



Dipl.-Ing. Thomas Wieland

**Eine neuartige probabilistische Methode  
zur Betriebsmitteldimensionierung  
in aktiven urbanen Niederspannungsnetzen**

**DISSERTATION**

zur Erlangung des akademischen Grades

Doktor der technischen Wissenschaften

eingereicht an der

**Technischen Universität Graz**

Betreuer

Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr. techn. Lothar Fickert

Dipl.-Ing. Dr. techn. Ernst Schmutzner

Institut für Elektrische Anlagen

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz

Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft, TU Dortmund



# **Eine neuartige probabilistische Methode zur Betriebsmitteldimensionierung in aktiven urbanen Niederspannungsnetzen**

Dissertation



Institut für Elektrische Anlagen  
Technische Universität Graz

vorgelegt von  
**Dipl.-Ing. Thomas Wieland**

Betreuer  
Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr. techn. Lothar Fickert

mitbetreut von  
Dipl.-Ing. Dr. techn. Ernst Schmutzner

1. Begutachter  
Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr. techn. Lothar Fickert  
Technische Universität Graz

2. Begutachter  
Univ.-Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz  
Technische Universität Dortmund

Institutsleiter: Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr. techn. Lothar Fickert

A - 8010 Graz, Inffeldgasse 18-I  
Telefon: (+43 316) 873 – 7551  
Telefax: (+43 316) 873 – 7553  
<http://www.ifea.tugraz.at>  
<http://www.tugraz.at>

Graz / Dezember – 2016



## Danksagung

Mein besonderer Dank gilt allen voran meinem Doktorvater Herrn Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr. techn. Lothar Fickert, der viel positiven Einfluss auf diese wissenschaftliche und doch praxisnahe Arbeit nahm, mich fachlich unterstützte sowie auch persönlich prägte.

Ferner bedanke ich mich bei Herrn Dipl.-Ing. Dr. techn. Ernst Schmautzer für die fachliche Unterstützung und die praxisnahen Diskussionen innerhalb meiner mehrjährigen Tätigkeit am Institut für Elektrische Anlagen.

Zusätzlich bedanke ich mich bei Herrn Univ.-Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz für die Bereitschaft zur wissenschaftlichen Begutachtung dieser Arbeit.

Danken möchte ich auch meinen ehemaligen und aktuellen Kollegen am Institut für Elektrische Anlagen, allen voran Frau Dipl.-Ing. Dr. techn. Maria Aigner bzw. Herrn Dipl.-Ing. Mike Lagler und Herrn Dipl.-Ing. Michael Reiter, die mich von Beginn an bis zuletzt wesentlich in meinem Vorhaben unterstützt haben.

Bedanken möchte ich mich ebenfalls bei allen beteiligten Personen für die wertvollen anregenden Diskussionen, die zu zahlreichen Denkanstößen und schlussendlich zum Gelingen dieser Arbeit beigetragen haben. Dazu zähle ich auch alle Studierenden, die ich bei diversen Forschungsprojekten, Master- bzw. Bakkalaureatsarbeiten aktiv betreuen, begleiten aber auch persönlich kennenlernen durfte.

Darüber hinaus gilt ein großer Dank meinen Eltern und meinem Bruder, die mich auf meinem Weg unterstützten und den notwendigen Rückhalt gaben, diese Arbeit fertigzustellen.

Mein ganz besonderer Dank gilt meiner geliebten Partnerin Daniela, die den Verzicht von zahlreichen gemeinsamen Stunden akzeptierte und mich mit ihrer stets herzlichen und verständnisvollen Art ermutigte, diese Arbeit abzuschließen.

Abschließend möchte ich mich bei meinen FreundInnen und KollegInnen diverser ehrenamtlicher Organisationen im universitären aber auch im sportlichen Bereich für den Rückhalt und die zahlreichen persönlichen Gespräche bedanken.

Ich möchte diese Arbeit mit dem folgenden Zitat von *Aristoteles* beginnen:

*„Freude an der Arbeit lässt das Werk trefflich geraten.“*

## **EIDESSTATTLICHE ERKLÄRUNG**

Ich erkläre an Eides statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen/Hilfsmittel nicht benutzt, und die den benutzten Quellen wörtlich und inhaltlich entnommenen Stellen als solche kenntlich gemacht habe. Das in TUGRAZonline hochgeladene Textdokument ist mit der vorliegenden Dissertation identisch.

Graz, am 01.12.2016

Dipl.-Ing. Thomas Wieland

### **Gender:**

Personenbezogene Bezeichnungen in dieser Dissertation gelten gleichermaßen für beide Geschlechter.

## Kurzfassung

Bisher erfolgte die konventionelle Dimensionierung der Stromtragfähigkeit elektrischer Betriebsmittel (Transformatoren, Kabel und Freileitungen) unter Berücksichtigung mehrerer angeschlossener Lasten gemäß Normen (ÖVE/ÖNORM E 8001-1, VDE 0100-100, DIN 18015, ...) und den „Technischen Anschlussbedingungen der Verteilernetzbetreiber“ (TAEV) unter Verwendung von Gleichzeitigkeitsfaktoren sowie gemäß Literatur (Schlabbach, Velder, ...) bzw. anhand charakteristischer Kennwerte (z.B. Flächenleistungen) wobei die Abhängigkeit von der jeweiligen Verbraucherkategorie (Haushalt, Gewerbe und Industrie) beachtet wurde. In diesem Zusammenhang stellt sich die Frage, ob die Gleichzeitigkeitsfaktoren in den oben angeführten Quellen dem sich ändernden Verbraucherverhalten noch entsprechen.

Die vorliegende Arbeit beschäftigt sich mit einem Bottom-Up-Ansatz auf probabilistischer Basis zur Ermittlung von dimensionierungsrelevanten Spitzenleistungsquantilen, um eine genauere und zukunftsorientierte Dimensionierung elektrischer Betriebsmittel (Transformatoren, Kabel und Freileitungen) in städtischen Niederspannungsnetzen zu erreichen.

Als Eingangsdaten für diese neuartige Methode werden real gemessene Smart-Meter-Daten von städtischen Verbrauchern (elektrifizierte Haushalte, Elektromobilität, Warmwasserspeicher) sowie von dezentralen Stromerzeugungsanlagen (Photovoltaik-Anlagen) mit einer Auflösung von 15 Minuten verwendet. Mittels statistischer Methoden wird die Anpassungsgüte geeigneter Verteilungsfunktionen zur Nachbildung des zeitlichen Leistungs- bzw. Energiebedarfs (elektrische Warmwasserspeicher) verschiedener Verbraucher für jeden Zeitschritt innerhalb von unterschiedlichen Typtagen und Jahreszeiten bestimmt.

Die auf probabilistischer Basis generierten Wirkleistungsprofile anhand passend nachgebildeter Verteilungsfunktionen für aktuelle und zukünftige Technologien werden verwendet, um das zeitliche Leistungs- und Energiebedarfsverhalten von Verbrauchern und Erzeugern am Verknüpfungspunkt im Niederspannungsverteilternetz miteinzubeziehen. Die dimensionierungsrelevanten Spitzenleistungsquantile (99,999 %-Quantil, usw.) gemittelter Wirkleistungen mit einer zeitlichen Auflösung von 15 Minuten werden für verschiedene Kombinationen, bestehend aus elektrifizierten Haushalten in Verbindung mit dezentralen Stromerzeugungsanlagen sowie Strom- und Warmwasserspeichern ermittelt.

Zusätzlich werden die Auswirkungen verschiedener aktueller und zukünftiger Verbraucher (inkl. Elektromobilität) sowie dezentralen Erzeugern in einem realen städtischen Niederspannungsnetz anhand von Lastflusssimulationen untersucht.

Durch den Vergleich zwischen der konventionellen und der probabilistischen Dimensionierungsmethode unter Berücksichtigung von Gleichzeitigkeitsfaktoren wird ein Optimierungspotential, unter Betrachtung technischer sowie wirtschaftlicher Faktoren, abgeleitet.

**Schlüsselwörter:** städtische Niederspannungsverteilternetze, probabilistische Spitzenleistungsermittlung, probabilistische Dimensionierung elektrischer Betriebsmittel, städtische elektrifizierte Haushalte, elektrische Warmwasserspeicher, dezentrale Stromerzeugungsanlagen, Lademuster Elektromobilität

## Abstract

Nowadays the conventional sizing methods regarding the current load capacity for electrical equipment (transformer, cables and lines) is done under consideration of connected loads according standards (ÖVE/ÖNORM E 8001-1, VDE 0100-100, DIN 18015) and technical connection conditions of the distribution network operators (TAEV) involving coincidence factors and according to literature (Schlabach, Velandar, ...), using characteristic parameters (e.g. specified load densities) for different user types (household, small and medium scaled enterprises). In this context, the question arises whether the coincidence factors in the mentioned literature still corresponds to the changing consumer behaviour.

In this thesis a bottom-up approach based on a probabilistic method is developed to determine the peak power quantiles using real measured data to achieve a more accurate as well as a future-oriented dimensioning of electrical equipment (transformers, cables and lines) in urban low voltage distribution systems.

The input data of this novel approach are real measured smart meter data of urban consumers (electrified urban households, electric mobility, thermal storage units) and of decentralized generation units (photovoltaic plants). These smart meter data are analysed to evaluate the best fit for various appropriate distribution functions of the time-dependent power and energy consumption within the distinction of different typical days and seasons.

The probabilistically generated load profiles are based on fitted distribution functions for actual and the in future expected technologies in the electrical power system. They are used to include the time depending electrical power consumption and the electrical energy of loads and sources with a point of common coupling in the low voltage distribution systems. The relevant peak power quantiles (99,999 %-quantile, etc.) according to an average mean power within a time resolution of 15 minutes are determined for various combinations of urban households together with decentralized generation units including thermal- and electric storage units.

In addition, the effects of the probabilistically generated load profiles of various actual and future expected consumers (including electric mobility) as well as decentralised sources in a real urban low-voltage grid are analysed using load flow simulations.

The comparison between the probabilistic and the conventional dimensioning methods under consideration of coincidence factors show a possible optimization potential derived under consideration of technical, economical factors.

Keywords: urban low voltage distribution network, probabilistic peak power determination, probabilistic dimensioning electrical equipment, urban electrified household load, electric thermal storage unit, decentralized generation units, loading pattern electric mobility

# Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Allgemein / Einleitung</b> .....	<b>11</b>
1.1	Abgrenzung zu bestehenden Arbeiten.....	11
1.2	Forschungsfragen .....	14
1.3	Wissenschaftliche Beiträge und Veröffentlichungen des Autors .....	15
1.4	Methodik der Arbeit .....	18
1.5	Hauptbeitrag hinsichtlich wissenschaftlicher Relevanz.....	20
<b>2</b>	<b>Recherche – Stand der Technik bzw. Stand der Wissenschaft hinsichtlich der konventionellen Betriebsmitteldimensionierung</b> .....	<b>21</b>
2.1	Allgemeine Unterschiede verschiedener Spannungsebenen (NE 4, 6, 7) hinsichtlich stochastischen Verhaltens .....	23
2.2	Stand der Technik – Konventionelle Methoden zur Spitzenleistungsabschätzung .....	32
2.2.1	Spitzenleistungsabschätzung – Nationale technische Anschlussbedingungen (TAEV) bzw. Norm (ÖVE/ÖNORM E 8016, VDE 0100 - 100) .....	33
2.2.2	Spitzenleistungsabschätzung – Literatur (Schlabbach / Velander, ...).....	36
2.2.3	Spitzenleistungsabschätzung – Hauptleitungsbelastung DIN 18015.....	40
2.2.4	Spitzenleistungsabschätzung – Flächenleistungen .....	40
2.2.5	Spitzenleistungsabschätzung – Standardlastprofile unterschiedlicher Nutzungen.....	42
2.2.6	Gegenüberstellung konventioneller Methoden zur Abschätzung der Spitzenleistung ...	43
2.3	Stand der Wissenschaft – Probabilistische Modellierung von Haushaltslastgängen .....	45
<b>3</b>	<b>Grundlagen zu stetigen Verteilungsfunktionen sowie zur rechtlichen Situation bei Verwendung von Smart-Meter-Daten</b> .....	<b>49</b>
3.1	Datenschutz bei Verwendung von Smart-Meter-Daten in Österreich.....	50
3.2	Allgemeines zu stetigen Verteilungsfunktionen (Log-Normal-, Gammaverteilung, ...).....	52
3.2.1	Häufigkeitsverteilungen .....	59
3.2.2	Parameterbestimmung Verteilungsfunktionen – Momentenmethode .....	59
3.2.3	Parameterbestimmung und Anpassungsgüte Maximum-Likelihood-Methode.....	62
3.2.4	Anpassungsgüte – Informationstheoretischer Ansatz .....	63
3.2.5	Anpassungsgüte – Kolmogorov-Smirnov-Test.....	64
3.2.6	Darstellung von Messausreißern (Boxplot) .....	67
<b>4</b>	<b>Methodik zur Bestimmung passender stetiger Verteilungsfunktionen verschiedener Verbraucher anhand real gemessener Smart-Meter-Daten</b> .....	<b>68</b>
4.1	Statistische Analyse – Elektrifizierte Haushalte .....	70
4.2	Statistische Analyse – Elektrische Warmwasserspeicher.....	79
4.3	Statistische Analyse – 20-kV/0,4-kV- und 110-kV/20-kV-Transformator .....	85
4.4	Vergleich passender Verteilungsfunktion unterschiedlicher Netzebenen.....	86
4.4.1	Stetige Verteilungsfunktion – Elektrifizierte Haushalte (0,4 kV, NE 7).....	87
4.4.2	Stetige Verteilungsfunktion – Städtischer Niederspannungstransformator (20 kV/0,4 kV, NE 6).....	91
4.4.3	Stetige Verteilungsfunktion – Städtischer Regeltransformator (110 kV/20 kV, NE 4)....	92
4.4.4	Empirischer Schiefe (Moment 3. Ordnung) unterschiedlicher Netzebenen (NE 4, NE 6, NE 7).....	93
<b>5</b>	<b>Bestimmung gemessener Gleichzeitigkeitsfaktoren anhand von Smart-Meter-Daten elektrifizierter städtischer Haushalte</b> .....	<b>95</b>



<b>6</b>	<b>Probabilistische Methodik zur Generierung von elektrischen Wirkleistungsprofilen .....</b>	<b>99</b>
6.1	Monte-Carlo-Methode – Inversionsmethode am Beispiel elektrifizierter Haushalte .....	101
6.2	Elektrische Warmwasserspeicher .....	103
6.3	Stromspeicher .....	104
6.4	Dezentrale Stromerzeugungsanlagen .....	106
6.5	Elektromobilität .....	109
6.6	Elektrifizierte Haushalte – Auswertung Spitzenleistungsquantile .....	113
6.7	Elektrifizierte Haushalte – Analyse elektrischer Wirkleistungen und elektrischer Wirkleistungsänderungen .....	116
6.8	Statistische Unsicherheit / Güte der Monte-Carlo-Methode .....	123
<b>7</b>	<b>Auswertung verschiedener Spitzenleistungsquantile unterschiedlicher Kombinationen bestehend aus Verbrauchern und dezentralen Erzeugern .....</b>	<b>125</b>
7.1	Elektrifizierte Haushalte .....	126
7.2	Elektrifizierte Haushalte mit elektrischen Warmwasserspeichern .....	129
7.3	Elektrifizierte Haushalte mit dezentraler Stromerzeugungsanlage .....	132
7.4	Elektrifizierte Haushalte mit dezentraler Stromerzeugungsanlage inkl. Stromspeicher .....	134
7.5	Gegenüberstellung probabilistischer und konventioneller Methoden .....	142
<b>8</b>	<b>Dimensionierung der Stromtragfähigkeit elektrischer Betriebsmittel – Gegenüberstellung konventioneller vs. probabilistischer Dimensionierung .....</b>	<b>145</b>
8.1	Merkmale der Spannung in öffentlichen Versorgungsnetzen (ÖVE/ÖNORM EN 50160) inkl. beispielhafter Spannungsbandaufteilung .....	146
8.2	Vorgehensweise zur Dimensionierung von Kabel- und Freileitungen .....	147
8.3	Vorgehensweise zur Dimensionierung von Niederspannungstransformatoren .....	153
8.4	Auswirkungen auf den Belastungsfaktor m anhand praxisorientierter Untersuchungen verschiedener Verbraucher .....	154
8.5	Beispiel einer technischen Dimensionierung von Niederspannungskomponenten .....	157
8.6	Wirtschaftliche Betrachtung an einem beispielhaften Niederspannungsnetz .....	163
<b>9</b>	<b>Exemplarische Lastflusssimulationen in einem Niederspannungsverteilternetz .....</b>	<b>168</b>
9.1	Methodische Vorgangsweise .....	168
9.2	Ergebnisse Lastflusssimulationen .....	171
9.3	Auswertung von Spannungsprofilen .....	175
9.4	Auswertung von Leiterstromprofilen .....	177
<b>10</b>	<b>Schlussfolgerungen und Ausblick .....</b>	<b>180</b>
<b>11</b>	<b>Literaturverzeichnis .....</b>	<b>183</b>
<b>12</b>	<b>Abkürzungsverzeichnis und Formelzeichen .....</b>	<b>193</b>
<b>13</b>	<b>Anhang .....</b>	<b>195</b>
13.1	Begriffserklärung .....	195
13.2	Unterschied zwischen Kabel und Leitung .....	198
13.3	Auswertung – Anpassungsgüte (20-kV/0,4-kV- und 110-kV/20-kV-Transformator) .....	199
13.4	Spitzenleistungsabschätzung – Literatur gemäß Velder mit Axelsson-Strand Koeffizienten für Norwegen, Niederlande und Österreich .....	203
13.5	Spitzenleistungsquantile Haushalt inkl. Warmwasserspeicher .....	204
13.6	Ergebnisse der technischen Dimensionierung von Kabeln und Sicherungen mit verschiedenen Verbrauchern .....	205

13.7	Investitionskosten – Niederspannungstransformator (20 kV/0,4 kV).....	207
13.8	Investitionskosten – Niederspannungskabel (0,4 kV).....	208
13.9	Ausstattungsgrad eines typischen elektrifizierten Haushalts .....	209

# 1 Allgemein / Einleitung

Der vermehrte Einsatz von intelligenten Energiezählern (Smart Meter) im Kundenbereich ermöglicht unter anderem die Aufzeichnung des elektrischen Energie-, Wasser- und Gasbedarfs. Erst durch den Einsatz dieser digitalen Zähler inklusive des notwendigen Datenmanagements können tiefgehende wissenschaftliche Analysen hinsichtlich des zeitlichen elektrischen Energie- und Wirkleistungsbedarfs unterschiedlicher Verbraucher und Erzeuger durchgeführt werden.

Die statistisch ausgewerteten Smart-Meter-Daten ermöglichen es, erstmalig die spärlich vorhandenen Lastzustände in der Niederspannungsebene detailgetreu zu modellieren, diese mit den konventionellen Planungsmethoden zu vergleichen und diese im gegebenen Fall zu adaptieren. Die konventionellen Planungsmethoden basieren in der Regel auf der Betrachtung des Gleichzeitigkeitsfaktors, dabei werden die Auftrittshäufigkeiten dieser Ereignisse in der Regel außer Acht gelassen.

In Österreich sollen 95 % der Kunden stufenweise bis zum Jahr 2019 mit einem Smart Meter ausgestattet werden [1]. Das übergeordnete Ziel seitens der EU für den angestrebten Smart-Meter-Rollout ist die Erfassung der elektrischen Energie mittels intelligenten Zählern für mindestens 80 % der Stromkunden, nach entsprechender wirtschaftlicher Bewertung, zu erreichen [2].

Die konventionellen Methoden zur Betriebsmitteldimensionierung werden in dieser Arbeit mittels einer neuartigen Methode auf probabilistischer Basis, unter Einbeziehung von real gemessenen und statistisch analysierten Daten von

- elektrifizierten städtischen Haushalten mit / ohne
- elektrischen Warmwasserspeichern in Kombination mit / ohne
- dezentralen Stromerzeugungsanlagen mit / ohne Stromspeichern und
- der zukünftigen Elektromobilität in städtischen Bereichen

gegenübergestellt.

In dieser Arbeit wird gezeigt, dass es zukünftig erforderlich sein wird, die Planung verbraucher- und erzeugerdatenbasiert durchzuführen und sowohl die aktuellen als auch die zukünftigen Verbraucher, zentrale und dezentrale Stromerzeugungsanlagen sowie Stromspeicher zu berücksichtigen, um einerseits einen wirtschaftlichen Betrieb bei möglichst geringen Investitionskosten und andererseits eine ausreichende Versorgungssicherheit in den Verteilernetzen zu gewährleisten.

## 1.1 Abgrenzung zu bestehenden Arbeiten

Im Folgenden werden die Unterschiede zwischen bestehenden Arbeiten und der vorliegenden Arbeit im Bereich der Planung und des Betriebs von aktuellen Niederspannungsnetzen dargelegt. Zusätzlich werden die bestehenden Unterschiede in der methodischen Vorgangsweise bei der Berücksichtigung der aktuellen Herausforderungen

wie zum Beispiel die verstärkte Integration von dezentralen Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen) und der zukünftigen Elektromobilität beschrieben.

#### Dissertation Kays (TU Dortmund) [3]

In der Arbeit von Kays [3] werden die unterschiedlichen Verbraucher und Erzeuger mittels sogenannter Agenten nachgebildet. Diese Multiagenten bilden z.B. den Markt, die Sonneneinstrahlung (zur Simulation dezentraler PV-Anlagen), die elektrifizierten Haushalte, die zukünftige Elektromobilität und den Stromspeichern innerhalb eines Tages mittels eines Bottom-Up-Ansatzes nach. Das Verhalten der einzelnen Agenten und deren Abhängigkeiten werden in einer speziellen Software zur Modellierung von Agenten (JADE – Java Agent Development Environment [4]) definiert und miteinander gekoppelt. In der Arbeit wird der Fokus auf den Betrieb sowie auf das Zusammenspiel und die Auswirkungen der verschiedenen Akteure (Multiagenten) in einem exemplarischen ländlichen und vorstädtischen Niederspannungsnetz gelegt.

#### Dissertation Bucher (ETH Zürich) [5]

Die Arbeit von Bucher [5] beschäftigt sich mit den Möglichkeiten zur Steigerung der Einspeisekapazität von Niederspannungsnetzen im Bereich dezentraler PV-Anlagen. Dabei werden in einem Bottom-Up-Ansatz elektrische Wirkleistungen aus Haushaltslastdaten (Nachbildung mittels stückweiser linearer Approximation) sowie stochastische Einstrahlungsdaten generiert, um den Wirkleistungsbedarf der elektrifizierten Haushalte sowie die eingespeiste Wirkleistung von dezentralen Stromerzeugungsanlagen (PV-Anlagen) nachzubilden.

In den Untersuchungen wird der Fokus der durchgeführten Simulationen auf die Auswirkungen der PV-Anlagen bei unterschiedlichen Ausrichtungen und Neigungen sowie auf die verschiedenen Regelungsverfahren (Blindleistungsmanagement, Wirkleistungsreduktion), die Einbindung von Stromspeichern sowie auf die Integration von Stufentransformatoren gelegt. Das Ziel ist es, die Einspeisekapazität der dezentralen PV-Anlagen in den Niederspannungsnetzen zu erhöhen. Zusätzlich werden die verschiedenen durchgeführten Maßnahmen zur Steigerung der Einspeisekapazität hinsichtlich der Effektivität bewertet.

Als Basis der durchgeführten Simulationen und Analysen werden hochauflösende Haushaltslastdaten (1 Sekunden-Auflösung, einzelner Tage bzw. einzelner Wochen eines Jahres) von insgesamt 41 Haushalten unterschiedlicher Länder (AUT: 30 Haushalte (HH), USA: 7 HH, SUI: 4 HH) verwendet.

#### Dissertation Probst (Uni Stuttgart) [6]

In der Dissertation von Probst [6] werden Untersuchungen hinsichtlich des Einflusses einer zunehmenden Integration von Elektroautos in das elektrische Verteilernetz aufgezeigt. Dabei werden die Auftrittswahrscheinlichkeiten für Spannungsbandverletzungen und Überlastsituationen bestimmt und damit neue Netzplanungskriterien als optimaler Kompromiss zwischen netztechnischer Abregelung der PV-Anlagen und dem

konventionellen Netzausbau eruiert und abgeleitet. Zusätzlich werden Empfehlungen für etwaige Anschlussbedingungen der zukünftigen Elektromobilität dargelegt [6].

Die Eingangsdaten zur Modellierung der elektrischen Ladeleistungsprofile zukünftiger Elektromobilität basieren auf einer Studie zur Detektion des typischen Mobilitätsverhaltens deutscher Autofahrer (MID 2008 [7]). Diese Erhebung wurde auf Basis von Umfragen durchgeführt, beinhalten jedoch keine real gemessenen Daten (nachgeladene Energie, Ladebeginnzeiten) von Elektrofahrzeugbesitzern bzw. von elektrischen Ladestationen. In den Untersuchungen werden vorwiegend Profile elektrifizierter Haushalte mit vorwiegendem Anteil aus ländlichen Bereichen verwendet.

#### Dissertation Dickert (TU Dresden) [8]

Der Hauptteil dieser Arbeit [8] beschäftigt sich mit den technischen sowie sozialen Faktoren zur Modellierung von Jahreslastgängen für Haushalte mittels eines Bottom-Up-Ansatzes. Dabei werden keine real gemessenen Smart-Meter-Daten verwendet, stattdessen werden fünf Geräteklassen erarbeitet. Die Nutzung dieser einzelnen Geräte aus den verschiedenen Geräteklassen wird innerhalb von Werktagen bzw. Wochenenden durch wahrscheinliche Einsatzzeiten mit der Unterscheidung zwischen der Anwesenheit bzw. Abwesenheit während der Tagesstunden mittels Verteilungsfunktionen nachgebildet. Die Nachbildung der Nennleistung einzelner Geräte, eruiert anhand von Herstellerrecherchen, erfolgt mit der Log-Normal-, der Normal- und der Weibullverteilung. Durch diese Methode ist es möglich für eine unterschiedliche Anzahl von Haushalten (1-, 2&3- bzw. 4+ - Personenhaushalte) synthetische Summenlastgänge auf Jahresbasis, mit einer zeitlichen Auflösung von bis zu 30 Sekunden, zu generieren.

Die zukünftige Elektromobilität sowie die dezentralen Stromerzeugungsanlagen stehen in dieser Arbeit nicht im Fokus. Das übergeordnete Ziel dieser Arbeit ist es, eine große Anzahl außenleiterselektiver Lastgänge zu generieren, um unsymmetrische Belastungsfälle der Außenleiter mittels Lastflussberechnungen zu untersuchen und daraus die Entwicklung von Strategien im Betrieb von Verteilernetzen abzuleiten [8].

## 1.2 Forschungsfragen

In dieser Arbeit werden folgende Forschungsgebiete bzw. folgende Forschungsfragen behandelt.

Forschungsfrage	Kapitel
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Welche statistischen Verteilungsfunktionen bilden das gesamte elektrische Leistungsverhalten elektrifizierter städtischer Haushalte bzw. das elektrische Energiebezugsverhalten elektrischer Warmwasserspeicher innerhalb der verschiedenen Typtage und Jahreszeiten in Österreich bestmöglich nach?</li> </ul>	3, 4
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Wie bestimmt man die dafür am besten geeigneten Verteilungsfunktionen?</li> </ul>	3, 4
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Was bewirken die bisher diskutierten Verteilungsfunktionen bei einer probabilistischen Wirkleistungsgenerierung im Hinblick auf die Dimensionierung der elektrischen Betriebsmittel?</li> </ul>	7.1
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Wie verändern sich die Verteilungsfunktionen im Hinblick auf den entwickelten Bottom-Up-Ansatz ausgehend von einem einzelnen Haushalt mit einem Verknüpfungspunkt in einer niederen Spannungsebene (NE 7) im Vergleich zu aggregierten Verbrauchern mit einem Verknüpfungspunkt in höheren Spannungsebenen (NE 6, NE 4)?</li> </ul>	4.1, 4.3, 4.4.3, 4.4.4
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Wie verhält sich der Gleichzeitigkeitsfaktor der gemessenen städtischen Smart-Meter-Daten im Vergleich zu den Gleichzeitigkeitsfaktoren gemäß technischer Anschlussbedingungen (TAEV) bzw. gemäß Literatur?</li> </ul>	5
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Wie wirken sich die nach einer aufgetretenen elektrischen Wirkleistung (<math>\geq 5</math> kW) allfälligen Nachwirkungen (Verharrungsleistung, positive Wirkleistungsänderungen) in den darauffolgenden Zeitschriften, bei Verwendung der Monte-Carlo-Methode in dem Bottom-Up-Ansatz aus?</li> </ul>	6.7
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Wie unterscheiden sich die real gemessenen charakteristischen Parameter (Ladebeginnzeitpunkte, geladene Energien) verschiedener Lademuster der Elektromobilitätskunden von den derzeit angenommenen Parametern?</li> </ul>	6.5
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Welcher Unterschied ergibt sich zwischen den konventionellen Methoden und der probabilistischen Methode hinsichtlich der Spitzenleistung bei Betrachtung einer steigenden Kollektivgröße elektrifizierter Haushalte in Kombination mit elektrischen Warmwasserspeichern mit verschiedenen Anschlussleistungen und unterschiedlichen Einschaltzeitpunkten?</li> </ul>	2, 7.1, 7.2, 7.5
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Wie wirken sich die – auf Basis der analysierten Smart-Meter-Daten – probabilistisch generierten Haushaltslastgänge in Kombination mit dezentralen Stromerzeugungsanlagen (PV-Anlagen) mit / ohne Stromspeicher auf die Spitzenleistungsquantile von elektrifizierten städtischen Haushalten aus?</li> </ul>	7.3, 7.4

Forschungsfrage (Fortsetzung)	Kapitel
<ul style="list-style-type: none"> <li>Gibt es ein Einsparungspotential bei Anwendung der probabilistischen Methode, mit der unterlagerten Auswertung der Spitzenleistungsquantile, zur Betriebsmitteldimensionierung für elektrifizierte Haushalte mit elektrisch betriebenen Warmwasserspeichern, im Vergleich zur konventionellen Methode?</li> </ul>	7, 8
<ul style="list-style-type: none"> <li>Wie verändern sich die Strom- und Spannungsprofile bei einer Jahresbetrachtung eines real existierenden Niederspannungsverteilersnetzes an charakteristischen Messpunkten, unter der schrittweisen Miteinbeziehung verschiedener aktueller und zukünftiger Verbraucher (elektrifizierte Haushalte, elektrische Warmwasserspeicher, Elektromobilität) sowie dezentralen Stromerzeugungsanlagen?</li> </ul>	9

### Nicht-Ziele

Mit den zuvor aufgelisteten Forschungsfragen werden die Ziele bzw. der Fokus der Forschung dieser Arbeit definiert. Nicht im Fokus dieser Arbeit stehen die folgenden Abhängigkeiten bzw. deren Untersuchungsgebiete:

- Modellierung des Wirkleistungsbezugsverhaltens eines einzelnen städtischen Haushalts
- Modellierung des exakten Verhaltens mit den zugehörigen unterschiedlichen Abhängigkeiten und deren Einflüsse zwischen den verschiedenen Akteuren (elektrifizierte Haushalte, Elektromobilität, wetterbedingte Einflüsse – bspw. Temperatur, Bewölkung, ... – usw.) mit einem Marktmodell (z.B. Einfluss unterschiedlicher Tarifsysteme) sowie deren Auswirkungen auf die Dimensionierung elektrischer Niederspannungsverteilersnetze
- Untersuchung von unsymmetrischen Belastungen zwischen den Außenleitern und deren Auswirkungen auf das Niederspannungsverteilersnetz
- Auswirkungen verschiedener Oberschwingungen unterschiedlicher Erzeuger und Verbraucher auf die Dimensionierung elektrischer Betriebsmittel

### 1.3 Wissenschaftliche Beiträge und Veröffentlichungen des Autors

Im Rahmen der Tätigkeit als Universitätsassistent am Institut für Elektrische Anlagen der Technischen Universität Graz wurden folgende Veröffentlichungen in einschlägigen Fachzeitschriften publiziert und bei internationalen und nationalen Konferenzen vorgetragen. Zusätzlich wurden Forschungsberichte zu den einzelnen Bereichen der Integration dezentraler Stromerzeugungsanlagen und Speichertechnologien, der effizienten elektrischen Energieverteilung und den Auswirkungen der Elektromobilität hinsichtlich der Planung und im Betrieb elektrischer Stromverteilungssysteme verfasst.

### **Publikation in Fachzeitschriften**

T. Wieland, M. Reiter, E. Schmutzner, L. Fickert, J. Fabian, R. Schmied: „Probabilistische Methode zur Modellierung des Ladeverhaltens von Elektroautos anhand gemessener Daten elektrischer Ladestationen – Auslastungsanalysen von Ladestationen unter Berücksichtigung des Standorts zur Planung von elektrischen Stromnetzen“, e&i Elektrotechnik und Informationstechnik, Springer-Verlag, Wien, Österreich, 2015

T. Wieland, M. Reiter, E. Schmutzner, L. Fickert, M. Lagler, S. Eberhart: „Gleichzeitigkeitsfaktoren in der elektrischen Energieversorgung – Konventioneller & probabilistischer Ansatz“, e&i Elektrotechnik und Informationstechnik, Springer-Verlag, Wien, Österreich, 2014

### **Publikation bei Konferenzen**

T. Wieland, E. Schmutzner, C. Schlintl, E. Imrek, I. Absenger-Helmli, N. Schuster, C. Hütter, L. Fickert: „Statistische Auswertung zum e-Carsharing-Projekt „will e-fahren““, 14. Symposium Energieinnovation, Graz, Österreich, 2016

J. Fabian, T. Wieland, M. Ernst, E. Schmutzner, L. Fickert, W. Slupetzky, R. Schmied: „Ergebnisse und Schlussfolgerungen zur Begleitforschung der Modellregion Elektromobilität Großraum Graz“, 14. Symposium Energieinnovation, Graz, Österreich, 2016

M. A. Lagler, T. Wieland, E. Schmutzner: „Computer-Based Analysis of an Urban 20 kV Medium-Voltage Network“, Universities Power Engineering Conference, Coimbra, Portugal, 2016

T. Wieland, E. Schmutzner, L. Fickert, S. Eberhart: „Probabilistic approach for the determination of connection power using smart meter data for urban households with decentralized generation and storage units“, ETG Kongress 2015, Bonn, Deutschland, 2015

T. Wieland, M. Reiter, E. Schmutzner, L. Fickert: „Modern Grid Planning – A Probabilistic Approach for Low Voltage Networks facing New Challenges“, CIRED International Conference and Exhibition on Electricity Distribution, Lyon, Frankreich, 2015

J. Fabian, T. Wieland, E. Schmutzner, L. Fickert, W. Slupetzky, R. Schmied: „Forschungserkenntnisse zum technischen Monitoring und Mobilitätsverhalten anhand der Modellregion für Elektromobilität im Großraum Graz“, 9. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, Wien, Österreich, 2015

T. Wieland, M. Reiter, E. Schmutzner, L. Fickert, S. Eberhart: „Urbane Netzplanung unter Berücksichtigung probabilistischer Haushaltslastgänge in Kombination mit dezentralen Erzeugungsanlagen im Niederspannungsnetz“, 9. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, Wien, Österreich, Wien, Österreich, 2015.

T. Wieland, E. Schmutzner, L. Fickert, M. Grobbauer, U. Kernler: „Smart Future Graz – Einsatz neuer fassadenintegrierter Stromerzeuger, effiziente Verteilungstopologien mit Stromspeichern in Bürogebäuden“, VDE Kongress, Frankfurt, Deutschland, 2014

T. Wieland, E. Schmutzner, D. Buchauer, L. Fickert: „Optimal sizing of electric and thermal energy storage units for residential households with decentralized generation units in the low voltage grid“, Electric Power Quality and Supply Reliability Conference (PQ 2014), Rakvere, Estland, 2014



J. Fabian, H. Brunner, M. Hirz, T. Wieland, E. Schmutzner, L. Fickert, H. Wegleiter, W. Slupetzky, R. Schmied: „Aktuelle Forschungsthemen und innovative Trends der Elektromobilität in Österreich“, 13. Symposium Energieinnovation, Graz, Österreich, 2014

T. Wieland, E. Schmutzner, D. Buchauer, L. Fickert: „Neuartiges Konzept zur Auslegung von Strom- sowie Warmwasserspeichern in Haushalten beim Einsatz fluktuierender Erzeugungsanlagen“, 13. Symposium Energieinnovation, Graz, Österreich, 2014

T. Wieland, F. Otto, L. Fickert: „Impact and Analysis of Different Source- and Load-Characteristics on the Feed-In Capacity of Decentralized Generation Units in the Distribution Grid“, IEEE International Youth Conference 2013, Siófok, Ungarn, 2013

T. Wieland, F. Otto, L. Fickert, T. Schuster: „Analyse, Bewertung und Steigerung möglicher Einspeisekapazität dezentraler Energieerzeugungsanlagen in der Verteilnetzebene“, 8. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, Wien, Österreich, 2013

T. Wieland, E. Schmutzner, M. Aigner, E. Friedl: „Konzepte zum Einsatz von Stromspeichern und Laststeuerungen zur Glättung fluktuierender erneuerbarer Energiequellen im Niederspannungsbereich“, 12. Symposium Energieinnovation, Graz, Österreich, 2012

T. Wieland, M. Aigner, E. Schmutzner, J. Pasker, L. Fickert: „Influences on Safety Issues for Inverter Supplied Grid Structures“, IEEE Electric Power Quality and Supply Reliability, Tartu, Estland, 2012

#### **Poster**

T. Wieland, M. Reiter, E. Schmutzner, L. Fickert: „Modern Grid Planning - A Probabilistic Approach for Low Voltage Networks facing New Challenges“, International Conference and Exhibition on Electricity Distribution, Lyon, Frankreich, 2015

J. Fabian, T. Wieland, E. Schmutzner, L. Fickert, W. Slupetzky, R. Schmied: „Forschungserkenntnisse zum technischen Monitoring und Mobilitätsverhalten anhand der Modellregion für Elektromobilität im Großraum Graz“, Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, Wien, Österreich, 2015

T. Wieland, E. Schmutzner, L. Fickert, S. Eberhart: “Probabilistic approach for the determination of connection power using smart meter data for urban households with decentralized generation and storage units”, Internationaler ETG Kongress 2015, Bonn, Deutschland, 2015

M. Reiter, T. Wieland, L. Fickert: „Smart-Meter-Basiertes Netzausbau-Planungstool“, Smart Grids Week 2014, Graz, Österreich, 2014

M. Aigner, E. Schmutzner, T. Wieland, L. Fickert: „Neue Aufgaben von Verteilnetzen bei Integration regenerativer dezentraler Energieerzeugung und elektrischen Energiespeichern“, ETG / FNN-Tutorial Schutz- und Leittechnik 2012, Mainz, Deutschland, 2012

T. Wieland, M. Aigner, E. Schmutzner, L. Fickert: „Microgrid-Betriebsverhalten von Niederspannungs-Synchrongeneratoren der 1-kVA-Klasse im Fehlerfall“, 7. ETG / FNN-Tutorial Schutz- und Leittechnik 2012, Mainz, Deutschland, 2012

## Forschungsberichte

T. Wieland, E. Schmutzner, T. Höhn, L. Fickert: „iENERGY 2.0 – IFEA Teilbericht 1/2 – Analyse der Ladevorgänge ausgewählter Elektrofahrzeuge“, Technischer Bericht, Institut für Elektrische Anlagen, Technische Universität Graz, Graz, Österreich, 2016

T. Wieland, E. Schmutzner, C. Schlintl, E. Imrek, T. Höhn, L. Fickert: „iENERGY 2.0 – IFEA Teilbericht 2/2 – Statistische Auswertung zum e-Carsharing Projekt „will e-fahren“, Technischer Bericht, Institut für Elektrische Anlagen, Technische Universität Graz, Graz, Österreich, 2016

T. Wieland, M. Reiter, L. Fickert: „Netzstrukturen Reininghaus – Untersuchung moderner Netzstrukturen im Stadtentwicklungsgebiet Graz Reininghaus“, Institut für Elektrische Anlagen, Technische Universität Graz, Graz, Österreich, 2015

T. Wieland, E. Schmutzner, L. Fickert: „Begleitende Forschung/Monitoring Modellregion für Elektromobilität Großraum Graz – Endbericht AP 3 und AP 4, Institut für Elektrische Anlagen, Technische Universität Graz, Graz, Österreich, 2015

T. Wieland, M. Reiter, E. Schmutzner, L. Fickert: „Rahmenplan Energie – Energy City Graz-Reininghaus – Teil IFEA“, Institut für Elektrische Anlagen, Technische Universität Graz, Graz, Österreich, 2015

T. Wieland, E. Schmutzner, L. Fickert: „Smart City Projekt Graz – Vergleich unterschiedlicher Stromverteilungstopologien im Bürogebäude hinsichtlich Verluste, Wirtschaftlichkeit und Nichtverfügbarkeit – AP 3“, Institut für Elektrische Anlagen, Technische Universität Graz, Graz, Österreich, 2014

## 1.4 Methodik der Arbeit

Im 1. Kapitel wird der Fokus dieser Arbeit mit den verschiedenen Forschungsfragen und etwaigen Nicht-Zielen sowie bisher getätigten wissenschaftlich relevanten Publikationen des Verfassers dargelegt. Nachfolgend wird der Hauptbeitrag dieser Arbeit hinsichtlich der wissenschaftlichen Relevanz erörtert. Im weiteren Verlauf dieses Kapitels werden die Abgrenzungen zu bestehenden wissenschaftlichen Arbeiten in der Niederspannungsebene mit dem Fokus der Nachbildung von Lasten elektrifizierter Haushalte, der zukünftigen Elektromobilität sowie den dezentralen Stromerzeugungsanlagen, usw. dargelegt.

Das 2. Kapitel dieser Arbeit beinhaltet eine kritische Betrachtung der konventionellen Methoden zur Spitzenleistungsermittlung für verschiedene Verbraucherkategorien (Haushalt, Gewerbe und Industrie) mit dem Fokus einer verbesserten Betriebsmitteldimensionierung in der Niederspannungsebene. Die Spitzenleistungsabschätzungen der konventionellen Methoden dienen als Grundlage und werden anhand von Spitzenleistungsquantilen durch die in Kapitel 6 dargestellte probabilistische Methode, mit den Ergebnissen aus dieser Arbeit, gegenübergestellt. Zusätzlich werden gemessene Wirkleistungsverläufe verschiedener Verbraucher mit einer Auflösung von 15 Minuten an unterschiedlichen Verknüpfungspunkten (NE 7, 6, 4) hinsichtlich dem stochastischen Wirkleistungsbezugsverhalten, unter Einbeziehung statistischer Analysemethoden, untersucht.

Das 3. Kapitel beinhaltet rechtliche Grundlagen verschiedener österreichischer Gesetze zur Verwendung von indirekt personenbezogenen Smart-Meter-Daten. Darüber hinaus werden die statistischen Grundlagen sowie die angewendeten statistischen Methoden zur Beschreibung und Ermittlung der relevanten Parameter hypothetischer Verteilungsfunktionen dargelegt. Außerdem werden die Methoden zur Bestimmung der Anpassungsgüte hypothetischer Verteilungsfunktionen mit einer geringen Abweichung zur empirischen Verteilung beschrieben.

Das 4. Kapitel zeigt die Anwendung der einzelnen Schritte zur Bestimmung der Anpassungsgüte passender stetiger Verteilungsfunktionen für real gemessene Smart-Meter-Daten mit einer geringen Abweichung zu den empirischen Verteilungsfunktionen für verschiedene Verbraucher in unterschiedlichen Verknüpfungspunkten (NE 7, 6, 4). Die Analysen passender Verteilungsfunktionen werden für verschiedene Typtage sowie unterschiedliche Jahreszeiten für elektrifizierte Haushalte (NE 7), elektrische Warmwasserspeicher (NE 7), bzw. bei Transformatoren (NE 4, 6) durchgeführt. Die ermittelten charakteristischen Kennwerte der gemessenen Smart-Meter-Daten (Energie-, Wirkleistungsbedarf) werden anhand von Kennwerten aus der Literatur einander gegenübergestellt und verifiziert.

Im 5. Kapitel werden verschiedene Gleichzeitigkeitsfaktoren anhand der gemessenen Smart-Meter-Daten elektrifizierter Haushalte bestimmt und unter Miteinbeziehung mit den konventionellen Methoden gemäß TAEV [9] sowie gemäß Literatur verglichen.

Im 6. Kapitel wird die neuartige Methode (Bottom-Up-Ansatz – Modell Hausanschluss) dieser Dissertation zur Generierung elektrischer Wirkleistungsprofile auf probabilistischer Basis anhand der ausgewerteten Parameter passender Verteilungsfunktionen erörtert. Ein wesentlicher Punkt dieses Kapitels ist die Beschreibung der verschiedenen Verbraucher (elektrifizierte Haushalte, elektrische Warmwasserspeicher, zukünftige Elektromobilität) sowie den dezentralen Stromerzeugungsanlagen (PV-Anlagen) anhand real gemessener Daten in Kombination mit / ohne Stromspeicher. Zusätzlich wird die Auswertung verschiedener dimensionierungsrelevanter Spitzenleistungsquantile (z.B. 99,999 %- bis 99,0 %-Quantile) auf die Betriebsmitteldimensionierung dargelegt.

In dem 7. Kapitel werden anhand von Simulationen dimensionierungsrelevante Spitzenleistungsquantile verschiedener Verbraucher (elektrifizierte Haushalte mit / ohne elektrische Warmwasserspeicher) in Kombination mit dezentraler Stromerzeugungsanlage (PV-Anlage) und Stromspeichern den konventionellen Methoden der Spitzenleistungsermittlung kritisch gegenübergestellt.

Das 8. Kapitel beschäftigt sich mit der grundsätzlichen Vorgehensweise zur Dimensionierung elektrischer Betriebsmittel (Transformatoren, Kabel und Freileitungen). Zusätzlich werden die wirtschaftlichen Ersparnisse bei einer Querschnittsverringerung sowie bei Verwendung einer geringeren Transformatornennscheinleistung im Gegensatz zu den technischen Anschlussbedingungen gemäß TAEV [9] anhand eines einfachen exemplarischen Niederspannungsnetzes mittels der dynamischen Investitionsrechnung aufgezeigt.

In dem abschließenden 9. Kapitel werden die Ergebnisse durchgeführter Lastflusssimulationen anhand von probabilistisch nachgebildeten Verbrauchern (aktueller sowie

zukünftiger) bzw. dezentralen Stromerzeugungsanlagen in einem realen städtischen Niederspannungsnetz gezeigt. Der Fokus in diesem Teil der Arbeit ist die Analyse des Integrationspotentials der dezentralen Stromerzeugungsanlagen, ohne die (Dimensionierungs-)Spitzenleistung einer definierten Anzahl elektrifizierter städtischer Haushalte zu erhöhen. Dabei werden die Auswirkungen hinsichtlich der verschiedenen Strom- (Transformatoren, Kabel) sowie Spannungsauslastungen an charakteristischen Stellen in dem real existierenden Niederspannungsverteilternetz dargelegt.

## 1.5 Hauptbeitrag hinsichtlich wissenschaftlicher Relevanz

In dieser Arbeit wird auf wissenschaftlicher Basis das Verständnis hinsichtlich des elektrischen Wirkleistungsbezugs verschiedener elektrischer Verbraucher (elektrifizierte städtische Haushalte, elektrische Warmwasserspeicher sowie die zukünftige Elektromobilität) vor allem für Elektrizitätsunternehmen (ELU) und wissenschaftlich orientierte Institutionen aber auch für den Praktiker dargelegt. Im Speziellen ist das gegenwärtige Wirkleistungsbezugsverhalten einzelner Haushalte, aufgrund der aktuell vorhandenen geringen Datenlage, in den niedrigeren Spannungsebenen im Detail nicht ausreichend bekannt und kann daher zurzeit nur annäherungsweise berücksichtigt werden.

Ein Hauptaugenmerk dieser Arbeit liegt in den durchgeführten fundierten statistischen Analysen mittels Einsatz der real gemessenen Smart-Meter-Daten, um aufschlussreiche Erkenntnisse zur Nachbildung des elektrischen Verhaltens verschiedener Akteure (Verbraucher und Erzeuger) als Bottom-Up-Ansatz zu erhalten. In weiterer Folge wird dadurch ein zusätzlicher Mehrwert hinsichtlich neuer Planungs- und Betriebsgrundsätze von Verteilernetzen generiert und dargelegt.

Der in dieser Arbeit entwickelte Bottom-Up-Ansatz zur Erstellung von Wirkleistungsprofilen auf probabilistischer Basis für elektrifizierte städtische Haushalte beinhaltet keinerlei personenbezogene Daten, um etwaige Rückschlüsse über das Verhalten oder bspw. über die Anwesenheit einzelner Personen in einem Haushalt ziehen zu können. Zusätzlich wird bei der Dimensionierung elektrischer Betriebsmittel das zeitliche Verhalten vorhandener Verbraucher und dezentraler Stromerzeugungsanlagen mit einem Verknüpfungspunkt in der Niederspannungsebene berücksichtigt. Die weitere Miteinbeziehung von real gemessenen und statistisch ausgewerteten Daten verschiedener Lademuster (öffentlich, betrieblich, e-Carsharing) von elektrischen Ladestationen der zukünftigen Elektromobilität stellt einen essentiellen Beitrag für die zukünftige Netzplanung dar.

Die simulationstechnischen Analysen hinsichtlich elektrifizierter Haushalte mit elektrischen Warmwasserspeichern mit verschiedenen Einschaltzeitpunkten (fixe bzw. probabilistische Einschaltzeitpunkte innerhalb des Tages) stellen einen wichtigen Beitrag für einen möglichen zukünftigen Betrieb der Niederspannungsverteilternetze dar.

Der in dieser Arbeit verfolgte Bottom-Up-Ansatz, mit der unterlagerten Auswertung verschiedener Spitzenleistungsquantile eignet sich besonders, um die konventionellen Dimensionierungsmethoden mit einer zeitlichen Komponente anhand von Verfügbarkeitsklassen gegenüberzustellen.

## 2 Recherche – Stand der Technik bzw. Stand der Wissenschaft hinsichtlich der konventionellen Betriebsmitteldimensionierung

Bei der konventionellen Planung und Auslegung von elektrischen Betriebsmitteln speziell im Niederspannungsbereich – von z.B. Transformatoren, Kabel und Freileitungen – wird auf bereits verfügbare Planungsrichtlinien und -methoden [10] mit bereits bekannten Kennzahlen in Kombination mit vorhandenen Erfahrungswerten seitens technischer Planer von z.B. Elektrizitätsunternehmen ELU oder Planungsingenieurbüros zurückgegriffen.

Die Dimensionierung elektrischer Betriebsmittel (wie z.B. Transformatoren, Kabel und Freileitungen) erfolgt im Normalbetrieb sowie im Fehlerfall u.a. hinsichtlich folgender Kriterien:

- Stromtragfähigkeit
- Spannungsabfall
- Kurzschlussleistung (Schutzsystem, Nullsystem)

Als Basis für die Auslegung der Stromtragfähigkeit elektrischer Betriebsmittel im energietechnischen Bereich ist eine Abschätzung des elektrischen Spitzenleistungsbedarfs ausschlaggebend. Hierbei wird eine Unterscheidung zwischen den einzelnen Nutzungen wie z.B. Haushalt, Gewerbe, Landwirtschaft und Industrie durchgeführt.

Diese Nutzungen unterscheiden sich generell in der Betriebsweise der elektrotechnischen Anlage. Bei der Betrachtung des elektrischen Wirkleistungsbedarfs an Werktagen zeigt sich im Gewerbebereich beispielsweise in einem Lebensmittelmarkt bzw. in einem Büro ein eher gleichmäßiges Leistungsbezugsverhalten innerhalb der Öffnungs- bzw. Arbeitszeiten, mit einer generellen Abnahme des elektrischen Wirkleistungsbedarfs außerhalb der Öffnungszeiten.

Dies steht im Gegensatz zu dem elektrischen Wirkleistungsbedarf eines einzelnen Haushalts. Hierbei ist ein ausgeprägtes stochastisches Verhalten zu erkennen [11], [12], [13]. Dies lässt sich durch das personenbezogene Arbeits- und Freizeitverhalten erklären. Bei Betrachtung einer größeren Anzahl von elektrifizierten Haushalten ist aufgrund von Gleichzeitigkeiten eine Vergleichmäßigung des elektrischen Leistungsbezugs ersichtlich [14].

Im Folgenden wird ein sehr einfach gehaltener Vergleich durchgeführt, um einerseits die Leitungslängen sowie andererseits das geschätzte Investitionsvolumen der unterschiedlichen Spannungsebenen gegenüberzustellen, um daraus die Wichtigkeit der Niederspannungsebene hervorzuheben.

Zusätzlich zur Betrachtung des gesamten Netzgebietes (Gesamt) einzelner Länder (Österreich, Schweiz, Deutschland) werden folgende ausgewählte Verteilernetzbetreiber der betrachteten Länder als Vergleichszwecke, in Tabelle 1 dargestellt, herangezogen:

- Österreich: Netzgebiet Gesamt [15], Energienetze Steiermark (VNB 1, [16]), Wiener Netze (VNB 2, [17])
- Schweiz: Netzgebiet Gesamt [18], DieWerke (VNB 3, [19])
- Deutschland: Netzgebiet Gesamt [20], Westfalen-Weser-Ems (VNB 4, [21])

In der folgenden Tabelle 1 sind für einzelne Länder (Österreich [15], Schweiz [18] und Deutschland [20]) die gesamten Leitungslängen mit der Unterscheidung zwischen der

- a) < 1 kV: Niederspannungsebene (NSp) und den
- b)  $\geq 1$  kV: zusammengefasste Spannungsebenen bestehend aus der Mittelspannungsebene MSp, Hochspannungsebene HSp, Höchstspannungsebene HöSp

dargestellt.

Tabelle 1: Auflistung der unterschiedlichen Leitungslängen a) Niederspannung NSp bzw. b) höheren Spannungsebenen (Mittelspannung- MSp, Hochspannung- HSp, Höchstspannungsebene HöSp einzelner Länder (Österreich [15] und Schweiz [18], Deutschland [20]) bzw. ausgewählter Verteilernetzbetreiber (VNB) [16], [17], [19], [21] der einzelnen Länder

Leitungslängen	Österreich			Schweiz		Deutschland	
	Gesamt	VNB 1	VNB 2	Gesamt	VNB 3	Gesamt	VNB 4
	km	km	km	km	km	km	km
a) < 1 kV	159 605	19 775	14 116	120 000	164	1 156 785	64 977
b) $\geq 1$ kV	75 001	9 275	8 918	80 700	24	641 153	27 895
<b>Verhältnis a / (a + b)</b>	68 %	68 %	61 %	60 %	87 %	64 %	70 %

Wie Tabelle 1 zeigt, beträgt der Anteil zwischen den Leitungslängen im Niederspannungsbereich bezogen auf die Gesamtlänge (bestehend aus Nieder-, Mittel-, Hoch- und Höchstspannungsleitungslängen) bei Betrachtung des gesamten Netzgebietes in Österreich, der Schweiz und in Deutschland zwischen 60 % bis 68 %. Bei Betrachtung einzelner Verteilernetzbetreiber (VNB) kann der Anteil an Niederspannungskabeln und -freileitungen, abhängig von den Gegebenheiten im jeweiligen Versorgungsgebiet, wesentlich höher sein.

Um das geschätzte Investitionsvolumen für typische Leitungsquerschnitte energietechnischer Kabel / Freileitungen der unterschiedlichen Spannungsebenen zu eruiieren, werden typische Kosten für energietechnische Versorgungsleitungen (Kabel bzw. Freileitung) sowie typische Installationskosten (Errichtung von Masten, Kabelkünetten, Tiefbauarbeiten sowie diverses Installationsmaterial) für die folgenden Netzebenen verwendet [22]:

- Niederspannung (NSp): 55 300 €/km (Al 240 mm<sup>2</sup>, Kabel)
- Mittelspannung (Msp): 94 300 €/km (Al 240 mm<sup>2</sup>, Kabel)
- Hoch-/Höchstspannung (Hsp & HöSp): 236 500 €/km (Al/Fe 205/33 mm<sup>2</sup>, Freileitung)

Die Tabelle 2 zeigt das geschätzte Investitionsvolumen für energietechnische Kabel / Freileitungen für a) der Niederspannungsebene und b) der höheren Spannungsebenen (Mittelspannung MSp, Hochspannung HSp, Höchstspannung HöSp), auf Basis der in Tabelle 1 dargestellten Leitungslängen, der unterschiedlichen Länder bzw. Verteilernetzbetreiber (VNB) mit den zuvor aufgelisteten typischen Investitionskosten für Kabel und Freileitungen auf.

Tabelle 2: Geschätztes Investitionsvolumen [22] energietechnischer Kabel/Freileitungen a) Niederspannung NSp bzw. b) höheren Spannungsebenen (Mittelspannungs- MSp, Hochspannungs- HSp, Höchstspannungsebene HöSp) einzelner Länder (Österreich [15] und Schweiz [18], Deutschland [20]) bzw. ausgewählter Verteilernetzbetreiber (VNB) [16], [17], [19], [21] der einzelnen Länder

Leitungs- kosten	Österreich			Schweiz		Deutschland	
	Gesamt	VNB 1	VNB 2	Gesamt	VNB 3	Gesamt	VNB 4
	G€	G€	G€	G€	G€	G€	G€
<b>a) &lt; 1 kV</b>	8,8	1,1	0,8	7,0	0,009	64,0	3,6
<b>b) ≥ 1 kV</b>	8,5	1,1	1,0	10,0	0,002	79,0	3,6
<b>Verhältnis a / (a + b)</b>	51 %	50 %	44 %	41 %	82 %	45 %	50 %

Bei der Gesamtbetrachtung des Investitionsvolumens, bestehend aus Leitungs- und Installationskosten, zeigt sich für Österreich, die Schweiz und Deutschland ein ähnliches Bild. Das geschätzte Investitionsvolumen der energietechnischen Kabel und Freileitungen in der Niederspannungsebene beträgt im Vergleich zu dem gesamten Investitionsvolumen (Niederspannungs- bis Höchstspannungsebene) der einzelnen Länder 41 % bis 51 %. Bei Betrachtung einzelner Verteilernetzbetreiber variiert dieses Investitionsvolumen je nach Netzgebiet zwischen 44 % und 82 % und ist wesentlich von dem bestehenden Anteil in der Niederspannungsebene abhängig. In dieser Betrachtung werden die laufenden Kosten für die Wartung und den Betrieb ausgeklammert.

## 2.1 Allgemeine Unterschiede verschiedener Spannungsebenen (NE 4, 6, 7) hinsichtlich stochastischen Verhaltens

Das Ziel der folgenden Auswertungen und Darstellungen ist es, aufzuzeigen, wie sich einzelne Akteure (Haushalt, Gewerbe, ...) statistisch verhalten, ausgehend von einer unterschiedlichen Anzahl von Verbrauchern (vorwiegend verschiedene elektrifizierte Haushalte) bis hin zu Erzeugern (dezentralen Stromerzeugungsanlagen) mit unterschiedlichen Verknüpfungspunkten in der Hochspannungs- (Regeltransformator 110 kV/20 kV) sowie in der Mittelspannungs- (20 kV/0,4 kV) und in der Niederspannungsebene (0,4 kV). Die Daten stammen aus Messkampagnen, die dem Institut für Elektrische Anlagen zur Verfügung gestellt wurden und können als repräsentativ erachtet werden.

### Analyse eines 110-kV/20-kV-Regeltransformators (NE 4, Netzebene 4) – urbanes Netzgebiet

In der Abbildung 1 a) ist der elektrische Wirkleistungsverlauf eines als repräsentativ betrachteten städtischen Regeltransformators (110 kV/20 kV) innerhalb eines ganzen Jahres beginnend vom 1.1.-31.12.2014 dargestellt. In der Abbildung 1 b) ist aus dem Jahresverlauf eine Woche im „Winter“ (13.01. - 19.01., blauer Kurvenverlauf) und im „Sommer“ (30.06. - 06.07., roter Kurvenverlauf), jeweils beginnend von Montag (00:15 Uhr) bis „Sonntag“ (24:00 Uhr) ersichtlich.

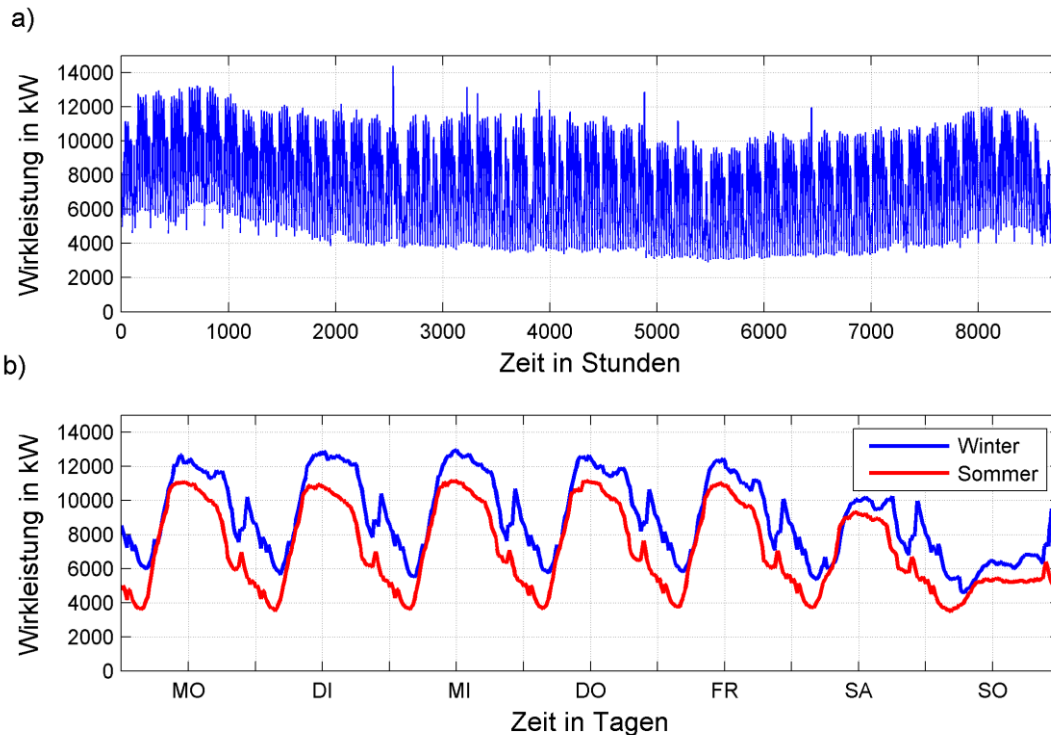


Abbildung 1: Elektrischer Wirkleistungsverlauf eines städtischen Regeltransformators (110 kV/20 kV, NE 4)  
a) Jahreslastgang (1.1.-31.12.2014)  
b) Wochenlastgang (Montag 00:15 Uhr bis Sonntag 24:00 Uhr) im „Winter“ und im „Sommer“

Die Abbildung 1 a) zeigt den charakteristischen Jahresverlauf der gemittelten elektrischen Wirkleistung mit einer 15-minütigen Zeitaufösung beginnend mit einem generell höheren Wirkleistungsbedarf im „Winter“ und einem tendenziell geringeren Verlauf des Wirkleistungsbedarfs in den Sommermonaten. Zusätzlich ist auch ein wiederkehrendes wöchentliches Verhalten hinsichtlich des elektrischen Wirkleistungsbezugs in Abbildung 1 a) erkennbar. Innerhalb des gesamten Jahres zeigt sich eine minimale Last (Grundlast) von ca. 3 000 kW, die maximale Last liegt bei 14 400 kW (Höchstlast), der Mittelwert liegt bei 7 405 kW.

Die in Abbildung 1 b) gezeigten Wochenverläufe des elektrischen Wirkleistungsbezugs zeigen im „Winter“ und im „Sommer“ für die einzelnen Werkstage (Montag bis Freitag) einen sehr ähnlichen Wirkleistungsverlauf. Die einzelnen Werkstage im „Winter“ und im „Sommer“ unterscheiden sich lediglich im aufgetretenen Maximalwert. Der Wirkleistungsverlauf sowie der Leistungsanstieg innerhalb eines Tages sind nahezu identisch. Die größte Differenz hinsichtlich des Leistungsbezugs zwischen der Woche im „Winter“ und im „Sommer“ tritt vor allem in den Abendstunden zwischen 22:00 und 24:00 Uhr auf. Diese Leistungsdifferenz beträgt in der betrachteten Woche 5 120 kW (Mittwoch, 22:45 Uhr) und ist auf die elektrisch betriebenen Warmwasserspeicher zurückzuführen. Diese temporär zuschaltbaren Lasten werden angesteuert und freigegeben durch die Tonfrequenz-Rundsteueranlagen (TRA) [23] der Elektrizitätsunternehmen ELU. Durch diese Rundsteueranlagen können bspw. die elektrisch betriebenen Warmwasserspeicher der verschiedenen Netzgebiete innerhalb eines Netzgebietes in den Nachtstunden zwischen 22:00 Uhr und 05:00 Uhr zugeschaltet werden.

Bei Betrachtung der dargestellten Wirkleistungsverläufe für den Typtag „Samstag“ bzw. den „Sonntag“, siehe Abbildung 1 b), im „Winter“ bzw. im „Sommer“ zeigt sich ebenfalls ein



grundsätzlich ähnliches Wirkleistungsbezugsverhalten. Auch hierbei ist ein Unterschied hinsichtlich der Wirkleistungsnachfrage im „Winter“ gegenüber dem „Sommer“ erkennbar. Dies ist vor allem auf das Arbeits- und Freizeitverhalten in den einzelnen Jahreszeiten („Winter“, „Sommer“) im städtischen Bereich zurückzuführen.

Die Abbildung 2 zeigt die gemessenen Wirkleistungswerte in Form eines Boxplots – graphische Darstellung mit einer unterliegenden statistischen Auswertung – für jedes einzelne Zeitintervall innerhalb des Typtages „Werktag“. Zusätzlich zu den verschiedenen Quantilen (99,0 %- bis 95,0 %-Quantil), wird der berechnete Mittelwert sowie die Maximalwerte und eventuell vorhandene Messausreißer einzelner Zeitintervalle innerhalb des gemessenen Jahreswirkleistungsverlaufs des Regeltransformators für den Typtag „Werktag“ dargestellt. Die analysierten Daten liegen in 15-minütiger Zeitaufösung vor.

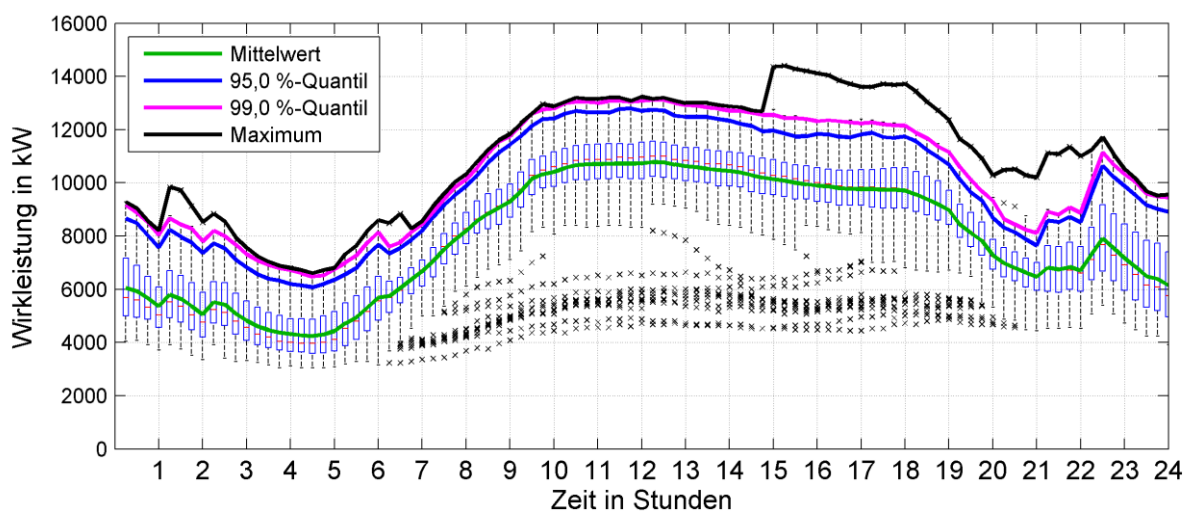


Abbildung 2: Elektrisches Wirkleistungsverhalten eines städtischen Regeltransformators (110 kV/20 kV, NE 4) über den Tagesverlauf – Typtag „Werktag“ – Boxplot

In Abbildung 2 sind die statistisch ausgewerteten Wirkleistungswerte in Form eines Boxplots mit der Lage charakteristischer Quantile (25 %, 50 %, 75 %) dargestellt. Eine detaillierte Erklärung für die Darstellung verschiedener Quantile befindet sich in Kapitel 3.2.6. Die ausgewerteten Messwerte für jedes einzelne Zeitintervall werden mittels sogenannter Boxen (blaue Rechtecke) dargestellt. Innerhalb dieser Boxen wird das untere 25 %-Quantil sowie das obere 75 %-Quantil dargestellt. Die Lage des Medianwerts der gemessenen Wirkleistungswerte innerhalb der Box (blaue Rechtecke) wird durch eine horizontale rote Linie für jedes einzelne Zeitintervall angedeutet. Zwischen dem berechneten Mittelwert (grüner Kurvenverlauf) und dem Medianwert (50 %-Quantil, roter Linie innerhalb der blauen Box), bei Betrachtung jedes einzelnen Zeitintervalls, ergeben sich Unterschiede hinsichtlich des elektrischen Wirkleistungsbezugsverhaltens. Daraus folgt, dass es sich um symmetrische, links- bzw. rechtsschiefe Verteilung der Wirkleistungswerte innerhalb der auftretenden Zeitintervalle handeln könnte. Eine detaillierte Erklärung typischer Kurvenformen wie z.B. von rechts- bzw. linksschiefen sowie symmetrischen Verteilungen befindet sich in Kapitel 3.2. Die detaillierte Auswertung hinsichtlich passender Verteilungsfunktionen zur Nachbildung des elektrischen Wirkleistungsbezugsverhaltens werden in Kapitel 4.3 durchgeführt.

Es wird darauf hingewiesen, dass es sich bei dem 99,0 %-Quantil um den 2,6-ten Wirkleistungswert einer absteigend sortierten Dauerlinie in dem betrachteten 15-Minuten-Zeitintervall des Typtages „Werktag“ handelt. Bei dem 95,0 %-Quantil handelt es sich um den 13,1-ten Wirkleistungswert je 15-Minuten-Zeitintervall des Typtages „Werktag“. Dies berechnet sich aus den vorhandenen Wirkleistungswerten je betrachtetem 15-Minuten-Zeitintervall an dem Typtag „Werktag“. In diesem Fall ergeben sich 261 Wirkleistungswerte (auf Viertelstundenbasis) in jedem 15-Minuten-Zeitintervall für den Typtag „Werktag“ inkl. der zusätzlichen christlichen Feiertage, die sich ebenfalls an einem Werktag befinden. Bei dieser Betrachtung werden die Feiertage der Einfachheit halber nicht dem Typtag „Sonntag“ zugeordnet.

Jene Wirkleistungswerte, die einen größeren als den 1,5-fachen Abstand, ausgehend vom Median zum oberen 75 %-Quantil bzw. zum unteren 25 %-Quantil, besitzen, werden einzeln als Ausreißer (schwarze X) außerhalb der sogenannten Antennen (Whisker) dargestellt [24], [25].

Der in Abbildung 2 dargestellte Boxplot für den Typtag „Werktag“ dient lediglich zur Visualisierung, es können keine Aussagen hinsichtlich einzelner Auftrittswahrscheinlichkeiten getroffen werden. Interessant ist, dass ein vermehrter Auftritt von Messwertausreißern im unteren Wirkleistungsbereich – innerhalb des Typtages „Werktag“ (06:00 Uhr bis 21:00 Uhr) – ersichtlich ist. Diese Messwertausreißer stellen jedoch keine Probleme hinsichtlich der Stromtragfähigkeit der elektrischen Betriebsmittel dar.

Die höchst gemessene elektrische Wirkleistung von 14 400 kW tritt um 15:00 Uhr innerhalb dieses Typtages „Werktag“ auf. Bei genauerer Analyse des elektrischen Wirkleistungsverlaufes mit der höchsten Last dieses betrachteten Typtages handelt es sich mit großer Wahrscheinlichkeit um eine Netzumschaltung. Um die Versorgungssicherheit im Betrieb von elektrischen Versorgungsnetzen aufrecht zu erhalten, befinden sich zur Einhaltung des (n-1)-Kriteriums mehrere Regeltransformatoren in einem Umspannwerk [26]. Aufgrund von störungsbedingten Ausfällen bzw. aufgrund von Wartungsarbeiten kann es zu Netzumschaltungen kommen und dies kann aufgrund der Lastübernahme zu einer kurzzeitigen höheren Auslastung eines der beiden Regeltransformatoren führen [27].

### **Analyse eines 20-kV/0,4-kV-Niederspannungstransformators (NE 6, Netzebene 6) – urbanes Netzgebiet**

Die Abbildung 3 a) zeigt den Jahresverlauf der elektrischen Wirkleistung eines städtischen Niederspannungstransformators (20 kV/0,4 kV) beginnend von 1.1. bis 31.12.2014. Die Abbildung 3 b) zeigt den Verlauf der elektrischen Wirkleistung einer Woche im „Winter“ und einer Woche im „Sommer“ beginnend von Montag 00:15 Uhr bis Sonntag 24:00 Uhr.

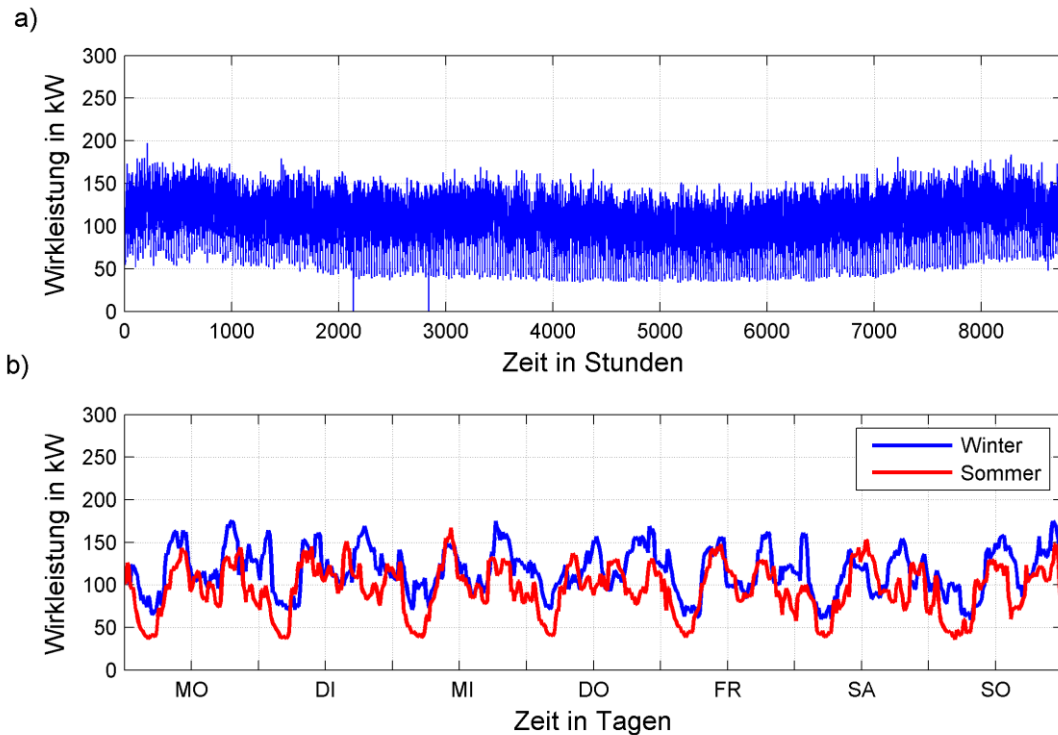


Abbildung 3: Elektrischer Wirkleistungsverlauf eines städtischen Niederspannungstransformators  
(20 kV/0,4 kV, NE 6)

a) Jahreslastgang (1.1.-31.12.2014)

b) Wochenlastgang (Montag 00:15 Uhr bis Sonntag 24:00 Uhr) im „Winter“ und im „Sommer“

Wie aus der Abbildung 3 a) ersichtlich ist, treten die höchsten Wirkleistungen im „Winter“ auf. Die Grundlast ist ebenfalls im „Winter“ höher als im „Sommer“. Wie auch schon in Abbildung 1 a) gezeigt, ist auch bei dem Transformator in der niedrigeren Spannungsebene (20 kV/0,4 kV, NE 6) ein charakteristischer Jahresverlauf der elektrischen Wirkleistung innerhalb des Jahres („Winter“-„Sommer“-„Winter“) ersichtlich.

Wie im elektrischen Wirkleistungsverlauf in der Abbildung 3 a) ersichtlich ist, kann eine kontinuierliche Reduktion der Spitzen- sowie der Grundleistung beginnend vom Anfang des Jahres („Winter“) bis zur Mitte des Jahres („Sommer“) beobachtet werden. Danach erfolgt eine Zunahme der elektrischen Spitzenleistung bis hin zum Ende des Jahres („Winter“). Dieser Unterschied hinsichtlich der Grundleistung sowie der Spitzenleistung im „Winter“ bzw. im „Sommer“ ist im Wochenverlauf der Abbildung 3 b) ebenfalls zu sehen. Es wird darauf hingewiesen, dass in dem dargestellten Jahresverlauf in Abbildung 3 a) an zwei Zeitpunkten keine Wirkleistungswerte aufgezeichnet wurden.

Die Abbildung 4 zeigt das elektrische Wirkleistungsbezugsverhalten des städtischen Niederspannungstransformators (20 kV/0,4 kV) mittels eines Boxplots für die einzelnen Zeitintervalle des Typtages „Werktag“. Zusätzlich werden in dieser Abbildung verschiedene Spitzenleistungsquantile (99,0 %- bis 95,0 %-Quantil) sowie die Maximalwerte dargestellt.

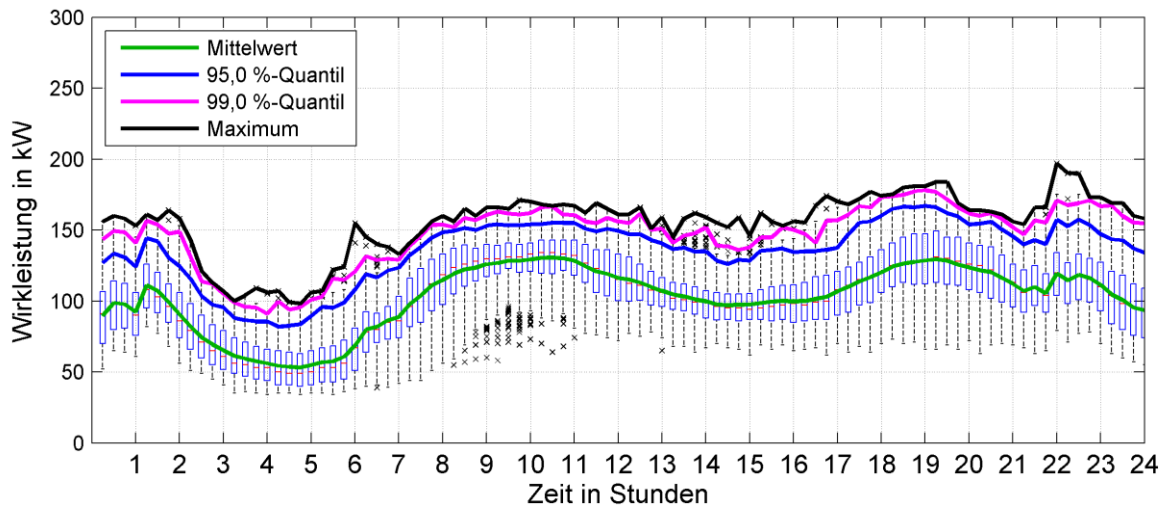


Abbildung 4: Elektrisches Wirkleistungsbezugsverhalten eines städtischen Niederspannungstransformators (20 kV/0,4 kV, NE 6) über den Tagesverlauf – Typtag „Werktag“ – Boxplot

Das elektrische Wirkleistungsbezugsverhalten des städtischen Niederspannungstransformators (20 kV/0,4 kV), in Abbildung 4 dargestellt, zeigt im Vergleich zu jenem des Regeltransformators (siehe Abbildung 2) ein schwankendes Wirkleistungsbezugsverhalten über den Tagesverlauf. Hierbei ist deutlich im Verlauf des Mittelwertes (grüner Kurvenverlauf) ein Rückgang der elektrischen Wirkleistung in den Nachtstunden (02:00 - 05:00 Uhr) und in den Nachmittagsstunden (12:00 - 15:00 Uhr) erkennbar. Die einzelnen Medianwerte (50 %-Quantil, rote horizontale Linie innerhalb der blauen Box) der einzelnen Messzeitintervalle besitzen einen relativ geringen Abstand zu dem Verlauf der Mittelwerte. Dadurch ist es, wie auch bei dem Verlauf des Regeltransformators, nicht einfach möglich ohne eine detaillierte Analyse auf eine symmetrische, links- bzw. rechtsschiefe Verteilung der Wirkleistungswerte innerhalb eines Zeitintervalls zu schließen. Der höchste Wert der elektrischen Wirkleistung (Maximum) wird um 22:00 Uhr mit 200 kW gemessen.

Wie auch bei der Betrachtung des 110-kV/20-kV-Regeltransformators handelt es sich auch in diesem Fall bei Betrachtung des 20-kV/0,4-kV-Niederspannungstransformators für das 99,0 %-Quantil um den 2,6-ten Wirkleistungswert einer absteigend sortierten Dauerlinie in dem betrachteten 15-Minuten-Zeitintervall des Typtages „Werktag“.

