daher eine Anpassung der Basisstruktur an die Realität vorzunehmen. Im Modell erfolgt dies durch Formfaktoren des Lastgangs. Damit werden die statistischen Gruppeneffekte bei der Überlagerung von Einzelkunden in der Lastprognose berücksichtigt. Die charakteristischen Abweichungen vom Basisverlauf sind in ihrer typischen Ausprägung aus beispielhaften Messreihen zu ermitteln. Gruppeneffekte sind dabei beispielsweise das langsame Auslaufen der Last an der freien Flanke (Ausschaltverhalten bei Vorwärtssteuerung, Einschaltverhalten bei Rückwärtssteuerung), eine teilweise vorhandene konstante Grundlast sowie die mögliche Lastspitze zum Ende der Freigabedauer, insbesondere bei Vorwärtssteuerung.

4.4 Lastprognose

Durch die zeitliche Entkopplung von Heizenergiebedarf und Wärmestrombezug im Betrieb von Elektro-Speicherheizungen wird die an einem Kalendertag benötigte Heizwärme u. U. teilweise oder vollständig am nächsten Kalendertag nachgeladen. Bei einer Rückwärtssteuerung ist das besonders deutlich. Der Schwerpunkt der Aufladung liegt am Ende der Freigabedauer, so dass der nachzuladende Energiebedarf in der Regel erst nach Mitternacht als Bezug von Wärmestrom wirksam wird. Das bedeutet in der Praxis:

- Der Wärmestrombezug am Morgen wird in der Regel durch den Heizenergiebedarf des Vortages hervorgerufen.
- Der Wärmestrombezug am Nachmittag, Abend und in der Nacht (bis 24:00 Uhr) wird vom Heizenergiebedarf am selben Tag verursacht.

Die Lastprognose für einen bestimmten Tag ist aus den genannten Tagesabschnitten zusammen zu stellen. Dabei kann der auf Basis des Heizenergiebedarfs vom Vortag prognostizierte Ladeverlauf für den Morgen zwischengespeichert und bei der Prognose des nächsten Tages wieder verwendet werden.

5 Entwicklung eines Modells zum Tages-Heizenergiebedarf

Mit dem Modell zum Tages-Heizenergiebedarf eines Kunden/Kollektivs wird einerseits eine möglichst gute Vorhersage durch Abbildung aller relevanten Effekte angestrebt. Andererseits sollte das Modell nur geringe Transaktionskosten, z.B. in Form von Datenbeschaffung und Personalaufwand, verursachen. Jedem Nutzer steht die Verwendung eines eigenen, beliebig differenzierten, Modells zur Prognose des Tages-Heizenergiebedarfs offen. Im Rahmen dieses Projekts wird daher ein auf die wirtschaftliche Anwendung fokussierter pragmatischer Ansatz verfolgt.

Bei der Auswahl der Eingangsparameter des Modells sind zunächst die relevanten Abhängigkeiten zu prüfen und im Weiteren sowohl hinsichtlich ihrer Relevanz als auch ihrer Verfügbarkeit beziehungsweise des Aufwands der Datenbeschaffung zu bewerten. Wesentliche Einflussfaktoren sind die meteorologischen Bedingungen sowie das Gebäude- und Nutzerverhalten.

5.1 Meteorologische Einflussgrößen

5.1.1 Die Außentemperatur

Die Außentemperatur ist die wichtigste meteorologische Einflussgröße auf den Tages-Heizenergiebedarf wofür in der Literatur verschiedene Abhängigkeiten beschrieben werden. Weit verbreitet ist die Verwendung der mittleren Außentemperatur eines Tages /6/, die früher aus 3 einzelnen Temperaturwerten bestimmt wurde. Mit fortschreitender Automatisierung der Messtechnik wird in Zukunft dazu übergegangen werden, den Mittelwert aus 24 stündlich gemessenen Temperaturwerten als Tages-Mitteltemperatur zu verwenden /7/.

Auf Basis von Untersuchungen zur witterungsabhängigen Energieaufnahme von elektrischen Speicherheizungen /8/ wird zusammenfassend festgestellt, dass die Temperaturabhängigkeit für kleine Wohnkomplexe durch die Tages-Mitteltemperatur gut abbildet wird und für größere Versorgungsgebiete die Dreitages-Mitteltemperatur bessere Ergebnisse liefert.

In der Erdgaswirtschaft wird mit gutem Erfolg ein Verfahren zur Prognose der Netzlast angewandt, das die Außentemperaturen des Prognosetages sowie der letzten sechs Vortage in exponentieller Gewichtung mittelt /A2.8/. Damit wird der Trägheit des Gesamtsystems Rechnung getragen.

In der Fernwärmewirtschaft wird zum Vergleich der klimatischen Bedingungen in verschiedenen Jahren die Tages-Mitteltemperatur in eine Gradtagzahl umgerechnet, also auf eine kon-

stante Bezugstemperatur im Gebäude bezogen und summiert. Die Ausführungen in Anhang 1 (Begriffsbestimmungen von Gradtagzahlen in der Literatur) zeigen, dass in der Normung wie auch in der Praxis viele verschiedene Definitionen der „Gradtagzahl“ verwendet werden.

5.1.2 Wind

Der Einfluss der Windgeschwindigkeit auf den Tages-Heizenergiebedarf ist deutlich geringer als der der Temperatur /8/ und kann bei Gebäuden mit gutem Wärmedämmstandard sogar vernachlässigt werden. Der verhältnismäßig geringe Einfluss und die sowohl regional als auch lokal stark schwankenden Windgeschwindigkeiten bedingen, sofern notwendig, kleinräumige Betrachtungen der Windverhältnisse. Differenzierte Modelle berücksichtigen den Einfluss der Windgeschwindigkeit zusätzlich zu dem der Außentemperatur z.B. über die Berechnung einer äquivalenten Außentemperatur /6/, /A2.8/. Großräumig übertragbare Ansätze zum Einfluss der Windgeschwindigkeit auf den Tages-Heizenergiebedarf sind nicht beschrieben. Damit ist die Windabhängigkeit des Tages-Heizenergiebedarfs, im Rahmen der gestellten Aufgabe, zu vernachlässigen.

5.1.3 Übrige Umweltparameter

Solare Einstrahlung, Luftfeuchtigkeit und Niederschlagsmenge sind weitere Umweltparameter, die den Tages-Heizenergiebedarf einerseits technisch und andererseits über das Nutzerverhalten beeinflussen. Energetisch relevant ist die solare Einstrahlung. Sie ist sowohl bei der Auslegung von Heizungsanlagen als auch in der Tages-Mitteltemperatur und im jährlichen Heizenergieverbrauch/-bedarf indirekt enthalten. Im Rahmen der gestellten Aufgabe ist ein direkter Einfluss der übrigen Umweltparameter gegenüber dem der Tages-Mitteltemperatur zu vernachlässigen.

5.2 Gebäudeeigenschaften und Nutzerverhalten

Gebäudetyp, technische Ausstattung, Dämmstandard, Baujahr und gegebenenfalls das Jahr einer bautechnischen und energetisch relevanten Sanierung beeinflussen den Heizenergiebedarf ebenso entscheidend wie das grundsätzliche Nutzerverhalten (Komforttemperatur, Heiz- sowie Lüftungsverhalten etc.). Beide Einflussbereiche können im Rahmen des Stromhandels nicht als differenzierte Kundendaten erhoben und gepflegt werden.

Sowohl das thermische Verhalten des Gebäudes als auch das heizungsrelevante Nutzerverhalten sind im Jahres-Heizenergieverbrauch implizit enthalten. Im Rahmen der gestellten Aufgabe kann damit bei geeigneter Berücksichtigung des objektspezifischen Heizenergieverbrauchs auf die separate Abbildung der Gebäude- und Nutzerparameter verzichtet werden.

5.3 Bewertung der maßgeblichen Einflussfaktoren

Maßgeblich für die Modellierung des Heizenergiebedarfs sind im Rahmen der gestellten Aufgabe das objektspezifische Verbrauchsniveau und die Tages-Mitteltemperatur.

Das objektspezifische Verbrauchsniveau beschreibt als integraler Wert die Gesamtheit der primären Gebäude-, Umwelt- und Nutzereigenschaften. Im Bestand ist der Heizstromverbrauch als eingeschwungener Zustand aus Abrechnungen der Vorjahre bekannt. Im Neubau und Sanierungsbereich können Planungswerte verwendet werden. Für z.B. das Trockenheizen eines neuen beziehungsweise bautechnisch sanierten Gebäudes sind in der ersten Heizperiode 30% und in der zweiten 15% der Planwerte zuzuschlagen /7/.

Die aktuelle Tages-Mitteltemperatur beschreibt aufbauend auf einem qualifizierten Grundmodell die Ausprägung des täglichen Heizenergiebedarfs. Großer Wert ist auf die Zuverlässigkeit der Temperaturwerte zu legen, so dass empfohlen wird, sich an dem Standard der Wetterämter/ des Deutschen Wetterdienstes zu orientieren.

Für die beschriebene Aufgabenstellung im Rahmen der Entwicklung von Lastprofilen für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen sind die Ansätze der Gradtagzahl und der exponentiellen Gewichtung der Vortagstemperaturen am besten geeignet, die Temperaturabhängigkeit zu berücksichtigen. Die Bewertung der Vortage kann dabei das Zeitverhalten des Systems aus Gebäude, Umwelt und Nutzer berücksichtigen. Ein der Gradtagzahl angelehnter Modellbestandteil ermöglicht den Einfluss der jeweiligen Klimazone.

In der Modellierung des Tages-Heizenergiebedarfs sind alle drei Komponenten (Verbrauch, Außentemperatur und Gradtagzahl) zusammenzuführen und weiter zu entwickeln und eine funktionale Abhängigkeit von der Tages-Mitteltemperatur anzustreben.

5.4 Modellierung

Im theoretischen Ansatz ist die Bestimmung des Tages-Heizenergiebedarfs die notwendige Bedingung zur Lastprognose für Elektro-Speicherheizungen. Daher ist es notwendig, Anwendern, die nicht über ein eigenes Prognosewerkzeug verfügen oder aus anderen Zusammenhängen über eines verfügen können, ein qualifiziertes Näherungsmodell bereit zu stellen.

Im Einzelfall ist eine genaue Prognose des Tages-Heizenergiebedarfs insbesondere auf Grund des nicht vorhersehbaren Nutzerverhaltens unmöglich. Durch statistische Überlagerungen der Einzeleffekte des komplexen Systems aus Nutzer, Bauphysik, Meteorologie sowie der Gebäude- und Gerätetechnik sind Prognosen für Kollektive ausreichend genau.

Daher ist es für die gestellte Aufgabe sinnvoll, in Ergänzung zu den im Anhang 2 beschriebenen Modellen, ein in Verbindung mit der spezifischen Lastaufteilung bei Elektro-Speicherheizungen einfach anwendbares Modell des Tages-Heizenergiebedarfs zu entwickeln.

Zur Lastaufteilung steht kein geeignetes Modell zur Verfügung.

Im Gegensatz zur Gaswirtschaft wird die konkrete Heizlast aus dem Speicher der Heizanlage gedeckt. Der dafür notwendige Endenergiebedarf wird unabhängig von der Heizlast während

der Freigabezeiten bezogen. Im Gegensatz dazu berücksichtigen Lastprofile in der Gaswirtschaft die Speicherwirkung des Netzes und die direkte Anbindung der Heizanlagen. Darüber hinaus werden in der Gaswirtschaft stündliche Lastwerte benötigt. Für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen in der Elektrizitätswirtschaft sind dagegen viertelstündliche Lastwerte notwendig.

Damit stellen sich die Ziele der Modellierung wie folgt dar:

- Geringer Datenbedarf
- Hinreichend genaue Prognose des Tages-Heizenergiebedarfs
- Qualifizierte Lastprognose für Elektro-Speicherheizungen
- Viertelstündliche Auflösung der Lastprognose/Lastprofile
- Wirtschaftlichkeit der Anwendung
- Flexibilität zur Ergänzung weiterer unterbrechbarer Verbrauchseinrichtungen.

Im Rahmen der Modellbildung wurden auf Basis der verfügbaren Daten folgende Abhängigkeiten untersucht:

- Wochenprofil des Tages-Heizenergiebedarfs
- Spezifische Kunden-, Kollektiv- oder Anlageneigenschaften
- Ausprägung der Temperaturabhängigkeit
- Hystereseverhalten des Tages-Heizenergiebedarfs

Grundsätzlich liegt, wie in Abbildung 5.1 beispielhaft gezeigt, keine signifikant zuzuordnende Wochenstruktur des Tages-Heizenergiebedarfs vor. Es ist davon auszugehen, dass Elektro-Speicherheizungen im Alltagsbetrieb weitgehend vom Verbraucher unbeeinflusst arbeiten. Manche Kunden zeigen Unterschiede im normierten Tages-Heizenergiebedarf innerhalb der Woche. Ein solches Verhalten ist, wenn überhaupt vorhanden, nach Struktur und Amplitude unterschiedlich ausgeprägt, so dass die Unterschiede mit den in der späteren Anwendung verfügbaren Daten nicht zu differenzieren sind. Insbesondere vor dem Hintergrund der niedrigen Transaktionskosten in der Anwendung wird im Folgenden ein temperaturabhängiges Modell zur Ermittlung des relativen Tages-Heizenergiebedarfs vorgestellt.

Das *BTU/ERI Temperatur-Modell* basiert auf der grundsätzlichen Temperaturabhängigkeit des Tages-Heizenergiebedarfs im Haupt-Arbeitsbereich von Heizungsanlagen und dessen natürlichen sowie technischen Grenzen.

5.5 Das BTU/ERI Temperatur-Modell des Tages-Heizenergiebedarfs

Durch die Analyse der maßgeblichen Einflussfaktoren sind die Randbedingungen der Modellierung des Tages-Heizenergiebedarfs wie folgt zu beschreiben:

- Der Ansatz einer Gradtagzahl ist prinzipiell zur Normierung des Heizenergieverbrauchs und damit zur Klimazonenbereinigung geeignet.
- Die exponentielle Gewichtung der aktuellen sowie der Vortagstemperaturen berücksichtigt die Temperaturabhängigkeit des Tages-Heizenergiebedarfs vor dem Hintergrund der thermischen Trägheit des Gesamtsystems.
- Der Energieverbrauch eines Vergleichszeitraumes (z.B. des Vorjahres) oder qualifizierte Planungswerte des Heizenergiebedarfs berücksichtigen sowohl das energetisch relevante Gebäude- als auch Nutzerverhalten.
- Die Tages-Mitteltemperatur ist der geeignete Funktionsparameter des Tages-Heizenergiebedarfs.

Zur Diskussion des Ansatzes der Berechnung einer äquivalenten Tages-Mitteltemperatur durch exponentielle Gewichtung mehrerer Tageswerte sind auf Basis der Langzeitmessungen weitere Temperaturwerte hinsichtlich ihrer Relevanz bezüglich des Tages-Heizenergiebedarfs zu untersuchen. Diese sind:

- Tages-Mitteltemperatur T_m des Prognosetages
- Zweitagesmittelwert der Tages-Mitteltemperatur
- Dreitagesmittelwert der Tages-Mitteltemperatur
- Gleitender Wochenmittelwert der Tages-Mitteltemperatur
- Äquivalente Tages-Mitteltemperatur als exponentiell gewichteter Mittelwert der Tages-Mitteltemperatur

a) über 7 Tage: mit den Gewichtungsfaktoren:

Prognosetag:	50%
1. Vortag:	25%
2. Vortag:	13%
3. Vortag:	6%
4. Vortag:	3%
5. Vortag:	2%
6. Vortag:	1%

b) über 4 Tage: mit den Gewichtungsfaktoren:

Prognosetag:	50%
1. Vortag:	30%
2. Vortag:	15%
3. Vortag:	5%

Ohne alle Untersuchungen im Einzelnen darzustellen ist festzustellen, dass die Berechnung der äquivalenten Tages-Mitteltemperatur durch die exponentielle Gewichtung die höchste Güte der Regressionsanalyse erzielt. Sachlich wird damit das physikalische Abklingverhalten träger Systeme (hier: Die Reaktion des thermisch trägen Systems auf veränderte Außentemperaturen) bestätigt.

Der Einfluss der 4. bis 6. Vortage in der 7 Tage-Gewichtung (a) ist sehr gering und eine signifikante Verbesserung der Korrelation ist dadurch nicht festzustellen. Im Weiteren wird daher die Berechnung der äquivalenten Tages-Mitteltemperatur nach Gleichung 5.0 als exponentielle Mittelung über den Prognosetag sowie 3 Vortage umgesetzt.

$$T_{m,\ddot{a}} = 0,5 \cdot T_m(d) + 0,3 \cdot T_m(d - 1) + 0,15 \cdot T_m(d - 2) + 0,05 \cdot T_m(d - 3) \quad \text{Gl. 5.0}$$

Der Verlauf des Tages-Heizenergiebedarfs zeigt, wie in Abbildungen 5.2. bis 5.4 beispielhaft für verschiedene Beheizungsarten dargestellt ist, eine klare Struktur mit in der Regel guten Korrelationen ($R^2 > 0,9$) zur äquivalenten Tages-Mitteltemperatur nach Gl. 5.0.

Wie in Abbildung 5.2 sehr gut zu erkennen ist, wird die Temperaturabhängigkeit im Haupt-Arbeitsbereich einer Heizungsanlage durch eine kubische Regressionsfunktion zuverlässig angenähert.

Es sind die in Abbildung 5.5 skizzierten 4 typischen Funktionsbereiche zu erkennen beziehungsweise auf Grund technischer Randbedingungen zu definieren:

1. **Kapazitätsgrenze:**

Bei maximaler Ausnutzung der Betriebszeiten (im Fall der Elektro-Speicherheizung ist das die Summe der Freigabezeiten) wird mit der installierten bzw. maximal wirksamen Geräteleistung die maximal mit der Heizungsanlage realisierbare Tagesarbeit ($Q_H(d)_{\max}$) erreicht.

2. **Linearer Haupt-Arbeitsbereich:**

Der Tages-Heizenergiebedarf $Q_H(d)$ steigt mit fallender äquivalenter Tages-Mitteltemperatur $T_{m,\ddot{a}}$ linear an bis $Q_H(d)_{\max}$ im Temperaturbereich der Auslegungsgrenze (in der Regel $T_m = -15^\circ\text{C}$) erreicht ist.

3. **Linearer Übergangsbereich:**

Übergangsbereich des beginnenden/abklingenden Heizens im Temperaturbereich zwischen $T_{m,\ddot{a}} = 15^\circ\text{C}$ und dem tatsächlichen Ende des Heizbetriebs bei $T_{m,\ddot{a}} = 20^\circ\text{C}$.

Der Tages-Heizenergiebedarf $Q_H(d)$ steigt mit fallender äquivalenter Tages-Mitteltemperatur $T_{m,\ddot{a}}$ flacher als im Haupt-Arbeitsbereich (2).

4. **Heizende:**

Kein Heizenergiebedarf für $T_{m,\ddot{a}} \geq 20^\circ\text{C}$ (Sommerbetrieb).

5.5.1 Mathematische Beschreibung des BTU/ERI Temperatur-Modells

Bereich (1)

beschreibt mit $Q_H(d)_{\max}$ die theoretische Kapazitätsgrenze eines Heizsystems. Diese wird für Elektro-Speicherheizungen als Produkt aus der installierten elektrischen Leistung und der durch das verwendete Lademodell beschriebenen maximal möglichen täglichen Ladedauer nach Gleichung 5.1 berechnet.

$$Q_H(d)_{\max} = P_{\text{inst}} \cdot \sum \text{Freigabezeiten} \quad \text{Gleichung 5.1}$$

mit: P_{inst} = Installierte elektrische Leistung [kW]
 $Q_H(d)_{\max}$ = maximaler Tages-Heizenergiebedarf = konstant

Wenn aus zuverlässigen Messungen die wirksame Maximalleistung eines Kunden/Kollektivs ermittelt werden kann, so kann statt der installierten elektrischen Leistung (P_{inst}) dieser Messwert zur Bestimmung der Kapazitätsgrenze herangezogen werden.

Bereich (2)

beschreibt den Haupt-Arbeitsbereich einer Heizungsanlage und kann in guter Qualität linear abgebildet werden. Die Geradensteigung wird konkret durch die Jahreskennzahl des relativen Tages-Heizenergiebedarfs des jeweiligen Kunden/Kollektivs beschrieben. Charakteristisch ist die Nullstelle der Funktion des Bereichs (2) zwischen 15.. 20 °C (s. Abbildungen 5.3.. 5.5). Dieser Tatsache folgend wird die Jahreskennzahl als Geradensteigung im Bereich (2) berechnet. Die Jahreskennzahl ist der Quotient des Heizenergieverbrauchs eines vergleichbaren (Vor-)Jahres und der Temperatur-Maßzahl (TMZ) des selben Zeitraums.

Die Berechnung der Temperatur-Maßzahl erfolgt nach Gleichung 5.2 im gleichen Modus wie die Berechnung einer Gradtagzahl in Abhängigkeit der tatsächlichen Tages-Mitteltemperatur. Anwendung finden die folgenden Grenzen:

- Referenztemperatur: 17°C
- Heizgrenztemperatur: 17°C

$$TMZ_a = \sum_{\text{Jahr}}^{T_m \leq 17^\circ\text{C}} (17 - T_m) \quad \text{Gleichung 5.2}$$

Damit ist die Abhängigkeit des Tages-Heizenergiebedarfs $Q_H(d)$ über der äquivalenten Tages-Mitteltemperatur für den **Bereich (2)** nach Gleichung 5.3 festgelegt:

$$Q_H(d) = \frac{W_a}{TMZ_a} \cdot (17 - T_m, \ddot{a}) \quad \left(\begin{array}{l} \text{für } T_m, \ddot{a} \leq 15 \\ \text{und } Q_H(d) \leq Q_H(d)_{\max} \end{array} \right) \quad \text{Gleichung 5.3}$$

mit: $Q_H(d)$	= Tages-Heizenergiebedarf [kWh/d]
W_a	= Jahres-Heizenergiebedarf [kWh/a]
TMZ_a	= Temperatur-Maßzahl des Jahres [K·d/a]
$T_{m,\ddot{a}}$	= äquivalente Tages-Mitteltemperatur
$Q_H(d)_{\max}$	= maximaler Tages-Heizenergiebedarf (Bereich (1))

Bereich (3)

ist aus dem Tages-Heizenergiebedarf bei 15°C und dem definierten Heizende bei $T_{m,\ddot{a}} = 20^\circ\text{C}$ linear zu interpolieren und wird nach Gleichung 5.4 berechnet:

$$Q_H(d) = 4 \cdot Q_H(15)_{\text{Bereich 2}} - \frac{Q_H(15)_{\text{Bereich 2}}}{5} \cdot T_{m,\ddot{a}} \quad \text{Gleichung 5.4}$$

(für $15 < T_{m,\ddot{a}}(d) \leq 20$)

mit: $Q_H(d)$	= Tages-Heizenergiebedarf [kWh/d]
$Q_H(15)_{\text{Bereich 2}}$	= Tages-Heizenergiebedarf nach der Funktion für den Bereich 2 [kWh/d], bei $T_{m,\ddot{a}} = 15^\circ\text{C}$

Bereich (4)

bildet den Tages-Heizenergiebedarf für äquivalente Tages-Mitteltemperaturen oberhalb 20°C konstant zu Null ab. Wie Abbildung 5.5 beispielhaft zeigt, ist die Jahres-Arbeitssumme im Temperaturbereich oberhalb dieser Grenze minimal.

5.5.2 Grenzwert Betrachtung zum BTU/ERI Temperaturmodell

Zu niedrigen Temperaturen hin begrenzt die maximale Kapazität (Bereich (1)) Tages-Heizenergiebedarf. Heizungsanlagen können diesen Bereich der kapazitätsbedingten Sättigung technisch in der Regel aus folgenden Gründen nicht erreichen:

- Minderausnutzungen durch Stillstandszeiten einzelner Anlagen treten sowohl im Teillastbereich als auch im Bereich der Leistungsgrenze auf.
- Bei einer angepassten Heizungsauslegung auf für Deutschland typische untere Grenztemperaturen von -13.. -15°C sind Heizungsanlagen in der Regel für die tatsächlich auftretenden Tages-Mitteltemperaturen überdimensioniert. Im Altanlagenbestand ist sogar die generelle Überdimensionierung der Heizungsanlage und damit die verstärkte Minderausnutzung der Kapazität verbreitet. Die Kapazitätsgrenze würde damit nur bei unrealistisch tiefen Tages-Mitteltemperaturen erreicht.
- Bei vielen Kunden ist über weite Zeiträume eines Jahres nur ein Teil der installierten Heizleistung in Betriebsbereitschaft. Ein dem Sättigungseffekt ähnliches Verhalten wird dann schon, wie in Abbildung 5.2 zu erkennen ist, bei höheren Temperaturen und geringerem Tages-Heizenergiebedarf erreicht.

- Bei Berechnung der Summe der täglichen Freigabezeit ist insbesondere für temperaturvariable Lademodelle zu beachten, dass die längste in diesem Temperaturbereich zur Verfügung stehende Freigabezeit bei der Berechnung der technischen Kapazitätsgrenze berücksichtigt wird. Je nach Anpassung des Lademodells können in einzelnen Anlagen Sättigungseffekte bei höheren Temperaturen und geringerem Tages-Heizenergiebedarf auftreten.

In der Praxis werden bei dauerhaft niedrigen Temperaturen ansonsten nicht betriebsbereite Heizgeräte in Betrieb genommen. Durch diesen Nutzereingriff steigt die effektive Kapazitätsgrenze einer Heizungsanlage mit sinkender Tages-Mitteltemperatur ähnlich dem Effekt bei temperaturvariablen Lademodellen an. Das kann im Modell nicht berücksichtigt werden.

E. Stempel, Berlin, beschreibt für zentral geregelte Fernwärmenetze, dass die maximale Auslastung nur ca. 65% der installierten Leistung beträgt /9/. Dieser Effekt ist in der Praxis bestätigt aber für den Bereich der Elektro-Speicherheizung bisher nicht untersucht. Unterschiede zur Fernwärmeversorgung liegen hauptsächlich in der Steuerbarkeit der elektrischen Leistung, womit statistische Ausgleichseffekte systembedingt reduziert sind.

Im Rahmen der Evaluation des Modells sollte die maximale Leistung von Elektro-Speicherheizungen gezielt untersucht werden. Auf Basis dieser Ergebnisse kann die Absenkung der installierten Leistung auf eine maximal verfügbare Leistung als Obergrenze vorgenommen werden.

Trotz dieser methodischen Einschränkungen ist der Bereich der Sättigung im Modell auf Basis der technischen Grenzen anzugeben, da die effektive Kapazitätsgrenze einer Heizungsanlage („Stempel-Effekt“) nicht zuverlässig festzulegen ist und der Temperaturbereich -15.. -5°C in Deutschland nur sehr selten erreicht wird.

Zu hohen Temperaturen hin ist eine differenzierte Betrachtung des in der Praxis asymptotisch zu null gehenden Heizenergiebedarfs (Bereich (3)) notwendig. Im Bereich der Gaswirtschaft wird hierfür eine quadratische Anpassung vorgenommen wird. Unter Berücksichtigung der vorliegenden Daten ist dieses Verhalten für Elektro-Speicherheizungen nicht signifikant.

Zur Abschätzung der praktischen Relevanz möglicher Abbildungsfehler des Modells sind sowohl die Verteilung der Tages-Mitteltemperaturen als auch die Aufteilung der summierten Heizenergie nach Temperaturklassen zu betrachten. Abbildungen 5.6 und 5.7 zeigen die Häufigkeitsverteilung der Tages-Mitteltemperaturen eines Jahres und die in den jeweiligen Temperaturklassen über 1 Jahr akkumulierte Arbeit einer Heizungsanlage. Die Tage des Übergangsbereichs (3) sind jeweils rot markiert.

Trotz der relativen Häufigkeit von Heiztagen in diesem Bereich (Abb. 5.6) ist auf Grund der geringen akkumulierten Arbeit (Abb. 5.7) sowie der statistisch verteilten Mehr- und Minderungen die gewählte lineare Abbildung im Bereich $T_{m,\ddot{a}} = 15.. 20^{\circ}\text{C}$ hinreichend genau.

Absolute Heizgrenze bei $T_{m,\ddot{a}} = 20^\circ\text{C}$

Die Grenze von 20°C entspricht zunächst der Referenz-Innentemperatur gem. VDI 2067 und wird durch die geringe oberhalb dieser Temperatur abgesetzte Heizenergie bestätigt. Ausreißer bilden Datensätze mit gemeinsamer Messung von Heizung und Warmwasser. Diese Daten sind wegen der pauschalen Grundlastkorrektur in diesem Grenzbereich nicht belastbar.

5.6 Bewertung des BTU/ERI Temperatur-Modells

Bei einer Validierung muss prinzipiell unterschieden werden zwischen einem systematischen Modellfehler und Fehlern aus der Verwendung fehlerhafter Eingangsgrößen. Für eine statistisch sichere Validierung des Modells zum Tages-Heizenergiebedarfs reicht der verfügbare Datenbestand nicht aus. Es werden statt dessen beispielhafte Bewertungen des Modells vor dem Hintergrund der praktischen Anwendung eingesetzt.

5.6.1 Untersuchung auf systematische Abweichungen

Tages-Heizenergiebedarf im Bereich von $0..5^\circ\text{C}$:

Von Einzelanlagen ist bekannt, dass der Energiebedarf im Bereich von $0..5^\circ\text{C}$ eher höher liegt als theoretisch erwartet. Das ist tendenziell auch in Abb. 5.5 zu erkennen. Dieser Effekt löst sich, gestützt auf Erfahrungen in der Praxis, im Kollektiv in seiner Wirkung auf /7/ und führt in der Anwendung nicht zu einer systematischen Abweichung.

Hystereseverhalten durch die thermische Trägheit des Systems:

Die Analyse der Abweichungen zwischen Messwerten der Anlage und den Funktionswerten des Modells zeigt, wie in Abbildung 5.8 beispielhaft dargestellt ist, keine funktionale Abhängigkeit des Abbildungsfehlers über der Temperaturdifferenz (Hysterese). Die Abweichungen sind statistisch verteilt, eine Systematik liegt nicht vor.

Im von der äquivalenten Tages-Mitteltemperatur abhängigen BTU/ERI Temperatur-Modell ist damit keine Hysterese Korrektur auf Grund der thermischen Kapazität des Systems, ausgedrückt durch die Temperaturdifferenz zum Vortag, notwendig.

Kunden mit erhöhter Anforderung an die Temperatur im Innenraum:

Bei Einzelkunden mit erhöhter Temperaturanforderung tritt ein systematischer Modellfehler in der Form auf, dass der relevante Heizenergiebedarf oberhalb 20°C vernachlässigt wird. Gering ist der systematische Fehler bei der Betrachtung von Kundengruppen, da sich Kunden mit hohem und niedrigem Temperaturniveau ausgleichen.

5.6.2 Untersuchung auf die Verwendung fehlerhafter Eingangsgrößen

Fehlerhafte - das heißt: für den Prognosezeitraum nicht repräsentative - *Eingangsgrößen* der Modellanwendung beeinflussen das Prognoseergebnis entscheidend. Abbildung 5.9 zeigt den bereits aus Abbildungen 5.2 und 5.5 bekannten Kunden zum Vergleich mit Jahreskennzahlen für den Bereich (2) aus verschiedenen Zeitperioden.

Die beste Abbildung erzielt das vollständige Jahr der Messung (durchgezogene blaue Linie). Etwas steiler im Verlauf, aber immer noch mit sehr guter Abbildung, verläuft die Kennlinie des Vorjahres (grün gepunktete Linie). In der typischen Anwendung des Modells ist die Kennlinie des Vorjahres die relevante Kennlinie zur Bestimmung des Tages-Heizenergiebedarfs. Deutlich zu steil verläuft die Kennlinie aus Arbeit und Temperatur-Maßzahl der Messperiode. Das heißt, dass die Summe der dargestellten Messwerte - und damit auch die resultierende Kennlinie - nicht repräsentativ ist. Der Abbildungsfehler ist in der unterjährigen Erfassung der Berechnungsgrößen begründet. Messwerte der kälteren Perioden fehlen teilweise (jeweils 2 Wochen Anfang Dezember und Anfang März), so dass die Kennlinie tendenziell steiler verlaufen muss. Die Jahreswerte desselben Zeitraums (durchgezogene blaue Linie) zeigen diesen Fehler nicht, da der Jahres-Heizenergiebedarf als Zählerstandsdifferenz integral erfasst wird und die Temperatur-Maßzahl für den Standort allgemeingültig berechnet werden kann.