Bemerkenswert ist, dass auch hierbei, wie beim 110-kV/20-kV-Regeltransformator, keine Ausreißer im oberen Wirkleistungsbereich aufgetreten sind. Wie auch bei der dargestellten Auswertung für den Regeltransformator (110 kV/20 kV, siehe Abbildung 2) sind in der Auswertung für den städtischen Niederspannungstransformator (20 kV/0,4 kV, siehe Abbildung 4) einzelne Ausreißer im unteren Wirkleistungsbereich, in den Vormittagsstunden ersichtlich.

Der Vergleich zwischen dem Verlauf der einzelnen Mittelwerte jedes einzelnen 15-Minuten-Zeitintervalls zeigt bei Betrachtung des Niederspannungstransformators (20 kV/0,4 kV, siehe Abbildung 4) im Vergleich zu dem Regeltransformator (110 kV/20 kV, siehe Abbildung 2) eine abnehmende Wirkleistung beginnend von 11:00 Uhr bis 15:00 Uhr. Bei Betrachtung der Spitzenleistungsquantile (99,0 %- bis 95,0 %-Quantile) ergeben sich die größten

Wirkleistungswerte für den Niederspannungstransformator um 19:15 Uhr sowie 19:30 Uhr bzw. um 22:00 Uhr.

Im Vergleich zu dem analysierten 20-kV/0,4-kV-Niederspannungstransformator treten die Spitzenleistungsquantile beim analysierten Regeltransformator (99,0 %- und 95,0 %-Quantil, siehe Abbildung 2) um die Mittagszeit (12:00 Uhr) – ohne Betrachtung der Netzumschaltung (Auftritt um 15:00 Uhr innerhalb des Typtages) – auf.

Durch die Auswertung der mittleren Wirkleistungswerte des 110-kV/20-kV-Regeltransformators und des 20-kV/0,4-kV-Niederspannungstransformators wird gezeigt, dass sich innerhalb der verschiedenen Wochen eines Jahres ein widerkehrendes Wirkleistungsbezugsverhalten, verursacht durch die Verbraucher in den niederen Spannungsebenen, einstellt. Die Veranschaulichung durch den Boxplot zeigt, dass sich ein Großteil der gemessenen Wirkleistungswerte innerhalb der sogenannten Whisker (1,5-facher Abstand  $q_0$  zwischen 75 %- und 50 %-Quantil bzw. 1,5-facher Abstand  $q_u$  zwischen dem 25 %- und 50 %-Quantil) befinden.

### Analyse elektrifizierter städtischer Haushalte (NE 7, Netzebene 7) – urbanes Netzgebiet

In diesem Teil werden die real gemessenen Smart-Meter-Daten der elektrifizierten städtischen Haushalte verwendet, um zu zeigen, dass die auftretenden Wirkleistungswerte einer Vielzahl von elektrifizierten Haushalten einer Stochastik unterworfen sind.

In der Abbildung 5 ist die graphische Darstellung einer statistischen Auswertung der gemessenen elektrischen Wirkleistung mit einer Auflösung von 15 Minuten für eine Vielzahl analysierter elektrifizierter Haushalte mittels eines Boxplots für den Typtag „Winter - Sonntag“ dargestellt. Zusätzlich zu den einzelnen Quantilen (99,9 %- 95,0 %-Quantil) ist der berechnete Kurvenverlauf der Mittelwerte (grüner Kurvenverlauf) und der Maximalwerte in der Abbildung 5 dargestellt.

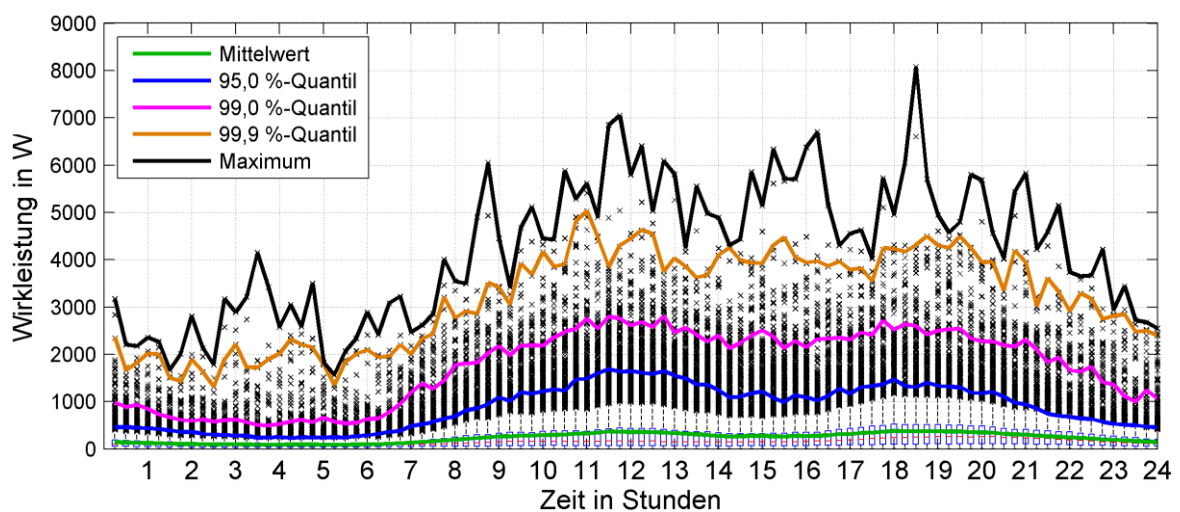


Abbildung 5: Elektrisches Wirkleistungsbezugsverhalten elektrifizierter Haushalte (0,4 kV, NE 7) über den Tagesverlauf – Typtag „Winter - Sonntag“ – Boxplot

Aus der Abbildung 5 ist ersichtlich, dass der Verlauf der Mittelwerte (grüner Kurvenverlauf) größer als der Kurvenverlauf der einzelnen Medianwerte (50 %-Quantil) ist. Dadurch ergibt

sich eine rechtsschiefe Verteilung für jedes einzelne Viertelstundenintervall des Typtages „Winter - Sonntag“. Die in der Abbildung 5 dargestellten Messausreißer bewegen sich zwischen 3,6 % bis 11,3 % bezogen auf die Anzahl der gemessenen Wirkleistungswerte in den einzelnen 15-minütigen Zeitintervallen (> 2000 Wirkleistungswerte für den Typtag „Winter - Sonntag“).

Bei dem 99,9 %-Quantil handelt es sich um den 2,5-ten Wirkleistungswert einer absteigend sortierten Dauerlinie in dem betrachteten 15-Minuten-Zeitintervall des Typtages „Winter – Sonntag“. Das 99,0 %-Quantil beschreibt den 24,6-ten Wirkleistungswert in dem betrachteten 15-Minuten-Zeitintervall. Diese Angaben errechnen sich aus den vorhandenen Wirkleistungswerten (2 464 Wirkleistungswerte) pro 15-Minuten-Zeitintervall .

Die einzelnen Quantile  $q$  (95,0 % - 99,9 %) besitzen im Mittel über die betrachteten Zeitintervalle folgende Verhältnisse bezogen auf das Maximum  $q_{\text{maximum}}$  in dem jeweiligen Zeitintervall:

- 1)  $q_{95,0 \%}/q_{\text{maximum}}$ : 20 %
- 2)  $q_{99,0 \%}/q_{\text{maximum}}$ : 40 %
- 3)  $q_{99,9 \%}/q_{\text{maximum}}$ : 78 %

Das Verhältnis zwischen dem Medianwert (50 %-Quantil) bezogen auf den Mittelwert beträgt über alle Zeitintervalle für den Typtag „Winter - Sonntag“ im Mittel 56 %.

In diesem Teil wird gezeigt, dass die ausgewerteten gemittelten Wirkleistungswerte der elektrifizierten städtischen Haushalte mit dem vorwiegenden Anteil städtischer Wohnungen zwischen 3,6 % - 11,3 % außerhalb der beiden Whisker liegen. Die Dimensionierung elektrischer Betriebsmittel (Transformatoren, Kabel und Freileitungen), unter Prämisse der elektrischen Stromtragfähigkeit, erfolgt auf die zu erwartenden Spitzenleistungen verschiedener Kollektivgrößen elektrifizierter Haushalte.

### **Dezentrale Stromerzeugungsanlage – PV Anlagen (NE 7, Netzebene 7)**

Für statistische Untersuchungen dezentraler Stromerzeugungsanlagen, im Speziellen von 8 Photovoltaik-Anlagen (PV-Anlagen), werden gemessene Wirkleistungsprofile von verschiedenen Anlagen mit einem Aufstellungsradius von ca. 5 km auf Jahresbasis herangezogen. Die gemessenen Wirkleistungsverläufe der PV-Anlagen besitzen den gleichen Aufzeichnungszeitraum (1.1. - 31.12.2013) innerhalb eines Jahres. Im Vergleich zu den Untersuchungen im Bereich der Transformatoren (110 kV/20 kV, NE 4 sowie 20 kV/0,4 kV, NE 6) bzw. im Haushaltsbereich (0,4 kV, NE 7) wird hierbei keine Unterscheidung zwischen den einzelnen Typtagen („Werktag“, „Samstag“, „Sonntag“) bzw. einzelnen Zeitperioden („Winter“, „Sommer“ und „Übergangszeit“) durchgeführt.

Die gemessenen elektrischen Wirkleistungen werden auf die installierte Leistung der Paneele der PV-Anlage jeweils normiert. In der Abbildung 6 sind die statistisch ausgewerteten Wirkleistungsverläufe der PV-Anlagen dargestellt.

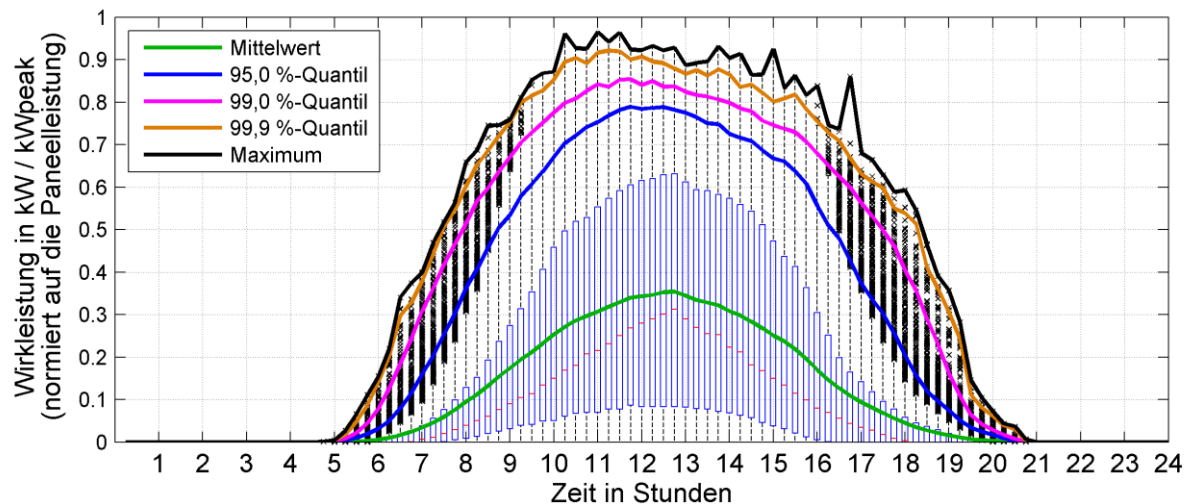


Abbildung 6: Elektrische Wirkleistungsgenerierung PV-Anlagen (0,4 kV, NE 7) über den Tagesverlauf – keine Unterscheidung zwischen verschiedenen Typtagen („Werktag“, „Samstag“, „Sonntag“) – Boxplot

Aus Abbildung 6 ist der charakteristische Verlauf der Stromproduktion aus PV-Anlagen innerhalb eines Tages ersichtlich. Der elektrische Wirkleistungsverlauf der berechneten Mittelwerte (grüner Kurvenverlauf) für jedes Zeitintervall ist im Vergleich zu den Medianwerten (50 %-Quantil, rote Linie innerhalb der Box) generell höher innerhalb des Tages (07:00 bis 17:00 Uhr). Somit kann für die betrachteten PV-Anlagen, wie auch bei den elektrifizierten Haushalten (0,4 kV, NE 7), eher auf eine rechtschiefe Verteilung geschlossen werden.

Die dargestellten Ausreißer treten vermehrt in den Morgenstunden (05:30 - 09:15 Uhr) und in den späten Nachmittagsstunden (16:00 - 20:30 Uhr) auf.

Das 99,9 %-Quantil beschreibt den 2,9-ten Wirkleistungswert je 15-Minuten-Zeitintervall bzw. das 99,0 %-Quantil den 29,2-ten Wirkleistungswert einer absteigend sortierten Dauerlinie je 15-Minuten-Zeitintervall. Die zugehörige Anzahl der Wirkleistungswerte unterschiedlicher Quantile je 15-Minuten-Zeitintervall berechnen sich aus den insgesamt 2920 gemessenen Wirkleistungswerten pro Zeitintervall (ohne die Unterscheidung zwischen „Werktag“, „Samstag“ und „Sonntag“ der insgesamt 8 betrachteten PV-Anlagen).

Aufgrund der dargebotsabhängigen Stromproduktion seitens den PV-Anlagen wird gezeigt, dass im Speziellen um die Mittagsstunden (11:00 - 13:00 Uhr) der dargestellte Bereich innerhalb der Box (zwischen dem 25 %- und dem 75 %-Quantil) am größten ist. Die dargestellten elektrischen Spitzenleistungsquantile (99,9 %- bis 95,0 %-Quantile) besitzen im Vergleich zu den Spitzenleistungsquantilen im Haushaltsbereich einen geringeren Wirkleistungsunterschied zueinander. Weiters ist ersichtlich, dass die installierte Leistung der Paneele von den betrachteten PV-Anlagen nicht erreicht wird.

## 2.2 Stand der Technik – Konventionelle Methoden zur Spitzenleistungsabschätzung

Die folgenden Methoden zeigen einen kompakten Überblick über die in der Praxis vorhandenen Methoden zur Abschätzung der elektrischen Spitzenleistung unterschiedlicher Nutzungen (Haushalt, Gewerbe, Landwirtschaft und Industrie) anhand technischer Kennzahlen. Grundlegende Erkenntnisse einzelner konventioneller Methoden inkl. der Gegenüberstellung mit der auf Basis dieser Arbeit beruhenden probabilistischen Methode wurden teilweise bereits in [13] veröffentlicht und werden in der Folge verkürzt wiedergegeben. In den in [13] untersuchten Verfahren zur Spitzenleistungsabschätzung gibt es grundsätzlich folgende Vorgehensweisen:

- Spitzenleistungsabschätzung gemäß technischer Anschlussbedingungen (TAEV [9]) bzw. Norm (VDE 0100-100 [28]) mit bekannten Gleichzeitigkeitsfaktoren für unterschiedliche Nutzungen (Haushalt, Gewerbe, Landwirtschaft und Industrie) bzw. gemäß der Belastung der Hauptleitung in Wohngebäuden (DIN 18015 [29])
- Spitzenleistungsabschätzung gemäß Literatur (Schlabbach [30], Velandar [31], Axelsson-Strand [32], Herman-Beta [33], Rusk [34], Nagel [10])
- Spitzenleistungsabschätzung gemäß Planungsleitfaden anhand von Flächenleistungen ( $W/m^2$ ) [35] für unterschiedliche Nutzungen (Haushalt, Gewerbe, Landwirtschaft und Industrie)
- Spitzenleistungsabschätzung anhand von Standardlastprofilen [36], [37] unterschiedlicher Nutzungen (Haushalt H0, Gewerbe G0 - G7, Landwirtschaft L0 - L2)

Anhand der zuvor aufgelisteten Methoden kann der Spitzenleistungsbedarf für unterschiedliche Nutzungen abgeschätzt und in weiterer Folge die elektrischen Betriebsmittel, wie z.B. der Transformatoren und Kabel und Freileitungen, hinsichtlich der elektrischen Stromtragfähigkeit dimensioniert werden.

Es wird darauf hingewiesen, dass die Ermittlung der Spitzenleistung durch Standardlastprofile (z.B. Haushalt H0) bei einer relativ geringen Anzahl von Haushalten zu einer Fehleinschätzung führen kann [14]. Bei Betrachtung der Summenlast bei einer Anzahl von ca. 150 Haushalten ergibt sich eine symmetrische Verteilung um den Mittelwert und ist daher mit Einschränkungen gültig. In der Arbeit von [14] wird gezeigt, dass die Abschätzung der elektrischen Spitzenleistung mit dem Mittelwert über den Tagesverlauf ab einer Anzahl von 150 Haushalten näherungsweise erfolgen kann [14], [38]. Somit eignet sich diese Methode nur bedingt zur Spitzenleistungsabschätzung für eine geringe Anzahl von Haushalten, ist jedoch der Vollständigkeit halber aufgelistet.

Nachfolgend werden die einzelnen Methoden zur Spitzenleistungsabschätzung kurz zusammengefasst und in weiterer Folge kritisch der probabilistischen Wirkleistungsgenerierung anhand real gemessener und analysierter Smart-Meter-Daten gegenübergestellt.



## 2.2.1 Spitzenleistungsabschätzung – Nationale technische Anschlussbedingungen (TAEV) bzw. Norm (ÖVE/ÖNORM E 8016, VDE 0100 - 100)

Die Abschätzung der Spitzenleistung mittels technischer Anschlussbedingungen TAEV [9] bzw. normativer Anschlussbestimmungen (ÖVE/ÖNORM E 8015 [39] sowie ÖVE/ÖNORM E 8016 [40], VDE 0100-100 [28]) beruht auf der Miteinbeziehung der elektrischen Anschlussleistung<sup>1</sup> der elektrotechnischen Anlage in Kombination mit Gleichzeitigkeitsfaktoren für unterschiedliche Nutzungen (Haushalt, Gewerbe, Landwirtschaft und Industrie).

Im Allgemein beschreibt der Gleichzeitigkeitsfaktor  $g$  das Verhältnis zwischen der auftretenden Gesamtsitzenleistung  $P_{S,max}$  zur Summe der einzelnen Spitzenleistungen einer betrachteten elektrotechnischen Anlage. Der Gleichzeitigkeitsfaktor  $g$  ist in Gleichung (1) wie folgt definiert:

$$g(N) = \frac{P_{S,max}}{\sum_{i=1}^N P_{max,i}} \quad (1)$$

Der Gleichzeitigkeitsfaktor  $g$  impliziert, dass die auftretende Spitzenleistung  $P_{S,max}$  kleiner als die Summe der einzelnen Nennleistungen der betrachteten Betriebsmittel (elektrischer Geräte)  $P_{max,i}$  ist. Der Index  $N$  steht für die Anzahl der betrachteten Geräte. Der Index  $S$  ist ein Indikator dafür, dass es sich hierbei um die Spitzenleistung handelt.

### Gleichzeitigkeitsfaktor – Elektrifizierter Haushalt

Der Gleichzeitigkeitsfaktor  $g$  für einen einzelnen elektrifizierten Haushalt ergibt sich aus der gemessenen aufgetretenen Gesamtsitzenleistung  $P_{S,max}$  zur Summe der Nennleistungen vorhandener elektrische Geräte  $N$ . Im Anhang unter Kapitel 13.9 befindet sich eine typische Geräteausstattung eines elektrifizierten 2&3-Personen Haushalts [8] mit den zugehörigen Ausstattungsgraden und den Nennleistungen vorhandener elektrischer Geräte.

### Gleichzeitigkeitsfaktor – Kollektiv elektrifizierter Haushalte sowie verschiedener Nutzungen (Gewerbe, Landwirtschaft und Industrie)

Um den Gleichzeitigkeitsfaktor  $g$  für ein Kollektiv elektrifizierter Haushalte zu bestimmen, wird ebenfalls die aufgetretene Gesamtsitzenleistung  $P_{S,max}$  der betrachteten Haushalte zur Summe der Anschlussleistung (Spitzenleistung) der betrachteten Haushalte in Beziehung gesetzt.

Im Haushaltsbereich nimmt der Gleichzeitigkeitsfaktor mit zunehmender Anzahl betrachteter elektrifizierter Wohneinheiten (Haushalte), aufgrund vorhandener Ausgleichseffekte, ab. Dies ist auf das personenbezogene Arbeits- und Freizeitverhalten der einzelnen Haushalte (HH) zurückzuführen.

Die unterschiedlichen Gleichzeitigkeitsfaktoren verschiedener Nutzungen (Haushalt, Gewerbe, Landwirtschaft und Industrie) sind abhängig vom unterliegenden Prozess bspw. in der Industrie oder von der Betriebsweise bspw. den daraus implizierten Arbeitszeiten im Gewerbebereich.

---

<sup>1</sup> Begriffserklärung: Anschlussleistung, Spitzenleistung, Einheitsleistung, siehe Kapitel 13.1 im Anhang

Die folgende Tabelle 3 beinhaltet einen Auszug verschiedener minimaler  $g_{\min}$  und maximaler  $g_{\max}$  Gleichzeitigkeitsfaktoren für den Gewerbe-, Industrie und Haushaltsbereich lt. TAEV [9] bzw. VDE 0100-100 [28].

Tabelle 3: Auszug der Gleichzeitigkeitsfaktoren ( $g_{\min}$ ,  $g_{\max}$ ) im Gewerbe-, Industrie- und Haushaltsbereich (HH) gemäß TAEV [9] bzw. VDE 0100-100 [28]

Typ	Objekt	$g_{\min}$ / $g_{\max}$
<b>Gewerbe- und Industriebereich</b>	Schulen, Kindergärten	0,6 bis 0,9
	Tischlereien	0,2 bis 0,6
	Großküchen, Versammlungsräume	0,6 bis 0,8
	Große Büros	0,4 bis 0,8
	Kaufhäuser, Supermärkte	0,7 bis 0,9
	Metallverarbeitungs-Betriebe, Automobil-Fabriken	0,2 bis 0,3
	Beleuchtung v. Straßentunnels	1,0
	Baustellen	0,2 bis 0,4
<b>Haushaltsbereich</b>	Haushalte (300 HH - 1 HH) für allgem. Bedarf	0,12 bis 1,0

Die Gleichzeitigkeitsfaktoren gemäß Tabelle 3 unter Annahme eines Verschiebungsfaktors  $\cos \varphi$  werden genutzt, um in weiterer Folge die resultierende Bemessungsstromstärke zu berechnen und dadurch die Hauptleitungsbelastung bzw. die Spitzenleistungsabschätzung durchzuführen. Wie aus Tabelle 3 ersichtlich, ist der Haushaltsbereich wesentlich von der Anzahl der betrachteten elektrifizierten Haushalte (HH) abhängig.

Um den zuvor beschriebenen Effekt im Haushaltsbereich zu verdeutlichen, zeigt die folgende Abbildung 7 unterschiedliche Gleichzeitigkeitsfaktoren gemäß TAEV [9] in Abhängigkeit der Anzahl von elektrifizierten Haushalten. Die unterschiedlichen Kurvenverläufe der Gleichzeitigkeitsfaktoren in Abhängigkeit der Kollektivanzahl von elektrifizierten Haushalten  $N_{HH}$  (Wohneinheiten) werden zur Abschätzung der elektrischen Spitzenleistung im Haushaltsbereich verwendet und beinhalten folgende Gegebenheiten [9]:

- Elektrische Raumheizung (Speicherheizung) – Kurvenverlauf 1
- Elektrische Raumheizung (Direktheizung) – Kurvenverlauf 2
- Allgemeinbedarf ohne elektrische Direktheizung – Kurvenverlauf 3
- Elektrische Warmwasserbereitstellung mittels Durchlauferhitzer (18 bis 24 kW) – Kurvenverlauf 4

Aus Abbildung 7 ist ersichtlich, dass bei der Betrachtung eines einzelnen elektrifizierten Haushalts ein Gleichzeitigkeitsfaktor von  $g = 1$  anzunehmen ist. Die Verläufe der Gleichzeitigkeitsfaktoren bei elektrischer Raumheizung – Kurvenverlauf (1) und (2) – besitzen relativ hohe Gleichzeitigkeitsfaktoren.

Dies ist auf den gleichzeitigen Betrieb der Anlagen aufgrund ähnlicher thermischer Zeitkonstanten der verschiedenen Wohnungsanlagen zurückzuführen. Hingegen zeigt der Kurvenverlauf (3) – Allgemeinbedarf ohne Direktheizung – einen wesentlich stärker abnehmenden Verlauf des Gleichzeitigkeitsfaktors  $g$ . Somit ist für eine steigende Anzahl von

elektrifizierten Haushalten  $N_{HH}$  aufgrund vorhandener Ausgleichseffekte eine geringere Spitzenleistung pro Haushalt anzusetzen.

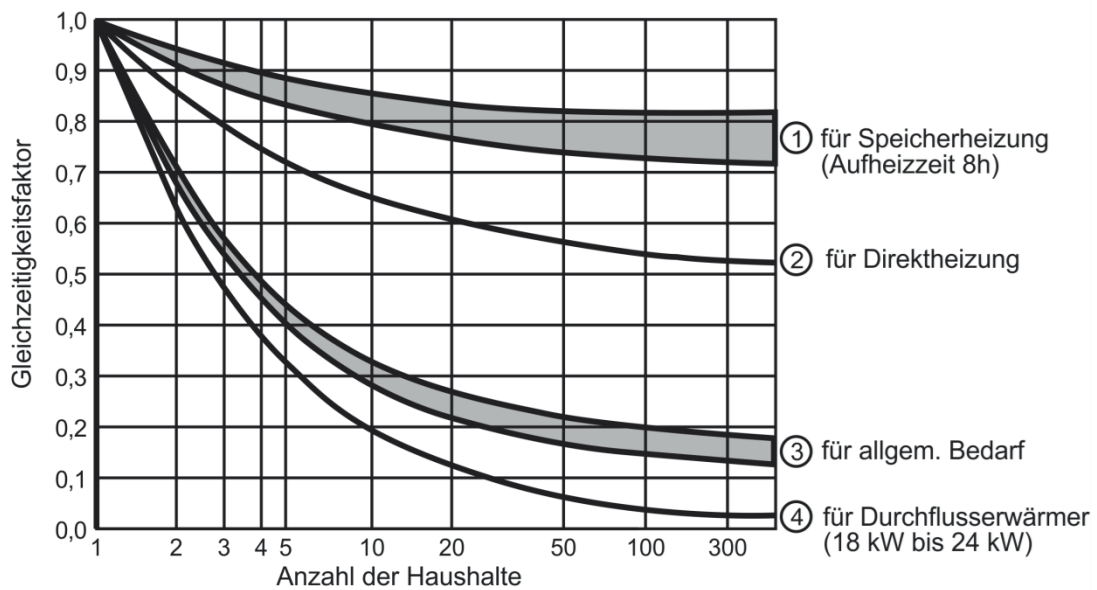


Abbildung 7: Verlauf der Gleichzeitigkeitsfaktoren in Abhängigkeit von elektrifizierten Haushalten (HH) unterschiedlicher Gegebenheiten (1) - (4) gemäß TAEV [9]

Der Kurvenverlauf (4) beinhaltet den Gleichzeitigkeitsfaktor für elektrische Durchflusserwärmer. Zur elektrischen Warmwasserbereitung mit einem Durchflusserwärmer gemäß ÖVE/ÖNORM E 8015-1 [39] ist für Bade- und Duschzwecke eine Leistung von 24 kW innerhalb einer Wohnung vorzuhalten. Bei einer gleichzeitig vorhandenen Elektroheizung (aktuell nicht üblich in Österreich) ist hierbei gemäß ÖVE/ÖNORM E-8016 [40] eine Verriegelung vorzusehen, um einen gleichzeitigen Betrieb zu unterbinden.

In weiterer Folge wird der in der Abbildung 7 dargestellte schraffierte Streubereich des Kurvenverlaufs (3) – Allgemeinbedarf ohne Direktheizung – als minimaler bzw. maximaler Gleichzeitigkeitsfaktor  $g_{TAEV,min}$  und  $g_{TAEV,max}$  herangezogen, um in Abhängigkeit der Anzahl von elektrifizierten Haushalten  $N_{HH}$  die anrechenbare minimale sowie maximale Spitzenleistung  $P_{s,TAEV,min}$  und  $P_{s,TAEV,max}$  anhand folgender Gleichung (2) bzw. (3) abzuschätzen.

$$P_{s,TAEV,min}(N_{HH}) = P_{HH} \cdot N_{HH} \cdot g_{TAEV,min}(N_{HH}) \quad (2)$$

$$P_{s,TAEV,max}(N_{HH}) = P_{HH} \cdot N_{HH} \cdot g_{TAEV,max}(N_{HH}) \quad (3)$$

In Österreich wird als elektrische Bemessungsleistung  $P_{HH}$  eine Einheitsleistung je Haushalt von 18 kW gemäß TAEV [9] sowie gemäß ÖVE/ÖNORM E 8016 [40] für vollelektrifizierte Haushalte angesetzt bzw. ergibt sich bei einer beispielhaften Annahme von einem Verschiebungsfaktor  $\cos \varphi = 1$  eine Scheinleistung von 18 kVA. Für allelektrifizierte Haushalte wird in Österreich zuzüglich zu der Einheitsleistung von 18 kW die Leistung der elektrischen Heizung miteinbezogen.

Im Vergleich dazu wird der Leistungsbedarf in Deutschland lt. DIN 18015 [29] für einen Haushalt mit elektrischer Warmwasserbereitung für Bade- und Duschzwecke dem Schein-

leistungsbedarf mit 34 kVA bzw. ohne elektrische Warmwasserbereitung mit 14,5 kVA gleichgesetzt [29].

### Elektrischer Warmwasserspeicher

Die Anschlussleistung des elektrischen Warmwasserspeichers wird durch die Nennleistung vorgegeben. Um die Spitzenleistung zur Dimensionierung des elektrischen Warmwasserspeichers lt. TAEV für Elektrizitätsunternehmen in Tirol [41] in Abhängigkeit der Aufheizzeit  $t_{\text{Lade}}$ , der erforderlichen Endtemperatur und der Füllmenge  $I_{\text{Speicher}}$  abzuschätzen, kann die Gleichung (4) verwendet werden [41]. Dabei wird die Endtemperatur des elektrischen Warmwasserspeichers mit 85°C angenommen.

$$P_{S,\text{Warmwasser}} [\text{kW}] = \frac{I_{\text{Speicher}} [\text{l}]}{t_{\text{Lade}} [\text{h}] \cdot 10} \quad (4)$$

Somit ergibt sich für einen elektrischen Warmwasserspeicher mit einer Füllmenge von 100 Liter, bei einer Aufheizzeit  $t_{\text{Lade}}$  von 3 Stunden eine Anschlussleistung von 3,3 kW. Die Erhöhung der Aufheizzeit auf 4 Stunden würde die Anschlussleistung auf 2,5 kW reduzieren.

Die Aufladung der elektrischen Warmwasserspeicher kann bei Verwendung eines Doppeltarifzählers in Österreich durch eine Tonfrequenz-Rundsteueranlage (TRA) [23], vorzugsweise in den Nachtstunden (z.B. 22:00 - 05:00 Uhr), erfolgen. Bei nicht vorhandenem Doppeltarifzähler erfolgt die Aufladung nach erfolgter Entnahme bzw. auch während des Tages bei Erreichen einer Schwelltemperatur um z.B. die vorhandenen Wärmeverluste auszugleichen.

Laut dem Energiesparverband in Oberösterreich [42] beträgt der durchschnittliche Energiebedarf für den Warmwasserverbrauch (55°C) für Duschzwecke (15 - 25 Liter) ca. 1 kWh/Person und Tag. Bei der Betrachtung von 1 Vollbad (25 - 45 Liter) beträgt pro Woche ca. 2 kWh/Person und Tag. Bei der Annahme von 2 Vollbädern (50 - 90 Liter) pro Woche ergeben sich ca. 3 kWh/Person und Tag. Die notwendige Energie für den Warmwasserbedarf ist wesentlich vom Wasserverbrauch, der Mischwassertemperatur sowie von den Verlusten des Warmwasserspeichers abhängig [42].

### 2.2.2 Spitzenleistungsabschätzung – Literatur (Schlabbach / Velandner, ...)

In diesem Teil werden weitere Methoden zur Ermittlung der Spitzenleistung im Haushaltsbereich gemäß Literatur (Schlabbach [30], Kaufmann [43], Rusk [34], ...) als Vergleich zu der TAEV [9] bzw. VDE 0100-100 [28] dargelegt.

#### 2.2.2.1 Spitzenleistungsabschätzung – Literatur gemäß Schlabbach [30] bzw. Kaufmann [43] sowie Rusk [34]

Praxisnahe Untersuchungen im großstädtischen Bereich, durchgeführt vom VDEW [44] (früher **Verband der Elektrizitätswirtschaft e.V.**<sup>2</sup>), zeigen eine weitere Möglichkeit, um die Spitzenleistungen  $P_{S,\text{Sch,min/max}}$  mittels minimalen bzw. maximalen Gleichzeitigkeitsfaktoren  $g_{n,\text{min}}$  bzw.  $g_{n,\text{max}}$  für eine unterschiedliche Anzahl von Haushalten  $N_{\text{HH}}$  zu ermitteln. Gemäß Literatur (VDEW [44], Schlabbach [30] bzw. Kaufmann [43]) werden für den

<sup>2</sup> Heute BDEW **Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.** [177]

Haushaltsbereich die Spitzenleistungen anhand der folgenden Gleichungen (5) und (6) berechnet.

$$P_{S,Sch,min}(N_{HH}) = P_{HH} \cdot \underbrace{\left( g_{\infty,min} + (1 - g_{\infty,min}) \cdot N_{HH}^{-0,75} \right)}_{g_{n,min}} \cdot N_{HH} \quad (5)$$

$$P_{S,Sch,max}(N_{HH}) = P_{HH} \cdot \underbrace{\left( g_{\infty,max} + (1 - g_{\infty,max}) \cdot N_{HH}^{-0,75} \right)}_{g_{n,max}} \cdot N_{HH} \quad (6)$$

Die in den Gleichungen (5) und (6) verwendeten Faktoren für den minimalen Gleichzeitigkeitsfaktor  $g_{\infty,min}$  werden bei vollelektrifizierten Haushalten mit 0,06 bzw. für den maximalen Gleichzeitigkeitsfaktor  $g_{\infty,max}$  mit 0,07 angenommen. Bei teilelektrifizierten Haushalten wird der Gleichzeitigkeitsfaktor  $g_{\infty,min}$  mit 0,12 bzw.  $g_{\infty,max}$  mit 0,15 bzw. bei schwach elektrifizierten Haushalten mit  $g_{\infty,min}$  0,15 bzw.  $g_{\infty,max}$  0,2 angesetzt [45]. Die Bemessungsleistung  $P_{HH}$  beträgt gemäß Literatur für vollelektrifizierte Haushalte (ohne Elektroheizung) 30 kW bzw. für teilelektrifizierte Haushalte 8 kW [44], [43], [30].

### 2.2.2.2 Spitzenleistungsabschätzung – Literatur gemäß Rusk

Der Vollständigkeit halber kann die Abschätzung der Spitzenleistungen  $P_{S,Rusk}$  gemäß Literatur (Rusk [34] aus dem Jahr 1956) mittels des Gleichzeitigkeitsfaktors  $g_n$  für eine unterschiedliche Anzahl von Haushalten  $N_{HH}$  mit folgender Formel (7) abgeschätzt werden.

$$P_{S,Rusk}(N_{HH}) = P_{HH} \cdot \underbrace{\left( g_{\infty} + (1 - g_{\infty}) \cdot N_{HH}^{-0,5} \right)}_{g_n} \cdot N_{HH} \quad (7)$$

Dabei bezeichnet der Gleichzeitigkeitsfaktor  $g_{\infty}$  den Zusammenschluss einer unendlich großen Anzahl von Haushalten [44]. Der Unterschied zwischen der Gleichung (5) bzw. (6) und der Gleichung (7) ist durch die Hochzahl bei der Multiplikation der Anzahl von Haushalte  $N_{HH}$  ersichtlich.

Zu beachten ist, dass in Österreich gemäß TAEV [9] eine Bemessungsleistung  $P_{HH}$  von 18 kW bei der Betrachtung eines Haushalts bzw. in Deutschland eine Bemessungsleistung  $P_{HH}$  von 34 kVA bzw. 14,5 kVA gemäß DIN 18015 [29] oder 30 kW (vollelektrifizierte Haushalte) bzw. 8 kW (teilelektrifizierte Haushalte) gemäß Literatur (VDEW [44], Schlabbach [30] bzw. Kaufmann [43]) angesetzt werden. In Spanien werden für die Basis-elektrifizierung pro elektrifizierten Haushalt 5,75 kW bzw. für eine höhere Elektrifizierung mindestens 9,2 kW angesetzt [46], [47].

### 2.2.2.3 Spitzenleistungsabschätzung – Literatur gemäß Velder mit Axelsson-Strand Koeffizienten

Eine klassische Art zur Abschätzung der Spitzenleistung im Haushaltsbereich basiert auf der grundlegenden Annahme, dass das Auftreten individueller Spitzenleistungen laut [48], [31], [14] normalverteilt ist. Nach Velder [31], [49] ist es mittels folgender Gleichung (8) möglich, die Spitzenleistung  $P_{S,Vel}$ , in Abhängigkeit der Anzahl von Haushalten  $N_{HH}$  und mittels des jährlichen Strombedarfs  $E_{HH}$  je Haushalt, abzuschätzen.

$$P_{S,Vel} = \alpha \cdot N_{HH} \cdot E_{HH} + \beta \cdot \sqrt{E_{HH} \cdot N_{HH}} \quad (8)$$

Die in Gleichung (8) dargestellten Koeffizienten  $\alpha$  und  $\beta$  wurden mittels empirischer Untersuchungen seitens Axelsson und Strand [32] ermittelt. Die folgende Tabelle 4 zeigt die Koeffizienten ( $\alpha$ ,  $\beta$ ) für unterschiedliche Wohnungstypen (Wohnungen WHG, Einfamilienhäuser EFH, Reihenhäuser RH) sowie dem jeweiligen durchschnittlichen Strombedarf  $E$  je Wohnungstyp in Österreich gemäß Statistik Austria [50]. Da zwar die Koeffizienten ( $\alpha$ ,  $\beta$ ) für den Strombedarf niederländischer Haushalte (Wohnungen (2 400 kWh), Reihenhäuser (3 300 kWh), Einfamilienhäuser (4 400 kWh) [49]) ermittelt wurden, sich jedoch in einem ähnlichen Bereich, wie jene der österreichischen Haushalte befinden, werden diese als Vergleich herangezogen.

Tabelle 4: Abschätzung der Spitzenleistung gemäß Velander [31] mit  $\alpha$ - und  $\beta$ -Koeffizienten gemäß Axelsson und Strand [32], [49], [51], für unterschiedliche Wohnungstypen bezogen auf den österreichischen Strombedarf [50]

Wohnungstypen	Koeffizienten		Strombedarf Österreich
	$\alpha$ in 1/h	$\beta$ in (kW/h) <sup>1/2</sup>	$E$ in kWh
<b>Wohnungen</b>	0,000237	0,0444	2 320 <sup>3)</sup>
<b>Reihenhäuser</b>	0,000268	0,0239	4 438 <sup>4)</sup>
<b>Einfamilienhäuser</b>	0,000305	0,0350	5 995 <sup>5)</sup>

Die in Tabelle 4 dargestellten Koeffizienten ( $\alpha$ ,  $\beta$ ) werden verwendet, um mittels des durchschnittlichen Stromverbrauchs in Österreich für die unterschiedlichen Wohnungstypen (Wohnungen, Reihenhäuser, Einfamilienhäuser) gemäß Statistik Austria [50] die Spitzenleistung  $P_{S,vel}$  in Abhängigkeit der Anzahl von Haushalten  $N_{HH}$ , anhand Gleichung (8), zu berechnen.

Die Spitzenleistungsabschätzung nach Velander wird vor allem in den nordischen Ländern angewendet. In diesen Ländern ist der Strombedarf in den elektrifizierten Haushalten erheblich höher. In Norwegen beträgt der durchschnittliche Strombedarf 16 044 kWh [52], in Schweden 9 240 kWh [53] bzw. in Finnland 8 580 kWh [53]. Es wird angemerkt, dass in den nordischen Ländern bspw. in Norwegen für die Beheizung der Wohngebäude häufig elektrischer Strom verwendet wird. Zusätzlich werden die berechneten Spitzenleistungen  $P_{S,vel}$  für eine steigende Kollektivgröße elektrifizierter Haushalte mit den zugehörigen Koeffizienten ( $\alpha$ ,  $\beta$ ) für Norwegen, Niederlande und Österreich im Anhang (siehe Kapitel 13.4) als Vergleich aufgelistet.

#### 2.2.2.4 Spitzenleistungsabschätzung – Literatur gemäß Nagel

In den Planungsabteilungen unterschiedlicher Elektrizitätsunternehmen ELU ist es möglich, auf bereits vorhandenes Expertenwissen zurückzugreifen. In der Literatur [10] werden für elektrifizierte Haushalte verschiedene Elektrifizierungsgrade 1 bis 4 definiert, um in weiterer Folge bei einer hinreichend großen Anzahl von elektrifizierten Haushalten (> 100 HH), durchschnittliche Anhaltswerte für die Planung heranzuziehen. Die folgende Tabelle 5 zeigt

<sup>3)</sup> Strombedarf Wohnungsgröße < 89 m<sup>2</sup> (Jahr 2011), Mittelwert [49]

<sup>4)</sup> Strombedarf Wohnungsgröße 90 - 129 m<sup>2</sup> (Jahr 2011), Mittelwert [49]

<sup>5)</sup> Strombedarf Wohnungsgröße > 130 m<sup>2</sup> (Jahr 2011), Mittelwert [49]

die einzelnen Elektrifizierungsgrade 1 bis 4 mit den durchschnittlich zu erwarteten Spitzenleistungen bei Betrachtung einer hinreichend großen Anzahl von Haushalten.

Tabelle 5: Durchschnittliche Spitzenleistung für eine große Anzahl von elektrifizierten Haushalten (HH) – unterschiedlicher Elektrifizierungsgrade EG 1 - 4 gemäß Nagel [10]

Elektrifizierungsgrad (EG)	Spitzenleistung pro Haushalt (HH)
$P_{S,Nagel,EG1}$ – EG 1 (Licht und Kleingeräte)	0,7 - 0,9 kW/HH
$P_{S,Nagel,EG2}$ – EG 2 (EG 1 inkl. elektrisch Kochen)	1,0 - 1,2 kW/HH
$P_{S,Nagel,EG3}$ – EG 3 (EG 2 inkl. elektrische Warmwasserbereitung)	1,8 - 2,0 kW/HH
$P_{S,Nagel,EG4}$ – EG 4 (EG 3 inkl. elektrische Heizung)	10 - 12 kW/HH

Für die weiteren Betrachtungen werden die in der Tabelle 5 dargestellten Elektrifizierungsgrade EG 1 bis EG 3 als Vergleichszwecke herangezogen.

In den österreichischen Bundesländern werden in den elektrifizierten Haushalten bspw. der Steiermark 65 % bzw. in Vorarlberg 78 % der Warmwasserbereitung elektrisch vollzogen. Im Vergleich dazu wird in Wien, aufgrund des vermehrten Einsatzes vorhandener Gasthermen, die elektrische Warmwasserbereitung zu 73 % in Kombination mit der Heizung durchgeführt. Lediglich zu 23 % wird zur elektrischen Warmwasserbereitung Strom eingesetzt. Die restlichen 4 % verwenden einen Gasdurchlauferhitzer bzw. eine zusätzliche Gastherme [54].

In Österreich werden einzelne Elektrifizierungsgrade lt. der TAEV [9] zusätzlich mit den Begriffen vollelektrifizierte Wohneinheit (Generierung der Raumwärme mit anderen Energieträgern (z.B. Nah- oder Fernwärme, Gas, Öl, ...) mit einer Bemessungsleistung von 18 kW oder allelektrifizierte Wohneinheit (Generierung der Raumwärme mit elektrischem Strom) mit einer Bemessungsleistung von 18 kW zzgl. der elektrischen Leistung zur Generierung der Raumwärme angegeben [9].

#### 2.2.2.5 Spitzenleistungsabschätzung – Literatur gemäß Herman-Beta-Methode [33]

Die Hermann-Beta-Methode wird zur Berechnung von Spannungsabfällen mittels eines Lastmodells in Niederspannungsnetzen auf Basis von Verteilungsfunktionen [33] durchgeführt und ist in der südafrikanischen nationalen Richtlinie zur Planung von Verteilernetzen [55] festgelegt. In den 1990er Jahren wurden 71 Haushalte während einer starken Verbrauchsperiode (Winterperiode) in Südafrika gemessen und analysiert. Die durchgeführten statistischen Analysen ( $\chi^2$ -Test bzw. Kolmogorov-Smirnov-Test (K-S-Test)) gemessener Ströme einzelner Haushalte zeigen, dass die gemessenen Ströme sowohl durch eine Beta- als auch durch eine Weibullverteilung beschrieben werden können. Für die Modellierung elektrifizierter Haushalte wurde die Beta-Verteilung bevorzugt, da die Koeffizienten der Beta-Verteilung so gewählt werden können, dass diese Verteilungsfunktion rechtsschiefe bzw. linksschiefe Eigenschaften aufweist. Zusätzlich eignet sich die Beta-Verteilung zur Beschreibung der Lasten elektrifizierter Haushalte, da die Verteilung endliche elektrische Wirkleistungswerte annimmt und beispielsweise auf den Leitungsschutzschalter des vorgelagerten Schutzelementes, wie bei der Herman-Beta-Methode festgehalten, normiert werden kann [33], [56]. Zusätzliche Analysen hinsichtlich der Nachbildung des

Neutralleiterstroms zwischen der Beta- und der Normalverteilung zeigten bessere Ergebnisse bei der Nachbildung durch die Beta-Verteilung [33]. Das Verfahren beruht auf der Ermittlung des ADMD Parameters (**A**fter **D**iversity **M**aximum **D**emand – Ermittlung der Spitzenwerte bspw. eines Leitungsabganges durch eine Lastgangsanalyse) und den Gleichzeitigkeitsfaktoren für unterschiedliche Gebiete mit verschiedenen Einkommensklassen durch die angenäherte Beta-Verteilung mit den Parametern  $\alpha$  und  $\beta$  [57].

### 2.2.3 Spitzenleistungsabschätzung – Hauptleitungsbelastung DIN 18015

Bei der Absicherung von Niederspannungskabeln wird ebenfalls der Gedanke der Gleichzeitigkeit miteinbezogen. An verschiedenen Stellen bei Niederspannungskabelverteiltern in Wohngebäuden werden die zu erwartenden Belastungen an dem betrachteten Kabel (Hauptleitungsbelastung) in Abhängigkeit der Anzahl von elektrifizierten Haushalten  $N_{HH}$  abgeschätzt. Die Bewertung des Leistungsbedarfs gemäß DIN 18015 [29] wird mit / ohne elektrische Warmwasserbereitung für persönliche Hygiene beispielsweise für Bade- und Duschzwecke mittels eines elektrischen Durchlauferhitzers durchgeführt. In der Tabelle 6 wird der Scheinleistungsbedarf mit / ohne elektrische Warmwasserbereitung bis zu einer Anzahl von 100 Haushalten angegeben. Bzgl. einer bildhaften Beschreibung der Verortung von Hauptleitungen siehe Anhang Kapitel 13.1.

Tabelle 6: Hauptleitungsbelastung in Wohngebäuden gemäß DIN 18015 [29] in Abhängigkeit der Anzahl von elektrifizierten Haushalten  $N_{HH}$  mit / ohne elektrische Warmwasserbereitung

Anzahl von Haushalten $N_{HH}$	Ohne elektrischer	Mit elektrischer
	Warmwasserbereitung	
	Effektiver Scheinleistungsbedarf (kVA)	Effektiver Scheinleistungsbedarf (kVA)
1	14,5	34
5	41	81
10	55	107
50	95	175
90	106	200
100	108	205

Wie aus Tabelle 6 ersichtlich ist, wird die Abschätzung des elektrischen Leistungsbedarfs mittels der Scheinleistung durchgeführt. Um die Vergleichbarkeit zwischen den einzelnen konventionellen Methoden zur elektrischen Spitzenleistungsabschätzung durchzuführen, wird in weiterer Folge ein Verschiebungsfaktor  $\cos \varphi = 1$  angenommen. Da in Österreich für einen Haushalt eine Bemessungsleistung von 18 kW heranzuziehen ist, ist der Leistungsbedarf gemäß DIN 18015 [29] ohne elektrische Warmwasserbereitung eher mit jenem in Österreich vergleichbar.

### 2.2.4 Spitzenleistungsabschätzung – Flächenleistungen

Die Abschätzung des elektrischen Wirkleistungsbedarfs kann auch, wie in der Praxis üblich, mittels spezifischer Flächenleistungen für unterschiedliche Nutzungen in Kombination mit



den Gleichzeitigkeitsfaktoren zur Dimensionierung elektrischer Betriebsmitteln erfolgen. Diese Methode zur Abschätzung des elektrischen Wirkleistungsbedarfs anhand spezifischer Flächenleistungen gibt einen groben Überblick über den notwendigen elektrischen Wirkleistungsbedarf. Der elektrische Wirkleistungsbedarf ist sehr stark von den Arbeits- und Betriebszeiten, sowie von der Betriebsweise und dem darunterliegenden Prozess in der elektrotechnischen Anlage abhängig. Die alleinige Abschätzung des elektrischen Spitzenleistungsbedarfs durch diese grobe Leistungsabschätzung kann in einigen Fällen eher zu einer Unter- bzw. Überdimensionierung der elektrotechnischen Anlage führen. In der folgenden Tabelle 7 sind charakteristische Richtwerte für unterschiedliche Nutzungen aufgelistet [35], [58].

Wichtig dabei ist, den Unterschied zwischen der Nutzfläche NF sowie der Bruttogrundfläche BGF gemäß ÖNORM B 1800 [59] zu beachten. Die Bruttogeschossfläche BGF beinhaltet die Grundflächen aller Grundrissebenen eines betrachteten Bauwerkes und wird in Netto-Grundfläche NGF und in die Konstruktions-Grundflächen KFG unterteilt. Die Netto-Grundfläche NGF beinhaltet die Nutzfläche NF, Funktionsfläche FF und Verkehrsfläche VF. Die Nutzfläche NF hingegen definiert die Nutzung aufgrund seiner Zweckbestimmung, diese wird unterteilt in Hauptnutzflächen (HNF), Nebennutzflächen (NNF) [59], [60].

Tabelle 7: Flächenleistungen (NF - Nutzfläche) der unterschiedlichen Nutzungen (Gewerbe, Haushalt) [35], [58], [43]

Objekt	Flächenleistungen	
	Min. Leistung	Max. Leistung
	W/m <sup>2</sup> (NF)	W/m <sup>2</sup> (NF)
Schulen	10	30
Supermarkt	300	300
Backshop, Bistro, Eiscafe	150	250
Bank, Post, sonst. Dienstleister	40	70
Friseur	220	280
Gastronomie allg.	180	400
Büro	30	50
Haushalt	10	30

Bei der Planung und Dimensionierung von elektrischen Niederspannungsnetzen und deren Betriebsmittel ist der elektrische Wirkleistungsbedarf getrennt, für die einzelnen Nutzungen, zu ermitteln. In weiterer Folge wird die Ermittlung der elektrischen Spitzenleistung  $P_{S, \text{Fläche}}$  mittels der Methode der Flächenleistungen für eine vermehrte Anzahl von elektrifizierten Haushalten in einem betrachteten städtischen Niederspannungsverteilernetz angewendet.

Bei der Betrachtung von einer größeren Anzahl von elektrifizierten Haushalten ist zu beachten, dass aufgrund des unterschiedlichen Verbraucherverhaltens einzelner elektrifizierter Haushalte, hervorgerufen durch die vielfältigen Verbrauchergewohnheiten durch die Bewohner, im Allgemeinen die elektrische Spitzenleistung  $P_S$ , aufgrund der

Gleichzeitigkeiten, geringer als die Summe der Einzellasten ist. Um dies zu verdeutlichen gilt stets die Dreiecksungleichung wie in der Gleichung (9) dargestellt.

$$\left| \sum_{i=1}^n x_i + y_i \right| \leq \sum_{i=1}^n |x_i| + \sum_{i=1}^n |y_i| \quad (9)$$

Dabei stehen die in der Gleichung (9) dargestellten Wirkleistungswerte  $x_i$  und  $y_i$  für bspw. gemessene Jahreslastgänge von zwei verschiedenen Haushalten. Der linke Teil der Ungleichung ist immer kleiner oder gleich dem rechten Teil der Ungleichung für  $x$  und  $y$ , bestehend aus reellen oder komplexen Zahlen [61].

Die Berechnung der elektrischen Spitzenleistung  $P_{S,Fläche}$  mit der Methode der Flächenleistung für eine unterschiedliche Anzahl von elektrifizierten Haushalten  $N_{HH}$  erfolgt durch Annahme einer elektrischen Flächenleistung  $P_{S,Fläche}$  sowie einer durchschnittlichen Wohnungsgröße  $A_{HH}$  [62]. Die folgende Gleichung (10) zeigt diesen Zusammenhang zur Ermittlung der Spitzenleistung  $P_{S,Fläche}$  anhand einer Flächenleistung  $P_{Fläche}$ .

$$P_{S,Fläche}(N_{HH}) = P_{Fläche} \cdot A_{HH} \cdot g_{Fläche} \cdot N_{HH} \quad (10)$$

Die Flächenleistung  $P_{Fläche}$  liegt für einen durchschnittlichen Haushalt bei 10 - 30 W/m<sup>2</sup> [35]. Im städtischen Wohngebiet werden unterschiedliche Wohnungsgrößen angeboten, um z.B. Familien mit Kindern sowie alleinstehende Personen, usw. anzusprechen. Für die weiteren Berechnungen wird eine durchschnittliche Fläche  $A_{HH}$  eines Haushalts von 65 m<sup>2</sup> verwendet [62]. Laut der Planungsrichtlinie [35] sollte für elektrifizierte Haushalte ein Gleichzeitigkeitsfaktor unabhängig von der Anzahl der elektrifizierten Haushalte von  $g_{Fläche} = 0,4$  verwendet werden.

### 2.2.5 Spitzenleistungsabschätzung – Standardlastprofile unterschiedlicher Nutzungen

Die VDEW-Projektgruppe erarbeitete durch Analyse einer Vielzahl von real gemessenen Lastgängen (ca. 1 500 Lastgänge auf Jahresbasis) für unterschiedliche Kundengruppen (Gewerbe G0 - G7, Landwirtschaft L0 - L2 und Haushalt H0) standardisierte Lastprofile [63]. Diese synthetischen Lastprofile werden für Kundenanlagen mit einem Jahresstrombedarf von weniger als 100 000 kWh (Haushaltsbereich 8 000 kWh) oder mit einer Anschlussleistung von kleiner 50 kW verwendet [37]. Diese Profile sollen den unterschiedlichen Elektrizitätsunternehmen ELU zur Bilanzierung standardisierter Kundengruppen dienen. Dabei wird beim standardisierten Haushaltsprofil H0 keine Unterscheidung zwischen elektrifizierten städtischen, vorstädtischen oder ländlichen Haushalten durchgeführt.

Die einzelnen Profile sind auf einen Strombedarf von 1 000 kWh/a normiert und beinhalten unterschiedliche Typtage („Werktag“, „Samstag“, „Sonntag“) sowie unterschiedliche Jahreszeiten („Winter“, „Sommer“, „Übergangszeit“). Für die Erstellung des Standardlastprofils im Haushaltsbereich wurden insgesamt 332 Haushaltslastgänge in die Analysen miteinbezogen [63]. Durch die Anwendung einer Dynamisierungsfunktion (Polynom 4. Grades [64], [65], [66]) wird der charakteristische Strombedarf innerhalb eines Jahres beginnend von „Winter“ über den „Sommer“ inkl. den Übergangszeiten miteinbezogen. Die gesetzlichen Feiertage innerhalb des Jahres werden gesondert in das synthetische

Jahresprofil miteinander. Ab einer ausreichend großen Anzahl von Haushalten ist das Standardlastprofil mit einer statistischen Abweichung heranziehbar [14], [38].

Im Vergleich zu [13] werden für die weiteren Auswertungen nicht die einzelnen Typtage gemäß der repräsentativen VDEW-Lastprofile [63], sondern ein Jahresprofil (inkl. Dynamisierungsfunktion) aus dem Jahr 2015 gemäß APCS [36] und einem durchschnittlichen Strombedarf von 2 320 kWh/a gemäß Statistik Austria [50] für Wohnungen in Österreich herangezogen. Aus diesem wird im Anschluss jener Tag mit dem höchsten Wirkleistungsbedarf ausgewählt und als Vergleichswert der Spitzenleistungsabschätzung herangezogen.

### 2.2.6 Gegenüberstellung konventioneller Methoden zur Abschätzung der Spitzenleistung

In der Abbildung 8 sind die unterschiedlichen Ergebnisse der zuvor dargelegten konventionellen Methoden zur Spitzenleistungsabschätzung nach dem Stand der Technik, bei einer steigenden Anzahl von elektrifizierten Haushalten (HH), dargelegt. In diesem Zusammenhang werden in dieser Abbildung 8 die berechneten Spitzenleistungen von 5 bis 300 elektrifizierten Haushalten (HH) im Detail dargestellt und analysiert.

Es wird darauf hingewiesen, dass in der folgenden Abbildung 8 die Hauptleitungsbelastung gemäß DIN 18015 ohne elektrische Warmwasserbereitung dargestellt ist.

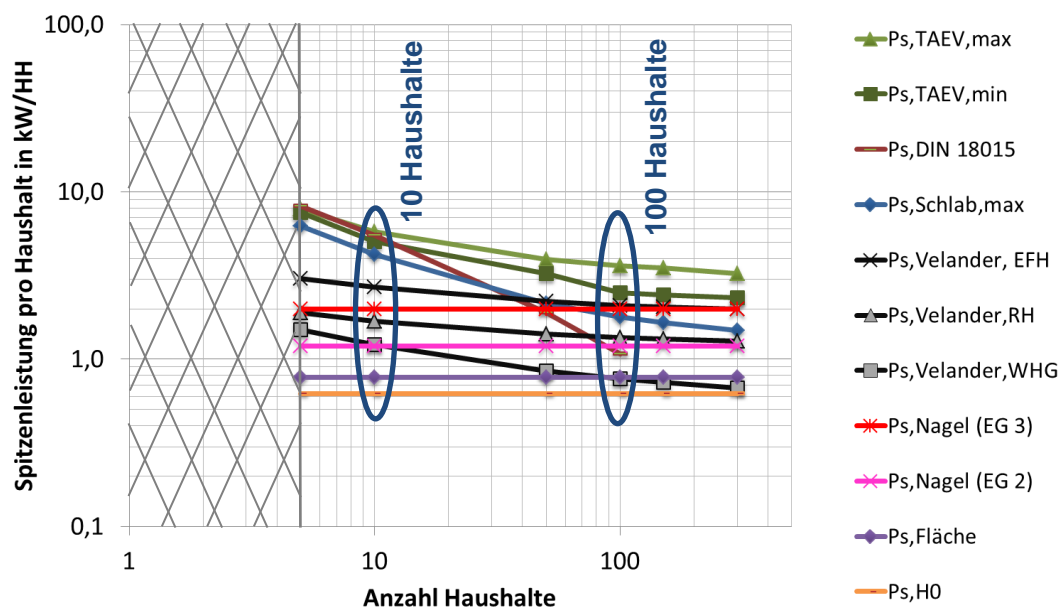


Abbildung 8: Abschätzung der Spitzenleistung unterschiedlicher konventioneller Methoden (Anschlussbedingungen (TAEV [9]) bzw. Normen (VDE 0100-100 [28], DIN 18015 [9]), Literatur (Schlabbach [30], Velander [31], Nagel [10]), Planungsrichtlinie (Flächenleistung [35]), Standardlastprofil (H0) [36], [37]) in Abhängigkeit der Anzahl elektrifizierter Haushalten

Wie aus der Abbildung 8 ersichtlich ist, beinhalten die einzelnen Kurvenverläufe der Spitzenleistung bis auf die Spitzenleistung gemäß Standardlastprofil  $P_{S,H0}$  bzw. Flächenleistung  $P_{S,Fläche}$  sowie gemäß Nagel  $P_{S,Nagel}$  einen Gleichzeitigkeitsfaktor. Generell ergibt sich jedoch bei einer geringen bzw. einer großen Anzahl von elektrifizierten Haushalten eine

große Streuung hinsichtlich der Spitzenleistung pro elektrifizierten Haushalt bei Betrachtung der unterschiedlichen konventionellen Methoden.

Gemäß Statistik Austria [67] befinden sich in der Bundeshauptstadt Wien 35 % der Hauptwohnsitzwohnungen in Gebäuden mit Wohnungsgrößen von 10 bis 19 Wohnungen bzw. 44 % in Gebäuden mit Wohnungsgrößen von > 20 Wohnungen. Im Vergleich dazu befinden sich in Gemeinden (ohne Wien) mit mehr als 100 000 Einwohnern 29 % der Hauptwohnsitzwohnungen in Gebäuden mit Wohnungsgrößen von 10 bis 19 Wohnungen bzw. 24 % mit Wohnungsgrößen von > 20 Wohnungen und mehr.

Nachfolgend werden in der Abbildung 8 die dargestellten konventionellen Methoden zur Ermittlung der Spitzenleistung für eine geringe Anzahl von elektrifizierten Haushalten ( $N_{HH} = 10$ ) und für eine große Anzahl von elektrifizierten Haushalten ( $N_{HH} = 100$ ) detailliert ausgewertet.

### **Fall 1) Geringe Anzahl von elektrifizierten Haushalten ( $N_{HH} = 10$ )**

Bei einer geringen Anzahl von elektrifizierten Haushalten zeigen die ermittelten Spitzenleistungen der konventionellen Methoden (TAEV [9] bzw. VDE 0100-100 [28]) sowie DIN 18015 [29]) sowie Literatur (Schlabbach [30])) ähnliche Ergebnisse. Diese Spitzenleistungen liegen im Bereich von 5,8 kW/HH bis 4,2 kW/HH. Die im Vergleich dazu ermittelten Spitzenleistungen gemäß Literatur (Velander [31], Nagel [10]), Standardlastprofil (H0) [36] bzw. gemäß der spezifischen Flächenleistung [35] führen zu einer geringeren Spitzenleistung, diese liegen im Bereich von 2,69 kW/HH bis 0,62 kW/HH.

### **Fall 2) Große Anzahl von elektrifizierten Haushalten ( $N_{HH} = 100$ )**

Bei einer großen Anzahl von elektrifizierten Haushalten ergeben sich die Spitzenleistungen bei der konventionellen Abschätzung gemäß TAEV [9] bzw. VDE 0100-100 [28], sowie Literatur (Schlabbach [30], Velander (Reihenhäuser RH, Einfamilienhäuser EFH) [31], [49]) in einem Bereich von 3,6 kW/HH bis 1,35 kW/HH. Die im Vergleich ermittelte Spitzenleistung anhand der konventionellen Methoden gemäß Norm (DIN 18015 [29]) bzw. Literatur (Velander (Wohnung WHG) [31], [49], Nagel [10])) sowie mittels spezifischer Flächenleistungen befinden sich im Bereich von 1,1 kW/HH bis 0,78 kW/HH. Das Standardlastprofil für den Haushaltsbereich H0 skaliert mit dem durchschnittlichen Strombedarf elektrifizierter städtischer Wohnungen in Österreich von 2 320 kWh/a gemäß Statistik Austria [50] zeigt hingegen eine Spitzenleistung von 0,62 kW/HH.

In diesem Kapitel werden gemäß dem Stand der Technik anhand der aufgelisteten Methoden verschiedener Anschlussbedingungen, Normen sowie Literatur gezeigt (siehe Abbildung 8), dass sich bei Betrachtung von elektrifizierten städtischen Wohnungen eine große Bandbreite bei der Abschätzung der Spitzenleistung pro Haushalt ergibt.

Im Fall 1) bei einer geringen Anzahl von elektrifizierten Haushalten ergibt sich der Faktor 9,4 zwischen der TAEV [9] und dem Standardlastprofil H0 [36]. Im Fall 2) bei Betrachtung einer größeren Anzahl von Haushalten zeigt sich, dass sich zwischen der in Österreich angewendeten TAEV [9] und dem Standardlastprofil H0 [36] der Faktor 5,8 ergibt.

## 2.3 Stand der Wissenschaft – Probabilistische Modellierung von Haushaltslastgängen

In diesem Teil wird ein Überblick über den Stand der Wissenschaft bezüglich der probabilistischen Methoden zur Generierung elektrischer Lastgänge im Haushaltsbereich dargelegt. Der Fokus der verschiedenen Bottom-Up- und Top-Down-Ansätze wird auf die zur Modellierung notwendigen Eingangsdaten inkl. den weiteren Parametern zur Modellierung der elektrifizierten Haushalte gelegt. Dadurch ist es möglich, die in dieser Arbeit entwickelte Methode den bereits veröffentlichten Methoden gegenüberzustellen.

Bei der probabilistischen Modellierung von Lasten elektrifizierter Haushalte bzw. in weiterer Folge zur Erzeugung elektrifizierter Haushaltslastgänge kann die Methode des Bottom-Up-Ansatzes (bspw. Zeillinger [68], Dickert [69], Nihuis [70], Esslinger [66], Bärwaldt [71], Bucher [5], Wieland [72], ...) oder die Methode des Top-Down-Ansatzes (Huppertz [73]) angewendet werden. In der folgenden Abbildung 9 ist eine einfache Darstellung der verschiedenen Methoden des Top-Down- und des Bottom-Up-Ansatzes in einem Niederspannungsverteilernetz dargestellt.

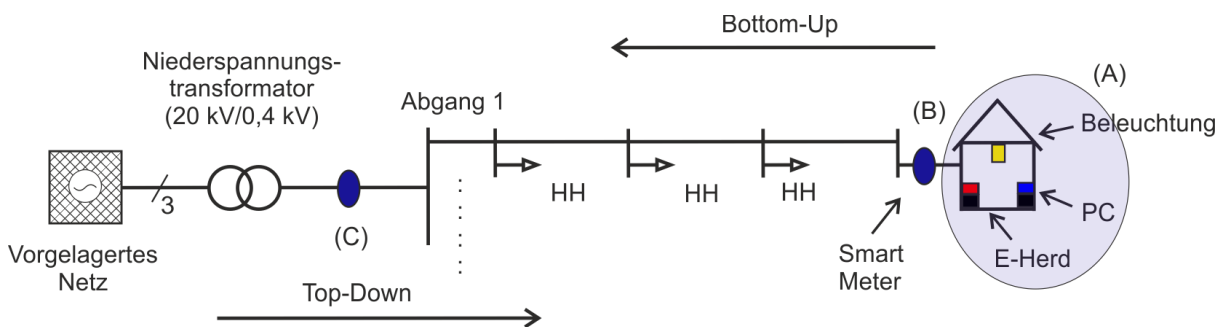


Abbildung 9: Darstellung des Bottom-Up- (A),(B) und des Top-Down-Ansatzes (C) zur probabilistischen Modellierung von Haushaltslastgängen in einem exemplarischen Niederspannungsnetz

Im Folgenden werden die einzelnen Methoden des Bottom-Up- (A), (B) sowie des Top-Down-Ansatzes (C) kurz beschrieben.

### Bottom-Up-Ansatz (A), (B)

Zur Erstellung elektrischer Wirkleistungsprofile für elektrifizierte Haushalte wird die Modellierung anhand des Bottom-Up-Ansatzes (A) auf Basis der elektrischen Geräte im Vergleich zu dem Bottom-Up-Ansatz (B) auf Basis des Hausanschlusspunktes (Übergabepunkt öffentliches Netz, aggregierte elektrische Geräte, Smart Meter) des elektrifizierten Haushalts unterschieden.

### Bottom-Up-Ansatz (A) – Modell elektrischer Geräte

Bei dem Bottom-Up-Ansatz auf Basis einzelner elektrischer Geräte ist es wichtig, dass das Verhalten der Haushaltsbewohner (Arbeit, Freizeit, Ausbildung,...), die sozioökonomischen Aspekte sowie die bevölkerungs- und geographischen Charakteristiken der in dem Gebiet vorhandenen elektrifizierten Haushalte im Detail bekannt sind. Zusätzlich zu diesen Daten müssen die unterschiedlichen Aktivitäten innerhalb eines Tages bzw. einer Woche sowie die Benutzungshäufigkeiten elektrischer Geräte einzelner Bewohner im Detail bekannt sein, um die unterschiedlichen Teilaspekte bei der probabilistischen Modellierung des Bottom-Up-

Ansatzes auf Gerätebasis detailgetreu nachzubilden [74]. Unter Zuhilfenahme von Zufallszahlen werden die einzelnen elektrischen Geräte auf Basis des Ausstattungsgrades in den nachzubildenden elektrifizierten Haushalten festgelegt und für jeden Tag die notwendigen Einsatzzeitpunkte sowie Einsatzdauern mittels Zufallszahlen generiert. Dies wird beispielhaft in dem Modell von Capasso [74] bzw. Paatero und Lund [75] angewendet.

Bei der Nachbildung auf Gerätebasis wird davon ausgegangen, dass der Ausstattungsgrad der unterschiedlich großen elektrifizierten Haushalte (1-Personen bis zu 4+ Personen-Haushalte) mit den einzelnen elektrischen Geräten (Fernseher, Elektroherd, Waschmaschine,...) bekannt ist. Die aus der Literatur [71], [50] bekannten bzw. auf Basis von Befragungen ermittelten Einsatzzeitpunkten sowie Benutzungshäufigkeiten elektrischer Geräte werden mittels Wahrscheinlichkeitsverteilungsfunktionen (Normalverteilungen sowie Gleichverteilungen) innerhalb eines Tages nachgebildet [71], [68], [76].

In dem Modell von Zeilinger [68] werden gemessene Haushaltsgeräte mit dem im Betrieb notwendigen Leistungsbedarf (Wirk- und Blindleistung) berücksichtigt bzw. werden in dem Modell gemäß Dickert [69] die Nennbetriebsleistungen, bspw. einer elektrisch betriebenen Waschmaschine, anhand einer Normalverteilung nachgebildet, um hier ebenfalls eine variable Komponente zu erreichen.

Das Modell von Zeilinger [68] beinhaltet zusätzlich verschiedene Programme unterschiedlicher elektrischer Geräte. Diese verschiedenen Programme der elektrischen Geräte werden anhand von Zufallszahlen in die Simulationen miteinbezogen. Im Detail handelt es sich bspw. um Waschprogramme einer Waschmaschine, um den daraus folglich geänderten Energie- und Wirkleistungsbedarf des Gerätes miteinzubeziehen. Dadurch ist es möglich, das reale Lastverhalten nachzubilden und eine variable Komponente in die Haushaltslastgänge zu integrieren.

In einigen Modellen werden Markov-Ketten angewendet, um die Anwesenheit der Bewohner in den einzelnen elektrifizierten Haushalten und den dadurch entstehenden Mehrbedarf an elektrischer Energie, durch bspw. die vermehrte Nutzung an elektrischer Beleuchtung, miteinzubeziehen. Die Modellierung durch Markov-Ketten kann bei der Nachbildung von Kühlschränken, Gefriertruhen gemäß Palensky [77] sowie bei dem Aktivitätsverhalten anwesender Personen im elektrifizierten Haushalt [70] angewendet werden. Als Führungsparameter für Kühlgeräte können die Temperaturen innerhalb des Gerätes verwendet werden. Dabei ist lt. McLoughlin [78] festzuhalten, dass in der Modellierung von Markov-Ketten nicht nur Übergangswahrscheinlichkeiten einzelner Zustände, sondern auch eine zeitabhängige Komponente über den Tagesverlauf miteinbezogen werden sollte, da ansonst in den gezeigten Simulationen vermehrt Lastspitzen in den Abendstunden möglich sind [78].

Bei den Modellen mit Markov-Ketten wird im Allgemeinen der zukünftige Zustand nur vom aktuellen Zustand beeinflusst und nicht von den Zuständen vergangener Entscheidungen. Bei Markov-Ketten der höheren Ordnung  $n$  werden zusätzlich vergangene Zustände  $n$  vor dem aktuellen Ausgangszustand in die Entscheidung miteinbezogen [79].

Die zuvor beschriebenen Bottom-Up-Ansätze auf Gerätebasis beinhalten eine Reihe von Variationsmöglichkeiten bzw. Faktoren, die den elektrischen Wirkleistungsbedarf im elektrifizierten Haushaltsbereich beeinflussen:

- Demographische Faktoren der Bewohner (Art der Berufstätigkeit, Bildungsstand, Lebensgewohnheiten, ...)
- Wetterbedingungen
- Wohnungsgröße sowie Anzahl der Bewohner
- Aktivitätsverhalten der Bewohner sowie Einsatzverhalten der elektrischen Geräte
- Ausstattungsgrad eingesetzter Haushaltsgeräte
- usw.

Um die Vorteile der oben angeführten Variabilitätsmöglichkeiten bei der Modellierung nutzen zu können, müssen diese im Detail für das betrachtete Gebiet bzw. die Region vorliegen. Erst dann ist es möglich, präzise Haushaltlastprofile für die zuvor erwähnten Bereiche zu generieren und diese auch zu nutzen, um bspw. die Auswirkungen der unterschiedlichen Haushaltsgeräte auf ein Demand-Side-Management-System sowie unterschiedliche Regelungsstrategien im aktiven Niederspannungsnetz in Kombination mit dezentralen Stromerzeugungsanlagen zu untersuchen.

### **Bottom-Up-Ansatz (B) – Modell Hausanschluss**

Die sehr aufwendige Modellierung von elektrischen Haushaltslastgängen des Bottom-Up-Ansatzes (A) auf Gerätebasis steht dem Ansatz der Modellierung am Hausanschluss entgegen. Bei dem Bottom-Up-Ansatz (B) auf Basis des Hausanschlusses (Smart Meter) kann nicht auf die einzelnen im elektrifizierten Haushalt verwendeten Geräte rückgeschlossen werden, dadurch ist eine direkte Veränderung der Gerätezusammensetzung nicht möglich.

Der in dieser Arbeit verwendete und vom Verfasser bereits in [13], [12], [72], [80] publizierte Ansatz analysiert in jedem 15-Minuten-Zeitintervall das Leitungsbezugsverhalten einer Vielzahl von real gemessenen Smart-Meter-Daten einzelner elektrifizierter Haushalte mittels statistischer Verfahren. Das Ziel bei dieser Methode ist, eine möglichst reale Nachbildung des Wirkleistungsbezugsverhaltens innerhalb verschiedener Typtage („Werktag“, „Samstag“, „Sonntag“) sowie unterschiedlicher Jahreszeiten („Winter“, „Sommer“, „Übergangszeit“) zu erreichen. Dadurch ist es möglich, für jeden einzelnen Zeitpunkt die elektrischen Wirkleistungen mittels Zufallszahlen, auf Basis der zuvor analysierten Verteilungsfunktionen, zu generieren und in weiterer Folge mittels statistischer Aussagen anhand von dimensionierungsrelevanten Spitzenleistungsquantilen die konventionellen Methoden zur Spitzenleistungsabschätzung auf probabilistischer Basis im Detail zu vergleichen.

In der Dissertation von Bucher [5] wird ebenfalls das Wirkleistungsbezugsverhalten von elektrifizierten Haushalten untersucht. Es werden die gemessenen Wirkleistungswerte innerhalb eines 15-minütigen Zeitintervalls nicht mit einer bekannten Verteilungsfunktion (Weibull-, Log-Normal-, Gammaverteilung, ...) nachgebildet, sondern das Verfahren der linearen Interpolation genutzt, um elektrische Wirkleistungswerte mittels Zufallszahlen zu generieren.

In der Arbeit von Kays [3] werden die unterschiedlichen Bereiche der Akteure im Niederspannungsverteilernetz anhand sogenannter Multi-Agenten nachgebildet. In den Untersuchungen stellte sich heraus, dass innerhalb des gewählten Konfidenzintervalls von 0,0005 bei der Berechnung zwischen den einzelnen Datenpunkten des Histogramms (0 - 10 kW) und den angepassten Verteilfunktionen (Log-Normal-, Weibull-, Allgemeine Extremwertverteilung) die Allgemeine Extremwertverteilung die beste Annäherung zu den gemessenen Smart-Meter-Daten in Deutschland zeigt.

Die zukünftigen Herausforderungen bestehen darin, die komplexen Verbindungen der einzelnen Verhaltensweisen zwischen den unterschiedlichen Agenten des Marktmodells, den Lasten elektrifizierter Haushaltslaste und den zukünftigen Elektrofahrzeugen, usw. so realistisch wie möglich darzustellen [3].

### **Top-Down-Ansatz (C) – Modell Niederspannungstransformator**

Bei dem Top-Down-Ansatz werden, wie in der Arbeit von Hupperetz [73] gezeigt, Haushaltlastgänge auf probabilistischer Basis in einer niedrigeren Spannungsebene (Hausanschluss 0,4 kV NE 7), auf Basis gemessener Leistungsverläufe von einer höheren Spannungsebenen (z.B. Niederspannungstransformator 20 kV/0,4 kV, NE 6), generiert.

Dabei werden die gemessenen Leistungen bspw. am Transformator mittels Zufallszahlen auf die unterschiedlichen elektrifizierten Haushalte sowie den zugehörigen Außenleitern aufgeteilt. Falls keine real gemessenen Leistungsdaten der höheren Spannungsebene vorliegen, wird auf das Standardlastprofil Haushalt H0 zurückgegriffen. Die statistischen Untersuchungen der Standardabweichungen unterschiedlicher elektrifizierter Haushalte werden in der Modellierung gemäß Carpaneto [81] sowie Cagni [82] berücksichtigt, um eine möglichst realistische Aufteilung der Leistung zwischen den elektrifizierten Haushalten zu erreichen.

Auch hierbei ist wie bei den Bottom-Up-Ansätzen das Ziel, die aktuellen Herausforderungen wie z.B. die vermehrte Integration dezentraler Stromerzeugungsanlagen sowie die zukünftige Elektromobilität im Speziellen unter dem zusätzlichen Gesichtspunkt einer unsymmetrischen Belastung der Außenleiter zu untersuchen.



### 3 Grundlagen zu stetigen Verteilungsfunktionen sowie zur rechtlichen Situation bei Verwendung von Smart-Meter-Daten

Zu Beginn dieses Kapitels wird auf die rechtliche Situation bei der Verwendung von personenbezogenen Daten am Beispiel von Smart-Meter-Daten das österreichische Datenschutzgesetz [83] sowie das Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz [84] angeführt.

Die in dieser Arbeit mittels elektronischer Zähler (Smart Metern) über 15 Minuten intervallweise gemittelten Wirkleistungswerte elektrifizierter Haushalte werden verwendet, um charakteristische Parameter zur statistischen Beschreibung und zur Nachbildung des elektrischen Wirkleistungsbedarfs unterschiedlicher Typtage („Werktag“, „Samstag“, „Sonntag“) und verschiedener charakteristischer Jahreszeiten („Winter“, „Sommer“, „Übergangszeit“) zu erfassen. Die statistische Nachbildung des elektrischen Wirkleistungsbedarfs erfolgt durch folgende angenäherte hypothetische Verteilungsfunktionen:

- Log-Normalverteilung
- Normalverteilung
- Weibullverteilung
- Gammaverteilung
- Extremwertverteilung
- Allgemeine Extremwertverteilung

Mittels der Maximum-Likelihood-Methode werden die notwendigen Parameter der jeweiligen ein- oder mehrparametrischen hypothetischen Verteilungsfunktionen bestimmt, um das elektrische Leistungsverhalten jedes einzelnen Viertelstundenintervalls innerhalb eines Typtages nachzubilden. In Folge führt dies zu einer sehr großen Reduktion der gemessenen Datenmenge. Die Bestimmung der Anpassungsgüte der angenäherten hypothetischen Verteilungsfunktionen sowie die Abweichung zur empirischen Verteilung erfolgen durch statistische Verfahren (inspiriert durch das Kolmogorov-Smirnov-Testverfahren (K-S-Test) sowie dem BIC-Parameter als Indikator zur Beschreibung der Anpassungsgüte).

Mit den einzelnen Parametern bestimmter hypothetischer Verteilungsfunktionen wird durch die in dieser Arbeit beschriebene probabilistische Methode, bereits veröffentlicht durch den Verfasser in [13], [12], [72], [80] eine Vielzahl von elektrischen Wirkleistungsprofilen elektrifizierter Haushalte, auf Basis der zuvor analysierten Smart-Meter-Daten, generiert. Mit diesen statistisch nachgebildeten Haushaltslastgängen werden in weiterer Folge verschiedene Simulationen durchgeführt, um zusätzlich zu den probabilistisch generierten Haushaltslastgängen mit / ohne elektrische Warmwasserspeicher, auch dezentrale PV-Anlagen sowie die zukünftige Elektromobilität in die Simulationen miteinzubeziehen.

Um die einzelnen Simulationen mit den angepassten Verteilungsfunktionen mit einer relativ geringen Abweichung zur empirischen Verteilungsfunktion durchzuführen, werden einerseits die Ergebnisse aus den statistischen Testverfahren herangezogen und andererseits die Auswirkungen bei einer nicht passenden Verteilungsfunktion dargelegt.

Statistische Analysen von gemessenen ländlichen Haushaltsprofilen in Italien, durchgeführt von Carpenato & Chicco [81] mittels dem K-S-Test, zeigen, dass für eine steigende Anzahl von elektrifizierten Haushalten (10 - 100 HH) die Nachbildung des elektrischen Wirkleistungsbedarfs durch die Gamma- (beste Anpassung), die inverse Normal-, die Log-Normal- und die Weibullverteilung nachgebildet werden können.

### 3.1 Datenschutz bei Verwendung von Smart-Meter-Daten in Österreich

Bei der Verwendung von Daten bspw. Smart-Meter-Daten kommt einerseits das österreichische Datenschutzgesetz DSG [83] sowie andererseits das Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz ELWOG [84] zur Anwendung.

Aufgrund der Achtung des Privat- bzw. des Familienlebens und dem Anspruch auf Geheimhaltung gemäß Artikel 1 § 1 Abs. 1 DSG [83] kommen den persönlichen Daten (Smart-Meter-Daten) ein schutzwürdiges Interesse zu. Bei mangelnder Rückführbarkeit auf die betroffene Person ist dieses Interesse jedoch ausgeschlossen.

Generell wird im DSG [83] unterschieden zwischen

- personenbezogenen bzw.
- indirekt personenbezogenen sowie
- sensiblen Daten.

Bei personenbezogenen Daten ist es möglich, die Identität der betroffenen Person zu bestimmen. Hingegen kann bei indirekt personenbezogenen Daten die Identität der betroffenen Person mit keinem rechtlich zugelassenen Mittel bestimmt werden. Zu sensiblen Daten gehören religiöse und politische Überzeugungen, die ethnische Herkunft, die Gewerkschaftszugehörigkeit usw.

Es kann die Weiterverwendung von Daten, gemäß Abschnitt 2 § 6 Abs. 2 DSG [83] für wissenschaftliche oder statistische Untersuchungen nach § 46 bzw. § 47, für festgelegte, eindeutige Zwecke gestattet werden.

Bemerkung:

Laut § 46 Abs. 1 DSG [83] wird die Verbindung mittels einer Konjunktion („oder“)

*„Für Zwecke wissenschaftlicher oder statistischer Untersuchungen [...]“*

wohingegen im § 46 Abs. 2 DSG [83] eine andere Konjunktion („und“) als zuvor verwendet wird.

*„Bei Datenanwendung für Zwecke wissenschaftlicher Forschung und Statistik [...]“*

Auf die juristische Feinanalyse wird in dieser Arbeit verzichtet.

Der § 46 Abs. 1 DSG [83] beschreibt den Zweck der Nutzung für wissenschaftliche oder statistische Untersuchungen, die keine personenbezogenen Ergebnisse zum Ziel haben.

Der Auftraggeber der Untersuchung darf alle Daten verwenden

- die öffentlich zugänglich sind,
- die für andere Untersuchungen sowie auch andere Zwecke ermittelt wurden oder
- für diesen indirekt personenbezogene Daten darstellen.

Andere Daten können gemäß § 46 Abs. 2 DSGVO [83] zum Zwecke wissenschaftlicher Forschung und Statistik gemäß besonderer gesetzlicher Vorschriften, mit Zustimmung der Betroffenen bzw. mit Genehmigung der Datenschutzbehörde verwendet werden.

Ein Auftraggeber (natürliche oder juristische Person) kann entscheiden die Daten zu verwenden bzw. einen Dienstleister (natürliche oder juristische Person) zu beauftragen, mit diesen Daten ein ihm aufgetragenes Werk zu erstellen.

Gemäß dem § 46 Abs. 5 DSGVO [83] ist bei der Verwendung von personenbezogenen Daten der direkte Personenbezug unverzüglich zu verschlüsseln. Die Beseitigung der Zuordnung des Personenbezugs hat, sobald dieser nicht mehr benötigt wird, zu erfolgen.

Der § 17 Abs. 2 ELWOG [84] sieht vor, dass für jene Endverbraucher mit Anschluss in der NE 7 und NE 6 (Strombedarf < 100.000 kWh oder Anschlussleistung < 50 kW) ein standardisiertes Lastprofil zu erstellen ist. Zusätzlich wird darauf hingewiesen, dass die Form der Erstellung und Anpassung – synthetisch oder analytisch – dieser standardisierten Lastprofile zu bestimmen ist. Die Erstellung, Archivierung und Veröffentlichung wird durch eine übergeordnete Organisation, bspw. dem Bilanzgruppenkoordinator (APCS für die Regelzone der APG) gemäß § 23 Abs. 5 Z 2 ELWOG [84] vorgenommen.

Der § 84a Abs. 1 ELWOG [84] beschäftigt sich dezidiert mit der möglichen Verwendung von Messdaten aus intelligenten Messgeräten (Smart Meter). Die Verwendung dieser Messdaten kann lediglich durch folgende Gegebenheiten erfolgen:

- durch ausdrückliche Zustimmung des Endverbrauchers
- zur Erfüllung eines vom Endverbraucher gewählten Liefervertrages
- zur Aufrechterhaltung eines sicheren und effizienten Netzbetriebs durch den Verteilernetzbetreiber (kann auch ohne die Zustimmung des Endverbrauchers erfolgen)
- durch Anordnung des Bundesministers für Wirtschaft, Familie und Jugend<sup>6</sup>.

Bei der Verwendung von Daten zur Aufrechterhaltung des sicheren und effizienten Netzbetriebs sind diese nach Erfüllung ihres Zwecks unverzüglich zu löschen. Zusätzlich ist ein Bericht an die Regulierungsbehörde über die getätigten Datenauslesungen zu übermitteln.

Auf Anordnung der Regulierungsbehörde können Daten zur Entwicklung der Tagesganglinien von erneuerbaren Energien sowie der Entwicklung der Stromentnahme aus öffentlichen Netzen für die Zwecke der Statistik verwendet werden. Dies darf durch den Verteilernetzbetreiber geschehen, wenn die notwendigen Daten in statistischer Form nicht vorliegen bzw. diese Daten der Endverbraucher weitestgehend aggregiert werden.

---

<sup>6</sup> heute: Bundesministerium für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft

In dieser Arbeit wurden indirekt personenbezogene Daten im Rahmen eines Forschungsprojektes die relevanten Smart-Meter-Daten an die TU Graz (Dienstleister) – im Speziellen dem Institut für Elektrische Anlagen – vom Verteilernetzbetreiber zu wissenschaftlichen Forschungszwecken zur Verfügung gestellt. Es werden keine personenbezogenen Ergebnisse dargelegt, zusätzlich werden diese Daten in einer speziellen aggregierten Form, im Speziellen durch Analyse jedes einzelnen 15-minütigen Zeitintervalls verschiedener Typtage, analysiert. Durch die in dieser Arbeit entwickelte und angewendete probabilistische Methode ist es nicht möglich, durch die verwendeten indirekt personenbezogenen Daten, etwaige Rückschlüsse auf die Lebensweise bzw. die Anwesenheit von einzelnen Personen in einem elektrifizierten Haushalt bzw. dem etwaigen Betrieb verschiedener Geräte in einem elektrifizierten Haushalt zu tätigen.

### 3.2 Allgemeines zu stetigen Verteilungsfunktionen (Log-Normal-, Gamma-Verteilung, ...)

Generell wird zwischen stetigen (kontinuierlichen) und diskreten Wahrscheinlichkeitsverteilungsfunktionen unterschieden. Bei den diskreten Wahrscheinlichkeitsverteilungsfunktionen können die Ergebnisse lediglich bestimmte Werte in Zufallsexperimenten z.B. bei Münzexperimenten „Kopf“ oder „Zahl“, bei Würfelexperimenten Würfelaugen von „1“ bis „6“, usw. annehmen. Bei den stetigen Wahrscheinlichkeitsverteilungsfunktionen zur Beschreibung des elektrischen Wirkleistungsbedarfs kann beispielsweise der momentane elektrische Wirkleistungsbedarf eines elektrifizierten Haushalts einen beliebigen Wert zwischen  $> 0$  kW und der gemäß TAEV [9] angesetzten Bemessungsleistung von 18 kW annehmen.

Angesichts dieser Normierungsbedingung ist die Wahrscheinlichkeit, dass die elektrische Wirkleistung zwischen  $> 0$  kW und 18 kW liegt, gleich Eins. Aufgrund der beliebig feinen Unterteilung einzelner Wirkleistungswerte geht die Wahrscheinlichkeit für die Angabe eines exakten Wirkleistungswertes gegen Null. Bei stetigen Verteilungen ist es möglich, eine Wahrscheinlichkeit für einen Leistungsbereich der elektrischen Wirkleistung anzugeben [85].

Um die Wahrscheinlichkeit  $p(x_1 \leq x \leq x_2)$  einer bestimmten elektrischen Wirkleistung  $x$  zwischen den Grenzen  $x_1$  und  $x_2$  anzugeben, werden alle Wahrscheinlichkeiten der Intervalle  $x$  aufsummiert. Dabei geht die Intervallgröße  $\Delta x$  gegen Null und es erfolgt der Übergang von der diskreten Aufsummierung in eine stetige Integration [86].

$$\Delta p(x_1 \leq x \leq x_2) = \frac{\Delta p(x_1 \leq x \leq x_2)}{\Delta x} \Delta x = f(x) \Delta x \xrightarrow{\lim \Delta x \rightarrow 0} \quad (11)$$

$$dp(x_1 \leq x \leq x_2) = \frac{dp(x_1 \leq x \leq x_2)}{dx} dx = f(x) dx$$

Die stetigen Verteilungen können durch Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen  $f(x)$  (pdf – probability distribution function) bzw. kumulativen Verteilungsfunktionen  $F(x)$  (cdf – cumulative distribution function) über einen definierten Wertebereich beschrieben werden [87].

In der Versicherungsmathematik und bei Risikoabschätzungen wird sehr häufig zur Beschreibung von Schadensstatistiken die rechtsschiefe Log-Normalverteilung verwendet. Die Weibullverteilung findet bspw. Anwendung bei der Beschreibung von Ausfallraten elektrischer Bauteile bzw. elektrischer Betriebsmittel. Die Normalverteilung eignet sich z.B. zur Beschreibung zufälliger Prozesse [88], [87].

Im Allgemeinen illustriert das zentrale Grenzwertsatztheorem für eine große Anzahl an stochastischen Variablen  $x = \{x_1 \dots x_N\}$  derselben Verteilung  $F(x)$ , dass der Erwartungswert  $E(X) = \mu$  und die Varianz  $\text{Var}(x) = \sigma^2$  normalverteilt ist, unabhängig von der unterliegenden Verteilung [87], [89].

Im weiteren Verlauf werden die für diese Arbeit relevanten Verteilungsfunktionen näher beschrieben.

### Log-Normalverteilung

Die Log-Normalverteilung wird in dieser Arbeit für die Generierung elektrischer Wirkleistungen elektrifizierter Haushalte verwendet. In der Natur kommt im Allgemeinen sehr oft die Log-Normalverteilung bspw. bei der Beschreibung der Korrosion von Metallen, bei dem täglichen Wasserdurchfluss in Flüssen, der täglich zurückgelegten Wegstrecke, zur Beschreibung der Größe von Städten, Dörfern und Gemeinden, usw. vor [90], [91].

Die real gemessenen Wirkleistungswerte von gemessenen elektrifizierten Haushalten eines 15-minütigen Zeitintervalls für den Zeitraum „Winter“ können bspw. durch eine Log-Normalverteilung beschrieben werden [92]. Die Wahrscheinlichkeitsdichte  $f(x)$  der Log-Normalverteilung erfolgt durch den Skalenparameter  $\mu$  und den Formparameter  $\sigma$  mittels folgender Gleichung (12) [87].

$$f(x) \begin{cases} \frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma x}} \cdot e^{-\frac{(\ln(x)-\mu)^2}{2\sigma^2}} & x > 0 \\ 0 & x \leq 0 \end{cases} \quad (12)$$

Die in der Gleichung (12) angeführten Formparameter  $\sigma$  und Skalenparameter  $\mu$  beschreiben die Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der Log-Normalverteilung. Ein hoher Wert eines Skalenparameters  $\mu$  deutet darauf hin, dass in diesem Zeitintervall hohe Wirkleistungswerte  $x$  aufgetreten sind. Der Formparameter  $\sigma$  ist ein Indikator für die Streuung gemessener Wirkleistungswerte  $x$ .

In der folgenden Abbildung 10 wird beispielhaft für die Log-Normalverteilung a) die Dichteverteilungen und b) die kumulierten Verteilungsfunktionen anhand definierter Skalenparameter  $\mu$  und Formparameter  $\sigma$  dargestellt. Der Übersichtlichkeit halber wird in der Abbildung 10 der Formparameter  $\sigma$  konstant gehalten.

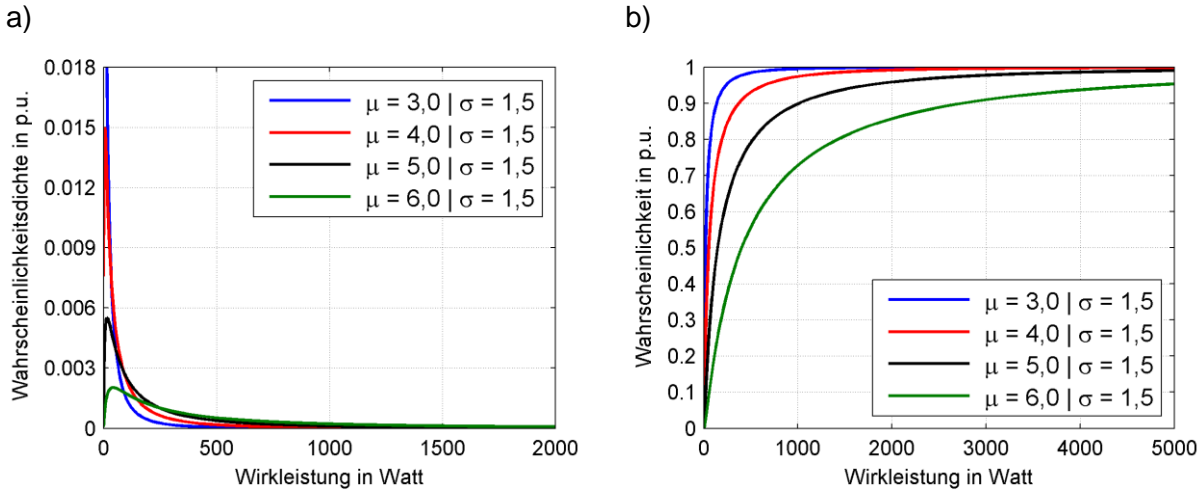


Abbildung 10: Beispielhafte Darstellung der Log-Normalverteilung mit den Parametern ( $\mu$  und  $\sigma$ )  
a) Log-Normalverteilung – Dichteverteilung Skalenparameter  $\mu = 3,0 - 6,0$  | Formparameter  $\sigma = 1,5$   
b) Log-Normalverteilung – Verteilungsfunktion Skalenparameter  $\mu = 3,0 - 6,0$  | Formparameter  $\sigma = 1,5$

Wie in der Abbildung 10 ersichtlich ist, können sich bei einem Formparameter  $\sigma = \text{konstant}$  und einem großen Skalenparameter  $\mu$  hohe Wirkleistungswerte ergeben. Die Einheit der x-Achse in der Abbildung ist beispielhaft als Wirkleistung dargestellt.

Der Übersichtlichkeit halber wird in der Abbildung 11 der Skalenparameter  $\mu$  der Log-Normalverteilung konstant gehalten.

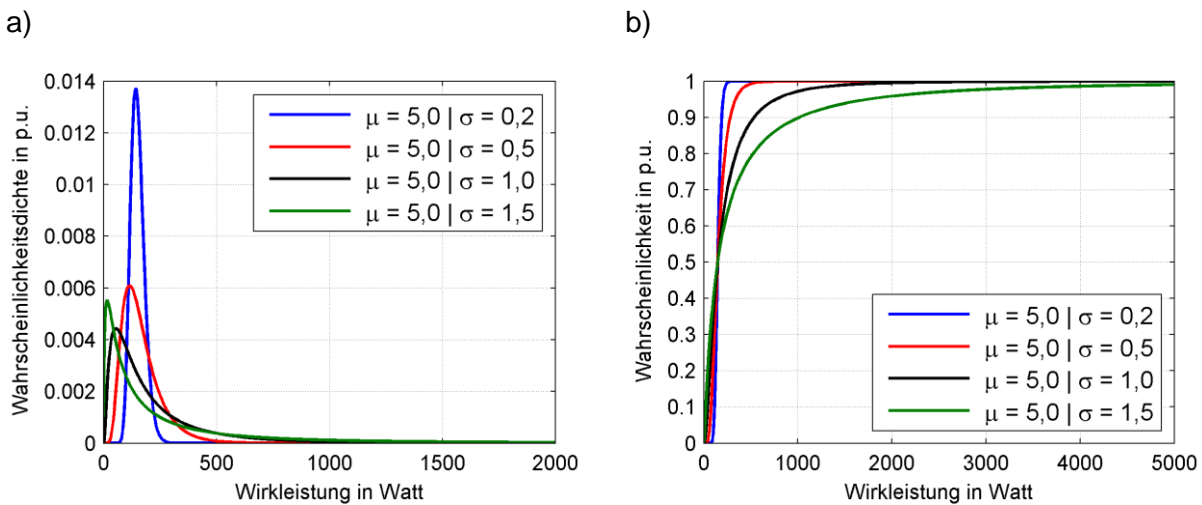


Abbildung 11: Beispielhafte Darstellung der Log-Normalverteilung mit den Parametern ( $\mu$  und  $\sigma$ )  
a) Log-Normalverteilung – Dichteverteilung Skalenparameter  $\mu = 5,0$  | Formparameter  $\sigma = 0,2 - 1,5$   
b) Log-Normalverteilung – Verteilungsfunktion Skalenparameter  $\mu = 5,0$  | Formparameter  $\sigma = 0,2 - 1,5$

In der Abbildung 11 ist ersichtlich, dass bei einem Skalenparameter  $\mu = \text{konstant}$  und einem großen Formparameter  $\sigma$  ebenfalls hohe Wirkleistungswerte möglich sind.

Wie aus den beiden Abbildung 10 und Abbildung 11 ersichtlich ist, beeinflussen die beiden Parameter ( $\mu, \sigma$ ) gemeinsam die Form der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der Log-Normalverteilung [87].

### Gammaverteilung

Da die Gammaverteilung in dieser Arbeit, vor allem bei der Nachbildung des Warmwasserbedarfs der elektrisch betriebenen Warmwasserspeicher in den elektrifizierten Haushalten

bei vorwiegendem Anteil städtischer Wohnungen eine Rolle spielt, wird diese Verteilungsfunktion gesondert dargelegt. In der Literatur wird die Gammaverteilung bei den Analysen hinsichtlich der Wartezeit bis zum Eintritt einer Wirkung von Behandlungen eingesetzt [87]. Zusätzlich findet diese bei der Beschreibung von Zuverlässigkeit- und Lebensdauermodellen Anwendung [93].

Bei der Gammaverteilung handelt es sich um eine stetige Verteilungsfunktion mit einer auf positive Werte begrenzten Verteilung und einem Definitionsbereich  $[0, \infty)$ . Die Dichteverteilung der Gammaverteilung ist in der Gleichung (13) dargestellt [73].

$$f(x) \begin{cases} \frac{1}{\beta^\alpha \cdot \Gamma(\alpha)} x^{\alpha-1} \cdot e\left(-\frac{x}{\beta}\right) & x > 0 \\ 0 & x \leq 0 \end{cases} \quad (13)$$

Die in der Gleichung (13) dargestellten Parameter (Formparameter  $\alpha$  und Skalenparameter  $\beta$ ) beschreiben die Dichteverteilung der Gammaverteilung. Der Ausdruck  $\Gamma$  in der Gleichung (13) beschreibt die aus der Literatur bekannte Gammafunktion [94].

In Anlehnung an die Ergebnisse der Analyse der elektrisch betriebenen Warmwasserspeicher werden in der folgenden Abbildung 12 und Abbildung 13 der Einfluss verschiedener Formparameter  $\alpha$  und Skalenparameter  $\beta$  auf die Gestalt der Dichteverteilungen und auf die kumulierten Verteilungsfunktionen bei Anwendung der Gammaverteilung dargelegt. Die Einheit wird angelehnt an die Ergebnisse der elektrisch betriebenen Warmwasserspeicher als Energie dargestellt.

In der Abbildung 12 sind die für die Gammaverteilung a) die Dichteverteilungen und b) die Verteilungsfunktionen anhand definierter Skalenparameter  $\alpha$  und Formparameter  $\beta$  dargestellt. Der Übersichtlichkeit halber wird hier der Formparameter  $\beta$  der Gammaverteilung konstant gehalten.

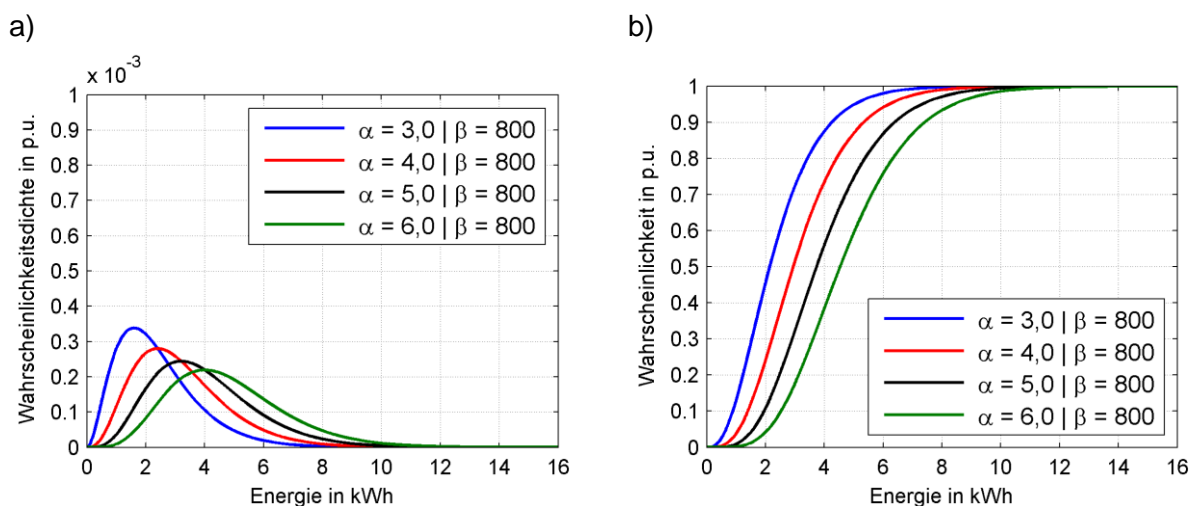


Abbildung 12: Beispielhafte Darstellung der Gammaverteilung mit den Parametern ( $\alpha$  und  $\beta$ )  
a) Gammaverteilung – Dichteverteilung Skalenparameter  $\alpha = 3,0 - 6,0$  | Formparameter  $\beta = 800$   
b) Gammaverteilung – Verteilungsfunktion Skalenparameter  $\alpha = 3,0 - 6,0$  | Formparameter  $\beta = 800$

In der Abbildung 13 sind für die Gammaverteilung a) die Dichteverteilungen und b) die kumulierten Verteilungsfunktionen anhand definierter Skalenparameter  $\alpha$  und Formparameter  $\beta$  dargestellt. Der Übersichtlichkeit halber werden, wie auch schon bei der beispielhaften Darstellung der Eigenschaften der Log-Normalverteilung, in der Abbildung 13 der Skalenparameter  $\alpha$  der Gammaverteilung konstant gehalten.

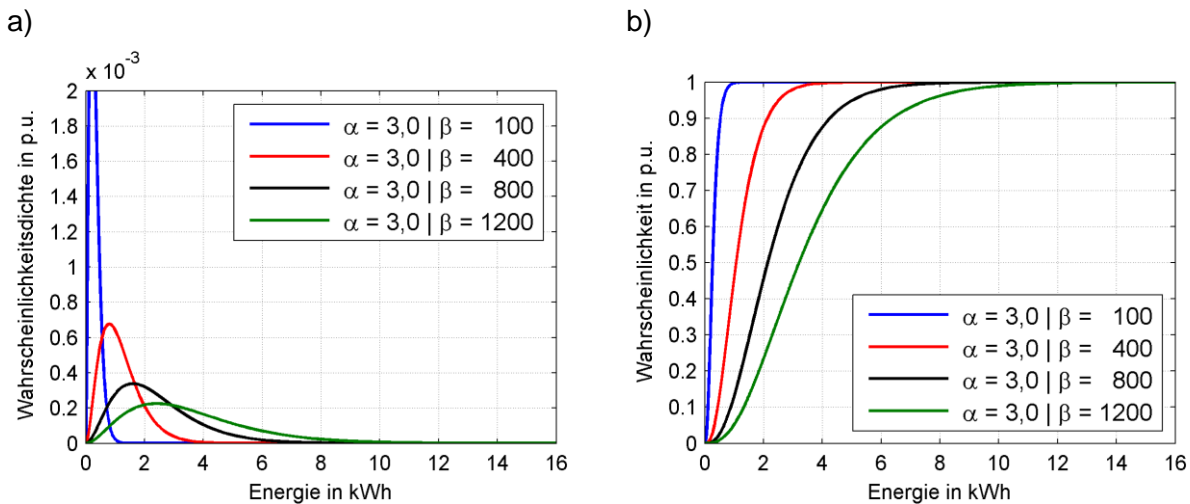


Abbildung 13: Beispielhafte Darstellung der Gammaverteilung mit den Parametern ( $\alpha$  und  $\beta$ )  
a) Gammaverteilung – Dichteverteilung Skalenparameter  $\alpha = 3,0$  | Formparameter  $\beta = 100 - 1200$   
b) Gammaverteilung – Verteilungsfunktion Skalenparameter  $\alpha = 3,0$  | Formparameter  $\beta = 100 - 1200$

Wie aus der Abbildung 12 und Abbildung 13 ersichtlich ist, beeinflussen die beiden Parameter, wie auch schon bei der Log-Normalverteilung gezeigt, gemeinsam die Gestalt der Gammaverteilung (Skalenparameter  $\mu$  und Formparameter  $\sigma$ ). Wie auch schon bei der Log-Normalverteilung gezeigt, zeigt der Skalenparameter  $\alpha$  der Gammaverteilung die Höhe bspw. der gemessenen Energien der elektrisch betriebenen Warmwasserspeicher an. Im Vergleich dazu beschreibt der Formparameter  $\beta$  die Streuung der gemessenen Energien [95].

Da in den statistischen Analysen auch noch weitere ausgewählte stetige Verteilungsfunktionen (Normal-, Weibull-, Extremwert-, Allgemeine Extremwertverteilung, ...) untersucht werden, sind die Dichteverteilungen aller untersuchten Verteilungsfunktionen in mathematischer Form in Tabelle 8 dargestellt [87]. Die dargelegten rechtsschiefen Verteilungen würden sich grundsätzlich zur Beschreibung des elektrischen Wirkleistungsbezugsverhaltens von elektrifizierten Haushalten eignen [96], [66], [3], [6]. Der wesentliche Vorteil dieser rechtsschiefen Verteilungen liegt darin, dass keine negativen Wirkleistungswerte auftreten können, da diese Verteilungsfunktionen für negative Wertebereiche nicht definiert sind. Zusätzlich besitzen rechtsschiefe Verteilungen die Eigenschaft, dass die Wahrscheinlichkeit für den Auftritt von Spitzenwerten im Vergleich zu dem Auftritt von geringen Wirkleistungswerten nicht sehr groß ist. Dies trifft ebenfalls auf den elektrischen Wirkleistungsbedarf innerhalb eines 15-minütigen Zeitintervalls elektrifizierter Haushalte zu.

Gemäß Literatur [96], [66], [3], [6] eignen sich rechtsschiefe Verteilungsfunktionen wie z.B. die Log-Normal-, Weibull- und Gammaverteilung grundsätzlich zur Beschreibung des elektrischen Leistungsverhaltens im Haushaltsbereich. Die vom Verfasser durchgeführten



Analysen hinsichtlich des Wirkleistungsbezugsverhaltens im Bereich der elektrifizierten Haushalte bestätigen die Eignung von rechtsschiefen Verteilungen, um das Wirkleistungsverhalten innerhalb eines 15-minütigen Zeitintervalls eines Typtages zu beschreiben [12], [13], [72], [80], [97].

Eine weitere Möglichkeit statt der Verwendung von rechtsschiefen Verteilungen wäre es, eine beschränkte Normalverteilung (Unterbindung des Auftretens negativer elektrischer Wirkleistungswerte  $x$ ) zu verwenden. Um die Gesamtwahrscheinlichkeit (die Fläche unter der Kurve muss Eins betragen) nicht zu verändern, ist es erforderlich, den abgeschnittenen Teil der negativen Wirkleistungswerte aufgrund der Beschränkung bei den übrig gebliebenen positiven Wirkleistungswerten hinzuzufügen [87].

Generell handelt es sich bei der Nachbildung des elektrischen Wirkleistungsbedarfs mittels unterschiedlicher Verteilungsfunktionen um eine nicht vollkommen exakte Anpassung bzw. Nachbildung des gemessenen Verhaltens. Da in den verschiedenen Ländern unterschiedliche Haushaltsgeräte sowie unterschiedliche Verbrauchergewohnheiten aufgrund länderspezifischer sowie klimatischer Eigenschaften existieren, zeigen Untersuchungen [96], [66], [3], [6] an unterschiedlichen elektrifizierten städtischen, ländlichen bzw. vorstädtischen Haushalten verschiedene Möglichkeiten zur statistischen Beschreibung des Wirkleistungsbezugsverhaltens mittels stetigen Verteilungsfunktionen.

In der folgenden Tabelle 8 befindet sich eine Auflistung der für diese Arbeit relevanten rechtsschiefen (Nr. 1., Nr. 3. - 6.) sowie einer essentiellen symmetrischen (Nr. 2) Verteilungsfunktion mit den zugehörigen Dichteverteilungen und den notwendigen Parametern (Skalen-, Form- und Lageparameter) zur vollständigen mathematischen Beschreibung der verschiedenen Funktionen.

Tabelle 8: Auflistung ausgewählter stetiger Verteilungsfunktionen (Log-Normal-, Normal-, Weibull-, Extremwert-, Allgemeine Extremwert-, Gammaverteilung) [87], [94], [98], [99], [100]

Nr.	Art	Dichteverteilungen	Parameter	Gl.
1.	<b>Log-Normal- verteilung</b>	$f(x) \begin{cases} \frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma x}} \cdot e^{-\frac{(\ln(x)-\mu)^2}{2\sigma^2}} & x > 0 \\ 0 & x \leq 0 \end{cases}$	Skalenparameter $\mu$ $(\mu \in \mathbb{R})$ Formparameter $\sigma$ $(\sigma > 0)$ [98]	(14)
2.	<b>Normal- verteilung</b>	$f(x) \begin{cases} \frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma}} \cdot e^{-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}} & -\infty < x < +\infty \end{cases}$	Lageparameter $\mu$ $(\mu \in \mathbb{R})$ Skalenparameter $\sigma$ $(\sigma > 0)$ [98]	(15)
3.	<b>Weibull- verteilung</b>	$f(x) \begin{cases} \frac{k}{\mu} \cdot \left(\frac{x}{\mu}\right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{x}{\mu}\right)^k} & x > 0 \\ 0 & x \leq 0 \end{cases}$	Skalenparameter $\mu$ $(\mu > 0)$ Formparameter $k$ $(k > 0)$	(16)
4.	<b>Extrem- wert- verteilung</b>	$f(x) \begin{cases} \frac{1}{\sigma} \cdot e^{\left(\frac{x-\mu}{\sigma}\right)} \cdot e^{-e^{\left(\frac{x-\mu}{\sigma}\right)}} & x > 0 \\ 0 & x \leq 0 \end{cases}$	Skalenparameter $\mu$ $(\mu > 0)$ Formparameter $\sigma$ $(\sigma > 0)$	(17)
5.	<b>Allg. Extrem- wert- verteilung</b>	$f(x) \begin{cases} \frac{1}{\sigma} \cdot e^{-(1+kz)} \cdot (1+kz)^{\left(-1-\frac{1}{k}\right)} & \mu - \frac{\sigma}{k} < x < +\infty \\ & k \neq 0 \\ \frac{1}{\sigma} \cdot e^{(-z - e^{-z})} & -\infty < x < +\infty, \\ & k = 0 \end{cases}$ <p style="text-align: center;">mit <math>z = \frac{x - \mu}{\sigma}</math></p>	Lageparameter $\mu$ $(\mu \in \mathbb{R})$ Skalenparameter $\sigma$ $(\sigma > 0)$ Formparameter $k$ $(k \in \mathbb{R})$	(18)
6.	<b>Gamma- verteilung</b>	$f(x) \begin{cases} \frac{1}{\beta^\alpha \cdot \Gamma(\alpha)} x^{\alpha-1} \cdot e^{-\left(\frac{x}{\beta}\right)} & x > 0 \\ 0 & x \leq 0 \end{cases}$	Formparameter $\alpha$ $(\alpha > 0)$ Skalenparameter $\beta$ $(\beta > 0)$	(19)

Die in der Tabelle 8 dargestellten Parameter (Skalen-, Form- und Lageparameter) dienen zur Beschreibung der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der einzelnen Verteilungsfunktionen. Die Parameter der Gamma- [101] und der Weibullverteilung [102] können so gewählt werden, dass diese Verteilungsfunktionen rechtsschiefe bzw. linksschiefe Eigenschaften aufweisen. Hingegen weist die Extremwertverteilung eher ein linksschiefes Verhalten auf [103]. In den weiteren Analysen werden die Log-Normal-, Normal-, Gamma-, Weibull-, Extremwert und die Allgemeine Extremwertverteilung verwendet. Die Log-Normalverteilung

besitzt einen Definitionsbereich beginnend von  $> 0$  bis  $\infty$ . Diese Eigenschaft besitzt ebenfalls die Allgemeine Extremwertverteilung, bei einem Formparameter  $k > 0$ .

### 3.2.1 Häufigkeitsverteilungen

Häufigkeitsverteilungen eignen sich zur statistischen Beschreibung von Messdaten. Diese können durch Histogramme dargestellt werden, um einen optischen Eindruck zu gewinnen, um welche Verteilung es sich handeln könnte. Zusätzlich können die Histogramme der graphischen Veranschaulichung dienen, um vorab einige Verteilungen wie z.B. linksseitige, rechtsseitige bzw. symmetrische Verteilungen auszuschließen [87].

Das Aussehen der einzelnen Histogramme ist sehr von der Wahl der Klassenbreite abhängig. Die Wahl der Klassenbreiten  $k$  in den Histogrammen der empirischen Verteilung kann gemäß Literatur [104], in Abhängigkeit der Anzahl vorhandener Messdaten  $N$  in dem betrachteten Zeitintervall mittels folgender Faustformeln berechnet werden:

$$k \approx \begin{cases} \sqrt{N} & N \leq 1000 \\ 10 \cdot \log(N) & N > 1000 \end{cases} \quad (20)$$

Zusätzlich ist es wichtig, bei der Klasseneinteilung folgende Gesichtspunkte zu beachten [104]:

- Die einzelnen Klassen sollten die gleiche Klassenbreite besitzen und so definiert sein, dass eine eindeutige Zuordnung möglich ist.
- Offene Klassen sollten wenn möglich vermieden werden, solange Minimum und Maximum bekannt sind.
- Alle Messdaten der Stichprobe müssen einer Klasse zugeordnet werden.

Um die notwendigen Parameter zur Beschreibung der hypothetischen Verteilungsfunktionen zu generieren, kann die Momentenmethode bzw. die Maximum-Likelihood-Methode verwendet werden.

### 3.2.2 Parameterbestimmung Verteilungsfunktionen – Momentenmethode

Um das elektrische Wirkleistungsbezugsverhalten elektrifizierter Haushalte sowie den elektrischen Energiebedarf von thermischen Warmwasserspeichern in elektrifizierten Haushalten zu bestimmen, kann die Momentenmethode verwendet werden. In der deskriptiven Statistik werden bei dieser Methode die charakteristischen Eigenschaften der hypothetischen Verteilungsfunktionen bestimmt. Zusätzlich ist es möglich, mit den verschiedenen Kenngrößen (Momente) die notwendigen Schätzer der Parameter ( $\mu$ ,  $\sigma$  bzw.  $\alpha$ ,  $\beta$ ) verschiedener hypothetischer Verteilungsfunktionen für die, im Vergleich zur Maximum-Likelihood-Methode, sehr effizient zu bestimmen. Es können dabei folgende unterschiedliche Kenngrößen (empirische Momente) berechnet werden [105].

- empirischer Mittelwert (1. Ordnung, zentrales Moment)
- empirische Varianz (2. Ordnung)
- empirische Schiefe (3. Ordnung)
- empirische Wölbung (4. Ordnung)

Die Tabelle 9 beschreibt die Berechnung des 1. und 2. Moments für empirische Daten sowie für stetige Verteilungsfunktionen.

Tabelle 9: Berechnung des 1. und 2. Moments mittels empirischer Daten bzw. hypothetischer Verteilungsfunktionen [87], [94]

	empirisch	stetig	Gl.
1. Moment	<p>Mittelwert <math>\bar{x}</math></p> $\mu \approx \bar{x} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N x_i$	<p>Erwartungswert <math>E(X)</math></p> $E(X) = \int_{-\infty}^{+\infty} x \cdot f(x) dx$	(21)
2. Moment	<p>Empirische Varianz <math>s^2</math></p> $\sigma^2 \approx s^2 = \frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^N (x_i - \bar{x})^2$	<p>Varianz <math>\text{Var}(X)</math></p> $\text{Var}(X) = \int_{-\infty}^{+\infty} (x - \mu)^2 \cdot f(x) dx$	(22)

Bei der deskriptiven Statistik wird der arithmetische Mittelwert  $\bar{x}$  (1. Ordnung) sowie die empirische Varianz  $s^2$  (2. Ordnung) mittels der in der Tabelle 9 dargestellten Gleichung (21) und Gleichung (22) aus den gemessenen Wirkleistungswerten  $x_i$  berechnet. Dies ist auch bei den stetigen Verteilungsfunktionen mit den Zufallsvariablen  $X$  möglich. Dabei gilt es zu beachten, dass der Mittelwert  $\bar{x}$  einer gemessenen Stichprobe ein guter Schätzer für den Erwartungswert  $E(X)$  bspw. bei einer Normalverteilung (Mittelwert  $\mu$ ) ist. Dies gilt analog für die Standardabweichung. Somit wäre bei einer vorhandenen Normalverteilung der Schätzer  $\bar{x}$  ein guter Schätzer für  $\mu$  bzw. für die Standardabweichung der Schätzer  $s$  für  $\sigma$ .

Um die für diese Arbeit wichtigen Parameter (Skalenparameter  $\mu$  und Formparameter  $\sigma$ ) der Log-Normalverteilung zu bestimmen, wird der Erwartungswert  $E(X)$ , die Varianz  $\text{Var}(X)$ , die Standardabweichung  $\sigma$ , der Modalwert  $x_{\text{mod}}$  und Medianwert  $x_{\text{med}}$ , siehe Gleichung (23) bis (26), wie folgt berechnet werden [87], [94].

$$E(X) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma} \int_0^{+\infty} x \frac{e^{-\frac{(\ln x - \mu)^2}{2\sigma^2}}}{x} dx = e^{\left(\mu + \frac{\sigma^2}{2}\right)} \quad (23)$$

$$\text{Var}(X) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma} \int_0^{+\infty} \left(x - e^{\mu + \frac{\sigma^2}{2}}\right)^2 \frac{e^{-\frac{(\ln x - \mu)^2}{2\sigma^2}}}{x} dx = e^{2\mu + \sigma^2} \cdot (e^{\sigma^2} - 1) \quad (24)$$

$$\sigma = \sqrt{\text{Var}(X)} \quad (25)$$

$$x_{\text{med}} = e^{\mu} \quad (26)$$

$$x_{\text{mod}} = e^{\mu - \sigma^2} \quad (27)$$

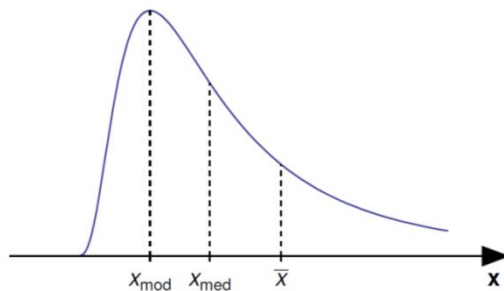
Der berechnete empirische Mittelwert  $\bar{x}$  der gemessenen Daten ist ein guter Schätzer für den Erwartungswert  $E(X)$  der stetigen Verteilungsfunktionen. Der Erwartungswert  $E(X)$  beschreibt bei der Anwendung von Zufallsexperimenten jenen Wert, der sich bei einer hohen Anzahl an Wiederholungen im Mittel ergibt. Die Standardabweichung  $\sigma$  ist ein Maß der Streuung bzw. der Abweichung vom Erwartungswert  $E(X)$ .

Die notwendigen Parameter (Skalen- und Formparameter) der verschiedenen untersuchten hypothetischen Verteilungsfunktionen (Nr. 1 - Nr. 6, siehe Tabelle 8) wird in dieser Arbeit mit den parametrischen Schätzverfahren, im Speziellen mit der Maximum-Likelihood-Methode, angenähert und bestimmt [87].

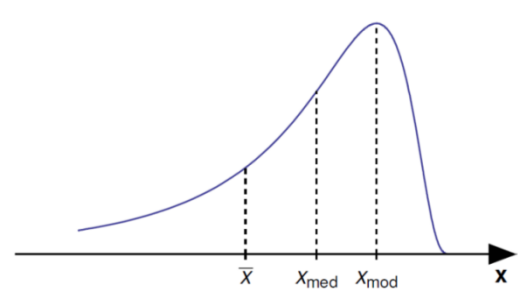
Die Schiefe (3. Ordnung) wird als Maß zur Abweichung von der symmetrischen Normalverteilung angenommen. Die Wölbung (4. Moment) charakterisiert die Steilheit und gibt die Spitzigkeit der Verteilungsfunktion an [87].

Die folgende Abbildung 14 zeigt unterschiedliche Eigenschaften von Verteilungsfunktionen (a) rechts-, b) linksschiefe- und c) symmetrische Verteilung). Dabei zeigt der Modalwert  $x_{\text{mod}}$  die größte Auftrittshäufigkeit an. Im Gegensatz dazu zeigt der Medianwert  $x_{\text{med}}$  die Lage des 50 %-Quantils bzw. den zentralen Wert einer sortierten Reihe an. Das arithmetische Mittel  $\bar{x}$  berechnet sich aus dem Quotienten zwischen der Summe aller elektrischen Wirkleistungswerte und der Anzahl der elektrischen Wirkleistungswerte [105], [106].

a) rechtsschiefe Verteilung



b) linksschiefe Verteilung



c) symmetrische Verteilung

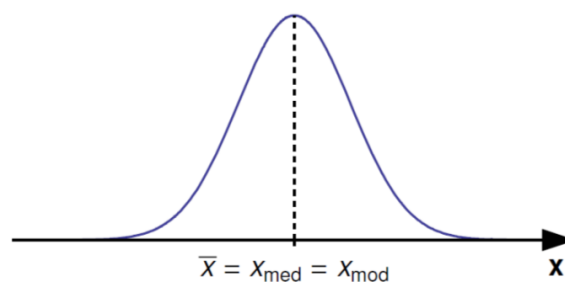


Abbildung 14: Darstellung von Schiefen (Moment 3. Ordnung) unterschiedlicher Verteilungen (a) rechts-, b) linksschiefe-, c) symmetrische Verteilung) mit den charakteristischen Werten Modalwert  $x_{\text{mod}}$ , Medianwert  $x_{\text{med}}$ , empirischer Mittelwert  $\bar{x}$ ) [106]

Die in der Abbildung 14 dargestellten charakteristischen Werte (Modalwert  $x_{\text{mod}}$ , Medianwert  $x_{\text{med}}$ , empirischer Mittelwert  $\bar{x}$ ) einzelner Verteilungen können gemäß der Fechnerschen Lageregel hinsichtlich der Schiefe wie folgt charakterisiert werden [106]:

- a) rechtsschiefe Verteilung:  $x_{\text{mod}} < x_{\text{med}} < \bar{x}$
- b) linksschiefe Verteilung:  $\bar{x} < x_{\text{med}} < x_{\text{mod}}$
- c) symmetrische Verteilung:  $x_{\text{mod}} = \bar{x} = x_{\text{med}}$

Die folgende Gleichung (28) zeigt die mathematische Berechnung der Schiefe  $v$  (statistische Maßzahl, Moment 3. Ordnung) anhand von gemessenen Wirkleistungswerten bzw. von stetigen Verteilungen (siehe Tabelle 10).

Für die empirische Form werden die gemessenen Wirkleistungswerte  $x_i$  sowie der berechnete arithmetische Mittelwert  $\bar{x}$  und die Standardabweichung  $s$  benötigt. Im Vergleich dazu werden bei der stetigen Form die Zufallsvariable  $X$ , der Schätzer für den Erwartungswert  $\mu$  sowie für die Standardabweichung  $\sigma$  benötigt [105], [107].

Tabelle 10: Berechnung des 3. Moments mittels empirischer Daten bzw. hypothetischer Verteilungsfunktionen [87], [94]

	empirisch	stetig	Gl.
3. Moment	Schiefe $v$ $v = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \frac{(x_i - \bar{x})^3}{s^3}$	Schiefe $v$ $v = \frac{E((X - \mu)^3)}{\sigma^3}$	(28)

Dabei beschreibt die Schiefe  $v$  folgende Eigenschaften der Verteilungsfunktionen:

- $v < 0$  linksschiefe Verteilung
- $v = 0$  symmetrische Verteilung
- $v > 0$  rechtsschiefe Verteilung

Ist die Schiefe  $v$  negativ, so ist dies der Hinweis auf eine linksschiefe Verteilung, bei einer positiven Schiefe  $v$  ein Hinweis auf eine rechtsschiefe Verteilung. Bei einer symmetrischen Verteilung ist die Schiefe  $v = 0$ . Je größer die Abweichung zwischen dem Mittelwert und dem Median ist, desto größer bzw. ausgeprägter ist die Schiefe der Verteilung [87]. Als Faustregel kann lt. Literatur [108] mit 95 %igen Wahrscheinlichkeit eine Schiefe der Verteilung angenommen werden, wenn die Schiefe  $v$  kleiner als -2 bzw. größer als +2 ist.

### 3.2.3 Parameterbestimmung und Anpassungsgüte Maximum-Likelihood-Methode

Die Maximum-Likelihood-Methode wird verwendet, um die Schätzer einzelner Parameter  $\theta$  der unterschiedlichen hypothetischen Verteilungsfunktionen, zur Beschreibung der gemessenen Wirkleistungswerte, zu bestimmen. Im Detail wird der Parameter  $\theta$  bestehend aus z.B. den Schätzern der Log-Normalverteilung (Parameterschätzer für den Skalenparameter  $\mu$  und dem Formparameter  $\sigma$ ) bestimmt, um die hypothetische Verteilung bestmöglich an die empirische Verteilungsfunktion anzupassen. Der Likelihood-Parameter  $L$  bzw. der Log-Likelihood-Parameters  $LL$  charakterisiert die Gesamtwahrscheinlichkeitsdichte der gemessenen Wirkleistungswerte  $x_i$  [87]. Zusätzlich kann der Likelihood-Parameter  $L$  bzw. der Log-Likelihood-Parameter  $LL$  als Vergleichsmaß zur Bestimmung der Anpassungsgüte („goodness of fit“) herangezogen werden [87], [94].

In den folgenden Gleichungen (29) und (30) sind die Methoden zur Berechnung des Likelihood-Parameters  $L$  sowie des Log-Likelihood-Parameters  $LL$  für den Stichprobenumfang der gemessenen Wirkleistungswerte  $N$  eines 15-Minuten-Zeitintervalls dargestellt. Das Symbol  $\theta$ , in Gleichung (29) und (30) dargestellt, steht z.B. für die notwendigen Parameterschätzer der Log-Normalverteilung (Skalenparameter  $\mu$  und Formparameter  $\sigma$ ).

$$L = P(x|\theta) = \prod_{i=1}^N P(x_i|\theta) \quad (29)$$

$$LL = \ln(P(x|\theta)) = \ln\left(\prod_{i=1}^N P(x_i|\theta)\right) = \sum_{i=1}^N \ln(P(x_i|\theta)) \quad (30)$$

Gemäß der mathematischen Rechenregeln des Logarithmus, in der Gleichung (30) dargestellt, kann statt des Produkts die Summe geschrieben werden. Im Allgemeinen wird der Log-Likelihood-Parameter LL verwendet, da aufgrund der relativ geringen Einzelergebnisse bei den Berechnungen die Rundungsfehler verringert werden können.

Der Log-Likelihood-Parameter LL wird für eine Vielzahl von Kombinationen des Parameters  $\theta$  der hypothetischen Verteilung berechnet. Der Log-Likelihood-Parameter LL soll möglichst einen Wert nahe Null besitzen bzw. sollte dieser möglichst wenig negativ sein, um eine gute Anpassung an die empirische Verteilung darzustellen [87].

Die mathematische Bestimmung der notwendigen Parameter der hypothetischen Verteilungsfunktionen mittels der Maximum-Likelihood-Methode ermöglicht die Beschreibung der zugehörigen Dichteverteilung bzw. der kumulativen Verteilungsfunktion für jedes einzelne Viertelstundenintervall. Die mathematische Bestimmung der einzelnen Parameter bildet die Basis, um weitere statistische Analysen hinsichtlich der bestmöglichen Nachbildung des Wirkleistungsbedarfs gemäß den ausgewählten hypothetischen Verteilungsfunktionen durchzuführen.

Um beispielsweise mehrere Verteilungen miteinander zu vergleichen und zu bewerten, können einerseits statistische Tests wie z.B. der Kolmogorov-Smirnov-Test (K-S-Test) verwendet werden bzw. kann andererseits die Anpassungsgüte („goodness of fit“) durch den jeweiligen berechneten Log-Likelihood-Parameter LL der unterschiedlichen hypothetischen Verteilungsfunktionen herangezogen werden.

### 3.2.4 Anpassungsgüte – Informationstheoretischer Ansatz

Die unterschiedlichen hypothetischen Verteilungen besitzen eine unterschiedliche Anzahl an notwendigen Parametern, beispielsweise besitzt die Log-Normalverteilung zwei Parameter (Skalenparameter  $\mu$  und Formparameter  $\sigma$ ). Hingegen besitzt die Allgemeine Extremwertverteilung eine Anzahl von drei Parametern (Lageparameter  $\mu$ , Skalenparameter  $\sigma$ , Formparameter  $k$ ), siehe Tabelle 8.

Laut dem informationstheoretischen Ansatz kann davon ausgegangen werden, dass durch eine höhere Anzahl an Parametern seitens der hypothetischen Verteilungsfunktion eine bessere Anpassung an die empirische Verteilung erreicht werden kann. Um die Anzahl der gefitteten Parameter  $p$  mit der zuvor berechneten Anpassungsgüte des Log-Likelihood-Parameters LL der unterschiedlichen hypothetischen Verteilungsfunktionen ebenfalls miteinzubeziehen, können die folgenden Kennwerte lt. Akaike [109] bzw. gemäß des Bayesschen Informationskriteriums herangezogen werden [87]:

- AIC (**A**kaike **I**nformation **C**riterion)
- AICc (**A**kaike **I**nformation **C**riterion **C**orrected) sowie
- BIC (**B**ayesian **I**nformation **C**riterion)

Diese Kennwerte sind in den Gleichungen (31) bis (33) definiert.

$$AIC = -2LL + 2p \quad (31)$$

$$AICc = -2LL + 2p \cdot \frac{N}{N - p - 1} \quad (32)$$

$$BIC = -2LL + p \cdot \ln(N) \quad (33)$$

Im Vergleich zum Parameter AIC – dargestellt in Gleichungen (31) – wird bei dem Parameter AICc (siehe Gleichung (32)) sowie beim Parameter BIC – dargestellt in Gleichung (33) – der Stichprobenumfang  $N$  in die Berechnung miteinbezogen. Wie auch beim Log-Likelihood-Parameter  $LL$  sollte der AIC- bzw. BIC-Parameter möglichst niedrig sein, um auf eine gute Anpassung hinzuweisen [87].

In dieser Arbeit wird der BIC-Parameter zu Vergleichszwecken herangezogen, da dieser den Log-Likelihood-Parameter  $LL$  beinhaltet und sich somit als Bewertungskriterium bei verschiedenen hypothetischen Verteilungsfunktionen eignet, um die beste Anpassung an die gemessenen Wirkleistungswerte jedes einzelnen 15-Minuten-Zeitintervalls durch die verschiedenen Verteilungsfunktionen zu bestimmen.

### 3.2.5 Anpassungsgüte – Kolmogorov-Smirnov-Test

Der Kolmogorov-Smirnov-Test (K-S-Test) ist ein nichtparametrisches, statistisches Testverfahren, um die empirisch ermittelte Verteilungsfunktion  $F_1(x)$  (z.B. gemessener Wirkleistungswerte  $x$ ) mittels bekannter hypothetischer Verteilungsfunktionen  $F_i(x)$  (z.B. Log-Normal-, Weibull-, Gammaverteilung) zu vergleichen. Dabei werden eine Nullhypothese  $H_0$  sowie eine Alternativhypothese  $H_1$ , wie in Gleichung (34) und Gleichung (35) dargelegt, formuliert [105], [87].

$$\text{Nullhypothese: } H_0: F_1(x) = F_i(x) \quad (34)$$

$$\text{Alternativhypothese: } H_1: F_1(x) \neq F_i(x) \quad (35)$$

Die Nullhypothese  $H_0$  besagt, dass die Stichprobe in der Grundgesamtheit der hypothetischen Verteilung (z.B. Log-Normalverteilung) entspricht. Der K-S-Test berechnet die absolute, maximale Abweichung  $d_{\max}$  zwischen der empirischen Verteilung  $F_1(x)$  und der hypothetischen Verteilung  $F_i(x)$  (z.B. Log-Normal-, Weibull-, Gammaverteilung, ...), wie in Gleichung (36) dargestellt. Die notwendigen Parameter (Skalen-, Form- und Lageparameter) der hypothetischen Verteilungsfunktion  $F_i(x)$  werden zuvor mit der Maximum-Likelihood-Methode bestimmt.

$$d_{\max} = |F_1(x) - F_i(x)| \quad (36)$$



Zusätzlich zu der berechneten maximalen Abweichung  $d_{max}$  zwischen den beiden Verteilungen (empirische Verteilung  $F_1(x)$  und der hypothetischen Verteilung  $F_i(x)$ ) wird bei statistischen Tests ein Signifikanzniveau  $\alpha$  benötigt. Bei dieser Kennzahl handelt es sich um eine Wahrscheinlichkeit (zwischen 0 und 1), bei welchem Signifikanzniveau  $\alpha$  die Nullhypothese akzeptierbar oder zu verwerfen ist. Durch die Wahl des Signifikanzniveaus  $\alpha$  – typischerweise 10 % sowie 5 % bzw. 1 % – wird der Wert für die kritische Abweichung  $D_{krit}$ , in Abhängigkeit der Anzahl der Messwerte  $N$ , bestimmt. Die Berechnung der kritischen Abweichung  $D_{krit}$  für eine Anzahl von Messwerten  $N > 35$ , ist in Gleichung (37) dargestellt. Für eine Anzahl von Messwerten  $N < 35$  liegen die kritischen Werte  $D_{krit}$  tabellarisch vor. [105]

$$D_{krit} = \frac{\sqrt{-0,5 \cdot \ln\left(\frac{\alpha}{2}\right)}}{\sqrt{N}} \quad (37)$$

Die Nullhypothese  $H_0$  wird verworfen, wenn die kritische Abweichung  $D_{krit}$  größer ist, als die maximale Abweichung  $d_{max}$  zwischen der empirisch ermittelten Verteilungsfunktion  $F_1(x)$  und der angenommenen hypothetischen Verteilungsfunktionen  $F_i(x)$ . Wie aus der Gleichung (37) ersichtlich ist, wird bei zunehmender Anzahl des Stichprobenumfangs  $N$  die kritische Abweichung  $D_{krit}$  geringer, um die Nullhypothese zu akzeptieren. Dabei ist festzuhalten, dass die Abweichung zwischen den beiden kumulierten Verteilungsfunktionen in der Mitte sensibler ist als in den Randbereichen der Verteilung [105], [87].

Bei einem geringeren Stichprobenumfang bspw. 30 Messwerten ist es möglich, dass der K-S-Test als Ergebnis einen nicht signifikanten Unterschied zur Normalverteilung angibt, obwohl die Messwerte wissentlich nicht aus dieser Verteilung entstammen [87]. Somit ist dieser Test für eine geringe Anzahl an Messwerten  $N$  eher großzügig, hingegen bei einer großen Anzahl von Messwerten eher konservativ.

Die zuvor dargelegten Überlegungen hinsichtlich der kritischen Abweichung  $D_{krit}$  werden bei einer steigenden Anzahl von Messwerten  $N$  beispielhaft demonstriert und kurz dargelegt. In der folgenden Abbildung 15 sind die Verläufe der berechneten kritischen Abweichung  $D_{krit}$  bei unterschiedlichen Signifikanzniveaus  $\alpha$  (10 %, 5 % und 1 %) und einer steigenden Anzahl an Messwerten  $N$  dargestellt.

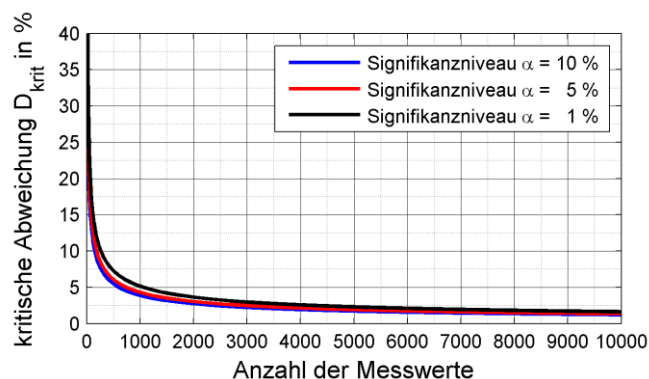


Abbildung 15: Kritische Abweichung  $D_{krit}$  bei unterschiedlichen Signifikanzniveaus  $\alpha$  (10 %, 5 % bzw. 1 %) in Abhängigkeit der Anzahl der Messwerte

Wie aus der Abbildung 15 ersichtlich ist, nimmt die kritische Abweichung  $D_{\text{krit}}$  bei steigender Anzahl der Messwerte gemäß Gleichung (37) ab.

### **Fall A) Wirkleistungswerte – elektrifizierter Haushalte**

Die Anzahl ausgewerteter Wirkleistungswerte städtischer Haushalte liegt für den „Winter - Samstag“ im Bereich von  $> 1200$  Wirkleistungswerten pro Zeitintervall und für den „Winter - Werktag“  $> 8500$  Wirkleistungswerten pro Zeitintervall. Bei den in der Abbildung 15 angenommenen Signifikanzniveaus  $\alpha$  (10 %, 5 % bzw. 1 %) ergeben sich kritische Abweichungen  $D_{\text{krit}}$  von  $< 5$  % bei 1200 Wirkleistungswerten bzw. bis zu  $< 2$  % bei  $> 8500$  Wirkleistungswerten pro Zeitintervall. In den ausgewerteten maximalen Abweichungen  $d$  (siehe Abbildung 18) für den „Winter-Werktag“ liegen diese bei 8 % bis 11 % für passende Verteilungsfunktionen (Log-Normal, Weibull- und Gammaverteilung).

### **Fall B) Energiewerte – elektrisch betriebener Warmwasserspeicher**

Die Anzahl des gemessenen Energiebedarfs für Warmwasserspeicher liegt bei ca. 300 (jahreszeitliche Unterscheidung inkl. der Unterscheidung verschiedener Typtage (Werktag, Samstag, Sonntag) bzw. bei 3000 Werten (jahreszeitliche Unterscheidung ohne Typtage). Dabei ergeben sich kritische Abweichungen  $D_{\text{krit}}$  bei 3000 Werten von  $< 3$  % bzw. bei 300 Werten von 7 - 9 %. Die berechneten maximalen Abweichungen  $d$  bei der Analyse der Warmwasserspeicher liegen für passende Verteilungen zwischen 4 % - 10 % (siehe Tabelle 12).

Gemäß Dormann [87] ist es aufschlussreicher, eine graphische Auswertung durchzuführen, als einen K-S-Test durchzuführen. Allerdings benötigt die graphische Auswertung viel Erfahrung. Zusätzlich können Q-Q-Plots (Quantile-Quantile-Plots) zur graphischen Veranschaulichung verwendet werden [87].

Der Anderson-Darling-Test ist eine Weiterentwicklung des K-S-Tests und könnte wie auch der  $\chi^2$ -Test, in diesem Fall Anwendung finden [105]. In dieser Arbeit wird eine Methode basierend auf dem K-S-Test sowie der BIC-Parameter als Vergleich der Anpassungsgüte („goodness of fit“) herangezogen, um die Verteilungsfunktionen mit der geringsten Abweichung zur empirischen Verteilung zu bestimmen. Zusätzlich werden vorab Analysen mittels sogenannter Boxplots zur Darstellung einzelner Quantile sowie von Messausreißern herangezogen.

### 3.2.6 Darstellung von Messausreißern (Boxplot)

Um eine einfache statistische Auswertung in graphischer Form darzustellen, eignet sich der Boxplot. In der folgenden Abbildung 16 ist ein Boxplot mit den unterschiedlichen Quantilen (25 %-, 50 %-, 75 %-Quantil) inklusive etwaiger Messausreißer (schwarze X) bildhaft dargestellt. Die blaue Box innerhalb der Abbildung 16 bezeichnet die Lage des 25 %- und 75 %-Quantils. Die rote Linie innerhalb der blauen Box kennzeichnet die Lage des Medianwertes (50 %-Quantil).

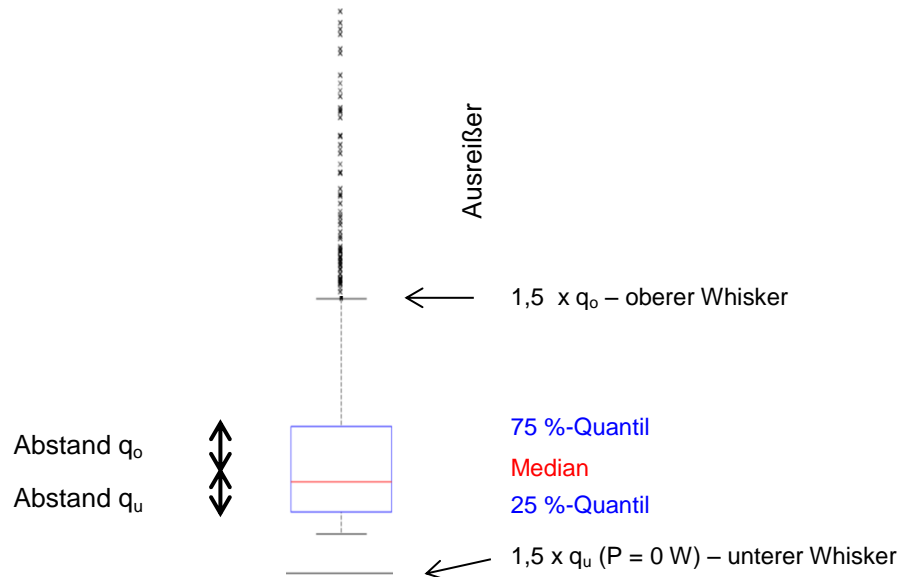


Abbildung 16: Gemessener Wirkleistungswerte mit den unterschiedlich gekennzeichneten Quantilen (25 %, 50 %, 75 %) sowie einzelner Messausreißer (8 % bezogen auf Gesamtheit) – Boxplot

Die in Abbildung 16 dargestellten einzelnen Messausreißer (schwarze X) betragen 8 % bezogen auf die aufgetretenen Wirkleistungswerte (Grundgesamtheit). Die sogenannten Whisker (Antennen) berechnen sich aus dem 1,5-fachen Abstand zwischen dem 50 %-Quantil und dem 75 %- (Abstand q<sub>o</sub>) bzw. zwischen dem 50 %-Quantil und dem 25 %-Quantil (Abstand q<sub>u</sub>) der aufgetretenen Wirkleistungen.

## 4 Methodik zur Bestimmung passender stetiger Verteilungsfunktionen verschiedener Verbraucher anhand real gemessener Smart-Meter-Daten

In diesem Teil der Arbeit wird die angewendete Methodik zur Bestimmung passender Verteilungsfunktionen von verschiedenen Verbrauchern (elektrifizierte Haushalte, elektrische Warmwasserspeicher) in unterschiedlichen Schritten (Schritt 1 bis Schritt 4) dargelegt.

Zusätzlich wird durch die Bestimmung passender Verteilungsfunktionen für Verbraucher mit unterschiedlichen Verknüpfungspunkten (NE 7, NE 6, NE 4) gezeigt, dass der Verknüpfungspunkt einen wesentlichen Einfluss auf die Auswahl passender Verteilungsfunktionen besitzt. Für die Auswertungen werden dabei real gemessene Smart-Meter-Daten mit einer zeitlichen Auflösung von 15 Minuten von folgenden Übertragungselementen (Transformator) bzw. elektrifizierten Haushalten (Verbraucher) herangezogen.

### Verbraucher:

- elektrifizierte Haushalte 0,4 kV (88 HH – 1.1.-31.12.2014)
- Warmwasserspeicher elektrifizierter Haushalte 0,4 kV (24 HH – 1.1.-31.12.2014)
- städtischer Niederspannungstransformator 20 kV/0,4 kV (1.1.-31.12.2014)
- städtischer Regeltransformator 110 kV/20 kV (1.1.-31.12.2014)

Das Ziel der statistischen Analyse der Verbraucher ist es, über die einzelnen Spannungsebenen, ausgehend von einem städtischen Regeltransformator über einen städtischen Niederspannungstransformator bis hin zum elektrifizierten Haushalt, geeignete Verteilungsfunktionen zur Beschreibung des Wirkleistungsbedarfs für jeden 15-minütigen Zeitschritt innerhalb unterschiedlicher Typtage („Werktag“, „Samstag“, „Sonntag“) zu eruieren. Zusätzlich wird das Verhalten des täglichen elektrischen Warmwasserbedarfs für beispielsweise Dusch- und Hygienezwecke elektrifizierter Haushalte im Detail analysiert, um dieses ebenfalls mittels passender stetiger Verteilungsfunktionen nachzubilden.

### Schritt 1

Die Einteilung der charakteristischen Jahreszeiten sowie der verschiedenen Typtage erfolgt gemäß den E-Control-Marktregeln [37] in Österreich bzw. den VDEW-Standardlastprofilen [63] in Deutschland nach dem folgenden Kalender:

- Winter: 01.11. - 20.03.
- Übergangszeit: 21.03. - 14.05. (Frühjahr) bzw. 15.09. - 31.10. (Herbst)
- Sommer: 15.05. bis 14.09.

Zu den charakteristischen Jahreszeiten werden verschiedene Typtage innerhalb der Woche beginnend von Montag bis Sonntag gebildet:

- Montag bis Freitag: Typtag „Werktag“
- Samstag: Typtag „Samstag“
- Sonntag: Typtag „Sonntag“

Aufgrund der tageszeitlichen Abläufe innerhalb der Arbeitswoche und der differierenden Freizeitaktivitäten an den Wochenenden („Samstag“ und „Sonntag“) wird auf die Einteilung der verschiedenen Typtage zurückgegriffen. Die einzelnen christlichen Feiertage in Österreich innerhalb eines Jahres werden wie bei den Standardlastprofilen als Sonntage in der Auswertung berücksichtigt [110].

## Schritt 2

In der Gleichung (38) ist die Wirkleistungsmatrix für einen Typtag „Werktag“  $P_{\text{Werktag}}$  bestehend aus 96 Wirkleistungswerten von 00:15 bis 24:00 Uhr in mathematischer Form für eine Anzahl von  $N$  elektrifizierten Haushalten dargestellt. Dabei stellt die Variable  $n$  den betrachteten Haushalt dar und die Variable  $j$  beschreibt das jeweilige 15-minütige Zeitintervall innerhalb des betrachteten Typtages.

$$P_{\text{Werktag}} = \begin{pmatrix} P_{1,1} & \dots & P_{1,96} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ P_{n,1} & P_{n,j} & P_{n,96} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ P_{N,1} & \dots & P_{N,96} \end{pmatrix} \quad (38)$$

Die einzelnen Tagesprofile, beginnend von Montag bis Freitag, werden nacheinander in die Wirkleistungsmatrix des Typtages „Werktag“ eingetragen. Diese Wirkleistungsmatrix wird analog für die Typtage „Samstag“ und „Sonntag“ aufgestellt und weiterführend anhand statistischer Methoden das Wirkleistungsbezugsverhalten für jedes einzelne Zeitintervall  $P_{n,j}$  der unterschiedlichen Typtage („Werktag“, „Samstag“, „Sonntag“) analysiert.

## Schritt 3

Durch die Anwendung der Maximum-Likelihood-Methode werden die notwendigen Parameter hypothetischer Verteilungsfunktionen (z.B. Log-Normal-, Weibullverteilung, ...) mit der geringsten Abweichung zur empirischen Verteilung bestimmt. Zur Veranschaulichung werden für einzelne Zeitintervalle die zugehörigen Histogramme mit den empirischen Daten und den angenäherten hypothetischen Verteilungsfunktionen erstellt. Es wird darauf hingewiesen, dass die Anzahl der Klassen in den Histogrammen wesentlich von der Anzahl der gemessenen Wirkleistungswerte in dem betrachteten Zeitintervall abhängen.

Somit wird der elektrische Wirkleistungsbedarf (elektrifizierter Haushalte) der einzelnen Zeitintervalle sowie der Energiebedarf elektrischer Warmwasserspeicher der jeweiligen Typtage sowie der unterschiedlichen Perioden („Winter“, „Sommer“, „Übergangszeit“) mittels den stetigen Verteilungsfunktionen bestmöglich nachgebildet.

## Schritt 4

Es werden folgende Bewertungsmethoden herangezogen, um eine gute Annäherung verschiedener Verteilungsfunktionen zur Nachbildung des Wirkleistungsbezugsverhaltens für jedes einzelne 15-Minuten-Zeitintervall elektrifizierter Haushalte zu prüfen:

- Mittelwert der Abweichung bzw. gewichteter Mittelwert der Abweichung (inspiriert durch den K-S-Test)
- BIC-Parameter (beinhaltet den Log-Likelihood-Parameter LL)

Die Bestimmung des Mittelwertes der Abweichungen zwischen der empirischen und den hypothetischen Verteilungsfunktionen wird zusätzlich durchgeführt, um zu zeigen, in welchen Bereichen etwaige Abweichungen zur empirischen Verteilungsfunktion existieren.

Dieser Schritt wird ebenfalls für den Energiebedarf elektrischer Warmwasserspeicher durchgeführt.

In weiterer Folge werden anhand gleichverteilter Zufallszahlen elektrische Wirkleistungsprofile für elektrifizierte Haushalte auf probabilistischer Basis für eine unterschiedliche Anzahl von elektrifizierten Haushalten mittels der zuvor bestmöglich angenäherten Verteilungsfunktion für charakteristische Typtage („Werktag“, „Samstag“, „Sonntag“) sowie charakteristische Jahreszeiten („Winter“, „Sommer“, „Übergangszeit“) auf Jahresbasis generiert.

#### 4.1 Statistische Analyse – Elektrifizierte Haushalte

Zu Beginn dieses Kapitels wird der elektrische Energiebedarf der gemessenen Smart-Meter-Daten analysiert, um dieser dem Energiebedarf vorhandener Kennwerte gemäß Literatur [111] gegenüberzustellen. Damit wird ermittelt, ob es sich bei den gemessenen Smart-Meter-Daten um Ein- oder Mehrpersonenhaushalte handelt.

Im Hauptteil dieses Kapitels wird die zuvor beschriebene Methodik (siehe Kapitel 4) zur Bestimmung passender Verteilungsfunktionen mit einer geringen Abweichung zur empirischen Verteilung (gemessene Smart-Meter-Daten) für die Lasten elektrifizierter Haushalte mit vorwiegendem Anteil städtischer Wohnungen exemplarisch für den „Winter - Werktag“ angewendet. Zusätzlich werden die Ergebnisse der unterschiedlichen Typtage sowie der verschiedenen Jahreszeiten am Ende dieses Unterkapitels dargelegt und zusammengefasst.

##### Analyse elektrischer Energiebedarf (Strombedarf)

Da der jährliche bzw. tägliche elektrische Energiebedarf (Strombedarf) einerseits wesentlich von der Anzahl der Personen in dem jeweiligen elektrifizierten Haushalt abhängig ist und andererseits auch davon abhängt ob, die Warmwasserbereitung elektrisch oder nicht erfolgt wird im Folgenden der Stromverbrauch für Wohnungen (in Mehrfamilienhäusern) gemäß Literatur [111] wie folgt angegeben:

- **1-Personen-Haushalt:**  
1 250 kWh/a (ohne elektrische Warmwasserbereitung) / 1 500 kWh/a (mit) bzw.  
3,42 kWh/d (ohne elektrische Warmwasserbereitung) / 4,11 kWh/d (mit)
- **2-Personen-Haushalt:**  
2 200 kWh/a (ohne elektrische Warmwasserbereitung) / 2 550 kWh/a (mit) bzw.  
6,03 kWh/d (ohne elektrische Warmwasserbereitung) / 6,99 kWh/d (mit)
- **3-Personen-Haushalt:**  
3 000 kWh/a (ohne elektrische Warmwasserbereitung) / 3 400 kWh/a (mit) bzw.  
8,22 kWh/d (ohne elektrische Warmwasserbereitung) / 9,32 kWh/d (mit)

Im Allgemeinen leben in einem durchschnittlichen elektrifizierten Haushalt in Österreich 2,22 Personen pro Haushalt [112]. Durch Interpolation mit den zuvor aufgelisteten Kennwerten gemäß Literatur [111] liegt der ermittelte durchschnittliche elektrische Energiebedarf (Strombedarf) der elektrifizierten Haushalte inkl. elektrischer Warmwasserbereitung bei 7,46 kWh/d; dies entspricht einem österreichischen 2,2 Personen-Haushalt.

Im Vergleich zur Literatur [111] ergeben sich für die ausgewerteten Smart-Meter-Daten folgende Mittelwerte bzw. Medianwerte bei der Berechnung des täglichen Energiebedarfs mit der Unterteilung zwischen dem Energiebedarf für elektrische Geräte und dem Energiebedarf für den elektrischen Warmwasserspeicher der elektrifizierten Haushalte:

- **Analysierte Smart-Meter-Daten – elektrischer Energiebedarf**  
elektrifizierter Haushalt: 4,96 kWh/d (Mittelwert) bzw. 4,37 kWh/d (Medianwert)  
Warmwasserbereitung: 2,42 kWh/d (Mittelwert)  
elektrifizierter Haushalt inkl. elektrischer Warmwasserbereitung: 7,38 kWh/d

Der elektrische Energiebedarf der gemessenen Smart-Meter-Daten passt mit den interpolierten Werten gemäß Literatur sehr gut überein [111], [112]. Eine detaillierte Analyse des Energiebedarfs der elektrisch betriebenen Warmwasserspeicher befindet sich in Kapitel 4.2.

### **Analyse elektrischer Wirkleistungsbedarf**

Im Folgenden wird der elektrische Wirkleistungsbedarf gemäß der in Kapitel 4 definierten Schritten (Schritt 1 bis 4) durchgeführt, um die am besten geeignetste Verteilungsfunktion für die einzelnen Viertelstundenintervalle der unterschiedlichen Typtage und der verschiedenen Jahreszeiten der elektrifizierten Haushalte zu eruieren.

#### **Schritt 1 und Schritt 2**

In diesem Teil werden die verschiedenen hypothetischen Verteilungsfunktionen für jedes einzelne Zeitintervall der elektrifizierten Haushalte mit vorwiegendem Anteil städtischer Wohnungen anhand der aufgestellten Wirkleistungsmatrix (siehe Gleichung (38)) für die unterschiedlichen charakteristischen Typtage

- „Werktag“,
- „Samstag“ und
- „Sonntag“

sowie den verschiedenen Jahreszeiten gemäß E-Control-Marktregeln [37]

- „Winter“,
- „Sommer“,
- „Übergangszeit“

analysiert.

### Schritt 3

In der Abbildung 17 sind die gemessenen mittleren 15-minütigen Wirkleistungswerte (empirisch) der analysierten elektrifizierten Haushalte für einen definierten Zeitpunkt (18:45 - 19:00 Uhr, „Winter - Werktag“) anhand eines Histogramms sowie die angepassten hypothetischen Dichteverteilungen (Log-Normal-, Weibull-, Gammaverteilung, ...) dargestellt. Dieser Zeitpunkt wird gewählt, da in diesem Zeitintervall höhere Leistungen als im Vergleich zu den anderen Zeitintervallen aufgetreten sind. Es wird darauf hingewiesen, dass die augenscheinlich nicht passende Normal- sowie die ebenso wenig geeignete Extremwertverteilung lediglich verwendet werden, um zu zeigen, welche Abweichungen weniger passende Verteilungsfunktionen zu den gemessenen elektrischen Wirkleistungswerten besitzen.

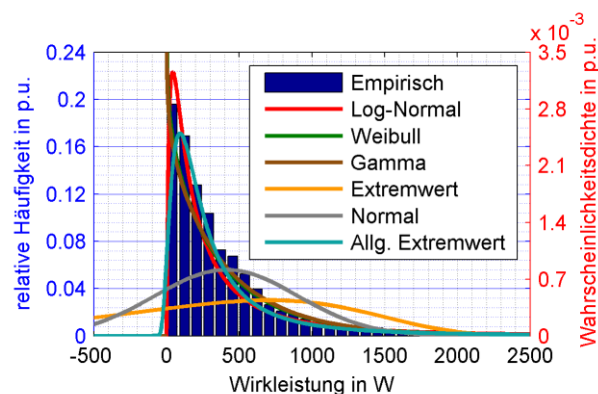


Abbildung 17: Histogramm gemessener elektrischer Wirkleistungen und angenäherter Dichteverteilungen unterschiedlicher Verteilungsfunktionen (Log-Normal-, Weibull-, Gammaverteilung, ...) – „Winter - Werktag“ 19:00 Uhr

Wie aus der Abbildung 17 ersichtlich ist, passen die mittels der Maximum-Likelihood-Methode geschätzten Parameter der Normal- und der Extremwertverteilung augenscheinlich nicht zu den gemessenen Daten der elektrischen Wirkleistung. Im Vergleich dazu zeigen die anderen Dichteverteilungen (Log-Normal-, Weibull-, Gamma- und Allgemeine Extremwertverteilung) eine relativ gute Anpassung zu den gemessenen elektrischen Wirkleistungswerten.

### Schritt 4

In diesem Schritt werden die verschiedenen Bewertungsmethoden angewendet, um die Verteilungsfunktionen mit der besten Anpassung an die empirische Verteilungsfunktion der gemessenen Daten zu eruiieren. Es werden folgende Bewertungsmethoden herangezogen:

- Mittelwert der Abweichung bzw. gewichteter Mittelwert der Abweichung (inspiriert durch den K-S-Test)
- BIC-Parameter (beinhaltet den Log-Likelihood-Parameter LL)

Zu Beginn wird die maximale Abweichung  $d_{\max}$  zwischen der empirischen Verteilungsfunktion  $F_1(x)$  und den hypothetischen Verteilungsfunktionen  $F_i(x)$  – angelehnt an den K-S-Test – mittels der folgenden Gleichung (39) berechnet.



$$d_{\max} = \max|F_1(x) - F_i(x)| \quad (39)$$

Der Index  $i$  wird für die hypothetischen Verteilungsfunktionen (Log-Normal-, Weibull-, Gammaverteilung, usw.), wie in Tabelle 8 aufgelistet, verwendet.

Um den Verlauf der Abweichung  $d(x)$  zwischen der empirischen Verteilungsfunktion  $F_1(x)$  und den hypothetischen Verteilungsfunktionen  $F_i(x)$  in weiterer Folge darzustellen, wird folgende Gleichung (40) verwendet.

$$d(x) = F_1(x) - F_i(x) \quad (40)$$

In der Abbildung 18 a) ist die empirische kumulierte Verteilungsfunktion  $F_1(x)$  (schwarzer Verlauf) sowie die hypothetischen kumulierten Verteilungsfunktionen  $F_i(x)$  (Log-Normal-, Weibull-, Gammaverteilung, ...) für einen Leistungsbereich bis 2000 W für den Typtag „Winter - Werktag“ für den Zeitpunkt 19:00 Uhr dargestellt. Diese Leistungsgrenze wird lediglich für eine übersichtliche Darstellung verwendet.

Die Abbildung 18 b) zeigt die berechneten Verläufe der Abweichung  $d(x)$  zwischen der empirischen Verteilungsfunktion  $F_1(x)$  und den unterschiedlichen hypothetischen Verteilungsfunktionen  $F_i(x)$ .

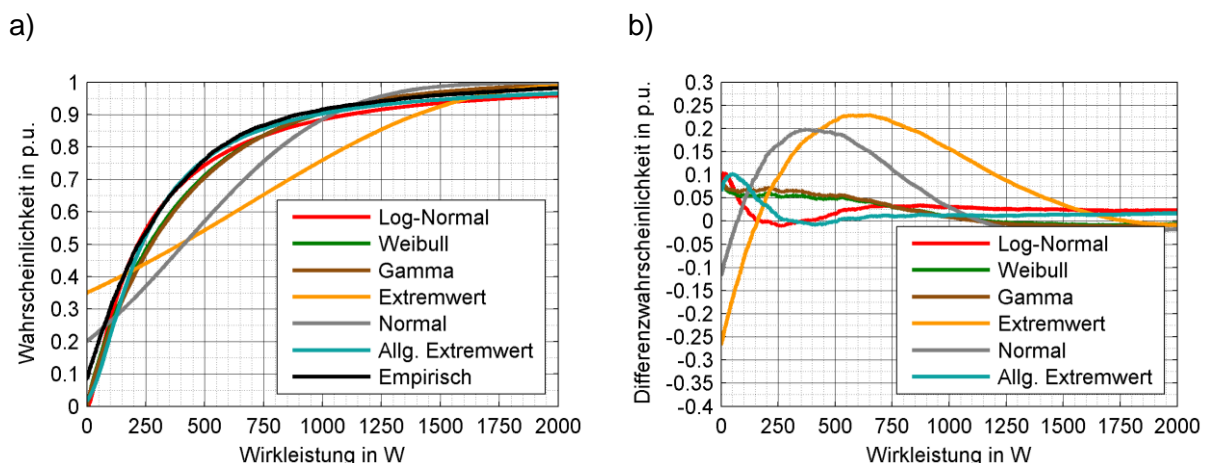


Abbildung 18: a) Verläufe der kumulierten empirischen  $F_1(x)$  und hypothetischen Verteilungsfunktionen  $F_i(x)$   
 b) Verläufe der Differenzwahrscheinlichkeiten zwischen der empirischen Verteilungsfunktion  $F_1(x)$  und den unterschiedlichen hypothetischen Verteilungsfunktionen  $F_i(x)$  – „Winter - Werktag“ 19:00 Uhr

Die hypothetischen Verteilungsfunktionen  $F_i(x)$  (Log-Normal-, Weibull-, Gamma-, und Allgemeine Extremwertverteilung), in der Abbildung 18 a) dargestellt, zeigen relativ geringe Unterschiede zu der empirischen Verteilungsfunktion  $F_1(x)$ . Die augenscheinlich nicht passende Normal- sowie die Extremverteilung besitzen die größten Abweichungen, bezogen auf die empirische Verteilungsfunktion (schwarzer Verlauf). In der Abbildung 18 b) zeigt sich, dass die Normalverteilung gegenüber der empirischen Verteilung eine maximale Abweichung von 0,2 p.u. bzw. die Extremwertverteilung von 0,27 p.u. besitzt. Im Vergleich dazu zeigen die augenscheinlich besser passenden hypothetischen Verteilungen eine maximale Abweichung  $d_{\max}$  (siehe Gleichung (39)) im Bereich von ca. 0,08 - 0,11 p.u.