Abbildung 5.10 zeigt das vergleichbare Bild einer Kundengruppe für die Jahre 1998.. 2001. Sehr gut zu sehen ist die deutliche Diskrepanz der Kennlinien für die Jahre 2000 und 2001. Nachforschungen haben ergeben, dass hier aller Wahrscheinlichkeit nach eine Kombination von 2 Effekten vorliegt. Erstens wurde im Jahr 2000 eine umfangreiche bautechnische Sanierung des Objekts durchgeführt, womit der Jahres-Heizenergiebedarf absinkt und die Kennlinie ab diesem Zeitpunkt flacher verläuft. Zweitens wurde im Jahr 2000 unterjährig und in 2001 entsprechend überjährig abgelesen. Damit wurde der durch die Sanierung bereits abgesenkte Verbrauch im Jahr 2000 nochmals reduziert und der ebenfalls abgesenkte Wert des Jahres 2001 entsprechend erhöht. Das bewirkt den steileren Verlauf der Kennlinie des Jahres 2001. Im Mittel der Jahre 2000 und 2001 liegt die Kennlinie auf Grund des Sanierungserfolges flacher als für die Jahre 1998 und '99.

Die wesentliche Fehlerquelle durch Verwendung fehlerhafter Daten besteht wie dargestellt in der repräsentativen Parametrierung des Modells. Zur korrekten Abwicklung sind folgende Vorgaben zu beachten:

- Die Daten zur Parametrierung müssen aus einem dem angestrebten Prognosezeitraum vergleichbaren Zeitraum stammen. Gute geeignet sind Jahresdaten für die schrittweise Prognose über alle Tage des Jahres.
- Sanierungseffekte sind an Hand von Planungswerten durch Skalierung der Vergleichsdaten oder einer Wärmebedarfsberechnung zu berücksichtigen.
- Unterjährige Abrechnung führt zur Unter- beziehungsweise Übergewichtung des Zeitraums der Ablesung. Wird beispielsweise standardmäßig im Winter abgelesen, so bewirkt die unterjährige Ablesung eine zu flache Kennlinie aus den Ablesedaten. Im Folgejahr liegt die Kennlinie entsprechend höher.

6 Modellierung des Lastverlaufs der Aufladung

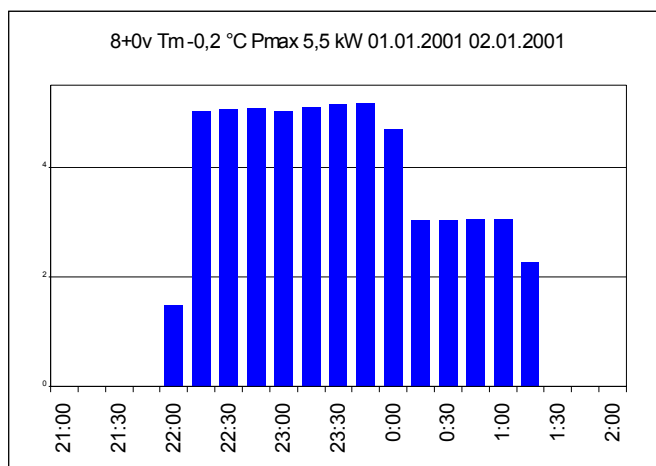
Im Folgenden wird ein Modell zur Lastaufteilung entwickelt, das von der Verfahrensweise als Grundlage allgemeine zur Lastaufteilung für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen verwendet werden kann. Im speziellen wird die Laststruktur für Elektro-Speicherheizungen analysiert und modelliert.

Der z.B. über das BTU/ERI Temperatur-Modell bestimmte Tages-Heizenergiebedarf ist auf die zur Aufladung frei gegebenen Viertelstundenwerte des Tages aufzuteilen. Das erfolgt in zwei Schritten: Zunächst ist die Basisstruktur des Lastverlaufs an Hand der technischen Parameter des Systems zu bestimmen, um dann mit verschiedenen Formfaktoren konkret an die realen Gegebenheiten angepasst zu werden. Hierfür ist zunächst das charakteristische Ladeverhalten der einzelnen realen Anlagentypen zu analysieren:

Unterscheidung nach Art der Elektroheizung:

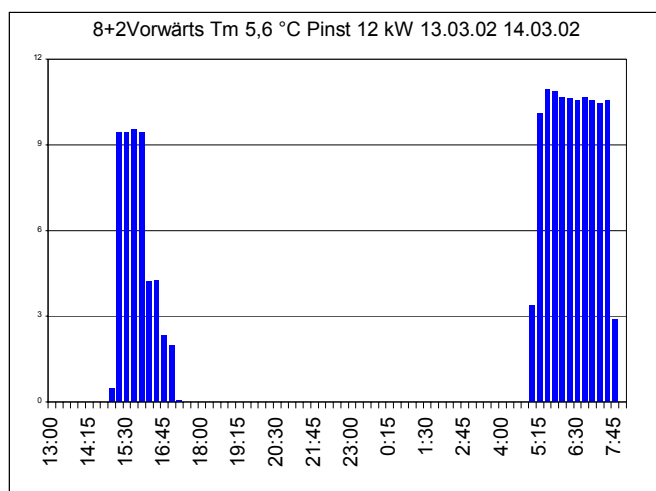
- Speicherheizgeräte

Beispielhaft ist eine kleine Heizanlage bestehend aus 2 Einzelgeräten von ca. 3 und 2,5 kW dargestellt. Beide Geräte schalten in Vorwärtssteuerung zu Beginn der Freigabedauer zu. Dabei wird der erste Viertelstundenwert nicht voll ausgenutzt. Nach 2 beziehungsweise 3 ¼ Stunden haben die Anlagen ihr Ladeziel erreicht, so dass im Gesamt-Lastverlauf eine charakteristische Schaltstufe erkennbar ist.



- Fußbodenspeicherheizung

Das Beispiel ist eine Anlage mit im Estrich verlegten Heizmatten und gleichrangiger Inanspruchnahme der Freigabedauer und der Zusatzfreigabezeit. Wegen des passiven thermischen Verhaltens des Systems orientiert die Regelung auf die Betriebsbereitschaft am Morgen (für den Tag) und am Nachmittag (für den Abend). Rückwärtssteuerung in der Freigabedauer und Vorwärtssteuerung in der Zusatzfreigabezeit. Ladung von ca. 30% des täglichen Heizenergiebedarfs in der Zusatzfreigabezeit.



Der hier beispielhaft dargestellte Lastgang berücksichtigt die gleichrangige Inanspruchnahme der Zusatzfreigabezeit. Das tritt in der Regel nur in Netzgebieten auf, in denen der Wärmestrom über die gesamte Freigabezeit zu demselben niedrigen Preis angeboten wird. Bei erhöhten Wärmestrompreisen während der Zusatzfreigabezeit erfolgt in der Regel die nachrangige Nutzung der Zusatzfreigabezeit.

Nicht berücksichtigt ist der vielfach technisch integrierte Anteil thermostatischer Direktheizung. Dieser Heizungstyp ist nicht unterbrechbar und unabhängig von der Freigabezeit thermostatisch gesteuert.

Unterscheidung nach Einzeleffekten der Lastverläufe:

Leistungsabweichungen:

Dargestellt ist eine Elektro-Speicherheizung, die trotz weitgehender Ausnutzung der gesamten Freigabedauer auch in der Einschaltspitze nur mit der halben installierten Leistung lädt. Diese maximal wirksame Leistung wird über ca. 2,5 Stunden angefordert. Danach wird fast bis zum Ende der Freigabedauer nur ein Heizgerät beladen.

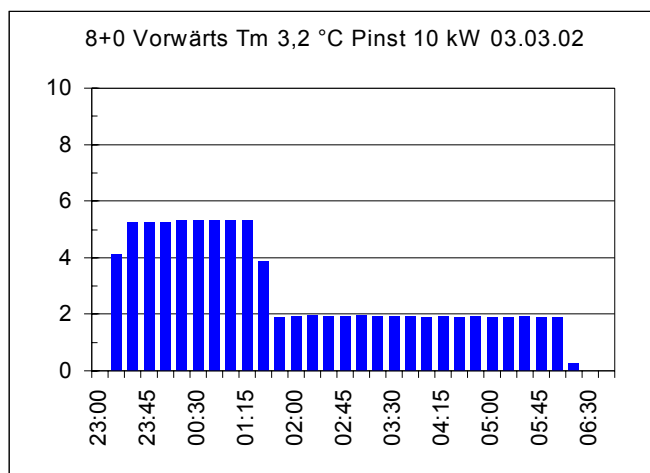
Die installierte beziehungsweise wirksame elektrische Leistung mit der eine

Heizanlage betrieben wird ist maßgeblich für die Einschaltdauer der Heizanlage während der verfügbaren Freigabezeit. Insbesondere bei älteren Anlagen führen im Wesentlichen zwei Faktoren zu Abweichungen von der Nennleistung.

1. Durch die Spannungsanhebung im Niederspannungsnetz von 380 auf 400 V_{AC} wird die elektrische Leistung grundsätzlich gegenüber der Typenschildangabe erhöht.
2. In der Regel sind, wie bereits beschrieben, nicht alle Heizgeräte in Betrieb. Über weite Betriebsbereiche wird in Schlaf- bzw. Gästezimmern sowie in Küchen und/oder Fluren/Treppenhäusern, trotz der Verfügbarkeit von Heizkörpern, nicht oder nur eingeschränkt geheizt (manueller Absenkbetrieb). Das führt dazu, dass die wirksame Ladeleistung der Anlage durch die zeitweilige Außerbetriebnahme von Einzelgeräten auch am Höchstlasttag auf ca. 70% reduziert ist /10/. Bei höheren Außentemperaturen kann dieser Wert durchaus unterschritten werden. Erfahrungswerte gehen von einer Absenkung der wirksamen gegenüber der installierten Leistung auf bis zu 60% aus /7/.

Durch die Abschaltung einzelner Geräte haben andere Geräte (z.B. im Nebenraum) einen größeren Bereich zu beheizen. Diese Geräte müssen entsprechend länger beladen werden, um ihre Betriebsbereitschaft wieder herzustellen.

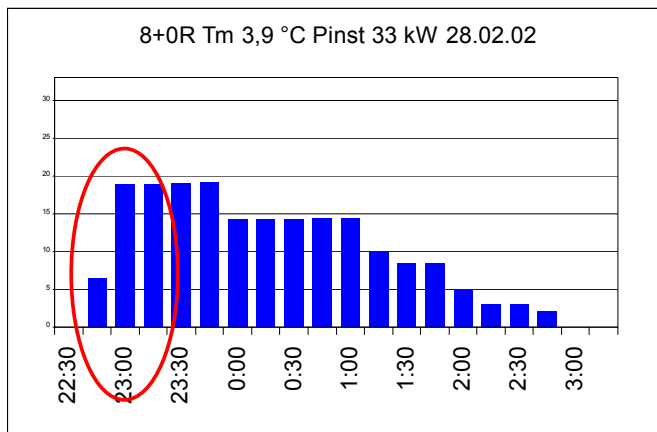
Die wirksame Ladeleistung des Gesamtsystems ist dadurch geteilt in einen Grundlastbereich mit sehr niedriger Ladeleistung über einen langen Zeitraum der Freigabedauer und einen kurzzeitigen Spitzenlastbereich mit hoher Ladeleistung. Die Grundlast wird gebildet durch ein-



zelle Heizgeräte, die die wesentliche Heizlast tragen und damit lange Aufladephasen beanspruchen. Die Spitzenlast wird hervorgerufen von nur kurzzeitig aufladenden Geräten im manuellen Absenkbetrieb.

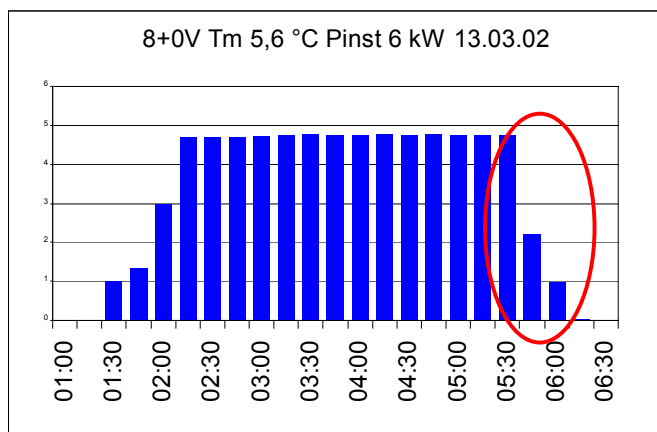
Steile Einschalttrampe bei Vorwärtssteuerung

In der Praxis wird das erste Viertelstundenintervall nur zu weniger als 15 Minuten genutzt. Bei Vorwärtssteuerung wird damit an der zeitlich fixierten ersten Flanke eine, im Messintervall des Netzbetreibers reduzierte mittlere Leistung ausgewiesen. Die volle Leistung wird erst im zweiten Viertelstundenwert erreicht.



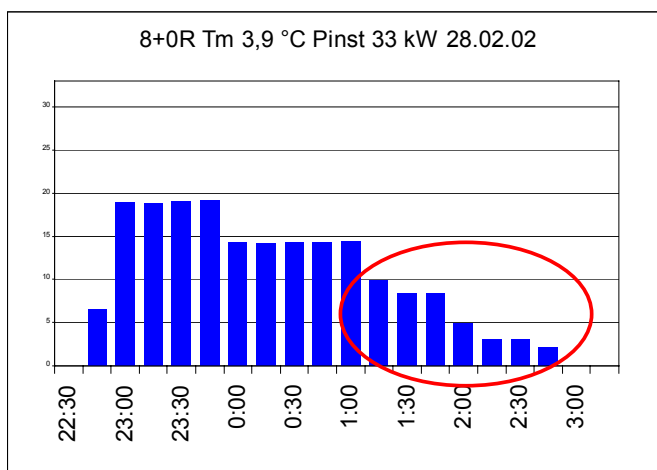
Steile Abschaltflanke bei Rückwärtssteuerung

Analog zur Vorwärtssteuerung zeigt auch die Rückwärtssteuerung an der zeitlich fixierten zweiten Flanke eine deutlich steilere Flanke als beim Einschalten. Wegen des gegenüber der Berechnung möglicherweise früheren Ladeendes ist die feste Flanke bei Rückwärtssteuerung u. U. bis zu vier Viertelstundenwerte lang.



Flache Abschaltflanke bei Vorwärtssteuerung

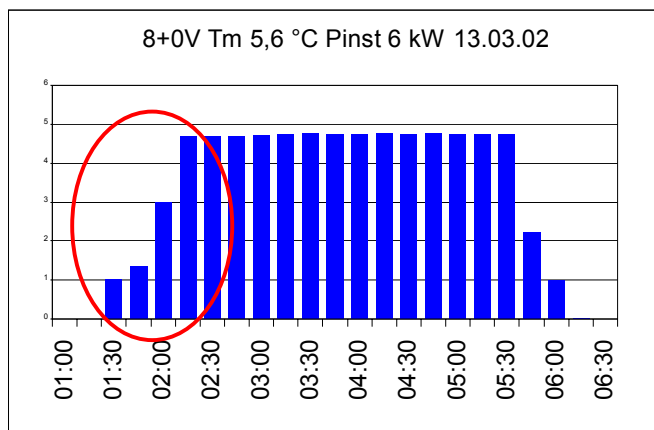
Wegen des gegenüber der Berechnung teilweise früheren Ladeendes einzelner Schaltstufen im Kollektiv ist die variable Abschaltflanke bei Vorwärtssteuerung über ca. acht Viertelstundenwerte verteilt.



Flache Zuschaltflanke bei

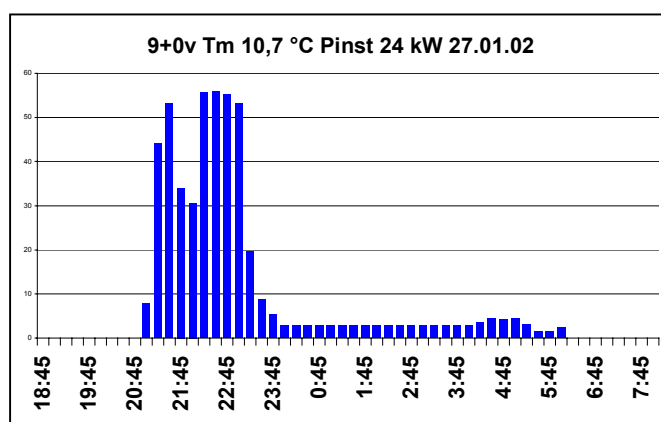
Rückwärtssteuerung

Wegen des gegenüber der Berechnung teilweise geringeren Ladezustands einzelner Heizgeräte (z.B. bei erhöhter Temperaturanforderung) ist die variable Einschaltflanke bei Rückwärtssteuerung ähnlich der Abschaltflanke bei Vorwärtssteuerung über bis zu acht Viertelstundenwerte verteilt.



Konstante Grundlast–Anteile

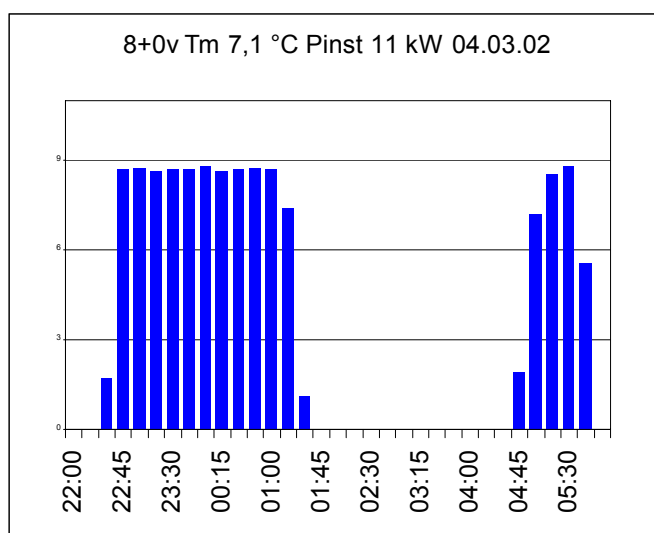
Teile der Last sind als konstante Dauerlast ungesteuert in den Freigabezeiten am Netz. Das kann z.B. durch den Ausfall von Aufladesteuerungen, Verklebung der Freigabeschütze oder den Betrieb von Ergänzungsheizungen zur Speicherheizung auftreten. Ein 10%-Anteil der gesamten Energiemenge als konstante Grundlast ist häufig.



Nochmalige Zuschaltung

Nach dem Abschluss der Aufladung (im Bild um 01:30) wird bei Vorwärtssteuerung in den letzten ca. 120 Minuten zum Ende der Freigabedauer bei Bedarf noch ein relevanter Leistungsanteil geschaltet.

Bedarf entsteht durch eine während der Nacht stark fallende Außentemperatur. Das bewirkt die Erhöhung des Aufladegrades und die nochmalige Zuschaltung der Anlage zum Ende der Freigabezeit, um sicher die Betriebsbereitschaft herzustellen.



6.1 Lastaufteilung

Das Modell zur Lastaufteilung geht allgemein von der zu ladenden Energiemenge des Prognosetages aus und verteilt diese auf die Viertelstundenwerte der Freigabezeit.

Für die Elektro-Speicherheizung sind das der Tages-Heizenergiebedarf z.B. nach dem BTU/ERI Temperatur-Modell und die Freigabezeit nach Lademodell. Es ist zu beachten, dass auf Grund der Lage der Freigabezeiten eine Zeitverschiebung zwischen dem Tages-Heizenergiebedarf und dem Lastverlauf der Beladung auftritt.

Der Heizenergiebedarf des Objekts besteht von 00:00.. 24:00 Uhr des Prognosetages wobei von einer Heizzeit (06:00.. 22:00 Uhr) und einer Absenkezeit mit reduziertem Leistungsbedarf (22:00.. 06:00 Uhr) ausgegangen werden kann /11/. Der Tages-Heizenergiebedarf wird aus dem Speicher der Heizanlage entnommen. Während der Aufladung vermindert die Entnahme von Heizenergie die Beladung des Speichers.

Die aus dem Tages-Heizenergiebedarf resultierende Aufladearbeit des Tages kann nur während der Freigabezeiten, der Zusatzfreigabezeit (ZFZ) am Nachmittag und der nächtlichen Freigabedauer (FD), erfolgen. Die Freigabedauer kann vor Mitternacht beginnen und reicht in der Regel bis in den nächsten Tag hinein. Das Lademodell 8+0 beispielsweise gestattet die Aufladung z.B. in der Zeit von 22:00 Uhr des Prognosetages bis 06:00 Uhr des Folgetages.

Bei Vorwärtssteuerung im Lademodell 8+0 und

- geringem Heizenergiebedarf erfolgt die Aufladung am selben Tag.
- mittlerem bis hohem Heizenergiebedarf erfolgt die Aufladung an zwei Tagen.

Bei Rückwärtssteuerung im Lademodell 8+0 und

- geringem bis mittlerem Heizenergiebedarf erfolgt die Aufladung am Folgetag.
- hohem Heizenergiebedarf erfolgt die Aufladung an zwei Tagen.

Die Lastaufteilung muss den Tageswechsel und die daraus resultierende Verschiebung der Energiemengen berücksichtigen.

Von Extremsituationen und Störungen abgesehen ist davon auszugehen, dass die Heizungsanlage zum Ende der Freigabedauer die Betriebsbereitschaft für den neuen Tag herstellt. Das Modell der Lastaufteilung setzt damit voraus, dass bis zum Ende der Freigabedauer der aus dem Speicher entnommene Heizenergiebedarf des Vortages, korrigiert um eine etwaige Veränderung des Aufladegrades, nachgeladen ist und der Heizenergiebedarf des Prognosetages den Lastverlauf ab der Zusatzfreigabezeit bis zum Ende der Freigabedauer am Morgen des Folgetages bestimmt.

Vereinfachend wird angenommen, dass die nächtliche Heizenergieentnahme in der Absenkezeit an aufeinander folgenden Tagen hinreichend gleich ist und somit keinen besonderen Einfluss auf das Aufladeverhalten der Heizanlage hat.

Das Modell der Lastaufteilung trägt, beginnend mit dem ersten Viertelstundenwert der Freigabedauer, die aufzuladende Arbeit mit konstanter Leistung innerhalb eines festgelegten Intervalls (Ladeblock) ab. Das ist in Abbildung 6.1 schematisch für Vorwärtssteuerung dargestellt. Bei Rückwärtssteuerung erfolgt die Lastaufteilung spiegelbildlich innerhalb des Ladeblocks.

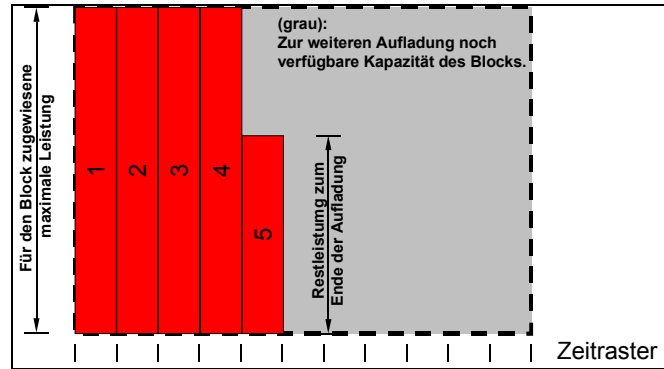


Abbildung 6.1: Aufladeschema innerhalb eines Ladeblocks, hier: Vorwärtssteuerung.

Primär stehen zur Aufladung bis zu zwei Ladeblöcke (FD und ZFZ) mit maximal der installierten Leistung der Heizanlage zur Verfügung. Die Praxis zeigt, dass der Ladeverlauf deutlich mehr Struktur aufweist. Das ist auch am dargestellten charakteristischen Ladeverhalten der einzelnen Anlagentypen (Kap. 6) gut zu erkennen. Einerseits variiert die in Anspruch genommene elektrische Leistung innerhalb der Freigabedauer und andererseits wird die Zusatzfreigabezeit oftmals bereits in Anspruch genommen, bevor die gesamte Freigabedauer ausgenutzt ist (gleich oder vorrangige Nutzung Zusatzfreigabezeit).

Um diese Strukturierung der Aufladung zu erreichen, sind die zur Verfügung stehenden Kapazitäten der Freigabedauer und Zusatzfreigabezeit in kleinere Ladeblöcke aufzuteilen. Zunächst wird innerhalb von FD die sogenannte Basisaufladung mit sowohl reduzierter Leistung als auch reduzierter Ladezeit definiert. Der **Basisfaktor Aufladezeit (F1)** beschreibt dabei den Anteil zu welchem die Freigabedauer ausgenutzt wird, bevor die Lastaufteilung in andere Bereiche des Prognosetages verlagert wird. **Basisfaktor Leistung (F2)** bestimmt, zu welchem Anteil die installierte Leistung zu Beginn der Aufladung in Anspruch genommen wird. Das Produkt nach Gleichung 6.0 wird als Basisaufladung bezeichnet und beschreibt den ersten Block der strukturierten Lastaufteilung.

Um diese Strukturierung der Aufladung zu erreichen, sind die zur Verfügung stehenden Kapazitäten der Freigabedauer und Zusatzfreigabezeit in kleinere Ladeblöcke aufzuteilen. Zunächst wird innerhalb von FD die sogenannte Basisaufladung mit sowohl reduzierter Leistung als auch reduzierter Ladezeit definiert. Der **Basisfaktor Aufladezeit (F1)** beschreibt dabei den Anteil zu welchem die Freigabedauer ausgenutzt wird, bevor die Lastaufteilung in andere Bereiche des Prognosetages verlagert wird. **Basisfaktor Leistung (F2)** bestimmt, zu welchem Anteil die installierte Leistung zu Beginn der Aufladung in Anspruch genommen wird. Das Produkt nach Gleichung 6.0 wird als Basisaufladung bezeichnet und beschreibt den ersten Block der strukturierten Lastaufteilung.

$$\text{Basisaufladung [kWh]} = F1 \cdot FD [h] \cdot F2 \cdot P_{inst} [kW]$$

Gleichung 6.0

Über die Lage der weiteren Ladeblöcke entscheidet das Lademodell, das die äußere Struktur der Aufladung bestimmt. Bei Vorwärtssteuerung startet die Aufladung zum Beginn der Freigabezeit, bei Rückwärtssteuerung von deren Ende und bei Spreizsteuerung aus der Mitte der Freigabezeit.

Anhang 3 (Strukturierter Aufbau des Lastverlaufs mit den Abbildungen A3.1.. A3.9 zeigt den seriellen Lastaufbau bei Vorwärtssteuerung während der Freigabedauer und der Zusatzfreigabezeit. Die Aufladung ist in insgesamt 13 einzelne Lastblöcke (A.. M) gestuft, die jeweils nach dem Aufladeschema nach Abbildung 6.1 ausgenutzt werden.

Abbildung A3.1 ist eine schematische Darstellung, mit der die Lastaufteilung am Beispiel der Vorwärtssteuerung erläutert wird. Zunächst ist durch die Gesamtheit aller 13 Ladeblöcke die maximale Ladekapazität des Lademodells

8 + 2 Stunden dargestellt. Der Basisfaktor Aufladezeit begrenzt die Freigabedauer auf $(F1 \cdot FD)$ und der Basisfaktor Leistung begrenzt die Leistung auf $F2 \cdot P_{inst}$. In diesen Grenzen ist die Basisaufladung als Block A definiert. Um die Basisaufladung herum werden zur Modellierung der typischen Lastverläufe 12 weitere Ladeblöcke zur Ausnutzung der Freigabezeiten bis hin zur vollen Kapazität gem. Abbildung A3.2 in alphabetischer Reihenfolge angeordnet. Die Leistung der einzelnen Ladeblöcke ist in Tabelle 6.1 angegeben. Reicht der in einem Ladeblock frei gegebene Anteil der Freigabedauer nicht aus um die benötigte Energie zu laden, so wird nach dem alphabetischen Schema der nächste Ladeblock beansprucht. Dieses Teilmodell aus 13 Ladeblöcken und

zwei Basisfaktoren ermöglicht den strukturierten Lastaufbau auf Basis der technischen Parameter der Elektro-Speicherheizung und bietet die Möglichkeit, die Grundformen der Lastprofile zu modellieren. Durch die Ausprägung der Basisfaktoren können Einzeleffekte wie z.B. die nach-/vor- oder gleichrangige Nutzung der Zusatzfreigabezeit oder die Ausprägung einer Einschaltlastspitze abgebildet werden.

Im letzten zu setzenden Viertelstundenwert liegt die notwendige mittlere Leistung unterhalb des für diesen Ladeblock freigegebenen konstanten Wertes, wenn nur noch eine entsprechend kleine Restmenge aufzuteilen ist. Der letzte gesetzte Leistungswert ist damit in der Regel nicht eben so hoch wie die übrigen Werte desselben Ladeblocks. Im Fall der Spreizsteuerung können sowohl der Ein- als auch der Ausschaltwert ungleich der konstanten Leistung des Ladeblocks sein, da von der Mitte der Freigabedauer aus eine Gleichverteilung vorgenommen wird.

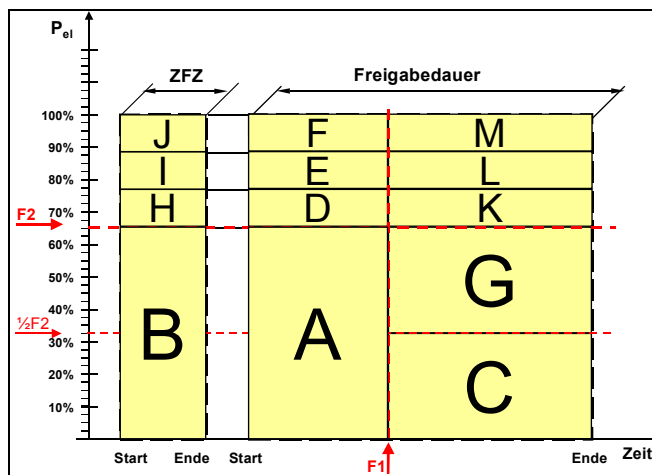


Abbildung A3.1: Blockstruktur der Aufladung bei Vorwärtssteuerung. (s. Anhang 3)

Block	Aufladeleistung
A; B	$F2 \cdot P_{inst}$
C, G	$\frac{1}{2} \cdot F2 \cdot P_{inst}$
D, E, F H, I, J K, L, M	$\frac{1}{3} \cdot (100 - F2) \cdot P_{inst}$

Tabelle 6.1: Leistung der einzelnen Ladeblöcke

Durch die Abfolge der Ladeblöcke wird die Grundstruktur der Lastaufteilung am Beispiel der Vorwärtssteuerung wie folgt beschrieben:

- **Block A:**
 Basisaufladung im Kernbereich der Freigabedauer (Abbildung A3.3)
 Zeitliche Einordnung: Start der Freigabedauer bis zu $F1 \cdot FD$
 Verfügbare Leistung: $F2 \cdot P_{inst}$
- **Block B:** Aufbau Zusatzfreigabezeit (Abbildung A3.4)
 Zeitliche Einordnung: Zusatzfreigabezeit
 Verfügbare Leistung: $F2 \cdot P_{inst}$
- **Block C:** Aufbau der Grundlast bis zum Ende der Freigabedauer (Abbildung A3.5)
 Zeitliche Einordnung: $F1 \cdot FD$ bis zum Ende der Freigabedauer
 Verfügbare Leistung: $\frac{1}{2} \cdot F2 \cdot P_{inst}$
- **Blöcke D, E, F:** Weiterer Aufbau der Einschalt-Lastspitze in 3 Schritten bis P_{max} (Abbildung A3.6)
 Zeitliche Einordnung: Start der Freigabedauer bis zu $F1 \cdot FD$
 Verfügbare Leistung: jeweils $\frac{1}{3} \cdot (100 - F2) \cdot P_{inst}$
- **Block G:**
 Weiterer Aufbau der Grundlastanlagen bis zur Gesamtleistung von $F2 \cdot P_{inst}$ (Abbildung A3.7)
 Zeitliche Einordnung: $F1 \cdot FD$ bis zum Ende der Freigabedauer
 Verfügbare Leistung: $\frac{1}{2} \cdot F2 \cdot P_{inst}$
- **Blöcke H, I, J:** Aufbau der Zusatzfreigabezeit bis P_{max} (Abbildung A3.8)
 Zeitliche Einordnung: Zusatzfreigabezeit
 Verfügbare Leistung: jeweils $\frac{1}{3} \cdot (100 - F2) \cdot P_{inst}$
- **Blöcke K, L, M:** Aufbau der Grundlast bis P_{max} (Abbildung A3.9)
 Zeitliche Einordnung: $F1 \cdot FD$ bis zum Ende der Freigabedauer
 Verfügbare Leistung: jeweils $\frac{1}{3} \cdot (100 - F2) \cdot P_{inst}$

Bei der Aufladung ist grundsätzlich darauf zu achten, dass die Ladeblöcke der Freigabedauer immer nach der gewählten Steuerungsart (Vorwärts-, Rückwärts- oder Spreizsteuerung) aufgefüllt werden. Die Ladeblöcke der Zusatzfreigabezeit werden davon unabhängig immer in Vorwärtssteuerung beladen.