Um zu bestimmen, welche angenäherte Verteilungsfunktion besser zur empirischen Verteilungsfunktion passt, wird anhand Gleichung (41) über den Bereich der betrachteten Wirkleistung ( $a = 0$  bis  $b = 10\,000$  W) die mittlere Abweichung  $F$  berechnet.

$$F = \frac{1}{b-a} \int_a^b |F_1(x) - F_i(x)| dx \quad (41)$$

Um die Abweichung zwischen der empirischen Verteilungsfunktion  $F_1(x)$  und den einzelnen hypothetischen Verteilungsfunktionen  $F_i(x)$  in gewichteter Form über den Bereich der elektrischen Wirkleistung ( $a = 0$  bis  $b = 10\,000$  W) zu berechnen, wird die mittlere gewichtete Abweichung  $G$  anhand Gleichung (42) berechnet.

$$G = \frac{\int_a^b |F_1(x) - F_i(x)| \cdot x_n(x) dx}{\int_a^b x_n(x)} \quad (42)$$

Die Verläufe der berechneten Abweichungen zwischen der empirischen Verteilungsfunktion  $F_1(x)$  und den einzelnen hypothetischen Verteilungsfunktionen  $F_i(x)$  sind in Abbildung 19 a) als mittlere Abweichung  $F$  bzw. in der Abbildung 19 b) als mittlere gewichtete Abweichung  $G$  dargestellt.

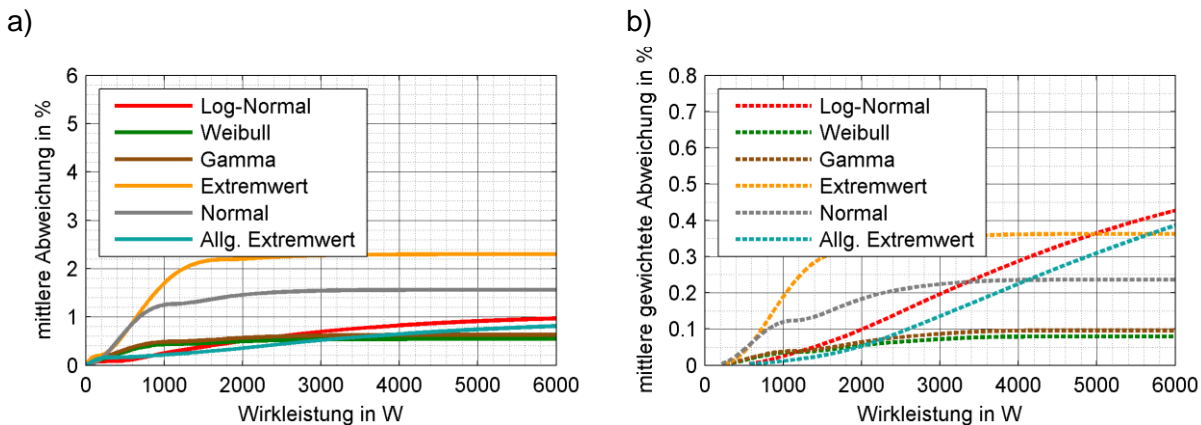


Abbildung 19: Mittlerer Verlauf der Abweichungen a) mittlere Abweichung  $F$  bzw. b) mittlere gewichtete Abweichung  $G$  verschiedener hypothetischer Verteilungsfunktionen  $F_i(x)$  – „Winter - Werktag“ 19:00 Uhr

Die Abbildung 19 a) zeigt den Verlauf der berechneten mittleren Abweichungen  $F$  der angepassten Verteilungsfunktionen (Log-Normal-, Weibull- und Gammaverteilung, ...) zur empirischen Verteilung. Die größten Abweichungen besitzen die augenscheinlich nicht passende Extremwert- und die Normalverteilung.

Bei Betrachtung der mittleren gewichteten Abweichung  $G$  in der Abbildung 19 b) zeigt sich, dass die Abweichungen bei höheren elektrischen Wirkleistungen der Log-Normalverteilung sowie der Allgemeinen Extremwertverteilung im Vergleich zur empirischen Verteilung, aufgrund des Definitionsbereiches (Definitionsbereich  $> 0$  bis  $\infty$ ) der beiden Verteilungsfunktionen, stärker in die Berechnung miteingehen.

In der Abbildung 20 sind die Erwartungswerte  $E(X)$  der unterschiedlichen Verteilungsfunktionen (Log-Normal-, Weibull-, Gammaverteilung, ...) sowie die arithmetischen Mittelwerte  $\bar{x}$  und die Medianwerte  $x_{med}$  der gemessenen elektrischen Wirkleistungen der analysierten Smart-Meter-Daten für den Typtag „Winter - Werktag“ dargestellt.

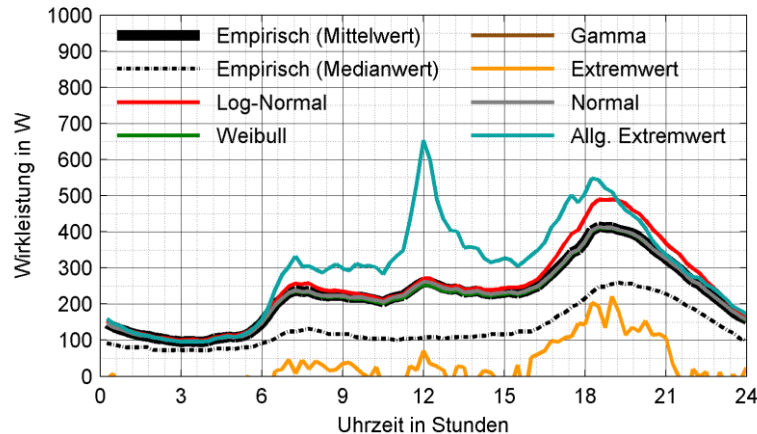


Abbildung 20: Erwartungswerte unterschiedlicher Verteilungsfunktionen sowie arithmetische Mittel- und Medianwerte der gemessenen Smart-Meter-Daten innerhalb des Typtages – „Winter - Werktag“

Wie aus den Verläufen des arithmetischen Mittelwertes und des Medianwertes (schwarze Verläufe) der gemessenen Smart-Meter-Daten, in Abbildung 20 ersichtlich ist, handelt es sich bei Berücksichtigung der Fechnerschen Lageregel (siehe Kapitel 3.2.2) um rechtsschiefe Verteilungen, was augenscheinlich auch durch die Abbildung 17 bestätigt wurde.

Die Erwartungswerte der Log-Normalverteilung weichen über den Tagesverlauf im Vergleich zu den Mittelwerten der gemessenen Smart-Meter-Daten um ca. 1 % bis 20 % ab. Die Erwartungswerte der Allgemeinen Extremwertverteilung zeigen gerade bei höheren Wirkleistungswerten größere Abweichungen.

Die Erwartungswerte der Weibull-, Gammaverteilung besitzen gegenüber den Mittelwerten der gemessenen Smart-Meter-Daten (empirisch) eine sehr geringe Abweichung (bis zu 3 %). Im Vergleich dazu besitzt die Normalverteilung keine Abweichung zu den gemessenen Mittelwerten der Smart-Meter-Daten; dies bestätigt den zentralen Grenzwertsatz. Die berechneten Erwartungswerte der Extremwertverteilung passen nicht zu den Mittelwerten, zusätzlich treten negative Erwartungswerte für die elektrische Wirkleistung auf. Die Extremwertverteilung und die Normalverteilung wurden lediglich zu Demonstrationszwecken verwendet und eignen sich nicht zur Nachbildung des elektrischen Wirkleistungsbezugsverhaltens elektrifizierter Haushalte mit vorwiegendem Anteil städtischer Wohnungen.

Die über den Tagesverlauf (Typtag „Winter - Werktag“) berechneten durchschnittlichen Abweichungen zwischen den empirischen Verteilungsfunktionen und den angepassten hypothetischen Verteilungsfunktionen sind in der Abbildung 21 a) als mittlere Abweichung F bzw. in Abbildung 21 b) als mittlere gewichtete Abweichung G dargestellt.

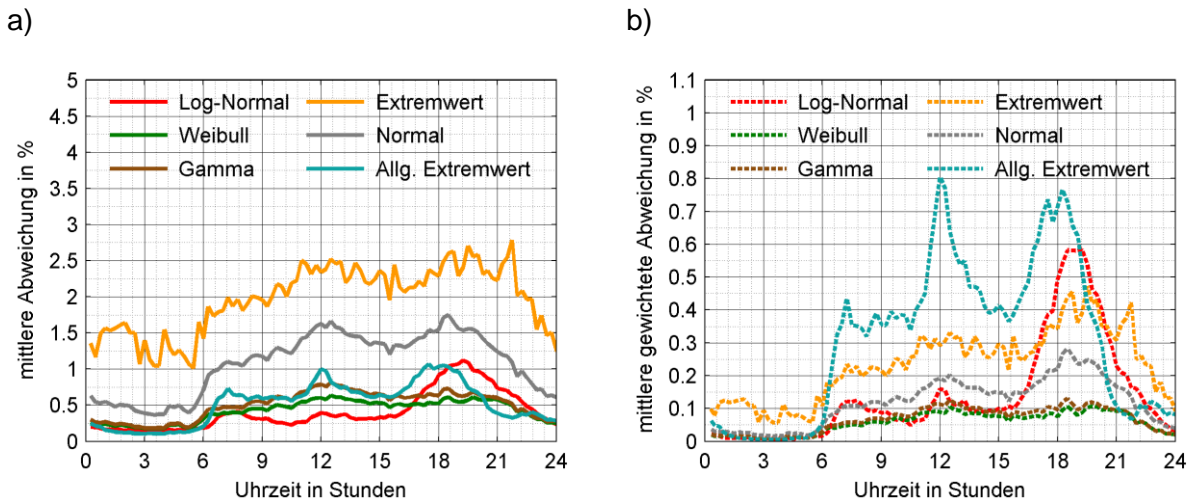


Abbildung 21: Verlauf der Abweichung a) mittlere Abweichung F bzw. b) mittlere gewichtete Abweichung G unterschiedlicher Verteilungsfunktionen – „Winter - Werktag“

Aus der Abbildung 21 a) ist ersichtlich, dass die Normal- und die Extremwertverteilung die größten Abweichungen, bezogen auf die empirische Verteilung, besitzen. Die Abweichungen der Weibull- und Gammaverteilungen zeigen sehr ähnliche Verläufe. Die geringsten mittleren Abweichungen zeigt die Log-Normalverteilung im Bereich von 24:00 - 00:45 Uhr bzw. von 06:00 - 16:30 Uhr, bis auf den Zeitpunkt 07:45 Uhr.

In den Abendstunden besitzt die Log-Normalverteilung eine höhere mittlere Abweichung F als die Weibull- bzw. Gammaverteilung. Innerhalb des Tagesverlaufes ist die mittlere Abweichung F der Log-Normal-, Weibull-, Gamma- und Allgemeinen Extremwertverteilung kleiner als 1,1 %, bezogen auf die empirische Verteilung. Diese mittlere Abweichung F ist natürlich abhängig vom Bezugswert bzw. vom betrachteten Bereich der elektrischen Wirkleistung (0 - 10 000 W) abhängig.

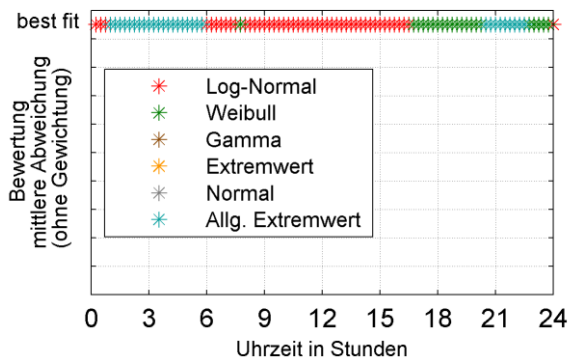
Die in der Abbildung 21 b) dargestellten mittleren gewichteten Abweichungen G zeigen in den Abendstunden höhere Abweichungen für die Log-Normalverteilung als in den Morgenstunden. Es sei hier angemerkt, dass aufgrund des Definitionsbereiches (Wertebereich  $> 0$  bis  $\infty$ ) der Log-Normal- und der Allgemeinen Extremwertverteilung ( $k > 0$ ) die Abweichungen gerade in den höheren Leistungsbereichen verstärkt werden.

Um die Anpassungsgüte der unterschiedlichen Verteilungsfunktionen zu bestimmen, wird in dieser Arbeit, inspiriert durch den K-S-Test, nicht die auftretende maximale Abweichung  $d_{max}$ , sondern in weiterer Folge die mittlere Abweichung F über einen definierten Wirkleistungsbereich (bis 10 000 W) herangezogen. Zusätzlich wird auch die Anpassungsgüte des berechneten BIC-Parameters der untersuchten Verteilungsfunktionen herangezogen, um die bestmögliche Anpassung anhand einer stetigen Verteilungsfunktion zur Nachbildung des elektrischen Leistungsbezugs über den Tagesverlauf zu bestimmen.

In der Abbildung 22 a) befindet sich die Bewertung der besten Anpassung („best fit“) der verschiedenen Verteilungsfunktionen mit der geringsten mittleren Abweichung F (ohne Gewichtung) im Vergleich zur empirischen Verteilung innerhalb des Typtages „Winter - Werktag“. In der Abbildung 22 b) befindet sich für jeden Zeitschritt innerhalb des Typtages

„Winter - Werktag“ die Verteilung mit der besten Anpassung („best fit“) gemäß des BIC-Parameters.

a)



b)

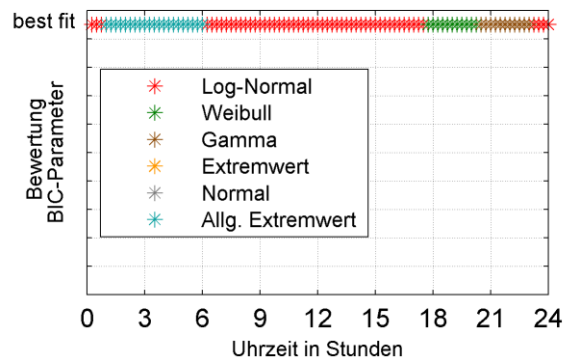


Abbildung 22: a) Bewertung passender Verteilungsfunktionen mit der geringsten mittleren Abweichung  $F$  (ohne Gewichtung) bezogen auf die empirische Verteilung bzw. b) des BIC-Parameters – „Winter - Werktag“

Wie aus der Abbildung 22 a) ersichtlich ist, besitzt die Log-Normalverteilung innerhalb des Tages von 24:00 bis 00:45 Uhr bzw. von 06:00 bis 16:30 Uhr die geringste mittlere Abweichung  $F$  bezogen auf die empirische Verteilung. Lediglich um 07:45 Uhr besitzt die Weibullverteilung eine geringere mittlere Abweichung  $F$  als die Log-Normalverteilung. In den Nachtstunden scheint die Allgemeine Extremwertverteilung beginnend von 01:00 bis 05:45 bzw. in den Abendstunden von 20:30 bis 22:30 Uhr sehr gut zu passen. In den frühen Abendstunden ab 16:45 bis 20:15 Uhr bzw. 22:45 bis 23:45 Uhr zeigt die Weibullverteilung die geringsten mittleren Abweichungen  $F$  bezogen auf die empirische Verteilung. Im Vergleich dazu erweisen sich die Extremwert- und die Normalverteilung zu keinem Zeitpunkt als passende Verteilungsfunktion zur Nachbildung des elektrischen Wirkleistungsbezugsverhaltens für elektrifizierte Haushalte.

Generell zeigt sich folgendes Ergebnis hinsichtlich passender Verteilungsfunktionen bei der Betrachtung des Typtages „Winter - Werktag“ bezüglich der Bewertung der mittleren Abweichungen  $F$  für den Typtag „Winter - Werktag“.

Bewertung passender hypothetischer Verteilungen hinsichtlich der mittleren Abweichung  $F$  (ohne Gewichtung) über den Tagesverlauf des Typtages („Winter - Werktag“):

- Log-Normalverteilung: 48 %
- Weibullverteilung: 22 %
- Gammaverteilung: 0 %
- Allgemeine Extremwertverteilung: 30 %

D.h. die Bewertung hinsichtlich der besten Anpassung bei Heranziehung der mittleren Abweichung  $F$  (ohne Gewichtung) bevorzugt über den Tagesverlauf im „Winter - Werktag“ zu 48 % die Log-Normalverteilung.

Bewertung des BIC-Parameters verschiedener hypothetischer Verteilungsfunktionen über den Tagesverlauf des Typtages („Winter - Werktag“):

- Log-Normalverteilung: 55 %
- Weibullverteilung: 11,5 %
- Gammaverteilung: 11,5 %
- Allgemeine Extremwertverteilung: 22 %

D.h. die Auswertung des BIC-Parameters für den Typtag „Winter - Werktag“ bestätigt die zuvor dargelegte Bewertung der mittleren Abweichungen F verschiedener Verteilungsfunktionen im Vergleich zur empirischen Verteilung. Die Bewertungen gemäß des BIC-Parameters bevorzugt überwiegend die Log-Normalverteilung innerhalb des Typtages „Winter - Werktag“.

In der folgenden Tabelle 11 sind die gesamten Ergebnisse der unterschiedlichen Bewertungsmethoden (mittlere Abweichung F (ohne Gewichtung) bzw. BIC-Parameter) der hypothetischen Verteilungsfunktionen für unterschiedliche Typtage („Werktag“, „Samstag“, „Sonntag“) sowie unterschiedliche Jahreszeiten („Winter“, „Sommer“, „Übergangszeit“) aufgelistet.

Tabelle 11: Prozentuelle Aufteilung passender Verteilungen anhand verschiedener Bewertungsmethode (mittlere Abweichung F sowie BIC-Parameter) unterschiedlicher Verteilungsfunktionen über den Tagesverlauf verschiedener Typtage („Werktag“, „Samstag“, „Sonntag“) und Jahreszeiten („Winter“, „Sommer“, „Übergangszeit“)

		Bewertung mittlere Abweichung F (ohne Gewichtung)				Bewertung BIC-Parameter			
		Log-Normal	Weibull	Gamma	Allg. Extremwert	Log-Normal	Weibull	Gamma	Allg. Extremwert
Winter	Werktag	48 %	22 %	0 %	30 %	55 %	11,5 %	11,5 %	22 %
	Samstag	42 %	27 %	1 %	30 %	55 %	12 %	10 %	23 %
	Sonntag	35,5 %	30 %	0 %	34,5 %	55 %	17 %	5 %	23 %
Sommer	Werktag	65 %	3 %	0 %	32 %	72 %	1 %	2 %	25 %
	Samstag	56,5 %	10,5 %	0 %	33 %	78 %	0 %	2 %	20 %
	Sonntag	53 %	9 %	0 %	38 %	70 %	2 %	5 %	23 %
Übergangszeit	Werktag	56 %	16 %	0 %	28 %	64 %	5 %	8%	23 %
	Samstag	51 %	23 %	1 %	25 %	60 %	5 %	12 %	23 %
	Sonntag	53 %	16 %	0 %	31 %	65 %	8 %	8 %	19 %
<b>Mittelwert</b>		51 %	17,5 %	0 %	31,5 %	64 %	7 %	7 %	22 %

Wie aus der Tabelle 11 ersichtlich ist, eignet sich bei Betrachtung der mittleren Abweichung F und des BIC-Parameters vorwiegend die Log-Normalverteilung innerhalb eines Tagesverlaufes (0 - 24 Uhr) zur Nachbildung des elektrischen Wirkleistungsverhaltens

elektrifizierter Haushalte. Die Allgemeine Extremwertverteilung erweist sich als zweitbeste Verteilung zur Beschreibung des elektrischen Leistungsbezugsverhaltes bei Betrachtung aller Typtage inkl. der jahreszeitlichen Unterschiede (siehe Tabelle 11, Mittelwert).

Weiterführende Untersuchungen haben gezeigt, dass der Unterschied zwischen der Weibull- und der Gammaverteilung hinsichtlich der mittleren Abweichung  $F$  und dem BIC-Parameter sehr gering ist.

Wie in dieser Analyse gezeigt, passt die Log-Normalverteilung im Vergleich zu den anderen Verteilungsfunktionen in den überwiegenden Zeitintervallen zu den gemessen gemittelten Wirkleistungswerten der empirischen Verteilung. Somit wird in den weiterführenden Simulationen zur Nachbildung des elektrischen Wirkleistungsbedarfs elektrifizierter Haushalte innerhalb der verschiedenen Typtage und den unterschiedlichen Jahreszeiten die Log-Normalverteilung verwendet.

## 4.2 Statistische Analyse – Elektrische Warmwasserspeicher

Die folgende Auswertung für die elektrischen Warmwasserspeicher wird mit derselben Methode, wie bereits bei den elektrischen Wirkleistungen der elektrifizierten Haushalten (siehe Kapitel 4.1) durchgeführt, um in diesem Fall anhand von Verteilungsfunktionen den Energiebedarf elektrisch betriebener Warmwasserspeicher für verschiedene Typtage und unterschiedliche Jahreszeiten nachzubilden. Die Auswertung wird exemplarisch für die Winterperiode ohne die Unterscheidung der verschiedenen Typtage (alle Daten - „Winter“) durchgeführt.

Zusätzlich werden die gemessenen Smart-Meter-Daten der elektrisch betriebenen Warmwasserspeicher kurz beschrieben sowie die unterschiedlichen Leistungsklassen der verschiedenen Warmwasserspeicher ausgewertet.

Bei den untersuchten Smart-Meter-Daten handelt es sich um Haushaltskunden mit einem Doppeltarifzähler mit der Unterscheidung zwischen Tag- und Nachttarif. Die in den Nachtstunden betriebenen Warmwasserspeicher (Wandspeicher) besitzen gemäß einer Herstellerrecherche eine Füllmenge zwischen 30 bis 150 Liter. Im Vergleich dazu besitzen Kleinspeicher eine Füllmenge von 5 bis 15 Liter, werden jedoch nicht in den Nachtstunden mittels des in der Regel günstigeren Nachstroms betrieben.

### Analyse elektrischer Wirkleistungsbedarf

Die Anschlussleistung der elektrischen betriebenen Warmwasserspeicher liegt gemäß der durchgeführten Herstellerrecherche bei einphasigem Anschluss zwischen  $< 1$  kW bis zu 4 kW bzw. bei dreiphasigem Anschluss zwischen 3 kW und 6 kW [113], [114]. Die maximale Schiefastlast je Außenleiter beträgt 4,6 kVA, um Unsymmetrien gemäß TOR-D4 [115] zwischen den unterschiedlichen Außenleitern zu begrenzen.

Die Aufladung elektrisch betriebener Warmwasserspeicher erfolgt in den Nachtstunden bspw. zwischen 22:00 und 05:00 Uhr anhand eines Rundsteuersignals vom Verteilernetzbetreiber. Dadurch kann verhindert werden, dass die gleichzeitige Aufladung des

elektrischen Warmwasserspeichers, in Zeiten einer hohen elektrischen Wirkleistung elektrifizierter Haushalte, mit dem gleichzeitigen Betrieb elektrischer Geräte mit einer hohen Nennleistung während der Tagesstunden zusammenfällt und dadurch hohe ungewollte Lastspitzen generiert werden.

Um die Verteilung der untersuchten Warmwasserspeicher hinsichtlich der Anschlussleistung zu bestimmen, werden die aufgetretenen Maximalwerte der unterschiedlichen Smart-Meter-Daten für die Auswertung herangezogen und kategorisiert.

In den gemessenen Daten ergeben sich folgende Leistungsklassen der elektrisch betriebenen Warmwasserspeicher:

- Warmwasserspeicher  $\geq 4,0$  kW: 17,0 %
- Warmwasserspeicher  $\geq 3,5$  kW: 37,5 %
- Warmwasserspeicher  $\geq 3,0$  kW: 37,5 %
- Warmwasserspeicher  $\geq 2,0$  kW: 4,0 %
- Warmwasserspeicher  $\leq 1,0$  kW: 4,0 %

Gemäß dieser Auswertung liegen mehr als 90 % der untersuchten Anschlussleistungen der elektrischen Warmwasserspeicher  $\geq 3,0$  kW.

### Analyse elektrischer Energiebedarf

Die Anwendung statistischer Testverfahren bei den gemessenen Smart-Meter-Daten der Warmwasserspeicher wird durchgeführt, um die elektrische Energie für den Warmwasserbedarf unterschiedlicher Typtage und Jahreszeiten nachbilden zu können. Die folgende Analyse wird beispielhaft für die Winterperiode innerhalb eines Jahres (01.01.-20.03. sowie von 01.11.-31.12.) mit den gemessenen 24 Smart-Meter-Daten elektrifizierter Haushalte durchgeführt. In den Analysen werden folgende Unterscheidungen hinsichtlich der verschiedenen Typtage durchgeführt:

- „Werktag“ (Montag bis Freitag)
- „Samstag“
- „Sonntag“
- Ohne Unterscheidung zwischen den einzelnen Typtagen (Verwendung aller Daten)

Um den Energiebedarf der einzelnen Jahreszeiten („Winter“, „Übergangszeit“, „Sommer“) besser vergleichen zu können, werden für diese exemplarische Auswertung alle Daten ohne die Unterscheidung zwischen den verschiedenen Typtagen („Werktag“, „Samstag“, „Sonntag“) verwendet.

Die Abbildung 23 a) zeigt das Histogramm der gemessenen Energien der elektrisch betriebenen Warmwasserspeicher sowie der angepassten hypothetischen Dichteverteilungen (Log-Normal-, Weibull-, Gamma-, Extremwert- und Allgemeinen Extremwertverteilung). In der Abbildung 23 b) sind die empirische Verteilungsfunktion der gemessenen Smart-Meter-Daten sowie die angepassten Verteilungsfunktionen (Log-Normal-, Weibull-, Gammaverteilung, ...) dargestellt. Es wird darauf hingewiesen, dass die augenscheinlich



nicht passende Extremwertverteilung lediglich zu Demonstrationszwecken verwendet wird. Die beispielhaft dargestellte Analyse wird für den „Winter“ ohne die Unterscheidung zwischen den verschiedenen Typtagen (alle Daten) durchgeführt.

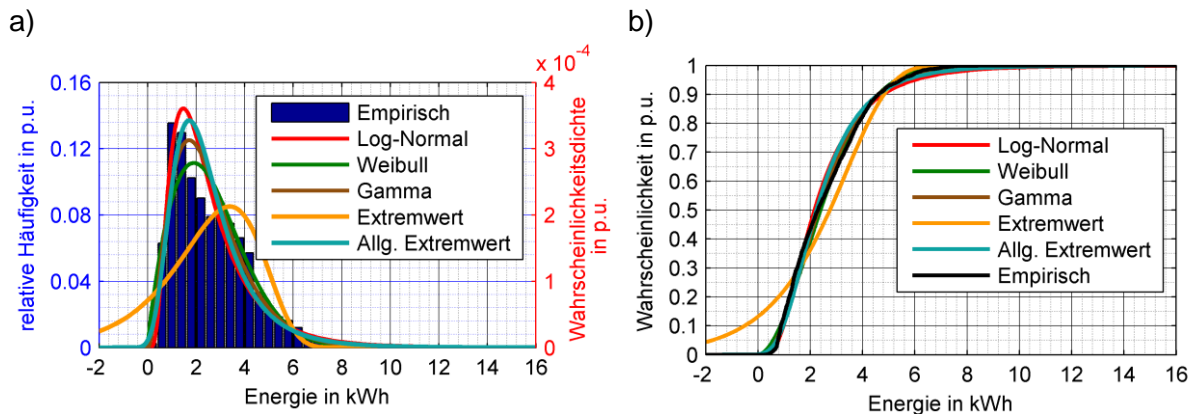


Abbildung 23: a) Histogramm elektrischer Energien und angenäherter Dichteverteilungen (Log-Normal-, Weibull-, Gammaverteilung, ...) [72]

b) Verlauf kumulativer empirischer und hypothetischer Verteilungsfunktionen unterschiedlicher Verteilungsfunktionen – „Winter“ ohne Unterscheidung zwischen den Typtagen („Werktag“, „Samstag“, „Sonntag“) [72]

Wie in Abbildung 23 a) dargestellt, passen die Dichteverteilungen der verschiedenen Verteilungsfunktionen (Log-Normal, Weibull-, Gamma- und Allgemeine Extremwertverteilung) optisch gut zu den einzelnen Werten der gemessenen elektrischen Energien des dargestellten Histogramms. Die Abbildung 23 b) zeigt geringfügige Unterschiede zwischen den kumulierten hypothetischen Verteilungsfunktionen im Vergleich zur empirischen Verteilungsfunktion. Eine relativ große Abweichung zeigt die augenscheinlich nicht passende Extremwertverteilung.

In der folgenden Abbildung 24 ist der Verlauf der berechneten Abweichung  $d(x)$  für unterschiedliche Dichteverteilungen verschiedener Verteilungen (Log-Normal-, Weibull-, Gammaverteilung, ...) über den Bereich des Energieinhalts (0 - 16 kWh), (siehe Gleichung (40)), dargestellt.

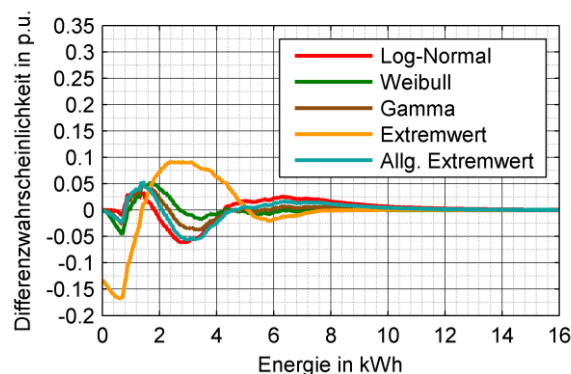


Abbildung 24: Verlauf der Differenzwahrscheinlichkeit zwischen der empirischen Verteilung  $F_1(x)$  und den verschiedenen hypothetischen Verteilungsfunktionen  $F_i(x)$  (Log-Normal-, Weibull-, Gammaverteilung, ...) – „Winter“ ohne Unterscheidung zwischen den Typtagen („Werktag“, „Samstag“, „Sonntag“) [72]

Wie aus der Abbildung 24 ersichtlich ist, zeigt sich für die Log-Normalverteilung eine maximale Abweichung  $d_{\max}$  von 6,3 %, für die Weibullverteilung von 5,3 %, für die Gammaverteilung von 5,2 % und für die Allgemeine Extremwertverteilung von 5,7 %

gegenüber der empirischen Verteilungsfunktion  $F_1(x)$ . Die augenscheinlich nicht passende Extremverteilung besitzt eine maximale Abweichung  $d_{\max}$  von 16,8 %.

Die mittlere Abweichung  $F$  über den betrachteten Energieinhalt ( $a = 0$  bis  $b = 16$  kWh, siehe Gleichung (41)) gegenüber der empirischen Verteilung beträgt für die Weibullverteilung 0,6 %, für die Gammaverteilung 0,7 % bzw. für die Allgemeine Extremwertverteilung 1,2 %.

Aufgrund des ausgeprägten rechtsschiefen Verhaltens der Log-Normal- sowie der Allgemeinen Extremwertverteilung besitzen diese, über den betrachteten Energieinhalt ( $a = 0$  bis  $b = 16$  kWh, siehe Gleichung (42)), bei der Berechnung der mittleren gewichteten Abweichung  $G$  eine größere Differenz zur empirischen Verteilung. Dies lässt sich anhand des Definitionsbereichs der Log-Normal- sowie der Allgemeine Extremwertverteilung erklären.

Die Ergebnisse der durchgeführten statistischen Analysen für elektrisch betriebene Warmwasserspeicher mit der Unterscheidung zwischen den unterschiedlichen Jahreszeiten („Winter“, „Übergangszeit“, „Sommer“) sind in der Tabelle 12 dargestellt. In dieser werden die Mittelwerte sowie die Medianwerte der gemessenen Smart-Meter-Daten und die Erwartungswerte  $E(X)$  der angenäherten hypothetischen Verteilungsfunktionen (Log-Normal-, Weibull-, Gamma-, Extremwertverteilung) berechnet. Zusätzlich werden zur Bewertung des BIC-Parameters die maximalen Abweichungen  $d_{\max}$  – inspiriert durch den K-S-Test – sowie die für die Methodik angepasste mittlere Abweichung  $F$  bzw. die mittlere gewichtete Abweichung  $G$  bis zu einem Energieinhalt von 16 kWh ermittelt. Die prozentuellen Angaben beziehen sich auf die Abweichung zur empirischen Verteilung. Für die Periode „Winter“ werden zusätzlich die Ergebnisse für die Typtage „Werktag“, „Samstag“ und „Sonntag“ dargestellt.

Tabelle 12: Ergebnisse der durchgeführten statistischen Auswertungen elektrischer Warmwasserspeicher von elektrifizierten Haushalten für unterschiedliche Jahreszeiten („Winter“, „Übergangszeit“, „Sommer“) und unterschiedliche Typtage („Werktag“, „Samstag“ (Sa), „Sonntag“ (So)) bzw. aller Messdaten in diesem Zeitraum (Alle Daten) [72]

			Winter				Über- gangs- zeit	Sommer
			Werktag	Sa	So	Alle	Alle	Alle
Gemessene Daten	Mittelwert	kWh/Tag	2,59	2,55	2,53	2,58	2,46	2,22
	Median	kWh/Tag	2,29	2,32	2,17	2,29	2,25	1,93
Verteilungs- funktion – Erwartungs- wert E(X)	Log-Norm.	kWh/Tag	2,62	2,61	2,57	2,62	2,50	2,25
	Weibull	kWh/Tag	2,61	2,56	2,55	2,59	2,48	2,23
	Gamma	kWh/Tag	2,59	2,55	2,53	2,58	2,46	2,22
	Extrem	kWh/Tag	2,38	2,38	2,37	2,38	2,25	2,05
	Allg. Extrem	kWh/Tag	2,60	2,56	2,59	2,59	2,47	2,24
Maximale Abweichung $d_{max}$	Log-Norm.	%	6,1	8,1	9,3	6,3	7,0	7,2
	Weibull	%	5,5	8,5	9,3	5,3	5,1	6,3
	Gamma	%	5,0	7,8	8,5	5,2	4,9	5,6
	Extrem	%	17,3	15,7	16,9	16,8	17,9	17,5
	Allg. Extrem	%	5,9	8,1	9,6	5,7	5,5	7,2
mittlere Abweichung F	Log-Norm.	%	1,2	1,9	1,8	1,4	1,3	1,2
	Weibull	%	0,7	0,9	1,1	0,6	0,5	0,6
	Gamma	%	0,7	1,1	1,2	0,7	0,6	0,7
	Extrem	%	2,7	2,4	2,6	2,6	2,6	2,4
	Allg. Extrem	%	1,1	1,6	2,0	1,2	1,0	1,2
mittlere gewichtete Abweichung G	Log-Norm.	%	0,8	1,3	1,1	0,9	0,7	0,7
	Weibull	%	0,2	0,3	0,3	0,2	0,1	0,2
	Gamma	%	0,3	0,5	0,5	0,3	0,2	0,2
	Extrem	%	0,8	0,7	0,7	0,8	0,7	0,6
	Allg. Extrem	%	0,6	0,9	1,2	0,6	0,5	0,6
BIC- Parameter	Log-Norm.	Reihung	2	3	2	2	2	2
	Weibull	Reihung	4	2	3	3	3	3
	Gamma	Reihung	1	1	1	1	1	1
	Extrem	Reihung	5	5	5	5	5	5
	Allg. Extrem	Reihung	3	4	4	4	4	4

Aus der Tabelle 12 ist ersichtlich, dass sich in der Periode „Winter“ der Mittelwert und der Medianwert der gemessenen Energie je Typtag („Werktag“, „Samstag“, „Sonntag“), berechnet aus den real gemessenen Smart-Meter-Daten, nur geringfügig voneinander unterscheiden. Zwischen den einzelnen Jahreszeiten („Winter“, „Übergangszeit“, „Sommer“) ist ein tendenziell fallender Energiebedarf beginnend vom „Winter“ bis hin zum „Sommer“ ersichtlich.

Im „Winter“ ist der größte Warmwasserbedarf mit 2,59 kWh/Tag an dem Typtag „Werktag“ ersichtlich. Dieser Energiebedarf im „Winter“ unterscheidet sich nur geringfügig von den Typtagen „Samstag“ (2,55 kWh/Tag) und „Sonntag“ (2,53 kWh/Tag). Im „Sommer“ beträgt dieser ohne Unterscheidung einzelner Typtage (Alle Daten) 2,22 kWh/Tag.

Der Erwartungswert  $E(X)$  der angenäherten Verteilungsfunktionen liegt im Bereich der gemessenen Mittelwerte. Die Gammaverteilung besitzt bei Betrachtung jahreszeitlicher Perioden („Winter“, „Übergangszeit“, „Sommer“) die geringste Abweichung bezogen auf den berechneten Mittelwert der gemessenen Daten. Bei der Betrachtung der maximalen Abweichung  $d_{max}$  zeigt ebenfalls die Gammaverteilung die geringste Abweichung zur empirisch ermittelten Verteilung. Die größte Abweichung zeigt die augenscheinlich nicht passende Extremwertverteilung.

Die geringste mittlere Abweichung  $F$  (ohne Gewichtung), bei Betrachtung aller Messdaten in den zeitlichen Perioden („Winter“, „Übergangszeit“, „Sommer“) über den Energiebereich von 16 kWh, besitzt die Weibull- bzw. die Gammaverteilung. Bei Berechnung der mittleren gewichteten Abweichung  $G$  über den betrachteten Energiebereich (0 - 16 kWh) wird dies nochmals verdeutlicht.

Die Miteinbeziehung der Anpassungsgüte durch den BIC-Parameter zeigt klare Vorteile für die Gammaverteilung gegenüber der Weibullverteilung. Der absolute Unterschied im Wert des BIC-Parameters zwischen diesen beiden Verteilungen ist sehr gering.

Das Ergebnis dieser Auswertung zeigt, dass für die weiteren Simulationen bzw. zur Modellierung des Energiebedarfs elektrischer Warmwasserspeicher von elektrifizierten Haushalten die Gammaverteilung als beste Anpassung herangezogen wird. Die Log-Normalverteilung eignet sich eher nicht zur Nachbildung des Warmwasserbedarfs elektrifizierter Haushalte aufgrund der dargelegten Unterschiede zur empirischen Verteilung.

In der folgenden Tabelle 13 sind die ausgewerteten Parameter des Energiebedarfs elektrisch betriebener Warmwasserspeicher anhand der nachgebildeten Gammaverteilung für die unterschiedlichen Typtage („Werktag“, „Samstag“, „Sonntag“) und den verschiedenen Jahreszeiten („Winter“, „Sommer“, „Übergangszeit“) dargestellt.

Tabelle 13: Ermittelte Parameter der Gammaverteilung elektrisch betriebener Warmwasserspeicher unterschiedlicher Typtage und verschiedener Jahreszeiten

		Parameter Gammaverteilung			
		$\alpha$	$\beta$	$E(X)$	$\sigma$
		-	-	kWh	kWh
Winter	Werktag	3,12	830	2,59	1,47
	Samstag	2,56	994	2,55	1,59
	Sonntag	2,61	970	2,53	1,57
Sommer	Werktag	2,96	754	2,48	1,37
	Samstag	2,43	875	2,38	1,49
	Sonntag	2,64	859	2,46	1,54
Übergangszeit	Werktag	3,26	761	2,23	1,30
	Samstag	2,54	934	2,13	1,36
	Sonntag	2,57	959	2,27	1,40

Die in der Tabelle 13 dargestellten Parameter der Gammaverteilung werden in der probabilistischen Methode (siehe Kapitel 6) verwendet, um die elektrischen Wirkleistungs-

profile zur Nachbildung des elektrischen Warmwasserbedarfs innerhalb eines Jahres zu generieren.

### 4.3 Statistische Analyse – 20-kV/0,4-kV- und 110-kV/20-kV-Transformator

Die gemessenen elektrischen Wirkleistungswerte eines 20-kV/0,4-kV-Niederspannungs-Transformators sowie eines 110-kV/20-kV-Regeltransformators werden ebenfalls statistisch gemäß der dargestellten Methode in Kapitel 4 analysiert. Dabei werden so wie auch bei den zuvor durchgeführten statistischen Analysen die unterschiedlichen Typtage („Werktag“, „Samstag“ und „Sonntag“) innerhalb eines Jahres unterschieden. Aufgrund der relativ geringen Anzahl vorhandener Wirkleistungswerte an den vorhandenen Wochenenden innerhalb eines Jahres wird aber auf die zusätzliche Unterscheidung zwischen den unterschiedlichen Jahreszeiten („Winter“, „Übergangszeit“, „Sommer“) verzichtet.

Die statistischen Bewertungsmethoden hinsichtlich der Berechnung der mittleren Abweichung F bezogen auf die empirischen Verteilungen sowie des BIC-Parameters zeigt bei einer Mittelwertbildung über den Tagesverlauf der verschiedenen Typtage („Werktag“, „Samstag“, „Sonntag“) für den

- a) 20-kV/0,4-kV-Niederspannungstransformator bzw. für den
- b) 110-kV/20-kV-Regeltransformator

das in der Tabelle 14 (mittlere Abweichung F) bzw. das in der Tabelle 15 (BIC-Parameter) dargestellte Ergebnis hinsichtlich der besten Anpassung („best fit“).

Tabelle 14: Prozentuelle Aufteilung passender Verteilungen anhand der Bewertungsmethode (mittlere Abweichung F) über den Tagesverlauf der unterschiedlichen Typtage („Werktag“, „Samstag“, „Sonntag“) ohne jahreszeitliche Unterscheidung („Winter“, „Sommer“, „Übergangszeit“)

	Bewertung mittlere Abweichung F (ohne Gewichtung)	
	20-kV/0,4-kV-Transformator	110-kV/20-kV-Regeltransformator
<b>Allg. Extremwertverteilung</b>	50 %	52 %
<b>Log-Normalverteilung</b>	20,33 %	11 %
<b>Weibullverteilung</b>	10 %	25 %
<b>Normalverteilung</b>	6,33 %	7 %
<b>Gammaverteilung</b>	6 %	1 %
<b>Extremwertverteilung</b>	7,33 %	4 %

Das Ergebnis aus Tabelle 14 zeigt, dass die beste Anpassung bei Betrachtung des 20-kV/0,4-kV-Niederspannungstransformators, durch die Heranziehung der mittleren Abweichung F bis zu dem definierten Bereich von 300 kW, anhand der Allgemeinen Extremwert- sowie der Log-Normalverteilung erreicht werden kann. Bei der Betrachtung des 110-kV/20-kV-Regeltransformators zeigt sich ebenfalls bei der Bewertung durch die mittlere Abweichung F bis zu dem definierten Bereich von 20 MW, dass durch die Allgemeine

Extremwert- und die Weibullverteilung eine entsprechende Nachbildung erreicht werden kann.

Die Heranziehung der Bewertung der Anpassungsgüte hinsichtlich des BIC-Parameters zeigt bei einer Mittelung über die Ergebnisse der unterschiedlichen Typtage („Werktag“, „Samstag“, „Sonntag“), das in Tabelle 15 dargestellte Ergebnis hinsichtlich der besten Anpassung („best fit“) zur empirischen Verteilung.

Tabelle 15: Prozentuelle Aufteilung passender Verteilungen anhand der Bewertungsmethode (BIC-Parameter) über den Tagesverlauf der unterschiedlichen Typtage („Werktag“, „Samstag“, „Sonntag“) ohne jahreszeitliche Unterscheidung („Winter“, „Sommer“, „Übergangszeit“)

	Bewertung BIC-Parameter	
	20-kV/0,4-kV- Transformator	110-kV/20-kV- Regeltransformator
<b>Allg. Extremwertverteilung</b>	18 %	19 %
<b>Log-Normalverteilung</b>	29 %	26 %
<b>Weibullverteilung</b>	26 %	22 %
<b>Normalverteilung</b>	13 %	12 %
<b>Gammaverteilung</b>	11 %	11 %
<b>Extremwertverteilung</b>	3 %	10 %

Das Ergebnis in Tabelle 15 zeigt, dass die Nachbildung des elektrischen Wirkleistungsbedarfs innerhalb der einzelnen 15-minütigen Zeitintervalle für städtische Lasten, mit einem Messpunkt an höheren Spannungsebenen (Transformator 110 kV/20 kV bzw. 20 kV/0,4 kV), bei Heranziehung des BIC-Parameters, eine bestmögliche Anpassung durch die Log-Normalverteilung bzw. die Weibullverteilung erreicht werden kann.

Die Unterschiede der beiden Ergebnisse (mittlere Abweichung F bzw. BIC-Parameter) lassen sich dadurch erklären, dass der BIC-Parameter zusätzlich die Anzahl der gemessenen elektrischen Wirkleistungswerte, die Anzahl der gefitteten Parameter sowie die Anpassungsgüte des Log-Likelihood-Parameters LL in die Berechnung miteinbezieht (siehe Kapitel 3.2.3 und 3.2.4). Aufgrund der geringen Anzahl vorhandener elektrischer Wirkleistungswerte gehen diese stärker in die Berechnung des BIC-Parameters ein.

Zusätzlich ist es interessant, dass die Normalverteilung nicht die beste Anpassung zur empirischen Verteilung zeigt. Dies wäre angesichts der Tatsache begründet, dass sich bei einer hinreichenden Addition gemäß dem zentralen Grenzwertsatz von bspw. Log-Normalverteilungen als endgültige Verteilung die Normalverteilung einstellt [87].

#### 4.4 Vergleich passender Verteilungsfunktion unterschiedlicher Netzebenen

In diesem Teil werden die analysierten Verteilungsfunktionen gemessen an den unterschiedlichen Hausanschlusspunkten bzw. an den Verknüpfungspunkten (NE 7, NE 6, NE 4) verschiedener Betriebsmittel (Transformatoren) miteinander verglichen und gegenübergestellt. Dieser Vergleich zwischen den verschiedenen Netzebenen (NE 7, NE 6, NE 4) wird anhand der zuvor analysierten stetigen Verteilungsfunktionen durchgeführt:

- NE 7: Elektrifizierte Haushalte 0,4 kV
- NE 6: Niederspannungstransformator 20 kV/0,4 kV
- NE 4: Regeltransformator 110 kV/20 kV

Wie in den Analysen in dem Kapitel 4.1 und 4.3 gezeigt wurde, kann die Log-Normalverteilung zur Nachbildung der zuvor genannten Lasten an verschiedenen Verknüpfungspunkten bzw. Netzebenen herangezogen werden.

Das Augenmerk der folgenden Gegenüberstellung wird auf den Vergleich folgender Punkte gelegt:

- Parameter der Log-Normalverteilung (Skalenparameter  $\mu$ , Formparameter  $\sigma$ )
- Schiefe  $v$  (Moment 3. Ordnung)

Zusätzlich wird bei den elektrifizierten Haushalten (0,4 kV, NE 7) ein Vergleich der verschiedenen Parameter der Log-Normalverteilung am „Winter - Sonntag“ um 19:00 Uhr durchgeführt. Dabei werden die in dieser Arbeit analysierten Daten mit vorwiegendem Anteil elektrifizierter städtischer Wohnungen in Österreich und den analysierten Daten in Deutschland mit vorwiegendem Anteil elektrifizierter vorstädtischer und ländlicher Haushalte [45], [96] durchgeführt.

#### 4.4.1 Stetige Verteilungsfunktion – Elektrifizierte Haushalte (0,4 kV, NE 7)

Die statistischen Analysen für die elektrifizierten Haushalte unter Beachtung der in dieser Arbeit angewandten Bewertungsmethoden (mittlere Abweichungen  $F$  bzw. Anpassungsgüte BIC-Parameter) zeigen wesentlich geringere Abweichungen bei der Nachbildung durch die Log-Normalverteilung und werden in weiterer Folge durch diese nachgebildet.

In der Abbildung 25 sind die Dichteverteilungen des elektrischen Wirkleistungsbedarfs als „Leistungsverteilungsgebirge“ über den Tagesverlauf durch die geschätzten Parameter ( $\mu$ ,  $\sigma$ ) der Log-Normalverteilung für den Typtag „Winter - Sonntag“ dargestellt.

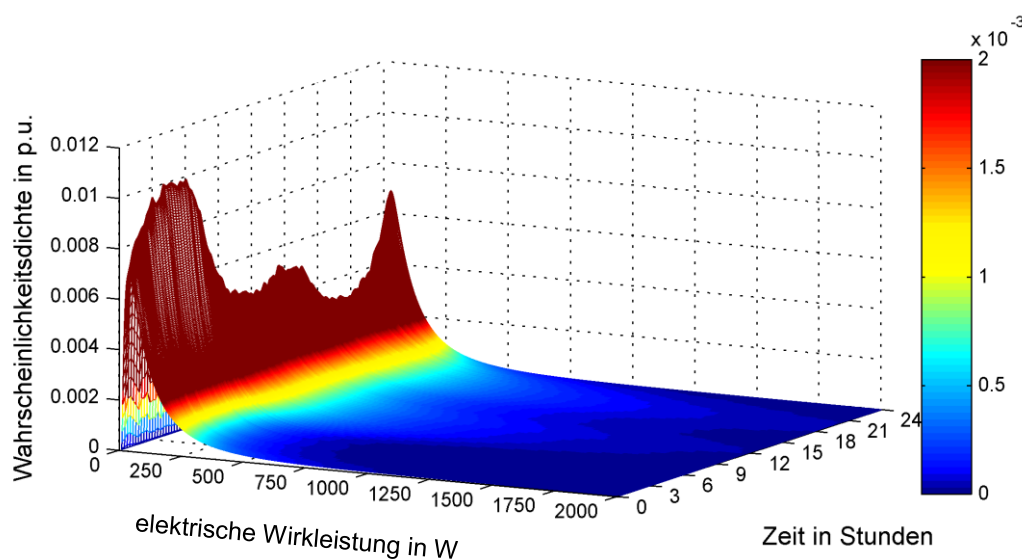


Abbildung 25: Dichteverteilungen elektrischer Wirkleistungsbedarf elektrifizierter Haushalte (0,4 kV, NE 7) „Leistungsverteilungsgebirge“ innerhalb des Typtages „Winter - Sonntag“ – 3 D-Diagramm [97], [116]

Wie aus der Abbildung 25 ersichtlich ist, liegt eine größere Häufigkeit (rotbrauner Bereich) für elektrische Wirkleistungen im Bereich von  $> 0$  W bis 200 W gegenüber höheren elektrischen Wirkleistungen  $> 1\ 000$  W vor. Aufgrund des tageszeitlichen Arbeits- und Schlafrhythmus treten vermehrt niedrigere Leistungen in den frühen Morgen- und in den späten Abendstunden als beispielsweise in den Mittagsstunden auf.

Die Abbildung 26 zeigt die Dichteverteilungen der elektrischen Wirkleistung für jedes analysierte Zeitintervall innerhalb des Typtages „Winter - Sonntag“ (00:15 - 24:00 Uhr) in Form eines 2 D-Diagramms (Aufsicht auf das „Leistungsverteilungsgebirge“ des Typtages „Winter - Sonntag“).

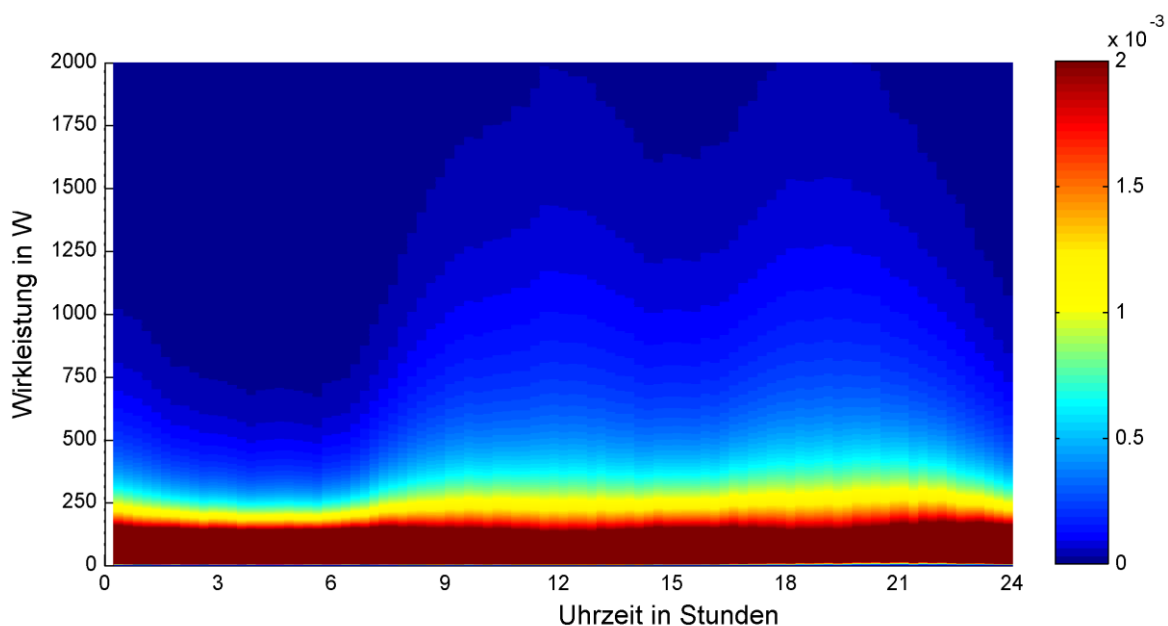


Abbildung 26: Dichteverteilungen elektrischer Wirkleistungsbedarf elektrifizierter Haushalte (0,4 kV, NE 7) innerhalb des Typtages „Winter - Sonntag“ – 2 D-Diagramm

Wie aus Abbildung 26 ersichtlich ist, ergeben sich größere Häufigkeiten für geringere Leistungen innerhalb des Typtages „Winter - Sonntag“. Zusätzlich ergeben sich für den Mittags- und den Abendbereich größere Häufigkeiten für höhere elektrische Wirkleistungen als für den Bereich am frühen Morgen.

Die folgende Abbildung 27 zeigt die ausgewerteten Parameter der Log-Normalverteilung – a) Skalenparameter  $\mu(t)$  und b) Formparameter  $\sigma(t)$  – innerhalb dieses Typtages („Sonntag“) für unterschiedliche Jahreszeiten („Winter“, „Sommer“, „Übergangszeit“). Diese Analyse wird durchgeführt, um die jahreszeitlichen Unterschiede für den Typtag „Sonntag“ im Skalenparameter  $\mu(t)$  sowie Formparameter  $\sigma(t)$  aufzuzeigen.



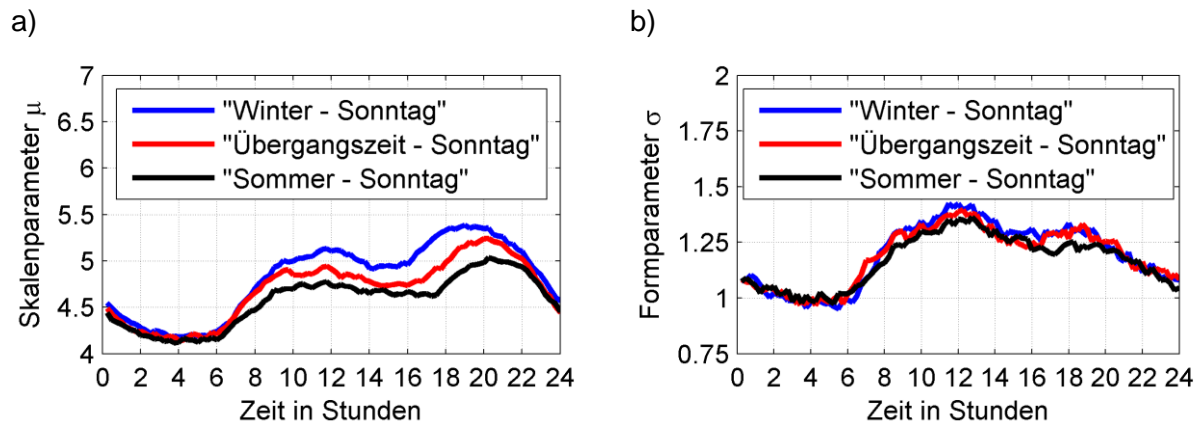


Abbildung 27: Tagesverlauf Parameter (Skalen- und Formparameter) der Log-Normalverteilung elektrifizierter Haushalte (0,4 kV, NE 7) [12]

- a) Skalenparameter  $\mu$  – Typtag Winter-/Übergangszeit-/ „Sommer - Sonntag“  
b) Formparameter  $\sigma$  – Typtag Winter-/Übergangszeit-/ „Sommer - Sonntag“

Wie aus der Abbildung 27 a) ersichtlich ist, zeigt der Tagesverlauf des Skalenparameters  $\mu$  im „Winter - Sonntag“ einen höheren Skalenparameter  $\mu$  und somit einen höheren elektrischen Wirkleistungsbedarf als bspw. innerhalb des Typtages „Sommer - Sonntag“. Generell ist der elektrische Wirkleistungsbedarf im Haushaltsbereich speziell in den Sommermonaten und in der „Übergangszeit“ geringer als in den Wintermonaten.

Die Abbildung 27 b) zeigt die Verläufe der einzelnen Formparameter  $\sigma$  innerhalb des Typtages „Sonntag“ für unterschiedliche Jahreszeiten („Winter“, „Sommer“, „Übergangszeit“). Diese Verläufe zeigen im Wesentlichen keine saisonalen Unterschiede. Es ergeben sich jedoch zwischen den Tages- und Nachtstunden sowie zwischen den Mittags- und Abendstunden deutliche Unterschiede. Ein geringer Formparameter  $\sigma$  bei der Log-Normalverteilung ist ein Hinweis auf eine geringere Streuung der gemessenen Wirkleistungswerte (siehe Abbildung 10 und Abbildung 11).

Der prozentuelle Unterschied zwischen der Mittagsspitze (12:00 Uhr) und der Abendspitze (19:00 Uhr) zwischen dem „Winter - Sonntag“ und dem „Sommer - Sonntag“ bei Betrachtung des Skalenparameters  $\mu$  beträgt +5,5 % bezogen auf die Mittagsspitze. Im Vergleich dazu zeigt sich bei Betrachtung des Formparameters  $\sigma$  der gleichen Typtage ein prozentueller Unterschied von -10 % bezogen auf die Mittagsspitze.

### Vergleich zwischen Log-Normalverteilung und Standardlastprofil H0

In der Tabelle 16 befindet sich ein Vergleich zwischen den statistisch geschätzten bzw. berechneten Parametern (Skalenparameter  $\mu$ , Formparameter  $\sigma$ , Erwartungswert  $E(X)$ , Standardabweichung  $\sigma$ ) der angenäherten Log-Normalverteilung des Wirkleistungsbedarfs von elektrifizierten städtischen Haushalten in Österreich und den elektrifizierten vorstädtischen bzw. ländlichen Haushalten in Deutschland [92]. Als Vergleich werden die österreichischen Standardlastprofile (Haushaltsbereich H0 [36], Jahr 2015) für einen definierten Zeitpunkt („Winter - Werktag“, 19:00 Uhr) mit dem Strombedarf gemäß Statistik Austria [50] und der Unterscheidung zwischen Wohnung, Reihenhaus und Einfamilienhaus skaliert und gegenübergestellt. Die Wirkleistungswerte des skalierten Standardlastprofils Haushalt H0 (H0-Profil) werden in dieser Tabelle 16 als „Erwartungswert“ bezeichnet. Es

wird darauf hingewiesen, dass es sich bei dem gewählten Werktag um den Freitag den 16.01.2015 des Standardlastprofils H0 handelt.

Tabelle 16: Vergleich statistisch ausgewerteter Parameter (Log-Normalverteilung) elektrifizierter Haushalte inkl. einer Gegenüberstellung mit Standardlastprofilen (H0) aus Österreich [36] und den ausgewerteten Parametern der Log-Normalverteilung aus Deutschland [45], [96] – „Winter - Werktag“ 19:00 Uhr

Land	Art der Siedlungsstruktur	Zeitpunkt 19:00 Uhr „Winter - Werktag“			
		Skalenparameter $\mu$	Formparameter $\sigma$	Erwartungswert $E(X)$	Standardabweichung $\sigma$
		-	-	Watt	Watt
Österreich	städtisch	5,38	1,28	492	1003
Deutschland	vorstädtisch, ländlich	6,70	0,77	1093	983
Österreich	Wohnung (2320 kWh/a)	H0 - Profil		544 <sup>*)</sup>	-
Österreich	Reihenhaus (4438 kWh/a)	H0 - Profil		1041 <sup>*)</sup>	-
Österreich	Einfamilienhaus (5995 kWh/a)	H0 - Profil		1406 <sup>*)</sup>	-

**Legende:** <sup>\*)</sup> Der Wirkleistungswert des skalierten H0-Profiles wird als Vergleich ebenfalls als „Erwartungswert“ bezeichnet

Wie in den statistischen Berechnungen in Tabelle 16 dargestellt, ergibt sich ein höherer Erwartungswert  $E(X)$  für den vorstädtischen bzw. ländlichen Bereich in Deutschland als für den konkret analysierten städtischen Bereich in Österreich. Dies ist vor allem auf die Zusammensetzung der herangezogenen elektrifizierten Haushalte in Deutschland (vorstädtische bzw. ländliche Haushalte) im Gegensatz zu denen in Österreich (städtische Haushalte) zurückzuführen. Der Erwartungswert  $E(X)$  für den Zeitpunkt 19:00 Uhr in Deutschland ist ca. doppelt so hoch wie jener in Österreich, die berechnete Standardabweichung  $\sigma$  variiert lediglich um 2 % für den analysierten Zeitpunkt um 19:00 Uhr („Winter - Werktag“) bezogen auf die entsprechenden österreichischen Haushalte. Durch diese demographischen Unterschiede (städtisch, vorstädtisch bzw. ländlich) ist es möglich, dass sich die Erwartungswerte  $E(X)$  hinsichtlich eingesetzter elektrischer Geräte sowie deren Verbrauchergewohnheiten unterscheiden, bspw. durch die Verwendung von leistungsstarken Küchen-, Garten- sowie Heimwerkergeräten (Kreissäge, Schweißgeräte, ...).

Das Standardlastprofil Haushalt H0 [36] aus dem Jahr 2015 wird lediglich als Vergleich herangezogen und mit dem durchschnittlichen jährlichen Stromverbrauch (Wohnung, Reihenhaus, Einfamilienhaus) gemäß Strom und Gastagebuch lt. Statistik Austria [50] skaliert. Der berechnete Erwartungswert  $E(X)$  von 492 W der analysierten österreichischen elektrifizierten Haushalte im Vergleich zu dem skalierten Standardlastprofil Haushalt H0 zeigt, dass die durchschnittliche Wirkleistung von 544 W in der Kategorie Wohnung sehr gut übereinstimmt. Der Erwartungswert  $E(X)$  von 1093 W (Deutschland) passt zu der durchschnittlichen Wirkleistung aus dem Standardlastprofil Haushalt H0 zu dem Zeitpunkt 19:00 Uhr eher mit dem Strombedarf der Reihenhäuser aus Österreich zusammen. Somit wird gezeigt, dass die demographische Zuordnung (städtisch, vorstädtisch bzw. ländlich)

einen wesentlichen Einfluss auf den Energie- sowie dem Wirkleistungsbedarf der analysierten elektrifizierten Haushalte besitzt.

#### 4.4.2 Stetige Verteilungsfunktion – Städtischer Niederspannungstransformator (20 kV/0,4 kV, NE 6)

Die folgende Abbildung 28 zeigt den zeitlichen Verlauf der ausgewerteten Parameter der Log-Normalverteilung – Skalenparameter  $\mu(t)$  und Formparameter  $\sigma(t)$  – innerhalb dieses Typtages „Werktag“. Dabei werden die gemessenen gemittelten Wirkleistungswerte mit einer 15-minütigen Zeitaufösung des städtischen Niederspannungstransformators auf eine Bezugsleistung von 1 kW normiert, um die Parameter der Log-Normalverteilung (Skalenparameter  $\mu$  und Formparameter  $\sigma$ ) mit den Parametern des städtischen 110-kV/20-kV-Regeltransformators sowie mit den Parametern der elektrifizierten Haushalte (0,4 kV) vergleichen zu können.

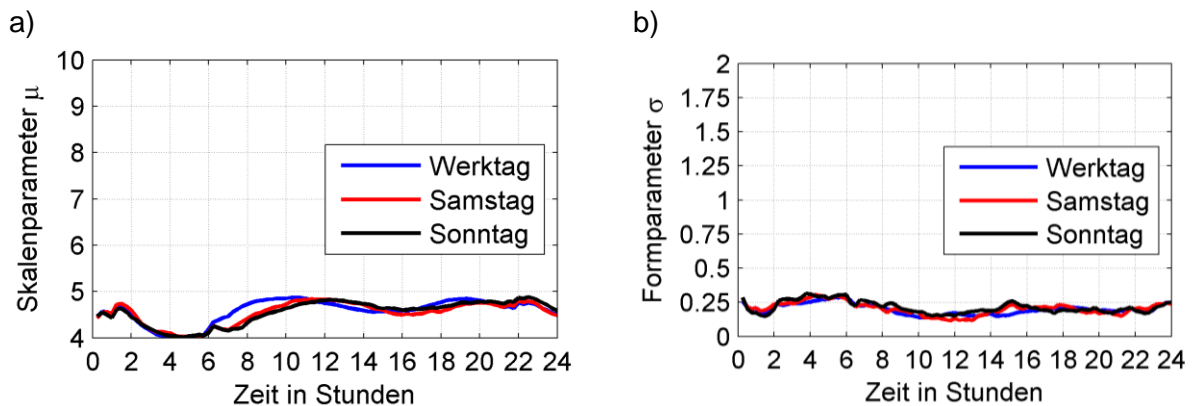


Abbildung 28: Tagesverlauf Parameter (Skalen- und Formparameter) der Log-Normalverteilung  
Niederspannungstransformator (20 kV/0,4 kV, NE 6)

- a) Log-Normalverteilung – Skalenparameter  $\mu$  – Typtag „Werktag“, „Samstag“, „Sonntag“  
b) Log-Normalverteilung – Formparameter  $\sigma$  – Typtag „Werktag“, „Samstag“, „Sonntag“

Wie aus Abbildung 28 a) ersichtlich ist, besitzen die Skalenparameter  $\mu$  der verschiedenen Typtage („Werktag“, „Samstag“, „Sonntag“) einen sehr ähnlichen Verlauf. Der Verlauf des Skalenparameters  $\mu$  für den Typtag „Werktag“ (blauer Verlauf) zeigt im Vergleich zu dem Typtag „Samstag“ bzw. „Sonntag“ einen frühzeitigen Anstieg, beginnend in den frühen Morgenstunden ab 06:00 Uhr. Dies ist speziell auf den Arbeitsbeginn und somit auf den morgendlichen höheren Wirkleistungsbedarf in dem Versorgungsgebiet dieser Ortsnetzstation zurückzuführen. Der Minimalwert des Skalenparameters  $\mu$  beträgt beim Typtag „Werktag“ 3,9 (04:45 Uhr), der beträgt Maximalwert 4,9 (10:30 Uhr). Es ergibt sich ein arithmetischer Mittelwert für den Skalenparameter  $\mu$  innerhalb des Typtages „Werktag“ von 4,6.

Die einzelnen Verläufe des Formparameters  $\sigma$  der einzelnen Typtage („Werktag“, „Samstag“, „Sonntag“), in der Abbildung 28 b) dargestellt, zeigen im Vergleich einen sehr ähnlichen Verlauf. Der Minimalwert beträgt beim Typtag „Werktag“ 0,14 (10:30 Uhr), der Maximalwert liegt bei 0,29 (06:00 Uhr). Es ergibt sich ein arithmetischer Mittelwert von 0,2 für den Formparameter  $\sigma$  des Typtages „Werktag“.

#### 4.4.3 Stetige Verteilungsfunktion – Städtischer Regeltransformator (110 kV/20 kV, NE 4)

Um das charakteristische Wirkleistungsbezugsverhalten innerhalb eines Typtages („Werktag“, „Samstag“ oder „Sonntag“) am Beispiel des 110-kV/20-kV-Regeltransformators mit statistischen Verteilungsfunktionen (Log-Normalverteilung) zu analysieren, werden die einzelnen gemessenen Tageslastgänge des Jahresprofils in 15-minütiger Zeitauflösung herangezogen. Die gemessenen gemittelten Wirkleistungswerte des städtischen 110-kV/20-kV-Regeltransformators werden auf eine Bezugsleistung von 1 MW normiert, um die Parameter der Log-Normalverteilung (Skalenparameter  $\mu$  und Formparameter  $\sigma$ ) mit den Parametern des städtischen 20-kV/0,4-kV-Niederspannungstransformators sowie mit den Parametern der elektrifizierten Haushalte vergleichen zu können.

Der analysierte Wirkleistungsbedarfs des 110-kV/20-kV-Regeltransformators für die unterschiedlichen Typtage („Werktag“, „Samstag“, „Sonntag“) der einzelnen Zeitschritte kann durch die statistischen Parameter der Log-Normalverteilung (Skalenparameter  $\mu(t)$  und Formparameter  $\sigma(t)$ ) beschrieben werden. Die folgende Abbildung 29 zeigt die ausgewerteten Parameter der Log-Normalverteilung – Skalenparameter  $\mu(t)$  und Formparameter  $\sigma(t)$  – innerhalb des Typtages „Werktag“.

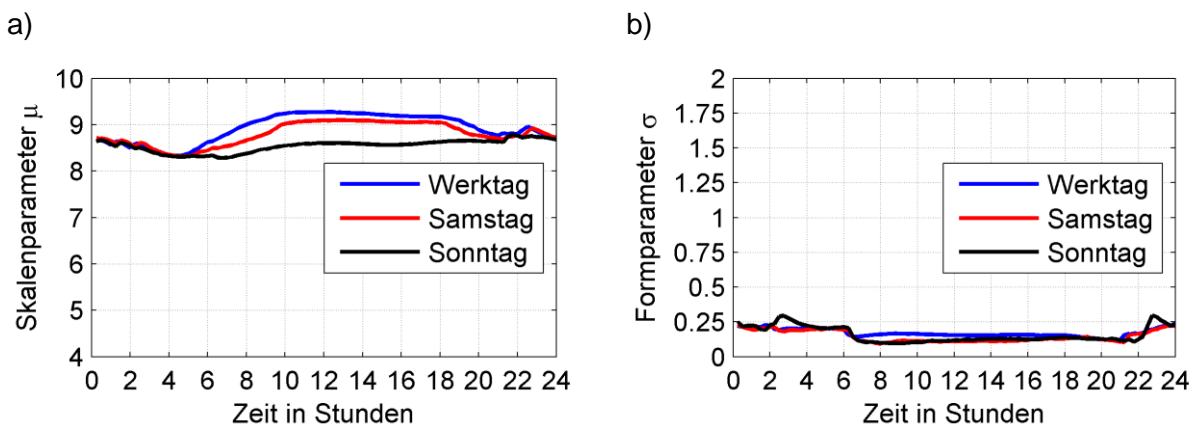


Abbildung 29: Tagesverlauf Parameter (Skalen- und Formparameter) der Log-Normalverteilung  
Regeltransformator (110 kV/20 kV, NE 4)

- a) Log-Normalverteilung – Skalenparameter  $\mu$  – Typtag „Werktag“, „Samstag“, „Sonntag“  
b) Log-Normalverteilung – Formparameter  $\sigma$  – Typtag „Werktag“, „Samstag“, „Sonntag“

Aus der Abbildung 29 ist ersichtlich, dass sich generelle Unterschiede im Tagesverlauf des Skalenparameters  $\mu$  zwischen den Typtagen „Werktag“, „Samstag“ und „Sonntag“ ergeben. Ein hoher Skalenparameter  $\mu$  bedeutet, dass in diesem Zeitintervall hohe elektrische Wirkleistungen aufgetreten sind. Hierbei besitzt der Typtag „Sonntag“ generell eine geringere zu erwartende elektrische Wirkleistung als der Typtag „Werktag“. In den frühen Morgenstunden (24:00 bis 05:00 Uhr) besitzen diese drei Typtage („Werktag“, „Samstag“, „Sonntag“) einen ziemlich identischen Verlauf. Ab ca. 05:00 Uhr bis 12:30 Uhr steigt der Formparameter des Typtages „Werktag“ auf  $\mu = 9,3$  an und sinkt dann im Tagesverlauf bis 21:00 Uhr auf  $\mu = 8,8$  ab. Der ersichtliche Anstieg des Skalenparameters  $\mu$  („Werktag“) ab 22:00 Uhr ist auf die zuschaltbaren, gestaffelten elektrischen Warmwasserspeicher sowie auf mögliche Arbeitsbeginnzeiten (bspw. Schichtarbeit) im Gewerbe zurückzuführen (siehe auch Abbildung 1). Im Vergleich zum Skalenparameter  $\mu$  ist der Formparameter  $\sigma$  ein Indikator für

das Maß der Streuung der aufgetretenen Wirkleistungswerte. Der dargestellte Wertebereich des Formparameters  $\sigma$  für die einzelnen Typtage liegt im Bereich von  $\sigma = 0,1$  bis  $\sigma = 0,3$ . Dieser angegebene Wertebereich zeigt, dass es hierbei mit einer relativ geringen Wahrscheinlichkeit zu einer unvorhergesehenen elektrischen Wirkleistungsspitze aufgrund von verschiedenen unterlagerten Gleichzeitigkeiten bspw. aus dem Gewerbebereich bzw. dem Haushaltsbereich kommen kann. Dies wird zusätzlich bestätigt, da der Symmetriegrad der Log-Normalverteilung des Formparameters  $\sigma$  ( $\sigma$  gegen 0) steigt [98].

Wie aus den Analysen an den unterschiedlichen Hausanschlusspunkten bzw. an den Verknüpfungspunkten (NE 7, NE 6, NE 4) verschiedener Betriebsmittel (Transformatoren) anhand des Formparameters  $\sigma$  der Log-Normalverteilung hervorgeht, besitzt dieser bei den elektrifizierten Haushalten einen höheren Wert als im Vergleich bei dem analysierten 110-kV/20-kV-Regeltransformator bzw. dem 20-kV/0,4-kV-Niederspannungstransformator. Der Formparameter  $\sigma$  bei den gemessenen Transformatoren ist im Vergleich zu den elektrifizierten Haushalten relativ niedrig.

#### 4.4.4 Empirischer Schiefe (Moment 3. Ordnung) unterschiedlicher Netzebenen (NE 4, NE 6, NE 7)

Das Ziel dieser Untersuchung ist es, zu zeigen, dass die elektrifizierten Haushalte mit vorwiegendem Anteil städtischer Wohnungen (NE 7) im Vergleich zu dem Regeltransformator bzw. dem Niederspannungstransformator ein ausgeprägtes rechtsschiefes Wirkleistungsbezugsverhalten aufweisen. Für diese Untersuchung wird für jedes viertelstündliche Zeitintervall der einzelnen Typtage die berechnete empirische Schiefe  $v$  (Momente der 3. Ordnung, siehe Gleichung (28)) der folgenden analysierten Netzebenen untersucht:

- Regeltransformator (NE 4, 110 kV/20 kV, „Werktag“, „Samstag“, „Sonntag“)
- Niederspannungstransformator (NE 6, 20 kV/0,4 kV, „Werktag“, „Samstag“, „Sonntag“)
- elektrifizierte Haushalte (NE 7, 0,4 kV, „Winter - Werktag“, „Winter - Samstag“, „Winter - Sonntag“)

Aufgrund der relativ geringen Anzahl vorhandener Wirkleistungswerte an den verschiedenen Wochenenden („Samstag“, „Sonntag“) innerhalb eines Jahres wird bei dem Regel- und dem Niederspannungstransformator auf die zusätzliche jahreszeitliche Unterscheidung verzichtet.

In der Abbildung 30 sind die berechneten Schiefen  $v$  für jedes viertelstündliche Zeitintervall der verschiedenen Typtage („Werktag“, „Samstag“, „Sonntag“) an den verschiedenen Verknüpfungspunkten (NE 7, NE 6, NE 4) dargestellt. Die Einteilung der Schiefe (rechts- bzw. linksschief) wird gemäß Kapitel 3.2.1 durchgeführt. Dabei wird die in [108] angegebene Faustregel verwendet, dass erst ab einer Schiefe  $v = |2|$  mit einer 95 %igen Wahrscheinlichkeit von einer Schiefe der Verteilung ausgegangen werden kann.

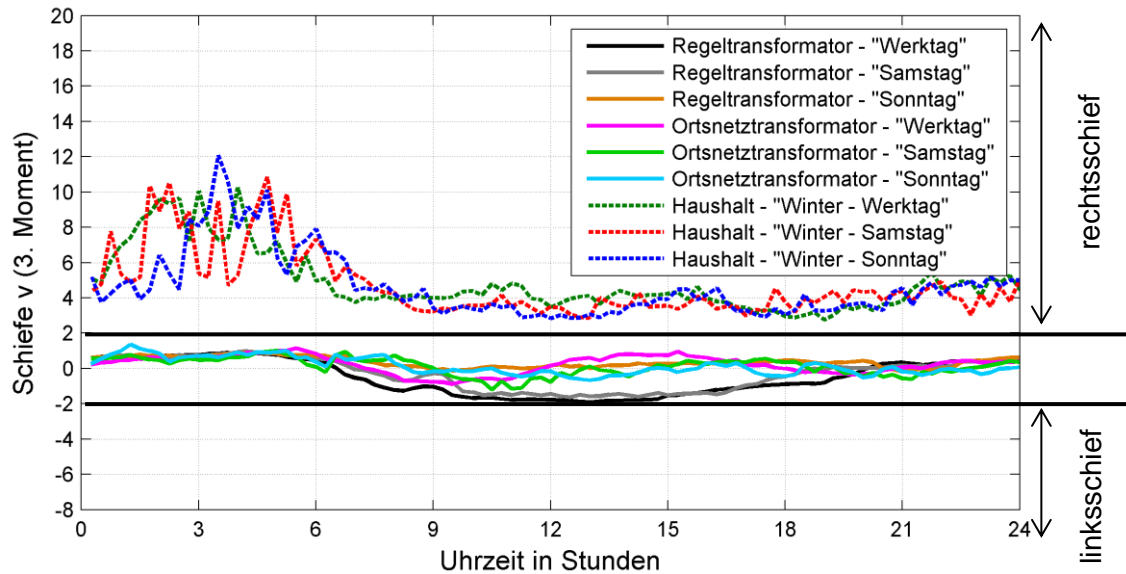


Abbildung 30: Empirische Schiefen  $v$  (3. Moment) für Regel- (110 kV/20 kV, NE 4), Niederspannungs-  
transformator (20 kV/0,4 kV, NE 6) und elektrifizierte Haushalte (0,4 kV, NE 7) unterschiedlicher Typtage

Die Abbildung 30 zeigt, dass die berechnete empirische Schiefe  $v$  einzelner 15-minütiger Zeitintervalle innerhalb der verschiedenen Typtage des untersuchten Niederspannungs-  
transformators (NE 6) zwischen  $\pm 1,35$  bzw. bei Betrachtung des Regeltransformators (NE 4) zwischen  $+1,0$  und  $-1,9$  liegen. In diesem Zusammenhang deuten negative Schiefen auf linksschiefe Verteilungen bzw. positive Schiefen auf rechtsschiefe Verteilungen hin.

Für die beiden analysierten Transformatoren (NE 6 bzw. NE 4) ergeben sich zu Beginn und am Ende der analysierten Typtage eher rechtsschiefe Verteilungen. Innerhalb der Typtage beginnend ab 06:30 Uhr - 20:00 Uhr zeigen sich eher linksschiefe bzw. symmetrische Verteilungen. Bei symmetrischen Verteilungen zeigt sich eine Schiefe von  $v = 0$ .

Die analysierten elektrifizierten Haushalte (NE 7) weisen im Vergleich zu den analysierten Transformatoren (NE 6, NE 4) eine positive Schiefe  $v$  von  $+2,8$  bis  $+12$  innerhalb der einzelnen Typtage auf. Charakteristisch in dieser Darstellung ist, dass relativ hohe Schiefen in den Nachtstunden bis in den frühen Morgenstunden (06:00 Uhr) auftreten. Dies lässt sich dadurch erklären, dass die aufgetretenen höheren elektrischen Wirkleistungen in den Nachtstunden, im Vergleich zu dem berechneten arithmetischen Mittelwert, größere Auswirkungen bei der Berechnung der Schiefe zeigen, als dies in den Mittagsstunden, bei einer höheren Grundlast, der Fall ist.

Der Verlauf des Parameters der empirischen Schiefe  $v$  für die elektrifizierten Haushalte (NE 7) innerhalb der unterschiedlichen Jahreszeiten („Winter“, „Sommer“, „Übergangszeit“) zeigt ein ähnliches Verhalten wie jene des Winters.

Das Ergebnis dieser Analyse zeigt, dass die elektrifizierten Haushalte mit vorwiegendem Anteil städtischer Wohnungen ein rechtsschiefes Wirkleistungsbezugsverhalten aufweisen. Hingegen zeigt sich, dass die berechnete Schiefe für den Regel- (110 kV/0,4 kV) und den Niederspannungstransformator (20 kV/0,4 kV) teilweise eine symmetrische Verteilung bzw. auch eine rechts- bzw. linksschiefe Verteilung aufweisen. Die detaillierten Ergebnisse passender Verteilungsfunktionen befinden sich in dem Kapitel 4.3.

## 5 Bestimmung gemessener Gleichzeitigkeitsfaktoren anhand von Smart-Meter-Daten elektrifizierter städtischer Haushalte

Das Ziel in diesem Kapitel ist es, unterschiedliche Gleichzeitigkeitsfaktoren anhand von gemessenen Smart-Meter-Daten zu bestimmen. Zusätzlich wird die Frage beantwortet, ob sich die ermittelten Gleichzeitigkeitsfaktoren für eine Planung von elektrischen Betriebsmitteln (Transformatoren, Kabel und Freileitungen) im elektrischen Niederspannungsverteilternetz eignen und herangezogen werden können. Wie schon in Kapitel 2.2 gezeigt, besitzt der Gleichzeitigkeitsfaktor einen wesentlichen Einfluss bei der Abschätzung der Spitzenleistung für eine unterschiedliche Anzahl von elektrifizierten Haushalten.

Um einen Gleichzeitigkeitsfaktor der gemessenen Smart-Meter-Daten in Abhängigkeit der Anzahl von elektrifizierten Haushalten zu berechnen, werden die gemessenen Tageslastprofile (insgesamt 32 120 Profile) herangezogen. Für eine beispielhafte Anzahl von 10 Haushalten erfolgt eine zeitdiskrete Aufsummierung der Einzellastgänge auf Tagesbasis, um einen Summenlastgang für die betrachtete Anzahl von einem Kollektiv elektrifizierter Haushalte zu berechnen. Dieser Vorgang wird in Abhängigkeit der betrachteten elektrifizierten Haushalte wiederholt. Somit ergeben sich beispielsweise für ein Kollektiv von einer Anzahl von 10 elektrifizierten Haushalten 3 212 Gleichzeitigkeitsfaktoren bzw. für ein Kollektiv von 100 elektrifizierten Haushalten 321 Gleichzeitigkeitsfaktoren.

Im Folgenden werden zwei unterschiedliche Gleichzeitigkeitsfaktoren berechnet:

- a) Gleichzeitigkeitsfaktor  $g_1$  bezogen auf den real aufgetretenen Summenspitzenwert der Smart-Meter-Profile
- b) Gleichzeitigkeitsfaktor  $g_2$  bezogen auf die Bemessungsleistung  $P_{HH}$  gemäß TAEV [9] (Österreich Einheitsleistung 18 kW)

### Gleichzeitigkeitsfaktor $g_1$

Der Gleichzeitigkeitsfaktor  $g_1$  berechnet sich aus dem ermittelten Spitzenwert (bspw. 10 HH) des Summenlastgangs bezogen auf die Summe der jeweiligen aufgetretenen Spitzenwerte jedes einzelnen betrachteten Tageslastprofils. Dabei ist anzumerken, dass die aufgetretenen Spitzenwerte jedes einzelnen Profils unabhängig vom tageszeitlichen Auftritt in die Berechnung einhergehen. Die Gleichung (43) verdeutlicht diesen zuvor beschriebenen Zusammenhang zur Berechnung des Gleichzeitigkeitsfaktors  $g_1$  in Abhängigkeit der Anzahl von elektrifizierten Haushalten  $N$ .

$$g_1(N) = \frac{\max \sum_{i=1}^N P_i(t)}{\sum_{i=1}^N \max P_i(t)} \quad (43)$$

### Gleichzeitigkeitsfaktor $g_2$

Um den Gleichzeitigkeitsfaktor  $g_2$  bezogen auf die Bemessungsleistung  $P_{HH}$  der elektrifizierten Haushalte (Österreich Einheitsleistung 18 kW je Haushalt) in Abhängigkeit der Anzahl von einem Kollektiv elektrifizierter Haushalte  $N$  zu berechnen, werden die berechneten Spitzenwerte des Summenlastprofils auf die nominelle Bemessungsleistung  $P_{HH}$  von 18 kW – ohne elektrische Direktheizung siehe Kapitel 2.2.1 – gemäß

TAEV [9] bezogen. Die Gleichung (44) zeigt diesen Zusammenhang in mathematischer Form.

$$g_2(N) = \frac{\max \sum_{i=1}^N P_i(t)}{P_{HH} \cdot N} \quad (44)$$

Die Ergebnisse der verschiedenen Gleichzeitigkeitsfaktoren, in Gleichung (43) und (44) dargestellt, werden in weiterer Folge getrennt voneinander behandelt.

### Gleichzeitigkeitsfaktor $g_1$

Die Ergebnisse des Gleichzeitigkeitsfaktors  $g_1$  für eine unterschiedliche Anzahl von elektrifizierten Haushalten  $N$  sind in der Abbildung 31 dargestellt. Zusätzlich sind in dieser Abbildung die Gleichzeitigkeitsfaktoren gemäß TAEV [9] bzw. gemäß Literatur Schlabbach [30] anhand von vollelektrifizierten Haushalten dargestellt.

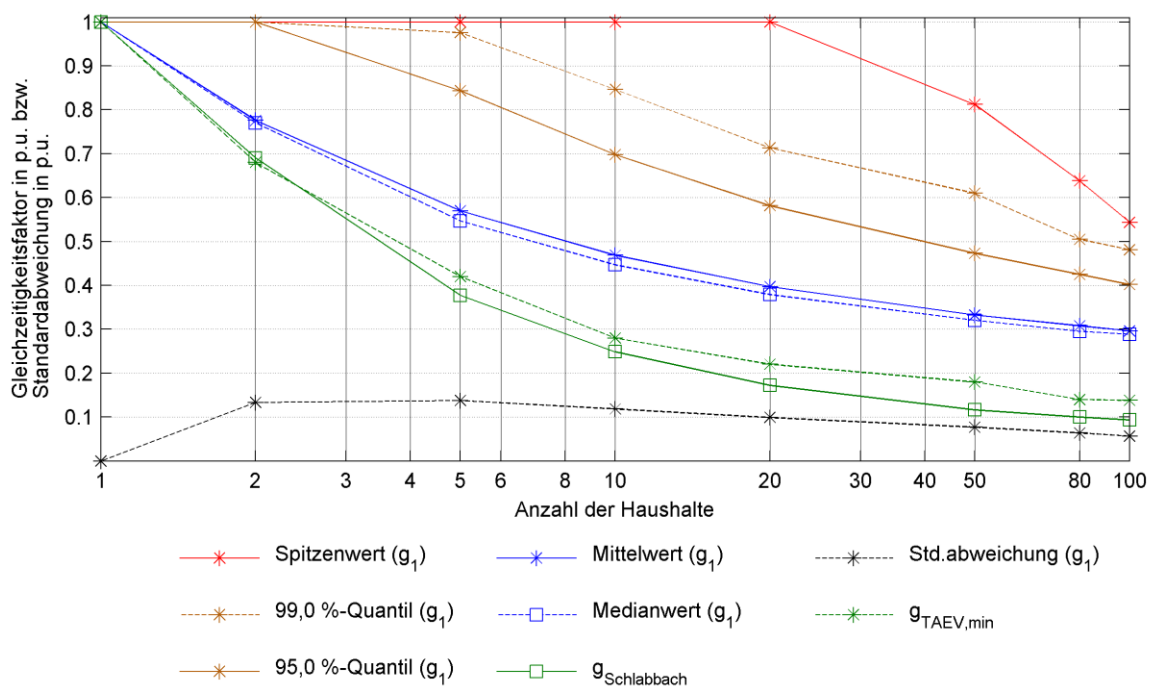


Abbildung 31: Verlauf der Gleichzeitigkeitsfaktoren  $g_1$  (Spitzen-, Mittel-, Medianwerte, Quantile) sowie gemäß TAEV [9] bzw. Literatur (Schlabbach [30]) in Abhängigkeit der Anzahl elektrifizierter Haushalte inklusive des Verlaufs der ausgewerteten Standardabweichung ( $g_1$ ) – halblogarithmischer Maßstab

Wie aus Abbildung 31 ersichtlich ist, zeigen die Kurvenverläufe der berechneten Mittelwerte ( $g_1$ ) einzelner Gleichzeitigkeitsfaktoren (blauer Kurvenverlauf) bzw. der berechneten Medianwerte ( $g_1$ ) (blau strichlierter Kurvenverlauf), in Abhängigkeit der Anzahl elektrifizierter Haushalte, einen sehr ähnlichen Verlauf. Aufgrund des sehr geringen Abstandes zwischen den Verläufen der Mittel- und der Medianwerte lässt sich, wie in Kapitel 3.2.2 dargelegt, auf eine symmetrische Verteilung der gemessenen Gleichzeitigkeitsfaktoren schließen. Der Verlauf der Standardabweichung für den Gleichzeitigkeitsfaktor  $g_1$  liegt im Bereich von 0,13 p.u. für eine geringe Anzahl von elektrifizierten Haushalten (2 - 10 HH) bzw. von 0,06 p.u. für eine große Anzahl von elektrifizierten Haushalten (100 HH).

Der Kurvenverlauf der Spitzenwerte  $g_1$  (roter Kurvenverlauf) ist hingegen um ein Vielfaches höher als der Verlauf der Mittelwerte ( $g_1$ ) bzw. Medianwerte ( $g_1$ ) (blaue Kurvenverläufe).



Im Vergleich zu dem Gleichzeitigkeitsfaktor  $g_1$  (Mittelwerte) ist der minimale Gleichzeitigkeitsfaktor  $g_{TAEV,min}$  gemäß TAEV [9] bei Betrachtung eines Kollektivs von 100 Haushalten um den Faktor 2,1 (bezogen auf den minimalen Gleichzeitigkeitsfaktor  $g_{TAEV,min}$ ) kleiner. Bei Heranziehung des Gleichzeitigkeitsfaktors  $g_1$  des 99,0 %-Quantils ist im Vergleich dazu der minimale Gleichzeitigkeitsfaktor  $g_{TAEV,min}$  bei einer Kollektivanzahl von 100 Haushalten um den Faktor 3,5 (bezogen auf den minimalen Gleichzeitigkeitsfaktor  $g_{TAEV,min}$ ) kleiner.

Der Gleichzeitigkeitsfaktor  $g_1$  (Mittelwerte) ist im Vergleich zu dem Gleichzeitigkeitsfaktor  $g_{Schlabbach}$  gemäß Literatur Schlabbach [30] bei einer Betrachtung von einem Kollektiv von 100 Haushalten, um den Faktor 3,2 (bezogen auf den Gleichzeitigkeitsfaktor  $g_{Schlabbach}$ ) größer. Bei Heranziehung des Gleichzeitigkeitsfaktors  $g_1$  des 99,0 %-Quantils ist im Vergleich dazu der Gleichzeitigkeitsfaktor  $g_{Schlabbach}$  gemäß Literatur (Schlabbach [30]) um den Faktor 5,1 (bezogen auf den Gleichzeitigkeitsfaktor  $g_{Schlabbach}$ ) kleiner.

Dies bedeutet, dass die Anwendung der ermittelten Gleichzeitigkeitsfaktoren  $g_1$  (Mittelwerte bzw. Spitzenwerte), wie in Abbildung 31 dargestellt, und einer in Österreich üblichen Bemessungsleistung von 18 kW je elektrifizierten Haushalt in weiterer Folge zu einer überhöhten Abschätzung der Spitzenleistung je elektrifizierten Haushalt führen würde. Folglich führt dies zu einer Überdimensionierung elektrischer Betriebsmittel.

### Gleichzeitigkeitsfaktor $g_2$

In der folgenden Abbildung 32 ist der berechnete Verlauf des Gleichzeitigkeitsfaktors  $g_2$  sowie als Vergleich dazu der minimale Verlauf der Gleichzeitigkeitsfaktoren  $g_{TAEV,min}$  gemäß TAEV [9] sowie gemäß Literatur Schlabbach [30] für vollelektrifizierte Haushalte dargestellt.

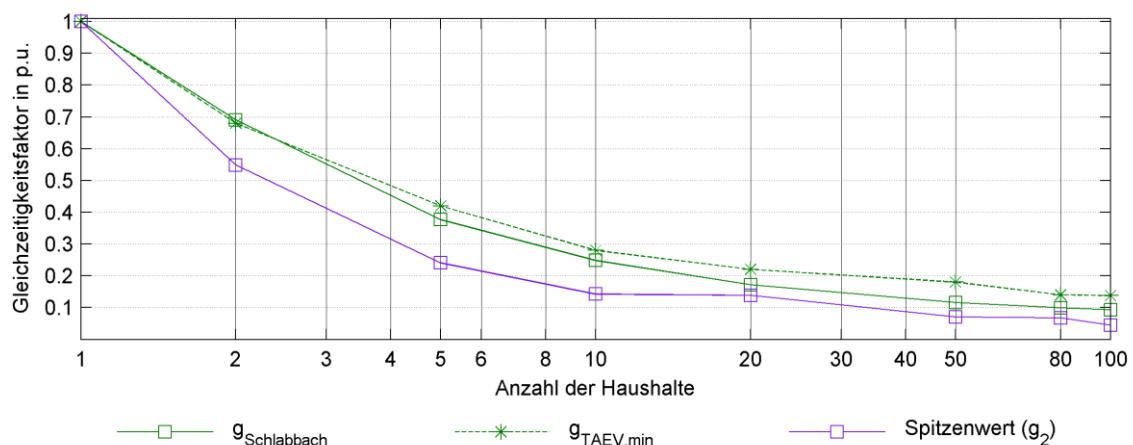


Abbildung 32: Verlauf der Gleichzeitigkeitsfaktoren  $g_2$  (Spitzenwert) sowie gemäß TAEV [9], Literatur (Schlabbach [30]) in Abhängigkeit der Anzahl von elektrifizierten Haushalten – halblogarithmischer Maßstab

Die Berechnung des Verlaufs der Spitzenwerte des Gleichzeitigkeitsfaktors  $g_2$  (violetter Verlauf,  $N \geq 2$ ), unter Miteinbeziehung der in Österreich üblichen Bemessungsleistung  $P_{HH}$  je elektrifiziertem Haushalt gemäß TAEV [9] (Einheitsleistung 18 kW, siehe Gleichung (44)), folgt hingegen dieser Verlauf dem Verlauf des minimalen Gleichzeitigkeitsfaktors  $g_{TAEV,min}$  gemäß TAEV [9] bzw.  $g_{Schlabbach}$  gemäß Literatur (Schlabbach [30]).

Bei Verwendung des ermittelten Gleichzeitigkeitsfaktors  $g_2$  (Spitzenwert, violetter Verlauf) in Abbildung 32 statt des Gleichzeitigkeitsfaktors  $g_{TAEV,min}$  gemäß TAEV [9] führt dies zu einer

Reduktion von 19 % bis 49 % bei einer geringen Anzahl elektrifizierter Haushalte (2 bis 20 HH) bzw. von 52 % bis 67 % bei einer größeren Anzahl elektrifizierter Haushalten (50 bis 100 HH) bezogen auf den minimalen Gleichzeitigkeitsfaktor  $g_{\text{TAEV,min}}$ . Dabei ist jedoch zu beachten, dass bei diesem ermittelten Gleichzeitigkeitsfaktor dezidiert keine Warmwasserspeicher mitberücksichtigt werden.

Der ermittelte Gleichzeitigkeitsfaktor  $g_2$  (Spitzenwert, violetter Verlauf) zeigt im Vergleich zu dem Gleichzeitigkeitsfaktor  $g_{\text{Schlabbach}}$  gemäß Literatur Schlabbach [30] bei einer kleinen Anzahl von elektrifizierten Haushalten (2 bis 20 HH) eine Reduktion um 21 % bis 43 % bzw. bei einer größeren Anzahl von elektrifizierten Haushalten (50 bis 100 HH) eine Reduktion um 32 % bis 52 % bezogen auf den Gleichzeitigkeitsfaktor  $g_{\text{Schlabbach}}$ .

Dies bedeutet, dass der aus den Smart-Meter-Daten ermittelte Gleichzeitigkeitsfaktor  $g_1$  im Vergleich zu dem angebenen minimalen Gleichzeitigkeitsfaktor  $g_{\text{TAEV,min}}$  gemäß TAEV [9] zu hoch ist. Der berechnete Gleichzeitigkeitsfaktor  $g_2$  unter Berücksichtigung der in der österreichischen Netzpraxis üblichen Bemessungsleistung (Einheitsleistung 18 kW, siehe Gleichung (44)) führt zu einer Reduktion des Gleichzeitigkeitsfaktors im Bereich von 19 % bis 67 %.

## 6 Probabilistische Methodik zur Generierung von elektrischen Wirkleistungsprofilen

In diesem Kapitel wird die neuartige Methode, basierend auf einem Bottom-Up-Ansatz, zur Generierung von elektrischen Wirkleistungsprofilen auf probabilistischer Basis für verschiedene elektrische Lasten (elektrifizierte Haushalte, elektrische Warmwasserspeicher und zukünftige Elektromobilität) im Detail beschreiben. Dabei werden die zuvor eruierten statistischen Parameter passender Verteilungsfunktionen, zur Nachbildung des tages- und jahreszeitlichen Wirkleistungs- bzw. des Energiebedarfs (elektrische Warmwasserspeicher) miteinbezogen.

Zur Nachbildung dezentraler Stromerzeugungsanlagen (dezentrale PV-Anlagen) wird in dieser neuartigen Methodik ein real gemessenes Wirkleistungsprofil mit einer 15-minütigen Zeitauflösung auf Jahresbasis herangezogen.

Im Folgenden werden die einzelnen Teilbereiche der neuartigen Methodik beginnend mit den elektrifizierten Haushalten, über die dezentralen PV-Anlagen und den elektrisch betriebenen Warmwasserspeichern, sowie die Einbindung von Stromspeichern und die zukünftige Elektromobilität in den einzelnen Unterkapiteln dargelegt.

Bei der Abschätzung der Spitzenleistung für eine unterschiedliche Anzahl von elektrifizierten Haushalten kann beispielsweise bei den konventionellen Methoden ein Gleichzeitigkeitsfaktor in Abhängigkeit der betrachteten Anzahl von elektrifizierten Haushalten verwendet werden. Hierbei handelt es sich um eine Abschätzung der elektrischen Spitzenleistung für ein Kollektiv elektrifizierter Haushalte. Der konventionelle Gleichzeitigkeitsfaktor gemäß TAEV [9] bzw. VDE 0100-100 [28] impliziert keine regionstypischen Unterschiede zwischen den elektrifizierten

- städtischen,
- vorstädtischen bzw.
- ländlichen

Haushalten.

Gemäß einer Studie der Statistik Austria [117] zur Modellierung des Stromverbrauchs in österreichischen Haushalten und den Auswirkungen sozioökonomischer Faktoren im Hinblick auf den Stromverbrauch in privaten Haushalten zeigt sich, dass ein signifikanter Zusammenhang zwischen der Wohnnutzfläche und dem Stromverbrauch besteht. Weiters zeigt sich, dass es einen Unterschied zwischen dem Stromverbrauch in ländlichen gegenüber städtischen Gebieten gibt. Dieser signifikante Unterschied im Stromverbrauch ist in ländlichen Regionen um 21 % höher gegenüber urbanen Regionen [117].

Zusätzlich werden aktuell bei der Planung elektrischer Niederspannungsnetze vorab

- keine dezentralen Stromerzeugungsanlagen wie z.B. PV-Anlagen oder
- die zukünftig zu erwartende Elektromobilität

in Überlegungen hinsichtlich deren Gleichzeitigkeiten und den daraus resultierenden etwaigen Erhöhungen elektrischer Spitzenleistungen in den elektrifizierten Haushalten miteinbezogen.

Der Vorteil von probabilistischen Methoden im Vergleich zur Betrachtung von konventionellen Methoden besteht darin, die auftretende Wahrscheinlichkeit für Extremereignisse besser abzuschätzen zu können und in weiterer Folge genauere Kenntnisse für die Betriebsmitteldimensionierung (Transformatoren, Leistungen) im städtischen, vorstädtischen und ländlichen Bereich zu erlangen.

Die in Abbildung 33 dargestellte neuartige Methodik wurde bereits vom Verfasser in [13], [12], [80] veröffentlicht. Diese Methodik generiert auf probabilistischer Basis Wirkleistungsprofile für elektrische Lasten (elektrifizierte Haushalte, Warmwasserspeicher, zukünftige Elektromobilität) sowie elektrische Erzeuger (dezentrale PV-Anlagen). Die elektrischen Wirkleistungsprofile werden auf Jahresbasis generiert und in den weiteren Simulationen zur Spitzenleistungsabschätzung verwendet. Zusätzlich wird die in der Abbildung 33 dargestellte Methodik zur Auswertung der verschiedenen Spitzenleistungsquantile angedeutet.

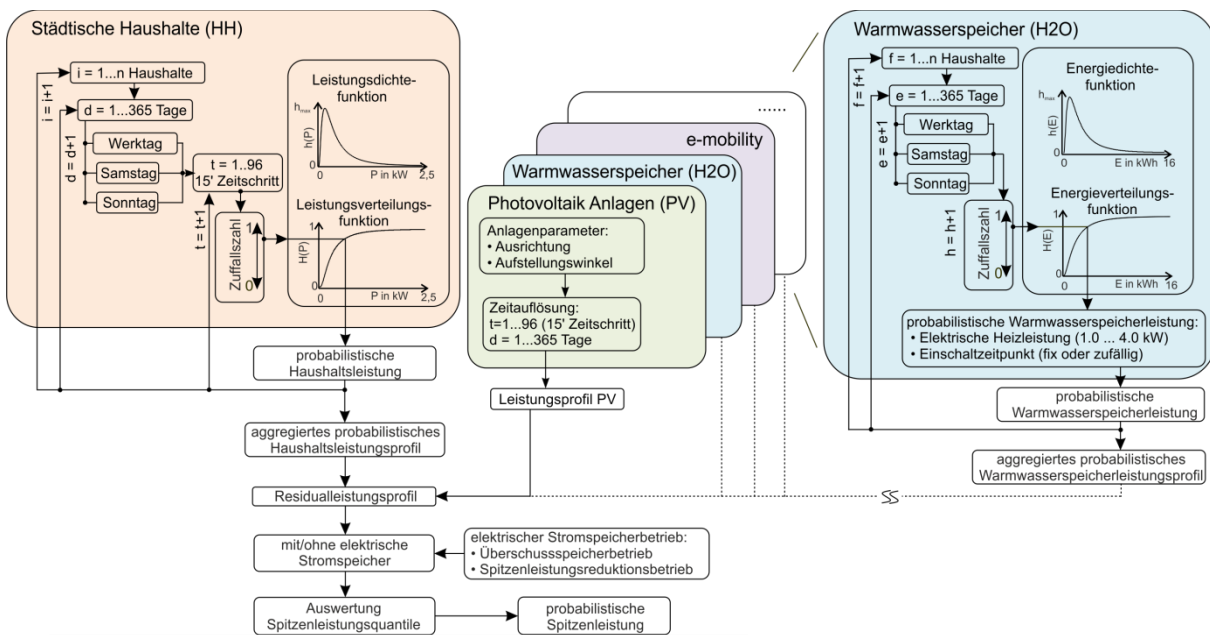


Abbildung 33: Neuartige Methode zur Generierung von Wirkleistungsprofilen für elektrische Lasten (elektrifizierte Haushalte, Warmwasserspeicher, Elektromobilität), dezentrale Erzeuger (Photovoltaik-Anlagen) mit / ohne elektrische Stromspeicher zur Auswertung probabilistischer Spitzenleistungsquantile (z.B. 99,999 %-Quantil – 3,5 x 15 Minuten) [13], [12], [80],

Wie Abbildung 33 zeigt, werden die zuvor geschätzten Parameter der passenden Verteilungsfunktionen (z.B. Log-Normalverteilung) auf Basis der statistisch ausgewerteten Smart-Meter-Daten verwendet, um probabilistische gemittelte Wirkleistungswerte für jede Viertelstunde innerhalb eines Jahres für die elektrischen Lasten (elektrifizierte Haushalte, elektrische Warmwasserspeicher und der Elektromobilität) mittels der Inversionsmethode, unter Zuhilfenahme von gleichverteilten Zufallszahlen, zu generieren (siehe Kapitel 6.1).

Um Summenleistungsprofile (aggregiertes probabilistisches Haushaltsleistungsprofil) für mehrere elektrifizierte Haushalte auf Jahresbasis zu bilden, werden die auf probabilistischer Basis generierten Wirkleistungsprofile für jeden Zeitschritt aggregiert (1 Jahr 35 040

Wirkleistungswerte bzw. für 10 Jahre 350 400 Wirkleistungswerte). Diese Methodik wird ebenfalls für die elektrischen Warmwasserspeicher H<sub>2</sub>O angewendet.

Da die gemessenen mittleren Wirkleistungswerte über ein 15-minütiges Zeitintervall aller drei Außenleiter von dem Smart Meter gemessen wurden, wird eine symmetrische Aufteilung der Wirkleistungswerte auf die drei Außenleiter für die in dieser Arbeit durchgeführten Lastflusssimulationen angenommen.

Die Berechnung der Residualleistung  $p_{RES}$ , siehe Gleichung (45), erfolgt durch Differenzbildung für jeden einzelnen Zeitschritt  $t$  zwischen den dezentralen Erzeugern (PV-Anlagen  $p_{PV}$ ) und den elektrischen Lasten (elektrifizierte Haushalte  $p_{HH}$ , elektrische Warmwasserspeicher  $p_{H_2O}$ , die zukünftige Elektromobilität  $p_{EV}$ ) sowie zukünftig zu berücksichtigende Verbraucher bzw. Erzeuger  $p_{xx}$ . Bei den zukünftigen Verbrauchern  $p_{xx}$  könnte es sich z.B. um zukünftige Wärmepumpen sowie Klimaanlage handeln. Die folgende Gleichung (45) verdeutlicht den zuvor beschriebenen Zusammenhang in mathematischer Form.

$$p_{RES}(t) = p_{PV}(t) - p_{HH}(t) - p_{EV}(t) - p_{H_2O}(t) \pm p_{xx}(t) \quad (45)$$

Die in dieser Arbeit durchgeführten Simulationen können, wie in der Abbildung 33 dargestellten Methode, mit bzw. ohne elektrische Stromspeicher durchgeführt werden. Ohne einen vorhandenen Stromspeicher wird in dieser Arbeit die Residualleistung  $p_{RES}$  durch das öffentliche Versorgungsnetz gedeckt.

### **Exkurs Ladestrategie – Stromspeicher**

Bei einem vorhandenen Stromspeicher wird bei einer positiven elektrischen Residualleistung ( $p_{RES} > 0$ ) der Stromspeicher geladen. Bei einer negativen Residualleistung ( $p_{RES} < 0$ ) wird die in dem Stromspeicher gespeicherte Energie verwendet, um die elektrische Last zu versorgen. Falls der Stromspeicher bereits entleert ist, bzw. die elektrische Entladeleistung (Wechselrichter) des Stromspeichers zu gering ist, wird die Differenz aus dem öffentlichen Versorgungsnetz bezogen [118], [12].

In der Abbildung 33 ist zusätzlich die Auswertung der probabilistischen Spitzenleistungsquantile (z.B. 99,999 %-Quantil, 3,5 x 15 Minuten, siehe Kapitel 6.6) angedeutet.

## **6.1 Monte-Carlo-Methode – Inversionsmethode am Beispiel elektrifizierter Haushalte**

Bei der Monte-Carlo-Methode handelt es sich um ein Verfahren, in dem mittels Zufallszahlen zufällige oder deterministische Problemstellungen, die durch ein adäquates stochastisches Modell erfasst sind, simuliert und gelöst werden können [94].

Bei der Inversionsmethode (stochastisches Verfahren) werden Zufallswerte bzw. Zufallszahlen – in dieser Arbeit elektrische Wirkleistungswerte bzw. elektrische Energiewerte – aus den zuvor angepassten stetigen Verteilungsfunktionen der einzelnen 15-minütigen Zeitintervalle anhand gleichverteilter Zufallszahlen gezogen.

Die Wahrscheinlichkeitsdichte wird als  $f(x)$  bzw. die Verteilungsfunktion als  $F(x)$  bezeichnet. Dabei ergibt sich als Anforderungen für die Verteilungsfunktion  $F(x)$ , dass diese monoton steigend sowie zwischen 0 und 1 definiert ist.

Bei der Inversionsmethode werden aus den gemessenen Daten  $x_i$  (elektrische Wirkleistungswerte) eine Zufallsvariable  $X$  mit der Verteilungsfunktion  $F(x)$  durch Anwendung einer gleichverteilten Zufallszahl  $u$  im Intervall  $[0,1]$  generiert. Es wird vorausgesetzt, dass die verallgemeinerte Inverse  $F^{-1}$  (Umkehrfunktion), wie in Gleichung (46) angegeben, analytisch bekannt ist [119].

$$X^k = F^{-1}(u^k) \quad (46)$$

Der Parameter  $k$  beschreibt die laufende Nummer der Ergebnisse für Zufallszahlen, von  $k = 1 \dots N$ . Die „gewürfelten“ Zufallszahlen im Intervall  $[0,1]$  mit der entsprechend analysierten Verteilung werden verwendet, um komplexe Systeme bzw. komplexe Simulationen mittels des Zufallsprinzips numerisch zu lösen.

In der Abbildung 34 ist die Inversionsmethode beispielhaft mit der kumulativen Verteilungsfunktion der ausgewerteten Log-Normalverteilung für beispielhafte Zeitpunkte (morgens, mittags, abends) in graphischer Form mit einer definierten Zufallszahl  $u = 0,7$  dargestellt.

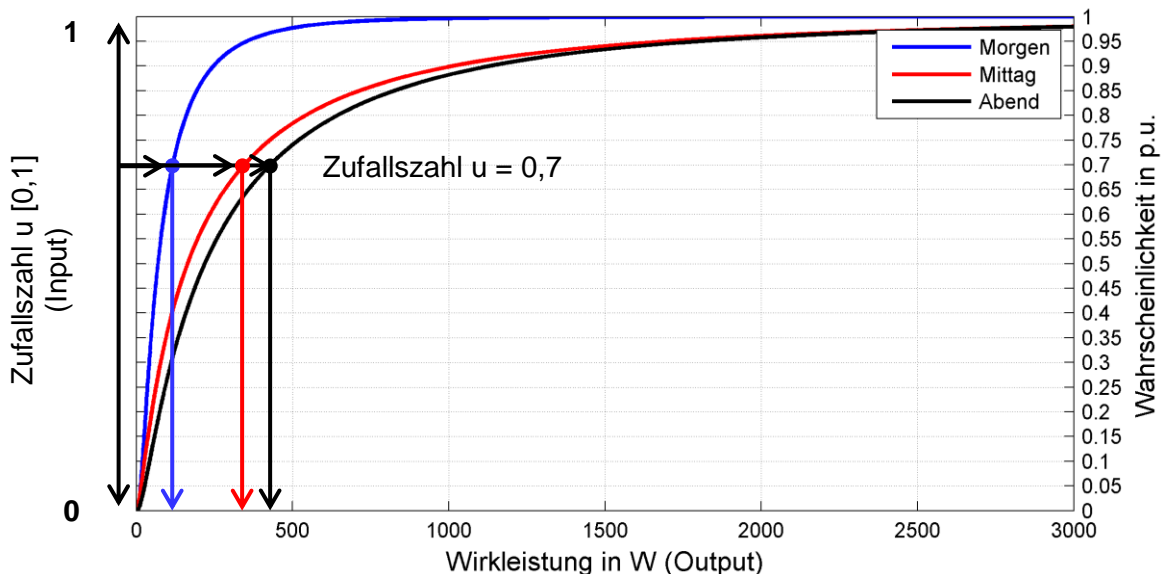


Abbildung 34: Darstellung einzelner Ergebnisse der Inversionsmethode für elektrifizierte Haushalte bei drei unterschiedlichen Zeitpunkten (morgens, mittags und abends) mit einer gleichverteilten Zufallszahl  $u = 0,7$

Wie aus der Abbildung 34 ersichtlich ist, ergeben sich für die gleiche Zufallszahl  $u = 0,7$  aufgrund des unterschiedlichen zeitlichen Wirkleistungsbezugsverhaltens elektrifizierter Haushalte unterschiedliche Wirkleistungswerte. Für einen Zeitpunkt am Morgen ergibt sich durch die beispielhafte Annahme einer Zufallszahl ein stochastischer Wirkleistungsbedarf von 117 W (blauer Kurvenverlauf), für einen Zeitpunkt zu Mittag von 346 W (roter Verlauf) und für einen Zeitpunkt am Abend 429 W (schwarzer Verlauf).

Diese Methode wird für alle unterschiedlichen Zeitpunkte innerhalb eines Typtages („Werktag“, „Samstag“, „Sonntag“) und den unterschiedlichen Jahreszeiten („Winter“, „Sommer“, „Übergangszeit“) für elektrifizierte Haushalte und elektrisch betriebene Warmwasserspeicher angewendet. Bei der zukünftig zu erwartenden Elektromobilität wird diese Methode ebenfalls für die Ermittlung des Ladebeginnzeitpunktes sowie der Ermittlung der nachzuladenden Energie verwendet. Die zugrundeliegenden Verteilungsfunktionen für die Elektromobilität sind in Kapitel 6.5 beschrieben.

Ein Ziel dieser Arbeit darin besteht, eine Methodik zur Wirkleistungsgenerierung auf probabilistischer Basis mit einer weiterführenden Auswertung von Spitzenleistungsquantile anhand anonym zur Verfügung gestellter Smart-Meter-Daten städtischer Haushalte zu entwerfen. Die anonym zur Verfügung gestellten Datensätze städtischer Haushalte sowie städtischer Warmwasserspeicher besitzen keine Zuordnungen zueinander. Dadurch ist es nicht möglich, etwaige Kopplungen mittels empirischen Korrelationskoeffizienten zu ermitteln und diese in den Simulationen zu berücksichtigen. In Zukunft könnten Korrelationskoeffizienten, ähnlich wie in [120] bereits für verschiedene Kraftwerkstypen (Wind, PV, ...) dargelegt, zwischen elektrifizierten Haushalten, den elektrischen Warmwasserspeichern und der zukünftigen Elektromobilität analysiert und in diese Methodik integriert werden, um korrelierte Zufallsvariablen zukünftig zu berücksichtigen.

Der Vollständigkeit wird die Berechnung der Kovarianz  $s_{xy}$  als Maß der Verbundstreuung zwischen den Messdatensätzen  $x$  und  $y$  – wie in Gleichung (47) dargestellt – dargelegt. Dabei handelt es sich um ein durchschnittliches Kreuzprodukt zwischen den zeitgleich aufgezeichneten beiden Messdatensätzen  $x$  und  $y$  [121].

$$s_{xy} = \frac{1}{N} \cdot \sum_{i=1}^N (x_i - \bar{x}) \cdot (y_i - \bar{y}) \quad (47)$$

Da diese Kovarianzen zwischen den einzelnen Akteuren (z.B. elektrifizierte Haushalte und Warmwasserspeicher) nicht vorliegen, werden diese Akteure in der Abbildung 33 dargestellten Methodik unabhängig voneinander betrachtet und in die Simulationen miteinbezogen.

## 6.2 Elektrische Warmwasserspeicher

In der Methode zur Generierung elektrischer Wirkleistungswerte, wie mit dem Bottom-Up-Ansatz auf probabilistischer Basis in der Abbildung 34 dargestellt, ist es möglich, die elektrifizierten Haushalte mit oder ohne elektrische Warmwasserspeicher nachzubilden. In durchgeführten Betriebsmitteldimensionierungen (Transformatoren, Kabel und Freileitungen) sowie den weiterführenden Lastflusssimulationen werden diese elektrischen Warmwasserspeicher wie folgt modelliert.

Die Methodik zur Generierung elektrischer Warmwasserspeicherprofile auf probabilistischer Basis ist in der Abbildung 35 vergrößert dargestellt. Dabei werden die aus den statistischen Analysen geschätzten Parameter (Formparameter  $\alpha$ , Skalenparameter  $\beta$ ) der Gammaverteilung verwendet, um den täglichen Warmwasserbedarf verschiedener Typtage

(„Werktag“, „Samstag“, „Sonntag“) und verschiedener Jahreszeiten („Winter“, „Sommer“, „Übergangszeit“) der elektrifizierten Haushalte bestmöglich nachzubilden.

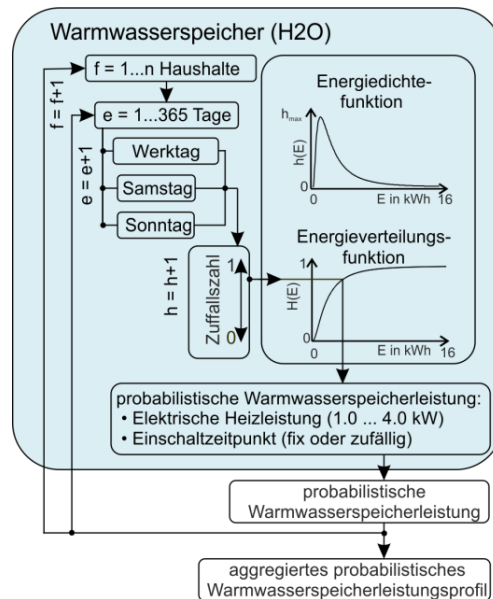


Abbildung 35: Methodik zur Erstellung probabilistischer Warmwasserspeicherprofile auf Basis statistisch ausgewerteter Smart-Meter-Daten elektrifizierter Haushalte mit gleichverteilten Zufallszahlen

Wie aus der Abbildung 35 ersichtlich ist, wird für eine unterschiedliche Anzahl elektrifizierter Haushalte  $n$  täglich ein Warmwasserspeicherprofil zur Beladung dieses thermischen Speichers generiert. Im Allgemeinen werden diese schaltbaren Warmwasserspeicher im realen Betrieb zu definierten Zeiten bspw. 01:00 Uhr (fixer Einschaltzeitpunkt  $t_{fix}$ ) durch den Verteilernetzbetreiber mittels Rundsteuersignal zugeschaltet. Eine weitere Möglichkeit ist, die elektrisch betriebenen Warmwasserspeicher zeitlich über den Tag freizugeben. In diesem Fall wird zusätzlich eine Zufallszahl  $[0,1]$  verwendet, um die elektrisch betriebenen Warmwasserspeicher über den Tag gleichverteilt probabilistisch einzuschalten (probabilistischer Einschaltzeitpunkt  $t_{prob}$ ). Diese beiden Varianten werden hinsichtlich der Betriebsmitteldimensionierung in der weiteren Folge berücksichtigt.

Es wird darauf hingewiesen, dass in den gemessenen Smart-Meter-Daten der elektrisch betriebenen Warmwasserspeicher die Verluste der elektrischen Warmwasserspeicher inkludiert sind. Die Generierung von Summenleistungsprofilen für mehrere elektrische Warmwasserspeicher erfolgt je Zeitschritt aus den probabilistisch generierten Warmwasserspeicherprofilen auf Jahresbasis.

### 6.3 Stromspeicher

Die Integration eines Stromspeichers ermöglicht die Speicherung des elektrischen Stroms in Zeiten eines Überangebotes und dient in weiterer Folge zur Deckung der elektrischen Last in Zeiten eines Unterangebots seitens der PV-Anlage. In dieser Arbeit bzw. in der dargestellten Methodik in Abbildung 33 wird der Stromspeicher nicht durch das öffentliche Versorgungsnetz geladen, erst bei einem vorhandenen Überschuss seitens der PV-Anlage.



Da der interne Aufbau eines Stromspeichers bei dieser Arbeit nicht im Detail von Interesse ist, wird der Stromspeicher in weiterer Folge näherungsweise als Integrator mit folgenden technischen Eigenschaften eines Batteriemanagementsystems modelliert und implementiert [122], [118]:

- Implementierung einer Ladestrategie – Konstantstromverfahren (1. Phase Begrenzung auf die maximale Lade- bzw. Entladeleistung des Ladereglers) [123]
- Miteinbeziehung des Ladezustandes SOC (**S**tate **o**f **C**harge) sowie des möglichen Entladegrades DOD (**D**ePTH **o**f **D**ISCHARGE) des Stromspeichers
- Berücksichtigung eines Gesamtsystemwirkungsgrades bestehend aus dem Lade- und Entladewirkungsgrad
- Reduktion der Ladereglerleistung zur Vermeidung von etwaigen Schäden bei der Beladung des Stromspeichers (z.B. Überladung)

Generell kann der Stromspeicher in den folgenden Betriebsweisen betrieben werden [72]:

- Überschussspeicherbetrieb
- Spitzenleistungsreduktionsbetrieb

Die Beladung des Stromspeichers erfolgt in beiden angeführten Betriebsweisen bei einer positiven Residualleistung ( $p_{RES} > 0$ ). Bei einer negativen Residualleistung ( $p_{RES} < 0$ ) wird die gespeicherte Energie verwendet, um beispielsweise die elektrischen Lasten (elektrische Geräte elektrifizierter Haushalte) zu versorgen.

Der Nachteil des Überschussspeicherbetriebs ist, dass der Stromspeicher bereits entleert sein könnte und in Zeiten von relativ hohen Wirkleistungsspitzen (Residualleistung  $p_{RES} < 0$ ) – verursacht durch die elektrischen Geräte – diese Leistungsspitzen durch das öffentliche Versorgungsnetz gedeckt werden müssten.

Im Spitzenleistungsreduktionsbetrieb versorgt der Stromspeicher die elektrifizierten Haushalte erst ab Unterschreitung einer definierten Residualleistung z.B.  $< 25$  kW (bspw. für 10 elektrifizierte Haushalte  $< 2,5$  kW/HH). Dadurch ist es möglich, einerseits die Einsatz- und Betriebszeiten zu verringern und andererseits dadurch eine höhere Einsatzbereitschaft als im dauerhaften Einsatz zu erreichen [72].

Generell kann die Beladung des Stromspeichers in zwei Phasen unterteilt werden. In der Konstantstromphase (1. Phase) erfolgt die Beladung des Stromspeichers mit einem konstanten Beladungsstrom. Ab einem Speicherfüllstand SOC (**S**tate **o**f **C**harge) von  $\sim 80$  %, bei Erreichung der Ladeschlussspannung, erfolgt der Übergang in die Konstantspannungsphase (2. Phase). In dieser 2. Phase reduziert sich der Beladestrom des Stromspeichers, bis die Beladung abgeschlossen ist [124]. Im Allgemeinen wird ein Stromspeicher im Bereich von 20 - 80 % der Nennkapazität betrieben [125]. Untersuchungen zeigen, dass Vollladungen von Stromspeichern beginnend von 80 % bis 100 % SOC eine Verkürzung der Lebensdauer zur Folge haben können [126].

Die relativ lange 2. Phase zur Beladung des Stromspeichers kann durch eine mögliche Überdimensionierung des Stromspeichers umgangen werden. Diese Vorgehensweise

könnte der Lebensdauerverkürzung bei einer Vollladung ( $> 80\%$  SOC) entgegenwirken. Zusätzlich bietet diese Überdimensionierung den Vorteil, dass die langsamere Konstantspannungsphase umgangen wird und dadurch schnellere Beladungszeiten erreicht werden könnten [124], [124].

Aus den zuvor genannten Gründen wird in dieser Arbeit sowie in den weiterführenden Simulationen bei einem vorhandenen Stromspeicher das Konstantstromverfahren zur Beladung des Stromspeichers implementiert.

## 6.4 Dezentrale Stromerzeugungsanlagen

Die Stromproduktion aus dezentralen Stromerzeugungsanlagen, im Speziellen aus PV-Anlagen, ist aufgrund des Angebotes aus regenerativen Energien (Sonnenenergie) mit den wetterbedingten Einflüssen innerhalb eines Jahres stark fluktuierend. Um in dieser Arbeit die realen Einflüsse von PV-Anlagen hinsichtlich der Betriebsmitteldimensionierung (siehe Kapitel 8.5) und in den Lastflusssimulationen (siehe Kapitel 9) zu untersuchen, werden die real gemessenen gemittelten Wirkleistungswerte einer PV-Anlage mit einer zeitlichen Auflösung von 15 Minuten mit folgenden Kenndaten verwendet:

- Photovoltaik-Anlage 0,4 kV (1 PV-Anlage – 1.1.-31.12.2012)

Die gemessene PV-Anlage befindet sich in der südlichen Steiermark, ist nach Süden ausgerichtet, besitzt eine nominelle Anlagenleistung von 20 kVA und einen Aufstellungswinkel von  $30^\circ$ . Um eine steigende Ausbauleistung der PV-Anlagen zu simulieren, wird das gemessene Jahresprofil auf die Modulleistung der PV-Anlage normiert.

Gemäß den technischen und organisatorischen Regeln für Betreiber und Benutzer von elektrischen Netzen in Österreich lt. TOR D4 [115] bzw. der in Deutschland gültigen Anwendungsregel VDE-AR-N 4107 [127] gilt für dezentrale Stromerzeugungsanlagen bspw. Wechselrichter von PV-Anlagen die Verpflichtung sich im Parallelbetrieb mittels eines Blindleistungsmanagements, vorgegeben durch den Verteilernetzbetreiber, an der Spannungshaltung innerhalb des Verteilernetzes zu beteiligen. Bei dem Blindleistungsmanagement besteht die Möglichkeit einer fixen Vorgabe einer Blindleistung oder eines Verschiebungsfaktors  $\cos \varphi$  bzw. einer Vorgabe anhand von Kennlinien.

Mittels eines Blindleistungsmanagements ist es möglich, aufgrund der hohen Gleichzeitigkeiten bei der Einspeisung von dezentralen PV-Anlagen bspw. aufgrund der gleichen Neigung und Ausrichtung die gemäß TOR D2 [128] begrenzende relative Spannungsanhebung  $\Delta u$  für die Mittel- bzw. Niederspannungsebene an jedem Verknüpfungspunkt in dem betrachteten Verteilernetz zu begrenzen. Die zugelassenen relativen Spannungsanhebungen  $\Delta u$  der verschiedenen Spannungsebenen gemäß TOR D2 [128] lauten wie folgt:

- Niederspannungsebene:  $\Delta u_{\text{NSP}}: 3\%$
- Mittelspannungsebene:  $\Delta u_{\text{MSP}}: 2\%$

Dabei wird z.B. für das Szenario

- Schwachlast für die Verbraucher und
- Starkeinspeisung durch die dezentralen Stromerzeugungsanlagen

an jedem Verknüpfungspunkt die einzuhaltende maximale relative Spannungsanhebung  $\Delta u$  geprüft und gegebenenfalls ein Blindleistungsmanagement vorgeschrieben.

Wie in [129] gezeigt wird, ist der Spannungshub abhängig von der in dem Netzgebiet angenommenen Last. In den Arbeiten von Kerber [64], Scheffler [130] werden gemäß Umweltbundesamt [131] in Deutschland eine gesicherte Wirkleistung von 11 % des Jahresbedarfs als Stand-by-Verbrauch angenommen. Bei einer Annahme von einem Energiebedarf von 4 500 kWh (elektrischer Stromverbrauch) für einen Haushalt ergibt sich für einen elektrifizierten Haushalt, bei einer Annahme von 8760 Volllaststunden pro Jahr, eine Wirkleistung von 57 W [64].

Die Methoden zur Vorgabe eines Blindleistungsmanagements hängen im Wesentlichen von der Gesamtnennscheinleistung der Stromerzeugungsanlage ab; dabei wird eine mögliche Vorgabe für den Blindleistungsbezug (generatorisch übererregt) bzw. einer Blindleistungseinspeisung (generatorisch untererregt) vorgegeben. Es gelten folgende technische Voraussetzungen gemäß TOR D4 [115], dargestellt in Tabelle 17, für den Betrieb neuerrichteter PV-Anlagen mit Wechselrichtern unterschiedlicher Nennscheinleistungen.

Tabelle 17: Technische Voraussetzungen für ein Blindleistungsmanagement gemäß TOR D4 [115] bzw. mögliche Vorgabe von Einspeisebedingungen eines Verteilernetzbetreibers [132], [133]

Nennscheinleistung der Anlage	Technische Voraussetzungen
≤ 3,68 kVA	maximaler Verschiebungsfaktor $\cos \varphi = 0,95$ (unter- bzw. übererregt) mögliche Vorgabe Verteilernetzbetreiber: $\cos \varphi = f(P)$ , $\cos \varphi = \text{fix}$ , $Q = f(U)$ mögliche Vorgabe Verteilernetzbetreiber: $\cos \varphi = 1$
> 3,68 kVA bis ≤ 13,8 kVA	maximaler Verschiebungsfaktor $\cos \varphi = 0,95$ (unter- bzw. übererregt) mögliche Vorgabe Verteilernetzbetreiber: $\cos \varphi = f(P)$ , $\cos \varphi = \text{fix}$ , $Q = f(U)$ , $Q = \text{fix}$
> 13,8 kVA bis ≤ 100 kVA	maximaler Verschiebungsfaktor $\cos \varphi = 0,90$ (unter- bzw. übererregt) mögliche Vorgabe Verteilernetzbetreiber: $\cos \varphi = f(P)$ , $\cos \varphi = \text{fix}$ , $Q = f(U)$ , $Q = \text{fix}$

Durch die Möglichkeit der Blindleistungsbereitstellung seitens dezentraler Stromerzeugungsanlagen (vorwiegend Wechselrichter von PV-Anlagen) in Niederspannungsverteilernetzen ist es möglich, wie bereits in [129] gezeigt, die Einspeisekapazität von dezentralen Stromerzeugungsanlagen, unter Einhaltung der maximalen relativen Spannungsanhebung  $\Delta u$ , in Niederspannungsverteilernetzen im Allgemeinen zu steigern. Im städtischen Bereich spielt die Stromtragfähigkeit der Niederspannungsbetriebsmittel (Transformatoren und Kabel) sowie die Betriebsweise des Verteilernetzes eine wichtige Rolle. Zusätzlich ist die gemäß TOR D2 [128] begrenzende Spannungsanhebung  $\Delta u_{\text{NSP}} = 3 \%$ , verursacht durch dezentrale Stromerzeugungsanlagen in der Niederspannungsebene, einzuhalten. In den

Analysen im städtischen Bereich hat sich das Kriterium der Betriebsmittelauslastung aufgrund der Lastdichte sowie den relativ kurzen Leitungslängen zwischen den einzelnen Hausanschlüssen HA als das begrenzende Kriterium herausgestellt [129].

Die in der Tabelle 17 dargestellten möglichen Betriebsweisen der Wechselrichter von PV-Anlagen können folgende Arten der Blindleistungsregelung besitzen [115], [127]:

- $\cos \varphi = f(P)$
- $\cos \varphi = \text{fix}$
- $\cos \varphi = f(U)$
- $Q = f(U)$
- $Q = \text{fix}$

Die einfachste Form ist die fixe Vorgabe eines Verschiebungsfaktors  $\cos \varphi$  bzw. eine fixe Vorgabe einer Blindleistung  $Q$ . Bei der Vorgabe des Verschiebungsfaktors  $\cos \varphi$  als Funktion der Wirkleistungseinspeisung  $P$  besteht der Vorteil darin, dass erst eine Vorgabe des Verschiebungsfaktors  $\cos \varphi$ , wie in der Abbildung 36 dargestellt, von  $0,5 \cdot P_N$  (Wirknennleistung  $P_N$ ) stattfindet.

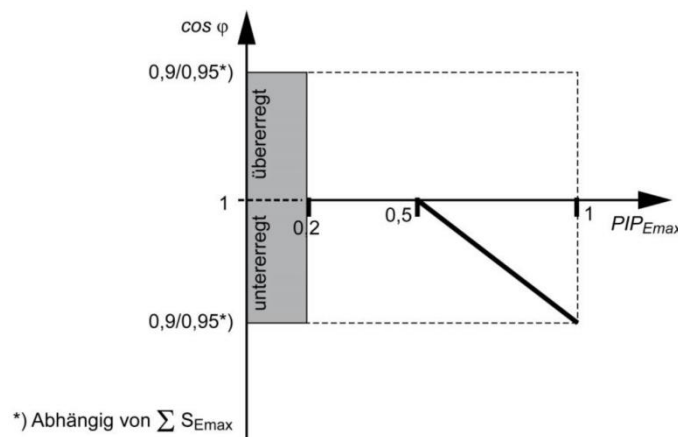


Abbildung 36: Blindleistungsmanagement dezentraler Stromerzeugungsanlagen – Verschiebungsfaktor  $\cos \varphi = f(P)$  gemäß TOR D4 [115]

Wie in Abbildung 36 angemerkt, hängt der Bezug bzw. die Einspeisung der Blindleistung von der Nennleistung  $S$  der dezentralen Stromerzeugungsanlage ( $\leq 13,8$  kVA ergibt einen Verschiebungsfaktor  $\cos \varphi = 0,95$  bzw.  $> 13,8$  kVA ergibt einen Verschiebungsfaktor  $\cos \varphi = 0,9$ ) ab.

Eine weitere Option zur Vorgabe des Verschiebungsfaktors  $\cos \varphi = f(U)$  ist die Bindung des Blindleistungsbezugs bzw. -einspeisung  $Q$  an die Spannung  $U$  bspw. am Verknüpfungspunkt der PV-Anlage. Im Übrigen ist es auch möglich mittels einer Regelung die Blindleistung  $Q = f(U)$  vorzugeben. Dabei wird in Abhängigkeit der Spannung  $U$  am Verknüpfungspunkt eine Blindleistung in das Verteilernetz eingespeist (generatorisch übererregt) bzw. bezogen (generatorisch untererregt).

In den durchgeführten Lastflusssimulationen (siehe Kapitel 9) werden die PV-Anlagen zusätzlich mit einem Blindleistungsmanagement als  $\cos \varphi = f(P)$ , wie in der Abbildung 36 dargestellt, implementiert.

## 6.5 Elektromobilität

Die zukünftig zu erwartende Elektromobilität wird in dieser Arbeit anhand verschiedener real gemessener und analysierter Lademuster in die Methodik zur Erstellung der elektrischen Wirkleistungsprofile bestehend aus verschiedenen Verbrauchern und Erzeugern, in der Abbildung 33 dargestellt, integriert und in den weiterführenden Lastflusssimulationen (siehe Kapitel 9) untersucht.

Die in der Abbildung 37 dargestellte Vorgehensweise zur Generierung von Ladeleistungsprofilen für Elektrofahrzeuge unterschiedlicher Ladeleistungen der Ladestationen (3,7/11/22/50 kW) anhand real gemessener und ausgewerteter Lademuster basiert auf den Veröffentlichungen des Verfassers [124], [134], [135].

Als Grundlage dieser Methode dienen die relevanten Lademuster (Ladebeginnzeitpunkte sowie die geladenen Energien) von folgenden elektrischen Ladestationen bzw. von aufgezeichneten Fahrtenbüchern einzelner e-Carsharing Fahrzeuge:

- Öffentliche Lademuster
- Betriebliche Lademuster
- e-Carsharing Lademuster

Es werden (siehe Kapitel 6.1) innerhalb eines Jahres mit der Unterscheidung zwischen „Werktag“ bzw. „Wochenende“ durch eine gleichverteilte Zufallszahl (1. Zufallszahl) der Ladebeginnzeitpunkt anhand der ausgewerteten Verteilungsfunktion der Ladebeginnzeitpunkte („Werktag“ bzw. „Wochenende“) gewürfelt. Mit einer weiteren gleichverteilten Zufallszahl (2. Zufallszahl) wird die geladene Energie ebenfalls anhand der ausgewerteten Verteilung für den „Werktag“ (Vor-/Nachmittag) bzw. dem „Wochenende“ (Vor-/Nachmittag) bestimmt. Der Vormittag schließt die Nachtstunden mit ein und der Nachmittag die Abendstunden; dabei wird folgende Definition getroffen:

- Vormittag: 00:15 - 11:45 Uhr
- Nachmittag: 12:00 - 24:00 Uhr

Dieser Vorgang wird für eine definierte Anzahl von Elektrofahrzeugen  $e$  sowie für jeden Tag  $i$  innerhalb eines Jahres durchgeführt.

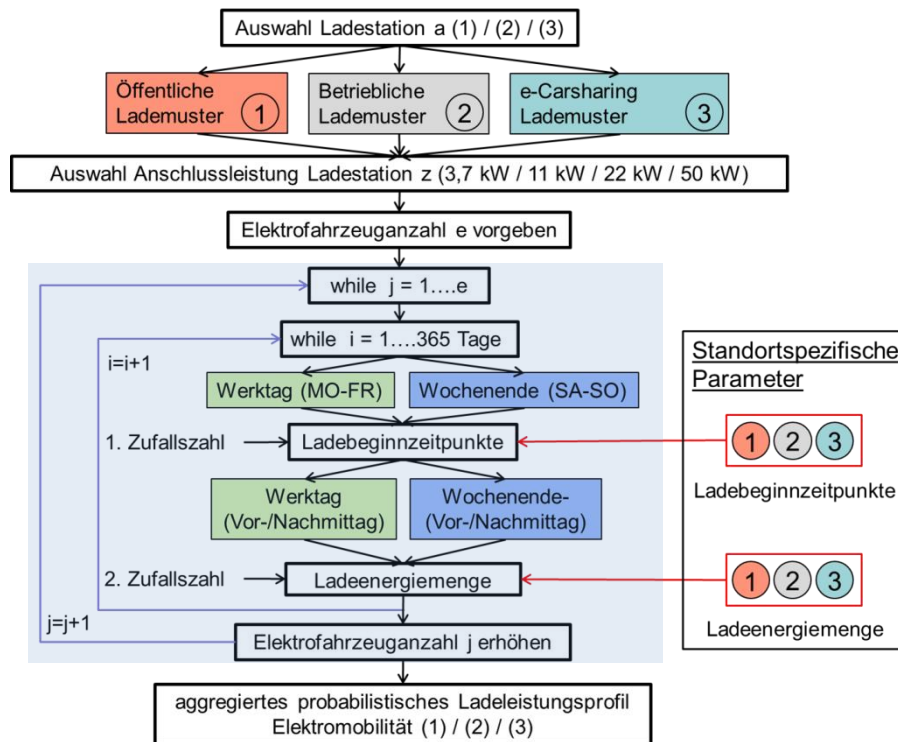


Abbildung 37: Vorgehensweise zur Generierung probabilistischer Ladeleistungsprofile der Elektromobilität (öffentliche-/betriebliche-/e-Carsharing Lademuster) anhand real gemessener und ausgewerteter Daten (Ladebeginnzeitpunkte, Ladeenergiemenge) mit unterschiedlichen Anschlussleistungen der Ladestationen (3,7/11/22/50 kW) [124], [134]

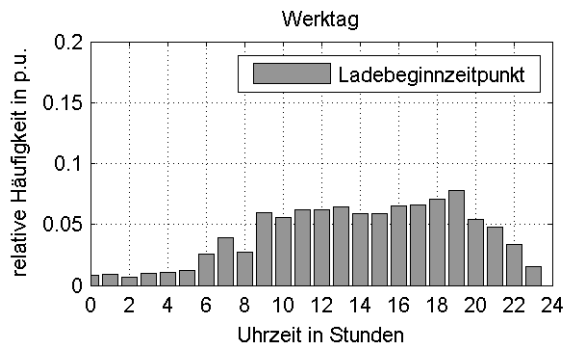
Die ausgewerteten Ladebeginnzeitpunkte der elektrischen Ladestationen mit der Unterscheidung zwischen „Werktag“ und „Wochenende“ für öffentliche- / betriebliche- sowie e-Carsharing Lademuster sind in der Abbildung 38 dargestellt. Bei den Daten der e-Carsharing-Fahrzeuge wurden verschiedene Kundengruppen bestehend aus

- „jungen Erwachsenen“,
- „Erwachsenen“ und
- „älteren Personen“

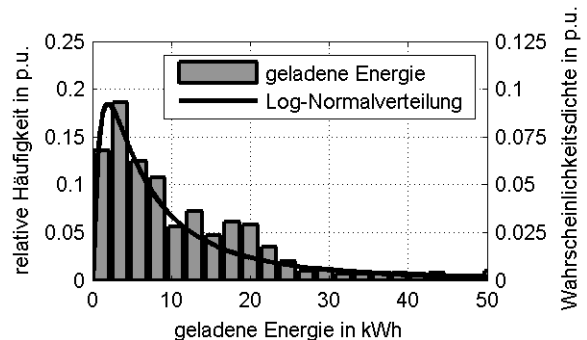
gebildet, um das Mobilitätsverhalten dieser verschiedenen Kundengruppen zu eruieren und deren Einfluss auf den zeitlichen Auslastungsfaktor von elektrischen Lademustern bzw. in weiterer Folge auf elektrische Ladestationen zu untersuchen [135], [136]. Da der Fokus in dieser Arbeit nicht auf der Analyse der verschiedenen Kundengruppen („junge Erwachsene“, „Erwachsene“ und „ältere Personen“) liegt, wird die Auswertung ohne die verschiedenen Kundengruppen erneut durchgeführt und diese in weiterer Folge gemeinsam betrachtet. Zusätzlich werden bei den Lademustern der e-Carsharing-Fahrzeuge keine Unterscheidung zwischen dem „Werktag“ bzw. dem „Wochenende“ hinsichtlich der Ladebeginnzeitpunkte sowie bei der Ladeenergiemenge, aufgrund der im Vergleich zu den öffentlichen und betrieblichen Lademustern geringeren Datenlage, durchgeführt.

## Ladebeginnzeitpunkte

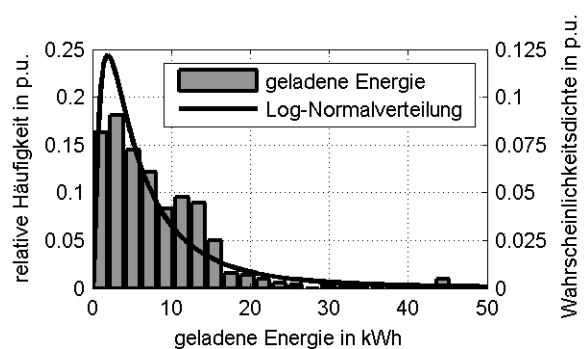
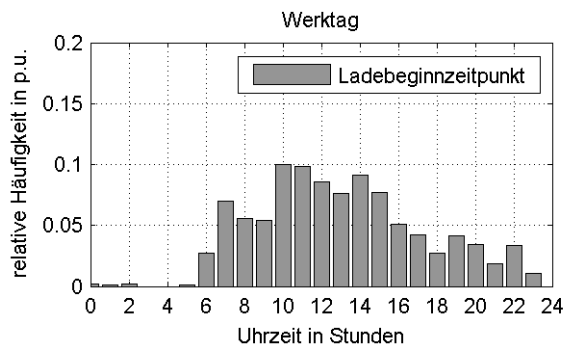
### a) Öffentliches Lademuster



## Geladene Energie



### b) Betriebliches Lademuster



### c) e-Carsharing Lademuster

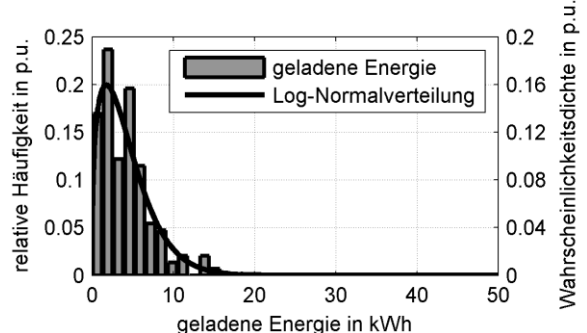
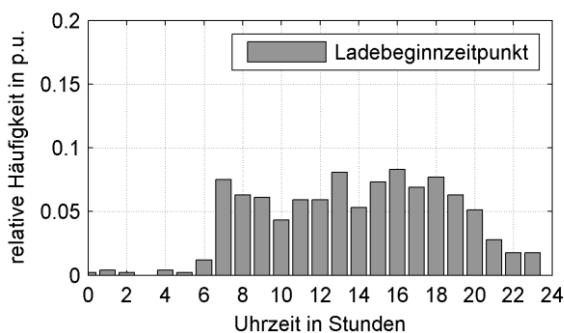


Abbildung 38: a) öffentliche Lademuster (Ladebeginnzeitpunkte, geladene Energie) [124], [134]

b) betriebliche Lademuster (Ladebeginnzeitpunkte, geladene Energie) [124], [134]

c) e-Carsharing Lademuster (Ladebeginnzeitpunkte, geladene Energie) [135]

In den Simulationen werden die Ladebeginnzeitpunkte der verschiedenen Lademuster der elektrischen Ladestationen (öffentlich, betrieblich, e-Carsharing) mittels stückweiser linearer Interpolation nachgebildet. Die Nachbildung des Ladebeginnzeitpunktes erfolgt somit nicht anhand von stetigen Verteilungsfunktionen, da sich ansonsten Abweichungen in den Morgen-, Mittags- und Abendstunden ergeben [124].

Die zurückgelegten Kilometerleistungen [91] einzelner Fahrten können mittels Log-Normalverteilungen beschrieben werden. In den weiterführenden Simulationen zur Nachbildung der geladenen Energien verschiedener Lademuster der Elektrofahrzeuge wird ebenfalls die Log-Normalverteilung verwendet [124]. Die in dieser Arbeit anhand von real gemessenen und analysierten Ladebeginnzeitpunkten stehen im Gegensatz zu den bisherigen Arbeiten [137], [6] zur Beladung von Elektrofahrzeugen im privaten Bereich (Beladung vorwiegend in den frühen Abendstunden).

## Statistische Auswertung der verschiedenen Lademuster

Das Ziel der folgenden Untersuchung ist es, die verschiedenen Lademuster hinsichtlich des durchschnittlichen Energiebedarfs pro Ladung zu untersuchen und einander gegenüberzustellen.

Die statistisch ausgewerteten **geladenen Energien** der **öffentlichen** und der **betrieblichen Lademuster** mit der Unterscheidung zwischen „Werktag“ bzw. „Wochenende“ und „Vor-/Nachmittag“ sind in der Tabelle 18 dargestellt. Die Parameter (Skalenparameter  $\mu$ , Formparameter  $\sigma$ ) der Log-Normalverteilung werden mit der Maximum-Likelihood-Methode geschätzt und der Erwartungswert  $E(X)$  und die Standardabweichung  $\sigma$  daraus berechnet.

Tabelle 18: Geschätzte und berechnete Parameter geladener Energien der Log-Normalverteilung (Skalen-  $\mu$ , Formparameter  $\sigma$ , Erwartungswert  $E(X)$  und Standardabweichung  $\sigma$ ) verschiedener Lademuster (öffentlich, betrieblich) [134]

	Log-Normalverteilung				Erwartungswert		Standardabweichung	
	Skalenparameter		Formparameter		E(X)		$\sigma$	
	$\mu$		$\sigma$		kWh		kWh	
	Betr.	Öff.	Betr.	Öff.	Betr.	Öff.	Betr.	Öff.
Geladene Energie	-	-	-	-	kWh	kWh	kWh	kWh
Werktag - Vormittag	1,69	1,99	1,01	1,14	9,0	14,0	12,0	22,9
Werktag - Nachmittag	1,60	1,87	1,04	1,24	8,5	14,0	11,9	26,8
Wochenende - Vormittag	1,36	1,63	1,00	1,10	6,4	9,3	8,4	14,3
Wochenende - Nachmittag	1,35	1,60	1,19	1,11	7,8	9,2	13,8	14,3

Wie aus Tabelle 18 ersichtlich ist, ergeben sich generelle Unterschiede zwischen den geschätzten Parametern der Log-Normalverteilung (Skalenparameter  $\mu$ , Formparameter  $\sigma$ ) für die öffentlichen und die betrieblichen Lademuster. Die Berechnung des Erwartungswerts  $E(X)$  zeigt, dass mehr elektrische Energie pro Ladung bei den öffentlichen Lademustern als bei den betrieblichen Lademustern benötigt wird.

Die relativ hohe Streuung der Standardabweichung  $\sigma$  zwischen den geladenen Energien ist auf das unterschiedliche Kundenverhalten, respektive den daraus entnommenen Energiemengen zurückzuführen. Die Streuung als statistisches Maß ist bei den öffentlichen Lademustern höher als bei den betrieblichen Lademustern. Wie aus Tabelle 18 ersichtlich ist, ergibt sich der größte Erwartungswert der nachgeladenen Energie für den „Werktag - Vormittag“ und „Werktag - Nachmittag“ bei den **öffentlichen Lademustern** bzw. für den Werktag - Vormittag bei den **betrieblichen Lademustern**.

Die statistisch ausgewerteten Parameter des **e-Carsharing Lademusters** mit den geschätzten Parametern der Log-Normalverteilung (Skalenparameter  $\mu$ , Formparameter  $\sigma$ ) und den berechneten statistischen Parametern (Erwartungswert  $E(X)$ , Standardab-



weichung  $\sigma$ ) sind in der Tabelle 19 ohne Unterscheidung zwischen „Werktag“ bzw. „Wochenende“ sowie „Vor-/Nachmittag“ dargestellt.

Tabelle 19: Geschätzte und berechnete Parameter geladener Energien der Log-Normalverteilung (Skalenparameter  $\mu$ , Formparameter  $\sigma$ , Erwartungswert  $E(X)$  und Standardabweichung  $\sigma$ ) e-Carsharing Lademuster [134]

	Log-Normalverteilung			
	Skalenparameter	Formparameter	Erwartungswert	Standardabweichung
Geladene Energie	$\mu$	$\sigma$	$E(X)$	$\sigma$
	-	-	kWh	kWh
Vor- und Nachmittag	0,84	1,16	4,54	7,7

Wie aus der Tabelle 24 ersichtlich ist, ergibt sich für das e-Carsharing Lademuster ein geringerer Erwartungswert  $E(X)$  als für das öffentliche bzw. das betriebliche Lademuster. Dies lässt sich dadurch erklären, dass bei den aufgezeichneten Fahrten der einzelnen Teilnehmer die Annahme getroffen wurde, dass nach jeder einzelnen Fahrt das e-Carsharing Fahrzeug erneut aufgeladen wird.

Für die Berechnung der nachzuladenden Energie einzelner Fahrten werden protokollierte Messwerte von Energiezählern (Schukozwischenstecker der Fa. TFA Dostmann [138]) sowie der in dem Elektrofahrzeug angezeigte durchschnittliche Energiebedarf pro Fahrt herangezogen. Die protokollierten Energiewerte wurden anhand von Referenzmessungen mit einem mehrkanaligen hochauflösenden Messgerät (Dewetron 2600 [139]) verifiziert [136].

Wie aus dieser Untersuchung hervorgeht, wird bei den **öffentlichen Lademustern** mehr Energie pro Ladevorgang als bei dem **betrieblichen Lademuster** nachgeladen. Die nachgeladene Energie ist bei dem **e-Carsharing Lademuster** pro Ladevorgang am geringsten. Dies ist der Annahme geschuldet, dass nach Beendigung der getätigten Fahrt die Aufladung des Elektrofahrzeuges erfolgen würde. Für die weiteren Lastflusssimulationen (siehe Kapitel 9) werden die **öffentlichen Lademuster** zur Nachbildung der Elektromobilität herangezogen.

## 6.6 Elektrifizierte Haushalte – Auswertung Spitzenleistungsquantile

Im Folgendem wird die Auswertung der Spitzenleistungen anhand der Spitzenleistungsquantile bei einer unterschiedlichen Kollektivanzahl von elektrifizierten Haushalten (10, 20, 50, 150 HH) mittels den probabilistisch generierten Wirkleistungswerten der einzelnen Zeitschritte innerhalb eines Typtages („Werktag“, „Samstag“, „Sonntag“) sowie den unterschiedlichen Jahreszeiten („Winter“, „Sommer“, „Übergangszeit“), bei einer Betrachtungsdauer von insgesamt 10 Jahren demonstriert.

Dies bedeutet, dass für 10 elektrifizierte Haushalte insgesamt 3 504 000 Wirkleistungswerte bzw. 150 HH in Summe 52 560 000 Wirkleistungswerte (Viertelstundenbasis) für 10 Jahre generiert werden. Die aggregierte probabilistische Haushaltsleistung bzw. Summenleistung (bestehend aus 350 400 Wirkleistungswerten, 10 Jahre) wird für die angenommene Anzahl

von elektrifizierten Haushalten (10, 20, 50, 150 HH) gebildet und im Anschluss daran werden die Spitzenleistungsquantile für die angenommenen Kollektive ausgewertet.

In der folgenden Abbildung 39 sind die aggregierten probabilistischen Haushaltsleistung (Summenleistungsprofile) in Form von Dauerlinien für eine unterschiedliche Anzahl elektrifizierter Haushalte (10, 20, 50, 150 HH) dargestellt.

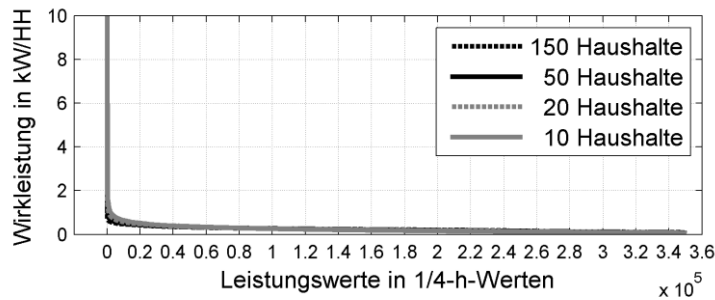


Abbildung 39: Dauerlinien unterschiedlicher Anzahl von elektrifizierten Haushalten (10, 20, 50, 150 HH)  
– linearer Maßstab

Für die Spitzenleistungsermittlung sind, wie in Abbildung 39 dargestellt, die ersten leistungsstärksten 10 000 Wirkleistungswerte interessant. Um diesen Bereich im Detail zu untersuchen, werden in der folgenden Abbildung 40 die probabilistisch generierten Wirkleistungswerte in Form von Dauerlinien im doppelt logarithmischen Maßstab dargestellt.

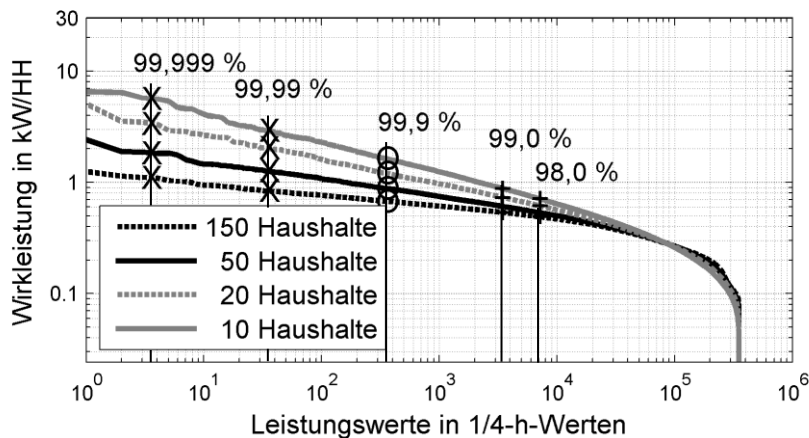


Abbildung 40: Dauerlinien unterschiedlicher Anzahl von elektrifizierten Haushalten (10, 20, 50, 150 HH) inklusive ausgewerteter Spitzenleistungsquantile (99,999 %- bis 98,0 %-Quantil) – doppelt logarithmischer Maßstab [13]

Die Abbildung 40 zeigt, dass die ausgewerteten Spitzenleistungsquantile mit steigender Anzahl betrachteter elektrifizierter Haushalte abnehmen. Dies lässt sich durch die Vergleichmäßigung aufgrund der auftretenden Gleichzeitigkeiten elektrifizierter Haushalte erklären. Ein 99,999 %-Quantil bedeutet, dass 99,999 % der gemessenen Werte innerhalb dieses Quantils liegen.

Es wird darauf hingewiesen, dass in dieser beispielhaften Auswertung keine elektrischen Warmwasserspeicher integriert sind. Diese Darstellung dient lediglich zur Veranschaulichung der durchgeführten Auswertung verschiedener Spitzenleistungsquantile (99,999 %- bis 98,0 %-Quantil).

Die einzelnen Spitzenleistungsquantile (99,999 %- bis 99,0 %-Quantil) hängen im Wesentlichen von der Anzahl der Wirkleistungswerte, in diesem Fall von der Anzahl der betrachteten Jahre (1 bzw. 10 Jahre), ab. Um dies zu verdeutlichen, werden die Quantile mit der zugehörigen Anzahl der Werte in der Tabelle 20, bei einer zeitlichen Auflösung von 15 Minuten, dargestellt.

In der folgenden Tabelle 20 befinden sich die Anzahl der berechneten Wirkleistungswerte zugehöriger Quantile für 10 Jahre, bei einer Anzahl von 350 400 Wirkleistungswerten.

Tabelle 20: Berechnung der Anzahl der Wirkleistungswerte verschiedener Quantile (Maximum bis 99,0 %-Quantil) für 10 Jahre

Quantile	Anzahl der Werte
Maximum	1 x 15 Minuten
99,999 %	3,5 x 15 Minuten
99,99 %	35 x 15 Minuten
99,9 %	350 x 15 Minuten
99,0 %	3504 x 15 Minuten

Die in dieser Arbeit beschriebene probabilistische Methode (siehe Kapitel 6) zur Generierung von Wirkleistungen auf Basis von 10 Jahren mit insgesamt 350 400 Wirkleistungswerten werden verwendet, um einzelne Spitzenleistungsquantile (z.B. 99,999 %-Quantil) anhand der absteigend sortierten Dauerlinie auszuwerten, um in Folge die Dimensionierung der elektrischen Betriebsmittel durchzuführen. Bei dem 99,999 %-Quantil handelt es sich um den 3,5-ten Wirkleistungswert einer absteigend sortierten Dauerlinie.

In der folgenden Tabelle 21 befinden sich die Anzahl der berechneten Wirkleistungswerte zugehöriger Quantile für 1 Jahr, bei einer Anzahl von 35 040 Wirkleistungswerten.

Tabelle 21: Berechnung der Anzahl der Wirkleistungswerte verschiedener Quantile (Maximum bis 99,0 %-Quantil) für 1 Jahr

Quantile	Anzahl der Werte
Maximum	1 x 15 Minuten
99,99 %	3,5 x 15 Minuten
99,9 %	35 x 15 Minuten
99,0 %	350 x 15 Minuten

Die Angaben der Spitzenleistungsquantile bei Betrachtung eines Jahres bzw. von 10 Jahren sind nicht zu verwechseln mit den Angaben der Wirkleistungen verschiedener Quantile innerhalb eines Zeitintervalls (15 Minuten) aus dem Kapitel 2.1.

Die Angaben der Wirkleistungswerte der verschiedenen Quantile in Kapitel 2.1 beziehen sich bspw. auf eine Anzahl von 261 Wirkleistungswerte (20-kV/0,4-kV-Niederspannungs-transformator) bzw. 2 464 Wirkleistungswerte (elektrifizierte städtische Haushalte) pro 15-Minuten-Zeitintervall eines beispielhaften Typtages. Im Gegensatz dazu werden bei den Spitzenleistungsquantilen die absteigend sortierten Wirkleistungen für ein Jahr (35 040 Wirkleistungen) bzw. für 10 Jahre (350 400 Wirkleistungen) herangezogen.

## Anwendung zur Auslegung anhand von Spitzenleistungsquantilen

In der Tabelle 22 sind die Verfügbarkeitsklassen VK 0 bis 5 mit den Bezeichnungen gemäß dem IT-Grundsicherheitsstandard [140] dargestellt. Diese enthalten Empfehlungen gemäß dem Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik BSI für Methoden, Prozesse und Verfahren sowie Vorgehensweisen und Maßnahmen mit Bezug zur Informationssicherheit [141]. Diese Einteilung orientiert sich an der Hochverfügbarkeitsklassifizierung AEC (Availability Environment Classification) der Harvard Research Group [142].

Tabelle 22: Verfügbarkeitsklassen VK 0 bis 5 im IT-Bereich [140]

Verfügbarkeitsklasse	Bezeichnung
VK 0 (~ 95,0 %)	Hinsichtlich der Verfügbarkeit sind keine Maßnahmen zu treffen
VK 1 (99,0 %)	Normale Verfügbarkeit
VK 2 (99,9 %)	Hohe Verfügbarkeit
VK 3 (99,99 %)	Sehr hohe Verfügbarkeit
VK 4 (99,999 %)	Höchste Verfügbarkeit
VK 5 (100 %)	Desaster-Tolerant

Da auch in der Energietechnik im Speziellen zur Versorgung elektrischer Stromnetzkunden eine große Verfügbarkeit vonnöten ist, richtet man sich an diesen Kennwerten hinsichtlich der Verfügbarkeit.

## 6.7 Elektrifizierte Haushalte – Analyse elektrischer Wirkleistungen und elektrischer Wirkleistungsänderungen

Um in weiterer Folge die Dimensionierung anhand der elektrischen Stromtragfähigkeit einzelner Betriebsmittel (Transformatoren, Kabel und Freileitungen) durchzuführen, ist es nicht das Ziel, das exakt gemessene Wirkleistungsbezugsverhalten inklusive des Verhaltens der Wirkleistungsänderungen eines einzelnen Haushalts aufgrund des stochastischen Leistungsbezugsverhaltens der elektrifizierten Haushalte im Detail nachzubilden. Die Analysen hinsichtlich der Wirkleistungen und der Wirkleistungsänderungen werden herangezogen, um die real gemessenen Smart-Meter-Daten der Methode der probabilistischen Wirkleistungswertgenerierung gegenüberzustellen. Dabei wird die Frage beantwortet, ob die Wirkleistungen sowie die Wirkleistungsänderungen bei Betrachtung der gemessenen Daten im Vergleich zu der probabilistischen Methode hinsichtlich der Belastungen a) gemäßigter bzw. b) gleichwertig oder c) anfordernder sind. Damit wird gezeigt, ob es anhand der probabilistischen Methode zur Generierung der elektrischen Wirkleistungsprofile für ein Kollektiv von elektrifizierten Haushalten mit überwiegendem Anteil städtischer Wohnungen zu einer Unterschätzung der auftretenden Wirkleistung im Vergleich zu den gemessenen Smart-Meter-Daten kommt.