Innerhalb des Modells kann die Spreizsteuerung als Kombination der Teilmodelle Vorwärts- und Rückwärtssteuerung abgebildet werden. Dazu ist die Freigabedauer fiktiv zu halbieren. Im ersten Teil ist eine Rückwärtssteuerung umzusetzen, im zweiten die Vorwärtssteuerung (Abbildung 6.2). Der Lastaufbau erfolgt über insgesamt 22 Ladeblöcke wobei die Blöcke der Teile Vorwärts- und Rückwärtssteuerung immer gleichmäßig aufgefüllt werden.

A_v	B	C_v	D_v	E_v	F_v	G_v	H	I	J	K_v	L_v	M_v
A_r		C_r	D_r	E_r	F_r	G_r				K_r	L_r	M_r

Die Grundstruktur des Lastverlaufs liegt vor, wenn ausgehend vom Tages-Heizenergiebedarf und den technischen Systemparametern die geforderte Energiemenge geladen, das heißt auf Freigabedauer und Zusatzfreigabezeit, ausgehend vom Prognosetag, verteilt werden konnte.

Die Praxis wiederum zeigt, dass die Grundstruktur des Lastverlaufs statistische Effekte von Geräte- und Kundengruppen nicht hinreichend abbilden kann. Die Lastverläufe sind in ihrer Blockstruktur zu uniform. Die weitere Anpassung des Lastverlaufs an reale Bedingungen erfolgt über vier weitere Formfaktoren, was in Kapitel 6.2 gemeinsam mit den formgebenden Einflüssen der Basisfaktoren detailliert beschrieben wird.

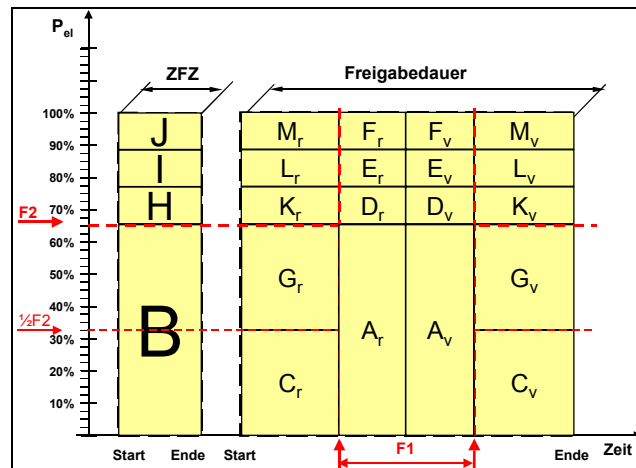


Abbildung 6.2: Blockstruktur der Aufladung bei Spreizsteuerung.

6.2 Anpassung des Lastverlaufs durch Basis- und Formfaktoren

Neben den bereits zur Erstellung der Grundstruktur des Lastverlaufs verwendeten beiden Basisfaktoren F1 und F2 werden vier weitere Faktoren (Formfaktoren) empfohlen, um die flexible Anpassung an die realen Gegebenheiten insbesondere von Kundengruppen, zu realisieren. Im Folgenden werden die Faktoren bei jeweils identischer aufzuteilender Energiemenge eingehend beschrieben. Die Effekte der Variation der Faktoren werden an Hand schematischer Darstellungen anschaulich dargestellt. Die Schemata tragen als Bezeichnung jeweils die Angabe des Faktors und dessen Ausprägung.

Basisfaktor Aufladezeit (F1)

F1 [%] beschreibt den relativen Anteil der Freigabedauer als Basisaufladezeit. Dabei ist die Anzahl der zur Aufladung freigegebenen Viertelstundenwerte entweder mathematisch zu runden und zu verrechnen oder die Minuteneinteilung zu verwenden.

Die Lage von F1 bestimmt die Lage der Stufe zwischen der Lastspitze beim Einschalten und dem Plateau der Grundlastanlagen.

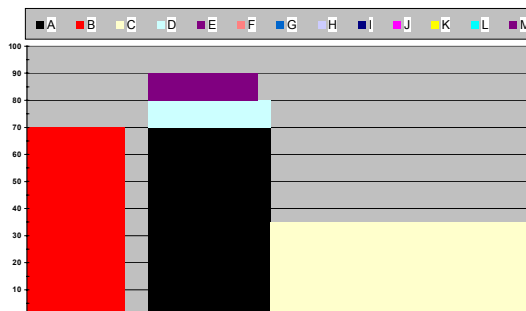
Gemeinsam mit dem Basisfaktor Leistung (F2) bestimmt F1 den Rang der Zusatzfreigabezeit. Für F1 = 0 entfallen die Blöcke A, DEF und die Beladung beginnt vorrangig in der Zusatzfreigabezeit und Block C gestaltet anschließend die Grundlast innerhalb der Freigabedauer mit der halben Leistung gegenüber Block B. Für hohe F1 wird die Zusatzfreigabezeit nachrangig genutzt.

Empfohlene Standardeinstellungen:

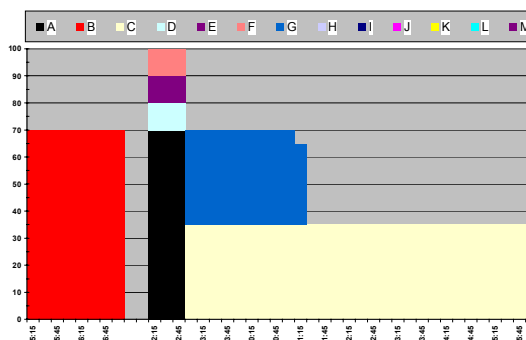
50 % als Standard

40 % bei reichlicher Dimensionierung auf Basis überschlägiger Verfahren und wenigen Volllastbenutzungsstunden (ca. 600 h/a).

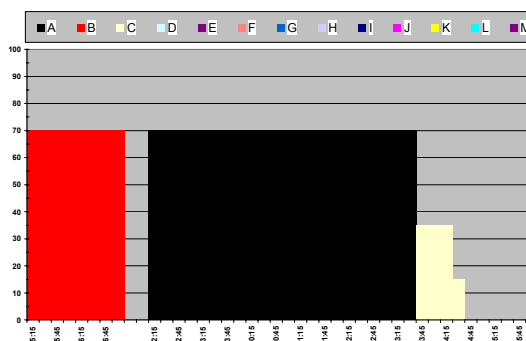
60 % bei Einsatz von DIN 4701 und DIN 44572 zur Auslegung und damit eine an den Wärmebedarf und die Speichergröße angepasste Realisierung der Anlage.



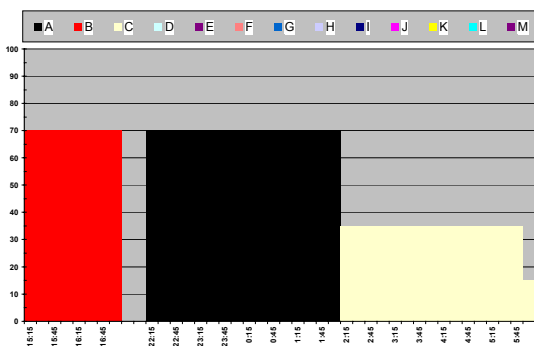
F1 = 30%: Verschiebung der Schaltstufe und Erhöhung der Einschaltlastspitze.



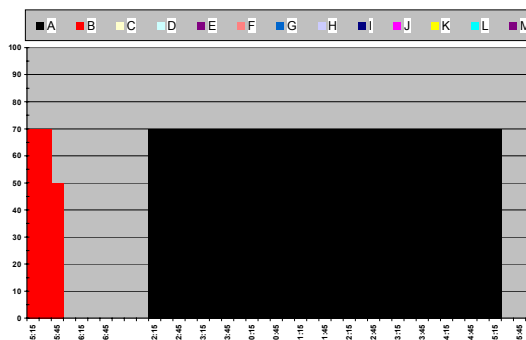
F1 = 10%: Starke Ausprägung der Einschaltlastspitze. Ausbildung von 2 Schaltstufen.



F1 = 70%: Aufbau einer hohen Grundlast bei kleiner Schaltstufe.



F1 = 50%: Standardwert. Gleichrangige Zusatzfreigabezeit, ausgeprägte Schaltstufe.



F1 = 90%: Konstante Grundlast mit höherer Leistung, nachrangige Zusatzfreigabezeit.

Basisfaktor Leistung (F2)

F2 [%] bestimmt den Anteil der installierten Leistung, der zu Beginn der Aufladung in Anspruch genommen wird. Das entspricht der Wahrscheinlichkeit mit der eine im Netz installierte Leistung tatsächlich in Betrieb ist.

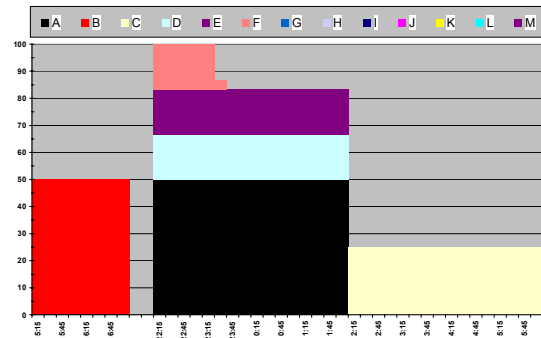
F2 bewirkt primär die reduzierte Leistung für die Blöcke A und B. Sekundär beeinflusst F2 auch die Leistung der Blöcke C und G, da deren Leistung $\frac{1}{2}F2$ gesetzt sind, um die Schaltstufe zur Grundlast sicher abzubilden.

F2 beeinflusst den Rang der Zusatzfreigabezeit nur gering, da lediglich die Leistungsstufung innerhalb der Ladebereiche A + DEF, B + HIJ und C + G + KLM beeinflusst wird, nicht aber deren Vorhandensein oder die Reihenfolge ihrer Inanspruchnahme.

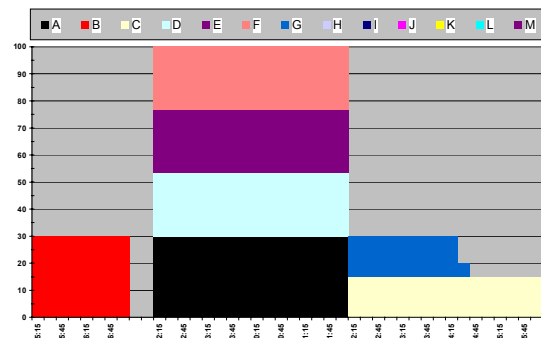
Bei Anwendung von F2 ist hinsichtlich der modellierten Anlage zu unterscheiden. Einzelgeräte verfügen über weniger Schaltstufen als Heizanlagen und Kollektive. Damit sind für Einzelgeräte höhere F2 gut geeignet.

Empfohlene Standardeinstellungen:

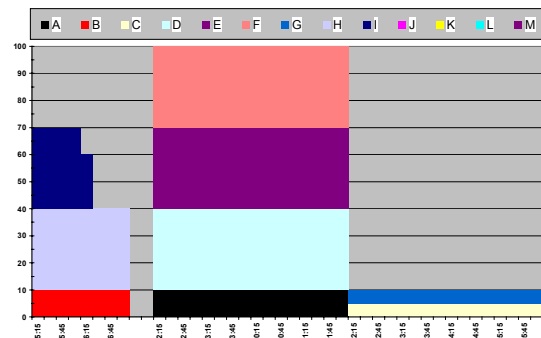
- 70 % für Vorwärtssteuerung und Kollektive
- 90 % für überwiegend Rückwärtssteuerung.



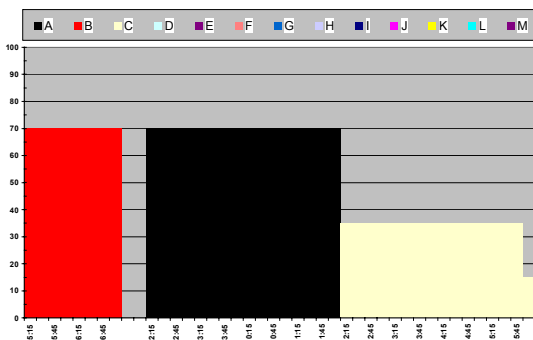
F2 = 50%: Verringerung der Blöcke A.. C, Aufbau einer breiten Einschaltlastspitze.



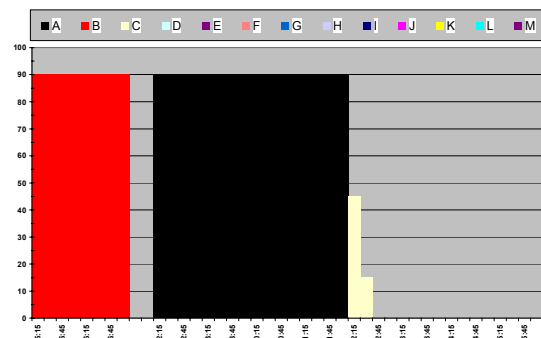
F2 = 30%: Breite Einschaltlastspitze mit Volllast, reduzierte Bedeutung der Grundlast und der Zusatzfreigabezeit.



F2 = 10%: Lastblöcke A, B, C und G werden kleiner. Lastblöcke bis I werden genutzt.



F2 = 70%: Standardwert. Gleichrangige Zusatzfreigabezeit, ausgeprägte Schaltstufe.



F2 = 90%: Ausgeprägte Blockstruktur des Lastverlaufs, Anstieg der Blöcke A und B, gleichrangige Zusatzfreigabezeit keine Grundlast.

Formfaktor Schaltsynchronität (F3)

F3 [Minuten] berücksichtigt die teilweise Nutzung des ersten Leistungswertes bei Vorwärtssteuerung und letzten Leistungswertes bei Rückwärtssteuerung.

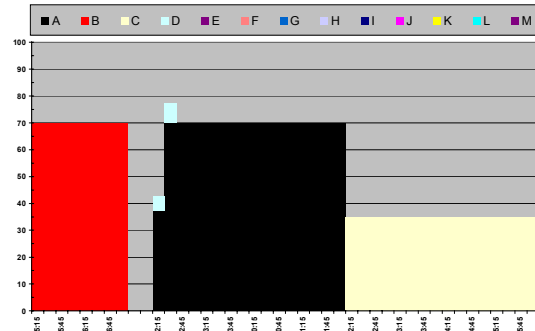
In der Praxis wird das jeweilige Viertelstundenintervall nur zu weniger als 15 Minuten genutzt. Das tritt im Messintervall des Netzbetreibers als reduzierte mittlere Leistung auf. Hintergrund des Effekts ist eine praktisch unvermeidliche Zeitverzögerung der Anlagensteuerung gegenüber dem Messintervall des Netzbetreibers.

F3 formt aus dem Anlaufverhalten der Grundstruktur des Lastverlaufs eine steile Einschalttrampe über zwei Viertelstundenwerte (Abb. A3.10 und A3.11). Die im ersten Viertelstundenwert verminderte Aufladung wird innerhalb der Blockverteilung weiter verteilt. Lediglich bei voller Ausnutzung der Aufladekapazität besteht keine Möglichkeit mehr diese verschobene Energiemenge zu laden, so dass das Modell in diesem Fall eine geringe Minderladung vornehmen würde, was durchaus der Praxis entspricht.

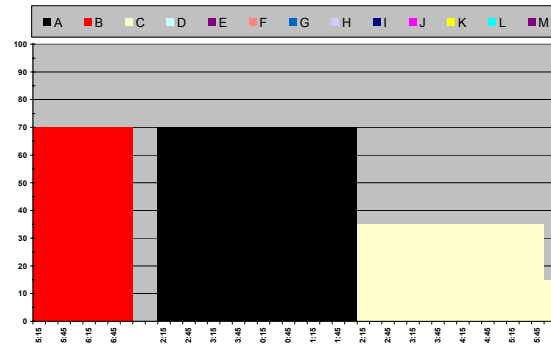
Empfohlene Standardeinstellung:

F3 wird standardmäßig zu 7 Minuten gesetzt.

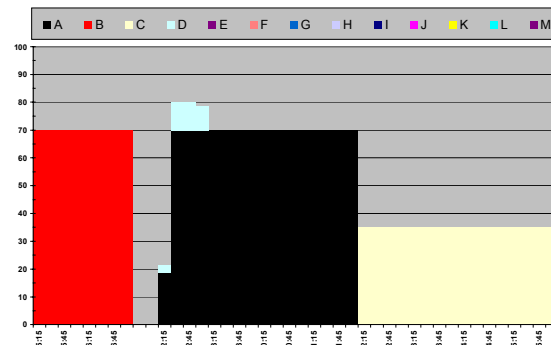
Damit wird der entsprechende Viertelstundenwert zu $7/15 = 46,7\%$ der maximalen Leistung gesetzt.



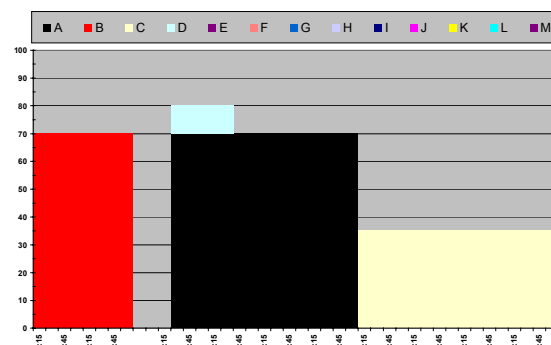
F3 = 7Min: Standardwert. Fast halbierte Leistung im ersten Viertelstundenwert. Hier Aufbau einer kleinen Lastspitze, da Block C bereits voll ist.



F3 = 0 Min: Sofortiger Lastanstieg und (in diesem Beispiel) Lastabnahme in Block C.



F3 = 11 Min: Geringe Nutzung des ersten Viertelstundenwerts, Verschiebung der Ladearbeit nach hinten.



F3 = 15 Min: Ladebeginn erst im zweiten Viertelstundenwert, sofortiger Lastanstieg auf 100%.

Formfaktor Schaltverhalten der variablen Flanke (F4):

F4 [Stunden] beschreibt das gestaffelte Abschalten von Anlagenkollektiven bei Vorwärtssteuerung sowie deren gestaffeltes Zuschalten bei Rückwärtssteuerung. Innerhalb der angegebenen Zeiträume erfolgt die Schaltung linear gestaffelt.

Sofern am Ende der Lastaufteilung noch ungenutzte Viertelstundenwerte innerhalb FD vorliegen, bildet F4 aus den letzten vier Werten mit zusätzlichen vier Werten eine flache Abschalttrampe. In Abbildungen A3.12 sind die vier letzten Werte markiert und deren Verteilung über die nächsten vier Werte angedeutet. Abbildung A3.13 zeigt den Lastverlauf einer vorwärts gesteuerten Anlage mit Abschalttrampe nach F4.

Die Berechnungsvorschrift nach Gleichung 6.1 basiert auf dem Mittelwert der zu verteilenden Werte. Mit der Stufung von jeweils einem Neuntel des Mittelwertes fällt die mittlere Leistung über insgesamt acht Viertelstundenwerte (i).

$$P_i = P_m \cdot \left(1 - \frac{1}{9} i\right) \quad \text{Gleichung 6.1}$$

für $i = 1..8$

Liegen nach der Lastaufteilung weniger als vier freie Viertelstundenwerte vor, so wird F4 schrittweise bis auf zwei Viertelstundenwerte, also eine Schaltzeit von einer Stunde, reduziert. Gleichung 6.1 ist analog anzuwenden.

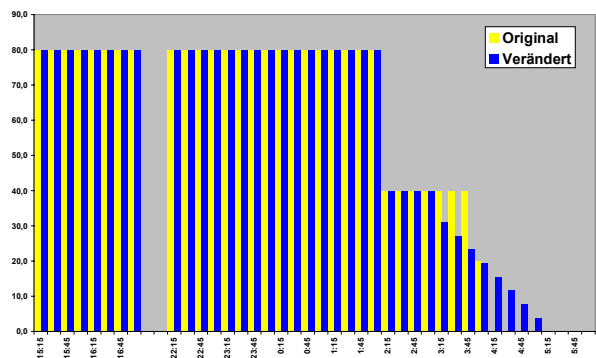
Für die Rückwärtssteuerung wird F4 spiegelsymmetrisch auf die ersten 4 Werte des Lastverlaufs angewandt.

Bei Spreizsteuerung wird F4 sowohl für die Einschalt- als auch die Ausschaltflanke empfohlen.

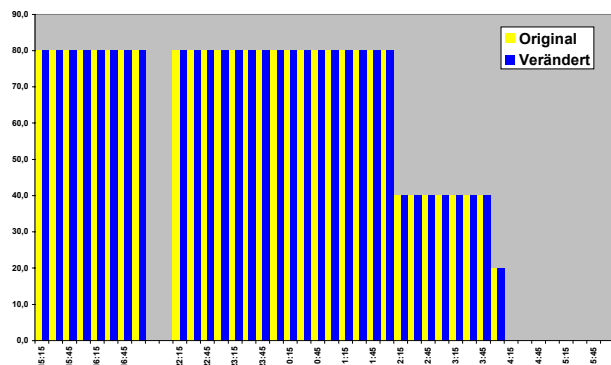
Empfohlene Standardeinstellung:

2 Stunden.

Reduktion auf bis zu 1 Stunde.



F4 = 2 Stunden: Fläche, über 2 Stunden linear abfallende Abschalttrampe.



F4 = 0 Stunden: Gegenüber der Grundstruktur unveränderter Lastverlauf.

Formfaktor *Nochmalige Zuschaltung (F5)*

F5 berücksichtigt, dass Anlagen in Vorwärtssteuerung bei stark fallenden Temperaturen nach der bereits beendeten Standardaufladung zum Ende der Freigabedauer nochmals laden. Damit wird einerseits der höhere Heizbedarf während der Nacht nachgeladen und andererseits der durch die Aufladesteuerung während der Freigabedauer höher angesetzte Aufladegrad erreicht. Die dabei entstehende Leistungsspitze gegen Ende der Freigabedauer bei Vorwärtssteuerung tritt in der Praxis insbesondere dann auf, wenn ein Nutzer seine Heizungsanlage trotz vorhergesagter Kälte nicht schon am Abend vorher hoch dreht.

Bei Rückwärtssteuerung erfolgt die Erhöhung des Aufladegrades in der Regel nicht signifikant im Rahmen der Standardaufladung.

Kriterium ist das Absinken der Tages-Mitteltemperatur des Prognosetages um mindestens 3 K gegenüber dem Vortag. In diesem Fall ist davon auszugehen, dass 10% des Heizenergiebedarfs am Prognosetag zum Ende der Freigabedauer am Morgen des Prognosetages bereits geladen werden, um das Ladeziel zu erreichen. Dafür stehen die letzten zwei Stunden der Freigabedauer zur Verfügung.

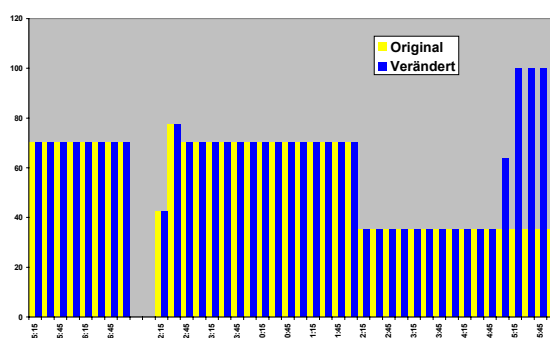
Im Gegensatz zu dem in der Grundstruktur des Lastverlaufs bis zum Ende der Freigabedauer nachgeladenen Heizenergieverbrauch des Vortages ist die Lastspitze gemäß F5 ein Anteil des Heizenergiebedarfs am Prognosetag selbst.

Empfohlene Standardeinstellung:

Absinken der Tages-Mitteltemperatur um mindestens 3 K.

Zusätzliche Ladung von 10% des Tages-Heizenergiebedarfs des Prognosetages.

Ladung innerhalb der letzten zwei Stunden der Freigabedauer.



F5: Lastspitze durch die nochmalige Zuschaltung, zusätzliche Aufladung.

Formfaktor Dauerbetrieb von Anlagenteilen (F6):

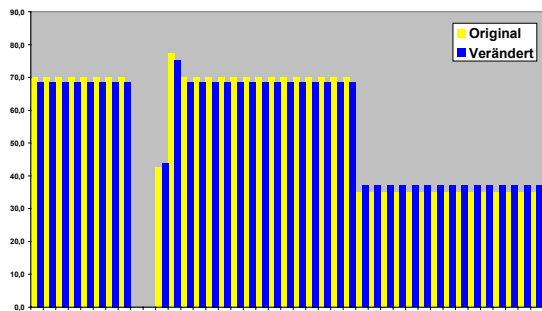
F6 [%] Durch z.B. den Ausfall von Aufladesteuerungen, Verklebungen der Freigabeschütze oder den Betrieb von Ergänzungsheizungen zur Speicherheizung ist vielfach eine konstante Dauerlast zu jeder Freigabezeit am Netz. Diese Dauerlast entspricht F6 % der während der Freigabezeit zu ladenden Energie. Im Modell wird zum Abschluß der Anpassung des Lastverlaufs von jedem Viertelstundenwert F6 % abgezogen und gleichmäßig auf alle Viertelstundenwerte der Freigabezeit verteilt (Abbildungen A3.15 und A3.16).

Bei sehr kleinen Werten, z.B. am Ende der variablen Flanke nach F4, kann es durch F6 zu einer effektiven Erhöhung des Leistungswertes kommen. Hohe Leistungswerte werden abgesenkt.

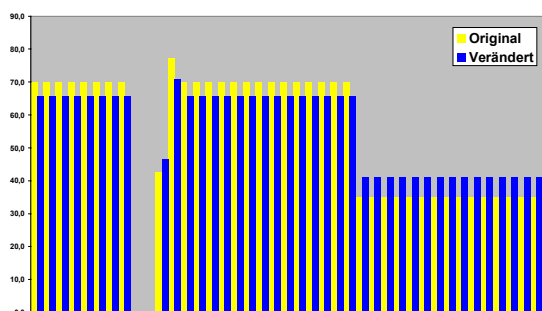
Empfohlene Standardeinstellung:
F6 = 10% der aufzuladenden Energie

Abbildungen A3.15 und A3.16 zeigen den Einfluss von F6 an Hand schematischer Lastverläufe mit und ohne nochmalige Zuschaltung.

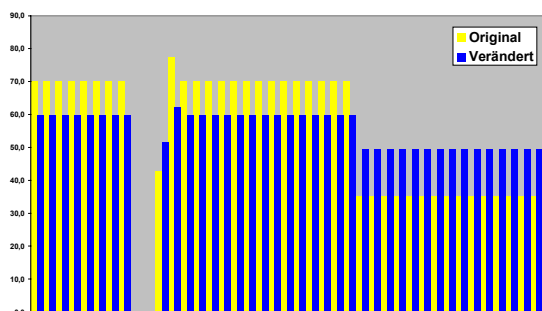
Abbildungen A3.17 zeigt schließlich beispielhaft einen schematischen Lastverlauf ohne nochmalige Zuschaltung. Die grundsätzliche Struktur der Lastverläufe für Elektro-Speicherheizungen ist deutlich zu erkennen. Die konkreten Vergleiche zu gemessenen beziehungsweise aggregierten Werten erfolgt im Weiteren.



F6 = 10%: Geringe Erhöhung der Grundlast, Absenkung der Spitzenlast.



F6 = 30%: Weiterer Lastausgleich.



F6 = 70%: Fast vollständiger Lastausgleich.

6.3 Bewertung der Modellierung

Die Bewertung des Modells zur Lastaufteilung kann im Rahmen einer Evaluierung des Gesamtkonzepts an Hand repräsentativer Datensätze für verschiedene Anwendungsbereiche erfolgen. Der in dieser Untersuchung verfügbare Datenbestand reicht dazu nicht aus. Deshalb erfolgt an dieser Stelle eine Bewertung des Modells zur Lastaufteilung an Hand der manuellen Nachbildung konkreter Tageslastgänge einzelner Kunden, kleiner Kundengruppen und auch eines großen Kollektivs.

Ausgehend von den Systemparametern und der aufzuteilenden Energiemenge wird zunächst eine Aufteilung der insgesamt zur Verfügung stehenden Ladekapazität in die 13 Ladeblöcke (A.. M) vorgenommen. Die optimale Nachbildung der einzelnen Tageslastgänge erfolgt jeweils durch eine geeignete Parametrierung und Anpassung des Modells mit Hilfe der Basis- und Formfaktoren F1.. F6. Im Rahmen der Modellbewertung kann mit diesem Vorgehen die grundsätzliche Eignung des Modells, den Lastverlauf von Elektro-Speicherheizungen generieren zu können, an Einzelbeispielen unter Beweis gestellt werden.

Grundsätzlich soll die Methode Kollektive gut abbilden. Die Darstellung der Einzelkunden 1..9 auf den Seiten 39.. 45 sowie 47 und 48 zeigt, dass auch Einzelanlagen zufriedenstellend nachgebildet werden können. Abweichungen von den Standardwerten der Basis- und Formfaktoren sowie dem modellierten Lastverlauf treten für Einzelanlagen auf Grund der fehlenden Durchmischung systembedingt auf und stellen keinen Fehler dar. Bei Kollektiven ergibt sich, wie in den Summendarstellungen gezeigt, durch statistische Ausgleichseffekte eine geringere Abweichung. Insbesondere durch die Formfaktoren werden zeitliche Unterschiede der Schaltungen der Einzelanlagen modelliert, so dass auch das gleichförmigere Verhalten eines Kollektivs abgebildet werden kann. Die Qualität dieser Abbildung sollte mit den zukünftig gesammelten Erfahrungen überprüft und gegebenenfalls optimiert werden. Die netzspezifische Ausprägung der Formfaktoren kann an Hand von Betrachtungen der Netzlast ermittelt werden.

In der Praxis bleibt die Verwendung der Basis- und Formfaktoren dem Nutzer überlassen. Verfügt dieser nicht über differenzierte Kenntnisse bezüglich des Anlagenbestands im jeweiligen Netzgebiet, so besteht über die Standardempfehlungen für F1.. F6 die Möglichkeit eine gute Annäherung von Kollektiven zu erzielen. Bei differenzierter Systemkenntnis steht es dem Nutzer frei, in der Berechnung der Lastprognose beziehungsweise Lastprofile von den Standardempfehlungen für die Basis- und Formfaktoren abzuweichen. Gute Systemkenntnis kann z.B. durch Auswertung und manuelle Parametrisierung von ca. 14tägigen Messreihen während der Heizzeit gewonnen werden.