### Elektrische Wirkleistungsänderungen

In der Gleichung (48) ist die mittlere Wirkleistungsänderung  $\Delta \bar{P}$  zwischen zwei verschiedenen Zeitpunkten  $t_i$  und  $t_{i+\Delta t}$  auf Viertelstundenbasis dargestellt.

$$\Delta\bar{P} = \frac{\Delta E}{\Delta t} = \frac{\int_{t_i}^{t_i+\Delta t} P dt - \int_{t_i-\Delta t}^{t_i} P dt}{\Delta t} \quad (48)$$

In Gleichung (48) wird die Energie  $\Delta E$  anhand des fortlaufenden Zählerstandes zwischen den beiden Zeitpunkten  $t_i$  und  $t_{i+\Delta t}$  berechnet.

In der linken Abbildung 41 a) sind die einzelnen Wirkleistungsänderungen  $\Delta\bar{P}/\Delta t$  der gemessenen Smart-Meter-Daten für verschiedene Kollektivgrößen, bestehend aus 22 HH, 44 HH und 88 HH, dargestellt. Dafür werden aus den gemessenen Smart-Meter-Daten von 88 Haushalten (HH) die einzelnen Summenlastprofile auf Jahresbasis (35 040 Wirkleistungswerte) für eine Anzahl von beispielsweise 22 Haushalten (HH) gebildet und aus diesem Summenlastprofil die mittleren Wirkleistungsänderungen  $\Delta\bar{P}/\Delta t$  berechnet. Für die 22 Haushalte (HH) werden jene Wirkleistungsprofile ausgewählt, die den höchsten Strombedarf innerhalb eines Jahres aufweisen. Dadurch wird implizit erreicht, dass die gemessenen Wirkleistungsprofile verschiedener elektrifizierter Haushalte einen hohen Wirkleistungsbedarf im Hinblick auf die weiterführenden Analysen besitzen. Diese Vorgehensweise wird ebenfalls für die Auswahl der 44 Haushalte angewendet.

Im Vergleich dazu sind in der rechten Abbildung 41 b) die mittleren Wirkleistungsänderungen  $\Delta\bar{P}/\Delta t$  der probabilistisch generierten Wirkleistungswerte (22, 44, 88 HH) auf Jahresbasis (35 040 Wirkleistungswerte) gegenübergestellt.

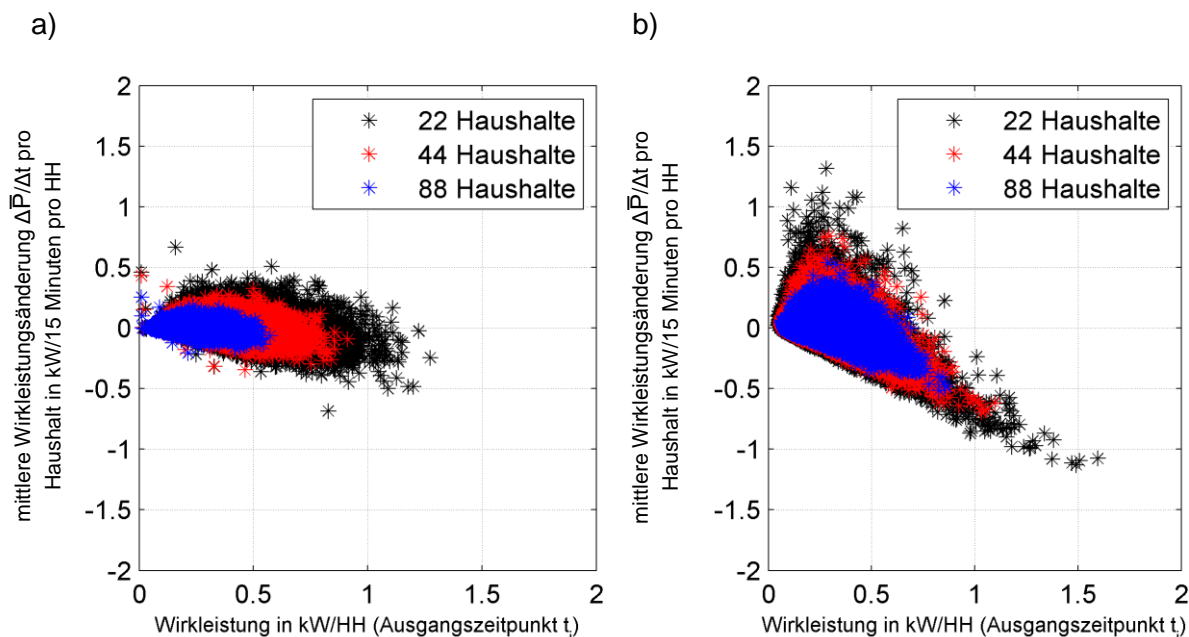


Abbildung 41: Wirkleistungsänderungen  $\Delta\bar{P}/\Delta t$  a) der gemessenen Smart-Meter-Daten (22, 44, 88 HH) und b) der probabilistisch generierten Wirkleistungswerte (22, 44, 88 HH)

Wie in der linken Abbildung 41 a) ersichtlich ist, nehmen die Wirkleistungsänderungen  $\Delta\bar{P}/\Delta t$  pro Haushalt bei steigender Größe des Kollektives ab. Bei einer Kollektivgröße von 22 HH ergeben sich positive sowie negative Wirkleistungsänderungen mit einem Betrag kleiner  $|1,0|$  kW/15 Minuten pro Haushalt. Die Ausgangsleistung (Ausgangszeitpunkt  $t_i$ ) ist dabei nicht größer als 1,3 kW/15 Minuten pro Haushalt.

Dies steht im Vergleich zu den probabilistisch generierten Wirkleistungen für eine steigende Kollektivgröße (22, 44, 88 HH) von elektrifizierten Haushalten. In diesem Fall sind in der

rechten Abbildung 41 b) stärkere Wirkleistungsänderungen ersichtlich. Wie auch bei den gemessenen Smart-Meter-Daten zeigt sich bei steigender Kollektivgröße eine generelle Abnahme der mittleren Wirkleistungsänderungen  $\Delta\bar{P}/\Delta t$  pro Haushalt.

Bei Betrachtung der mittleren Wirkleistungsänderungen  $\Delta\bar{P}/\Delta t$  für ein Kollektiv von 22 HH in Abbildung 41 b) ergeben sich, ausgehend von einer geringeren Wirkleistung (Ausgangsleistung  $< 0,5$  kW/15 Minuten pro HH), vereinzelt Leistungsänderungen von bis zu  $+1,31$  kW/15 Minuten pro Haushalt. Ausgehend von einer hohen Wirkleistung (Ausgangsleistung  $> 1,0$  kW/15 Minuten pro Haushalt) ergeben sich mittlere negative Wirkleistungsänderungen von  $-1$  bis  $-1,13$  kW/15 Minuten pro Haushalt.

Um die berechneten Wirkleistungsänderungen der gemessenen Smart-Meter-Daten mit den berechneten Wirkleistungsänderungen anhand der probabilistisch generierten Wirkleistungen für eine Kollektivanzahl von 22 Haushalten im Detail zu betrachten, werden charakteristische Kennwerte (Mittelwert, 95 % - 99,99 %-Quantil, Maximum) der mittleren Wirkleistungsänderungen ausgewertet. Die Abbildung 42 zeigt die positiven und negativen mittleren Wirkleistungsänderungen der gemessenen Smart-Meter-Daten (S-M-D  $\Delta\bar{P}/\Delta t$ , 22 HH) sowie der probabilistisch generierten Wirkleistungen (Prob  $\Delta\bar{P}/\Delta t$ , 22 HH) einer Anzahl von 22 Haushalten. Es wird darauf hingewiesen, dass das 99,99 %-Quantil bei einer Anzahl von 35 040 Wirkleistungen (entspricht 1 Jahr) mit einer Anzahl von  $3,5 \times 15$  Minuten übereinstimmt.

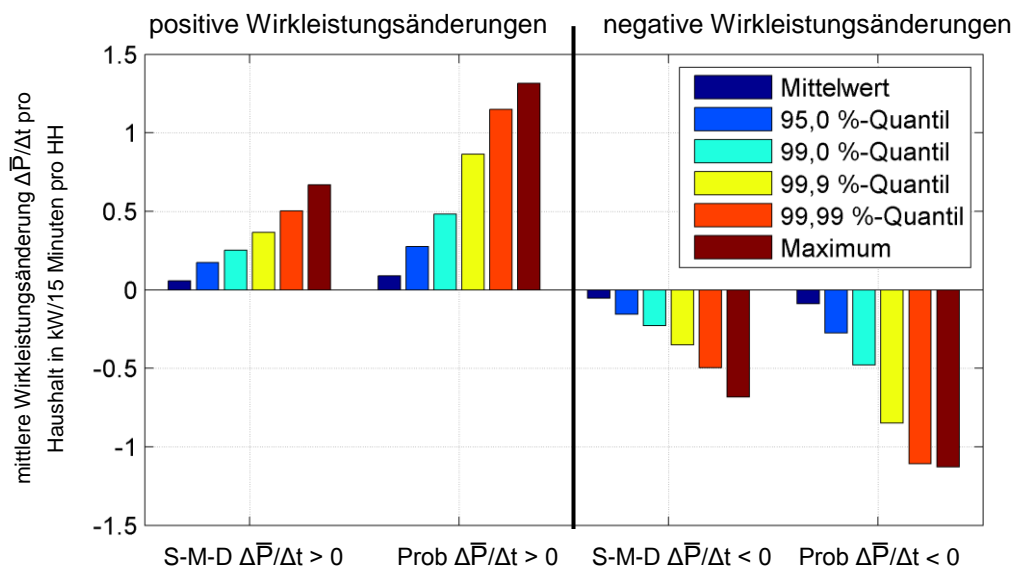


Abbildung 42: Gegenüberstellung positiver und negativer Wirkleistungsänderungen  $\Delta\bar{P}/\Delta t$  der Smart-Meter-Daten (S-M-D, 22 HH) und der probabilistisch generierten Wirkleistungswerte elektrifizierter Haushalte (Prob, 22 HH)

Die Abbildung 42 zeigt, dass bei Betrachtung der positiven sowie der negativen mittleren Wirkleistungsänderungen das Maximum der gemessenen Smart-Meter-Daten für 22 HH geringer ist als das 99,9 %-Quantil der probabilistisch generierten Wirkleistungen. Das 99,9 %-Quantil entspricht bei den positiven Wirkleistungsänderungen  $1,15$  kW/15 Minuten pro HH bzw. bei den negativen Wirkleistungsänderungen  $-1,11$  kW/15 Minuten pro HH. Das Maximum der gemessenen Smart-Meter-Daten liegt bei den positiven Wirkleistungsänderungen bei  $0,67$  kW/15 Minuten pro HH bzw. bei den negativen Wirkleistungsänderungen bei  $-1,13$  kW/15 Minuten pro HH.

-0,68 kW/15 Minuten pro HH. Hingegen beträgt das Maximum bei der probabilistischen Methode für positive Wirkleistungsänderungen 1,31 kW/15 Minuten pro HH bzw. für negative Wirkleistungsänderungen bei -1,13 kW/15 Minuten pro HH.

Dies führt zum Ergebnis, dass sich durch die Methode der probabilistischen Wirkleistungsgenerierung höhere Belastungsänderungen sowohl nach oben als auch nach unten für die Betriebsmittel ergeben. Zusätzlich wird, wie in Abbildung 41 dargestellt, die in dieser Arbeit durchgeführte Dimensionierung elektrischer Betriebsmittel (Transformator, Kabel und Freileitungen) strenger als bei Heranziehung der gemessenen Smart-Meter-Daten durchgeführt.

### Analyse der mittleren Wirkleistungsänderungen bei Betrachtung verschiedener einzelner Haushalte

Im Folgenden werden die gemessenen Smart-Meter-Daten dahingehend analysiert, ob sich nach einem hohen bereits bestehenden Wirkleistungsbedarf  $P(t = t_0)$  (Ausgangszustand  $t_0$ ) eine wesentlich erhöhte Wirkleistung  $P(t_1)$  im nächsten Zeitschritt  $t_1$  ergibt. Für die thermische Belastung der Niederspannungskabel sind diese Nachwirkungen bzw. die daraus abzuleitenden Beharrungszustände (Verharrungsleistung) entscheidend. Bei den Betrachtungen der einzelnen Zeitschritte  $t$  handelt es sich jeweils um 15-Minutenwerte.

Die folgende Untersuchung wird anhand real gemessener Smart-Meter-Daten der elektrifizierten Haushalte (88 HH) auf Jahresbasis (35 040 Wirkleistungswerte je Haushalt) durchgeführt. Dabei werden die gemittelten Wirkleistungen mit einer zeitlichen Auflösung von 15 Minuten ab einer Grenze von  $P_{HH} > 5$  kW für den Ausgangszustand  $t_0$  für weitere Analysen ausgewertet und herangezogen. Zusätzlich werden die nachfolgenden Wirkleistungen der darauffolgenden Zeitschritte  $t_1$  bis  $t_2$  herausgefiltert und im Detail betrachtet.

In der folgenden Abbildung 43 werden die 155 ausgewerteten Wirkleistungswerte mit einer Wirkleistung  $P(t = t_0) > 5$  kW dargestellt (rote Punkte). Die darauffolgenden Wirkleistungen  $P(t_1)$  zum Zeitschritt  $t_1$  (blaue Punkte) sowie die Wirkleistungen  $P(t_2)$  zum Zeitschritt  $t_2$  (schwarze Punkte) werden ebenfalls in dieser Abbildung 43 dargestellt. Die ausgewerteten Wirkleistungen  $P(t_0)$  bis  $P(t_2)$  der verschiedenen Zeitpunkte ( $t_0 - t_2$ ) sind gemeinsam auf der x-Achse aufgetragen.

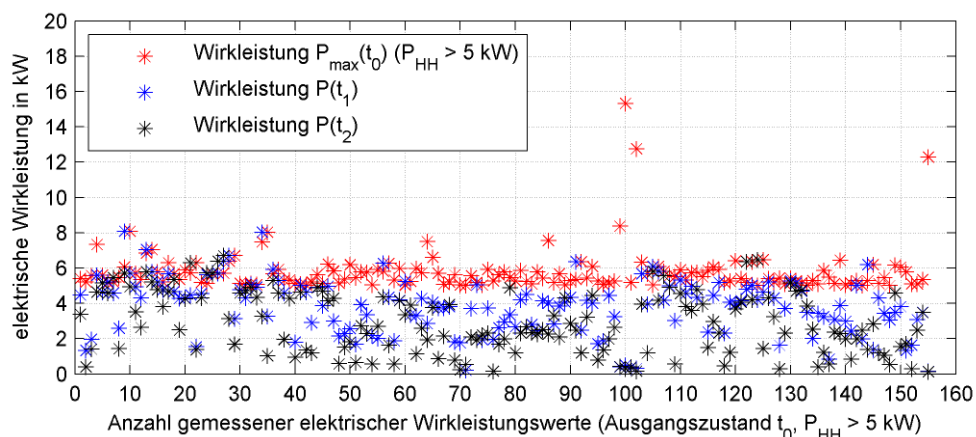


Abbildung 43: Ausgewählte Wirkleistungswerte ( $P(t_0)$ ,  $P_{HH} > 5$  kW) elektrifizierter Haushalte mit den zugehörigen Wirkleistungswerten  $P(t_1)$  bis  $P(t_2)$  nachfolgender Zeitpunkte ( $t_1$ ,  $t_2$ )

Der berechnete Mittelwert der ausgewerteten 155 Wirkleistungen  $P(t = t_0) > 5 \text{ kW}$  liegt bei 5,8 kW/HH (rote Punkte) für Ausgangszustand  $t_0$ .

Die Wirkleistungen  $P(t_1)$  des darauffolgenden Zeitpunktes (Zeitpunkt  $t_1$ ), bei einer Verweildauer von 15 Minuten, ausgehend vom Ausgangszustand  $t_0$ , liegen generell unter den Wirkleistungen  $P(t_0)$  des Ausgangszustandes  $t_0$ . Der berechnete Mittelwerte der Wirkleistungen  $P(t_1)$  für den nachfolgenden Zeitpunkt  $t_1$  beträgt 3,8 kW/HH (blaue Punkte).

Die Wirkleistungen  $P(t_2)$  nach 30 Minuten zum Zeitpunkt  $t_2$  zeigen im Vergleich zu den vorangehenden Zeitpunkten  $t_1$  bzw. dem Ausgangszeitpunkt  $t_0$  eine noch geringere Wirkleistung. Der Mittelwert der gemessenen Wirkleistungen  $P(t_2)$  zum Zeitpunkt  $t_2$  beträgt 2,9 kW/HH (schwarze Punkte).

In der Abbildung 44 werden die mittleren Wirkleistungsänderungen  $\Delta\bar{P}/\Delta t$  zwischen der Wirkleistung  $P(t = t_0)$  und der nachfolgenden Wirkleistung  $P(t_1)$  zum nachfolgenden Zeitschritt  $t_1$  im Detail analysiert. Dabei werden die mittleren Wirkleistungsänderungen  $\Delta\bar{P}/\Delta t$  zwischen den beiden Zeitschritten (Zeitschritt  $t_0$  und  $t_1$ ) auf der y-Achse und die Wirkleistungen  $P(t_0)$  zum Ausgangszeitpunkt  $t_0$  auf der x-Achse aufgetragen. Die in Abbildung 44 dargestellten Bereiche werden in weiterer Folge für zusätzliche Auswertungen herangezogen.

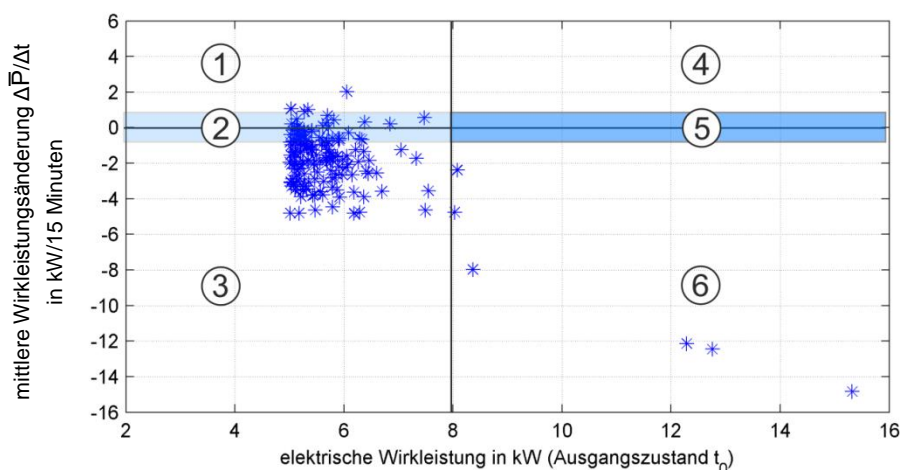


Abbildung 44: Mittlere Wirkleistungsänderung  $\Delta\bar{P}/\Delta t$  zwischen der Wirkleistung  $P(t = t_0)$  zum Ausgangszustand  $t_0$  und dem nachfolgenden Zeitpunkt  $t_1$  der gemessenen Smart-Meter-Daten elektrifizierter Haushalte inkl. der Darstellung verschiedener Bereiche (Nr. 1 bis Nr. 6)

Wie aus der Abbildung 44 ersichtlich ist, liegt der Großteil der mittleren Wirkleistungsänderungen  $\Delta\bar{P}/\Delta t$  im negativen Bereich. Es wird darauf hingewiesen, dass die weitere Unterscheidung zwischen einer Wirkleistung  $\geq 8 \text{ kW}$  zum Ausgangszeitpunkt  $t_0$  in den verschiedenen Bereichen (Nr. 1 - Nr. 6) willkürlich gewählt wird.

Der Bereich mit einer mittleren Wirkleistungsänderung  $\Delta\bar{P}/\Delta t$  um  $\pm 1 \text{ kW}/15 \text{ Minuten}$  wird dezidiert für hohe und geringe Ausgangsleistungen  $P(t_0)$  ausgewiesen (Bereich Nr. 2 bzw. Nr. 5). Diese Bereiche (Nr. 2 und Nr. 5) bei einer geringen mittleren Wirkleistungsänderung  $\Delta\bar{P}/\Delta t$  ( $\pm 1 \text{ kW}/15 \text{ Minuten}$ ) werden in weiterer Folge als Verharrungsleistung bezeichnet.



Die Verharrungsleistung im ausgewiesenen Bereich Nr. 5, ausgehend von einer hohen Wirkleistung  $> 8 \text{ kW}$ , wird bei den analysierten Smart-Meter-Daten der elektrifizierten Haushalte dezidiert nicht erreicht.

Die Ergebnisse aus Abbildung 44 werden anhand definierter Bereiche (Bereich Nr. 1 bis Nr. 6) sowie der Anzahl aufgetretener Ereignisse in der Tabelle 23, im Detail aufgelistet.

Tabelle 23: Auswertung der Ereignisse der verschiedenen Bereiche (Nr. 1 - Nr. 6) aus der Abbildung 44

Bereich	Eigenschaften zu den dargestellten Bereichen in Abbildung 44	Anzahl der Ereignisse
Nr. (1)	(+) Wirkleistungsänderungen $\Delta\bar{P}/\Delta t$ ausgehend von geringen Wirkleistungen ( $P < 8 \text{ kW}$ )	3
Nr. (2)	Verharrungsleistung ( $\pm 1 \text{ kW}$ ) ausgehend von geringen Wirkleistungen ( $P < 8 \text{ kW}$ )	50
Nr. (3)	(-) Wirkleistungsänderungen $\Delta\bar{P}/\Delta t$ ausgehend von geringen Wirkleistungen ( $P < 8 \text{ kW}$ )	96
Nr. (4)	(+) Wirkleistungsänderungen $\Delta\bar{P}/\Delta t$ ausgehend von hohen Wirkleistungen ( $P \geq 8 \text{ kW}$ )	0
Nr. (5)	Verharrungsleistung ( $\pm 1 \text{ kW}$ ) ausgehend von hohen Wirkleistungen ( $P \geq 8 \text{ kW}$ )	0
Nr. (6)	(-) Wirkleistungsänderungen $\Delta\bar{P}/\Delta t$ ausgehend von hohen Wirkleistungen ( $P \geq 8 \text{ kW}$ )	6

Wie aus der Tabelle 23 ersichtlich ist, treten die meisten Ereignisse im Bereich von Nr. 2 und Nr. 3 auf.

Anhand dieser Analyse wird gezeigt, dass sich im Falle eines hohen Wirkleistungsbedarfs ( $> 5 \text{ kW}$ , Ausgangszeitpunkt  $t_0$ ) keine weiteren Steigerungen des Wirkleistungsbedarfs im darauffolgenden Zeitschritt  $t_1$  ergeben. Zusätzlich sind in den gemessenen Smart-Meter-Daten keine Nachwirkungen hinsichtlich einer Verharrungsleistung ( $\pm 1 \text{ kW}/15 \text{ Minuten}$ ), ausgehend von einem höheren Wirkleistungsbedarf ( $\geq 8 \text{ kW}$ ), im nächsten Zeitschritt  $t_1$  ersichtlich.

Die einzelnen Messwerte im Bereich Nr. 2 stellen hinsichtlich der Methodik zur Generierung elektrischer Wirkleistungen anhand des verwendeten Bottom-Up-Ansatzes auf probabilistischer Basis kein Problem dar.

Da die Monte-Carlo-Methode ohne Berücksichtigung einer allfälligen Nachwirkung durchgeführt wird, konnte anhand der zuvor dargelegten Analyse der gemessenen Smart-Meter-Daten von 88 elektrifizierten Haushalten innerhalb eines Jahres gezeigt werden, dass keine Verharrungsleistungen bzw. positive Wirkleistungsänderungen nach einem gemessenen hohen elektrischen Wirkleistungsbedarf ( $\geq 8 \text{ kW}$ ) aufgetreten sind. Somit ist der in dieser Arbeit angewendete stochastische Ansatz zulässig.

### Elektrische Wirkleistungen

In der Abbildung 45 sind die absteigend sortierten Dauerlinien der gemessenen Wirkleistungen aus den Smart-Meter-Daten sowie den probabilistisch generierten Wirkleistungen (1 Jahr – 35 040 Wirkleistungswerte) für eine verschiedene Anzahl elektrifizierter Haushalte

(22, 44, 88 HH) beispielhaft dargestellt. Die Abbildung 45 a) beinhaltet eine lineare Skalierung bzw. die Abbildung 45 b) eine logarithmische Skalierung der x-Achse.

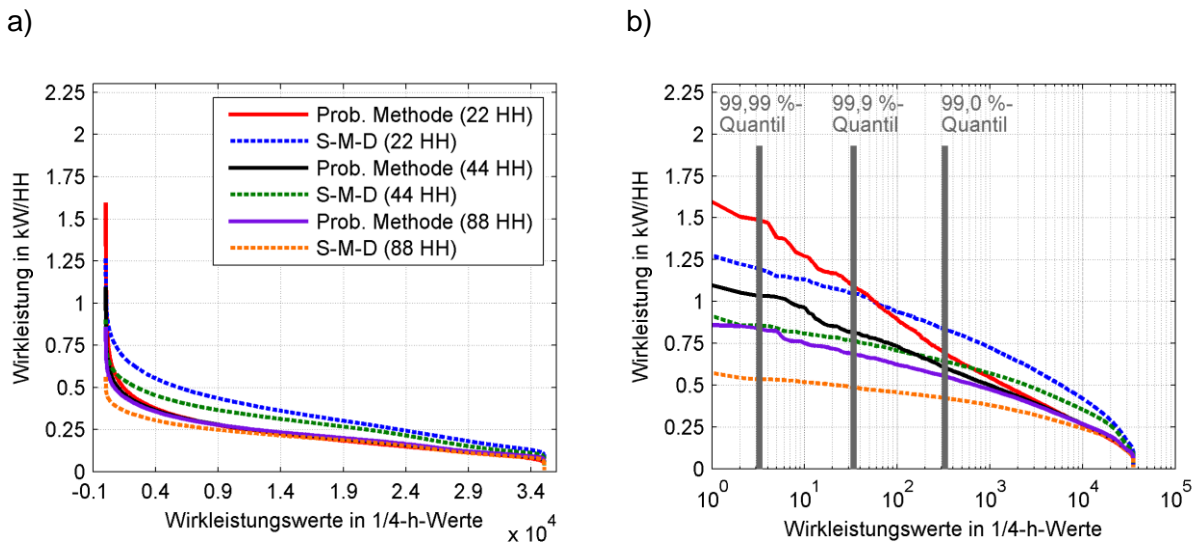


Abbildung 45: Dauerlinien verschiedener Kollektivanzahlen elektrifizierter Haushalte (22, 44, 88 HH) gemessener Smart-Meter-Daten (S-M-D) sowie probabilistisch generierter Wirkleistungen (Prob. Methode)  
a) lineare bzw. b) logarithmische Darstellung der x-Achse

Die Ergebnisse der gemessenen bzw. probabilistisch generierten Wirkleistungen, in der Abbildung 45 a) und b) dargestellt, zeigen ähnliche Ergebnisse wie auch die Analysen der Wirkleistungsänderungen  $\Delta \bar{P}/dt$ .

Aus der Abbildung 45 b) ist ersichtlich, dass bei Betrachtung eines Kollektives von 22 Haushalten bei der angewendeten probabilistischen Methode größere Wirkleistungen (Spitzenwerten) auftreten als bei den gemessenen Smart-Meter-Daten. Dies ist ebenfalls für ein Kollektiv von 44 Haushalten bzw. von 88 Haushalten zu beobachten. Bei Betrachtung der Ergebnisse der absteigend sortierten Dauerlinien für ein Kollektiv von 22 Haushalten bei der angewendeten probabilistischen Methode zeigt sich, dass ab einer Anzahl von 60 Wirkleistungswerten die elektrische Wirkleistung im Vergleich zu den gemessenen Smart-Meter-Daten geringer ist. Bei einer steigenden Kollektivgröße reduziert sich dieser Unterschied.

Generell werden bei den probabilistischen Simulationen etwaige Urlaubszeiten, bzw. wetterbedingte Reduktionen der Wirkleistung und in weiterer Folge der elektrischen Energie usw. nicht berücksichtigt. Zusätzlich ist darauf hinzuweisen, dass aufgrund der verwendeten gleichverteilten Zufallszahlen  $[0,1]$  bei der angewendeten probabilistischen Methode auch geringe Wirkleistungen möglich sind.

Hinsichtlich der gemessenen und der probabilistisch generierten Wirkleistungen stellen die Spitzenleistungen anhand der probabilistischen Methode eine stärkere Strombelastung für die in weiterer Folge durchgeführte Betriebsmitteldimensionierung als die gemessenen Smart-Meter-Daten dar.

## 6.8 Statistische Unsicherheit / Güte der Monte-Carlo-Methode

Die Monte-Carlo-Methode wird in den naturwissenschaftlichen Fachgebieten verwendet, um komplexe Simulationen wie z.B. die Lösung numerischer mathematischer Problemstellungen durchzuführen. Dabei werden numerische Probleme durch das wiederholte Ziehen von Zufallsstichproben aus gemessenen Verteilungen gelöst. Diese Methode eignet sich im Speziellen dann, wenn deterministische Lösungen einzelner Probleme sehr aufwendig bzw. nur sehr schwer lösbar sind. Als Anwendungsbeispiele gelten z.B. die Simulation von stochastischen Prozessen, Random Walks, hochdimensionale numerische Integration, u.v.m. [143].

Die Methode der Monte-Carlo-Simulation generiert deterministische Werte durch die Ziehung einzelner Stichproben aus einer bekannten bzw. gemessenen Verteilung. Die Wirkleistungsgenerierung in dieser Arbeit erfolgt unter Zuhilfenahme der Inversionsmethode mittels gleichverteilter Zufallszahlen für jeden einzelnen Zeitschritt der unterschiedlichen Typart (siehe Kapitel 6.1).

Um in weiterer Folge die Güte des zuvor beschriebenen Verfahrens zur Generierung elektrischer Wirkleistungswerte durch die Verwendung des Monte-Carlo-Verfahrens auf probabilistischer Basis zu bestimmen, kann folgender Schätzwert für die Anzahl der Wiederholungen  $N$  bei einer vorgegebenen Genauigkeit  $\varepsilon$  verwendet werden [94].

$$N \geq \frac{\left(z_{(1-\frac{\alpha}{2})}\right)^2}{\varepsilon^2} \quad (49)$$

In der Gleichung (49) steht der Term  $z_{(1-\alpha/2)}$  für die Skalierungsregeln der Normalverteilung, dabei wird die Irrtumswahrscheinlichkeit  $\alpha$  verwendet. In der folgenden Tabelle 24 ist die notwendige Anzahl der Versuche  $N$  bei Anwendung der Monte-Carlo-Methode mit unterschiedlichen Genauigkeiten  $\varepsilon$  (10 % - 0,1 %) und unterschiedlichen Irrtumswahrscheinlichkeiten  $\alpha$  (1 %, 5 % bzw. 0,3 %) aufgelistet [94].

Tabelle 24: Anzahl notwendiger Versuche  $N$  bei Anwendung der Monte-Carlo-Methode mit unterschiedlichen Genauigkeiten  $\varepsilon$  und verschiedenen Irrtumswahrscheinlichkeiten  $\alpha$

Genauigkeit $\varepsilon$	Irrtumswahrscheinlichkeit $\alpha$	Term $z_{(1-\alpha/2)}$	Anzahl Versuche $N$
10 %	5 %	1,96	384
1 %	5 %	1,96	38 416
0,1 %	5 %	1,96	3 841 600
10 %	1 %	2,58	666
1 %	1 %	2,58	66 564
0,1 %	1 %	2,58	6 656 400
10 %	0,3 %	2,97	882
1 %	0,3 %	2,97	88 209
0,1 %	0,3 %	2,97	8 820 900

Wie aus der Tabelle 24 ersichtlich ist, werden für eine Genauigkeit  $\varepsilon$  von 1 %, bei einer Irrtumswahrscheinlichkeit  $\alpha = 5$  %, in Summe 38 416 Versuche bzw. bei einer Irrtumswahrscheinlichkeit  $\alpha = 1$  % bei derselben Genauigkeit ( $\varepsilon = 1$  %) eine Anzahl von 66 564 Versuche benötigt.

Bei den generierten Wirkleistungsprofilen auf Jahresbasis für 10 elektrifizierte Haushalte werden 35 040 Wirkleistungen pro Jahr generiert. Dies entspricht für die 10 elektrifizierten Haushalte in 10 Jahren insgesamt 3 504 000 Wirkleistungswerte. Um die Genauigkeiten  $\varepsilon$  der ermittelten Spitzenwerte zu berechnen, werden verschiedene Irrtumswahrscheinlichkeiten  $\alpha$  angenommen:

- Irrtumswahrscheinlichkeit  $\alpha = 5$  %: Genauigkeit  $\varepsilon = 0,10$  %
- Irrtumswahrscheinlichkeit  $\alpha = 1$  %: Genauigkeit  $\varepsilon = 0,14$  %
- Irrtumswahrscheinlichkeit  $\alpha = 0,3$  %: Genauigkeit  $\varepsilon = 0,16$  %

Die Irrtumswahrscheinlichkeit  $\alpha = 0,3$  % entspricht einer Sicherheit von 99,7 % ( $3\sigma$ ). Die Anwendung der  $3\sigma$ -Regel führt im Allgemeinen zu einer sehr hohen Anzahl durchzuführender Versuche. In der Praxis gibt man sich mit einer geringen Sicherheit zufrieden. Dabei kann auch ein einseitiges 75 %-Quantil bzw. ein zweiseitiges 50 %-Quantil der Standardnormalverteilung verwendet werden [94].

In einer begleitenden Untersuchung werden für 10 elektrifizierte Haushalte 10 Jahresprofile mit einer Anzahl von 2000 Wiederholungen durchgeführt und jeweils das Spitzenleistungsquantil (99,999 %-Quantil) ausgewertet. Der prozentuelle Unterschied zwischen dem berechneten Mittelwert des Spitzenleistungsquantils (99,999 %-Quantil) bestehend aus 100 Wiederholungen bezogen auf den Mittelwert bestehend aus 2000 Wiederholungen liegt bei  $\sim 1$  %. Diese Genauigkeit wird für die in weiterer Folge durchgeführte Dimensionierung elektrischer Betriebsmittel als ausreichend befunden.

## 7 Auswertung verschiedener Spitzenleistungsquantile unterschiedlicher Kombinationen bestehend aus Verbrauchern und dezentralen Erzeugern

In diesem Kapitel wird der Fokus auf die Simulationen sowie die Auswertung verschiedener Spitzenleistungsquantile (99,999 % bis 99,0 %-Quantil) der folgenden Kombinationen bestehend aus städtischen Verbrauchern und dezentralen Stromerzeugungsanlagen an einem Netzknoten mit / ohne Stromspeicher demonstriert:

- Elektrifizierte Haushalte (HH)
- Elektrifizierte Haushalte (HH) in Kombination mit Warmwasserspeichern (H2O)
- Elektrifizierte Haushalte (HH) mit dezentraler Stromerzeugungsanlage (PV-Anlage)
- Elektrifizierte Haushalte (HH) in Kombination mit Warmwasserspeichern (H2O) und dezentraler Stromerzeugungsanlage (PV-Anlage) inklusive Stromspeicher

Bei den Analysen der elektrifizierten Haushalte werden zusätzlich die Auswirkungen hinsichtlich der dimensionierungsrelevanten Spitzenleistungsquantile bei der Verwendung der ausgewerteten Gamma- und der Weibullverteilung, im Vergleich zur Log-Normalverteilung, aufgezeigt. Zusätzlich werden die Auswirkungen auf die Spitzenleistungen der Kombination bestehend aus den elektrifizierten Haushalten (HH) mit unterschiedlichen Anschlussleistungen der elektrischen Warmwasserspeicher (1,5 kW/HH bzw. 3,5 kW/HH) sowie mit verschiedenen Einschaltzeitpunkten H2O (fixe Einschaltzeitpunkte  $t_{fix}$  bzw. probabilistische Einschaltzeitpunkte  $t_{prob}$ ) untersucht.

In der folgenden Abbildung 46 befindet sich eine sehr vereinfachte Darstellung eines Netzknotens bestehend aus den Erzeugern und den Verbrauchern. Als Verbraucher werden die Lasten der elektrifizierten Haushalte (HH) sowie die elektrisch betriebenen Warmwasserspeicher (H2O) verwendet. Als Erzeuger wird vorrangig die Wirkleistung der PV-Anlage bzw. das öffentliche Versorgungsnetz miteinbezogen. Zusätzlich ist es möglich, bei einem möglichen Stromüberschuss aus der PV-Anlage (bei bereits vollgeladenem Stromspeicher), diesen Strom in das öffentliche Versorgungsnetz einzuspeisen. Die Berechnung der Residualleistung wird für jeden einzelnen Zeitschritt anhand Gleichung (45) durchgeführt.

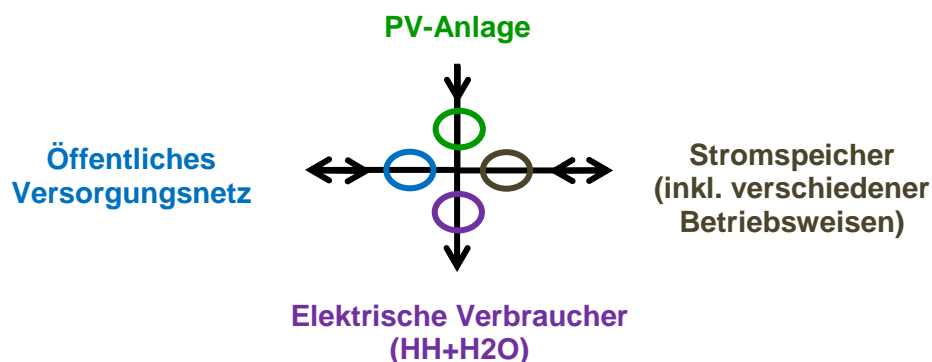


Abbildung 46: Vereinfachte Darstellung eines Netzknotens mit der Erzeugung (PV-Anlage) und den Verbrauchern (elektrische Last (Haushalt HH, Warmwasserspeicher H2O)) sowie dem Stromspeicher und dem öffentlichen Versorgungsnetz.

Bei der gemeinsamen Betrachtung zwischen den elektrifizierten Haushalten (HH) und der dezentralen Stromerzeugungsanlage (PV-Anlage) wird gezeigt, inwieweit es möglich ist, eine PV-Anlage zu integrieren, ohne die Abschätzung der Spitzenleistung gemäß TAEV [9] für die betrachtete Anzahl elektrifizierter Haushalte zu erhöhen. Anhand der zusätzlichen Integration von Stromspeichern mit unterschiedlichen Betriebsweisen (Überschussspeicher-, und Spitzenleistungsreduktionsbetrieb) wird der Effekt auf die verschiedenen Spitzenleistungsquantile (99,999 %- bis 99,0 %-Quantil) angegeben.

Der Abschluss dieses Kapitels beinhaltet die Gegenüberstellung der probabilistischen Methode mit den konventionellen Methoden zur Abschätzung der Spitzenleistung für unterschiedliche Kollektivgrößen elektrifizierter Haushalte. Zusätzlich werden in den Simulationen anhand des Bottom-Up-Ansatzes auf probabilistischer Basis die Effekte der elektrischen Warmwasserspeicher mit verschiedenen Anschlussleistungen und unterschiedlichen Einschaltzeitpunkten auf die Spitzenleistungsquantile untersucht.

## 7.1 Elektrifizierte Haushalte

Der in Kapitel 6 beschriebene Vorgang zur Erstellung der Jahresleistungsprofile für 10 Jahre bei einer definierten Anzahl elektrifizierter Haushalte wird mittels des Bottom-Up-Ansatzes auf probabilistischer Basis, in der Abbildung 33 dargestellt, durchgeführt. Dieser Vorgang wird für verschiedene Kollektivgrößen (5, 10, 20, 50, 100, 150 HH) elektrifizierter Haushalte insgesamt 100-mal durchgeführt. Diese Wiederholungsanzahl wird aus simulationstechnischen Effizienzgründen gewählt. In Summe wird folgende Anzahl an Wirkleistungen bei 100 Wiederholungen für eine unterschiedliche Kollektivgröße elektrifizierter Haushalte (HH) generiert:

- 5 HH: 175 200 000
- 10 HH: 350 400 000
- 20 HH: 700 800 000
- 50 HH: 1 752 000 000
- 100 HH: 3 504 000 000
- 150 HH: 5 256 000 000

Es wird darauf hingewiesen, dass für die weiteren Auswertungen die, auf Basis von 10 Jahren, generierten Summenleistungsprofile (350 400 Werte) bestehen bleiben. Für die statistischen Auswertungen der verschiedenen Spitzenleistungsquantile (99,999 %- bis 99,0 %-Quantil) werden für verschiedene Kollektivgrößen (5 - 150 HH) die insgesamt 100-mal generierten 10 Jahresprofile herangezogen. Aus den 100 generierten 10 Jahresprofilen werden in weiterer Folge für jedes einzelne Spitzenleistungsquantil (Maximum, 99,999 %- bis 99,0 %-Quantil) die Mittelwerte  $\bar{x}$  sowie die zugehörige Standardabweichung  $\sigma$  ermittelt.

In der Tabelle 25 sind die Mittelwerte  $\bar{x}$  und die zugehörige Standardabweichung  $\sigma$  der einzelnen Spitzenleistungsquantile (Maximum bis 99,0 %-Quantil) für eine unterschiedliche Kollektivgröße elektrifizierter Haushalte (5 - 150 HH) dargestellt.

Tabelle 25: Statistische Parameter (Mittelwert  $\bar{x}$  und Standardabweichung  $\sigma$ ) einzelner Spitzenleistungsquantile (Maximum bis 99,0 %-Quantil) für eine unterschiedliche Kollektivgröße elektrifizierter Haushalte (5 - 150 HH)

Spitzenleistungsquantile	Anzahl elektrifizierter Haushalte (HH)											
	5 HH		10 HH		20 HH		50 HH		100 HH		150 HH	
	$\bar{x}$	$\sigma$	$\bar{x}$	$\sigma$	$\bar{x}$	$\sigma$	$\bar{x}$	$\sigma$	$\bar{x}$	$\sigma$	$\bar{x}$	$\sigma$
	kW/HH		kW/HH		kW/HH		kW/HH		kW/HH		kW/HH	
Maximum (1 x 15')	14,8	4,9	9,3	2,6	5,9	2,5	3,4	1,2	2,1	0,5	1,6	0,4
99,999 % (3,5 x 15')	9,0	1,2	5,8	0,8	3,6	0,5	2,1	0,2	1,4	0,1	1,2	0,1
99,99 % (35 x 15')	4,7	0,2	3,1	0,1	2,1	0,1	1,3	0,04	1,0	0,02	0,9	0,02
99,9 % (350 x 15')	2,3	0,04	1,7	0,02	1,2	0,01	0,9	0,01	0,7	0,005	0,7	0,003
99,0 % (3504 x 15')	1,1	0,01	0,9	0,004	0,7	0,003	0,6	0,001	0,6	0,001	0,5	0,001

Wie aus Tabelle 25 ersichtlich ist, nimmt mit steigender Anzahl der elektrifizierten Haushalte, aufgrund der Gleichzeitigkeiten, der berechnete Mittelwert  $\bar{x}$  der verschiedenen Spitzenleistungsquantile pro elektrifizierten Haushalt (HH) ab.

Die Ergebnisse der elektrifizierten Haushalte aus der Tabelle 25 werden in weiterer Folge den Ergebnissen der elektrifizierten Haushalte HH in Kombination mit den elektrisch betriebenen Warmwasserspeichern (H<sub>2</sub>O) sowie den Ergebnissen gemäß TAEV [9] gegenübergestellt.

### Elektrifizierte Haushalte – Spitzenleistungsquantile Nachbildung mit unterschiedlichen Verteilungsfunktionen (Log-Normal-, Weibull-, Gammaverteilung)

Die statistische Auswertung passender Verteilungsfunktionen zur bestmöglichen Nachbildung des elektrischen Wirkleistungsbezugsverhaltens elektrifizierter Haushalte für einzelne Zeitschritte innerhalb eines Typtages zeigt, dass die Log-Normalverteilung mit überwiegender Mehrheit als passend erscheint (siehe Kapitel 4.1). Zusätzlich zur Log-Normalverteilung scheint die Weibull- sowie die Gammaverteilung in einzelnen Phasen – vor allem in den Nachtstunden – als passendere Verteilung als die Log-Normalverteilung.

Um die Eignung unterschiedlicher Verteilungsfunktionen (Log-Normal-, Weibull- sowie der Gammaverteilung) für die Dimensionierung anhand von Spitzenleistungsquantilen zu prüfen, werden, wie zuvor bereits beschrieben, Jahresleistungsprofile für 10 Jahre für eine unterschiedliche Kollektivgröße elektrifizierter Haushalte generiert.

Die einzelnen Wirkleistungswerte der verschiedenen Verteilungsfunktionen (Log-Normal-, Weibull- und Gammaverteilung) werden mit denselben gleichverteilten Zufallszahlen generiert, um die aufgetretenen Spitzenleistungen verschiedener Verteilungsfunktionen miteinander zu vergleichen. Dieser Vorgang wird, wie auch schon zuvor dargelegt, für die einzelnen Kollektivgrößen (5, 10 und 20 HH) elektrifizierter Haushalte insgesamt 100mal

wiederholt und im Anschluss daran der Mittelwert aus den verschiedenen Spitzenleistungsquantilen gebildet.

In der Tabelle 26 sind die verschiedenen ausgewerteten Mittelwerte der Spitzenleistungsquantile (Maximum bis 99,999 %-Quantil) der unterschiedlichen Verteilungsfunktionen (Log-Normal-, Weibull-, Gammaverteilung) für eine definierte Anzahl zusammengefasster elektrifizierter Haushalte (5 - 20 HH) dargestellt.

Tabelle 26: Spitzenleistungsquantile (Maximum bis 99,999 %-Quantile) verschiedener Verteilungsfunktionen (Log-Normal-, Weibull-, Gammaverteilung) für eine definierte Anzahl elektrifizierter Haushalte (5 - 20 HH)

Spitzenleistungsquantile	Untersuchte Verteilungsfunktionen			Anzahl elektrifizierter Haushalte HH
	Log-Normal	Weibull	Gamma	
	$\bar{x}$	$\bar{x}$	$\bar{x}$	
	kW/HH	kW/HH	kW/HH	
Maximum (1 x 15')	14,8	1,9	1,7	5 Haushalte
99,999 % (3,5 x 15')	9,0	1,7	1,5	
Maximum (1 x 15')	9,3	1,3	1,2	10 Haushalte
99,999 % (3,5 x 15')	5,8	1,2	1,1	
Maximum (1 x 15')	5,9	1,0	0,9	20 Haushalte
99,999 % (3,5 x 15')	3,6	0,9	0,8	

Wie aus Tabelle 26 ersichtlich ist, sind die ermittelten Spitzenleistungsquantile (99,999 %) der Weibull- und der Gammaverteilung bereits bei 5 elektrifizierten Haushalten ca. um den Faktor 5 bis 6 bzw. bei Betrachtung von 20 elektrifizierten Haushalten ca. um den Faktor 4 bis 4,5 geringer als bei der Log-Normalverteilung. Dies kann in weiterer Folge zu einer Unterschätzung der möglichen auftretenden Spitzenleistung und in weiterer Folge zu einer Unterdimensionierung elektrischer Betriebsmittel (z.B. Transformatoren, Kabel und Freileitungen) führen. Daraus folgt, dass sich die Weibull- und die Gammaverteilung nicht für die Methode der Wirkleistungswertgenerierung sowie der Auswertung anhand von Spitzenleistungsquantilen eignet.

### Elektrifizierte Haushalte – Vergleich zwischen der probabilistischen Methode und den technischen Anschlussbedingungen TAEV [9]

In den weiteren Betrachtungen wird – wie auch schon in der vorigen Analyse gezeigt – ausschließlich die Log-Normalverteilung zur Modellierung des elektrischen Wirkleistungsbezugsverhaltens elektrifizierter Haushalte herangezogen. In der Abbildung 47 sind die ausgewerteten Spitzenleistungsquantile (Maximum bis 99,99 %-Quantil) mit den Spitzenleistungen gemäß TAEV [9] (TAEV min/max) aus der Tabelle 25 dargestellt.



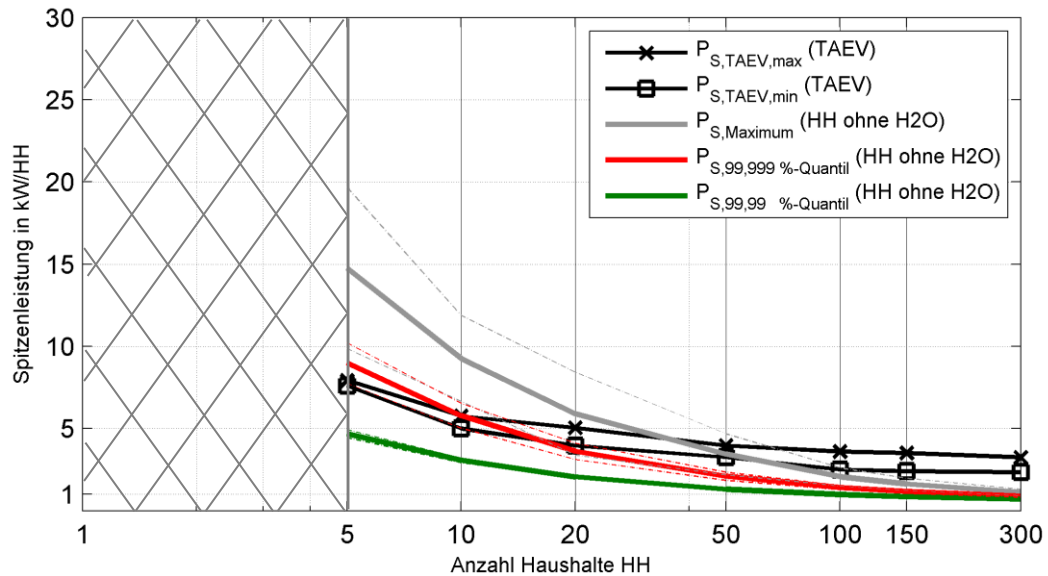


Abbildung 47: Spitzenleistungsabschätzung gemäß TAEV [9] (TAEV min/max) sowie gemäß Spitzenleistungsquantile (Maximum bis 99,99 %-Quantil) in Abhängigkeit der Anzahl elektrifizierter Haushalte HH ohne elektrische Warmwasserspeicher H2O – halblogarithmischer Maßstab

Wie aus Abbildung 47 ersichtlich ist, zeigt der Mittelwert der Maximalwerte (1 x 15 Minuten, grauer Verlauf) sehr hohe Spitzenleistungswerte im Vergleich zu der berechneten Spitzenleistungsabschätzung gemäß TAEV [9].

Das 99,999 %-Quantil (3,5 x 15 Minuten, roter Verlauf) zeigt für 5 elektrifizierte Haushalte (5 HH) ebenfalls eine höhere Spitzenleistung (Mittelwert  $\bar{x} = 9,0$  kW/HH, Standardabweichung  $\sigma = \pm 1,2$  kW/HH) im Vergleich zur TAEV [9] unter Einbeziehung des minimalen bzw. maximalen Gleichzeitigkeitsfaktors  $g_{TAEV,min/max}$  in Kombination mit einer Bemessungsleistung  $P_{HH}$  gemäß TAEV [9] (Einheitsleistung von 18 kW).

Erst bei einem größeren Kollektiv elektrifizierter Haushalte (> 20 HH) zeigt sich eine geringere Spitzenleistung pro elektrifizierten Haushalt bei Betrachtung des 99,999 %-Quantils gegenüber der TAEV [9].

In weiterer Folge wird in dem Kapitel 7.2 das 99,999 %-Quantil bzw. 99,99 %-Quantil im Detail analysiert. Zusätzlich werden die elektrischen Warmwasserspeicher (H2O) in die Auswertung miteinbezogen.

## 7.2 Elektrifizierte Haushalte mit elektrischen Warmwasserspeichern

Die zusätzliche Miteinbeziehung elektrischer Warmwasserspeicher (H2O) in Kombination mit den elektrifizierten Haushalten (HH) zeigt die Auswirkungen auf die berechneten Spitzenleistungsquantile (99,999 % bis 99,99 %-Quantil) bei einer verschiedenen Kollektivgröße elektrifizierter Haushalte (HH).

Die probabilistisch generierten Energiewerte der elektrischen Warmwasserspeicher, zur Nachbildung des täglichen Energiebedarfs der elektrifizierten Haushalte, werden anhand der Gammaverteilung generiert. Die Aufladung der elektrischen Warmwasserspeicher erfolgt, wie auch in der Praxis derzeit üblich, durch ein Rundsteuersignal (fixe Einschaltzeit  $t_{fix}$ ) in der Nacht. Dabei wird in dem Simulationsmodell für jeden Tag innerhalb von 10 Jahren genau

eine Aufladung durchgeführt. Die Anschlussleistungen der elektrischen Warmwasserspeicher werden in den unterschiedlichen Simulationsdurchläufen entweder mit 1,5 kW/HH bzw. mit 3,5 kW/HH angenommen. Die einzelnen Simulationen für eine definierte Anzahl von elektrifizierten Haushalten in Kombination mit elektrischen Warmwasserspeichern werden, wie zuvor, 100mal wiederholt und daraus der Mittelwert sowie die zugehörige Standardabweichung für die einzelnen Spitzenleistungsquantile bestimmt.

Die Ergebnisse des ausgewerteten Spitzenleistungsquantils (99,999 %-Quantil, 3,5 x 15 Minuten) für die elektrifizierten Haushalte (HH, roter Verlauf) in Kombination mit den elektrischen Warmwasserspeichern H<sub>2</sub>O mit einer Anschlussleistung von 1,5 kW/HH (HH + H<sub>2</sub>O, violetter Verlauf) bzw. mit einer Anschlussleistung von 3,5 kW/HH (HH + H<sub>2</sub>O, oranger Verlauf) sind in der Abbildung 48 dargestellt.

Zusätzlich zu den berechneten Mittelwerten des Spitzenleistungsquantils (99,999 %-Quantil) sind die Standardabweichungen  $\sigma$  in gepunkteter Form (strichliert) für verschiedene Kollektivgrößen elektrifizierter Haushalte (1 - 300 HH) dargestellt.

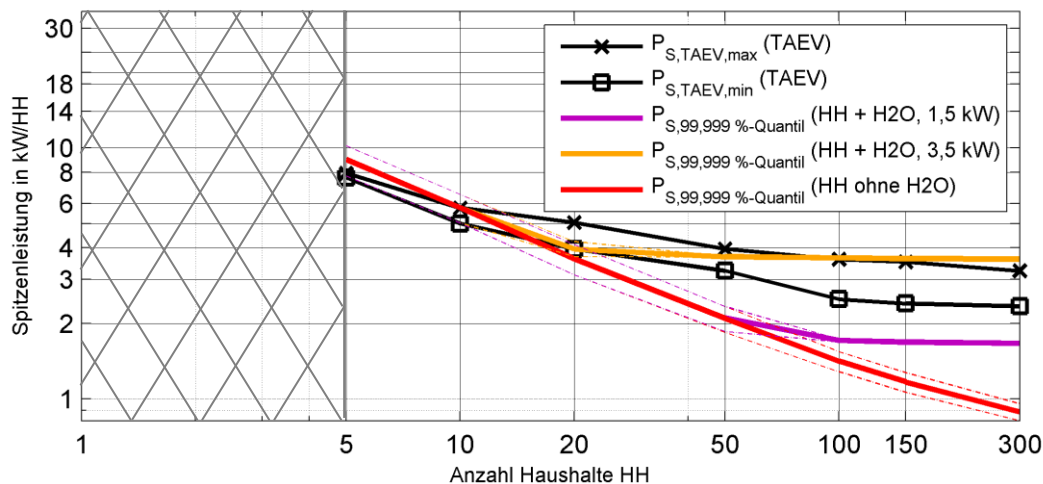


Abbildung 48: Spitzenleistungsabschätzung gemäß TAEV [9] (TAEV min/max) bzw. gemäß Spitzenleistungsquantil (99,999 %-Quantil) in Abhängigkeit der Anzahl elektrifizierter Haushalte HH mit / ohne elektrische Warmwasserspeicher H<sub>2</sub>O (Anschlussleistung 3,5 kW/HH bzw. 1,5 kW/HH, fixer Einschaltzeitpunkt) – doppelt logarithmischer Maßstab

Aus der Abbildung 48 ist ersichtlich, dass die zusätzliche Miteinbeziehung elektrischer Warmwasserspeicher in Kombination mit elektrifizierten Haushalten HH das Spitzenleistungsquantil 99,999 %-Quantil (3,5 x 15 Minuten) bei einer geringen Anzahl elektrifizierter Haushalte (5 HH bis 20 HH) durch die elektrischen Warmwasserspeicher H<sub>2</sub>O nur geringfügig beeinflusst wird. Bei einer großen Anzahl von elektrifizierten Haushalten (> 20 HH bis 300 HH) zeigt sich, dass das Spitzenleistungsquantil gegen die angenommene Anschlussleistung der elektrischen Warmwasserspeicher (3,5 kW/HH bzw. 1,5 kW/HH) konvergiert. D.h. ab dieser Kollektivgröße elektrifizierter Haushalte HH mit elektrischen Warmwasserspeichern H<sub>2</sub>O (fixe Einschaltzeitpunkte  $t_{fix}$ ) sind die elektrisch betriebenen Warmwasserspeicher dominant. Die einzelnen ausgewerteten Spitzenleistungsquantile (99,999 %- bis 99,00 %-Quantil) der elektrisch betriebenen Warmwasserspeicher H<sub>2</sub>O mit den fixen Einschaltzeitpunkten und den verschiedenen Anschlussleistungen (1,5 kW/HH bzw. 3,5 kW/HH) befinden sich im Anhang (siehe Tabelle 42 bzw. Tabelle 43).

Die Ergebnisse aus Abbildung 48 zeigen, dass für eine große Kollektivanzahl elektrifizierter Haushalte (100 HH) in Kombination mit elektrischen Warmwasserspeichern (Anschlussleistung 3,5 kW/HH, fixe Einschaltzeitpunkte) das berechnete Spitzenleistungsquantil (99,999 %-Quantil) mit 3,6 kW/HH der Spitzenleistung der TAEV [9] von 3,6 kW/HH entspricht. Die Miteinbeziehung elektrischer Warmwasserspeicher mit einer geringeren Anschlussleistung (1,5 kW/HH, fixe Einschaltzeitpunkte) zeigt für das Spitzenleistungsquantil (99,999 %-Quantil) eine Spitzenleistung von 1,7 kW/HH im Vergleich zur TAEV [9].

Ohne die Miteinbeziehung der elektrischen Warmwasserspeicher ergibt sich für 100 elektrifizierte Haushalte das Spitzenleistungsquantil (99,999 %-Quantil) zu 1,4 kW/HH. Hingegen zeigt sich bei gleicher Anzahl elektrifizierter Haushalte eine Spitzenleistung gemäß TAEV von 3,6 kW/HH (TAEV max) bzw. 2,5 kW/HH (TAEV min).

Der Vollständigkeit halber werden in der Abbildung 49 die Ergebnisse des Spitzenleistungsquantils (99,99 %-Quantil, 35 x 15 Minuten) der elektrifizierten Haushalte (grüner Verlauf) mit den elektrischen Warmwasserspeichern (Anschlussleistung 1,5 kW/HH (violetter Verlauf) bzw. 3,5 kW/HH (oranger Verlauf) mit fixen Einschaltzeitpunkten) im doppelt logarithmischen Maßstab dargestellt.

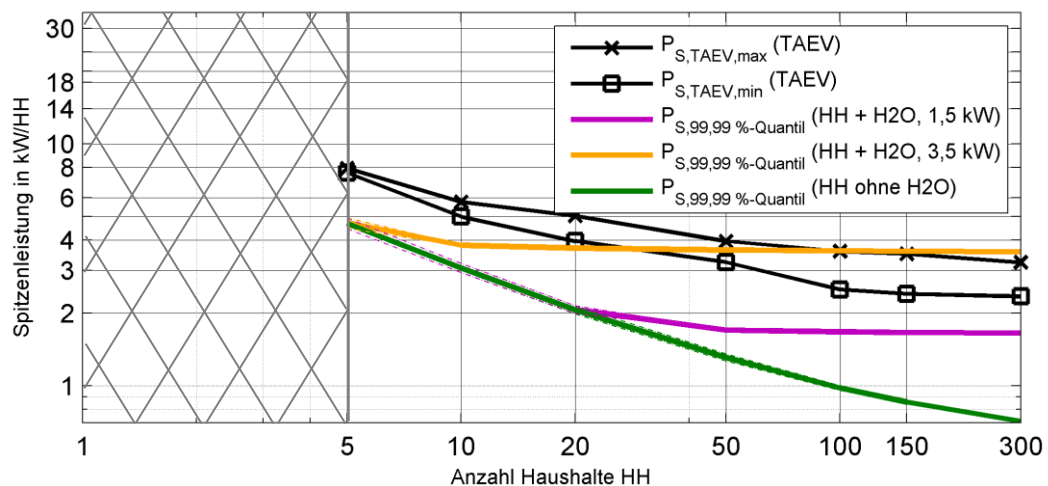


Abbildung 49: Spitzenleistungsabschätzung gemäß TAEV [9] (TAEV min/max) bzw. gemäß Spitzenleistungsquantile (99,99 %-Quantil) in Abhängigkeit der Anzahl elektrifizierter Haushalte HH mit / ohne elektrische Warmwasserspeicher H<sub>2</sub>O (1,5 kW/HH bzw. 3,5 kW/HH, fixer Einschaltzeitpunkt) – doppelt logarithmischer Maßstab

In der Abbildung 49 ist ersichtlich, dass das Spitzenleistungsquantil (99,99 %-Quantil, 35 x 15 Minuten) bis zu einer Anzahl von 20 elektrifizierten Haushalten HH eine geringere Spitzenleistung als die TAEV [9] aufweist. Die zusätzliche Miteinbeziehung der elektrischen Warmwasserspeicher H<sub>2</sub>O mit einer Anschlussleistung von 3,5 kW/HH (fixe Einschaltzeitpunkte) erreicht, bei einer großen Anzahl elektrifizierter Haushalte, die Spitzenleistung gemäß TAEV [9]. Bei Verwendung einer geringeren Anschlussleistung der elektrischen Warmwasserspeicher H<sub>2</sub>O von 1,5 kW/HH ist eine geringere Spitzenleistung pro elektrifizierten Haushalt HH ersichtlich.

### 7.3 Elektrifizierte Haushalte mit dezentraler Stromerzeugungsanlage

Um bei einer gemeinsamen Betrachtung bestehend aus den Lasten der elektrifizierten Haushalte und der dezentralen Stromerzeugungsanlage (PV-Anlage) den Effekt auf die verschiedenen Spitzenleistungsquantile sowie in weiterer Folge auf die Dimensionierung von elektrischen Betriebsmitteln aufzuzeigen, werden weiterführende Simulationen durchgeführt. Die probabilistisch generierten Wirkleistungswerte für eine unterschiedliche Anzahl elektrifizierter Haushalte HH werden, wie auch schon zuvor, für einen Betrachtungszeitraum von 10 Jahren mit einer zeitlichen Auflösung von 15 Minuten herangezogen.

Um die dezentrale PV-Anlage zu simulieren, wird auf ein real gemessenes Jahresleistungsprofil einer PV-Anlage zurückgegriffen (siehe Kapitel 6.4). Dieses Jahresprofil wird auf die Modulleistung der PV-Anlage normiert und wird in den Simulationen schrittweise anhand der Ausbauleistung gesteigert. In den nachfolgenden Simulationen wird eine PV-Anlage gemeinsam mit 10 elektrifizierten Haushalten an einem Netzknoten betrachtet.

In der folgenden Gleichung (51) befindet sich die berechnete Residualeistung  $p_{RES}(t)$  für jeden einzelnen Zeitschritt  $t$  mit den aufgelisteten Verbrauchern (elektrifizierte Haushalte) und der dezentralen Stromerzeugungsanlage (PV-Anlage).

$$p_{RES}(t) = p_{PV}(t) - p_{HH}(t) \quad (50)$$

Da für die Betriebsmitteldimensionierung sowie für die Stromerwärmung der eingesetzten Kabel und Freileitungen die Stromflussrichtung nicht entscheidend ist, wird in weiterer Folge der Betrag der Residualeistung  $|p_{RES}(t)|$  berechnet. In den Simulationen wird das gemessene und normierte Jahresprofil der PV-Anlage zehnmal verwendet.

Im Folgenden werden die einzelnen Parameter der durchgeführten Simulationen aufgelistet:

#### Elektrifizierte Haushalte (HH)

- Anzahl städtischer Haushalte (HH): 10 HH
- Leistungswertgenerierung: probabilistisch gemäß Log-Normalverteilung  $\mu(t)$ ,  $\sigma(t)$
- Zeitliche Perioden: „Winter“, „Sommer“, „Übergangszeit“
- Typtage: „Werktag“, „Samstag“, „Sonntag“

#### Dezentrale Stromerzeugungsanlage – PV-Anlage (PV)

- Normierte Ausbauleistung der PV-Anlage (PV): 1 - 15 kWp/HH
- Leistungswertgenerierung: gemessenes Jahresprofil
- Aufstellungswinkel, Ausrichtung: 30°, Süden
- Blindleistungsmanagement:  $\cos \varphi = 1$

In der Abbildung 50 werden die Ergebnisse der durchgeführten Simulationen in Form von Dauerlinien dargestellt. In den Simulationen wird schrittweise die Ausbauleistung der PV-Anlage, beginnend von 0 kWp/HH bis 15 kWp/HH, gesteigert und der Betrag der Residualeistung  $|p_{RES}(t)|$  bestehend aus der Erzeugung und der Last für jeden einzelnen Zeitschritt  $t$  berechnet. Zusätzlich zu den einzelnen Dauerlinien sind die Spitzenleistungsquantile (99,999 % bis 99,9 %-Quantil) in der Abbildung 50 angedeutet.

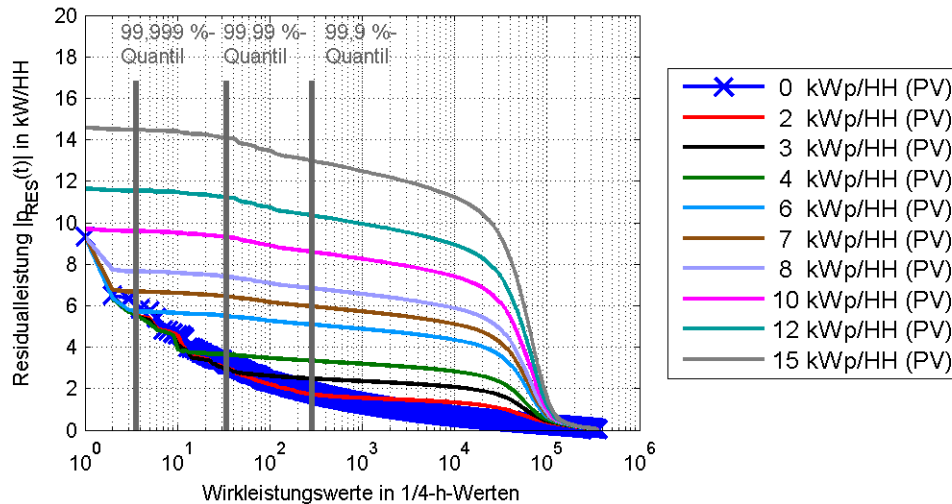


Abbildung 50: Dauerlinien berechneter Residualleistungen  $|P_{RES}(t)|$  für 10 elektrifizierte Haushalte (10 HH) bei steigender Ausbauleistung der PV-Anlage (0 kWp/HH bis 15 kWp/HH) – halblogarithmischer Maßstab [12]

Wie aus der Abbildung 50 ersichtlich ist, ergibt sich durch die schrittweise Erhöhung der Ausbauleistung der PV-Anlage eine Erhöhung der Residualleistung  $|P_{RES}(t)|$ . Als Referenzszenario wird die Residualleistung ohne PV-Anlage (0 kWp/HH, blauer Verlauf) herangezogen. Bei der Betrachtung des 99,999 %-Quantils ( $3,5 \times 15$  Minuten) wird ab einer Ausbauleistung der PV-Anlage von  $>6$  kWp/HH bei Betrachtung von 10 elektrifizierten Haushalten die Spitzenleistung für die elektrifizierten Haushalte gemäß TAEV [9] von 5,8 kW/HH übertroffen. Dies bedeutet, dass die gesteigerte Ausbauleistung von  $>6,5$  kWp/HH der PV-Anlage höher ist als die berechnete Spitzenleistungsabschätzung gemäß TAEV [9].

Die einzelnen Spitzenleistungsquantile (99,999 %- bis 99,0 %-Quantil) bei einer steigenden Ausbauleistung der PV-Anlage ( $P_{s,PV}$ ) wird in der Abbildung 51 dargestellt. Zusätzlich zu den Spitzenleistungsquantilen ist die Abschätzung der Spitzenleistung  $P_{s,TAEV,max}$  gemäß TAEV [9] (5,8 kW/HH, TAEV max) für 10 elektrifizierte Haushalte ( $P_{s,HH}$ ) in dieser Abbildung eingezeichnet.

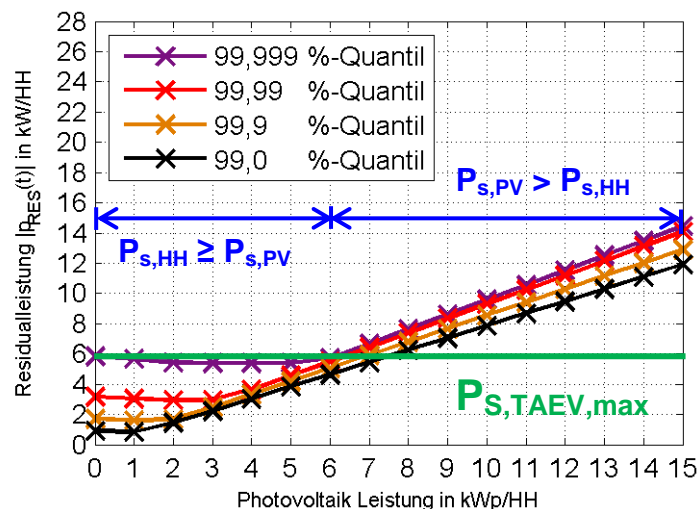


Abbildung 51: Ausgewertete Spitzenleistungsquantile (99,999 %- bis 99,00 %-Quantil) der berechneten Residualleistung  $|P_{RES}(t)|$  bei steigender Ausbauleistung der PV-Anlage (0 kWp/HH bis 15 kWp/HH) [12]

Wie aus der Abbildung 51 ersichtlich ist, zeigt das 99,999 %-Quantil (3,5 x 15 Minuten) bei einer Betrachtung von 10 elektrifizierten Haushalten ( $P_{s,HH}$ ) ohne PV-Anlage (0 kWp/HH) eine sehr gute Übereinstimmung mit der Spitzenleistungsabschätzung gemäß TAEV [9].

Die gemeinsame Betrachtung zwischen den elektrifizierten Haushalten und der Stromerzeugungsanlage (PV-Anlage) bei einer schrittweisen Steigerung der Ausbauleistung (0 - 15 kWp/HH) zeigt für das 99,999 %-Quantil (violetter Verlauf), dass es bis zu einer Ausbauleistung von 6 kWp/HH der PV-Anlage möglich ist, diese zu integrieren, ohne dass die Spitzenleistung gemäß TAEV [9] erhöht werden muss ( $P_{s,HH} \geq P_{s,PV}$ ). Ab einer Ausbauleistung der PV-Anlage von  $> 6,5$  kWp/HH übersteigt die Ausbauleistung der PV-Anlage die Residualleistung  $|p_{RES}(t)|$  und die Dimensionierung sollte auf die Ausbauleistung der PV-Anlage erfolgen ( $P_{s,PV} > P_{s,HH}$ ).

#### 7.4 Elektrifizierte Haushalte mit dezentraler Stromerzeugungsanlage inkl. Stromspeicher

Im Folgenden wird die Kombination bestehend aus den Verbrauchern (elektrifizierte Haushalte HH inkl. elektrische Warmwasserspeicher H2O) und dem dezentralen Erzeuger (PV-Anlage) mit / ohne Stromspeicher simuliert. Das Ziel dieser Untersuchung ist es, zusätzlich den Effekt von unterschiedlichen Betriebsweisen des Stromspeichers auf die Residualleistung für eine definierte Kollektivgröße elektrifizierter Haushalte darzulegen.

Die elektrifizierten Haushalte werden in diesem Fall als Kollektivgröße von 10 elektrifizierten Haushalten betrachtet. Dabei wird der in Kapitel 6 dargestellte Bottom-Up-Ansatz auf probabilistischer Basis verwendet, um Wirkleistungen auf Basis von 10 Jahren mit den unterschiedlichen Typtagen und verschiedenen Jahreszeiten mit einer zeitlichen Auflösung von 15 Minuten zu generieren. Für die Modellierung des elektrischen Wirkleistungsbedarfs elektrifizierter Haushalte wird, wie auch schon zuvor, die Log-Normalverteilung verwendet.

In den Simulationen werden zusätzlich zu den elektrifizierten Haushalten die elektrischen Warmwasserspeicher H2O für jeden einzelnen elektrifizierten Haushalt modelliert. Dabei wird, wie in den Analysen gezeigt (siehe Kapitel 4.2), die passende Gammaverteilung zur Nachbildung des täglichen Warmwasserbedarfs elektrischer Warmwasserspeicher verwendet. Die Zuschaltung der elektrischen Warmwasserspeicher erfolgt entweder zentral über die TRA (Tonfrequenz-Rundsteueranlage) beispielsweise um 01:00 Uhr (fixe Einschaltzeit  $t_{fix}$ ) oder zufällig innerhalb des Tages. Im letzteren Fall würde dies bedeuten, dass der Verteilernetzbetreiber die elektrisch betriebenen Warmwasserspeicher H2O innerhalb des Tages (probabilistischen Einschaltzeitpunkten  $t_{prob}$ ) zur Aufladung freigibt.

Bei der Integration der Stromspeicher werden unterschiedliche Betriebsweisen modelliert, um verschiedene Auswirkungen auf die Spitzenleistungsquantile zu untersuchen. Die Spitzenleistungsquantile berechnen sich aus der Residualleistung bestehend aus dem Erzeuger und den Verbrauchern. Zusätzlich wird die Spitzenleistungsabschätzung gemäß TAEV [9] als Vergleich zu der berechneten Residualleistung aus den Simulationen herangezogen, um diese miteinander zu vergleichen.

Die Betriebsweise des Stromspeichers wird in den folgenden Simulationen entweder als Überschussspeicher- oder als Spitzenleistungsreduktionsbetrieb nachgebildet. Für detaillierte Informationen zu den verschiedenen Betriebsweisen des Stromspeichers siehe Kapitel 6.3.

In den Simulationen wird zusätzlich die Lade- und Entladeleistung des Stromspeichers anhand von Ausbaustufen zwischen 0,1 bis 1,0 kW/HH · S stückweise gesteigert, um den Effekt auf die Residualleistung, siehe Gleichung (45), zu untersuchen. Der Faktor S wird als Multiplikationsfaktor verwendet, um in den Simulationen zu zeigen, welchen Effekt eine hohe Lade- und Entladeleistung des Stromspeichers auf die Residualleistung bzw. in weiterer Folge auf das Spitzenleistungsquantil (99,999 %-Quantil) hat. Es wird darauf hingewiesen, dass bei beiden Betriebsweisen des Stromspeichers zwar die überschüssige Energie gespeichert wird, jedoch bei dem Spitzenleistungsreduktionsbetrieb die Residualleistung erst beim Erreichen eines Schwellwertes bspw.  $p_{RES} < 2,5$  kW/HH durch den Stromspeicher gedeckt wird. Diese Grenze wird gewählt, um mit der gespeicherten Energie des Stromspeichers nicht die elektrischen Warmwasserspeicher H<sub>2</sub>O zu beladen.

Der Gesamtwirkungsgrad ( $\eta = 88$  %) des Stromspeichers ergibt sich aus dem Wirkungsgrad bei der Be- und Entladung des Stromspeichers [144]. Die Entladetiefe DOD (**Depth of Discharge**) ergibt sich aus der Entladetiefe bezogen auf die Nennkapazität des Stromspeichers.

Die Betrachtungsweise zwischen der Erzeugung und den Verbrauchern erfolgt an einem Netzknoten, wie in Abbildung 46 dargestellt. Im Folgenden befindet sich eine Zusammenfassung der verwendeten Modellparameter einzelner Verbraucher und Erzeuger.

#### **Elektrifizierte Haushalte (HH)**

- Anzahl städtischer Haushalte (HH): 10 HH
- Leistungwertgenerierung: probabilistisch gemäß Log-Normalverteilung  $\mu(t)$ ,  $\sigma(t)$
- Zeitliche Perioden: „Winter“, „Sommer“, „Übergangszeit“
- Typtage: „Werktag“, „Samstag“, „Sonntag“

#### **Elektrische Warmwasserspeicher (H<sub>2</sub>O) in elektrifizierten Haushalten:**

- Kollektiv städtischer Haushalte (HH): 10 HH
- Energiewertgenerierung: probabilistisch gemäß Gammaverteilung  $\alpha(t)$ ,  $\beta(t)$
- Zeitliche Perioden: „Winter“, „Sommer“, „Übergangszeit“
- Typtage: „Werktag“, „Samstag“, „Sonntag“
- Elektrische Anschlussleistung / Einschaltzeitpunkt: 1,5 kW/HH, 01:00 Uhr ( $t_{fix}$ )

#### **Dezentrale Stromerzeugungsanlage – PV-Anlage (PV)**

- Normierte Ausbauleistung der PV-Anlage (PV): 1 - 15 kWp/HH
- Leistungwertgenerierung: gemessenes Jahresprofil
- Aufstellungswinkel, Ausrichtung: 30°, Süden
- Blindleistungsmanagement:  $\cos \varphi = 1$

## Stromspeicher

- Stromspeicherkapazität: 10 kWh/HH
- Lade-/Entladeleistung: 0,1 - 1,0 kW/HH · S
- Gesamtwirkungsgrad  $\eta$ : 88 %
- Entladetiefe DoD (**D**ept**h of D**ischarge): 80 %
- Betriebsweisen:
  - a) Überschussspeicherbetrieb:  $p_{RES} < 0$  kW/HH
  - b) Spitzenleistungsreduktionsbetrieb:  $p_{RES} < 2.5$  kW/HH

Der Parameter S (S = 1 bzw. S = 4) der Lade-/Entladeleistung des Stromspeichers wird dazu verwendet, um den Effekt einer hohen Lade- und Entladeleistung auf das Spitzenleistungsquantil (99,999 %-Quantil) der Residualleistung  $|p_{RES}(t)|$  zu zeigen.

In der Abbildung 52 bis Abbildung 55 werden die durchgeführten Simulationen schrittweise erläutert und der Einfluss bei einer schrittweisen Steigerung der Ausbauleistung der PV-Anlage in Kombination mit den Stromspeichern auf das Spitzenleistungsquantil (99,999 %-Quantil, 3,5 x 15 Minuten) der berechneten Residualleistung  $|p_{RES}(t)|$  dargelegt.

Es werden die in Tabelle 27 aufgelisteten Simulationen durchgeführt und in der Abbildung 52 bis Abbildung 55 die Ergebnisse im Detail beschrieben:

Tabelle 27: Auflistung der Simulationen bestehend aus elektrifizierten Haushalten HH, mit elektrischen Warmwasserspeichern H2O (Anschlussleistung 1,5 kW/HH, fixe Einschaltzeitpunkte  $t_{fix}$ ), mit dezentraler PV-Anlage sowie mit / ohne Stromspeicher (verschiedene Betriebsweisen)

Variante	Elektrifizierter Haushalt (HH)	Warmwasserspeicher (H2O)	Ausbauleistung PV-Anlage	Stromspeicher
1.	10	10	0 - 5 kWp/HH	Ohne
2.	10	10	0 - 5 kWp/HH	Mit (Überschussspeicherbetrieb) S = 1
3.	10	10	0 - 5 kWp/HH	Mit (Spitzenleistungsreduktionsbetrieb) S = 1
4.	10	10	0 - 5 kWp/HH	Mit (Spitzenleistungsreduktionsbetrieb) S = 4

In der Abbildung 52 ist das berechnete Spitzenleistungsquantil (99,999 %-Quantil, 3 x 15 Minuten) aus der berechneten Residualleistung  $|p_{RES}(t)|$  zwischen den Verbrauchern (elektrifizierte Haushalte HH mit elektrischen Warmwasserspeichern H2O) und der PV-Anlage dargestellt. Jeder einzelne Punkt in der Abbildung (blauer Verlauf) wertet das Spitzenleistungsquantil (99,999 %-Quantil, 3,5 x 15 Minuten) der durchgeführten Simulationen aus. Es wird darauf hingewiesen, dass in diesem aktuell (1. Variante) betrachteten System kein Stromspeicher integriert ist. Zusätzlich wird die Spitzenleistungsabschätzung für 10 elektrifizierte Haushalte gemäß TAEV [9] in den folgenden Abbildungen mit 5,8 kW/HH ( $P_{S,TAEV,max}$ ) bzw. 5,0 kW/HH ( $P_{S,TAEV,min}$ ) dargestellt.



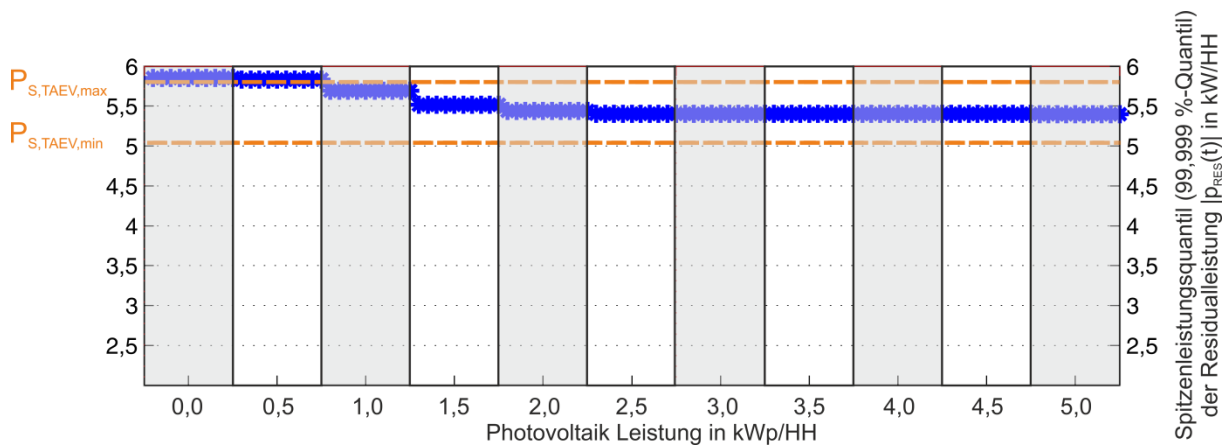


Abbildung 52: Spitzenleistungsquantil (99,999 %-Quantil) der Residualleistung  $|p_{RES}(t)|$  bei steigender Ausbauleistung der PV-Anlage (0 - 5 kWp/HH) ohne Stromspeicher [72]

Wie aus der Abbildung 52 ersichtlich ist, ergeben sich verschiedene Stufen für das Spitzenleistungsquantil (99,999 %-Quantil) der Residualleistung (blauer Verlauf) bei gesteigerter Ausbauleistung der PV-Anlage (0 - 5 kWp/HH). Dies liegt daran, dass in diesem Fall kein Stromspeicher in dem Netzknoten vorhanden ist. Das Spitzenleistungsquantil (99,999 %-Quantil) liegt bei der ausgewerteten Residualleistung  $|p_{RES}(t)|$  ohne Betrachtung der PV-Anlage (0 kWp/HH) bei 5,9 kW/HH. Die Spitzenleistungsabschätzung gemäß TAEV [9] liegt für ein Kollektiv von 10 Haushalten bei 5,8 kW/HH. Durch Steigerung der Ausbaustufe der PV-Anlage (bis 5,0 kWp/HH) kann das Spitzenleistungsquantil (99,999 %-Quantil) auf 5,4 kW/HH reduziert werden. Somit wird gezeigt, dass durch die gemeinsame Betrachtung zwischen den Verbrauchern und der dezentralen Stromerzeugungsanlage eine begrenzte Ausbauleistung der PV-Anlage integriert werden kann, ohne die Spitzenleistung der betrachteten Kollektivgröße elektrifizierter Haushalte zu erhöhen.

Bei Erhöhung der Ausbauleistung der PV-Anlage  $> 6,5$  kWp/HH steigt das Spitzenleistungsquantil (99,999 %-Quantil) der berechneten Residualleistung wieder an und übertrifft die Spitzenleistungsabschätzung gemäß TAEV [9]. Daraus folgt, dass wie bereits in der Abbildung 51 gezeigt, bei einer höheren Ausbauleistung der PV-Anlage im Vergleich zur Spitzenleistungsabschätzung die Dimensionierung der Betriebsmittel (Kabel und Freileitungen) auf die Ausbauleistung der PV-Anlage zu erfolgen hat.

In der Abbildung 53 sind die Verläufe der Spitzenleistungsquantile (99,999 %-Quantil, 3,5 x 15 Minuten) der Residualleistung  $|p_{RES}(t)|$  ohne Stromspeicher (blauer Verlauf) und mit Stromspeicher (Überschussspeicherbetrieb, roter Verlauf) dargestellt.

In diesem Fall wird bei einer Ausbaustufe der PV-Anlage von z.B. 1,0 kWp/HH in 10 Schritten die Lade- und Entladeleistung des Stromspeichers in jeder durchgeführten Simulation beginnend von 0,1 kW/HH bis 1,0 kW/HH gesteigert. Der Faktor S der Lade- und Entladeleistung des Stromspeichers wird in den Simulationen auf  $S = 1$  gesetzt.

Um das zuvor Geschriebene zu verdeutlichen, ergibt sich für das betrachtete Kollektiv von 10 elektrifizierten Haushalten eine Ausbauleistung der PV-Anlage von 1 kWp/HH (10 kWp). In den Simulationen wird die Lade- und Entladeleistung des Stromspeichers schrittweise von 0,1 kW/HH bis 1,0 kW/HH (entspricht bei 10 elektrifizierten Haushalten 1 kW bis 10 kW) gesteigert.

Die Nennkapazität des Stromspeichers beträgt insgesamt 100 kWh. In den Simulationen wird, wie auch in der Praxis üblich, der Entladegrad (DOD) von 80 % verwendet, um keine schnelle Alterung durch bspw. Tiefentladungen zu verursachen. Es wird angemerkt, dass sich bei einer Ausbauleistung der PV-Anlage von 0 kWp/HH kein Stromspeicher im System befindet.

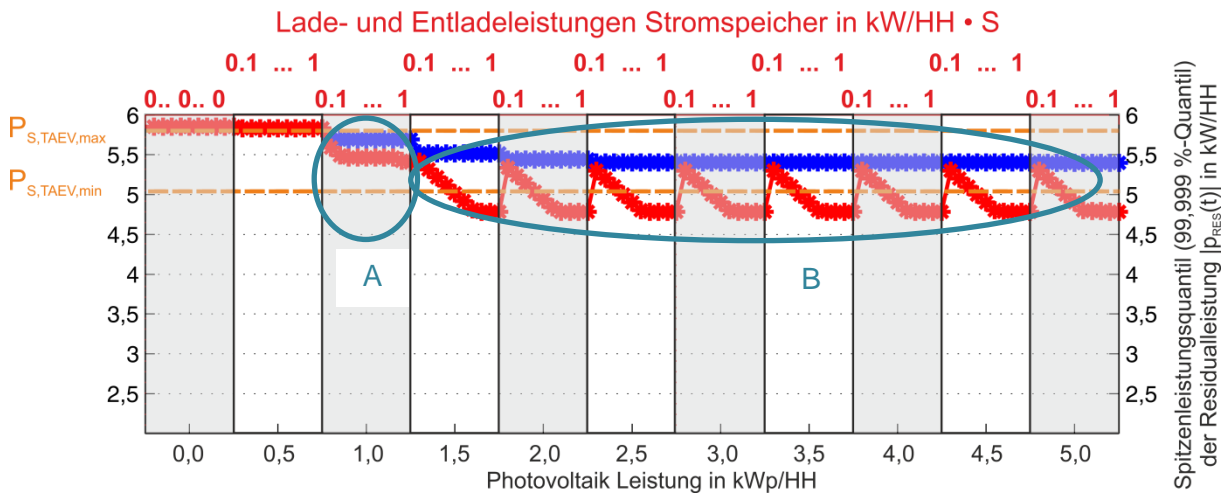


Abbildung 53: Spitzenleistungsquantil (99,999 %-Quantil) der Residualleistung  $|p_{RES}(t)|$  bei steigender Ausbauleistung der PV-Anlage (0 - 5 kWp/HH) sowie steigender Lade-/Entladeleistungen des Stromspeichers (0,1 - 1,0 kW/HH · S, Überschussspeicherbetrieb) [72]

#### Erklärung zu A (PV-Anlage 1,0 kWp/HH, mit Stromspeicher, Überschussspeicherbetrieb)

Aus der Abbildung 53 ist ersichtlich, dass das Spitzenleistungsquantil (99,999 %-Quantil) der Residualleistung  $|p_{RES}(t)|$  durch den Einsatz eines Stromspeichers mit Überschussspeicherbetrieb (Lade- und Entladeleistung 0,1 kW/HH) bei einer Ausbauleistung der PV-Anlage von 1,0 kWp/HH auf einen Wert von 5,8 kW/HH (roter Verlauf) reduziert werden kann. Durch eine weitere Steigerung der Lade- und Entladeleistung des Stromspeichers von 0,1 kW/HH bis 1,0 kW/HH bei konstanter Ausbauleistung der PV-Anlage (1,0 kWp/HH) führt dies zu keiner weiteren wesentlichen Reduktion des betrachteten Spitzenleistungsquantils (99,999 %-Quantil) der Residualleistung (5,4 kW/HH). Dies liegt vor allem an der relativ geringen Ausbauleistung der PV-Anlage (1,0 kWp/HH).

In diesem Betriebsmodus ist es möglich, dass die gespeicherte Energie in Zeiten einer geringen negativen Residualleistung (dies entspricht einem geringen Wirkleistungsbedarf der Last) verwendet wird und in Zeiten einer hohen negativen Residualleistung (dies entspricht einem hohen Wirkleistungsbedarf der Last) die gespeicherte Energie des Stromspeichers nicht mehr zur Verfügung steht, da dieser bereits entleert ist.

#### Erklärung zu B (PV-Anlage $\geq 1,5$ kWp/HH, mit Stromspeicher, Überschussspeicherbetrieb)

Ab einer Ausbauleistung der PV-Anlage von 1,5 kWp/HH und einer schrittweisen Erhöhung der Ausbauleistung der Lade- und Entladeleistung (0,1 kW/HH bis 1,0 kW/HH) des Stromspeichers ergibt sich eine schrittweise Reduktion des Spitzenleistungsquantils (99,999 %-Quantil, roter Verlauf) beginnend von 5,4 kW/HH bis 4,8 kW/HH. Dabei sind die Auswirkungen der Betriebsweise des Stromspeichers ersichtlich.

Bei höheren Lade- und Entladeleistungen des Stromspeichers ( $> 0,6 \text{ kW/HH}$ ) wird die gespeicherte Energie des Stromspeichers bereits in Zeiten einer niedrigen Residualleistung eingesetzt und kann dadurch nicht effektiv zur Reduktion des Spitzenleistungsquantils (99,999 %-Quantil) verwendet werden.

Zusätzlich sei hierbei erwähnt, dass ein hoher Strombedarf der elektrischen Verbraucher (elektrifizierte Haushalte HH und elektrische Warmwasserspeicher H<sub>2</sub>O) sowie eine gleich hohe Stromproduktion aus der dezentralen Stromerzeugungsanlage (PV-Anlage) nicht immer zeitlich zusammenfallen.

In den weiteren Betrachtungen wird der Stromspeicher mit einer effektiveren Betriebsweise (Spitzenleistungsreduktionsbetrieb) als zuvor betrieben. Dabei wird die gespeicherte Energie in dem Stromspeicher erst ab einer Residualleistung  $p_{\text{RES}} < 2,5 \text{ kW}$  verwendet, um die elektrischen Verbraucher (elektrifizierte Haushalte HH) zu versorgen. Das Spitzenleistungsquantil (99,999 %-Quantil) der berechneten Residualleistung  $|p_{\text{RES}}(t)|$  wird bei steigender Ausbauleistung der PV-Anlage und bei steigender Lade- und Entladeleistung des Stromspeichers ( $0,1 - 1,0 \text{ kW/HH} \cdot S$ ,  $S = 1$ ) in der Abbildung 54 dargestellt.

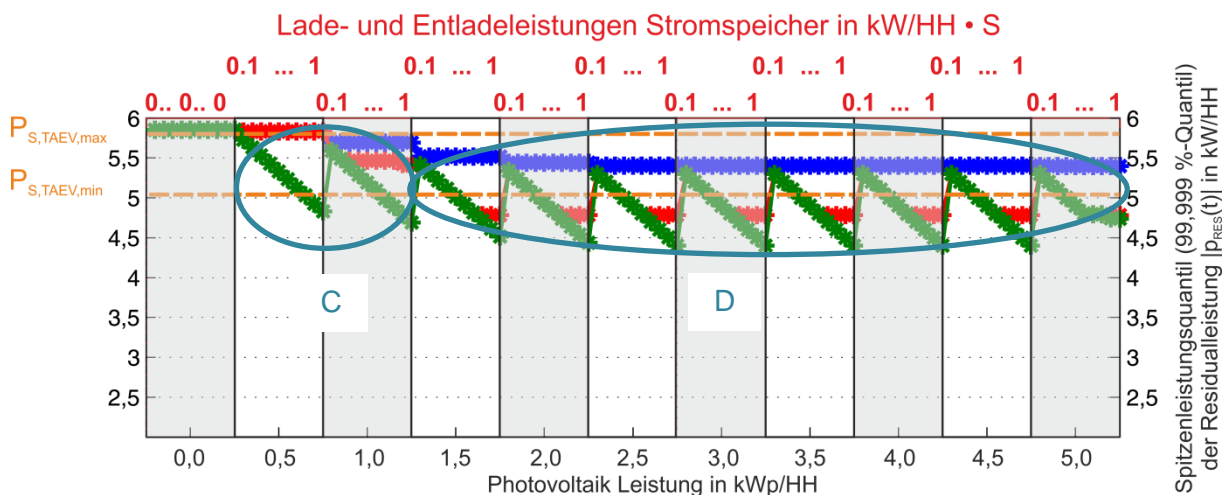


Abbildung 54: Spitzenleistungsquantil (99,999 %-Quantil) der Residualleistung  $|p_{\text{RES}}(t)|$  bei steigender Ausbauleistung der PV-Anlage (0 - 5 kWp/HH) sowie steigender Lade-/Entladeleistungen des Stromspeichers ( $0,1 - 1,0 \text{ kW/HH} \cdot S$ , Spitzenleistungsreduktionsbetrieb) [72]

**Erklärung zu C (PV-Anlage 0,5 - 1,0 kWp/HH, mit Stromspeicher, Spitzenleistungsreduktionsbetrieb,  $S = 1$ )**

In der Abbildung 54 wird das Spitzenleistungsquantil (99,999 %-Quantil, grüner Verlauf) der Residualleistung  $|p_{\text{RES}}(t)|$  durch den Einsatz eines Stromspeichers mit dem Spitzenleistungsreduktionsbetrieb bei einer geringen Ausbauleistung der PV-Anlage von 0,5 - 1,0 kWp/HH auf einen Wert von 4,8 kW/HH (PV-Anlage 0,5 kWp/HH) bzw. 4,7 kW/HH (PV-Anlage 1,0 kWp/HH) bei einer hohen Lade- und Entladeleistung (1,0 kW/HH,  $S = 1$ ) des Stromspeichers reduziert. Die Reduktion des Spitzenleistungsquantils (99,999 %-Quantil) ist dem Umstand geschuldet, dass die Energie des Stromspeichers nur in Zeiten einer hohen negativen Residualleistung (hohe elektrische Last) eingesetzt wird.

**Erklärung zu D (PV-Anlage  $\geq 1,5 - 4,5 \text{ kWp/HH}$ , mit Stromspeicher, Spitzenleistungsreduktionsbetrieb,  $S = 1$ )**

In der Abbildung 54 ist das Spitzenleistungsquantil (99,999 %-Quantil, grüner Verlauf) der Residualleistung  $|p_{RES}(t)|$  bei einer höheren Ausbauleistung der PV-Anlage von 1,5 - 4,5 kWp/HH ersichtlich. Es zeigt sich, dass eine Steigerung der Ausbauleistung der PV-Anlage eine weitere Reduktion des Spitzenleistungsquantils (99,999 %-Quantil) auf einen Wert von 4,4 kW/HH bei einer hohen Lade- und Entladeleistung (1,0 kW/HH,  $S = 1$ ) des Stromspeichers zur Folge hat.

Ab einer Ausbauleistung von  $> 6,5$  kWp/HH der PV-Anlage steigt das Spitzenleistungsquantil (99,999 %-Quantil) wieder an und übertrifft die Spitzenleistungsabschätzung gemäß TAEV [9].

Der Vergleich der beiden Stromspeicherbetriebsarten zeigt bei Auswertung des Spitzenleistungsquantils (99,999 %-Quantil) einen Vorteil für den Spitzenleistungsreduktionsbetrieb im Vergleich zum Überschusspeicherbetrieb. Die Erhöhung der Stromspeicherkapazität zeigt in diesem Bereich keine wesentliche Veränderung.

Da die elektrische Speicherkapazität einen sehr geringen Einfluss auf das Spitzenleistungsquantil (99,999 %-Quantil) besitzt, wird im Übrigen die Lade- und Entladeleistung des Stromspeichers anhand eines Multiplikationsfaktors  $S = 4$  verwendet und analysiert.

In der Abbildung 55 ist das Spitzenleistungsquantil (99,999 %-Quantil) anhand der berechneten Residualleistung  $|p_{RES}(t)|$  bei einer steigenden Ausbauleistung der PV-Anlage und einer steigenden Lade- und Entladeleistung des Stromspeichers ( $S = 4$ ) anhand des Spitzenleistungsbetriebs dargestellt.

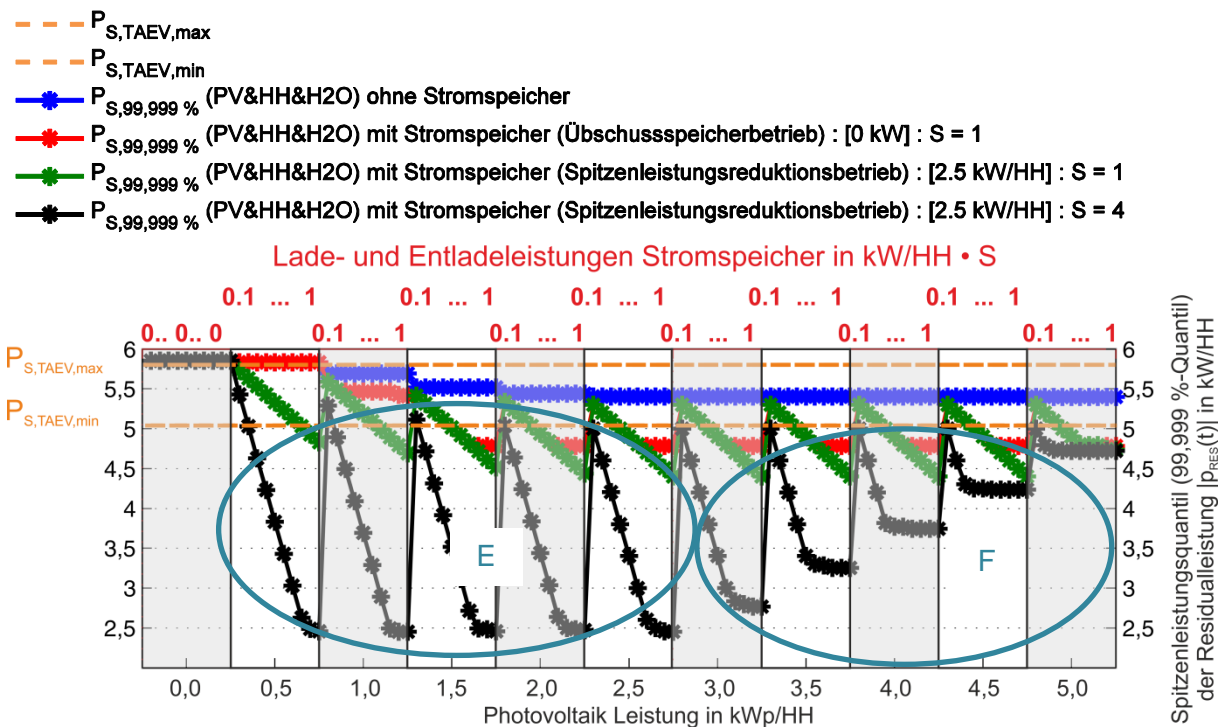


Abbildung 55: Spitzenleistungsquantil (99,999 %-Quantil) der Residualleistung  $|p_{RES}(t)|$  bei steigender Ausbauleistung der PV-Anlage (0 - 5 kWp/HH) und steigender Lade-/Entladeleistungen des Stromspeichers (0,1 - 1,0 kW/HH · S) [72]

In der Abbildung 55 werden zusätzlich die Ergebnisse der zuvor beschriebenen Betriebsweisen des Stromspeichers (roter bzw. grüner Verlauf) als Vergleich dargestellt.

## Erklärung zu E (PV-Anlage 0,5 - 2,5 kWp/HH, mit Stromspeicher, Spitzenleistungsreduktionsbetrieb, S = 4)

In der Abbildung 55 ist das Spitzenleistungsquantil (99,999 %-Quantil) der Residualleistung  $|p_{RES}(t)|$  bei einer geringen Ausbauleistung der PV-Anlage von 0,5 - 2,5 kWp/HH ersichtlich. Durch die erhöhte Lade- und Entladeleistung des Stromspeichers (0,4 - 4,0 kW/HH) kann das Spitzenleistungsquantil (99,999 %-Quantil) auf 2,5 kW/HH reduziert werden.

## Erklärung zu F (PV-Anlage $\geq 3,0$ - 5,0 kWp/HH, mit Stromspeicher, Spitzenleistungsreduktionsbetrieb, S = 4)

Ab einer Ausbauleistung von  $\geq 3,0$  kWp/HH der PV-Anlage steigt das Spitzenleistungsquantil (99,999 %-Quantil, schwarzer Verlauf) mit der Ausbauleistung der PV-Anlage in der Abbildung 55 wieder an. Dies liegt vor allem daran, dass zwar in Zeiten einer hohen negativen Residualleistung die elektrischen Verbraucher durch den Stromspeicher versorgt werden, die überschüssige Strommenge der PV-Anlage innerhalb eines Jahres nicht komplett in den Stromspeicher geladen werden kann.

### Zusammenfassung

Ohne die Miteinbeziehung der dezentralen PV-Anlage (0 kWp/HH) entspricht das Spitzenleistungsquantil (99,999 %-Quantil) der berechneten Residualleistung der Spitzenleistungsabschätzung gemäß TAEV [9] (TAEV max).

Bei einer schrittweisen Steigerung der Ausbauleistung der PV-Anlage und der zusätzlichen Integration des Stromspeichers mit dem Überschussspeicherbetrieb (roter Verlauf, S = 1) zeigt sich eine Reduktion des Spitzenleistungsquantils (99,999 %-Quantil) der Residualleistung auf 4,8 kW/HH. Wird hingegen der Stromspeicher im Spitzenleistungsreduktionsbetrieb (grüner Verlauf, S = 1) betrieben, wird erst in Zeiten einer hohen negativen Residualleistung ( $p_{RES} < 2,5$  kW/HH) der Stromspeicher aktiv und das Spitzenleistungsquantil (99,999 %-Quantil) kann auf einen Wert von 4,4 kW/HH reduziert werden. Bei einer sehr großen Lade-/Entladeleistung des Stromspeichers (schwarzer Verlauf, S = 4) kann das Spitzenleistungsquantil (99,999 %-Quantil) bis auf 2,5 kW/HH reduziert werden.

Ab einer Ausbauleistung der PV-Anlage von  $> 6,5$  kWp/HH hat die Dimensionierung bei Betrachtung einer Kollektivgröße von 10 elektrifizierten Haushalten mit einer PV-Anlage in Kombination mit einem Stromspeicher anhand der PV-Anlage zu erfolgen. Es wird darauf hingewiesen, dass der Stromspeicher nicht aus dem öffentlichen Versorgungsnetz geladen bzw. kein elektrischer Strom in das öffentliche Versorgungsnetz eingespeist werden kann.

## 7.5 Gegenüberstellung probabilistischer und konventioneller Methoden

Das in dieser Arbeit angewandte Verfahren zur Generierung elektrischer Wirkleistungsprofile für eine unterschiedliche Kollektivgröße von elektrifizierten Haushalten auf probabilistischer Basis (siehe Kapitel 6) anhand analysierter real gemessener Smart-Meter-Daten (Bottom-Up-Ansatz (B) – Modell Hausanschluss) wird den zuvor dargelegten konventionellen Methoden zur Spitzenleistungsabschätzung verglichen. Die Ergebnisse der konventionellen Methoden und der probabilistischen Methode (99,999 %- und 99,99 %-Quantil) werden in zwei Abbildungen (Abbildung 56 und Abbildung 57) im doppelt logarithmischen Maßstab dargestellt. Bei den probabilistischen Methoden werden die elektrisch betriebenen Warmwasserspeicher H<sub>2</sub>O mit einer Anschlussleistung von 1,5 kW/HH bzw. 3,5 kW/HH sowie mit verschiedenen Einschaltzeitpunkten (fixe Einschaltzeitpunkte  $t_{\text{fix}}$  bzw. probabilistische Einschaltzeitpunkte  $t_{\text{prob}}$ ) untersucht.

Die Spitzenleistungsabschätzung wird anhand folgender konventioneller Methoden durchgeführt; diese sind in der Abbildung 56 und Abbildung 57 jeweils grau dargestellt:

- Technische Anschlussbedingungen (TAEV [9]) bzw. Norm (VDE 0100-100 [28]) bzw. gemäß der Belastung der Hauptleitung in Wohngebäuden (DIN 18015 [29])
- Literatur (Schlabach [30], Velandar [31], Axelsson-Strand [32], Nagel [10])
- Flächenleistungen (W/m<sup>2</sup>) anhand eines Planungsleitfadens [35]
- Standardlastprofile Haushalt H0 [36], [37]

Die Auswertung der generierten Wirkleistungsprofile für eine unterschiedliche Anzahl von elektrifizierten Haushalten erfolgt anhand ausgewählter Spitzenleistungsquantile (99,999 %- und 99,99 %-Quantil, siehe Kapitel 6.6).

In der Abbildung 56 ist das Spitzenleistungsquantil (99,999 %-Quantil) des Bottom-Up-Ansatzes der probabilistischen Methode sowie der konventionellen Methoden zur Spitzenleistungsabschätzung bei steigender Kollektivgröße elektrifizierter Haushalte HH dargestellt.

Die Ergebnisse der probabilistischen Methode (99,999 %-Quantil, 3,5 x 15 Minuten) werden anhand folgender Verbraucher in der Abbildung 56 als rote Verläufe dargestellt:

- elektrifizierte Haushalte (HH)
- elektrifizierte Haushalte (HH) mit elektrischen Warmwasserspeichern (H<sub>2</sub>O) – Anschlussleistung je 3,5 kW/HH, fixer Einschaltzeitpunkt  $t_{\text{fix}}$
- elektrifizierte Haushalte (HH) mit elektrischen Warmwasserspeichern (H<sub>2</sub>O) – Anschlussleistung je 1,5 kW/HH, fixer Einschaltzeitpunkt  $t_{\text{fix}}$
- elektrifizierte Haushalte (HH) mit elektrischen Warmwasserspeichern (H<sub>2</sub>O) – Anschlussleistung je 1,5 kW/HH, probabilistischer Einschaltzeitpunkt  $t_{\text{prob}}$

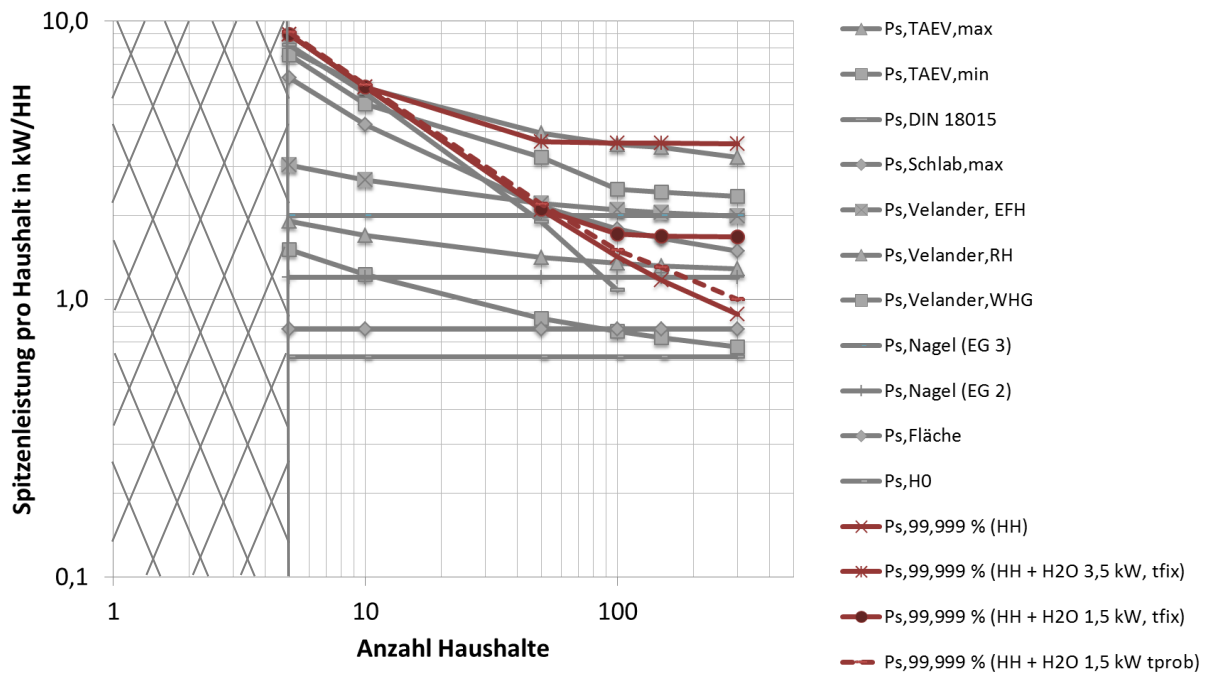


Abbildung 56: Abschätzung der Spitzenleistung anhand probabilistischer Methode (99,999 %-Quantil) und konventioneller Methoden (technische Anschlussbedingungen [9] bzw. Norm [28], [9], Literatur [30], [31], Planungsrichtlinie [35], Standardlastprofil (H0) [36], [37]) in Abhängigkeit der Anzahl von elektrifizierten Haushalten – doppelt logarithmischer Maßstab

Wie in der Abbildung 56 ersichtlich ist, entspricht das Spitzenleistungsquantil (99,999 %-Quantil) der elektrifizierten Haushalte HH mit den elektrisch betriebenen Warmwasserspeichern H2O (3,5 kW/HH,  $t_{fix}$ ) der TAEV [9]. Bei den probabilistischen Einschaltzeiten der elektrischen Warmwasserspeicher (1,5 kW/HH,  $t_{prob}$ ) ergibt sich bei einer Kollektivgröße von 100 elektrifizierten Haushalten eine Spitzenleistung von 1,5 kW/HH. Die Spitzenleistung bei gleicher Kollektivgröße gemäß TAEV [9] beträgt 2,5 kW/HH (TAEV min) bzw. 3,6 kW/HH (TAEV max).

Bei alleiniger Betrachtung der elektrifizierten Haushalte HH entspricht das Spitzenleistungsquantil (99,999 %-Quantil) bei einem großen Kollektiv elektrifizierter Haushalte (300 HH) in etwa der Spitzenleistungsabschätzung (0,9 kW/HH) gemäß der Flächenleistung (0,78 kW/HH) des Planungsleitfadens [35] (siehe Kapitel 2.2).

In der Abbildung 57 ist das Spitzenleistungsquantil (99,99 %-Quantil) des Bottom-Up-Ansatzes der probabilistischen Methode sowie der konventionellen Methoden zur Spitzenleistungsabschätzung bei steigender Anzahl elektrifizierter Haushalte HH dargestellt.

Die Ergebnisse der probabilistischen Methode (99,99 %-Quantil, 35 x 15 Minuten) werden anhand folgender Verbraucher in der Abbildung 57 als blaue Verläufe dargestellt:

- elektrifizierte Haushalte (HH)
- elektrifizierte Haushalte (HH) mit elektrischen Warmwasserspeichern (H2O) – Anschlussleistung je 3,5 kW/HH, fixe Einschaltzeitpunkte  $t_{fix}$
- elektrifizierte Haushalte (HH) mit elektrischen Warmwasserspeichern (H2O) – Anschlussleistung je 1,5 kW/HH, fixe Einschaltzeitpunkte  $t_{fix}$
- elektrifizierte Haushalte (HH) mit elektrischen Warmwasserspeichern (H2O) – Anschlussleistung je 1,5 kW/HH, probabilistischer Einschaltzeitpunkt  $t_{prob}$

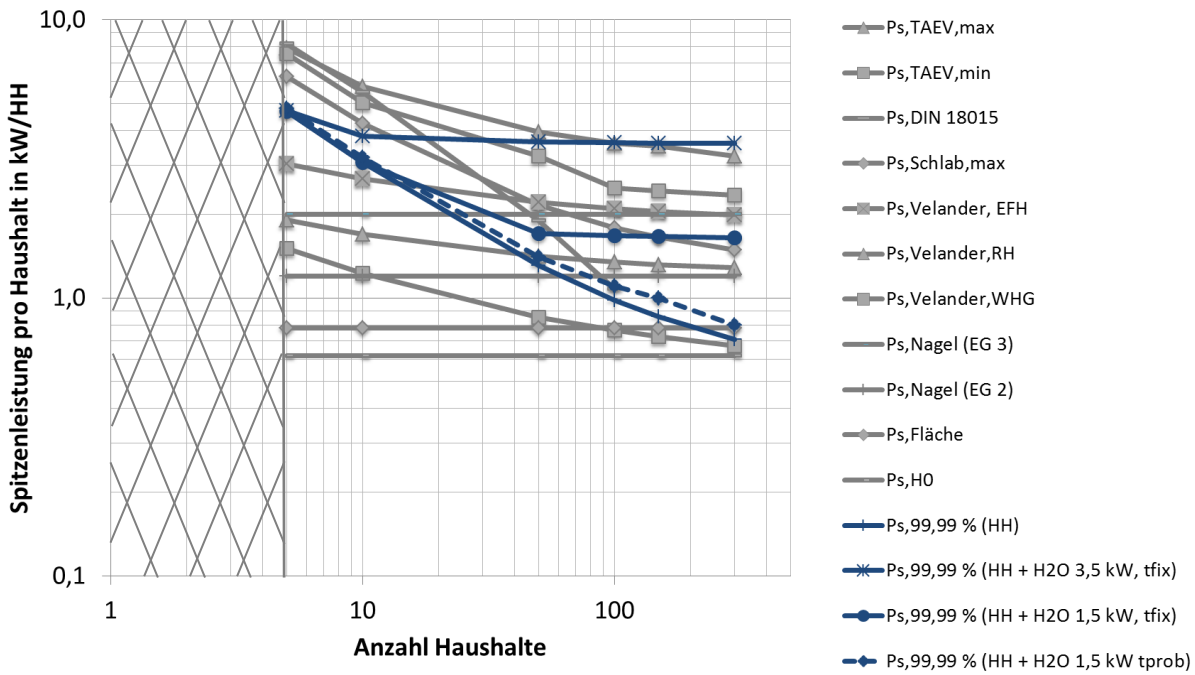


Abbildung 57: Abschätzung der Spitzenleistung anhand probabilistischer Methode (99,99 %-Quantil) und konventioneller Methoden (technische Anschlussbedingungen [9] bzw. Norm [28], [9], Literatur [30], [31], Planungsrichtlinie [35], Standardlastprofil (H0) [36], [37]) in Abhängigkeit der Anzahl von elektrifizierten Haushalten – doppelt logarithmischer Maßstab

Wie aus Abbildung 57 ersichtlich ist, nähert sich bei einem großen Kollektiv elektrifizierter Haushalte (300 HH) inklusive der elektrisch betriebenen Warmwasserspeicher (3,5 kW/HH,  $t_{fix}$ ) das Spitzenleistungsquantil der TAEV [9] an. Bei einer geringen Anzahl elektrifizierter Haushalte (5 - 20 HH) ergibt sich eine geringere Spitzenleistung als bei Heranziehung der TAEV [9]. Bei den probabilistischen Einschaltzeiten der elektrischen Warmwasserspeicher (1,5 kW/HH,  $t_{prob}$ ) ergibt sich bei einer Kollektivgröße von 100 elektrifizierten Haushalten eine Spitzenleistung von 1,1 kW/HH (99,99 %-Quantil).

Das Spitzenleistungsquantil (99,99 %-Quantil) mit den elektrischen Warmwasserspeichern (1,5 kW/HH,  $t_{fix}$ ) liegt für ein großes Kollektiv elektrifizierter Haushalte (300 HH) im Bereich der Literatur gemäß Schlabbach [30]. Ohne die elektrische Warmwasserbereitung bei gleicher Kollektivgröße liegt das Spitzenleistungsquantil (99,99 %-Quantil) bei 0,7 kW/HH; somit liegt die Spitzenleistungsabschätzung im Bereich der Flächenleistung (0,78 kW/HH) gemäß Planungsleitfaden [35].



## 8 Dimensionierung der Stromtragfähigkeit elektrischer Betriebsmittel – Gegenüberstellung konventioneller vs. probabilistischer Dimensionierung

Die erforderliche Spitzenleistung zur Dimensionierung elektrischer Betriebsmittel (Transformatoren, Kabel und Freileitungen) im Verteilernetz wird einerseits anhand der konventionellen Methode gemäß TAEV [9] sowie andererseits anhand der probabilistischen Methode verschiedener Spitzenleistungsquantile (z.B. 99,999 %-Quantil, 3,5 x 15 Minuten) für ein beispielhaftes Niederspannungsnetz mit einer unterschiedlichen Kollektivgröße elektrifizierter Haushalte ausgeführt. Im Anschluss daran werden Lastflusssimulationen sowie eine Wirtschaftlichkeitsberechnung in Form einer dynamischen Investitionsrechnung durchgeführt.

Zu Beginn dieses Kapitels werden die Grundlagen zur Bestimmung des Kabelquerschnittes durch Berechnung des zulässigen Dauerstroms<sup>7</sup>  $I_z$ , unter Einbeziehung von Verlegebedingungen sowie von Schutzelementen (z.B. Sicherungen), anhand des zu erwartenden Betriebsstroms<sup>8</sup>  $I_b$  in kompakter Form dargelegt. Zusätzlich zu den Niederspannungskabeln werden die geeigneten Nenngrößen der Niederspannungstransformatoren anhand des zu erwartenden Betriebsstroms  $I_b$  bestimmt.

Anhand von praktischen Untersuchungen wird der mittlere Belastungsfaktor  $m$  durch Heranziehen der probabilistisch generierten Wirkleistungsprofile für elektrifizierte Haushalte HH mit bzw. ohne elektrische Warmwasserspeicher H2O mit verschiedenen Einschaltzeitpunkten eruiert. Dieser mittlere Belastungsfaktor  $m$  wird dem mittleren Belastungsfaktor  $m$  des Standardlastprofils H0 gegenübergestellt.

In dem beispielhaften Niederspannungsnetz wird die Einhaltung des erforderlichen Spannungsbandes gemäß Standard ÖVE/ÖNORM EN 50160 [145] anhand von Lastflusssimulationen geprüft. Dabei wird unter Annahme einer konzentrierten Ansammlung (Extremwertzenario) elektrifizierter Haushalte am Ende eines Niederspannungskabels, die Spannung an diesem Verknüpfungspunkt berechnet. Der durch Lastflusssimulationen ermittelte Spannungsabfall entlang des Niederspannungskabels dient lediglich als Orientierung und wird in den Simulationen unter Einbeziehung verschiedener Verbraucher (elektrifizierte Haushalte HH, elektrische Warmwasserspeicher H2O) berechnet.

Zusätzlich wird in diesem Kapitel gezeigt, welchen Einfluss elektrische Warmwasserspeicher mit fixen Einschaltzeitpunkten (z.B. 01:00 Uhr) im Vergleich zu probabilistischen Einschaltzeitpunkten (00:15 - 24:00 Uhr) hinsichtlich der Dimensionierung elektrischer Betriebsmittel und in weitere Folge auf die wirtschaftlichen Betrachtungen besitzen.

---

<sup>7</sup> zulässiger Dauerstrom  $I_z$ : Der Strom der von dem Leiter unter definierten Verlegebedingungen im Normalbetrieb dauernd geführt werden kann, ohne dass die Temperatur an dem Leiter unzulässige Werte überschreitet ÖVE-EN 1 Teil 3 (§47) [148]

<sup>8</sup> Betriebsstrom  $I_b$ : Der Strom, der im ungestörten Betrieb in einem Kabel bzw. in einer Freileitung auftritt. Der Betriebsstrom  $I_b$  errechnet sich aus der Nennleistung bzw. Spitzenleistung der zu versorgenden Geräte unter Berücksichtigung der zu erwartenden Gleichzeitigkeit sowie der gewünschten Verfügbarkeit nach ÖVE-EN 1 Teil 3 (§41) [148]

## 8.1 Merkmale der Spannung in öffentlichen Versorgungsnetzen (ÖVE/ÖNORM EN 50160) inkl. beispielhafter Spannungsbandaufteilung

Gemäß der internationalen normativen Beschreibung hinsichtlich der Merkmale elektrischer Versorgungsspannung ÖVE/ÖNORM EN 50160 [145] werden die für diese Arbeit relevanten Randwerte unter den normalen Betriebsbedingungen in der Niederspannungsebene angeführt [145]:

- Langsame Spannungsänderungen
  - Die 10-Minuten-Mittelwerte des Effektivwertes müssen für 95 % der Zeit eines Wochenintervalls innerhalb von  $\pm 10\%$  der Nennspannung  $U_N$  liegen.
  - Alle 10-Minuten-Mittelwerte des Effektivwertes innerhalb eines Wochenintervalls müssen innerhalb  $+10\%$  /  $-15\%$  der Versorgungsspannung  $U_N$  liegen.

In dieser Arbeit werden keine unsymmetrischen Belastungsfälle, Oberschwingungsspannungen bzw. schnelle Spannungsänderungen oder Frequenzänderungen betrachtet. Hingegen sind die zuvor erwähnten langsamen Spannungsänderungen von  $\pm 10\%$  der Nennspannung  $U_N$  für 95 % der Zeit bzw.  $+10\%$  /  $-15\%$  der Nennspannung  $U_N$  für 100 % der Zeit eines Wochenintervalls relevant.

In der folgenden Abbildung 58 ist eine beispielhafte Aufteilung des elektrischen Spannungsbands eines Verteilernetzbetreibers [146] in der Mittelspannungs- sowie Niederspannungsebene dargestellt. Zusätzlich wird eine Unterscheidung zwischen den Verbrauchern und den Erzeugern in dieser Abbildung durchgeführt.

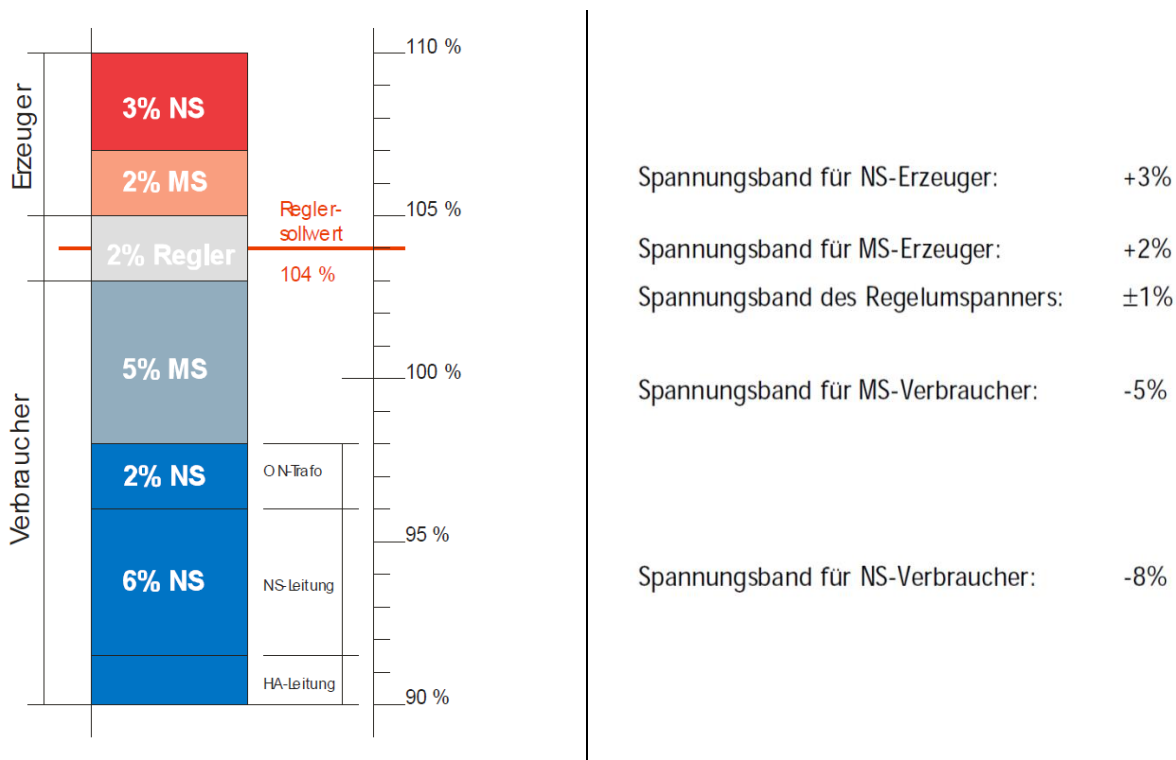


Abbildung 58: Exemplarische Spannungsbandaufteilung der Mittelspannungs- und Niederspannungsebene für Verbraucher und Erzeuger eines Verteilernetzbetreibers [146]

Wie aus der Abbildung 58 ersichtlich ist, ist bei der Betrachtung von Verbraucheranlagen für die Niederspannungskabel bzw. -freileitung (NS-Leitung, 6 %) inklusive dem Ortsnetztrans-

formator (ON-Trafo, 2 %) bis zum Hausanschlusskasten (z.B. Siedlungsanschluss-, Einbauschleifenkasten, ... [147]) ein Spannungsabfall von insgesamt 8 % vorgesehen. Für die Hausanschlussleitung (HA-Leitung) bis zum Zähler im betrachteten Haus bzw. der Wohnung ist ein Spannungsabfall von 1,5 % bezogen auf die Nennspannung  $U_N$  vorgesehen.

Bei Betrachtung dezentraler Stromerzeugungsanlagen (z.B. PV-Anlagen) wird der maximale Spannungshub, verursacht durch diese dezentralen Stromerzeugungsanlagen, in der Niederspannungsebene mit  $\Delta u_{NSP}$  3 % bzw. in der Mittelspannungsebene mit  $\Delta u_{MSP}$  2 %, siehe Kapitel 6.4, begrenzt [128].

## 8.2 Vorgehensweise zur Dimensionierung von Kabel- und Freileitungen

Die Dimensionierung von elektrischen Niederspannungskabeln und -freileitungen wird im Allgemeinen unter normalen Betriebsbedingungen sowie unter Fehlerbedingungen anhand von Normen (ÖVE-EN 1 Teil 3 (§41) [148], ÖVE/ÖNORM E 8001-3-41 [149] bzw. DIN VDE 0100-100 [28]) bzw. anhand der technischen Anschlussbedingungen (TAEV [9]) unter folgenden Voraussetzungen bzw. Gegebenheiten durchgeführt:

- Allgemeine mechanische Beanspruchung
- Elektromechanische Beanspruchung im Kurzschlussfall
- Thermische Beanspruchung im Überlast- und Kurzschlussfall
- Strombelastbarkeit unter Berücksichtigung der Verlegung, Betriebsart, Umgebungstemperatur, etc.
- Spannungsabfall
- Schutzmaßnahme

Gemäß ÖVE/ÖNORM E 8016 [40] bzw. gemäß TAEV [9] sowie bspw. den Ausführungsbestimmungen eines Verteilernetzbetreibers [150], beträgt der Mindestquerschnitt für Hausanschlussleitungen (Vorzählerleitung) im Bereich von elektrifizierten Haushalten  $16 \text{ mm}^2$  (Kupfer) [150] bzw. kann ein äquivalenter Querschnitt mit der gleichen Strombelastung von  $25 \text{ mm}^2$  (Aluminium) verwendet werden. Die Zuleitung in der elektrotechnischen Anlage, beginnend von der Vorzählersicherung bis zum Hauptverteiler, innerhalb der Einzelverbraucheranlage muss einen Mindestquerschnitt von  $10 \text{ mm}^2$  (Kupfer) besitzen.

Um den Querschnitt der Abgangsleitung ausgehend vom Niederspannungstransformator bis hin zu dem Hausanschluss elektrifizierter Haushalte zu bestimmen, wird in dieser Arbeit, die Strombelastbarkeit der Kabel und Freileitungen näher betrachtet.

Folgende Faktoren  $f_{1-6}$  beeinflussen die zulässige Strombelastung  $I_z$  für Kabel und Freileitungen [148]:

- $f_1$ : Häufung (z.B. zwei oder mehr Kabel)
- $f_2$ : Anzahl belasteter Adern im Kabel (z.B. mehr als drei belastete Adern)
- $f_3$ : Aufgewickelte Kabel (z.B. aufgewickelte Kabel in einer oder mehreren Lagen)
- $f_4$ : Umgebungstemperatur (z.B. in Erde verlegte Kabel Temperatur  $> 20^\circ\text{C}$  bzw. nicht in Erde verlegte Kabel  $> 30^\circ\text{C}$ )
- $f_5$ : Spezifischer Bodenwiderstand (z.B. ausgetrockneter Boden  $< 1 \text{ K} \cdot \text{m/W}$ ) und Belastungsgrad  $m$  (z.B. Dauerlast bzw. EVU-Last) bei Kabelverlegung in Erde
- $f_6$ : Kabelverlegung (z.B. Überschubrohr  $> 6 \text{ m}$ )
- $f_7$ : Gleichzeitigkeit (z.B. Berücksichtigung von Gleichzeitigkeiten bei nicht vorhandener Dauerbelastung)

Die einzelnen Umrechnungsfaktoren  $f_{1-6}$  können den zulässigen Dauerstrom  $I_z$  der Kabel bzw. der Leitung gemäß Kabelhersteller vermindern bzw. erhöhen. Hinsichtlich der Gleichzeitigkeit  $f_7$  wird gemäß ÖVE-EN 1 Teil 3 (§41) [148] angegeben, dass sich dieser Teil in Ausarbeitung befindet.

Die Betriebsart von Kabeln bzw. Leitungen<sup>9</sup> ist einer von vielen entscheidenden Faktoren (Umrechnungsfaktor  $f_5$ ) zur Ermittlung des zulässigen Dauerstroms  $I_z$  (Strombelastbarkeit) gemäß Literatur [151], gemäß TAEV [9] bzw. unter Berücksichtigung verschiedener Normen (ÖVE-EN 1 Teil 3 (§41) [148], ÖVE/ÖNORM E 8001-3-41 [149]) sowie den Datenblättern von Kabelherstellern [152] werden für verschiedene Betriebsarten (Belastungsgrade  $m$ ) Umrechnungsfaktor  $f_5$  für bspw. eine Dauerlast ( $m = 1,0$ ) bzw. EVU-Last ( $m = 0,7$ ) angegeben [148]. In der Literatur bzw. in den Datenblättern von Kabel- und Leitungsherstellern werden zusätzlich Belastungsfaktoren von  $m = 0,5 - 0,85$  angegeben.

Um den Belastungsgrad  $m$  der tageszeitlichen Schwankungen der Kabelbelastung zu berechnen, wird Gleichung (51) verwendet. Der Belastungsgrad  $m$  beschreibt das Verhältnis zwischen der durchschnittlichen Belastung  $P_{\text{Mittel}}$  bezogen auf die Größtlast  $P_{\text{max}}$  (siehe Abbildung 59) [151].

$$m = \frac{P_{\text{mittel}}}{P_{\text{max}}} \quad (51)$$

Die sogenannte EVU-Last, in Abbildung 59 dargestellt, bezeichnet einen charakteristischen Belastungsverlauf innerhalb eines Tages mit einem mittleren Belastungsgrad von  $m = 0,73 \text{ p.u.}$  [153], [151]. Charakteristisch bei dieser Belastung ist, dass sich dieses Belastungsmuster an den darauffolgenden Tagen wiederholt.

<sup>9</sup> Unterschied zwischen Kabel und Leitung siehe Kapitel 13.2 im Anhang

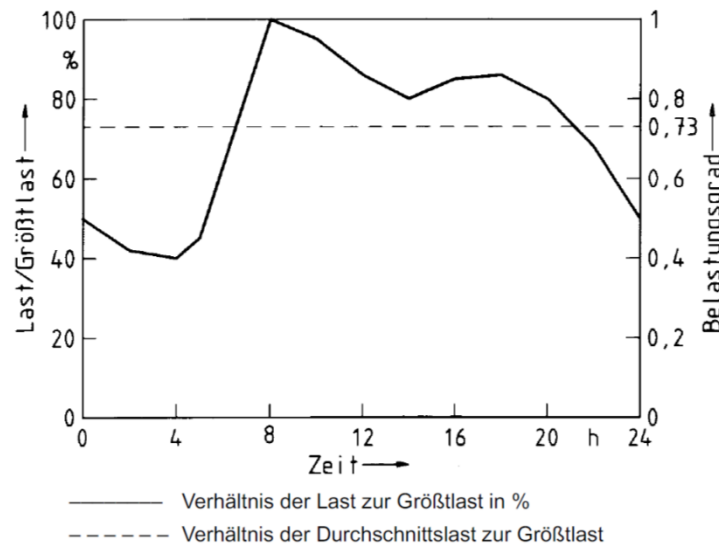


Abbildung 59: Typischer Belastungsverlauf einer EVU-Last bei einem mittleren Belastungsgrad von  $m = 0,73$  p.u. [153], [151]

In dieser Abbildung 59 sind die tageszeitlichen Schwankungen des elektrischen Leistungsbedarfs ersichtlich. Es ergibt sich in dem dargestellten Leistungsprofil eine Lastspitze um 08:00 Uhr. Vor und nach der Größtlast um 08:00 Uhr stellt sich eine geringere Last ein. Im Mittel ergibt sich ein Belastungsgrad  $m = 0,73$ .

Die zulässigen Betriebstemperaturen für energietechnische Kabel liegen bei VPE-Kabel bei  $90^{\circ}\text{C}$  bzw. bei PVC-Kabel bei  $70^{\circ}\text{C}$  [151], [154]. Eine EVU-Last kann auch definiert werden als eine Periode mit dem Betrieb von höchstens 10 Stunden im Volllastmodus und einer anschließenden mindestens gleichlangen Periode von 60 % des Volllastmodus. Um dies bereits in der Planungsphase zu berücksichtigen, wird bei einer Dauerlast ( $m = 1,0$ ) die Strombelastbarkeit des Kabels in der Praxis mit dem Faktor  $f_5 = 0,81$  (PVC-Kabel) [148] bzw.  $f_5 = 0,83$  (VPE-Kabel) berücksichtigt [148], [155].

Um den zulässigen Dauerstrom  $I_z$  unter Berücksichtigung der Verlegebedingungen des Kabels zu bestimmen, wird – wie in Gleichung (52) dargestellt – das Produkt aus den einzelnen Umrechnungsfaktoren  $f_{\text{Ges}}$  ( $f_1$  bis  $f_7$ ) bei abweichenden Faktoren, wie zuvor angegeben, und dem Bemessungsstrom  $I_r$  gemäß Kabelhersteller gebildet [148].

$$I_z = I_r \cdot f_{\text{Ges}} = I_r \cdot \prod_{n=1}^N f_n \quad (52)$$

Bei der Dimensionierung sind Kabel und Freileitungen vor unzulässigen Betriebsströmen bspw. vor Überlast bzw. im Fehlerfall zu schützen. Um dies zu erreichen, ist die Nennstromregel in Gleichung (53) sowie die Schaltstromregel in Gleichung (54) gemäß Norm ÖVE-EN 1 Teil 3 (§47) [148] bzw. TAEV [9] einzuhalten.

$$I_b \leq I_n \leq I_z \quad (53)$$

$$I_f \leq 1,45 \cdot I_z \quad (54)$$

Bei dem Betriebsstrom  $I_b$ , in Gleichung (53) dargestellt, handelt es sich um den zu erwartenden Betriebsstrom der Verbraucher (z.B. Nennstrom elektrischer Geräte bzw.

Spitzenleistungsabschätzung elektrifizierter Haushalte). Der Nennstrom  $I_n$  der Überstromschutzeinrichtung wird so gewählt, dass dieser kleiner gleich dem oberen Grenzwert des zulässigen Dauerstroms  $I_z$  des Kabels bzw. der Freileitung entspricht. Der in Gleichung (54) dargestellte große genormte Prüfstrom  $I_f$  variiert zwischen den unterschiedlichen Überstromeinrichtungen (Schmelzsicherung, Leitungsschutz-, Leistungsschalter) und gewährleistet dadurch, dass die Überstromeinrichtung bei Überlast bzw. im Fehlerfall das energietechnische Kabel bzw. die Freileitung vor thermischer Überbeanspruchung schützt.

### Leitungsschutzschalter

Bei Verwendung von Leitungsschutzschaltern als Überstromschutzeinrichtungen der Charakteristik B, C und D beträgt, siehe Gleichung (54), der große Prüfstrom  $I_f = 1,45 \cdot I_n$  (Nennstrom der Schutzeinrichtung  $I_n$ ). In diesem Fall vereinfacht sich die Schaltstromregel zu  $I_n \leq I_z$ , da die Erfüllung bereits durch die Nennstromregel, siehe Gleichung (53), erreicht wird [148].

### Schmelzsicherungen (z.B. NH-Sicherungen)

Bei der Verwendung von Schmelzsicherungen mit der Charakteristik gL bzw. gG (gL Ganzbereichsschutz für Kabel und Freileitungen oder gG Ganzbereichsschutz für allgemeine Anwendung) ist der große Prüfstrom  $I_f$  abhängig von dem Nennstrom der Überstromschutzeinrichtung (D- und D0-Sicherung bzw. Niederspannungs-Hochleistungs-Sicherung (NH-Sicherung)). Der große Prüfstrom  $I_f$  der Sicherung garantiert die Auslösung innerhalb der genormten Prüfdauer [156]. Die Gleichung (55) zeigt die Nennstromkonstante  $i$  zur Ermittlung des großen Prüfstroms  $I_f$  bei verschiedenen Nennströmen der Schmelzsicherungen.

$$I_f = i \cdot I_n \quad (55)$$

Der große Prüfstrom  $I_f$  wird in Abhängigkeit vom Nennstrom  $I_n$  des Schutzelementes (D- und D0-Sicherungen sowie NH-Sicherungen) sowie der Nennstromkonstante  $i$  (1,6 - 2,1), in der Tabelle 28 dargestellt, gewählt.

Tabelle 28: Nennstromkonstante  $i$  der Überstromeinrichtung (D- und D0-Sicherungen bzw. NH-Sicherungen) [9], [157], [156]

D- und D0-Sicherungen		NH-Sicherungen Auslösekennlinie gG	
Nennstrom Schutzeinrichtung	Großer Prüfstrom $I_f = i \cdot I_n$	Nennstrom Schutzeinrichtung $I_n$	Großer Prüfstrom $I_f = i \cdot I_n$
2 A und 4 A	$2,1 \cdot I_n$	$I_n \leq 4 \text{ A}$	$2,1 \cdot I_n$
6 A und 10 A	$1,9 \cdot I_n$	$4 \text{ A} \leq I_n \leq 16 \text{ A}$	$1,9 \cdot I_n$
$13 \text{ A} \leq I_n \leq 35 \text{ A}$	$1,6 \cdot I_n$	16 A und größer	$1,6 \cdot I_n$

In Niederspannungsverteilernetzen werden vorwiegend Schmelzsicherungen (D- und D0- bzw. NH-Sicherungen) mit einem Nennstrom  $I_n$  größer als 13 A bzw. 16 A verwendet. Somit beträgt bei der Verwendung von NH-Sicherungen in dieser Arbeit der große Prüfstrom  $I_f = 1,6 \cdot I_n$ .

Die konventionelle Prüfdauer von NH-Sicherungen mit einer gG-Auslösekennlinie in Abhängigkeit des Sicherungsnennstromes lautet wie folgt [158]:

- Sicherungsnennstrom  $I_n < 63$  A konventionelle Prüfdauer 1 Stunde
- Sicherungsnennstrom  $I_n \geq 63$  A bis  $< 160$  A konventionelle Prüfdauer 2 Stunden
- Sicherungsnennstrom  $I_n \geq 160$  A  $< 400$  A konventionelle Prüfdauer 3 Stunden
- Sicherungsnennstrom  $I_n \geq 400$  A konventionelle Prüfdauer 4 Stunden

Innerhalb der zuvor angegebenen Prüfdauer erfolgt bei dem anliegenden großen Prüfstrom  $I_f$  eine Auslösung. Der kleine Prüfstrom (Sicherungsnennstrom  $I_n \geq 25$  A,  $1,3 \cdot I_n$ ) ist jener Wert, bei dem die vorgeschaltete Sicherung innerhalb der definierten Prüfdauer nicht ausschaltet [156].

Der zuvor beschriebene Zusammenhang ist in graphischer Form in Abbildung 60, bestehend aus der Nennstromregel sowie der Schaltstromregel für die Dimensionierung von Kabeln und Freileitungen in Kombination mit Schutzeinrichtungen, dargestellt.

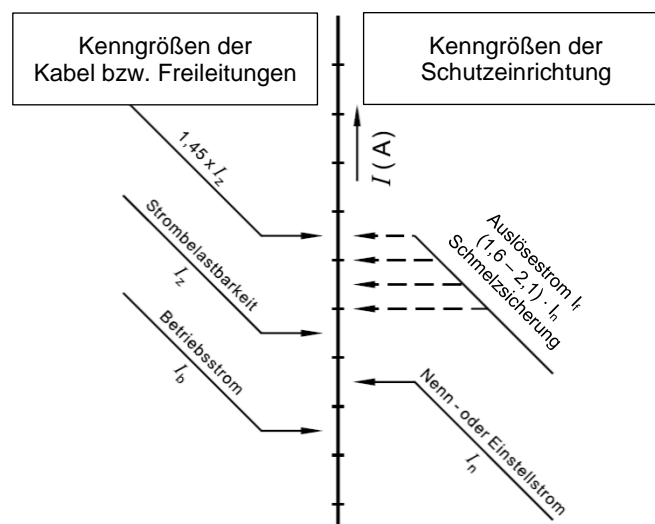


Abbildung 60: Kenngrößen zur Dimensionierung von Kabeln bzw. Freileitungen (Betriebsstrom  $I_b$ , zulässiger Dauerstrom  $I_z$  (Strombelastbarkeit)) sowie der zugehörigen Schutzeinrichtung (Nennstrom  $I_n$ , Auslösestrom  $I_f$  (großer Prüfstrom)) mit Nennstrom- und Schaltstromregel (Formelzeichen modifiziert) [159], [160]

Ohne die Miteinbeziehung der Schaltstromregel kann es z.B. bei Verwendung von NH-Sicherungen zu einer Unterdimensionierung des Kabelquerschnittes kommen. Dies lässt sich dadurch erklären, dass der große Prüfstrom  $I_f$  der Sicherung ( $I_f = 1,6 \cdot I_n$ ) – bei der eine garantierte Auslösung nach einer definierten Prüfdauer stattfindet – höher ist als der zulässige Betriebsstrom, unter Berücksichtigung diverser Umrechnungsfaktoren  $f_{1-7}$ , des verwendeten Kabels bzw. der Freileitung (Faktor  $1,45 \cdot I_z$ ).

Gemäß Literatur [161] kann es sein, dass Kabel in der Energietechnik nicht mit der EVU-Last, sondern mit einem geringeren Belastungsgrad  $m$  als  $m = 0,73$  und dadurch in weiterer Folge mit einer geringeren Spitzenbelastung, als bei der EVU-Last angenommen, betrieben werden. Dies wird in der Regel nicht bei der Planung und Dimensionierung energietechnischer Kabel und Freileitungen berücksichtigt, kann jedoch im Betrieb berücksichtigt werden. Beispielsweise können Kabelverstärkungen bzw. Restrukturierungsmaßnahmen zu einem späteren Zeitpunkt stattfinden. Voraussetzung für verspätete Restrukturierungsmaßnahmen sind jedoch bspw. die Aufzeichnung von aktuellen sowie die Heranziehung von

historischen Strombelastungswerten während des Betriebs der Kabel bzw. der Freileitungen [161].

### Thermische Beanspruchung von Niederspannungskabel im Betrieb

Die Erwärmung von Kabeln und Freileitungen erfolgt direkt am Leiter anhand der Verlustarbeit durch den tatsächlich auftretenden Laststrom bzw. Betriebsstrom und dem Leiterwiderstand. Um Schäden an der Isolierung zu vermeiden, darf die Erwärmung des Leiters definierte Temperaturgrenzen nicht überschreiten [162]. Die Temperaturgrenzen sind wesentlich von dem verwendeten Isoliermaterial sowie von der Art des Leiters abhängig [162]. Die in der Niederspannungsebene eingesetzten VPE-Kabel besitzen eine Grenztemperatur von 90°C bzw. liegt diese bei PVC-Kabel bei 70°C [151], [154].

Generell können folgende Arten der Strombelastung unterschieden werden [162]:

- Dauerbelastung
- Spitzenbelastung
- Kurzschlussbelastung

Bei der Dauerbelastung steigt die Temperatur bis zur Beharrungstemperatur an. Bei diesem Punkt entspricht die Verlustarbeit der an die Umgebung abgeführte Wärmemenge. Ab diesem Zeitpunkt bleibt die Leitertemperatur während der Belastung konstant. Der Grenzwert der Leitertemperatur wird während des Betriebs nicht überschritten [162].

Bei der Spitzenbelastung wird der Leiter kurzzeitig stärker belastet, bis der Leiter seine maximale Grenztemperatur erreicht hat. Danach muss eine rasche Reduktion der Leistung durch eine Abschaltung oder durch eine wesentlich geringere Leistung anhand einer Schwachlastperiode erfolgen. Eine geringe Überschreitung von 10 % der maximalen Grenztemperatur führt im Spitzenleistungsbetrieb in der Regel zu keiner dauerhaften Schädigung [162].

Aufgrund dieser Tatsache können in Abhängigkeit der Belastungsdauer folgende zulässige Stromüberlastungen ausgehend von Dauerlast angenommen werden, ohne die energietechnischen Kabel dauerhaft zu schädigen [162]:

Tabelle 29: Zulässige Stromüberlastung ausgehend von Dauerlast in Abhängigkeit der Überlastungsdauer [162]

Dauer der Belastung	Zulässige Stromüberlastung
15 Minuten	1,6fach
30 Minuten	1,4fach
60 Minuten	1,3fach
120 Minuten	1,2fach

Die größte Belastung tritt bei einem Kurzschluss auf. Die Kurzschlussströme treten in der Regel – bei einer schnellen Abschaltung – für wenige Sekunden auf. In dieser Zeit findet eine sehr geringe Wärmeabgabe an die Umgebung statt. Die restliche Verlustwärme führt zur Erwärmung des Leiters. Aufgrund der raschen Abschaltung und der nachfolgenden Abkühlung des Leiters ergeben sich im Kurzschlussfall höhere Grenztemperaturen



(PVC  $\leq 300 \text{ mm}^2$  - Grenztemperatur  $160 \text{ }^\circ\text{C}$ , bzw. PVC  $> 300 \text{ mm}^2$  -  $140 \text{ }^\circ\text{C}$ , VPE bei gepressten bzw. verschweißten Leiterverbindungen -  $250 \text{ }^\circ\text{C}$ ) [154].

### 8.3 Vorgehensweise zur Dimensionierung von Niederspannungstransformatoren

Transformatoren im Allgemeinen lassen sich grob in Transformatoren für den Industriebetrieb (vermehrt Dauerbetrieb) sowie für den Verteilnetzbetrieb – mit vorwiegender Belastung durch Gewerbe-, Bürolasten und elektrifizierte Haushalte (EVU-Last) – unterscheiden. Bereits in der Planungsphase sollten folgende Kriterien für einen sicheren und zuverlässigen Betrieb berücksichtigt werden [163], [35]:

- Art der Belastung (z.B. Last, Dauerlast bzw. EVU-Last) – Belastungsgrad  $m$
- Kurzschlussleistung, Schaltgruppe
- Effizienzklasse (Leerlaufverluste, stromabhängige Verluste)
- Geräuschemission
- Kühlung
- Abmessungen

Im Folgenden wird auf relevante Punkte für diese Arbeit näher eingegangen. Eine ausreichende Kurzschlussleistung ermöglicht im Fehlerfall eine sichere Trennung des fehlerbehafteten Netzabschnittes bzw. die sichere Heraustrennung des betroffenen Betriebsmittels (Transformatoren, Kabel bzw. Freileitung, elektrischer Verbraucher, etc.). Zusätzlich können Oberschwingungen, verursacht durch Leistungselektronik (z.B. bei der Beladung von Elektrofahrzeugen, Einspeisung von Wechselrichtern der PV-Anlagen, etc.), durch eine ausreichend große Kurzschlussleistung am jeweiligen Verknüpfungspunkt VP begrenzt werden. Die Kurzschlussleistung  $S_{VP}$  am Verknüpfungspunkt VP, in Gleichung (56) dargestellt, lässt sich wie folgt berechnen [128].

$$S_{VP} = \frac{U_{VP}^2}{Z_{VP}} = \frac{U_{VP}^2}{Z_{\text{Netz}} + Z_{Tr} + Z_{Ka}} \quad (56)$$

Die Impedanz am jeweiligen Verknüpfungspunkt  $Z_{VP}$  besteht aus der Impedanz des übergeordneten Netzes  $Z_{\text{Netz}}$ , der Impedanz des Transformators  $Z_{Tr}$  und des Kabels  $Z_{Ka}$ .

Die zulässigen Beanspruchungen der im Niederspannungsverteilternetz verwendeten Transformatoren liegen gemäß Literatur [10] bei Gießharztransformatoren im Normalbetrieb bei 100 % bzw. bei Öl-Transformatoren bei 130 % des Nennstromes vom Transformator.

Für die Dimensionierung bzw. die Auswahl der erforderlichen Nennscheinleistung des Niederspannungstransformators mit vorwiegendem Anteil an elektrifizierten Haushalten im städtischen Bereich wird die Abschätzung der Spitzenleistung für eine definierte Kollektivgröße von elektrifizierten Haushalten anhand der konventionellen Methode gemäß TAEV [9] (TEAV min/max) bzw. anhand der probabilistischen Methode durch verschiedene Spitzenleistungsquantile herangezogen.

Die vom Verfasser durchgeführten Messungen direkt an einem städtischen Niederspannungstransformator haben gezeigt, dass sich während des Betriebs für eine Kollektiv-

anzahl elektrifizierter Haushalte im Mittel ein Verschiebungsfaktor  $\cos \varphi = 0,97$  ergibt [164]. In der Planung hingegen wird in dem angeführten Beispiel gemäß TAEV [9] für Wohnanlagen bei der Dimensionierung ein Verschiebungsfaktor  $\cos \varphi = 0,90$  angenommen. In weiterer Folge wird für die Dimensionierung der verwendeten elektrischen Betriebsmittel (Transformatoren, Kabel und Freileitungen) ein Verschiebungsfaktor  $\cos \varphi = 0,90$  herangezogen.

#### 8.4 Auswirkungen auf den Belastungsfaktor $m$ anhand praxisorientierter Untersuchungen verschiedener Verbraucher

Um die mittlere tageszeitliche Belastung von Kabeln und Freileitungen im Bereich der elektrifizierten Haushalte zu ermitteln, werden die probabilistisch generierten Wirkleistungsprofile für ein Kollektiv von 10 elektrifizierten Haushalten für 10 Jahre (Jahresbasis) herangezogen, um ein durchschnittliches Wirkleistungsprofil für den Typtag „Werktag“ – ohne jahreszeitliche Unterscheidung – zu erstellen.

Das Ziel der weiteren Vorgehensweise ist es, den Belastungsfaktor  $m$  für ein Niederspannungskabel anhand der Methode der probabilistischen Leistungswertgenerierung für elektrifizierte Haushalte mit bzw. ohne elektrisch betriebene Warmwasserspeicher H<sub>2</sub>O (Anschlussleistung 1,5 kW/HH bzw. 3,5 kW/HH) mit dem Belastungsfaktor  $m$  aus dem Standardlastprofil H0 (H0-Profil) für elektrifizierte Haushalte HH miteinander zu vergleichen.

Für die weitere Betrachtung der Verbraucher werden die elektrifizierten Haushalte mit bzw. ohne elektrische Warmwasserspeicher H<sub>2</sub>O herangezogen. Die elektrisch betriebenen Warmwasserspeicher werden entweder mit fixen ( $t_{\text{fix}}$ , 01:00 Uhr) oder probabilistischen Einschaltzeitpunkten ( $t_{\text{prob}}$ , 00:15 - 23:45 Uhr) modelliert (siehe Kapitel 6.2). Durch diese Vorgehensweise kann zusätzlich gezeigt werden, welche Auswirkungen elektrisch betriebene Warmwasserspeicher mit probabilistischen Einschaltzeitpunkten ( $t_{\text{prob}}$ ) innerhalb des Tages im Vergleich zu fixen Einschaltzeitpunkten ( $t_{\text{fix}}$ ) auf ein mittleres Wirkleistungsprofil des Typtages „Werktag“ besitzen. In der folgenden Tabelle 30 sind die unterschiedlichen Kombinationen der verschiedenen Verbraucher für die weiteren Untersuchungen aufgelistet.

Tabelle 30: Auflistung verschiedener Kombinationen der Verbraucher bestehend aus elektrifizierten Haushalten HH mit bzw. ohne elektrische Warmwasserspeicher H<sub>2</sub>O mit unterschiedlichen Einschaltzeitpunkten (fix (01:00 Uhr) bzw. probabilistisch (00:15 - 24:00 Uhr))

Var.	Anzahl Haushalte (HH)	Leistungs- (HH) bzw. Energiewertgenerierung (H <sub>2</sub> O)	Elektrische Warmwasserspeicher (H <sub>2</sub> O)	Anschlussleistung (H <sub>2</sub> O)	Einschaltzeitpunkt (H <sub>2</sub> O)
1.	10	probabilistisch	ohne	-	-
2.	10	probabilistisch	mit	1,5	fix
3.	10	probabilistisch	mit	3,5	fix
4.	10	probabilistisch	mit	1,5	probabilistisch
5.	10	H0-Profil	ohne	-	-

Die Generierung elektrischer Wirkleistungen der elektrifizierten Haushalte HH erfolgt probabilistisch anhand der Log-Normalverteilung gemäß Kapitel 6. Die Generierung der Energie zur Deckung des täglichen Warmwasserbedarfs durch den elektrischen Warmwasserspeicher H<sub>2</sub>O wird für jeden Haushalt anhand der Gammaverteilung durchgeführt (siehe Kapitel 6.2). Im Vergleich dazu wird das Standardlastprofil H<sub>0</sub> (H<sub>0</sub>-Profil) [36] aus dem Jahr 2015 herangezogen und mit einem Strombedarf für Wohnungen mit 2 320 kWh/a pro Haushalt gemäß Statistik Austria [50] skaliert.

Für die Berechnung des mittleren Wirkleistungsverlaufs der elektrifizierten 10 Haushalte werden die „Werktage“ auf Basis der 10 Jahresprofile herausgefiltert (siehe Kapitel 7.1). Um die Genauigkeit zu erhöhen, wird der zuvor beschriebene Vorgang für 10 Haushalte mittels der auf probabilistischer Basis generierten Wirkleistungsprofile jeweils 100mal wiederholt.

Für jedes einzelne 15-minütige Zeitintervall wird der Mittelwert aus den Wirkleistungen der elektrifizierten Haushalte berechnet. Die Ergebnisse der mittleren Verläufe der Wirkleistungen innerhalb eines Tages sind für 10 elektrifizierte Haushalte in der Abbildung 61 dargestellt.

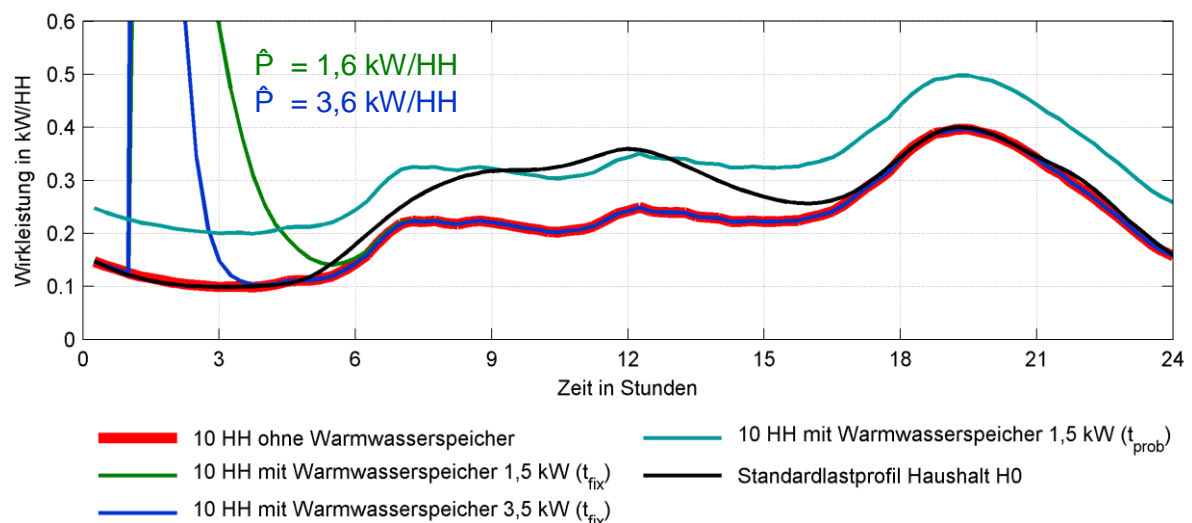


Abbildung 61: Mittleres Tagesprofil („Werktag“) für elektrifizierte Haushalte ohne / mit Warmwasserspeicher (Anschlussleistung 1,5 kW/HH bzw. 3,5 kW/HH) mit fixen ( $t_{\text{fix}}$ , 01:00 Uhr) bzw. probabilistischen Einschaltzeitpunkten ( $t_{\text{prob}}$ , 00:15 Uhr - 24:00 Uhr) inkl. Standardlastprofil Haushalt H<sub>0</sub> („Werktag“) (APCS [36])

Wie aus Abbildung 61 ersichtlich ist, zeigt der berechnete mittlere Wirkleistungsverlauf über einen Tag anhand der Methode der probabilistisch generierten Wirkleistungsprofile elektrischer Haushalte ohne Warmwasserspeicher (roter Verlauf) im Vergleich zu dem Standardlastprofil Haushalt H<sub>0</sub> (schwarzer Verlauf, APCS [36], Jahr 2015) für elektrifizierte Haushalte grundsätzlich einen sehr ähnlichen Wirkleistungsverlauf. Bei einer detaillierten Betrachtung besitzt das Standardlastprofil H<sub>0</sub> eine höhere Wirkleistung um die Mittagszeit. Die Abendspitze der beiden betrachteten Profile ist gleich hoch und beträgt 0,4 kW/HH.

Der gemittelte Wirkleistungsverlauf aus den probabilistisch generierten Wirkleistungsprofilen für elektrifizierte Haushalte inkl. den elektrisch betriebenen Warmwasserspeichern H<sub>2</sub>O mit den fixen Einschaltzeitpunkten ( $t_{\text{fix}}$ ) um 01:00 Uhr zeigt eine Spitzenleistung  $\hat{P}$  von 1,6 kW/HH (Anschlussleistung Warmwasserspeicher H<sub>2</sub>O 1,5 kW/HH, grüner Verlauf) bzw. eine Spitzenleistung  $\hat{P}$  von 3,6 kW/HH (Anschlussleistung elektrischer Warmwasser-

speicher H<sub>2</sub>O 3,5 kW/HH, dunkelblauer Verlauf). Es wird darauf hingewiesen, dass die beiden gemittelten Wirkleistungsverläufe (grüner und dunkelblauer Verlauf) der elektrisch betriebenen Warmwasserspeicher H<sub>2</sub>O mit den fixen Einschaltzeitpunkten ( $t_{\text{fix}}$ , 01:00 Uhr) dem Verlauf ohne elektrisch betriebenen Warmwasserspeicher H<sub>2</sub>O (roter Verlauf) nach erfolgter Beladung um ~ 04:00 Uhr (dunkelblauer Verlauf) bzw. um ~ 06:00 Uhr (grüner Verlauf) folgen. Zusätzlich wird bewusst auf die detaillierte Darstellung der Wirkleistungsspitzen – verursacht durch die elektrischen Warmwasserspeicher H<sub>2</sub>O – mit den fixen Einschaltzeitpunkten verzichtet, da der Verlauf innerhalb des Tages von Interesse ist.

Der gemittelte Wirkleistungsverlauf (petrolfarbener Verlauf) bestehend aus den probabilistisch generierten Wirkleistungsprofilen elektrifizierter Haushalte inkl. der elektrischen Warmwasserspeicher H<sub>2</sub>O mit den zusätzlichen probabilistisch generierten Einschaltzeitpunkten ( $t_{\text{prob}}$ , 00:15 bis 24:00 Uhr) zeigt einen höheren Wirkleistungsbedarf innerhalb des Tagesverlaufs pro Haushalt als im Vergleich zu den zuvor beschriebenen Wirkleistungsverläufen (elektrifizierte Haushalte ohne bzw. mit elektrische Warmwasserspeicher mit fixen Einschaltzeitpunkten).

Der gemittelte Wirkleistungsverlauf mit den probabilistisch generierten Einschaltzeitpunkten elektrischer Warmwasserspeicher (petrolfarbener Verlauf) ist um +25 % bis +100 % höher, bezogen auf das gemittelte Wirkleistungsprofil der probabilistisch generierten Wirkleistungsprofile elektrifizierter Haushalte ohne Warmwasserspeicher H<sub>2</sub>O (roter Verlauf) bzw. um - 8 % bis +100 % bezogen auf das gemittelte Standardlastprofil Haushalt H<sub>0</sub> (H<sub>0</sub>-Profil).

Die Ergebnisse des berechneten mittleren Belastungsfaktors  $m$  werden in der folgenden Tabelle 31 dargestellt.