Die im Folgenden dargestellten Vergleichsuntersuchung umfassen im Einzelnen:

- 4 Einzelkunden mit Vorwärtssteuerung im Lademodell 8+0 Stunden
- 3 Einzelkunden mit Rückwärtssteuerung im Lademodell 8+2 Stunden
- 2 kleine Kundengruppen aggregiert nach Steuerungsarten
- 1 Kundengruppe mit 7 durchmischten Kunden
- 2 Einzelkunden mit temperaturabhängigen Lademodellen
- 1 singuläre Abbildung eines großen Netzgebietes

Kunde 1:

Lademodell	Steuerung	installierte Leistung	Arbeit des Lastganges	Mittlere Außentemperatur
8+0	rückwärts	12 kW	40,0 kWh	7,3°C

Beschreibung Lastverlauf:

Der Lastverlauf zeigt eine steile Ausschaltflanke und eine Einschaltflanke über drei Viertelstundenwerte. Die Ladeleistung wird auf zwei Lastblöcke aufgeteilt und zeigt zum Beginn des zweiten Blocks eine nicht erklärbare Lastspitze.

Angewendete Formfaktoren*

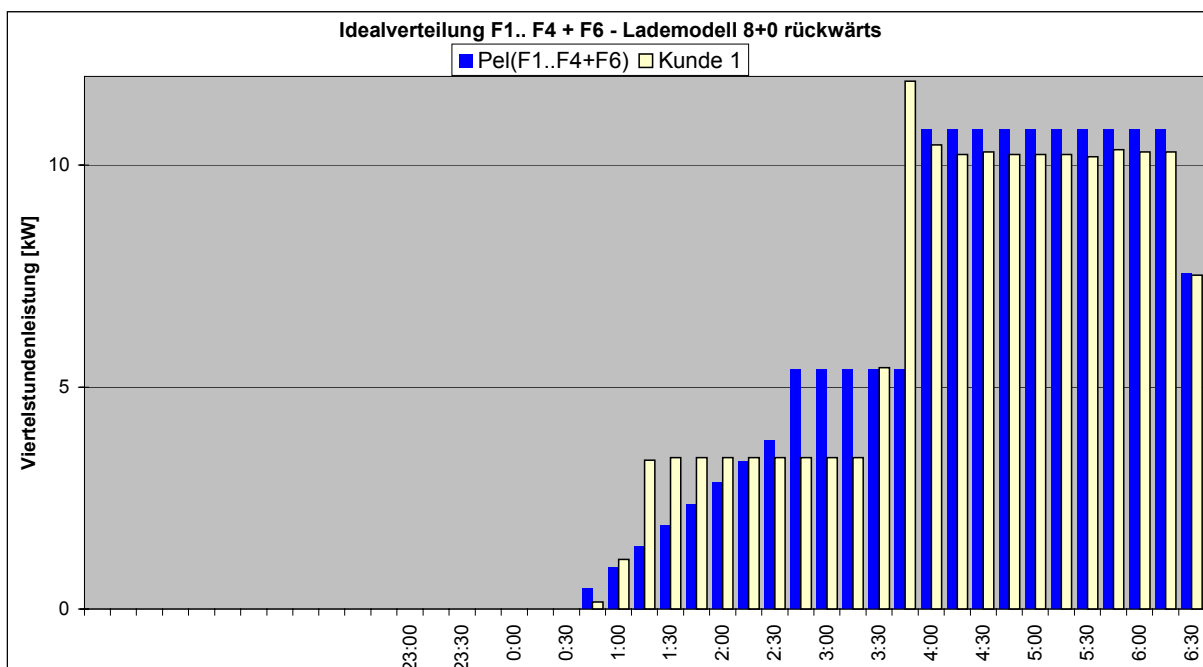
F1	F2	F3	F4	F6
35%	90%	10 Minuten	2 Stunden	0%

Bewertung der Modellierung: Qualitativ sehr gute Abbildung des Einzelkunden

Die Aufladung wird mit den Ladeblöcken A und C beschrieben. Der Ladeblock A mit den Faktoren F1, F2 und F3 wird sehr gut abgebildet. Ladeblock C zeigt eine Überbewertung in der Leistungshöhe. Die nicht erklärbare Leistungsspitze wird nicht nachgebildet. Die Einschalttrampe mit F4 zeigt einen flacheren Verlauf als der reale Lastverlauf.

Variation der Formfaktoren:

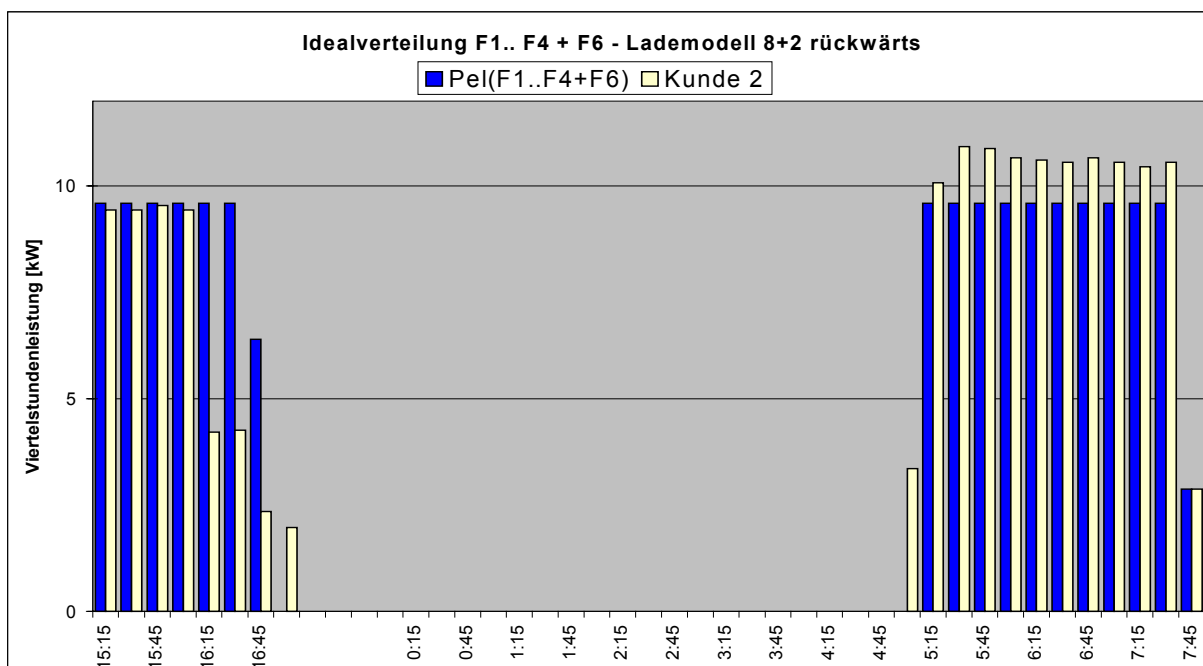
Durch Herabsetzen von F2 würde die Leistung im Block A abgesenkt und Ladearbeit in den Block C verschoben. Damit würde sich die Einschaltzeit nach vorn verschieben. Durch zusätzliches Verzichten auf das verzögerte Einschalten(F4) würde die Einschaltzeit wieder nach hinten verschoben, was in einem zu steilen Lastanstieg bei zu hoher Leistung im Block C resultieren würde.



* In der Einzelkundenbetrachtung können die Faktoren F1.. F6 systembedingt von den Standardwerten für Kollektive z.T. deutlich abweichen.

Kunde 2:

Lademodell	Steuerung	installierte Leistung	Arbeit des Lastganges	Mittlere Außentemperatur
8+2	rückwärts	12 kW	40,7 kWh	5,6°C
Beschreibung Lastverlauf:				
Die Ladeleistung wird, durch die gleichrangige Behandlung der Ladezeiten, auf einen Ladeblock in der Zusatzfreigabezeit und einen Ladeblock in der Freigabedauer aufgeteilt. Der Lastverlauf zeigt in der Zusatzfreigabezeit eine etwas geringere Leistung als in der Freigabedauer und ein gestuftes Abschalten. Die Freigabedauer zeigt sowohl eine steile Ein- als auch Ausschaltflanke.				
Angewendete Formfaktoren*				
F1	F2	F3	F4	F6
33%	80%	5 Minuten	Aus	0%



Bewertung der Modellierung:
Insgesamt sehr gut bei Überbewertung der Zusatzfreigabezeit

Die Aufladung wird mit den Ladeblöcken A und B beschrieben. Der Ladeblock A mit den Faktoren F1, F2 und F3 wird in der Leistungshöhe etwas unterbewertet abgebildet, der Ladeblock B mit Formfaktor F2 zeigt eine geringe Überbewertung in der Ladearbeit.

Variation der Formfaktoren:
 Durch Heraufsetzen von F2 würde die Leistung im Block A und B angehoben und gleichzeitig Ladearbeit aus dem Block B in den Block A verschoben. Damit würde sich die Ausschaltzeit von Block B nach vorn verschieben, was in einer zu geringen Ladearbeit in den Block B resultieren würde.

* In der Einzelkundenbetrachtung können die Faktoren F1.. F6 systembedingt von den Standardwerten für Kollektive z.T. deutlich abweichen.

Kunde 3:

Lademodell	Steuerung	installierte Leistung	Arbeit des Lastganges	Mittlere Außentemperatur
8+2	rückwärts	12 kW	57,8 kWh	3,9°C

Beschreibung Lastverlauf:

Die Ladeleistung wird durch die gleichrangige Behandlung der Ladezeiten auf je einen Ladeblock in der Zusatzfreigabezeit und der Freigabedauer aufgeteilt. Der Lastverlauf zeigt in der Zusatzfreigabezeit ein gestuftes Abschalten. Die Freigabedauer zeigt drei steile Lastblöcke mit hoher Ladeleistung. In FD ist zwischen den Lastblöcken ein Dauerläufer sichtbar.

Angewendete Formfaktoren*

F1	F2	F3	F4	F6
30%	80%	7 Minuten	2 Stunden	10%

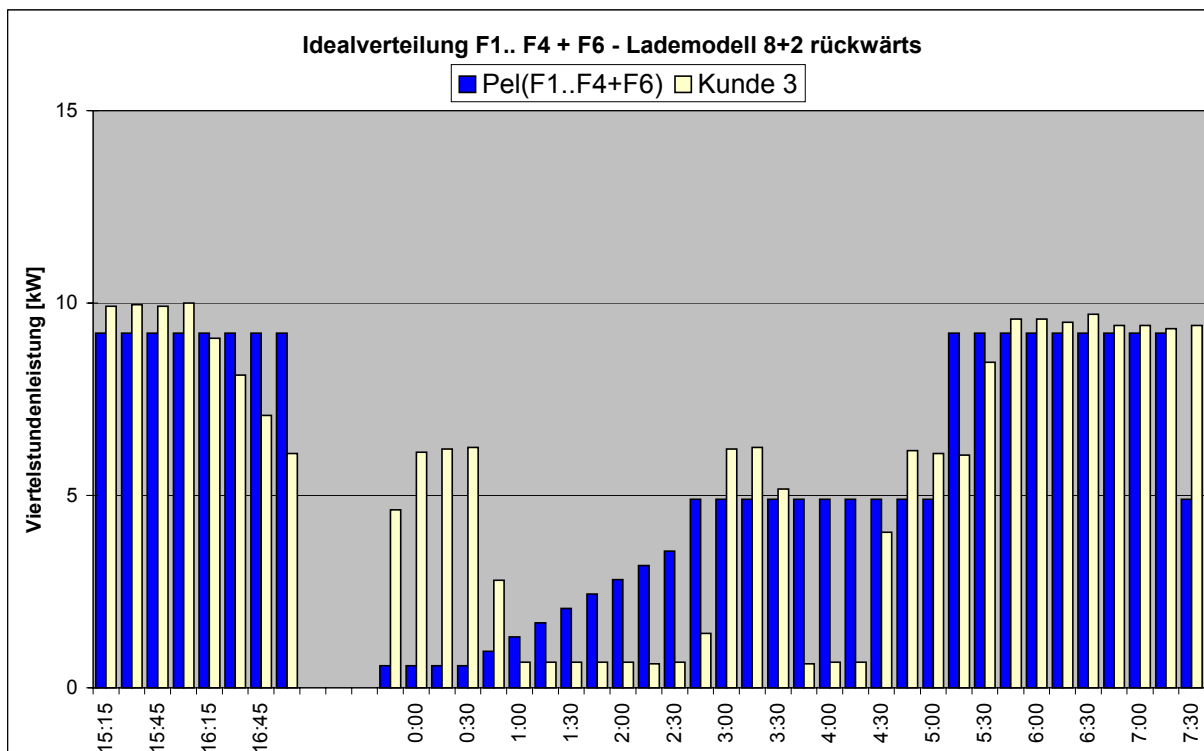
Bewertung der Modellierung:

Gut in den Modell-Ladeblöcken. Sondereffekte schlecht.

Die Aufladung wird mit den Ladeblöcken A, B und C beschrieben. Block A mit den Faktoren F1, F2 und F3 wird in der Leistungshöhe etwas unterbewertet abgebildet, der Ladeblock B mit Faktor F2 zeigt ebenfalls eine geringe Unterbewertung in der Leistungshöhe. Die zwei Lastblöcke zu Beginn der Freigabedauer des realen Lastgangs lassen sich nicht einzeln abbilden. F6 bildet die durchlaufende Last gut ab.

Variation der Formfaktoren:

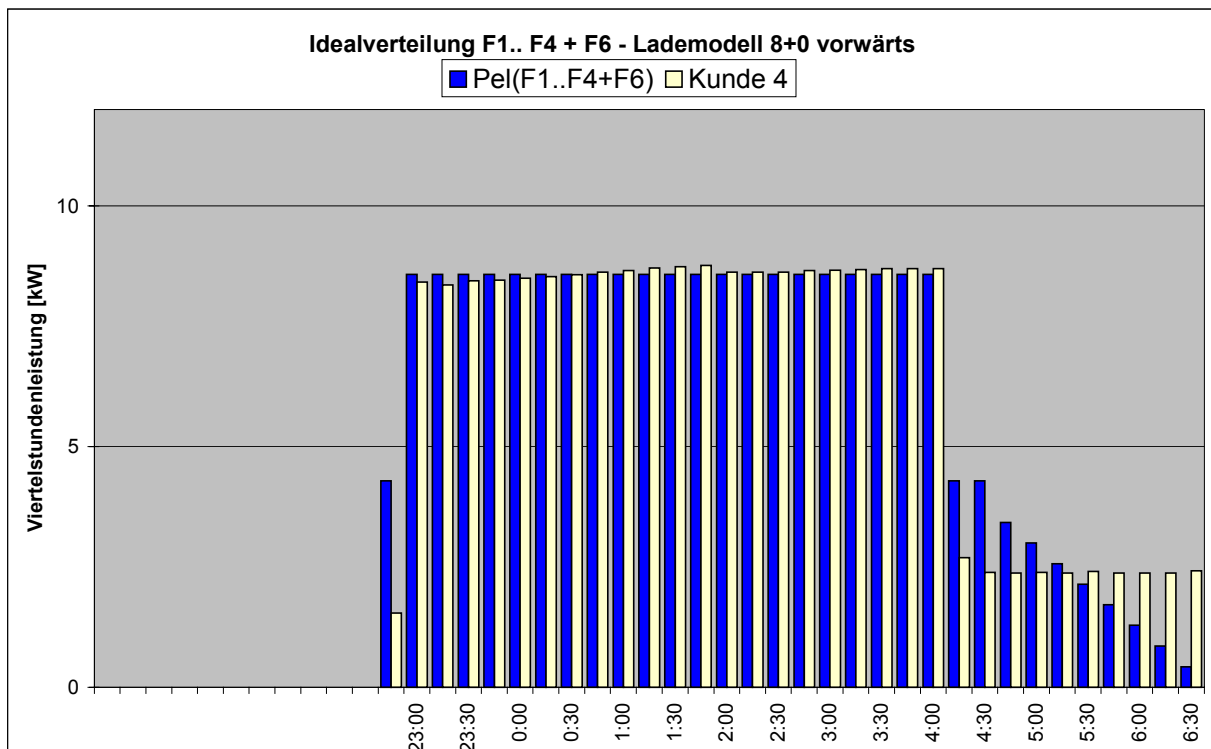
Durch Verzicht auf die Einschalttrampe (F4) und den Dauerläufer (F6) würde eine steile Einschaltflanke im Basisblock erreicht, aber die Einschaltzeit der Freigabedauer nicht erzielt.



* In der Einzelkundenbetrachtung können die Faktoren F1.. F6 systembedingt von den Standardwerten für Kollektive z.T. deutlich abweichen.

Kunde 4:

Lademodell	Steuerung	installierte Leistung	Arbeit des Lastganges	Mittlere Außentemperatur
8+0	vorwärts	11 kW	52,1 kWh	3,9°C
Beschreibung Lastverlauf:				
Der Lastverlauf zeigt eine steile Ein- und Ausschaltflanke. Die Ladeleistung wird auf zwei Lastblöcke aufgeteilt. Der zweite Block hat nur etwa 30% der Ladeleistung des ersten Blocks.				
Angewendete Formfaktoren*				
F1	F2	F3	F4	F6
70%	78%	7 Minuten	2 Stunden	0%
Bewertung der Modellierung: Sehr gut im grundsätzlichen Verlauf				
Die Aufladung wird mit den Ladeblöcken A und C beschrieben. Der Ladeblock A mit den Faktoren F1, F2 und F3 wird sehr gut abgebildet, der Ladeblock C zeigt eine Überbewertung in der Leistungshöhe. Durch die Ausschalttrampe (F4) wird die Ladearbeit bis zum Ende der Freigabedauer verteilt				
Variation der Formfaktoren: Durch das Verzichten auf die Ausschalttrampe würde die Ausschaltzeit nach vorn verlegt und es ergäbe sich eine steile Ausschaltflanke bei zu hoher Leistung im Block C.				



* In der Einzelkundenbetrachtung können die Faktoren F1.. F6 systembedingt von den Standardwerten für Kollektive z.T. deutlich abweichen.

Kunde 5:

Lademodell	Steuerung	installierte Leistung	Arbeit des Lastganges	Mittlere Außentemperatur
8+0	vorwärts	16 kW	28,8 kWh	2,6°C

Beschreibung Lastverlauf:

Der Lastverlauf zeigt eine steile Ein- und Ausschaltflanke. Die Ladeleistung wird auf zwei Ladeblöcke aufgeteilt. Der erste Ladeblock zeigt eine deutliche Rampe. Der zweite Block hat nur etwa 50% der Ladeleistung des ersten Blocks.

Angewendete Formfaktoren*

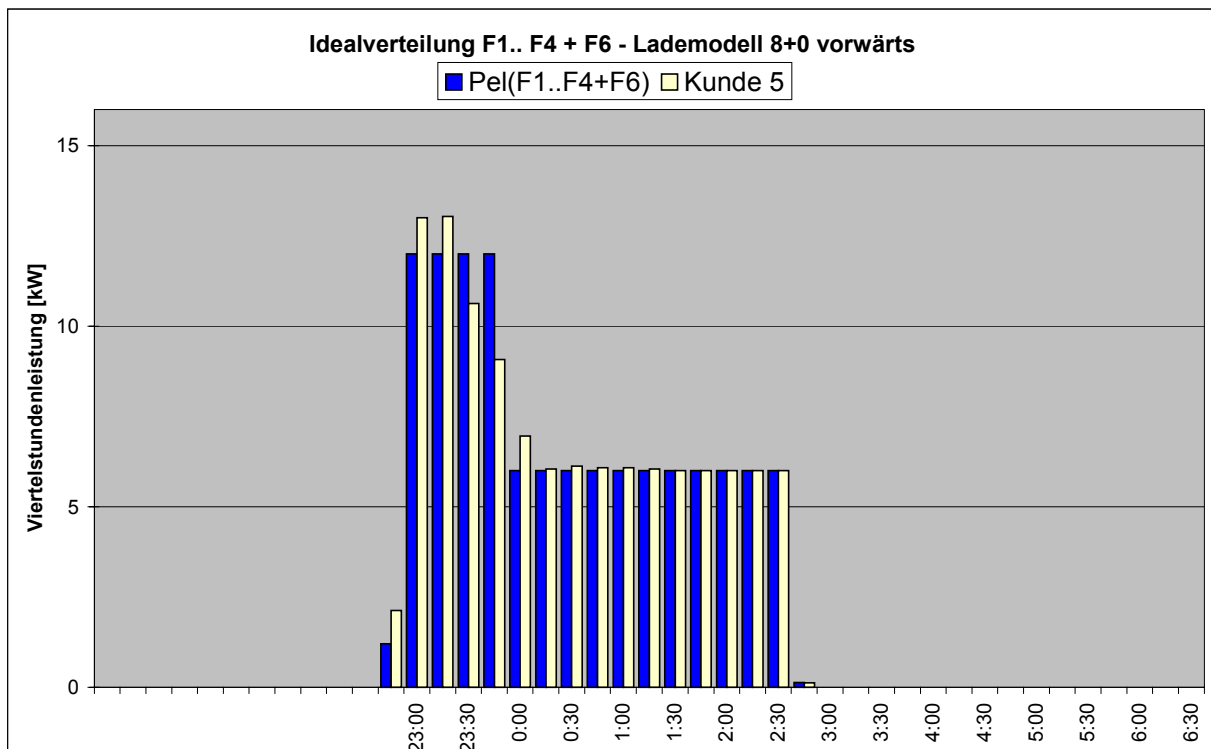
F1	F2	F3	F4	F6
15%	75%	2 Minuten	nein	0%

Bewertung der Modellierung: Sehr gut

Die Aufladung wird mit den Ladeblöcken A und C beschrieben. Der Ladeblock A mit den Faktoren F1, F2 und F3 wird in der Leistungshöhe etwas unterbewertet, der Ladeblock C zeigt eine Übereinstimmung in der Leistungshöhe.

Variation der Formfaktoren:

Durch Heraufsetzen von F2 würde die Leistung im Block A gesteigert und Ladearbeit aus Block C in Block A verschoben. Weiterhin würde eine Überbewertung der Ladeleistung des Blockes C erfolgen und sich die Abschaltzeit nach vorn verschieben.



* In der Einzelkundenbetrachtung können die Faktoren F1.. F6 systembedingt von den Standardwerten für Kollektive z.T. deutlich abweichen.

Kunde 6:

Lademodell	Steuerung	installierte Leistung	Arbeit des Lastganges	Mittlere Außentemperatur
8+0	vorwärts	10 kW	21,3 kWh	3,2°C

Beschreibung Lastverlauf:

Der Lastverlauf zeigt eine steile Ein- und Ausschaltflanke. Die Ladeleistung wird auf zwei Ladeblöcke aufgeteilt. Der zweite Block hat nur etwa 40% der Ladeleistung des Ersten.

Angewendete Formfaktoren*

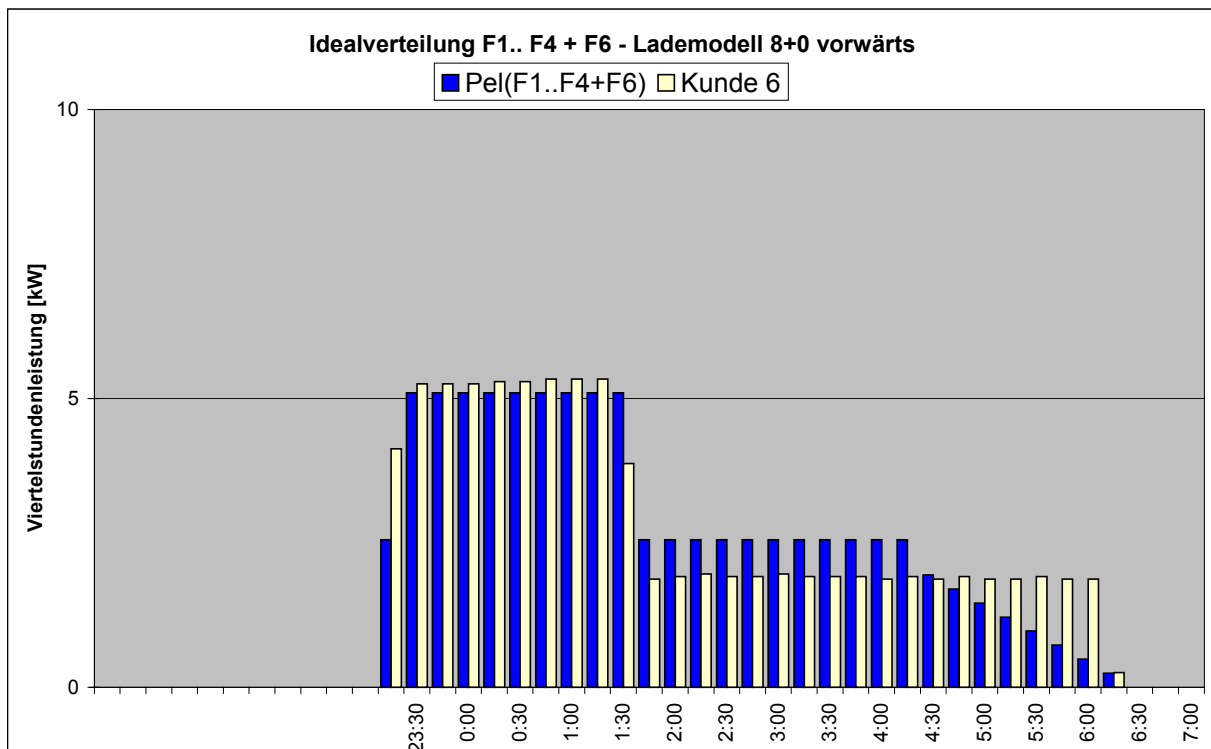
F1	F2	F3	F4	F6
30%	51%	7 Minuten	2 Stunden	0%

Bewertung der Modellierung: Grundsätzlich sehr gut.

Die Aufladung wird mit den Ladeblöcken A und C beschrieben. Der Ladeblock A mit den Faktoren F1, F2 und F3 wird etwas unterbewertet, der Ladeblock C zeigt eine Überbewertung in der Leistungshöhe. Zum Erreichen des Ausschaltzeitpunktes wurde die Ausschalttrampe (F4) gewählt.

Variation der Formfaktoren:

Um die Überbewertung des Blockes C zu reduzieren und die steile Abschaltflanke zu erreichen, müsste F2 herabgesetzt und F4 ausgeschaltet werden. Damit würde zwar Block C besser abgebildet aber Block A weiter unterbewertet werden.



* In der Einzelkundenbetrachtung können die Faktoren F1.. F6 systembedingt von den Standardwerten für Kollektive z.T. deutlich abweichen.

Kunde 7:

Lademodell	Steuerung	installierte Leistung	Arbeit des Lastganges	Mittlere Außentemperatur
8+0	vorwärts	16 kW	49,5 kWh	3,2°C

Beschreibung Lastverlauf:

Der Lastverlauf zeigt eine steile Einschaltflanke und eine verzögerte Ausschaltflanke. Die gesamte Aufladung wird in einem Ladeblock realisiert. Nach diesen Ladeblock sind noch weitere Zuschaltungen mit geringer Ladeleistung sichtbar, die nicht weiter qualifiziert werden können.

Angewendete Formfaktoren*

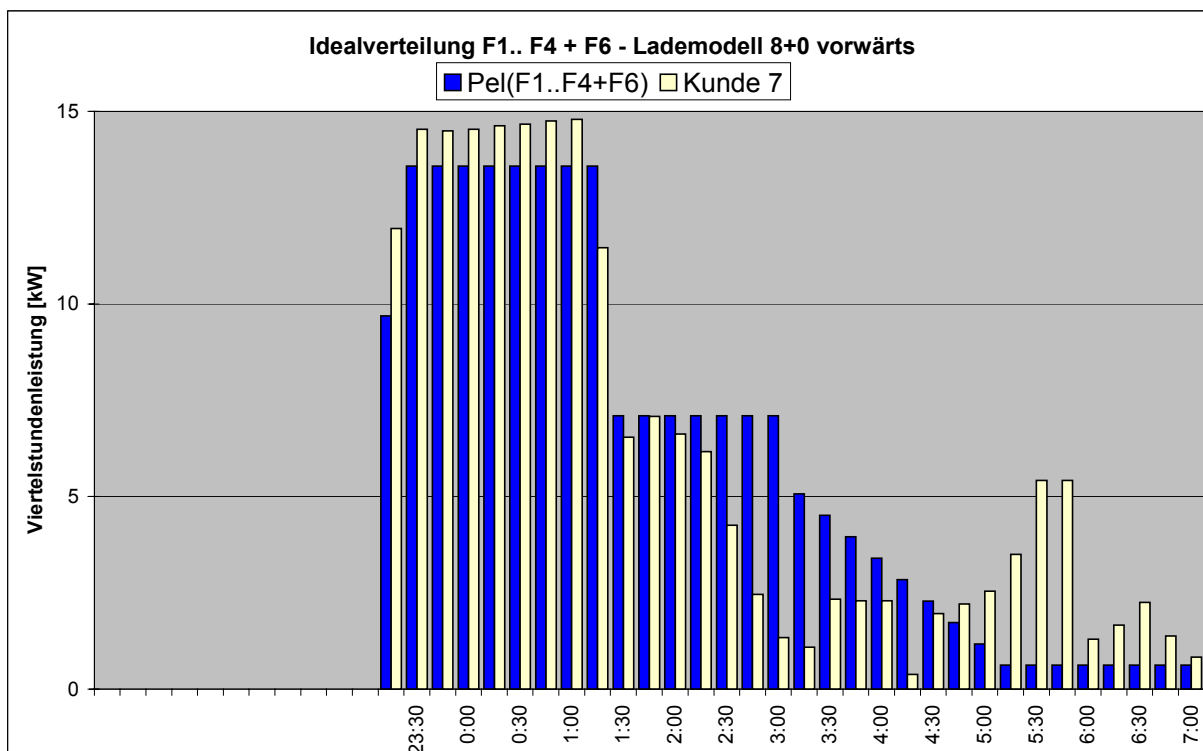
F1	F2	F3	F4	F6
28%	95%	10	2 Stunden	10%

Bewertung der Modellierung: Gut bei modellierten Ladeblöcken

Die Aufladung wird mit den Ladeblöcken A und C beschrieben. Der Ladeblock A mit den Faktoren F1, F2 und F3 wird etwas unterbewertet, der Ladeblock C zeigt eine Überbewertung in der Leistungshöhe und Dauer. Zum Erreichen des Ausschaltzeitpunktes und zur Abbildung der nicht qualifizierbaren Zuschaltungen wurde die Ausschalttrampe (F4) gewählt und ein Dauerläufer (F6) eingeführt.

Variation der Formfaktoren:

Um die Unterbewertung des Blockes A zu reduzieren müsste F2 heraufgesetzt werden. Damit würden die nicht qualifizierbaren Zuschaltungen noch schlechter abgebildet werden.



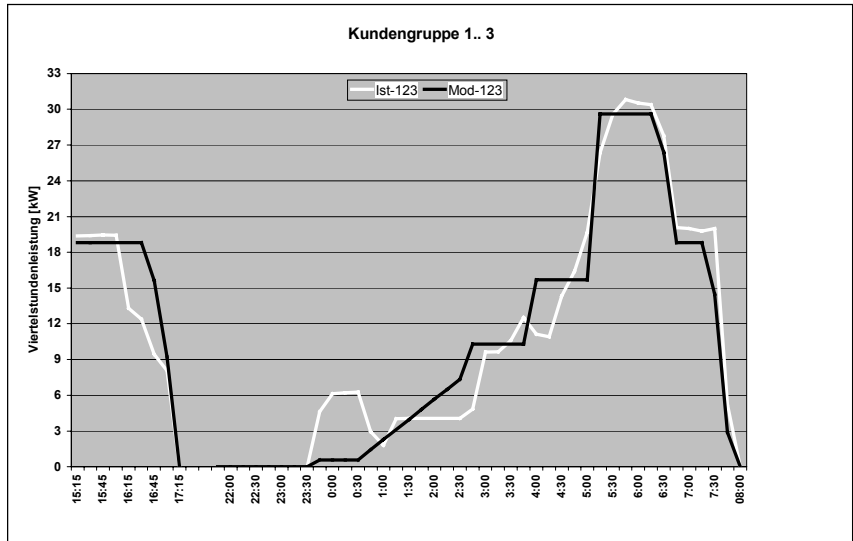
* In der Einzelkundenbetrachtung können die Faktoren F1.. F6 systembedingt von den Standardwerten für Kollektive z.T. deutlich abweichen.

Im Weiteren werden Summenverläufe der detailliert dargestellten Kunden 1.. 7 mit der Summe der entsprechenden Lastgänge verglichen:

● **Rückwärtssteuerung 8+2:**

Das Modell zum Auflade-Lastverlauf zeigt für diese kleine Kundengruppe mit Rückwärtssteuerung eine gute Abbildung.

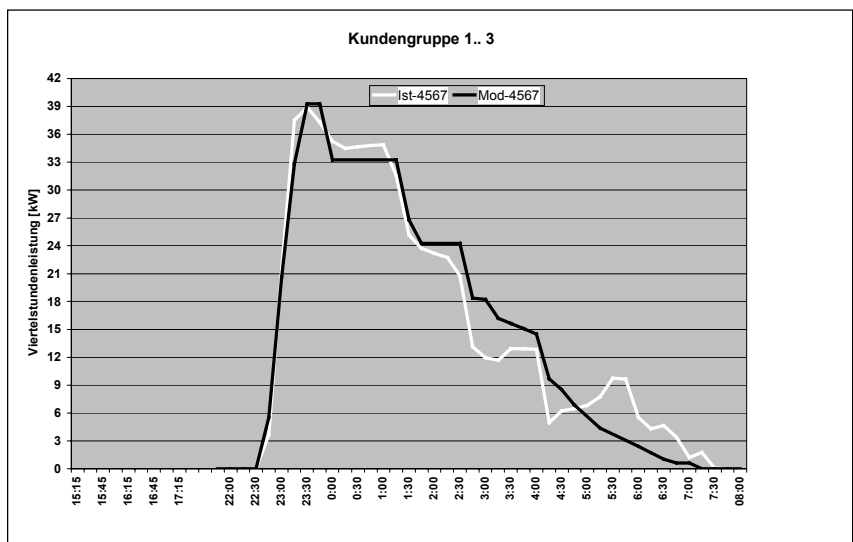
Natürgemäß zeigt der nicht beschreibbare Effekt des Kunden 3 noch deutlich seine Wirkung in der Lastspitze zu Beginn der Freigabedauer und der Überbewertung zum Ende der Zusatzfreigabezeit.



● **Vorwärtssteuerung 8+0:**

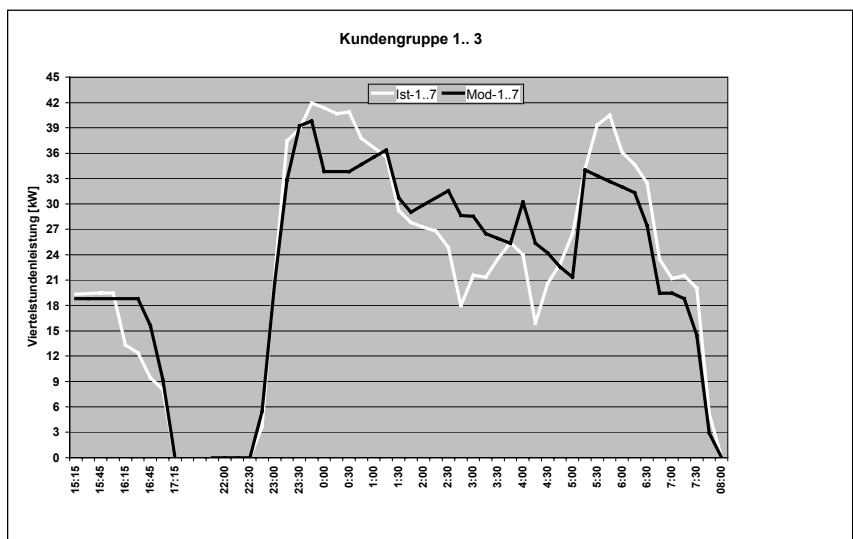
Das Modell zum Auflade-Lastverlauf zeigt für die bekannten 4 Kunden mit Vorwärtssteuerung in allen Bereichen des Summenverlaufs eine sehr gute Abbildung.

Der Abbildungsfehler im Lastgang des Kunden 7 zum Ende der Freigabedauer wird deutlich abgeschwächt und das Abschaltverhalten der Geräte dieser kleinen Kundengruppe wird gut angenähert.



● **Der Summenverlauf:**

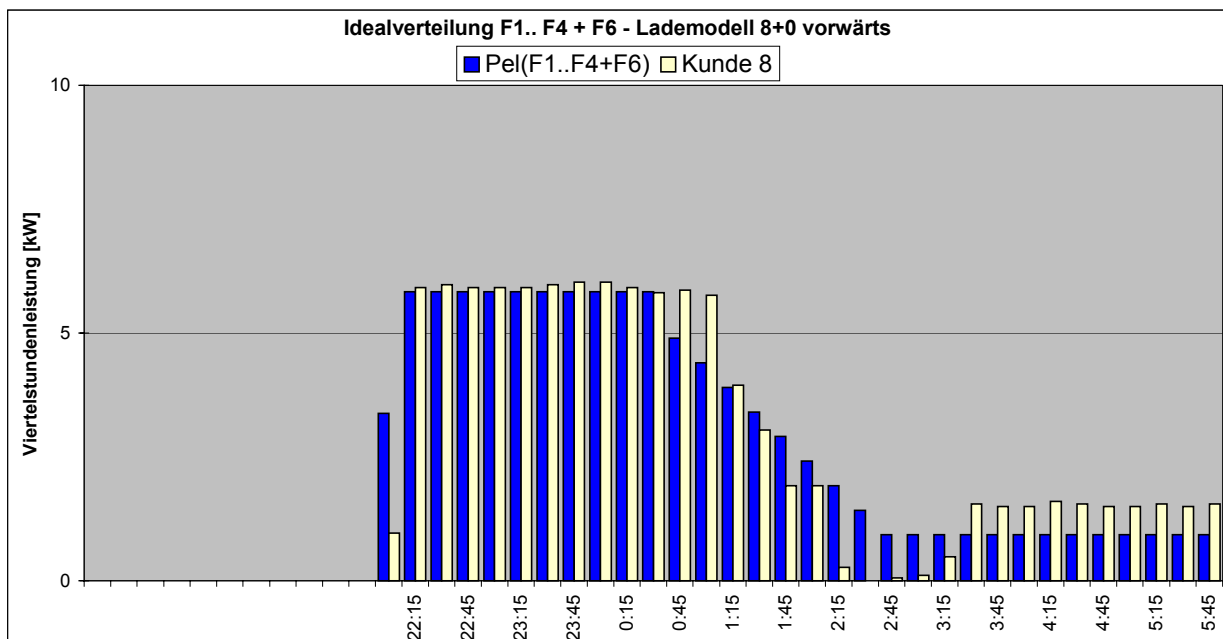
Es zeigen sich die bereits aus den Einzelsummen bekannten Effekte in nochmals abgeschwächter Form. Über die Freigabedauer wird dabei in der Summe der reale Lastgang tendenziell eher unterbewertet, was zum großen Teil an den nicht zu beschreibenden Effekten liegt.



Im Weiteren werden zwei Einzelkunden mit temperaturabhängiger Freigabedauer und damit ausgeprägten Lastanstiegen betrachtet:

Kunde 8:

Lademodell	Steuerung	installierte Leistung	Arbeit des Lastganges	Mittlere Außentemperatur
8+0	vorwärts	10 kW	24,7 kWh	1,7°C
Beschreibung Lastverlauf:				
Der Lastverlauf zeigt eine steile Ein- und eine verzögerte Ausschaltflanke. Die Ladeleistung wird auf zwei separate Lastblöcke aufgeteilt. Nach den technischen Angaben des Kunden zu urteilen ist dieses Verhalten nicht wahrscheinlich. Denkbar ist, dass der zweite Block ein einzelnes rückwärts gesteuertes Speicher-Heizgerät abbildet und die Gesamtanlage getrennt modelliert werden müsste.				
Angewendete Formfaktoren*				
F1	F2	F3	F4	F6
50%	70%	7 Minuten	2 Stunden	30%
Bewertung der Modellierung:				
Sehr gut bei gegenüber der Betreiberangabe veränderten Parametern				
Der Lastgang wird mit Orientierung am vorwärts gesteuerten Verhalten des größeren Lastblocks nachgebildet. Die wesentliche Aufladung erfolgt in Block A, der mit den Faktoren F1, F2 und F3 zum Ende hin etwas unterbewertet wird. Zum Erreichen des Ausschaltzeitpunktes wurde die Ausschalttrampe (F4) und ein Dauerläufer (F6) für die Nachladung gewählt.				



* In der Einzelkundenbetrachtung können die Faktoren F1.. F6 systembedingt von den Standardwerten für Kollektive z.T. deutlich abweichen.

Kunde 9:

Lademodell	Steuerung	installierte Leistung	Arbeit des Lastganges	Mittlere Außentemperatur
8+0	rückwärts	8 kW	12,7 kWh	1,2°C

Beschreibung Lastverlauf:

Der Lastverlauf zeigt eine, über zwei Viertelstundenwerte, verzögerte Ein- und eine steile Ausschaltflanke. Die Ladeleistung ist wie für dieses Lademodell typisch auf einen Lastblock aufgeteilt.

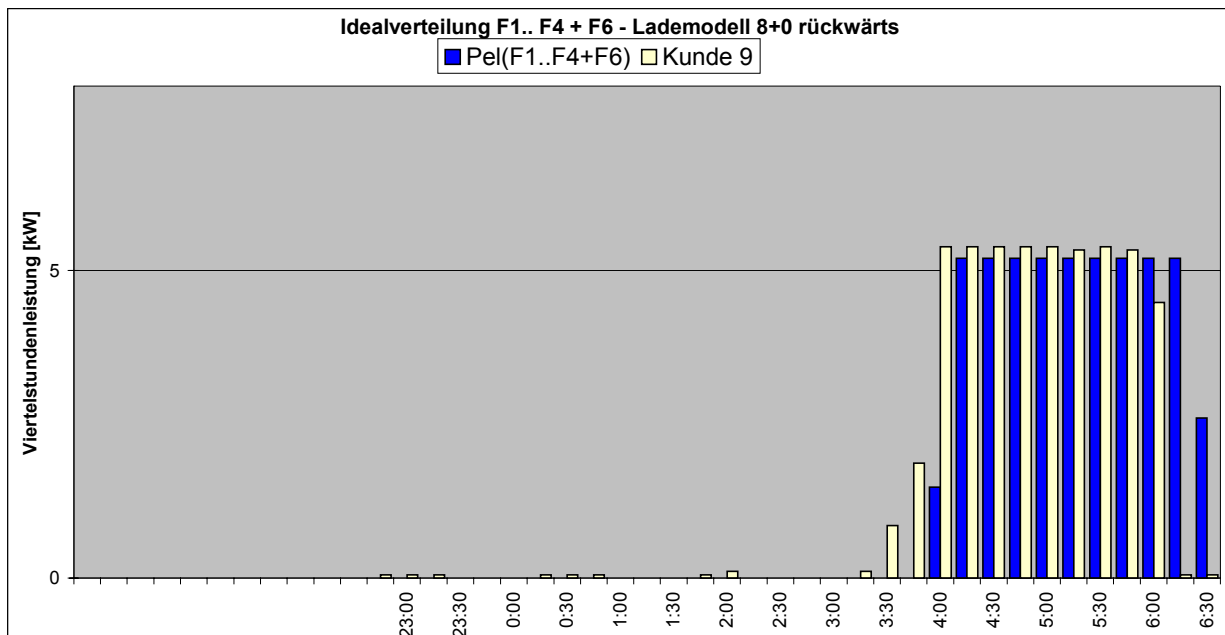
Angewendete Formfaktoren*

F1	F2	F3	F4	F6
40%	65%	7 Minuten	AUS	0%

Bewertung der Modellierung:

Die Aufladung wird mit den Ladeblock A beschrieben. Der Ladeblock A mit den Faktoren F1, F2 und F3 wird zum Ende etwas überbewertet. Der Ausschaltpunkt wird erst später erreicht. Variation der Formfaktoren:

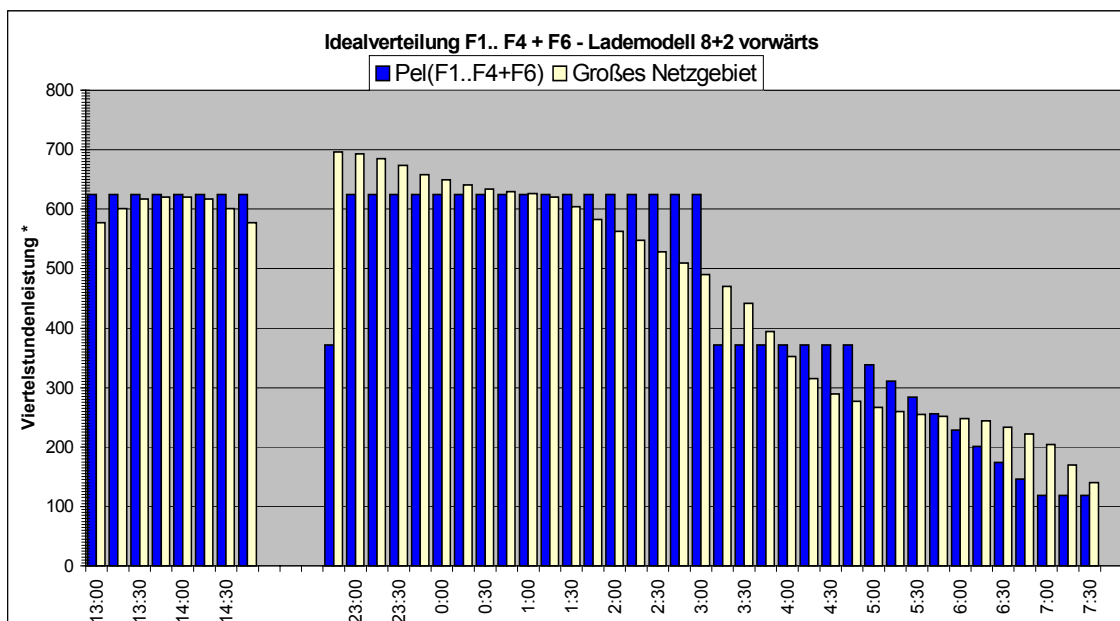
Mit einer gegenüber den VNB-Angaben veränderten, um eine Viertelstunde nach vorn verschobenen, Schaltzeit wäre die Abbildung des Lastgangs durch das Modell mit ansonsten konstanten Formfaktoren deutlich besser.



* In der Einzelkundenbetrachtung können die Faktoren F1.. F6 systembedingt von den Standardwerten für Kollektive z.T. deutlich abweichen.

Kunde Netzgebiet:

Im folgenden Bild ist die Nachbildung einer für ein großes Netzgebiet aggregierten Lastkurve für Elektro-Speicherheizungen im Lademodell 8+2 dargestellt. Unter Berücksichtigung der Tatsache, dass die Modellierung als Abbildung eines Einzelkunden in einem einzelnen Datensatz erfolgt und dem Lastprofil eine ein großes Kollektiv zu Grunde liegt kann die Abbildung als sehr gut bezeichnet werden. Durch die Aufteilung des Kollektivs in mehrere Kundengruppen kann eine bessere Abbildung erreicht werden.



* Hinweis: Viertelstunden Leistungswerte zur Anonymisierung der Praxisdaten skaliert.

7 Zusammenfassung und Ausblick

Das Modell zur Lastaufteilung unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen ist gut geeignet, Lastprofile für Elektro-Speicherheizungen zu generieren und hat dazu einen vergleichsweise geringen Datenbedarf. Das Modell ist sehr flexibel und kann durch die Wahl der Basis- und Formfaktoren sehr gut an den Kenntnisstand des Nutzers angepasst werden. Die modulare Ergänzung hinsichtlich anderer unterbrechbarer Verbrauchseinrichtungen ist möglich.

Das BTU/ERI Temperatur-Modell zur Berechnung des Tages-Heizenergiebedarfs kann als Eingangsgröße für die Lastaufteilung aus einfachen aber zuverlässig zu ermittelnden Systemparametern eine qualifizierte Prognose des Tages-Heizenergiebedarfs erstellen. Gleichzeitig besteht die Möglichkeit, andere Prognosewerkzeuge für den Energiebedarf von Elektro-Speicherheizungen zu verwenden.

Abschließend ist festzustellen, dass das Gesamtkonzept aus Bedarfsprognose nach dem BTU/ERI Temperatur-Modell und dem Modell zur Lastaufteilung für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen gut geeignet ist, einerseits eine Lastprognose für Kunden/Kollektive von Elektro-Speicherheizungen zu erstellen und andererseits temperaturabhängige normierte Lastprofile für Kollektive zu erzeugen.

Die Umsetzung des Konzepts ist händisch mit Hilfe von Tabellenkalkulationsprogrammen wie MS-Excel® oder Lotus 1-2-3® möglich. Ebenso ist die Integration in eine spezielle Software zur Lastprognose für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen möglich.

Hinweise zur Anwendung der Lastprofile für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen in der Praxis sind dem Praxisleitfaden zu entnehmen, der zum Herbst 2002 von der VDN Projektgruppe *Lastprofile für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen* zur Verfügung gestellt wird.

Empfehlungen:

- Möglichst in der Heizperiode 2002/03 sollte eine Evaluationsphase angeschlossen werden, um die einzelnen Modelle aber auch die Parametrierung zu prüfen und gegebenenfalls zu optimieren.
- Für weitere, zu integrierende unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen sollten frühzeitig verlässliche Daten beschafft beziehungsweise deren Erhebung veranlasst werden. Die Integration der Teilmodelle zur Energiebedarfsermittlung beziehungsweise zur Lastaufteilung für diese weiteren unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen ist einfach möglich.
- Gezielte Untersuchung der wirksamen Netzlast von Elektro-Speicherheizungen, um die Wirkung des Stempel-Effekts im Bereich der Elektro-Speicherheizung zu prüfen. Eine statistisch sichere, signifikante Absenkung der Installierten Leistung könnte das BTU/ERI Temperatur-Modell im Bereich der Sättigung verbessern. Notwendig für qualifizierte Aussagen ist eine Periode mit hinreichend niedrigen Tages-Mitteltemperaturen und eine ausreichend große Stichprobe.

8 Literatur

- /1/ Sperlich, Thull
Fachverband für Energie-Marketing und -Anwendung (HEA) e.V., Mitteilungen über Analysen des VDEW, Schreiben vom 14.06.2002.
- /2/ Schieferdecker, B., Fünfgeld, C., Fiebig, C.
Studie zum Forschungsvorhaben „Bestimmung von Lastprofilen für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen,“ Energieressourcen Institut e.V. (ERI), Cottbus, 2001.
- /3/ Deutsche Elektrotechnische Kommission im DIN und VDE (DKE)
DIN EN 60531, Elektrische Raumheizgeräte Für den Hausgebrauch – Verfahren zur Messung der Gebrauchseigenschaften, (ICE 60531:1199, modifiziert), Deutsche Fassung EN 60531:2000, Beuth Verlag GmbH, Berlin, 2001
- /4/ Deutsche Elektrotechnische Kommission im DIN und VDE (DKE)
DIN 44572, Teil 1, Speicherheizgeräte mit steuerbarer Wärmeabgabe, Gebrauchseigenschaften, Einteilung und Begriffe, Beuth Verlag GmbH, Berlin, 1989
- /5/ Schramek, E.-R. (Hrsg.), Recknagel, H., Sprenger, E.
Taschenbuch für Heizung und Klimatechnik, 97/98, R. Oldenbourg Verlag, 1997, ISBN 3-486-26214-9
- /6/ Arbeitsgemeinschaft Fernwärme beim VDEW
Begriffe der Versorgungswirtschaft Teil B, Heft 2 Fernwärmewirtschaft 6. Ausgabe 1997.
- /7/ Projektgruppe Lastprofile für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen des VDN, Mitteilungen aus verschiedenen Sitzungsterminen, Berlin 2002.
- /8/ Piehl, E., Recker, M.
Eine Untersuchungen über die witterungsabhängige Energieaufnahme von elektrischen Speicherheizungen, Elektrizitätswirtschaft Heft 8, 1978.
- /9/ Stempel, E.
Fragen der Heizkraftwirtschaft und Stadtheizung, ENERGIE, Jahrgang 14, Nr. 11, Nov. 1962.
- /10/ Müller, L.
Handbuch der Elektrizitätswirtschaft, 2. Auflage, Springer Verlag Berlin, 2001.
- /11/ VDI-Gesellschaft Technische Gebäudeausrüstung, VDI 3807, Bl 1, Energieverbrauchswerte für Gebäude - Grundlagen, VDI-Verlag GmbH Düsseldorf, 1999.
- /12/ Sträuber, T., Kubessa, M., Fuhrberg-Baumann, J.
Lastprofile nichtleistungsgemessener Kunden für den liberalisierten Gasmarkt, GWF 142(2001) Nr. 10.
- /13/ Meier, S.
Lastprognose für unterbrechbare Elektrizitätsverbraucher am Beispiel der Elektro-Speicherheizungen, Diplomarbeit am Lehrstuhl Energiewirtschaft der BTU Cottbus, 2001.

Literaturstellen der in den Anhängen verwendeten Quellen mit der dort verwendeten Bezeichnung (/Ax.lfd.Nr.):

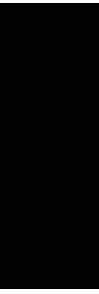
- /A2.1/ Elektrizitäts-Control GmbH
Sonstige Marktregeln Kapitel 6 - Zählwerte, Datenformate, Standardisierte Lastprofile. Version 2.1 (16.11.2001), <http://www.e-control.at/> 16.06.2002.
- /A2.2/ Lehmann, M.
Anforderungen an Lastprofile für die Anwendung des Synthetischen Verfahrens, Vortrag zum VDI-GET Expertenseminar Lastprofile in der leitungsgebundenen Energieversorgung, Berlin, 24.04.2002.
- /A2.3/ Altmann, W., Engshuber, M., Kowaczek, J.
Gasversorgungstechnik, VEB Deutscher Verlag für Grundstoffindustrie, Leipzig 1979.
- /A2.4/ Bauer, H., Brandt, R.D., Jäschke, J., Müller, V., Paulus, M.
Vorhersage des Gasbedarfes (Gasbedarfsprognose), Manuskript des DVGW Arbeitskreises Vorhersage des Gasbedarfes, 19.02.2001.
- /A2.5/ Sträuber, T., Kubessa, M.
Einflussfaktoren auf Lastprofile von Gasverbrauchern und Anwendung unter praktischen Gesichtspunkten, Vortrag zum VDI-GET Expertenseminar Lastprofile in der leitungsgebundenen Energieversorgung, Berlin, 24.04.2002.
- /A2.6/ Geiger, B., Hellwig, M.
Gaslastprofile für nicht leistungsgemessene Kunden, BWK Bd. 54(2002) Nr.5.
- /A2.7/ Luckow, A., Sztuka, B.
Anforderungen an Lastprofile für die Gaswirtschaft, Vortrag zum VDI-GET Expertenseminar Lastprofile in der leitungsgebundenen Energieversorgung, Berlin, 24.04.2002.
- /A2.8/ Gust, M., Laukmichel, H.-J., Sztuka, B.
Die verzögerte Wirkung des Wetters auf die Gasabgabe, GWF 132(1991) Nr. 2.

Bildanhang

Anhang 1

Anhang 2

Anhang 3



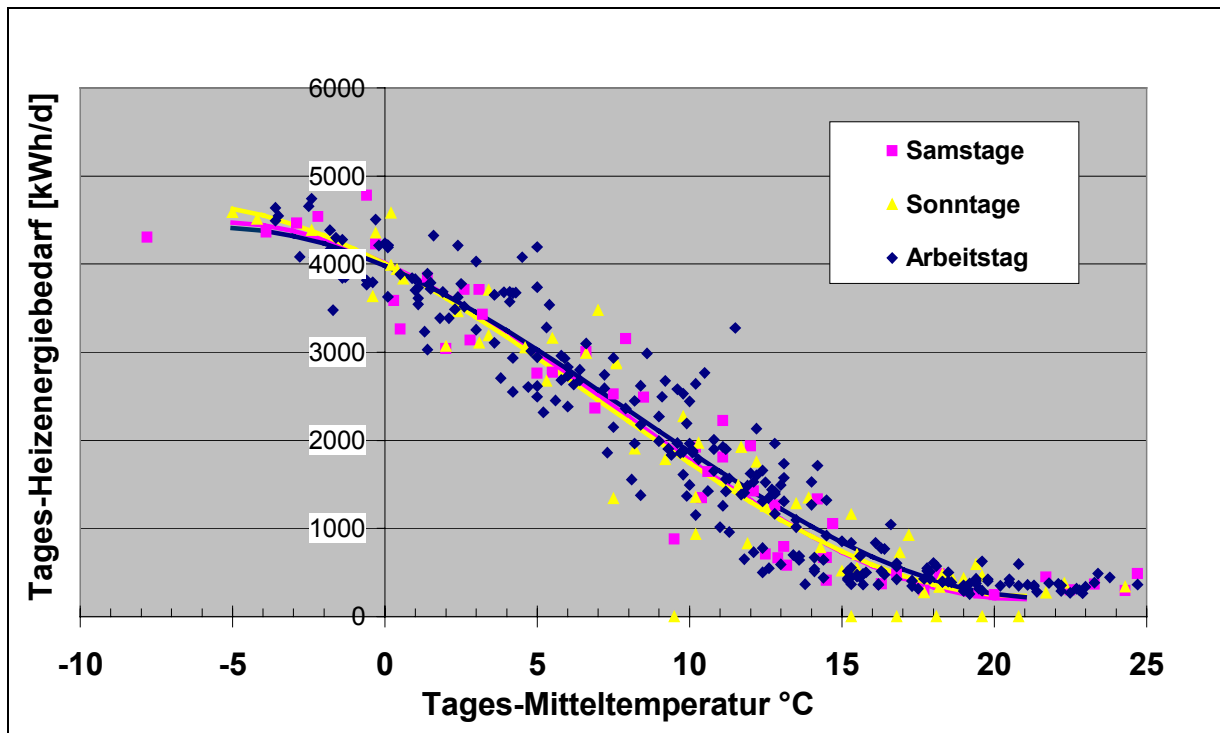


Abbildung 5.1: Temperaturabhängigkeit des Tages-Heizenergiebedarfs in der Wochenstruktur. Beispielhafte Darstellung eines Fernwärmekunden mit Warmwasserbereitung.

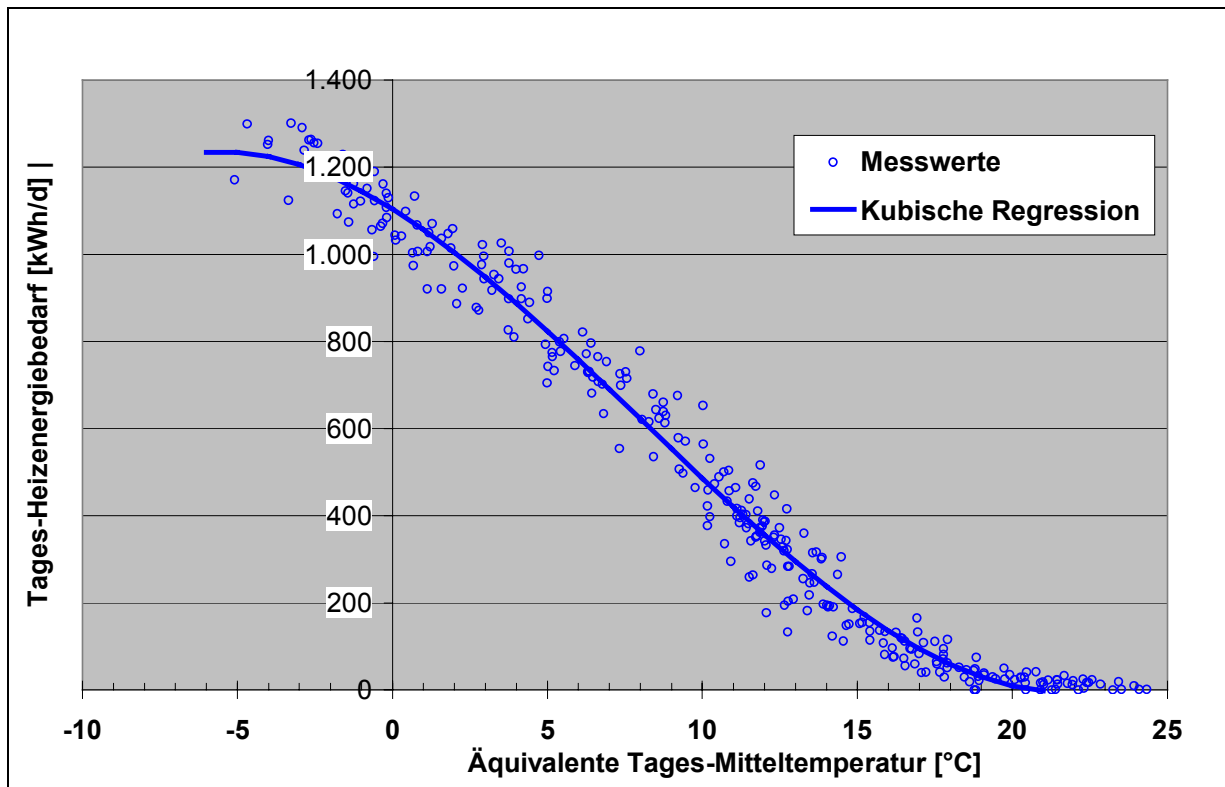


Abbildung 5.2: Charakteristische Struktur des Tages-Heizenergiebedarfs in Abhängigkeit der äquivalenten Tages-Mitteltemperatur. Beispielhafte Darstellung einer Heizungsanlage in Fernwärmeversorgung.

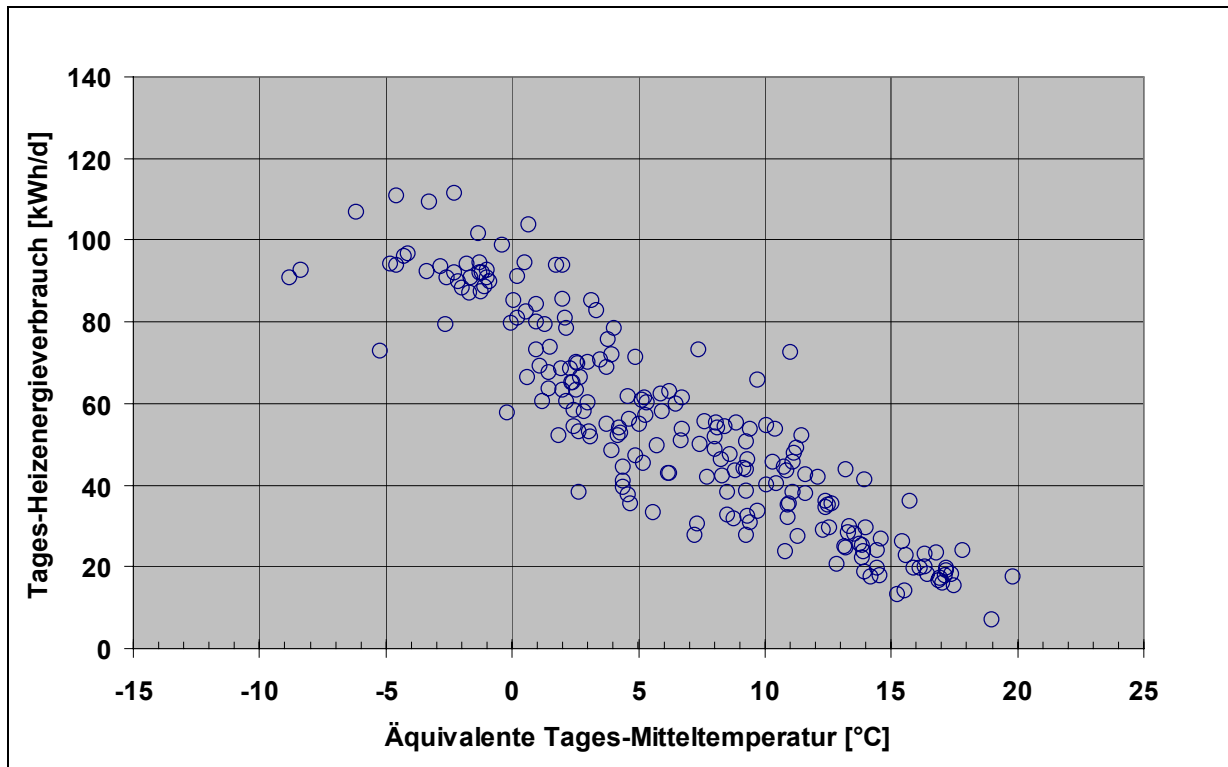


Abbildung 5.3: Charakteristische Struktur des Tages-Heizenergiebedarfs in Abhängigkeit der äquivalenten Tages-Mitteltemperatur.
Beispielhafte Darstellung einer Elektro-Fußbodenspeicherheizung .

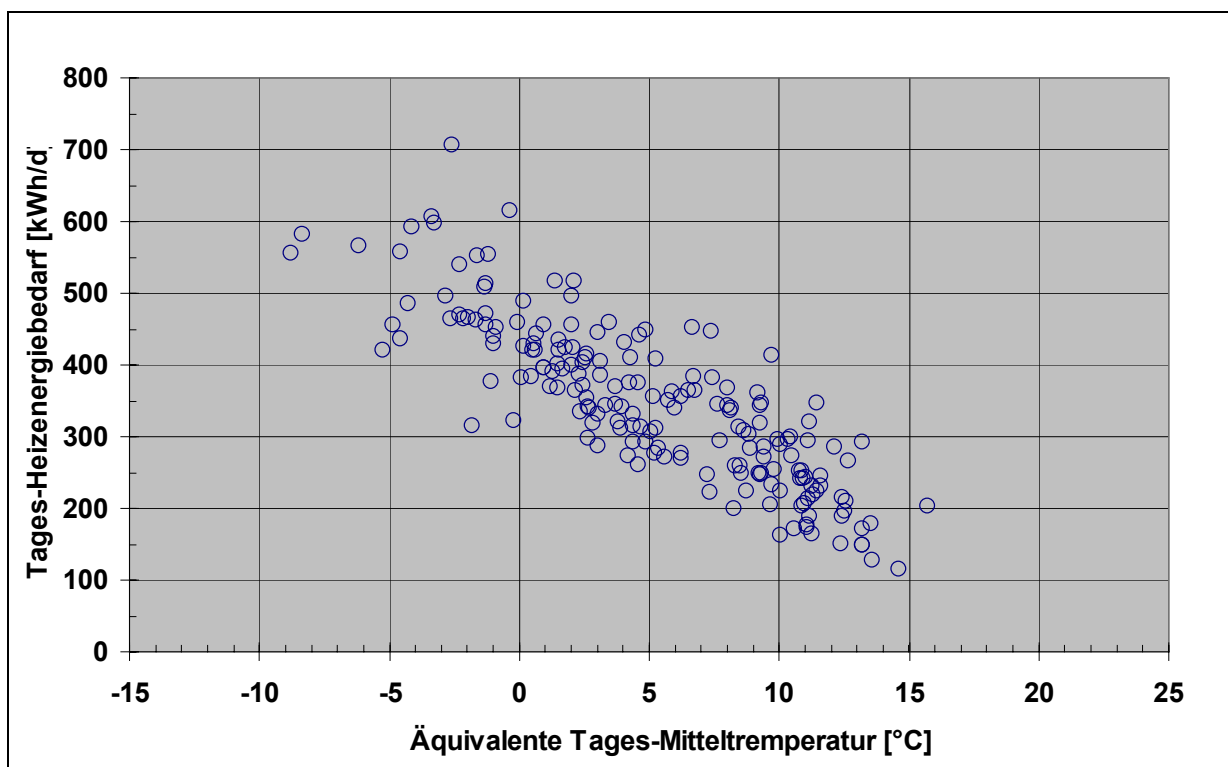


Abbildung 5.4: Charakteristische Struktur des Tages-Heizenergiebedarfs in Abhängigkeit der äquivalenten Tages-Mitteltemperatur.
Beispielhafte Darstellung einer Elektro-Speichergeräteheizung.

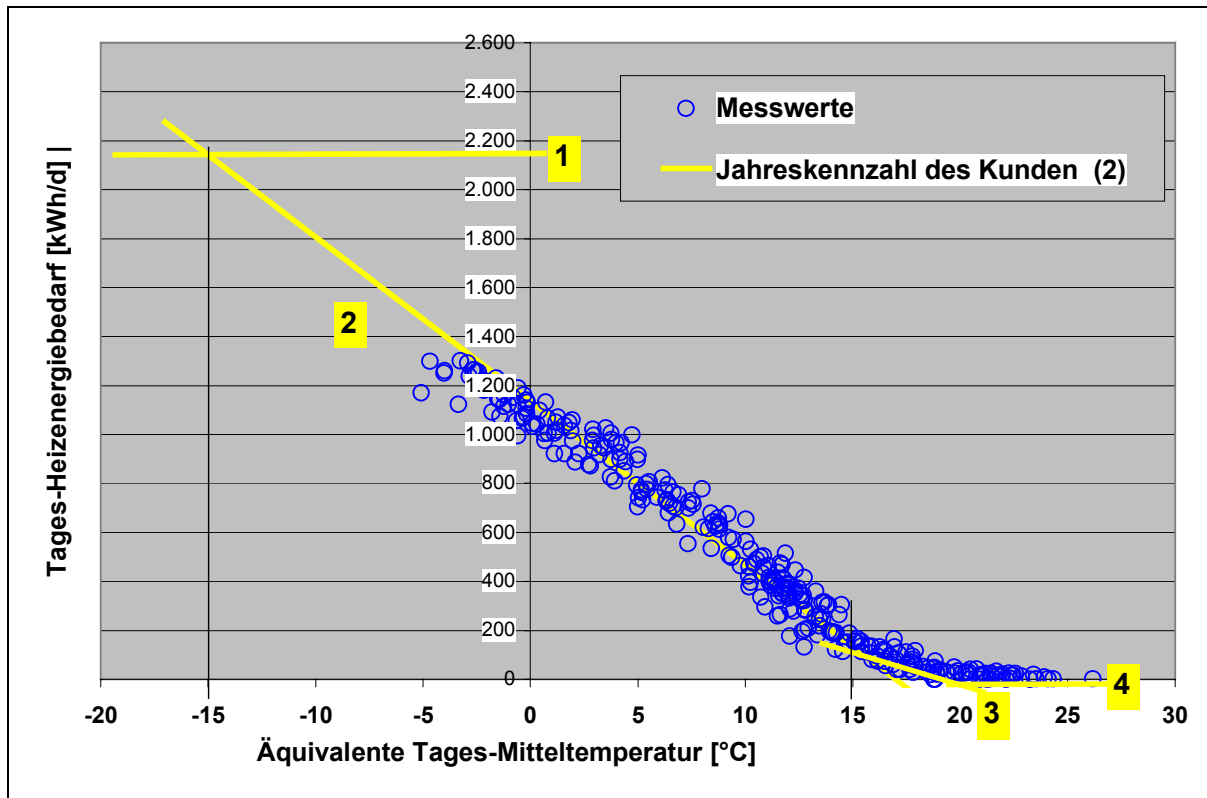


Abbildung 5.5: Funktionsbereiche der Temperaturabhängigkeit des Tages-Heizenergiebedarfs.

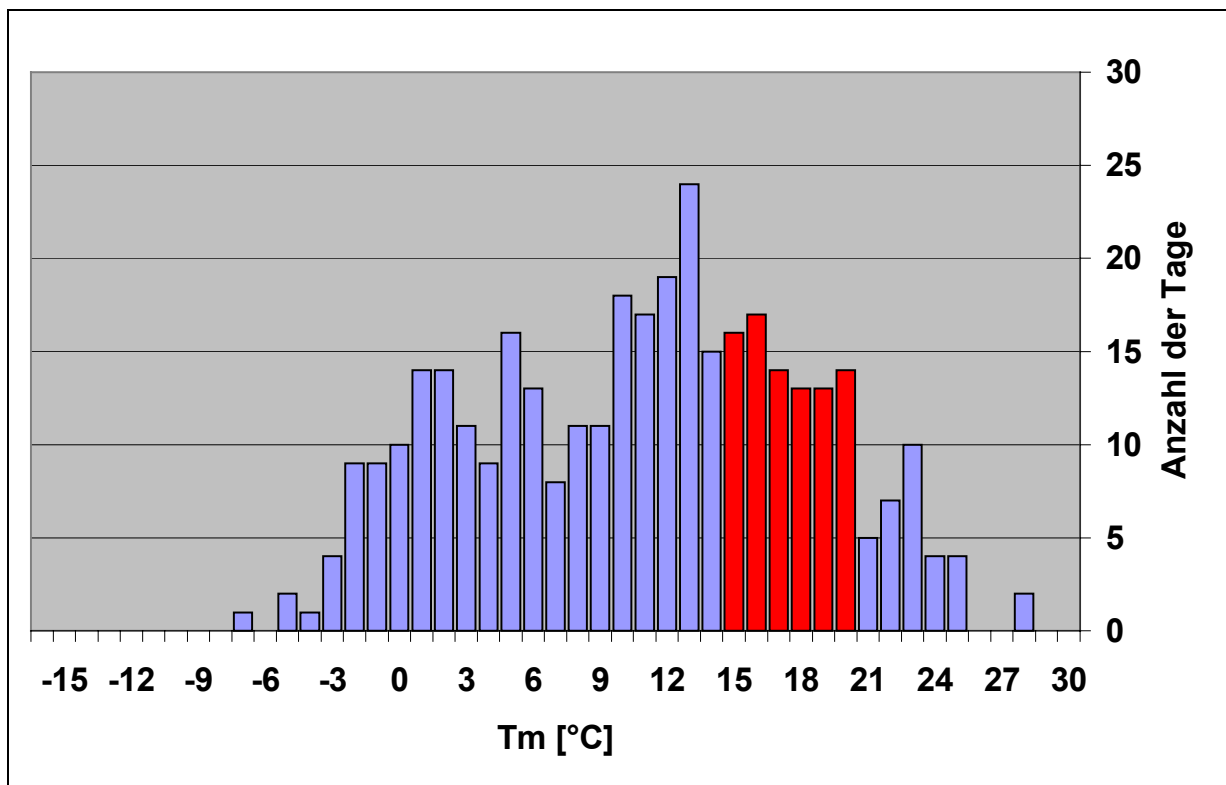


Abbildung 5.6: Häufigkeitsverteilung der Tages-Mitteltemperaturen nach Temperaturklassen.

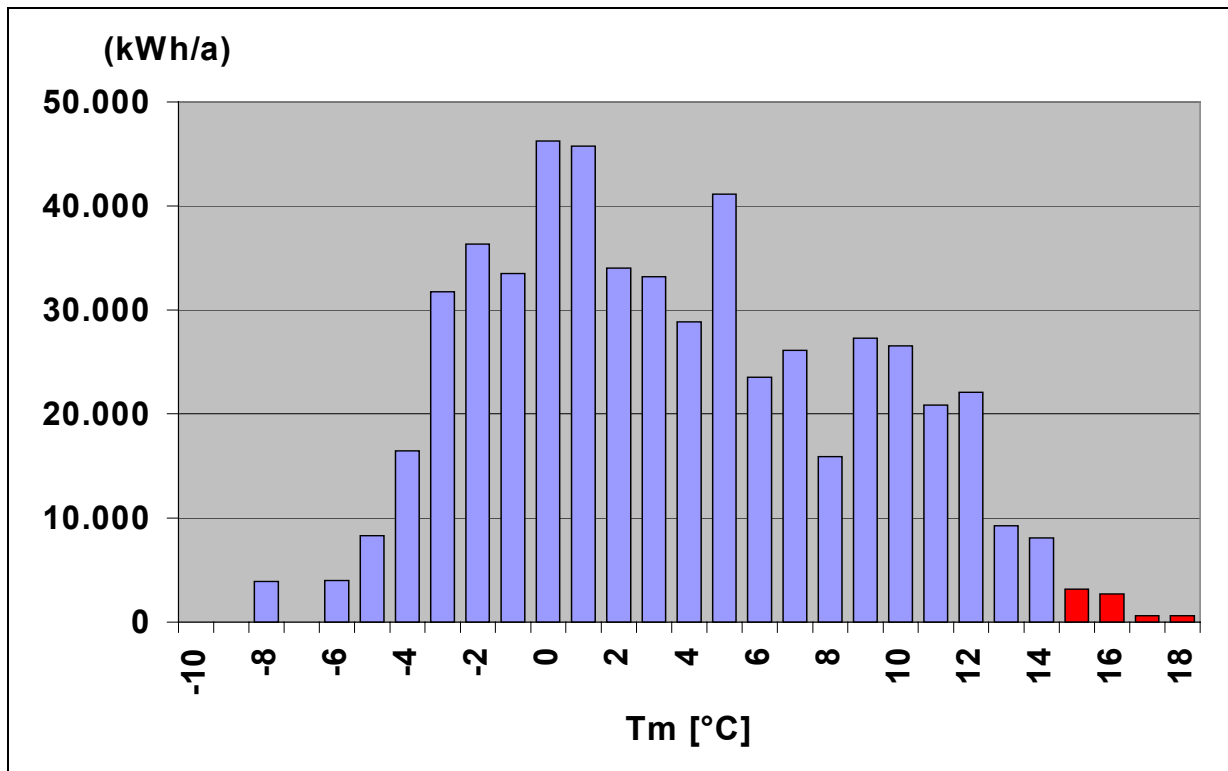


Abbildung 5.7: Jahressumme des Tages-Heizenergiebedarfs nach Temperaturklassen zu 1K.

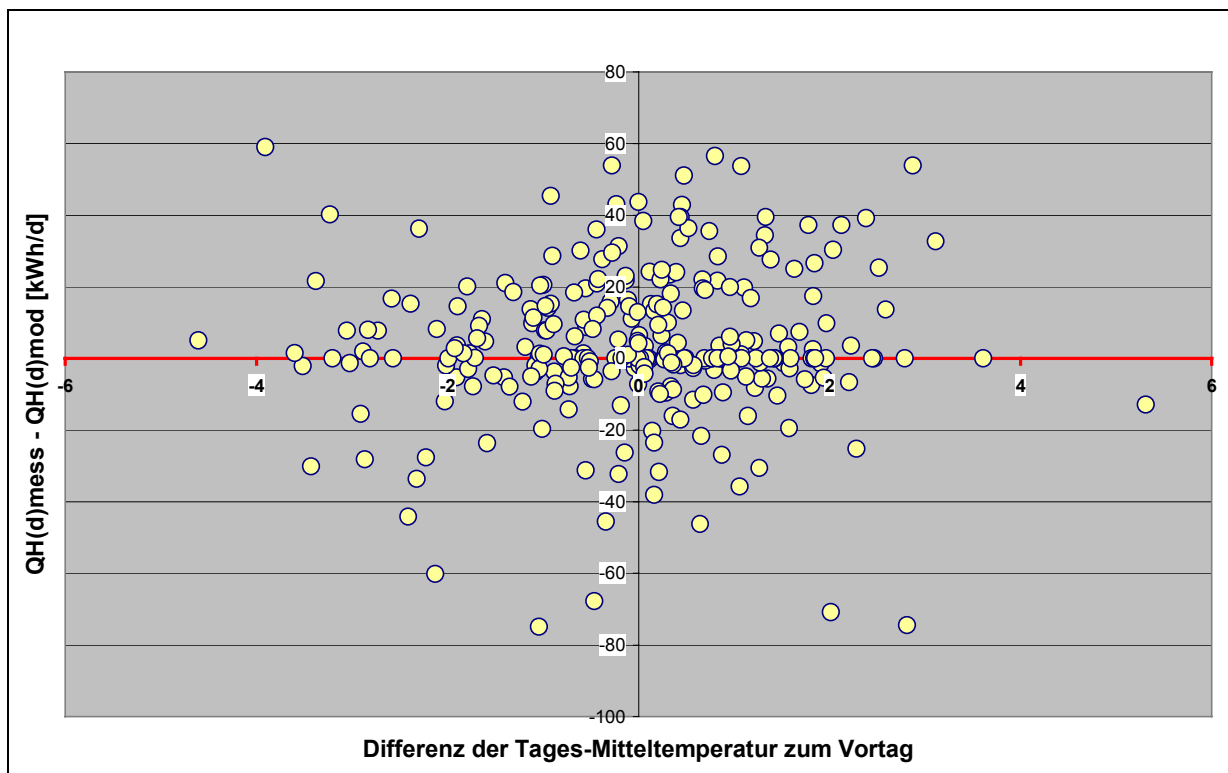


Abbildung 5.8: Abhängigkeit der Modellabweichung von der Temperaturdifferenz zum Vortag.

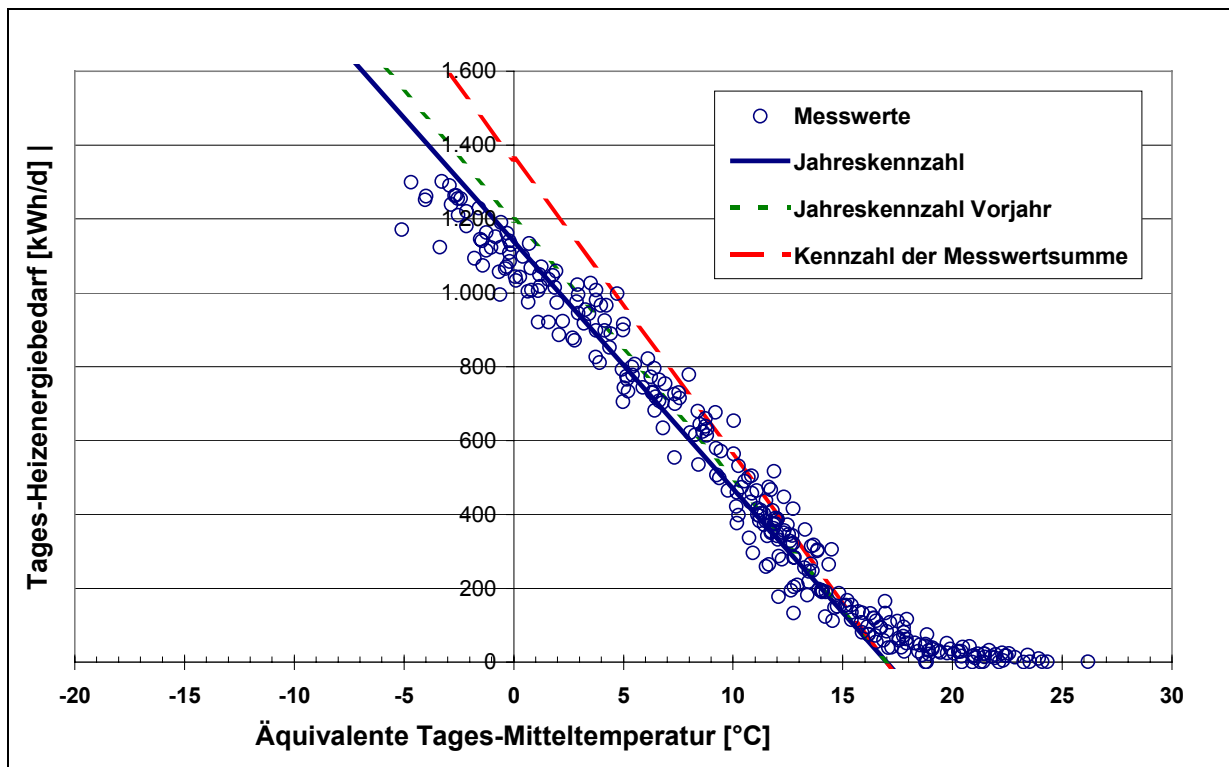


Abbildung 5.9: Vergleich verschiedener Jahreskennzahlen einer Heizungsanlage (FW).

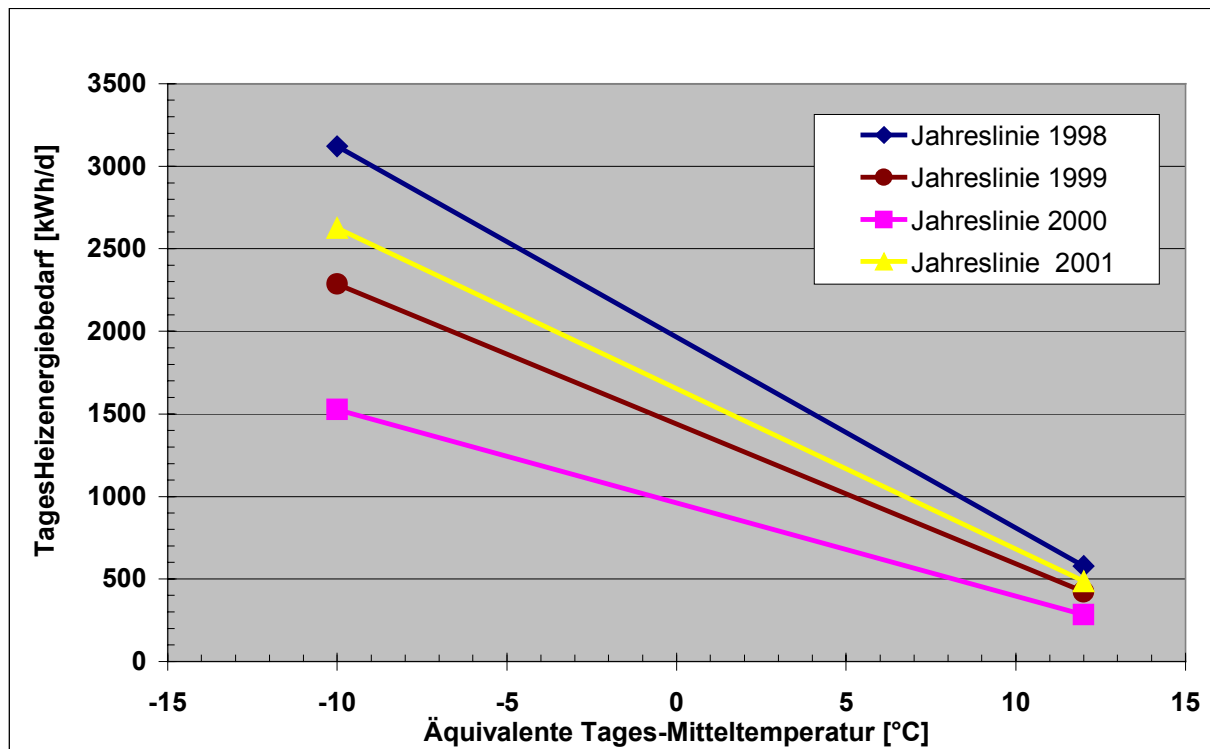
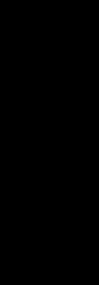


Abbildung 5.10: Vergleich der Jahreskennlinien einer Kundengruppe für unterschiedliche Gebäudestandards und Ableseperioden.

Anhang 3 Anhang 2 Anhang 1 Bildanhang



Begriffsbestimmungen von Gradtagzahlen in der Literatur

Eine Grundlage für die Ermittlung von Lastprofilen für abschaltbare Verbraucher ist die Kenntnis über den außentemperaturabhängigen Wärmeverbrauch für die Raumheizung in Gebäuden. Für die Berechnung von Jahresheizwärme- bzw. Heizenergieverbrauch, Kosten von Wärmeversorgungsanlagen und die Ermittlung von Energieverbrauchskennwerten für Gebäude wird in der einschlägigen Literatur die Gradtagzahl als eine wichtige Kenngröße herangezogen. Im Folgenden wird eine Übersicht über die in der Literatur verwendeten Definitionen und deren Bezugsgrößen dargestellt.

1 VDI Richtlinie 2067 Blatt 1

In der VDI Richtlinie 2067 Blatt 1 vom Dezember 1983 sind zur Berechnung der Kosten von Wärmeversorgungsanlagen die betriebstechnischen und wirtschaftlichen Grundlagen beschrieben.

Geltungsbereich für VDI 2067 Blätter 1 bis 7:

Berechnung der Kosten von Sammelheizungen (Stockwerkheizungen, Zentralheizungen, Blockheizungen) mit Fernwärme belieferten Heizanlagen, Anlagen für Raumluftechnik, Warmwasserversorgung, Wirtschaftswärme, Wärmepumpen und Blockheizkraftwerke.

In Blatt 1, Abschnitte 2.3 bis 2.7 und 2.9, werden die Begriffe Heizgrenztemperatur, Bezugstemperatur im Gebäude, Heizzeit, Tagesmittel der Außentemperatur (t_m), Heizperiode, Heiztage (z), Heiztage während der Heizzeit (z_z) und Heiztage während der Sommerheizung (z_s) und Gradtagzahl (Gt) bestimmt.

Die Heizgrenztemperatur wird als Tagesmittel der Lufttemperatur mit +15°C und die Bezugstemperatur im Gebäude als mittlere Raumtemperatur seit 1983 mit +20°C bestimmt. Vor 1983 lag die Bezugstemperatur im Gebäude bei +18°C. Die Veränderung wurde mit erhöhten Komfortansprüchen begründet.

Die Heizzeit wird rein kalendermäßig, vom 1. September bis zum 31. Mai des Folgejahres, auf 9 Monate festgesetzt.

Das Tagesmittel der Außentemperatur (Tages-Mitteltemperatur)(t_m , T_m) wird berechnet aus täglich drei Messungen der Lufttemperatur jeweils um 7, 14 und 21 Uhr mittlerer Ortszeit nach der Formel:

$$t_m = \frac{t_{7Uhr} + t_{14Uhr} + 2 \cdot t_{21Uhr}}{4}$$

Für die Zukunft wird diskutiert, t_m als Mittelwert aller 24 stündlichen Temperaturen eines Tages zu berechnen.

Die Heizperiode fällt in die Heizzeit. Der Beginn der Heizperiode ist abhängig vom unterschreiten der Heizgrenztemperatur. Unterschreitet das Tagesmittel der Außentemperatur im übergreifenden Fünftagesmittel letztmalig und entgültig die +15°C Marke beginnt die Heizperiode. Frühester Beginn ist der 1. September.

Das Ende der Heizperiode im Folgejahr wird durch das überschreiten des Tagesmittels der Außentemperatur von +15°C im übergreifenden Fünftagesmittel letztmalig und entgültig bestimmt. Spätestes Ende ist der 31. Mai.

An einem Heiztag (z) unterschreitet das Tagesmittel der Außentemperatur +15°C. Es werden Heiztage (z) in der Heizzeit (z_z) während der Sommerheizung (z_s) in den Monaten Juni, Juli und August unterschieden.

Die Gradtagzahl G_t für die *Heizperiode* ist die Summe der Differenzen der *Bezugstemperatur im Gebäude* von 20°C und der *Tagesmittel der Außentemperatur* (t_m) über alle *Heiztage* (z), die zwischen Beginn und Ende der *Heizperiode* liegen.

Die Gradtagzahl G_t für die *Heizzeit* (01.09.-31.05.) wird dargestellt durch die *Gradtagzahl* der *Heizperiode* zuzüglich der Summe der *Gradtagzahlen* einzelner *Heiztage* (z) vor und nach Beginn und Ende der *Heizperiode*.

Für die Sommermonate ist eine Gradtagzahl G_{t_s} definiert.

Die Berechnung der Gradtagzahlen erfolgt mit der Formel:

$$G_t = \sum_{n=1}^z (20^{\circ}\text{C} - t_{m,n})$$

n = Index des Heiztages

Neben den Bezügen auf eine der Heizzeiten, die Heizperiode oder die Anzahl der Heiztage können die Gradtagzahlen gem VDI Richtlinie 2067 Blatt 1, Abschnitt 2.9, auch auf das ganze Kalenderjahr bezogen werden.

Novellierung der VDI Richtlinie 2067 Blatt 1:

Im September 2000 wurde VDI Richtlinie 2076 Blatt 1 ersetzt. Damit behandelt VDI Richtlinie 2067 Blatt 1 nur noch die Berechnung der Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen. Zum Gebäudeenergiebedarf wird auf Blätter 10 und 11 der Richtlinie verwiesen. In diesen Blättern wird zwar für den Vergleich von Energieverbrauchskennwerten auf VDI Richtlinie 3807 verwiesen aber die Berechnungsarten früherer Ausgaben der VDI Richtlinie 2067 ausdrücklich nicht in Frage gestellt (VDI 2067 Blatt 10, Abschnitt 1, Seite 3). Diese Situation ist insbesondere dahin gehend kurios, als dass VDI Richtlinie 2067 Blatt 1 in der Fassung von 1983 zwar offiziell durch die Fassung aus dem Jahre 2000 ersetzt ist, aber verschiedene Inhalte weiterhin (diffuse) Gültigkeit haben.

2 VDI Richtlinie 2067 Blatt 2

Geltungsbereich für VDI 2067 Blatt 2 vom Dezember 1993: Zentrale Heizanlagen, Besonderheiten für zentral gesteuerte Einzelheizungen wie Elektro-Speicherheizungen.

Hier werden die Definitionen der unterschiedlichen Zeitbezüge reduziert und auf die Unterteilung in *Heizzeit* (z) und *Sommerheizung* (z_s) verzichtet. Ein *Heiztag* (z) ist ganz allgemein ein Tag, an dem das *Tagesmittel der Außentemperatur* (t_{am})¹ unter der *Heizgrenztemperatur* von +15°C liegt.

Bei Gebäuden mit geringer oder sehr hoher Speicherfähigkeit und niedrigem oder sehr hohem Fremdwärmeanfall ist evtl. auch eine Änderung der Heizgrenztemperatur erforderlich. Der Jahres-Energieverbrauch ändert sich bei Änderung der *Heizgrenztemperatur* um ± 2 K maximal um $\pm 4\%$.

Nach VDI Richtlinie 2067 Blatt 2 ist die Gradtagzahl (G_t) eines Jahres die Summe der Differenzen der *mittleren Gebäudeinnentemperatur*² von 20°C und der tagesmittleren Außenlufttemperatur über alle *Heiztage* (z).

¹ Im Blatt 2 der VDI 2067 vom Dezember 1993 wird t_m als t_{am} bezeichnet

$$Gt = \sum_{n=1}^z (20^{\circ}\text{C} - \vartheta_{amb})$$

n = Index des Heiztages

3 VDI Richtlinie 3807 Blatt 1

Geltungsbereich von VDI Richtlinie 3807 Blatt 1 vom Juni 1994: Ermitteln und Anwenden von Energieverbrauchs- und Wasserverbrauchskennwerten für Gebäude, die mit Heizenergie, Strom, Wasser und ggf. Kühlenergie versorgt werden. Ermittlung von Energieverbrauchskennwerten auf einheitlicher Grundlage.

Zur Ermittlung von Energieverbrauchskennwerten für Heizen, Lüften und Kühlen müssen Besonderheiten der Witterung beachtet werden. Dazu wird der Energieverbrauch bereinigt. Die Temperaturbereinigung erfolgt über die Heizgradtage (G_{15}), Jahres-Gradtagzahl (Gt_a) und mittlere Heizgradtage (G_{15m}).

In Abschnitt 2.3 wird der Begriff Heizgradtage (G_{15}) bestimmt.

Es wird angenommen, dass für Gebäude die den bauphysikalischen Mindestwärmeschutzanforderungen entsprechen, die *Heizgrenztemperatur* (für aktive Heizgeräte) bei ca. 15°C liegt. Damit sollen Wärmegewinne infolge von Sonneneinstrahlung und inneren Wärmequellen besser berücksichtigt werden.

Die Heizgradtage G_{15} sind die Summe der Differenzen zwischen *Heizgrenztemperatur* von 15°C und den *Tagesmitteln der Außentemperaturen* über alle Kalendertage mit einer Tagesmitteltemperatur unter 15°C.

$$G_{15} = \sum_{n=1}^z (15^{\circ}\text{C} - t_{m,n})$$

n = Index des Heiztages

Die Heizgradtage G_{15} können mit folgender Gleichung aus Gt errechnet werden:

$$G_{15} = Gt_a - 5 \cdot z$$

Dabei ist die Jahres-Gradtagzahl (Gt_a) identisch mit der mittleren Gradtagzahl (Gt) gemäß VDI Richtlinie 2067 (12/1983) Blatt 1, Tabelle 22 und VDI Richtlinie 2067 (12/1993) Blatt 2, Anhang A7. Diese Gradtagzahlen beruhen auf Messungen des Beobachtungszeitraumes von 1951 bis 1971 von ausgewählten Orten in der BRD.

Die mittleren Heizgradtage (G_{15m}) sind für verschiedene Standorte im Anhang 2 der VDI Richtlinie 3807 enthalten und errechnen sich nach der Formel:

$$G_{15m} = Gt_a - 5 \cdot z$$

2 Im Blatt 1 der VDI 2067 vom Dezember 1983 als Bezugstemperatur im Gebäude definiert

4 VDEW / AGFW Schriftenreihe „Begriffe der Versorgungswirtschaft“

In Heft 2 der Schriftenreihe „Begriffe der Versorgungswirtschaft“, Teil B, Elektrizität und Fernwärme, der Arbeitsgemeinschaft Fernwärme e.V. (AGFW) beim VDEW werden folgende Begriffsdefinitionen verwendet:

Die mittlere Außentemperatur (ϑ_{am}) ist der auf eine Nachkommastelle gerundete Mittelwert der Außenlufttemperatur während der betrachteten Berichtszeit. Von besonderer Bedeutung ist die tagesmittlere Außentemperatur.

Die äquivalente Außentemperatur (ϑ_{aeq}) weicht um ein Korrekturglied $\pm \Delta\vartheta$ von der mittleren Außentemperatur ab. Das Korrekturglied berücksichtigt neben der Außentemperatur weitere, den Raumwärmeverbrauch bestimmende Einflüsse wie Wind, Sonnenschein und Vortagswerte der Außentemperatur, des Windes und des Sonnenscheins. Das Korrekturglied ist aber nicht näher definiert.

Die mittlere Gebäudetemperatur (ϑ_{im}) ist der auf eine Nachkommastelle gerundete gewichtete Mittelwert der Innentemperatur aller Räume eines Gebäudes oder mehrerer Gebäude während der betrachteten Berichtszeit.

Die Heizgrenztemperatur (ϑ_g) ist die tagesmittlere Außentemperatur, bis zu der bzw. ab der Raumwärme abgenommen wird. Sie ist kleiner oder höchstens gleich der tagesmittleren Gebäudetemperatur.

Heiztage (z) sind diejenigen Tage einer Berichtszeit, an denen die tagesmittlere Außentemperatur bzw. die äquivalente Außentemperatur (ϑ_{aeq}) des Tages die Heizgrenztemperatur (ϑ_g) unterschreitet.

Die Gradtagzahl Gt ist für einen Heiztag (z) die Differenz zwischen der mittleren Gebäudetemperatur (ϑ_{im}) und der mittleren Außentemperatur (ϑ_{am}). Für eine Berichtszeit ist die Gradtagzahl die Summe der Tagesgradzahlen.

$$Gt = \sum_{j=1}^z (\vartheta_{im} - \vartheta_{am})_j$$

für $\vartheta_{am} < \vartheta_g$

j = Index des Heiztages

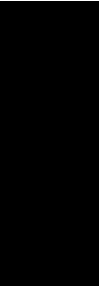
Die Gradtagzahl ist eine Vergleichszahl für die Raumwärmeabgabe eines Gebäudes, die angenähert proportional zur Differenz zwischen mittlerer Gebäudetemperatur und mittlerer Außentemperatur ist. Für die Berechnung vergleichbarer Gradtagzahlen ist die mittlere Gebäudetemperatur (ϑ_{im}) mit 20°C und die Heizgrenztemperatur (ϑ_g) mit 15°C festgelegt, was in der Praxis jedoch nicht sicher umgesetzt wird.

5 Auswertung

Bereits die durch Richtlinien abgesicherten Definitionen der Gradtagzahl lassen den unkommentierten Vergleich zweier Angaben nicht zu. In der Praxis werden darüber hinaus weitere Definitionen „der Gradtagzahl“ verwendet. Teilweise sind diese empirisch angepasst und basieren auf Unternehmens-internen Analysen von Energieverbräuchen. Teilweise legen sie eine Vereinfachung der Berechnung fest, so z.B.: Gradtagzahl in den Monaten Juli-September ist Null.

Die dargestellte Situation zeigt, dass insbesondere bei der vergleichenden Verwendung des Begriffes „Gradtagzahl“ eine genaue Begriffsdefinition notwendig ist. Unterschiedliche Definitionen führen nicht nur zu unterschiedlichen Zahlenwerten sondern insbesondere bei grafischen Darstellungen zu deutlichen Unterschieden. Die betrachteten Bezugszeiträume, die verwendeten Bezugs- und Vergleichstemperaturen sowie die Vergleichsobjekte sind insbesondere bei unternehmensübergreifenden Vergleichen/Empfehlungen genau anzugeben.

Anhang 3 Anhang 2 Anhang 1 Bildanhang



Bekannte Ansätze, die hinsichtlich der Entwicklung von Lastprofilen für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen zu prüfen sind, kommen einerseits bereits aus der Elektrizitätswirtschaft und andererseits aus der Gaswirtschaft wo man sich zur Ermittlung von Lastprofilen für den Heizgasverbrauch insbesondere mit dem Heizenergiebedarf befasst hat.

1 Ansätze aus der Elektrizitätswirtschaft:

Zu nennen sind folgende Unternehmen/Institute:

- Elektrizitäts-Control GmbH in Österreich.
- Stadtwerke München GmbH
- Verschiedene Netzbetreiber

1.1 Elektrizitäts-Control GmbH

Die Elektrizitäts-Control GmbH, die Regulierungsbehörde für die Österreichische Elektrizitätswirtschaft, hat direkt zum Start der Marktöffnung den *Vorschlag für eine Übergangslösung betreffend Lastprofile für unterbrechbare Lieferungen* veröffentlicht. Seit dem 16.11.2001 wurde dieser Vorschlag als gültige Marktregel übernommen und gilt nach wie vor als *Übergangslösung /A2.1/*.

Veröffentlicht sind Lastprofile für Elektro-Warmwasserbereitung und Elektro-Speicherheizung, wobei letzteres auch für Mischanlagen aus Warmwasserbereitung und Heizung gültig ist. Die Lastprofile für Heizung werden in 3 Zeitzonen aufgeteilt, denen pauschal die in Tabelle A2.1 angegebenen Zeiten und Anteile am Jahres-Energieverbrauch zugewiesen werden.

Die angegebenen Zahlenreihen sind analog zu den Repräsentativen VDEW – Lastprofilen auf 1000 kWh/a normiert und enthalten Werte der mittleren Viertelstundenleistung. Sie liegen in Tabellenform vor.

Die Lastprofile berücksichtigen ein Lademodell mit 8+1 Stunden mit Ladebeginn um 22:00 Uhr und einer festen Tag-Nachladung zwischen 13 und 14 Uhr. Dem Netzbetreiber wird freigestellt, Rundsteuerempfänger oder Schaltuhren entsprechend der Freigabezeiten des Lastprofils einzustellen.

Periode	Zeitraum	Anteil am Jahresenergieverbrauch
Sommer	15.05.-14.09. <i>123 Tage</i>	0 %
Übergang	21.03.-14.05. und 15.09.-31.10. <i>102 Tage</i>	20 %
Winter	01.11.-20.03. <i>140 Tage</i>	80 %

1. Tabelle A2.1: Profilparameter der E-Control GmbH.

E-Control geht von einer Kombination aus Vorwärts- und Rückwärtssteuerung in leistungsmäßig gleicher Verteilung sowie einer Aus- bzw. Einschalttrampe von ca. 4 Stunden aus (s. Abb. A2.1 und A2.2). Die Tatsache, dass Mischanlagen grundsätzlich nach Lastprofil UL1 abgebildet werden vernachlässigt die Tatsache, dass Warmwasserbereitungsanlagen in der Regel in Vorwärtssteuerung betrieben werden. Das gesonderte Lastprofil für NT-Warmwasserbereitung berücksichtigt dies.

Die als Übergangslösung verwendeten Profile sind ein pragmatischer erster Schritt zur Abbildung unterbrechbarer Verbrauchseinrichtungen. Wegen der Vernachlässigung technischer und klimatischer Einflüsse sowie der pauschalen saisonalen Schlüsselung ist die Abbildung systembedingt ungenau. Das führt in der Anwendung zu Problemen, so dass die Aktualisierung auf insgesamt 6 normierte Lastprofile für die Bereiche Elektro-Warmwasserbereitung und Elektro-Speicherheizung (Tabelle A2.2) noch für September 2002 geplant ist. Die damit verbundene höhere Differenzierung hinsichtlich der Durchmischung von Anlagen- und Steuerungsvarianten kann aber wie bisher noch keine netzspezifische Differenzierung berücksichtigen.

Bez.	Beschreibung	Anwendungszeitraum
ULA	Warmwasserspeicher ohne Tagnachladung	ganzjährig
ULB	Warmwasserspeicher mit Tagnachladung	ganzjährig
ULC	Nachtspeicherheizung ohne Tagnachladung	Winter, Übergang
ULD	Nachtspeicherheizung mit Tagnachladung	Winter, Übergang
ULE	Mischanlage ohne Tagnachladung	Winter, Übergang, Sommer
ULF	Mischanlage mit Tagnachladung	Winter, Übergang, Sommer

Tabelle A2.2: Lastprofile für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen in Österreich (ab 09.2002)

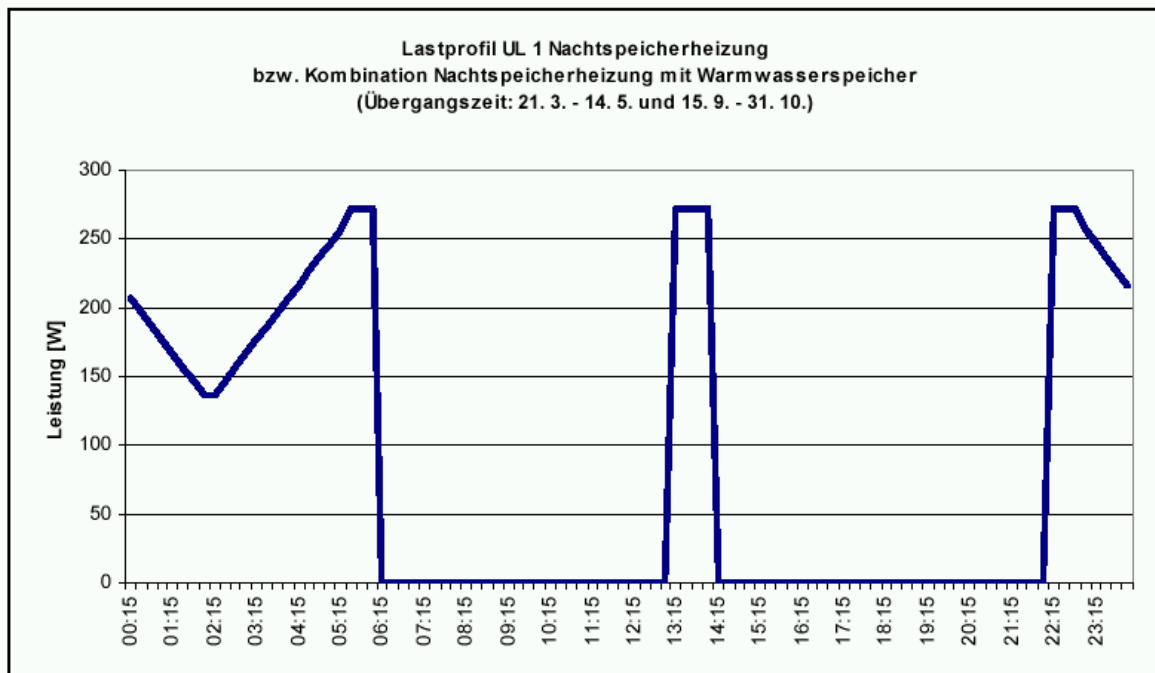


Abbildung A2.1: Lastprofil UL1 der E-Control GmbH für die Übergangszeit.

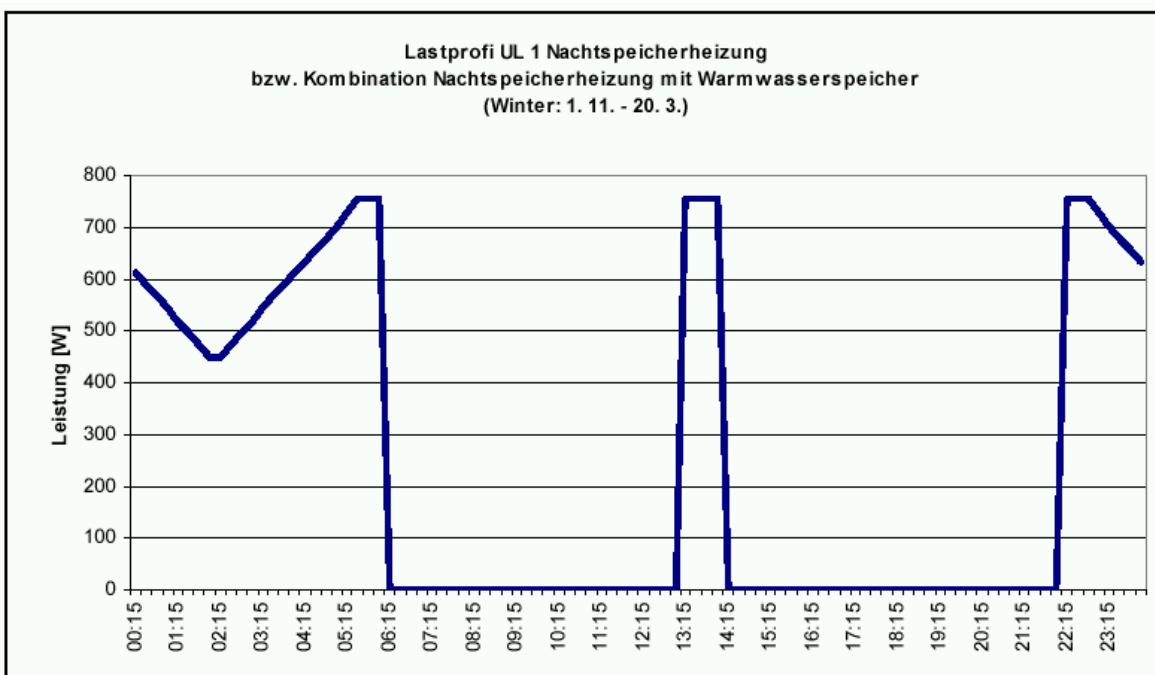


Abbildung A2.2: Lastprofil UL1 der E-Control GmbH für die Winterperiode.

1.2 Stadtwerke München GmbH (SWM)

Für das temperaturvariable Lademodell (Freigabedauer von maximal 8 Stunden und Zusatzfreigabezeit von bis zu 2 Stunden) im Netzgebiet der Stadtwerke München liegen im Ergebnis einer Strukturanalyse Lastprofile für Gruppen von Elektro-Speicherheizungen vor. Basis sind 3 Stationsmessungen mit jeweils bekannt hohem Heizenergieanteil und überwiegend charakteristischer Steuerungsart (entsprechend jeweils einer Kundengruppe) und 5 Einzelmessungen.

Die Temperaturabhängigkeit der mittleren Viertelstundenleistung wird für jeden der maximal 32 Viertelstundenwerte der Freigabedauer über eine quadratische Funktion in Abhängigkeit der Temperatur ermittelt. Damit können temperaturabhängige Lastprofile für die spezifischen Gegebenheiten der Stadtwerke München berechnet werden. Diese Profile werden seit der Heizperiode 2000/01 bei den Stadtwerken München erprobt.

1.3 Verschiedene Netzbetreiber

Verschiedene Netzbetreiber analysieren die Restkurve der Netzlast nach Abzug der Standard-Lastprofil-Kunden sowie der gemessenen und prognostizierten Sonderkunden. Wegen der charakteristischen Lastverhältnisse spiegelt die während der Freigabezeiten ermittelte Profilabweichung den Lastverlauf der Elektro-Speicherheizungskunden näherungsweise wider /A2.2/. Wenn die während der Freigabezeit geschaltete Heizungslast groß gegenüber der übrigen Netzlast ist, ermöglicht die langfristige Betrachtung die Ermittlung witterungsabhängiger Lastprofile für das spezielle Netzgebiet.

2 Ansätze aus der Gaswirtschaft:

In der gaswirtschaftlichen Literatur werden Lastprofile seit langem zwar grundsätzlich dargestellt jedoch in der Regel nicht explizit beschrieben /A2.3/.

Die Temperaturabhängigkeit des täglichen Gasbedarfs wird 1979 in 3 funktionalen Abschnitten (A, C, E) und 2 Übergangsbereichen (B, D) beschrieben:

- **Bereich A;** temperaturunabhängiger Grundlastverbrauch bei einer mittleren Außentemperatur größer 18°C.
- **Bereich C;** linear mit fallender Temperatur ansteigender Gasverbrauch im Temperaturbereich von -10 bis +14°C.
- **Bereich E;** Nennwärmeleistung der Anwendungsanlagen bei einer mittleren Außentemperatur unterhalb -16°C.
- **Bereich B;** Übergangsbereich zwischen den Bereichen A und C im Temperaturbereich zwischen 14 und 16°C.
- **Bereich D;** Übergangsbereich zwischen den Bereichen C und E im Temperaturbereich zwischen -10 und -16°C.

Für die Übergangsbereiche werden polynomische Anpassungen vorgenommen, die jedoch nicht näher beschrieben werden.

In der Literatur sind erst in jüngerer Zeit auf Grund der Liberalisierung wieder mehr Quellen öffentlich zugänglich. Untersuchungen zur Verbrauchs- und damit Lastprognose von Gasversorgungsunternehmen sind wegen des hohen Datenbedarfs und der wirtschaftlichen Bedeutung für die Unternehmen meist intern.

Der DVGW-Arbeitskreis *Vorhersage des Gasbedarfes* beschreibt grundsätzliche Verfahren zur Prognose des Gasbedarfs und stellt fest, dass die lineare Abhängigkeit von der Temperatur des Prognosetages zu ungenau ist /A2.4/. Empfohlen werden Mittelwerte der Außentemperatur über 2 beziehungsweise 3 Tage. Darüber hinaus ermöglicht die Simulation der gebäudetechnischen Parameter sowie der Umwelteinflüsse - bei einem hohen Maß an Detailkenntnis - sehr gute Prognosen. Einfachere Verfahren können mit Gewichtungsfunktionen und/oder Anpassungsalgorithmen verbessert werden, reichen jedoch nicht an die Ergebnisse der Bedarfssimulation heran.

Im Folgenden werden aktuelle Ergebnisse der Arbeitsgruppen der

- Hochschule für Technik, Wirtschaft und Kultur Leipzig (HTWK),
- Technischen Universität München (TU-München)
- Berliner Gaswerke AG (GASAG)

kurz beschrieben.

2.1 Hochschule für Technik, Wirtschaft und Kultur Leipzig (HTWK)

Die Arbeitsgruppe um Prof. Kubessa hat im Rahmen eines Verbundprojekts mit 5 ostdeutschen Stadtwerken /A2.5/ den Gasverbrauch von Siedlungen, öffentlichen Gebäuden und Einzelhäusern untersucht. Ziele waren, mit Fokus auf die beteiligten Unternehmen, die Ermittlung von Lastprofilen und deren charakteristischer Einflussfaktoren.

Im Ergebnis wurde festgestellt:

- Orientiert an der Zeiteinteilung des Gastages liegt ein Wochenprofil mit 4 charakteristischen Lastverläufen vor.
- Wesentliche Einflussfaktoren sind:
 - Die Außentemperatur, wobei in Temperaturklassen von 5K unterteilt wird.
 - Der Kundentypus, wobei auf Grund der Datenlage zwischen Siedlung, Einzelhaus und Büro- bzw. Schulgebäude unterschieden wird.
Eine differenziertere Einteilung bedarf einer breiteren Datenbasis.
 - Der Wochentag, wobei nach Montag bis Donnerstag, Freitag, Samstag und Sonntag unterschieden wird.

- Die Temperaturabhängigkeit des auf die Jahres-Verbrauchsmenge normierten täglichen Gasverbrauchs wird in 3 Abschnitten beschrieben:
 - Temperaturunabhängiger Grundlastbereich oberhalb 28°C
 - Quadratisch temperaturabhängiger Bereich zwischen 16 und 28°C
 - Linear temperaturabhängiger Bereich zwischen -5 und +16°C
- Für niedrigere Temperaturen wird ein Sättigungseffekt angenommen, der auf Grund der Datenlage jedoch nicht nachgewiesen werden konnte.

2.2 Arbeiten der TU München

Die TU München wurde von den Verbänden BGW und VKU beauftragt, zur Umsetzung der VV Gas Lastprofile für nicht leistungsgemessene Kunden der Gaswirtschaft zu entwickeln. Der Ansatz wird wie folgt beschrieben /A2.6/:

- Ausgehend von Jahres-Lastverläufen für Verbrauchergruppen der Sektoren *Raumheizung* und *Warmwasser + Raumheizung* erfolgt die Selektion der Daten nach Standort/Klimaeinfluss, Gebäudetyp (EFH/MFH) und Baualtersklasse des Gebäudes.
- Im Rahmen der Profilentwicklung werden die Datensätze
 - normiert auf den Klimastandort Würzburg (Referenz-Standort)
 - normiert auf den jeweils mittleren Tagesverbrauch des Jahres
 - temperaturkorrigiert, so dass der Temperaturmittelwert mit dem des Referenzstandorts identisch ist.
- Der tägliche Gasbedarf eines Gebäudes ist primär von dessen Alter abhängig. Hierfür wird eine Einteilung in Baualtersklassen vorgenommen. Unterschieden wird zwischen *Alt*: Baujahr bis 1972, *Med*: Baujahr 1973 bis 1889, *Neu*: Baujahr ab 1990.

Zwischenergebnisse beschreiben den Ansatz wie folgt /A2.6/:

Für jede Baualtersklasse ist auf Basis der aufbereiteten Daten eine Sigmoid-Funktion in Abhängigkeit der Temperatur beschrieben. Die Sigmoid-Funktion definiert mit 4 Funktionsparametern den, mit sinkender Temperatur, stetig steigenden Kurvenverlauf vom asymptotischen Grenzwert einer Grundlast über ein quasi lineares Steigen zu einer asymptotischen Sättigung. Über eine Veränderung der Parameter kann die Funktion den jeweiligen Gegebenheiten angepasst werden.

2.3 Berliner Gaswerke AG (GASAG)

Die GASAG nimmt seit vielen Jahren Verbrauchsanalysen und -prognosen für das Berliner Gasnetz vor. Beschrieben wird eine den Ausführungen von Altmann /A2.3/ ähnliche Abhängigkeit, mit dem Unterschied, dass Heizanlagen auf Gasbasis in der Regel derart überdimensioniert sind, dass der Bereich der Sättigung heute im mitteleuropäischen Klima bei Weitem nicht auftritt /A2.7/.

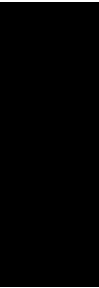
Als entscheidender Parameter der Temperaturabhängigkeit wird beschrieben /A2.8/:

- Die geeignete Bezugsgröße zur Beschreibung der Abhängigkeit des Heizgasverbrauchs von Umweltfaktoren ist die äquivalente Temperatur beziehungsweise daraus abgeleitet der äquivalente Heizgradwert. In diesen äquivalenten Werten wird insbesondere der Einfluss der Windgeschwindigkeit berücksichtigt.
- Das Zeitverhalten des Heizgasverbrauchs gegenüber Temperaturschwankungen wird durch eine exponentielle Gewichtung der Vortagestemperaturen berücksichtigt.

Literatur

- /A2.1/ Elektrizitäts-Control GmbH
Sonstige Marktregeln Kapitel 6 - Zahlwerte, Datenformate, Standardisierte Lastprofile.
Version 2.1 (16.11.2001), <http://www.e-control.at/> 16.06.2002.
- /A2.2/ Lehmann, M.
Anforderungen an Lastprofile für die Anwendung des Synthetischen Verfahrens, Vortrag zum VDI-GET Expertenseminar Lastprofile in der leitungsgebundenen Energieversorgung, Berlin, 24.04.2002.
- /A2.3/ Altmann, W., Engshuber, M., Kowaczeck, J.
Gasversorgungstechnik, VEB Deutscher Verlag für Grundstoffindustrie, Leipzig 1979.
- /A2.4/ Bauer, H., Brandt, R.D., Jäschke, J., Müller, V., Paulus, M.
Vorhersage des Gasbedarfes (Gasbedarfsprognose), Manuskript des DVGW Arbeitskreises Vorhersage des Gasbedarfes, 19.02.2001.
- /A2.5/ Sträuber, T., Kubessa, M.
Einflussfaktoren auf Lastprofile von Gasverbrauchern und Anwendung unter praktischen Gesichtspunkten, Vortrag zum VDI-GET Expertenseminar Lastprofile in der leitungsgebundenen Energieversorgung, Berlin, 24.04.2002.
- /A2.6/ Geiger, B., Hellwig, M.
Gaslastprofile für nicht leistungsgemessene Kunden, BWK Bd. 54(2002) Nr.5.
- /A2.7/ Luckow, A., Sztuka, B.
Anforderungen an Lastprofile für die Gaswirtschaft, Vortrag zum VDI-GET Expertenseminar Lastprofile in der leitungsgebundenen Energieversorgung, Berlin, 24.04.2002.
- /A2.8/ Gust, M., Laukmichel, H.-J., Sztuka, B.
Die verzögerte Wirkung des Wetters auf die Gasabgabe, GWF 132(1991) Nr. 2.

Anhang 3 Anhang 2 Anhang 1 Bildanhang



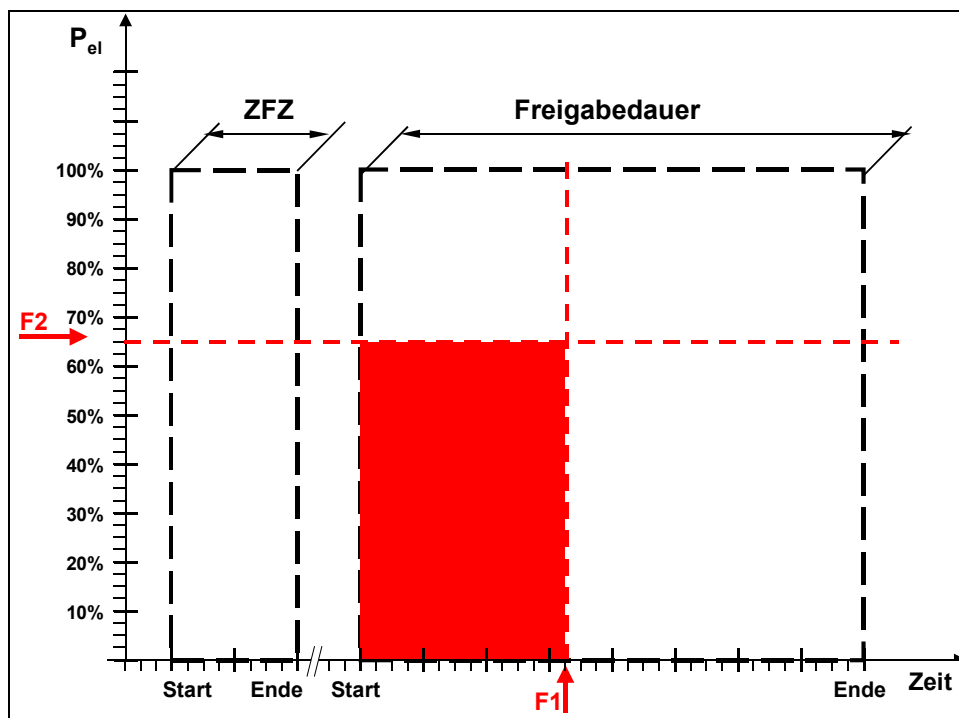


Abbildung A3.1: Basisfaktoren F1 (Aufladezeit) und F2 (Leistung) begrenzen den primär zur Aufladung nutzbaren Bereich der Freigabedauer. Hier Vorwärtssteuerung.

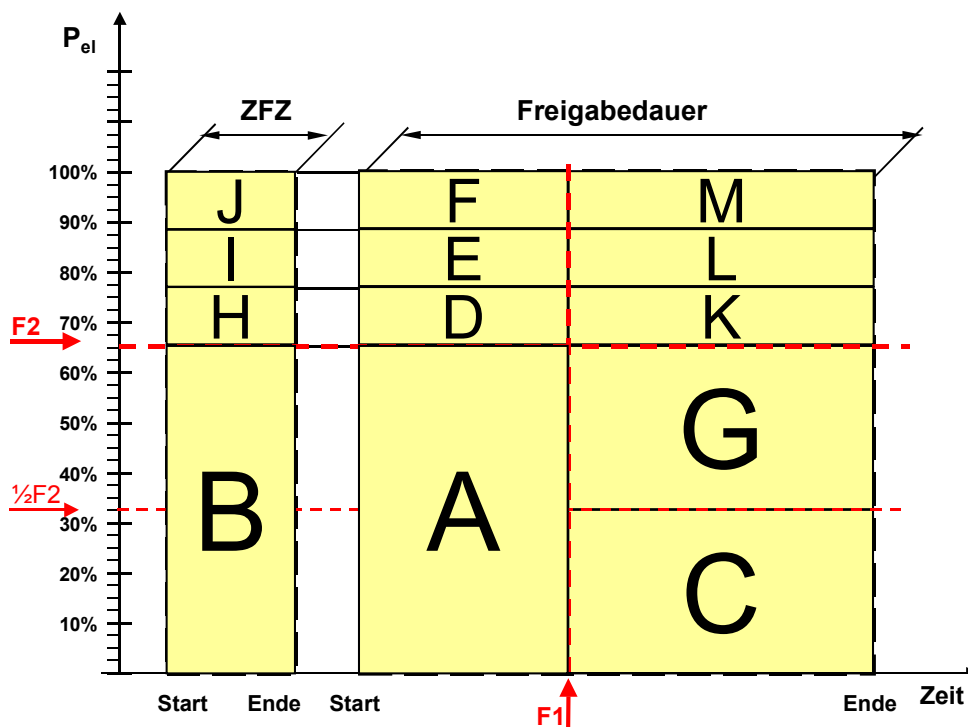


Abbildung A3.2: Blockstruktur der Aufladung.

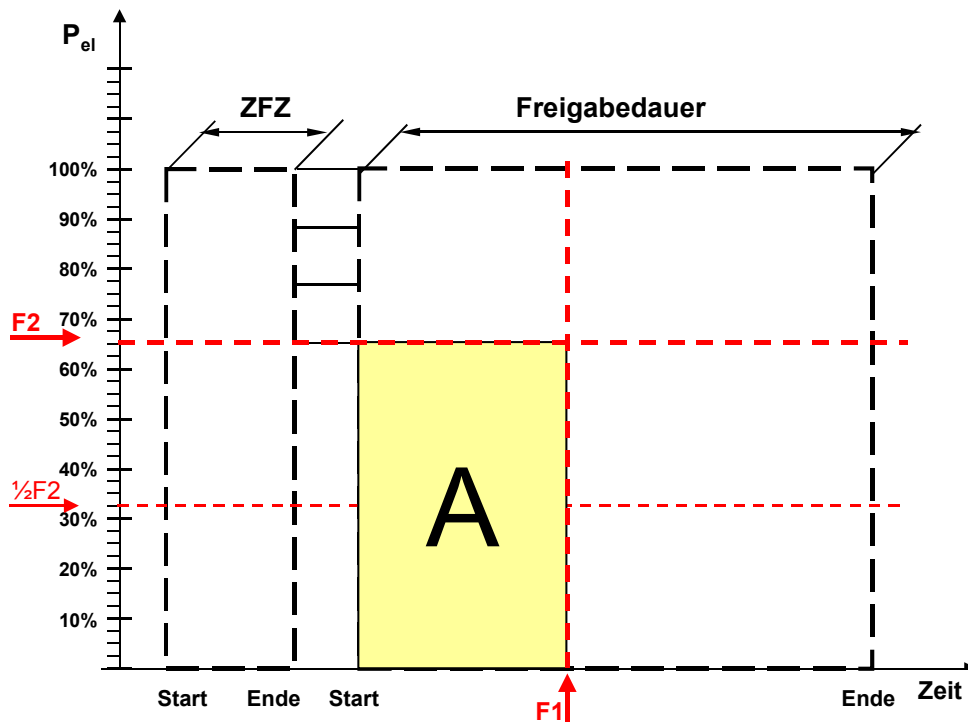


Abbildung A3.3: Block A: Basisaufladung in den Grenzen F1 und F2

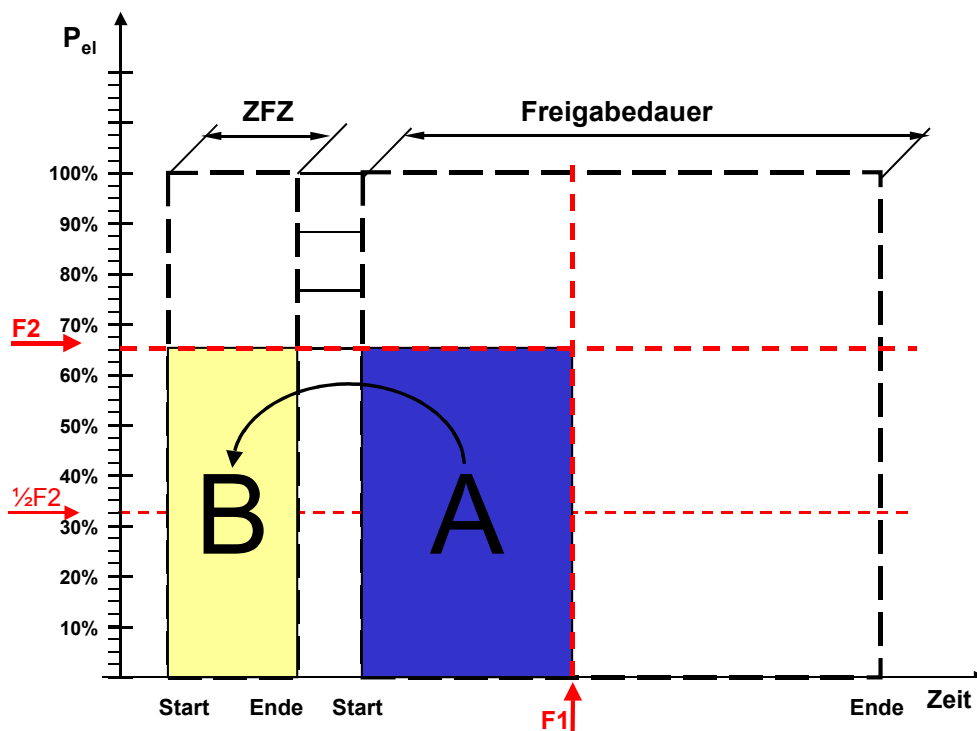


Abbildung A3.4: Block B: Aufbau Zusatzfreigabezeit bis F2

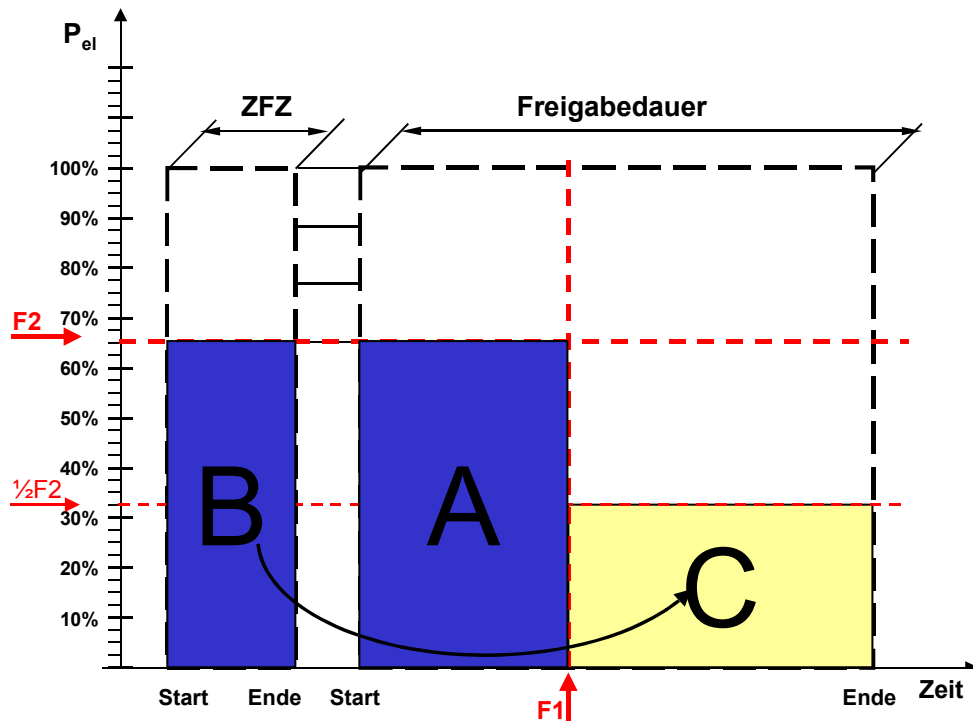


Abbildung A3.5: Block C: Aufbau der Grundlastanlagen bis $\frac{1}{2}F_2$

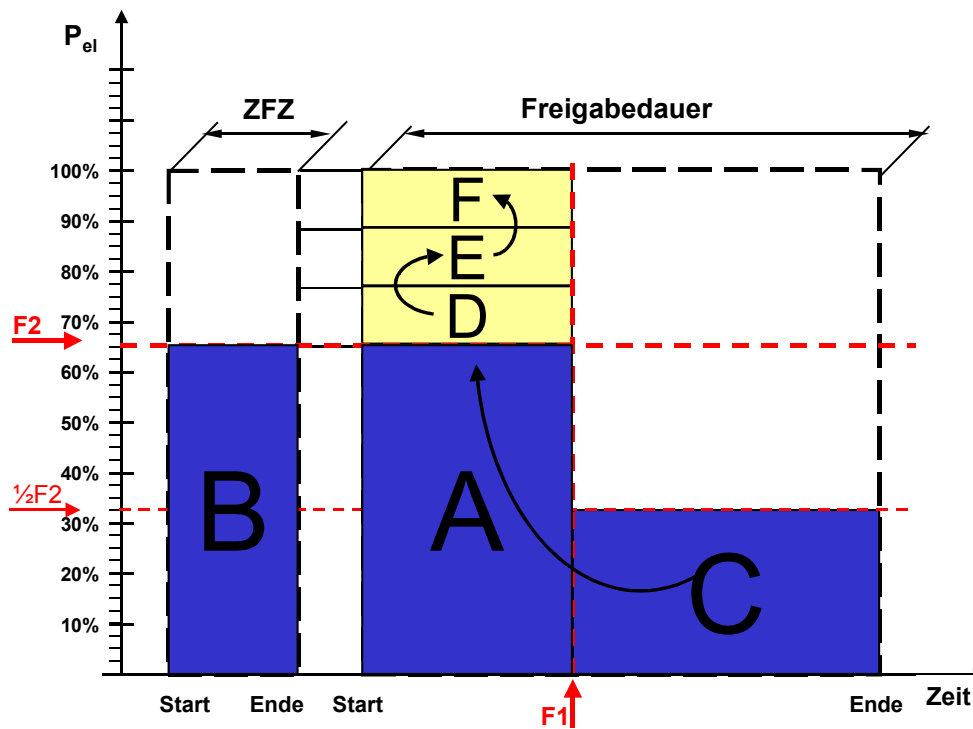


Abbildung A3.6: Blöcke D..F: Weiterer Aufbau der Einschalt-Lastspitze bis P_{max}

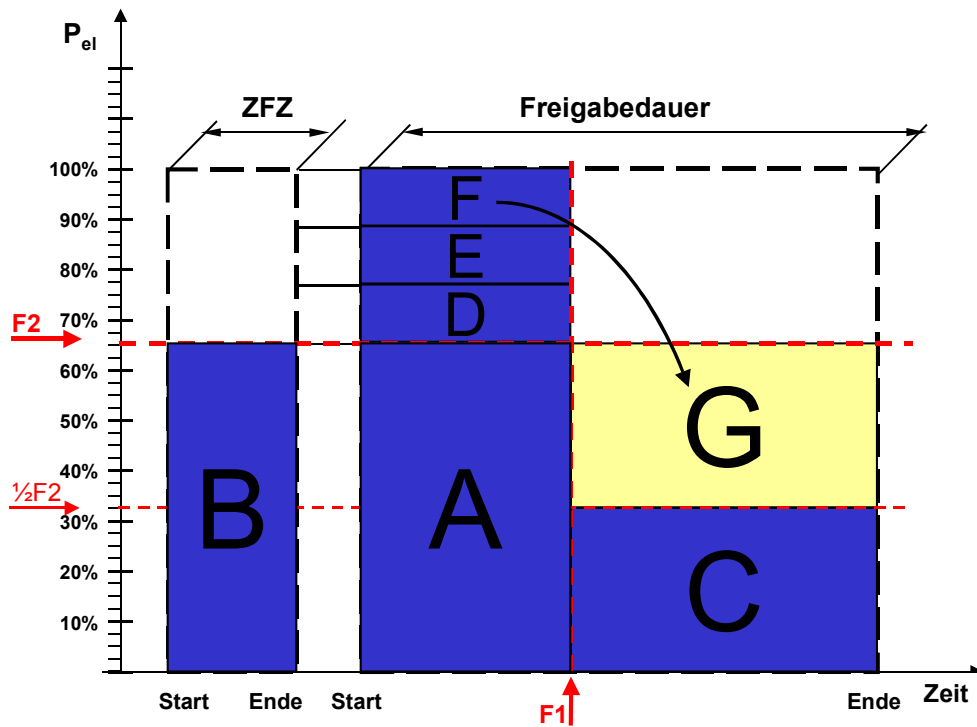


Abbildung A3.7: Block G: Weiterer Aufbau der Grundlastanlagen bis F2

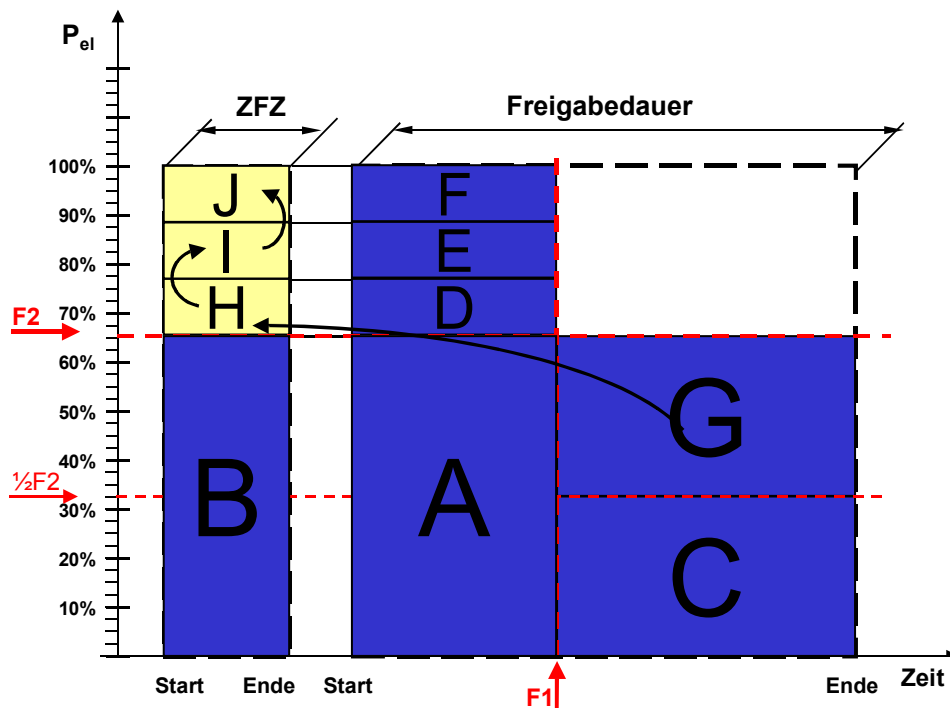


Abbildung A3.8: Blöcke H..J: Aufbau der Zusatzfreigabezeit bis P_{max}

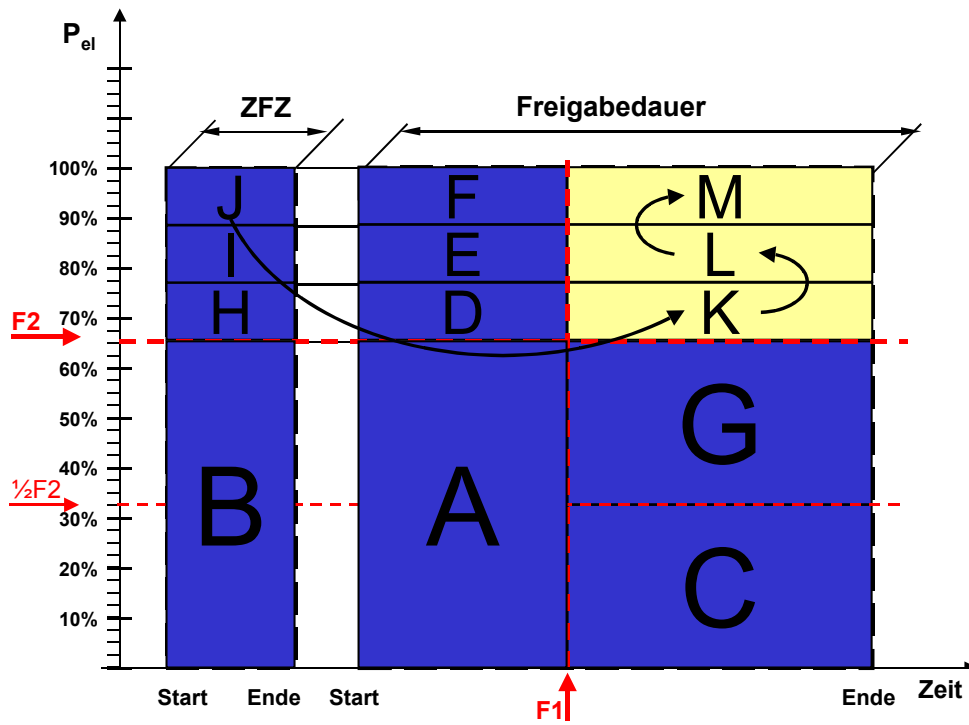


Abbildung A3.9: Blöcke K..M: Aufbau der Grundlast bis P_{max}

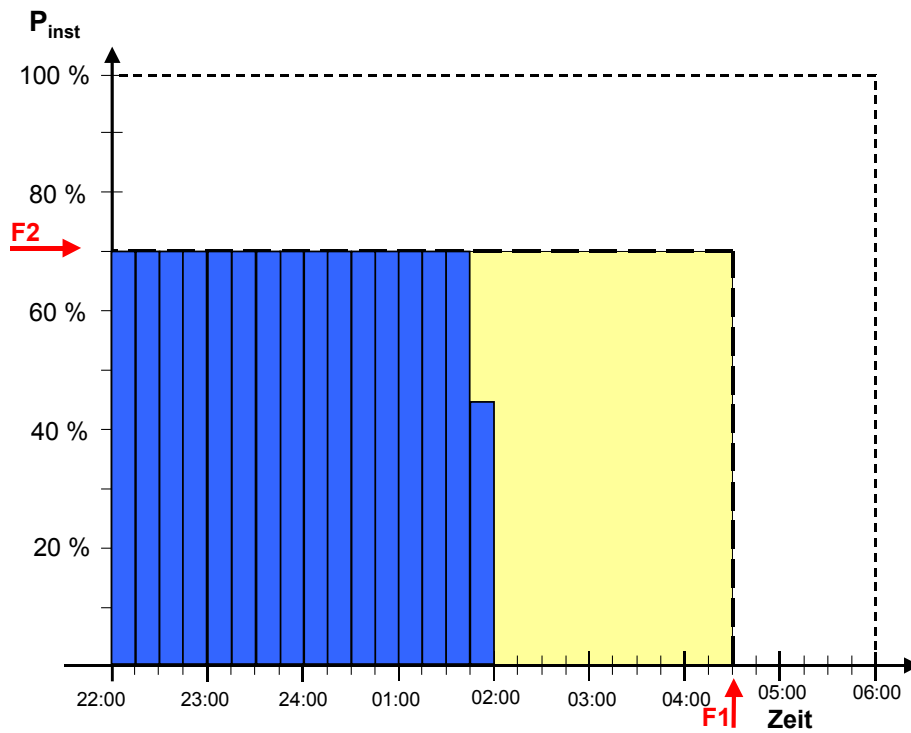


Abbildung A3.10: Idealer Lastverlauf

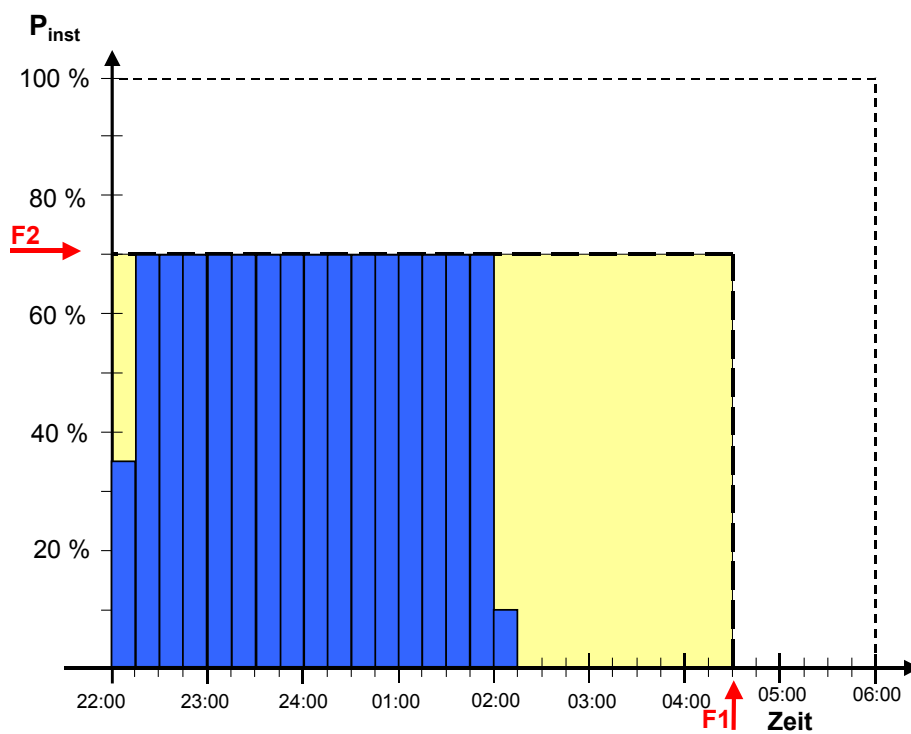


Abbildung A3.11: Einführung der Schaltverzögerung durch F3

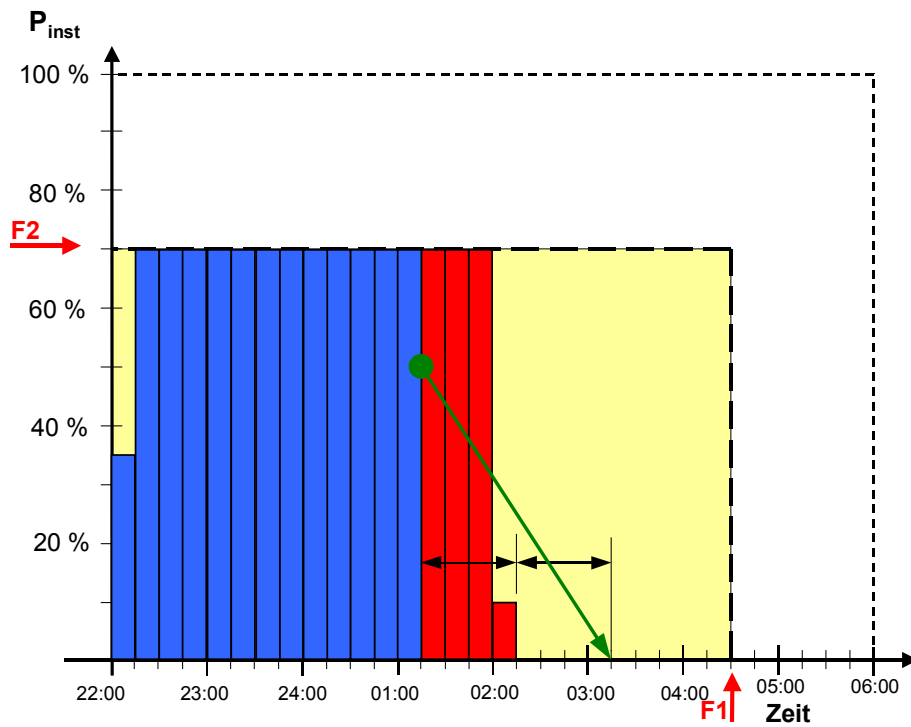


Abbildung A3.12: Rampenbildung im Abschaltverhalten der Vorwärtssteuerung durch F4

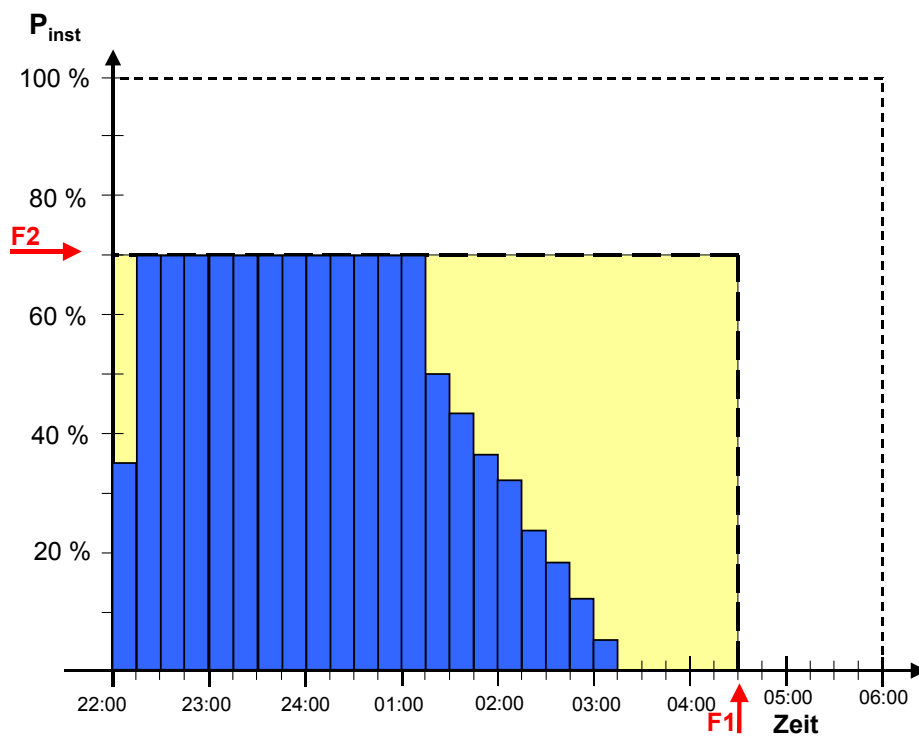


Abbildung A3.13: Ausschalttrampe durch F4

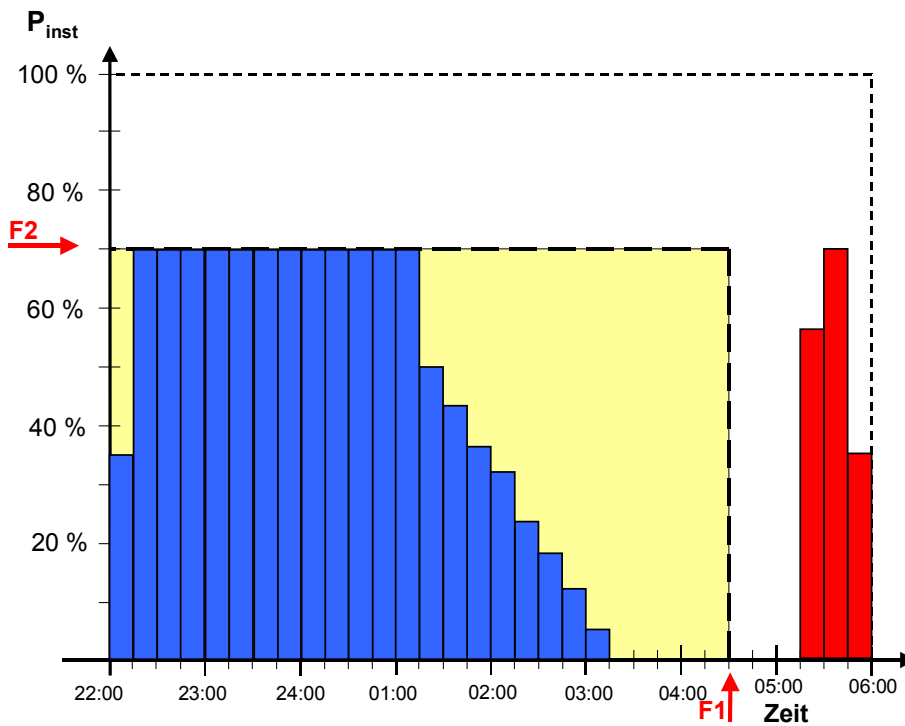


Abbildung A3.14: Lastspitze zum Ende der Freigabedauer bei fallender Tages - Mitteltemperatur durch F5.

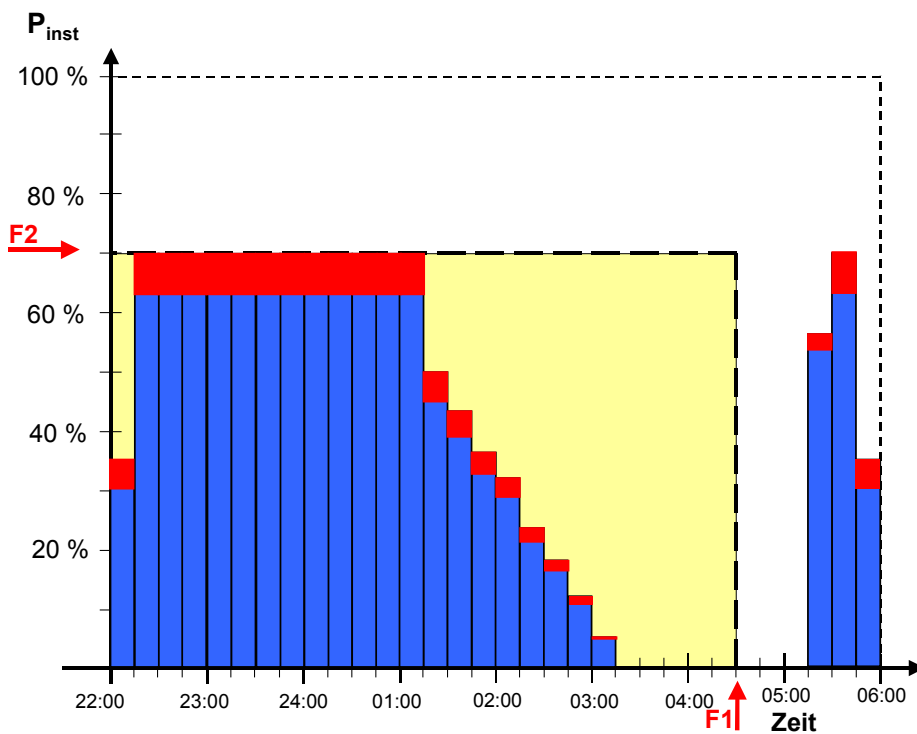


Abbildung A3.15: Zu verteilende Ladearbeit auf Grund von F6

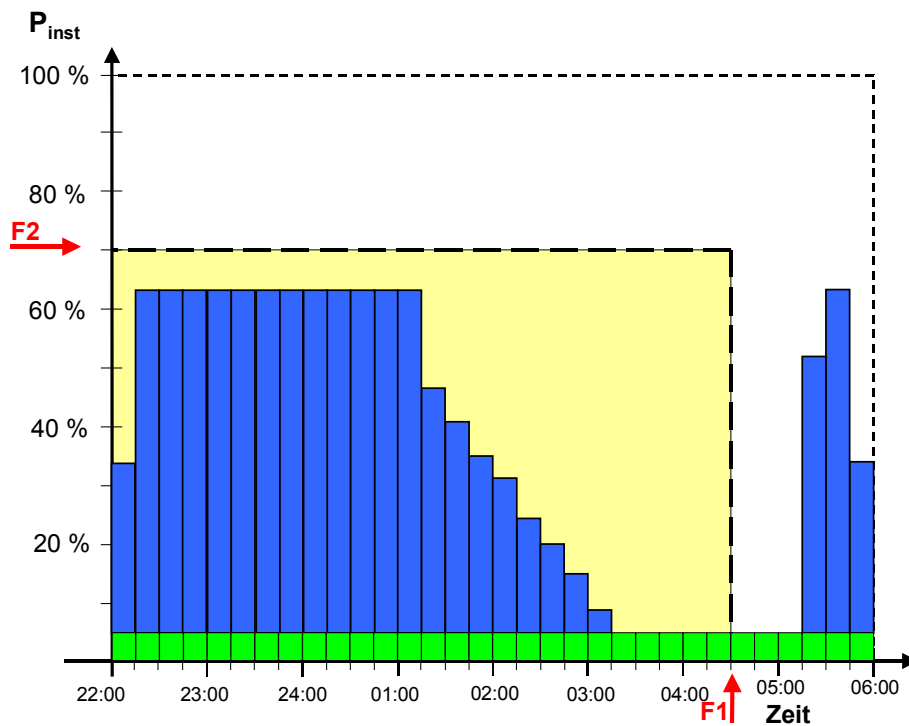


Abbildung A3.16: Addition der gleichmäßigen Last unregelmäßiger Verbraucher nach Abzug der relativen Anteile eines jeden Viertelstundenwertes gem. F6.

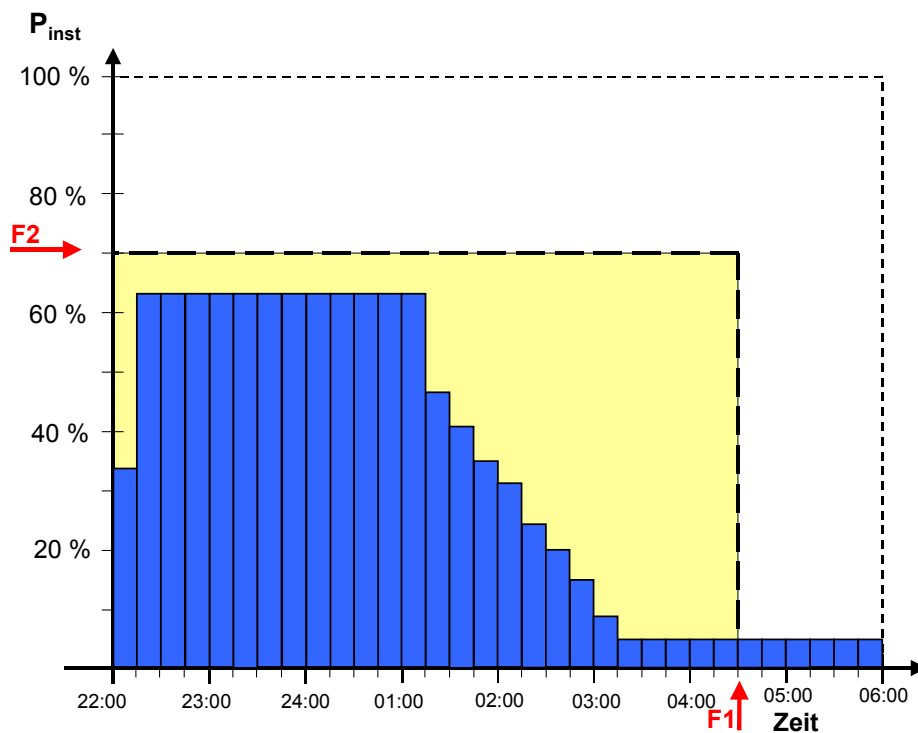


Abbildung A3.17: Schematischer Lastverlauf ohne die temperaturabhängige Lastspitze zum Ende der Freigabedauer F5