Tabelle 31: Mittlerer Belastungsfaktor  $m$  verschiedener Varianten unterschiedlicher Verbrauchern bestehend aus elektrifizierten Haushalten mit / ohne elektrische Warmwasserspeicher H<sub>2</sub>O mit fixen (01:00 Uhr) bzw. probabilistischen Einschaltzeitpunkten (00:15 - 24:00 Uhr)

Var.	Anzahl Haushalte (HH)	Leistungs- (HH) bzw. Energiewert-generierung (H <sub>2</sub> O)	Elektrische Warmwasser-speicher (H <sub>2</sub> O)	Anschluss-leistung (H <sub>2</sub> O)	Einschalt-zeitpunkt (H <sub>2</sub> O)	Belastungs-faktor $m$
1.	10	probabilistisch	ohne	-	-	0,56
2.	10	probabilistisch	mit	1,5	fix	0,20
3.	10	probabilistisch	mit	3,5	fix	0,09
4.	10	probabilistisch	mit	3,5	probabilistisch	0,65
5.	10	H <sub>0</sub> -Profil	ohne	-	-	0,65

Wie aus der Tabelle 31 ersichtlich ist, beträgt der Belastungsgrad  $m$  bei der probabilistischen Methode elektrifizierter Haushalte ohne elektrische Warmwasserspeicher H<sub>2</sub>O  $m = 0,56$  p.u. bzw. bei dem Standardlastprofil Haushalt H<sub>0</sub> hingegen  $m = 0,65$  p.u. Die Miteinbeziehung elektrischer Warmwasserspeicher H<sub>2</sub>O mit fixen Einschaltzeitpunkten mit einer Anschlussleistung von 1,5 kW/HH ergibt einen Belastungsfaktor von  $m = 0,20$  bzw. bei einer

Anschlussleistung von 3,5 kW/HH von  $m = 0,09$ . Dies ist aufgrund der gleichzeitigen Betriebsweise der elektrischen Warmwasserspeicher ( $t_{\text{fix}}$ , Einschaltung durch ein Rundsteuersignal [26]), den daraus resultierenden hohen gleichzeitig auftretenden Wirkleistungen und der im Verhältnis dazu geringeren Wirkleistung innerhalb des Tages zurückzuführen.

Durch die nicht gleichzeitige Betriebsweise der elektrischen Warmwasserspeicher H<sub>2</sub>O anhand von probabilistischen Einschaltzeitpunkten ( $t_{\text{prob}}$ ) ist ein Optimierungspotential detektierbar. Dieses Optimierungspotential wurde bereits in der Arbeit von Brandauer [165] festgestellt und kann in dieser Arbeit anhand von real gemessenen Daten ebenfalls belegt werden. Der Belastungsfaktor  $m$  beträgt bei den probabilistischen Einschaltzeitpunkten der elektrisch betriebenen Warmwasserspeicher innerhalb des Tages  $m = 0,65$ . Dieser Wert des Belastungsfaktors  $m$  entspricht jenem des Standardlastprofils H0 für elektrifizierte Haushalte.

## 8.5 Beispiel einer technischen Dimensionierung von Niederspannungskomponenten

Im Folgenden wird die in Kapitel 8.2 und Kapitel 8.3 dargelegte Theorie zur Dimensionierung von Betriebsmitteln (Transformatoren, Kabel, Schutzelementen) in der Niederspannungsebene für eine unterschiedliche Kollektivanzahl elektrifizierter Haushalte (5 - 100 HH) anhand folgender Methoden zur Spitzenleistungsabschätzung durchgeführt:

- Konventionelle Methode: Technische Anschlussbedingungen TAEV [9]
- Probabilistische Methode: Spitzenleistungsquantile (Maximum bis 99,99 %-Quantil)
  - elektrifizierte Haushalte ohne elektrische Warmwasserspeicher
  - elektrifizierte Haushalte mit elektrischen Warmwasserspeichern (1,5 kW/HH) und fixen Einschaltzeitpunkten ( $t_{\text{fix}}$ , 01:00 Uhr)
  - elektrifizierte Haushalte mit elektrischen Warmwasserspeichern (1,5 kW/HH) und probabilistische Einschaltzeitpunkte ( $t_{\text{prob}}$ , 00:15 - 24:00 Uhr)

Für die Auslegung der Niederspannungstransformatoren, -kabel und der Sicherungselemente wird die Norm ÖVE-EN 1 Teil 3 (§41) [148] angewendet. In der Abbildung 62 ist das beispielhaft gewählte Niederspannungsnetz mit einer unterschiedlichen Kollektivanzahl elektrifizierter Haushalte (5 bis 100 HH), am Ende einer 100 m langen Stichleitung (Niederspannungskabel) am Hausanschlusspunkt HA 1.1, dargestellt. Der Verschiebungsfaktor der elektrifizierten Haushalte wird bei der Dimensionierung gemäß TAEV [9] mit  $\cos \varphi = 0,90$  angenommen.

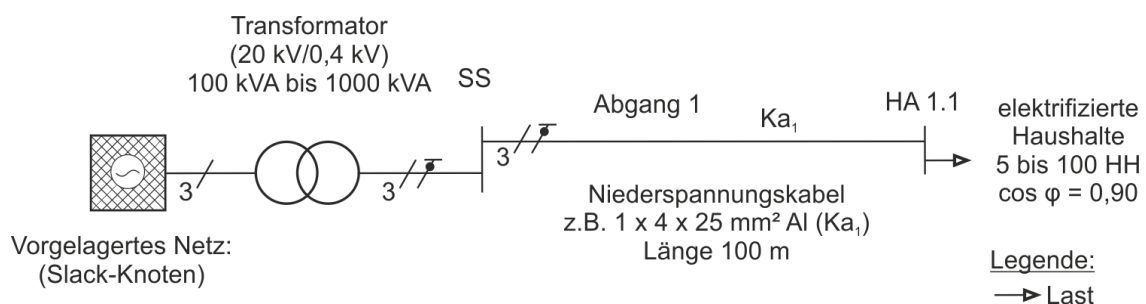


Abbildung 62: Beispiel eines Niederspannungsnetzes zur Dimensionierung von Betriebsmitteln (Kabel (Querschnitt z.B. 25 mm<sup>2</sup> bis 300 mm<sup>2</sup>) und Transformatoren (Nennscheinleistung z.B. 100 kVA bis 1000 kVA) sowie Sicherungselementen für eine unterschiedliche Anzahl elektrifizierter Haushalte (5 bis 100 HH)

Der in der Abbildung 62 dargestellte Abgang 1 enthält in der Regel 1 Kabel, sollte ein höherer Betriebsstrom zu erwarten sein, werden in dieser Arbeit zwei Kabel verwendet.

Im Folgenden werden wichtige Eigenschaften zur Dimensionierung einzelner Komponenten wie Kabel, Transformatoren bzw. Schutzelemente (z.B. NH-Sicherungen) aufgelistet, um einen wirtschaftlichen Vergleich, unter Anwendung der dynamischen Investitionsrechnung, durchzuführen.

### Niederspannungskabel

Die in dieser Arbeit beispielhaft vorgenommene Dimensionierungen der Niederspannungskabel ÖVE-EN 1 Teil 3 (§41) [148] bzw. ÖVE/ÖNORM E 8001-3-41 [149] werden unter folgenden Verlegebedingungen bei einer Verlegetiefe  $a$  von  $0,7 \text{ m} \leq a \leq 1,2 \text{ m}$  durchgeführt:

• Häufung $f_1$ :	Einzelleitung ( $f_1 = 1,0$ ), Doppel- ( $f_1 = 0,85$ ), Dreifach- ( $f_1 = 0,75$ ), Vierfachleitung ( $f_1 = 0,7$ )
• Anzahl belasteter Adern im Kabel $f_2$ :	3 belastete Adern *) in einem Kabel – Belastungsstrom gemäß Kabelhersteller
• Verlegeart $f_4$ :	in Erde $20^\circ\text{C}$ ( $f_4 = 1,0$ )
• Belastungsart $f_5$ :	Spezifischer Bodenwiderstand ( $1 \text{ K} \cdot \text{m/W}$ ) EVU-Last $m = 0,7$ ( $f_5 = 1,0$ )
• Gleichzeitigkeit $f_7$ :	Gleichzeitigkeitsfaktor gemäß TAEV [9] bzw. gemäß Spitzenleistungsquantile (Maximum bis 99,99 %-Quantil)

#### Legende:

\*) Der Neutralleiter bzw. der PEN-Leiter wird hier gemäß ÖVE-EN 1 Teil 3 (§41) [148] als nicht belasteter Leiter [148]

Unter den zuvor angeführten Verlegebedingungen und den daraus resultierenden Umrechnungsfaktoren  $f_{1-7}$  wird der zulässige Dauerstrom  $I_z$  des verwendeten Niederspannungskabels berechnet.

Die zuvor ermittelten Spitzenleistungen anhand der probabilistischen Methode mittels den Spitzenleistungsquantilen (Maximum bis 99,99 %-Quantil) werden herangezogen, um den maximalen Betriebsstrom  $I_b$  für eine definierte Anzahl elektrifizierter Haushalte, unter der Prämisse einer symmetrischen Aufteilung zwischen den einzelnen Phasen sowie anhand der Nennspannung von 400/230 V, bei einem maximalen Verschiebungsfaktor  $\cos \varphi = 0,9$  gemäß TAEV [9], zu berechnen. Dieser Vorgang wird ebenfalls für die konventionelle Methode gemäß TAEV [9] durch Heranziehung des minimalen und maximalen Gleichzeitigkeitsfaktors (siehe Kapitel 2.2.1) durchgeführt.

In der Tabelle 32 sind die auf Basis der probabilistischen Methode mittels den Spitzenleistungsquantilen (Maximum bis 99,99 %-Quantil) bzw. der konventionellen Methode gemäß TAEV [9] (TAEV min/max) berechneten Betriebsströme  $I_b$ , die beispielhaft dimensionierten Kabelquerschnitte inkl. der Nennströme der NH-Sicherungen (SI-Nennstrom  $I_n$ ) unter Miteinbeziehung der Nennstrom- sowie die Schaltstromregel, siehe Gleichung (53) und (54), aufgelistet.

Zusätzlich werden als Vergleichswerte die im Netzbetrieb real verwendeten Kabelquerschnitte sowie die zugehörigen Nennströme der verwendeter Überstromschieeinrichtungen (NH-Sicherungen) eines Verteilernetzbetreibers [166] für eine unterschiedliche Anzahl elektrifizierter Haushalte als Vergleich dargestellt. Bei den in der Tabelle 32 dargestellten Kabelquerschnitten wird bis auf die Vergleichswerte eines Verteilernetzbetreibers [166] das Leitermaterial Aluminium verwendet.

Tabelle 32: Beispielhafte Kabel- und Sicherungsdimensionierung [148] anhand der konventionellen Methode gemäß TAEV [9] (TAEV min/max) bzw. eines Verteilernetzbetreibers [166] sowie anhand der probabilistischen Methode mittels den Spitzenleistungsquantilen (Maximum bis 99,99 %-Quantil), für eine unterschiedliche Anzahl elektrifizierter Haushalte (< 50 HH ohne H2O, ≥ 50 HH inkl. H2O)

			inkl. H2O				inkl. H2O
			5 HH	10 HH	20 HH	50 HH	100 HH
TAEV max	Betriebsstrom $I_b$	A	64	93	162	319	580
	Kabelquerschnitt	mm <sup>2</sup>	1x4x25	1x4x35	1x4x120	1x4x300	2x4x300
	SI-Nennstrom $I_n$	A	1x3x80	1x3x100	1x3x200	1x3x355	1x3x630
TAEV min	Betriebsstrom $I_b$	A	61	81	128	261	400
	Kabelquerschnitt	mm <sup>2</sup>	1x4x25	1x4x35	1x4x70	1x4x240	2x4x150
	SI-Nennstrom $I_n$	A	1x3x63	1x3x100	1x3x160	1x3x315	1x3x400
Verteilernetz- betreiber N. N. [166]	Betriebsstrom $I_b$	A	63	80	125	- <sup>2)</sup>	- <sup>2)</sup>
	Kabelquerschnitt	mm <sup>2</sup>	1x4x25	1x4x35	1x4x70	- <sup>2)</sup>	- <sup>2)</sup>
	SI-Nennstrom $I_n$	A	1x3x63	1x3x80	1x3x125	- <sup>2)</sup>	- <sup>2)</sup>
Maximum (1 x 15')	Betriebsstrom $I_b$	A	120	149	190	277	333
	Kabelquerschnitt	mm <sup>2</sup>	1x4x50	1x4x70	1x4x120	1x4x240	1x4x300
	SI-Nennstrom $I_n$	A	1x3x125	1x3x160	1x3x200	1x3x315	1x3x355
99,999 % (3,5 x 15')	Betriebsstrom $I_b$	A	72	93	116	169 <sup>1)</sup>	275 <sup>1)</sup>
	Kabelquerschnitt	mm <sup>2</sup>	1x4x25	1x4x35	1x4x50	1x4x120 <sup>1)</sup>	1x4x240 <sup>1)</sup>
	SI-Nennstrom $I_n$	A	1x3x80	1x3x100	1x3x125	1x3x200 <sup>1)</sup>	1x3x315 <sup>1)</sup>
99,99 % (35 x 15')	Betriebsstrom $I_b$	A	38	49	66	137 <sup>1)</sup>	269 <sup>1)</sup>
	Kabelquerschnitt	mm <sup>2</sup>	1x4x25	1x4x25	1x4x25	1x4x70 <sup>1)</sup>	1x4x240 <sup>1)</sup>
	SI-Nennstrom $I_n$	A	1x3x40	1x3x50	1x3x80	1x3x160 <sup>1)</sup>	1x3x315 <sup>1)</sup>

Legende: <sup>1)</sup> Miteinbeziehung elektrischer Warmwasserspeicher H2O – Anschlussleistung 1,5 kW/HH – Einschaltzeitpunkt fix (01:00 Uhr)

<sup>2)</sup> Keine detaillierten Angaben für > 42 elektrifizierte Haushalte vorhanden, Leitermaterial Kupfer [166]

### Fall A) Geringe Anzahl elektrifizierter Haushalte 5 bis 20 HH

Die probabilistische Methode zeigt bei Betrachtung des 99,999 %-Quantils (3,5 x 15 Minuten, siehe Kapitel 6.6) für eine Kollektivgröße von 5 bis 20 HH, dass sich der zu erwartende Betriebsstrom  $I_b$  in der gleichen Größenordnung wie bei der konventionellen Methode gemäß TAEV [9] befindet. Das 99,99 %-Quantil (35 x 15 Minuten) ist hingegen kleiner als der zu erwartende Betriebsstrom  $I_b$  TEAV [9] (TAEV min) und führt zu verringerten Kabelquerschnitten und zu geringen Nennströmen der verwendeten NH-Sicherungen.

## Fall B) Große Anzahl elektrifizierter Haushalte $\geq 50$ HH

Bei einer größeren Kollektivgröße elektrifizierter Haushalte ( $\geq 50$  HH) sind in der Tabelle 32 die elektrischen Warmwasserspeicher H<sub>2</sub>O mit einem fixen Einschaltzeitpunkt (01:00 Uhr) und einer Anschlussleistung von 1,5 kW/HH integriert. Trotz Zuschaltung einer großen elektrischen Last ist bei der probabilistischen Methode ein Optimierungspotential im Vergleich zur konventionellen Methode gemäß TAEV [9] (TAEV min/max) ersichtlich.

Es wird darauf hingewiesen, dass bei der probabilistischen Methode unter Verwendung der elektrisch betriebenen Warmwasserspeicher H<sub>2</sub>O mit einer Anschlussleistung von 3,5 kW/HH und einem fixen Einschaltzeitpunkt (01:00 Uhr) die Spitzenleistung bzw. der daraus zu erwartende Betriebsstrom  $I_b$  der konventionellen Methode gemäß TAEV [9] (TAEV max) entspricht.

Für die weitere Dimensionierung wird bei der probabilistischen Methode wieder das 99,999 %-Quantils (3,5 x 15 Minuten) herangezogen.

Im Fall von 2 parallel geschalteten Kabeln wird pro Kabel jeweils ein Überstromschutzelement (NH-Sicherung) angenommen. Die Schutzelemente (NH-Sicherungen) sind für jeden einzelnen Außenleiter vorzusehen.

Die Tabellen der Kabel- und Sicherungsdimensionierung der probabilistischen Methode für die elektrifizierten Haushalte ohne elektrische Warmwasserspeicher H<sub>2</sub>O (siehe Anhang in Tabelle 45) sowie die elektrifizierten Haushalte inkl. den elektrischen Warmwasserspeichern H<sub>2</sub>O mit fixen Einschaltzeitpunkten (01:00 Uhr) bei einer Anschlussleistung von 1,5 kW/HH befinden sich im Anhang in Tabelle 46. Zusätzlich sind Ergebnisse für die elektrifizierten Haushalte mit den elektrischen Warmwasserspeichern H<sub>2</sub>O bei einer Anschlussleistung von 1,5 kW/HH unter Einbeziehung von probabilistischen Einschaltzeitpunkten (00:15 - 24:00 Uhr) ebenfalls im Anhang in Tabelle 47 aufgelistet.

## Niederspannungstransformator

Die Dimensionierung bzw. die Auswahl der erforderlichen Nennscheinleistung des Niederspannungstransformators wird gemäß TAEV [9] (TAEV min/max) sowie anhand des zuvor ermittelten Spitzenleistungsquantils (99,999 %-Quantil, 3,5 x 15 Minuten), bei Annahme der Nennspannung und einer symmetrischen Aufteilung zwischen den einzelnen Außenleitern durchgeführt.

In der folgenden Tabelle 33 sind die berechneten Scheinleistungen anhand der konventionellen Methode gemäß TAEV [9] sowie unter Beachtung der probabilistischen Methode anhand des Spitzenleistungsquantils (99,999 %-Quantil, 3,5 x 15 Minuten), mit den ausgewählten Nennscheinleistungen der Niederspannungstransformatoren für eine definierte Kollektivanzahl elektrifizierter Haushalte (20 HH - 100 HH) aufgelistet.



Tabelle 33: Scheinleistungen sowie ausgewählte Nennscheinleistungen der Niederspannungstransformatoren ermittelt anhand der konventionellen sowie der probabilistischen Methode mittels dem Spitzenleistungsquantil (99,999 %-Quantil, 3,5 x 15 Minuten) elektrifizierter Haushalte (20 - 100 HH) mit elektrischen Warmwasserspeichern H2O und verschiedenen Einschaltzeitpunkten (fix bzw. probabilistisch)

Anzahl Haushalte	Methode	Scheinleistung	Nennscheinleistung Transformator
		kVA	kVA
20 HH	TAEV max	112	160
	TAEV min	88	100
	99,999 % (3,5 x 15') – HH & H2O (1,5 kW/HH) $t_{fix}$	80	100
	99,999 % (3,5 x 15') – HH & H2O (1,5 kW/HH) $t_{prob}$	83	100
50 HH	TAEV max	220	315
	TAEV min	180	200
	99,999 % (3,5 x 15') – HH & H2O (1,5 kW/HH) $t_{fix}$	117	160
	99,999 % (3,5 x 15') – HH & H2O (1,5 kW/HH) $t_{prob}$	122	160
100 HH	TAEV max	400	500
	TAEV min	276	315
	99,999 % (3,5 x 15') – HH & H2O (1,5 kW/HH) $t_{fix}$	190	200
	99,999 % (3,5 x 15') – HH & H2O (1,5 kW/HH) $t_{prob}$	169	200

Wie aus der Tabelle 33 ersichtlich ist, ergibt sich bereits bei einer geringen Anzahl von 20 elektrifizierten Haushalten (20 HH) zwischen beiden Methoden (konventionell bzw. probabilistisch) nicht die gleiche Nennscheinleistung für den Transformator. In diesem Fall ergibt sich bei Heranziehung der konventionellen Methode gemäß TAEV [9] (TAEV max) eine höhere Nennscheinleistung des Niederspannungstransformators als bei der probabilistischen Methode.

Ab einer Kollektivanzahl von 50 elektrifizierten Haushalten ist es unter den angegebenen Bedingungen möglich, bei der Anwendung der probabilistischen Methode gemäß des verwendeten Spitzenleistungsquantils (elektrifizierte Haushalte mit elektrischen Warmwasserspeichern) eine geringere Nennscheinleistung des Niederspannungstransformators als bei der konventionellen Methode gemäß TAEV [9] (TAEV min/max) zu verwenden. Obwohl bei der probabilistischen Modellierung der elektrisch betriebenen Warmwasserspeicher H2O verschiedene Möglichkeiten zur Generierung unterschiedlicher Einschaltzeitpunkte (fix bzw. probabilistisch) verwendet werden, ergeben sich keine Unterschiede hinsichtlich der Nenngrößen der Niederspannungstransformatoren.

### Lastflusssimulation in NEPLAN

Um die dimensionierten und ausgewählten Betriebsmittel (Transformatoren und Kabel) in dem exemplarischen Niederspannungsnetz (siehe Abbildung 62) hinsichtlich des Spannungsabfalls zu prüfen, werden Lastflussberechnungen in NEPLAN [167] durchgeführt. Dabei wird jeweils ein auf probabilistischer Basis generiertes Wirkleistungsprofil für ein ganzes Jahr mit einer zeitlichen Auflösung von 15 Minuten verwendet. Es werden die zuvor bestimmten Nenngrößen der Niederspannungstransformatoren, sowie die verschiedenen Kabelquerschnitte folgender Methoden verwendet und simuliert:

- Konventionelle Methode: Technische Anschlussbedingungen TAEV [9]
- Probabilistische Methode: Spitzenleistungsquantil (99,999 %-Quantil)
  - elektrifizierte Haushalte mit elektrischen Warmwasserspeichern (1,5 kW/HH) und fixe Einschaltzeitpunkte ( $t_{fix}$ , 01:00 Uhr)

Für die einzelnen Simulationen wird ein probabilistisch generiertes Wirkleistungsprofil der elektrifizierten Haushalte HH mit den elektrisch betriebenen Warmwasserspeichern H<sub>2</sub>O (Anschlussleitung 1,5 kW/HH und fixen Einschaltzeitpunkten) verwendet, da durch den gleichzeitigen Betrieb der elektrischen Warmwasserspeicher H<sub>2</sub>O der maximale Spannungsabfall an dem Hausanschlusspunkt HA 1.1 (siehe Abbildung 62) zu erwarten ist.

Das in Abbildung 62 beispielhaft dargestellte Niederspannungsnetz wird im Lastflussberechnungsprogramm NEPLAN [167] modelliert. Die berechneten Phasenspannungen  $U_{L1N}$  (zwischen Außenleiter und Neutraleiter) am Hausanschluss HA 1.1 bei einer unterschiedlichen Kollektivanzahl elektrifizierter Haushalte (20 - 100 HH) sind in Form von absteigend sortierten Dauerlinien in der Abbildung 63 dargestellt. Die Phasenspannungen am Hausanschlusspunkt HA 1.1 werden auf die Nennspannung von 230 V bezogen.

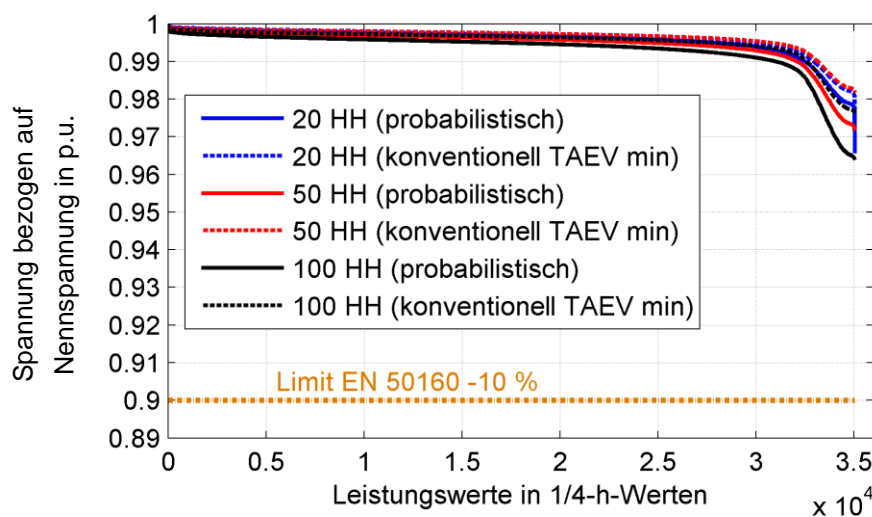


Abbildung 63: Absteigend sortierte Spannung am Hausanschluss HA 1.1 des beispielhaften Niederspannungsnetzes verschiedener Methoden (TAEV [9], Spitzenleistungsquantil (99,999 %-Quantil, 3,5 x 15 Minuten) für unterschiedliche Kollektivgröße elektrifizierter Haushalte (20 - 100 HH)

Wie aus der Abbildung 63 ersichtlich ist, befindet sich die Spannung am Hausanschlusspunkt HA 1.1, bezogen auf die Nennspannung, innerhalb der Grenzen der ÖVE/ÖNORM EN 50160 von  $\pm 10\%$  für 95 % bzw. von  $+10\%$  bis  $-15\%$  für 100 % der Zeit des betrachteten Zeitraumes von einem Jahr. Zusätzlich wird der Bereich der exemplarischen Niederspannungsbandaufteilung für die Verbraucher in der Niederspannungsebene (siehe Abbildung 58) von  $-8\%$  bezogen auf die Nennspannung ebenfalls eingehalten. In dieser Darstellung wird auf die weiteren Analysen hinsichtlich der weiteren Spitzenleistungsquantile (99,99 % bis 99,9 %-Quantil) verzichtet.

## 8.6 Wirtschaftliche Betrachtung an einem beispielhaften Niederspannungsnetz

Um die wirtschaftlichen Auswirkungen der verschiedenen Methoden (konventionell vs. probabilistisch) bei Verwendung eines verringerten Querschnittes des Niederspannungskabels sowie einer verringerten Nennleistung des Niederspannungstransformators bei einer definierten Kollektivgröße elektrifizierter Haushalte (20 - 100 HH) zu berechnen, wird die dynamische Investitionsrechnung herangezogen. Der Vorteil der dynamischen Investitionsrechnung liegt darin, zukünftige Zahlungsströme der Einnahmen  $E_t$  sowie Ausgaben  $A_t$  anhand eines Kalkulationszinssatzes  $z$  auf einen gemeinsamen Bezugszeitpunkt abzuzinsen und daraus den Kapitalwert  $C_0$  zu berechnen. Zusätzlich werden bei der dynamischen Investitionsrechnung die Investitionskosten  $I_0$  zu Beginn der Investition zum Zeitpunkt  $t = 0$  sowie der Restwert  $RW$  des betrachteten Objektes am Ende der Berechnungsdauer ( $N$  Jahre) in die Gleichung (57) miteinbezogen [168].

$$C_0 = -I_0 + \sum_{t=0}^N (E_t - A_t) \cdot \frac{1}{(1+z)^t} + RW \quad (57)$$

In den Simulationen werden die Einnahmen  $E_t$  aus dem Verkauf des elektrischen Stroms nicht berücksichtigt, da in beiden Fällen jeweils die gleichen Einnahmen durch den Stromverkauf der Kunden eingenommen werden. Der Restwert  $RW$  am Ende des Betrachtungszeitraumes  $N$  (50 Jahre) wird in der Berechnung auf Null gesetzt.

Der Kalkulationszinssatz  $z$  inkludiert die Teuerung  $g$  (Inflation) sowie den vom Unternehmen angesetzten internen Zinssatz  $i$  und wird mit Gleichung (58) berechnet. Der interne Zinssatz  $i$  liegt im Bereich von 3 bis 8 % [169].

$$z = \frac{1+i}{1+g} - 1 \quad (58)$$

Erweist sich der Kapitalwert  $C_0$  am Ende einer Betrachtungsdauer als positiv, so übertrifft die Investition den angesetzten Kalkulationszinssatz  $z$ . Bei einem Kapitalwert  $C_0$  von Null entspricht der Zinssatz erzielt durch die Investition dem angesetzten Kalkulationszinssatz  $z$ .

Die Investitionskosten  $I_0$  am Beispiel eines Niederspannungsnetzes setzen sich aus den Investitionskosten des Niederspannungstransformators  $I_{Tr}$ , den Kosten für das Niederspannungskabel  $I_{Ka}$ , sowie für die notwendigen Grabungsarbeiten  $I_{Grabung}$  und den Installationskosten  $I_{Install}$  für den Anschluss von Kabeln und Transformatoren zusammen. Die einzelnen Positionen der Kosten für die Niederspannungsbetriebsmittel sind im Anhang (siehe Tabelle 48 und Tabelle 49) aufgelistet.

$$I_0 = I_{Tr} + I_{Ka} + I_{Grabung} + I_{Install} \quad (59)$$

Um eine einfache Vergleichbarkeit zwischen den verschiedenen Investitionskosten unterschiedlicher Querschnitte von Niederspannungskabeln zu gewährleisten, werden die einzelnen Niederspannungskabel als Aluminiumleiter angenommen. Die Berechnung des Kabelquerschnittes erfolgt anhand der konventionellen Methode gemäß TAEV [9] (TAEV min/max) sowie anhand der probabilistischen Methode durch Heranziehung des

Spitzenleistungsquantils (99,999 %-Quantil, 3,5 x 15 Minuten). Die Ergebnisse der berechneten Kabelquerschnitte sind der Tabelle 32 zu entnehmen.

Um die jährlichen Verlustkosten im Betrieb durch den verringerten Querschnitt der Niederspannungskabel bzw. der verringerten Nennscheinleistung des Niederspannungstransformators zu eruieren, werden die Jahresprofile auf probabilistischer Basis für beispielsweise 20 HH herangezogen. Anhand folgender Gleichung (60) wird mit der Leiterspannung  $u_{L1}(t)$  daraus beispielhaft der Leiterstrom  $i_{L1}(t)$  des Transformators sowie des Niederspannungskabels, ohne Berücksichtigung einer Laststeigerung über die betrachteten 50 Jahre – berechnet.

$$i_{L1}(t) = \frac{p(t)}{\sqrt{3} \cdot u_{L1}(t) \cdot \cos \varphi(t)} \quad (60)$$

Durch den berechneten Leiterstrom  $i_{L1}(t)$  werden die Verlustenergien der verwendeten Niederspannungskabel  $E_{Ka}$  (Methode TAEV [9] bzw. Spitzenleistungsquantile) über ein Jahr (35 040 Wirkleistungswerte mit einer 15-minütigen Zeitauflösung) mit folgender Gleichung (61) berechnet.

$$E_{Ka} = \frac{1}{4} \cdot 3 \cdot \sum_{t=1}^{N=35\,040} i_{L1}^2(t) \cdot R_{Ka} \quad (61)$$

Der Widerstand des Kabels  $R_{Ka}$  wird in dieser Berechnung als konstant angenommen.

Um die Verlustenergien des Transformators  $E_{Tr}$  aus der Leerlaufverlustleistung  $P_{0,Tr}$  sowie der stromabhängigen Verlustleistung (Kupferverluste  $P_{k,Tr}$ ) des Transformators zu berechnen, wird folgende Gleichung (62) herangezogen [170], [171]. Bei dem Strom des Transformators  $I_{n,Tr}$  handelt es sich um den Bemessungsscheinstrom einer Phase bei angenommener symmetrischer Belastung. Für die Simulationen werden Niederspannungstransformatoren mit normalen Verlusten gemäß eines Transformatorherstellers [170] anhand der Norm ÖVE/ÖNORM EN 50464 [172] verwendet.

$$E_{Tr} = \frac{1}{4} \cdot \sum_{t=1}^{N=35\,040} P_{0,Tr} + \left( \frac{i_{L1}(t)}{I_{n,Tr}} \right)^2 \cdot P_{k,Tr} \quad (62)$$

Die gesamten jährlichen Betriebskosten  $K_{Ges,Betr}$ , in Gleichung (63) dargestellt, setzen sich aus den Verlustkosten der Niederspannungskabel  $K_{Ka}$ , der Niederspannungstransformatoren  $K_{Tr}$  sowie den jährlichen Kosten für Wartung und Betrieb  $K_{Wartung}$  zusammen. Die jährlichen Kosten für die Wartung werden mit 1 % der Gesamtkosten der Anlage bestehend aus den Kosten des Gebäudes, des Transformators und der Schaltanlage angenommen.

Die Verlustkosten der verwendeten Betriebsmittel berechnen sich aus der Summe der Verlustenergien der verwendeten Niederspannungskabel  $E_{Ka}$  sowie der Niederspannungstransformatoren  $E_{Tr}$  multipliziert mit dem durchschnittlichen Strompreis der Strombörse  $k_{Strom}$ . Es wird angenommen, dass die Verluste der NH-Sicherungen sowie die Kosten dieser vernachlässigt werden können.

$$K_{\text{Ges,Betr}} = K_{\text{Ka}} + K_{\text{Tr}} + K_{\text{Wartung}} = (E_{\text{Ka}} + E_{\text{Tr}}) \cdot k_{\text{Strom}} + K_{\text{Wartung}} \quad (63)$$

Die bei der Kapitalwertmethode notwendigen Parameter (z.B. Strompreis, Kabellänge, usw.) des Basisszenarios zur Berechnung der Kapitalwerte  $C_0$  für eine verschiedene Anzahl elektrifizierter Haushalte, werden für das beispielhaft angenommene Niederspannungsnetz wie folgt angenommen:

- |                            |            |                                |          |
|----------------------------|------------|--------------------------------|----------|
| • Strompreis (Strombörse): | 0,05 €/kWh | • Inflation g:                 | 2 %/a    |
| • Kabellänge:              | 100 m      | • Interner Zinssatz i:         | 8 %/a    |
| • Betrachtungszeitraum:    | 50 Jahre   | • Kalkulatorischer Zinssatz z: | 5,88 %/a |

In der folgenden Abbildung 64 sind die mittels der dynamischen Investitionsmethode berechneten Kapitalwerte  $C_0$  folgender Methoden dargestellt:

- Konventionelle Methode: Technische Anschlussbedingungen TAEV [9]
- Probabilistische Methode: Spitzenleistungsquantil (99,999 %-Quantil)
  - elektrifizierte Haushalte mit elektrischen Warmwasserspeichern (1,5 kW/HH) und fixe Einschaltzeitpunkte ( $t_{\text{fix}}$ , 01:00 Uhr)

Dabei werden die Kapitalwerte der eingesetzten Betriebsmittel (Transformatoren und Kabel) für eine definierte Kollektivgröße elektrifizierter Haushalte (20 - 100 HH) für eine Betrachtungsdauer von 50 Jahren dargestellt. Es wird darauf hingewiesen, dass nicht alle Ergebnisse der verschiedenen Methoden in dieser Abbildung dargestellt sind.

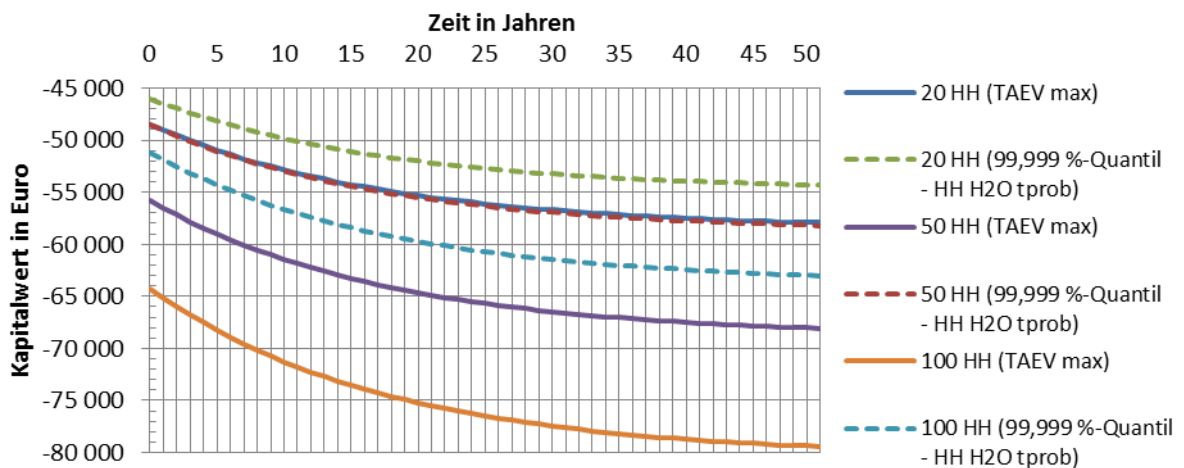


Abbildung 64: Dynamische Investitionsrechnung von Betriebsmitteln (Transformator, Kabel) unterschiedlicher Methoden (TAEV [9] bzw. Spitzenleistungsquantil (99,999 %-Quantil, 3,5 x 15 Minuten) einer definierten Anzahl elektrifizierter Haushalte (20 - 100 HH) am Bsp. eines Niederspannungsnetzes

Wie aus der Abbildung 64 ersichtlich ist, ergeben sich zwischen den beiden Methoden (TAEV [9] bzw. Spitzenleistungsquantile) zur Dimensionierung elektrischer Betriebsmittel erst ab einer größeren Kollektivanzahl elektrifizierter Haushalte wesentliche Unterschiede hinsichtlich der zu erwartenden Kapitalwerte  $C_0$  am Ende der Betrachtungsdauer von 50 Jahren.

Um eine einfache Vergleichbarkeit zwischen den beiden Methoden (TAEV [9] (TAEV min/max) bzw. Spitzenleistungsquantile) herzustellen, werden die Kapitalwerte  $C_0$  am

Ende der Betrachtungsdauer von 50 Jahren für eine definierte Kollektivgröße elektrifizierter Haushalte (20 - 100) herangezogen und in der Tabelle 34 aufgelistet.

Tabelle 34: Kapitalwerte  $C_0$  verschiedener Methoden (TAEV [9], Spitzenleistungsquantil (99,999 %-Quantil, 3,5 x 15 Minuten, mit elektrischen Warmwasserspeichern (Anschlussleistung 1,5 kW/HH) und verschiedenen Einschaltzeitpunkten (fix bzw. probabilistisch)) bei einer Betrachtungsdauer von 50 Jahren

Anzahl Haushalte (HH)	Methode	Kapitalwert $C_0$	Differenz bezogen auf TAEV max	Reduktion bezogen auf TAEV max
20 HH	TAEV max	-57 935 €	-	-
	TAEV min	-54 669 €	3 266 €	-5,6 %
	HH + H2O (1,5 kW/HH, $t_{fix}$ )	-54 444 €	3 491 €	-6,0 %
	HH + H2O (1,5 kW/HH, $t_{prob}$ )	-54 327 €	3 608 €	-6,2 %
50 HH	TAEV max	-68 062 €	-	-
	TAEV min	-62 687 €	5 375 €	-7,9 %
	HH + H2O (1,5 kW/HH, $t_{fix}$ )	-58 787 €	9 275 €	-13,6 %
	HH + H2O (1,5 kW/HH, $t_{prob}$ )	-58 213 €	9 849 €	-14,5 %
100 HH	TAEV max	-79 429 €	-	-
	TAEV min	-66 934 €	12 495 €	-15,7 %
	HH + H2O (1,5 kW/HH, $t_{fix}$ )	-64 585 €	14 844 €	-18,7 %
	HH + H2O (1,5 kW/HH, $t_{prob}$ )	-63 003 €	16 426 €	-20,7 %

Aus der Tabelle 34 ist ersichtlich, dass die Differenz der Kapitalwerte zwischen den beiden Methoden (TAEV vs. Spitzenleistungsquantile) für die unterschiedliche Anzahl elektrifizierter Haushalte in absoluten Zahlen zwischen < 4000 € und im Bereich von < 17 000 € bezogen auf die konventionelle Methode gemäß TAEV [9] (TAEV max) liegen. Dadurch würde sich bei Anwendung der probabilistischen Methode gemäß dem Spitzenleistungsquantil (99,999 %-Quantil, 3,5 x 15 Minuten) für elektrifizierte Haushalte HH mit elektrische Warmwasserspeicher H2O (Anschlussleistung 1,5 kW/HH mit probabilistischen Einschaltzeitpunkten  $t_{prob}$ ) ein Optimierungspotential d.h. eine Reduktion der Kapitalwerte zwischen 6 % und 21 % bezogen auf die konventionelle Methode gemäß TAEV [9] (TAEV max) bzw. von < 0,5 % und 7 % bezogen auf die TAEV [9] (TAEV min) ergeben.

Um den Einfluss verschiedener Parameter auf die prozentuelle Änderung des Kapitalwertes  $C_0$  zu berechnen, wird mittels einer Parametervariation eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt. Folgende Parameter werden unabhängig voneinander um - 50 % und um + 50 % im Vergleich zum Ausgangszustand (Basisszenario) wie variiert:

- Strompreis (0,05 €/kWh)
- Realer Zinssatz (5,88 %) bestehend aus:
  - a) Inflation (2 %)
  - b) Interner Zinssatz (8 %)
- Investitionskosten (Ausgangszustand 100 %)

Bei der durchgeführten Sensitivitätsanalyse wird als Ausgangszustand die Differenz der Kapitalwerte ( $C_{0,Basis}$ ) zwischen der konventionellen Methode gemäß TAEV [9] (TAEV max) und der probabilistischen Methode gemäß dem Spitzenleistungsquantil (99,999 %-Quantil,

HH + H<sub>2</sub>O (1,5 kW/HH,  $t_{\text{prob}}$ ) berechnet. In der Abbildung 65 werden in weiterer Folge durch die Parametervariationen die prozentuellen Veränderungen bestehend aus der Differenz des Kapitalwertes  $C_0$  ( $C_{0,\text{Var}}$ ) der zuvor genannten Methoden für einen Betrachtungszeitraum von 50 Jahren bezogen auf den Ausgangszustand ( $C_{0,\text{Basis}}$ ) für verschiedene Kollektivgrößen elektrifizierter Haushalte (20 - 100 HH) dargestellt.

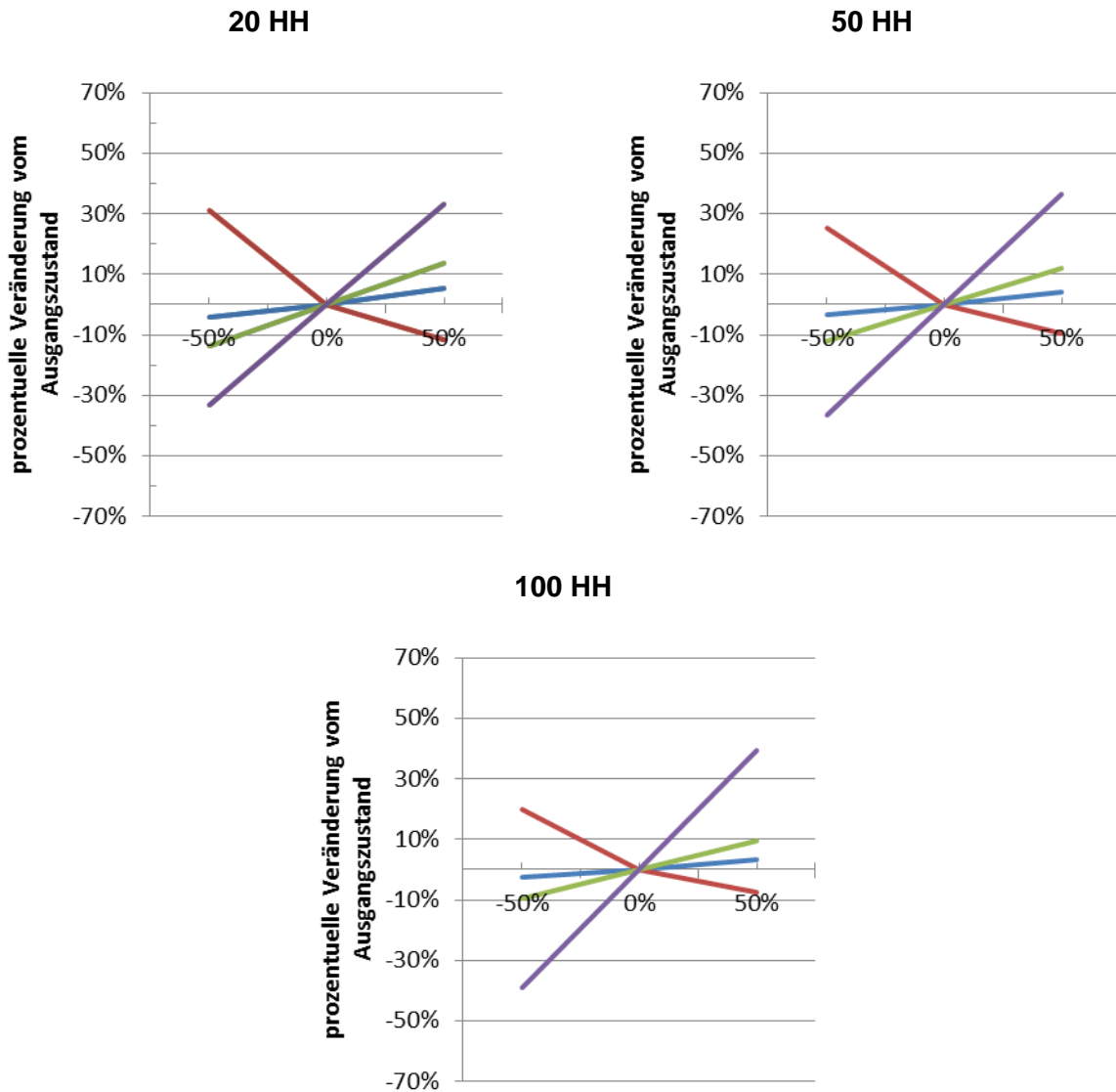


Abbildung 65: Sensitivitätsanalyse des Kapitalwertes  $C_0$  definierter Kollektivgrößen elektrifizierter Haushalte (20 - 100 HH) hinsichtlich des Einflusses der Inflation (blau), des Strompreises (grün), der Investitionskosten (violett), des internen Zinssatzes (rot) bezogen auf den Ausgangszustand ( $C_{0,\text{Basis}}$ )

Wie aus der Abbildung 65 ersichtlich ist, haben die Investitionskosten  $I_0$  zu Beginn der Investition den größten Einfluss auf den Kapitalwert  $C_0$ . Den zweitgrößten Einfluss besitzt der interne Zinssatz sowie der Strompreis bei der Betrachtung einer größeren Anzahl elektrifizierter Haushalte (20 - 100 HH). Die prozentuellen Veränderungen des Kapitalwertes  $C_0$  bei den durchgeführten Parametervariationen zeigen für die unterschiedliche Anzahl elektrifizierter Haushalte (20 - 100 HH) ähnliche Ergebnisse.

## 9 Exemplarische Lastflusssimulationen in einem Niederspannungsverteilternetz

Anhand von exemplarischen Lastflussuntersuchungen an einem real existierenden städtischen Niederspannungsverteilternetz werden die Auswirkungen verschiedener Verbraucher und Erzeuger auf die Verteilung der Strom- sowie der Spannungsbelastung an charakteristischen Netzknoten innerhalb des Niederspannungsverteilternetzes analysiert. Die auf probabilistischer Basis erstellten Jahresprofile werden – gemäß den Methoden in Abbildung 33 bzw. Abbildung 37 dargestellt – für verschiedene elektrische Verbraucher (Haushalte HH, Warmwasserspeicher H<sub>2</sub>O, Elektromobilität EV) generiert. Als Erzeugungsprofil wird ein real gemessenes normiertes Jahresprofil einer PV-Anlage (PV) verwendet und gemäß TOR D4 [115] in Abhängigkeit der Nennscheinleistung der PV-Anlage mit einem Verschiebungsfaktor  $\cos \varphi = f(P)$  modelliert. Aufgrund der geographischen Nähe der einzelnen PV-Anlagen in dem betrachteten Niederspannungsverteilternetz zueinander wird für jeden einzelnen Hausanschluss HA dasselbe Jahresprofil für die PV-Anlage verwendet.

### 9.1 Methodische Vorgangsweise

Das in Abbildung 66 dargestellte Niederspannungsverteilternetz besteht aus 4 Abgängen mit insgesamt 178 elektrifizierten Haushalten (HH). Es werden Niederspannungskabel vom Typ E-AYY 1x3x240 mm<sup>2</sup> (Aluminium) gemäß eines ortsansässigen Betreibers des Niederspannungsverteilternetzes mit einem zulässigen Dauerstrom  $I_z$  (Strombelastbarkeit) von 364 A [152] verwendet. Der Niederspannungstransformator besitzt eine Nennscheinleistung von 1000 kVA und ist für die Anzahl zu versorgender elektrifizierter Haushalte großzügig dimensioniert. Da jedoch in der unmittelbaren Nähe der Niederspannungstransformatorstation freie Flächen für einen weiteren Zubau etwaiger Wohnungen bzw. Reihenhäuser vorhanden sind, müsste spätestens bei Fertigstellung weiterer neuer Wohngebäude, bei Verwendung eines Niederspannungstransformators mit einer geringeren Nennscheinleistung, dieser adaptiert werden.

Die elektrischen Verbraucher sowie dezentralen Stromerzeugungsanlagen werden in den einzelnen Lastflusssimulationen symmetrisch auf alle drei Außenleiter aufgeteilt und mit folgenden Parametern für 10 Jahre simuliert:

#### Elektrifizierte Haushalte (HH)

- Kollektiv städtischer Haushalte (HH): 178 HH
- Leistungswertgenerierung: probabilistisch gemäß Log-Normalverteilung  $\mu(t)$ ,  $\sigma(t)$
- Zeitliche Perioden: „Winter“, „Sommer“, „Übergangszeit“
- Typtage: „Werktag“, „Samstag“, „Sonntag“

#### Elektrische Warmwasserspeicher (H<sub>2</sub>O)

- Anzahl elektrischer Warmwasserspeicher (H<sub>2</sub>O): 178 H<sub>2</sub>O (100 % bezogen auf die Anzahl der Haushalte HH)
- Leistungswertgenerierung: probabilistisch gemäß Gammaverteilung  $\alpha(t)$ ,  $\beta(t)$



## Elektrische Warmwasserspeicher (H2O) – Fortsetzung

- Zeitliche Perioden: „Winter“, „Sommer“, „Übergangszeit“
- Typtage: „Werktag“, „Samstag“, „Sonntag“
- Elektrische Anschlussleistung / Einschaltzeitpunkt: 1,5 kW/HH, 01:00 Uhr ( $t_{fix}$ )

## Elektromobilität (EV)

- Anzahl Elektrofahrzeuge (EV): 178 EV (50 % bzw. 100 % bezogen auf die Anzahl der elektrifizierten Haushalte HH)
- Leistungswertgenerierung: probabilistisch gemäß öffentlichem Lademuster (Ladebeginnzeitpunkt, geladene Energie)
- Zeitliche Perioden: „Winter“, „Sommer“, „Übergangszeit“ (keine Unterscheidung)
- Typtage: Vor- / Nachmittag („Werktag“), Vor- / Nachmittag („Wochenende“)

## PV-Anlagen (PV)

- Anzahl der PV-Anlagen (PV): 11 PV (1 PV-Anlage pro Hausanschluss (HA))
- Leistungswertgenerierung: normiertes gemessenes Profil
- Zeitliche Perioden: „Winter“, „Sommer“, „Übergangszeit“
- Aufstellungswinkel, Orientierung: 30°, Süden
- Blindleistungsmanagement:
  - a)  $\cos \varphi = 1,00$
  - b)  $\cos \varphi = 0,95$  (generatorisch untererregt)
  - c)  $\cos \varphi = f(P)$ , max. Verschiebungsfaktor  $\cos \varphi = 0,90$  (generatorisch untererregt)

Das real gemessene Wirkleistungsprofil der PV-Anlage besitzt einen festen Verschiebungsfaktor  $\cos \varphi = 1,0$ . Für die einzelnen Lastflusssimulationen werden gemäß der in Kapitel 6.4 dargestellten Methoden die notwendige Blindleistung zur Beteiligung an einem Blindleistungsmanagement durch Vorgabe eines festen Verschiebungsfaktors  $\cos \varphi = 1,0$  bzw.  $\cos \varphi = 0,95$  (generatorisch untererregt) bzw. durch Vorgabe einer Kennlinie für einen Verschiebungsfaktor  $\cos \varphi = f(P)$  bestimmt.

Die verschiedenen Möglichkeiten des Blindleistungsmanagements werden dazu verwendet, um die relativen Spannungsanhebungen  $\Delta u_{NSP}$  von 3 % bei einer schrittweisen Steigerung der Ausbauleistung der PV-Anlagen zu prüfen. Zusätzlich wird darauf hingewiesen, dass das gemessene Profil der PV-Anlage in den verschiedenen Simulationen 10mal verwendet wird, da die Wirkleistungsprofile der elektrifizierten Haushalte auf Basis von 10 Jahren generiert werden.

Es befindet sich pro Hausanschluss HA eine PV-Anlage in dem elektrischen Niederspannungsverteilernetz. Die Zusammenfassung der PV-Anlage pro Hausanschluss wird durchgeführt, um eine gemeinsame Betrachtung zwischen der dezentralen Stromerzeugungsanlage und den Verbrauchern an einem Netzknoten durchzuführen. Zusätzlich wird bei dieser realen Betrachtung ein Blindleistungsmanagement seitens der dezentralen Stromerzeugungsanlage aufgrund der Anlagenscheinleistung gemäß der TOR D4 [115], wie in Kapitel 6.4 beschrieben, simuliert.

In der Abbildung 66 befindet sich das reale städtische Niederspannungsverteilternetz inkl. der unterschiedlichen Szenarien (Basisszenario 1 bis Szenario 8) bestehend aus den elektrischen Verbrauchern und dezentralen Stromerzeugungsanlagen.

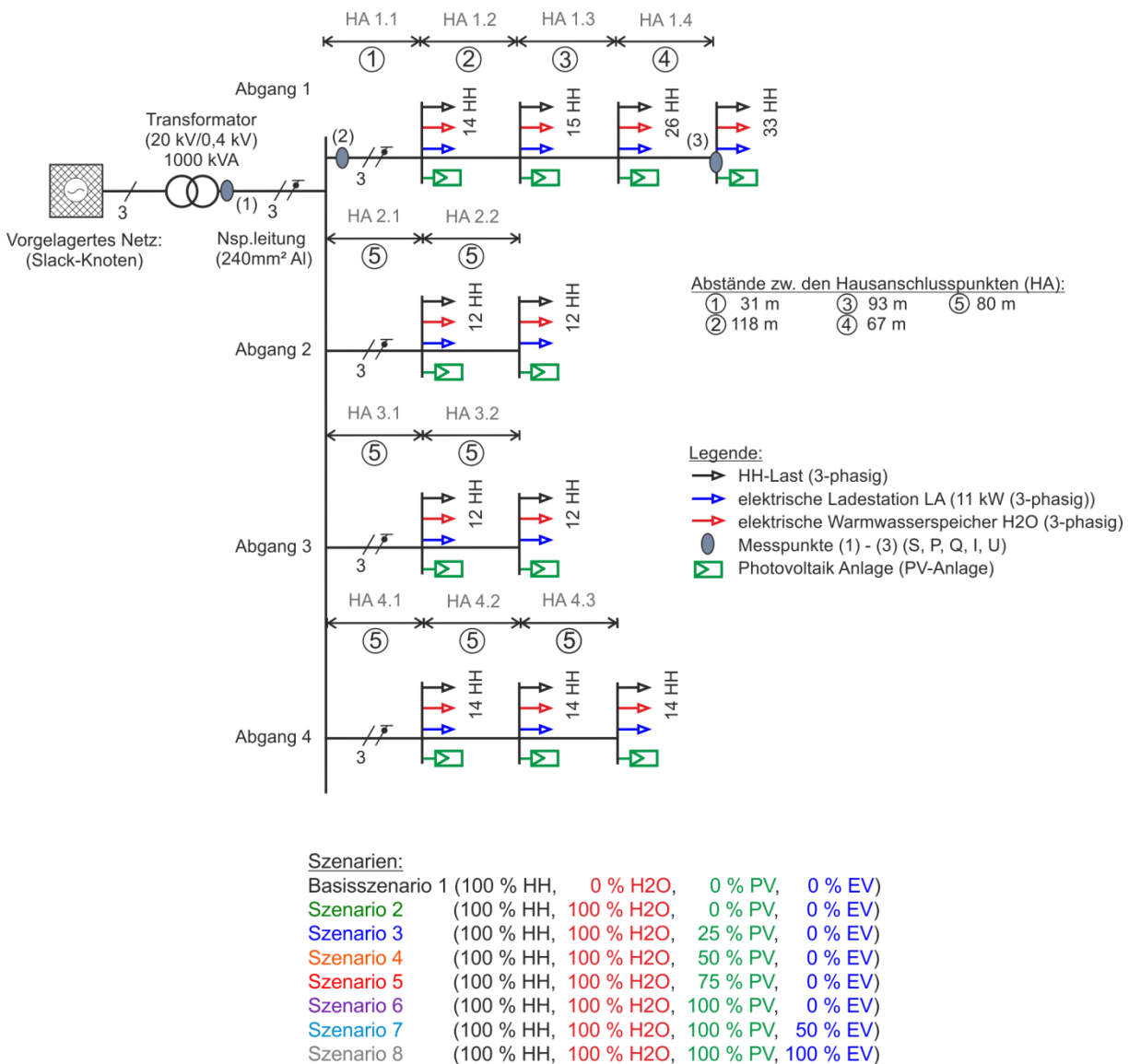


Abbildung 66: Reales städtisches Niederspannungsverteilternetz bestehend aus 4 Abgängen, den elektrischen Verbrauchern (elektrifizierte Haushalte HH, elektrische Warmwasserspeicher H2O, elektrische Ladestationen LA) und dezentralen Stromerzeugungsanlagen (PV-Anlagen)

Um die Ausbauleistung dezentraler PV-Anlagen pro Hausanschluss HA zu bestimmen, werden die Ergebnisse aus den Simulationen bestehend aus den probabilistisch generierten Wirkleistungsprofilen städtischer Haushalte und den skalierten Wirkleistungsprofilen der PV-Anlagen zur Nachbildung einer schrittweisen Steigerung der Ausbauleistung verwendet (siehe Kapitel 7.3). Die Skalierung der gemessenen Leistungsprofile der PV-Anlage und die in weiterer Folge berechnete Residualleistung, bestehend aus der Erzeugung und dem Verbrauch, zeigt, dass, erst wenn die Ausbauleistung der PV-Anlagen die Spitzenleistung der elektrifizierten Haushalte gemäß TAEV [9] übertrifft, die Dimensionierung der Niederspannungsbetriebsmittel (Transformatoren, Kabel) auf die Ausbauleistung der PV-Anlagen zu erfolgen hat [12], [80].

Für die weiteren Untersuchungen wird die gesamte Ausbauleistung zukünftiger PV-Anlagen der Spitzenleistung der elektrifizierten Haushalte von 413 kW gemäß TAEV [9] (TAEV min), bei Annahme eines Verschiebungsfaktors  $\cos \varphi = 1$ , gleichgesetzt. Die ermittelte Ausbauleistung der PV-Anlagen wird in weiterer Folge auf die Anzahl der einzelnen Niederspannungsabgänge (Abgänge 1 - 4), bestehend aus der Anzahl elektrifizierter Haushalte (HH) je Hausanschluss (HA), aufgeteilt. Aus simulationstechnischen Gründen wird jeweils für die Verbraucher und die Erzeuger ein Wirkleistungsprofil für 1 Jahr auf Jahresbasis (35 040 Zeitschritte) verwendet.

In der folgenden Tabelle 35 sind die berechneten Spitzenleistungen einzelner Hausanschlüsse HA für die elektrifizierten Haushalte HH und die zukünftigen PV-Anlagen exemplarisch in dem Niederspannungsabgang 1 (Abgang 1) bzw. für alle Abgänge (Gesamt, Abgang 1 - 4) dargelegt. Dabei wird die Spitzenleistung für alle elektrifizierten Haushalte (178 HH) im betrachteten Niederspannungsverteilternetz herangezogen und auf die einzelnen Hausanschlüsse gemäß der Anzahl der Haushalte (HH) aufgeteilt.

Tabelle 35: Exemplarische Auflistung der berechneten Spitzenleistung elektrifizierter Haushalte und der PV-Anlagen der Hausanschlüsse HA 1.1 bis HA 1.4 im Abgang 1 bzw. Abgang 1 - 4 des gesamten Niederspannungsverteilternetzes

Hausanschlusspunkte HA (Anzahl elektrifizierter Haushalte)	Elektrifizierte Haushalte	PV-Anlagen
	Spitzenleistung	Spitzenleistung
HA 1.1 (14 HH)	32 kW	32 kW
HA 1.2 (15 HH)	35 kW	35 kW
HA 1.3 (26 HH)	60 kW	60 kW
HA 1.4 (33 HH)	77 kW	77 kW
Abgang 1 (HA 1.1 - HA 1.4) 88 HH	204 kW	204 kW
Abgang 1 - 4 (Gesamt) 178 HH	413 kW	413 kW

Somit ergeben sich für die Szenarien 3 - 6 folgende Ausbaustufen bzw. -leistungen der PV-Anlagen:

- Szenario 3 (PV 25 %): 103 kW ( $\cos \varphi = 1$ )
- Szenario 4 (PV 50 %): 207 kW ( $\cos \varphi = 1$ )
- Szenario 5 (PV 75 %): 310 kW ( $\cos \varphi = 1$ )
- Szenario 6 (PV 100 %): 413 kW ( $\cos \varphi = 1$ )

In Österreich ist bei Integration dezentraler Stromerzeugungsanlagen im Niederspannungsverteilternetz die Einhaltung einer maximalen Spannungsanhebung von  $\Delta U_{NSP} = 3\%$ , verursacht durch die dezentralen Stromerzeugungsanlagen, an allen Verknüpfungspunkten VP in dem betrachteten Niederspannungsverteilternetz zu gewährleisten [128].

## 9.2 Ergebnisse Lastflusssimulationen

Um die zulässigen Spannungsanhebungen verursacht durch die PV-Anlagen im Szenario Starkeinspeisung (Erzeugung, PV 100 %) zu prüfen, wird die vereinfachte Annahme (Last,  $P = 0$  W) im Szenario Schwachlast der elektrifizierten Haushalte angenommen. Da die

Gesamtkabellänge im Abgang 1 insgesamt 309 m beträgt, ergibt sich die größte relative Spannungsanhebung am letzten Hausanschlusspunkt HA 1.4. Es ergeben sich folgende relative Spannungsanhebungen  $\Delta u_{HA\ 1.4}$ , bezogen auf die Nennspannung  $U_N$ , unter Einsatz eines Blindleistungsmanagements der PV-Anlagen:

- $\Delta u_{HA\ 1.4} = 3,5\ \%$  ( $\cos \varphi = 1,00$ )
- $\Delta u_{HA\ 1.4} = 2,8\ \%$  ( $\cos \varphi = 0,95$ , generatorisch untererregt)
- $\Delta u_{HA\ 1.4} = 2,2\ \%$  ( $\cos \varphi = f(P)$ , generatorisch untererregt, max.  $\cos \varphi = 0,90$ )

Um die zulässige Spannungsanhebung  $\Delta u_{NSP} = 3\ \%$  einzuhalten, ist es erforderlich, dass die PV-Anlagen bei einer 100 %igen Ausbauleistung mit mindestens einem Verschiebungsfaktor  $\cos \varphi = 0,95$  bzw. mit einem Verschiebungsfaktor  $\cos \varphi = f(P)$  betrieben werden. Aufgrund der Nennscheinleistungsgröße der PV-Anlagen ( $> 13,8\ \text{kVA}$ ) wird in den Simulationen und Analysen ein maximaler Verschiebungsfaktor  $\cos \varphi = 0,9$  in der Kennlinie  $\cos \varphi = f(P)$  für die PV-Anlagen herangezogen (siehe Abbildung 36).

Die Ergebnisse der durchgeführten Lastflusssimulationen hinsichtlich der Kabelauslastung im 1. Kabelabschnitt Ka 1.1 des 1. Abgangs (Kabeltyp E-AYY 1x3x240 mm<sup>2</sup>) bezogen auf die zulässige Dauerstrom  $I_z$  (Strombelastbarkeit) von 364 A [152] der unterschiedlichen Szenarien (Basisszenario 1 bis Szenario 8) sind in der Abbildung 67 im halblogarithmischen Maßstab dargestellt. Aus den zuvor getätigten Annahmen für den 1. Abgang (204 kW) ergibt sich anhand der konventionellen Methode gemäß TAEV [9], unter Einbeziehung einer symmetrischen Aufteilung und eines Verschiebungsfaktors  $\cos \varphi = 0,9$ , eine Kabelauslastung (Planungswert) von 0,90 p.u.

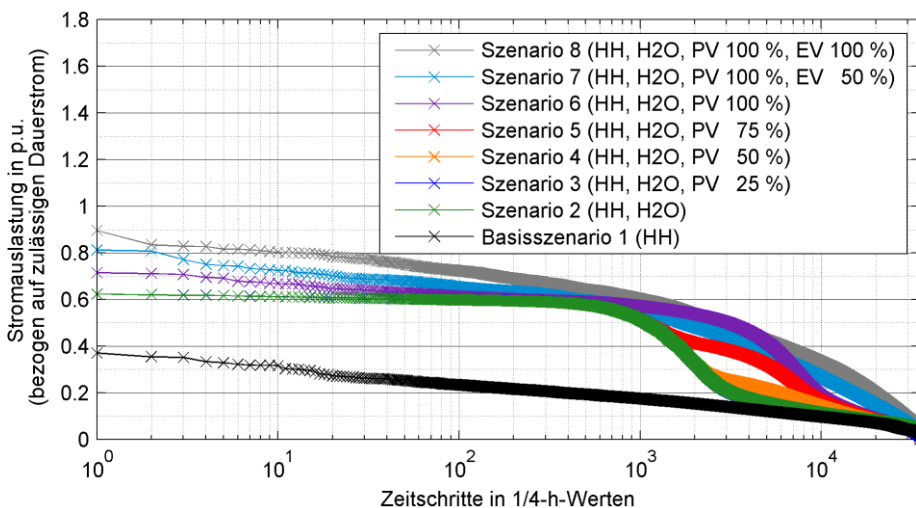


Abbildung 67: Auslastung Niederspannungskabel Kabelstück Ka 1.1 (Abgang 1) unterschiedlicher Szenarien (elektrifizierte Haushalte (HH), Warmwasserspeicher (H2O), PV-Anlagen (PV), Elektromobilität (EV, 11 kW, öffentliches Lademuster)) – halblogarithmischer Maßstab

Wie aus der Abbildung 67 ersichtlich ist, besitzt das Basisszenario 1 eine Auslastung von 0,37 p.u bezogen auf den zulässigen Dauerstrom des verwendeten Kabels im Kabelstück Ka 1.1. Durch die zusätzliche Miteinbeziehung der elektrischen Warmwasserspeicher H2O (Szenario 2, grüner Verlauf) wird eine mittlere maximale Kabelauslastung von 0,62 p.u erreicht. Durch die Annahme einer gleichzeitigen Einspeisung seitens der PV-

Anlagen ergibt sich bei einer schrittweisen Steigerung der Ausbauleistung der PV-Anlagen bis 75 %, bezogen auf die Spitzenleistung der elektrifizierten Haushalte, keine Erhöhung der Leitungsauslastung des Kabels (Kabelstück Ka 1.1).

Erst bei Annahme der gleichen Ausbauleistung zwischen den PV-Anlagen (PV 100 %, violetter Verlauf) und den elektrifizierten Haushalten ergibt sich eine Erhöhung der Kabelauslastung auf 0,71 p.u. von 0,3 p.u. ohne PV-Anlagen.

Die zusätzliche Integration der zukünftigen Elektromobilität (EV), bei einer Durchdringung von 50 %, bezogen auf die Anzahl der elektrifizierten Haushalte (HH), durch Heranziehung öffentlicher Lademuster mit einer maximalen Anschlussleistung der Ladestation von 11 kW, erhöht sich die Kabelauslastung im 1. Abgang auf 0,81 p.u. (hellblauer Verlauf). Bei der Beladung der Elektrofahrzeuge wird eine Gleichsetzung der Ladeleistung mit der Anschlussleistung der elektrischen Ladestationen sowie täglich eine Aufladung des Elektrofahrzeuges anhand des öffentlichen Lademusters durchgeführt. Bei der Annahme einer Durchdringung der Elektromobilität von 100 %, bezogen auf die Anzahl der elektrifizierten Haushalte (HH), ergibt sich eine Auslastung des Kabels im 1. Abgang von 0,90 p.u. (grauer Verlauf).

In der folgenden Abbildung 68 ist die Auslastung des Niederspannungstransformators bei den Annahmen unterschiedlicher Szenarien (Basisszenario 1 – Szenario 8) im halb-logarithmischen Maßstab dargestellt. Anhand der konventionellen Methode gemäß TAEV [9] ergibt sich für den Niederspannungstransformator bei Annahme einer Wirkleistung von 413 kW, unter Einbeziehung eines Verschiebungsfaktors  $\cos \varphi = 0,9$ , eine Auslastung (Planungswert) von 0,46 p.u.

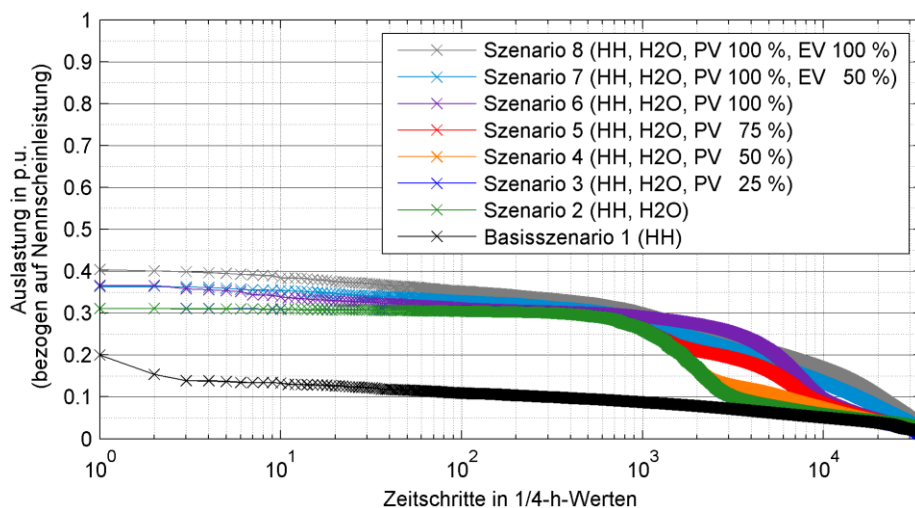


Abbildung 68: Auslastung 1000-kVA-Niederspannungstransformator unterschiedlicher Szenarien (elektrifizierte Haushalte (HH), Warmwasserspeicher (H2O), PV-Anlagen (PV), Elektromobilität (EV, 11 kW, öffentliches Lademuster)) – halblogarithmischer Maßstab

Wie aus der Abbildung 68 ersichtlich ist, erhöht sich durch die Integration der PV-Anlagen die Spitzenleistung der Transformatorauslastung, bezogen auf die Nennleistung des Niederspannungstransformators, nicht wesentlich. Die in der Planungsphase angenommene Spitzenleistung gemäß TAEV [9] (TAEV min) zeigt für das städtische Niederspannungsnetz eine Spitzenleistung von 413 kW (Annahme  $\cos \varphi = 1,0$ ). In den Lastflusssimulationen ergibt sich durch die probabilistisch generierten Leistungsprofile der elektrifizierten Haushalte (inkl.

elektrische Warmwasserspeicher H2O) eine Auslastung des Transformators von 0,31 p.u. (Szenario 2, grüner Verlauf). Die Steigerung der Ausbauleistung der PV-Anlagen auf 75 % (Szenario 5, roter Verlauf), bezogen auf die berechnete Spitzenleistung der elektrifizierten Haushalte, zeigt, dass sich die Transformatorenauslastung nicht weiter erhöht.

Durch die Steigerung der Ausbauleistung der PV-Anlagen auf 100 % der Ausbauleistung, bezogen auf die berechnete Spitzenleistung der elektrifizierten Haushalte, wird eine Auslastung des Transformators von 0,37 p.u. (Szenario 6, inkl. PV 100 %, violetter Verlauf) erreicht. Es wird darauf hingewiesen, dass sich ohne die elektrifizierten Haushalte (HH Haushaltslasten 0 %) bei einer Integration der PV-Anlagen (PV 100 %) eine Auslastung gemäß Planung von 0,40 p.u. ergibt. Dieser Lastfall ist nicht in der Abbildung 68 dargestellt. Somit kann gezeigt werden, dass der elektrische Strom aus den dezentralen Stromerzeugungsanlagen nicht zu jedem Zeitpunkt mit dem Strombedarf der elektrifizierten Haushalte zusammenfällt.

Bei der zusätzlichen Integration der zukünftigen Elektromobilität (Szenario 8, inkl. EV 100 % bzw. EV 50 %) erhöht sich die Auslastung des Niederspannungstransformators auf 0,37 p.u. (inkl. EV 50 %, hellblauer Verlauf) bzw. auf 0,40 p.u. (inkl. EV 100 %, grauer Verlauf).

In der Abbildung 69 sind die absteigend sortierten Spannungen (Phasenspannung  $U_{L1N}$ ) am Hausanschluss HA 1.4 des 1. Abgangs unterschiedlicher Szenarien (Basisszenario 1 – Szenario 8) für ein Jahr dargestellt. Im Gegensatz zu den vorangegangenen Darstellungen (siehe Abbildung 67, Abbildung 68) wird diese Abbildung im linearen Maßstab dargestellt.

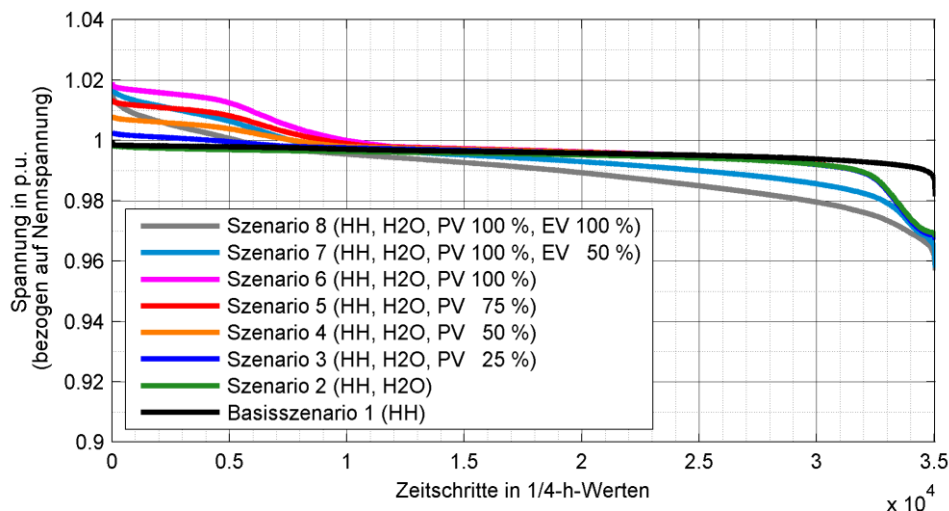


Abbildung 69: Spannungsprofil Hausanschluss HA 1.4 (Abgang 1) unterschiedlicher Szenarien (elektrifizierte Haushalte (HH), Warmwasserspeicher (H2O), PV-Anlagen (PV), Elektromobilität (EV, 11 kW, öffentliches Lademuster)) – linearer Maßstab

Wie aus Abbildung 69 weiters ersichtlich ist, bewegen sich die Phasenspannungen  $U_{L1N}$  im Bereich von  $> 0,957$  p.u. bzw.  $< 1,02$  p.u. bezogen auf die Nennspannung  $U_N$ . Ausgehend vom Szenario 2 (HH, H2O) mit den elektrifizierten Haushalten HH und den elektrischen Warmwasserspeichern H2O ergeben sich Spannungen am HA 1.4 von 0,97 p.u. bezogen auf die Nennspannung  $U_N$ . Durch die Integration der Elektromobilität ergeben sich minimale Spannungen am HA 1.4. von 0,958 p.u. (EV 50 %) bzw. von 0,957 p.u. (EV 100 %). Im Betrieb der PV-Anlagen wird die Spannung am HA 1.4 auf 1,014 p.u. (Szenario 5, PV 75 %)

bzw. auf 1,019 p.u. (Szenario 6, PV 100 %) bezogen auf die Nennspannung  $U_N$  angehoben. Durch die Integration der zukünftigen Elektromobilität sowie der dezentralen PV-Anlagen im städtischen Bereich ergibt sich, wie in Abbildung 69 ersichtlich, ein größerer Bereich, in dem sich die Betriebsspannung des Niederspannungsnetzes bewegt.

### 9.3 Auswertung von Spannungsprofilen

In der folgenden Abbildung 70 und Abbildung 71 werden die Spannungen beginnend von der Sammelschiene SS über die Hausanschlüsse HA 1.1 bis HA 1.4 (1. Abgang) in Form von a) Spannungsbändern und b) als Histogramm der Spannung HA 1.4 im Detail dargestellt. Die Abbildungen werden aus redaktionellen Gründen auf 2 Seiten dargestellt.

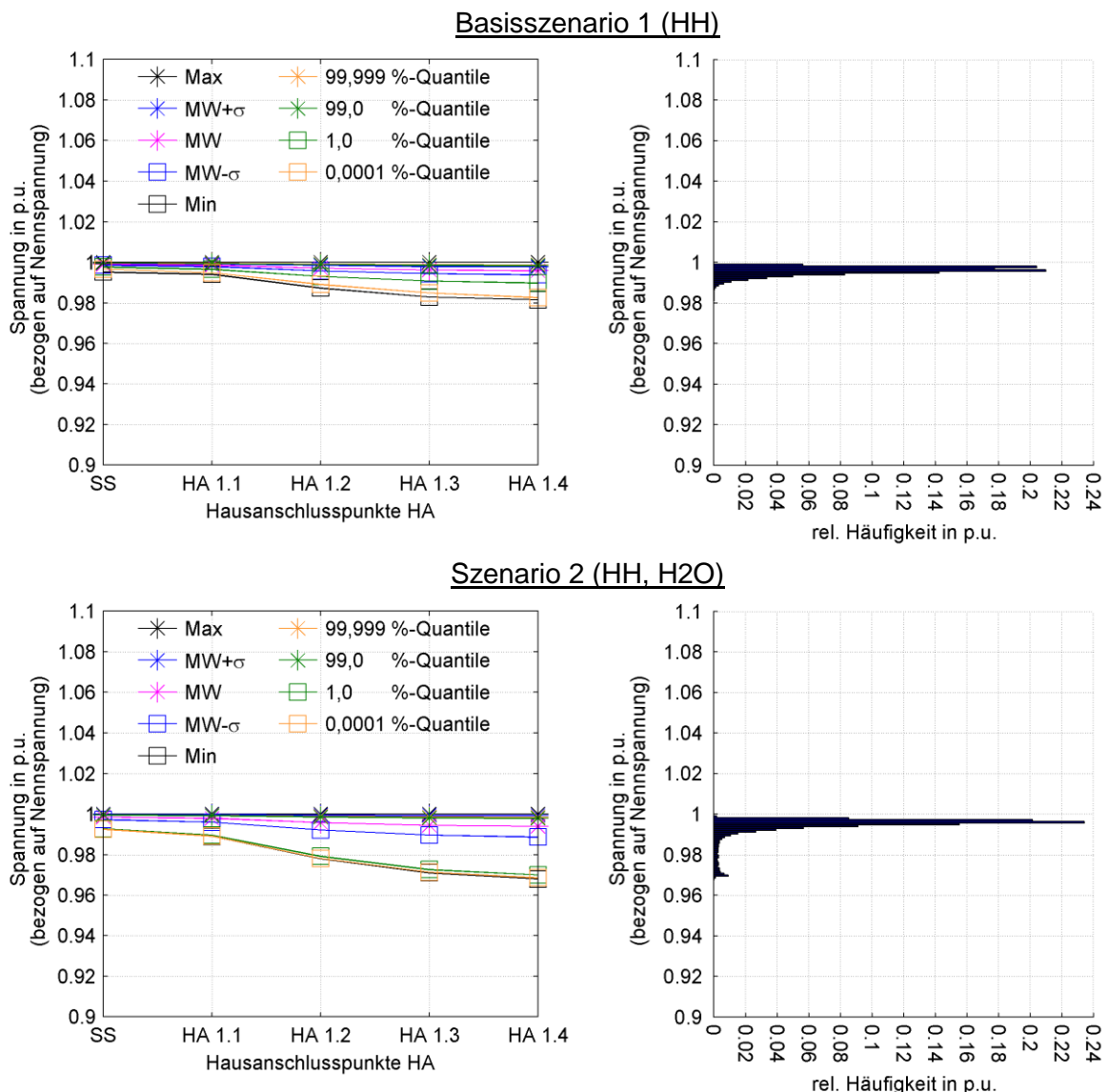
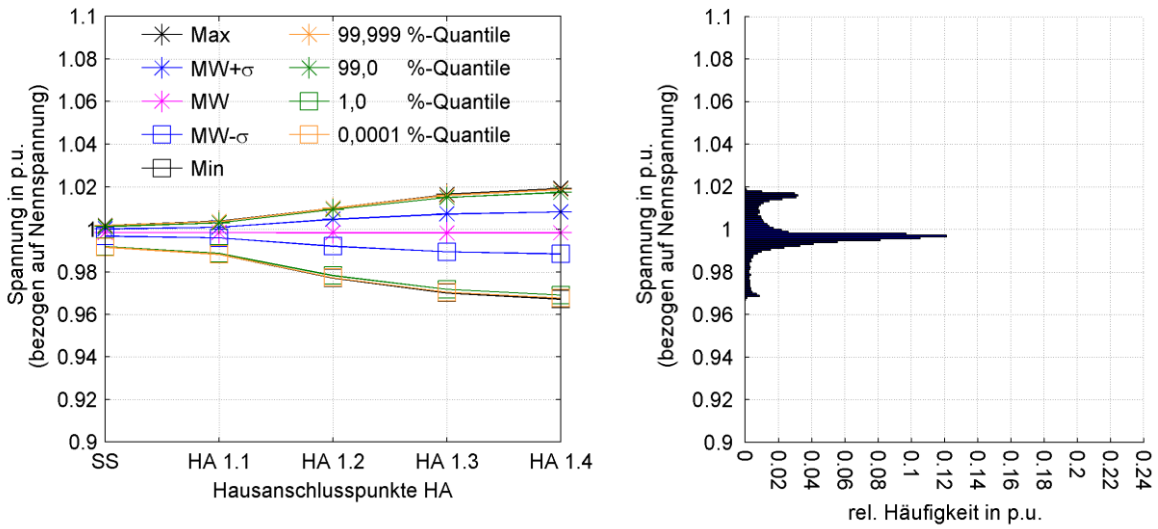
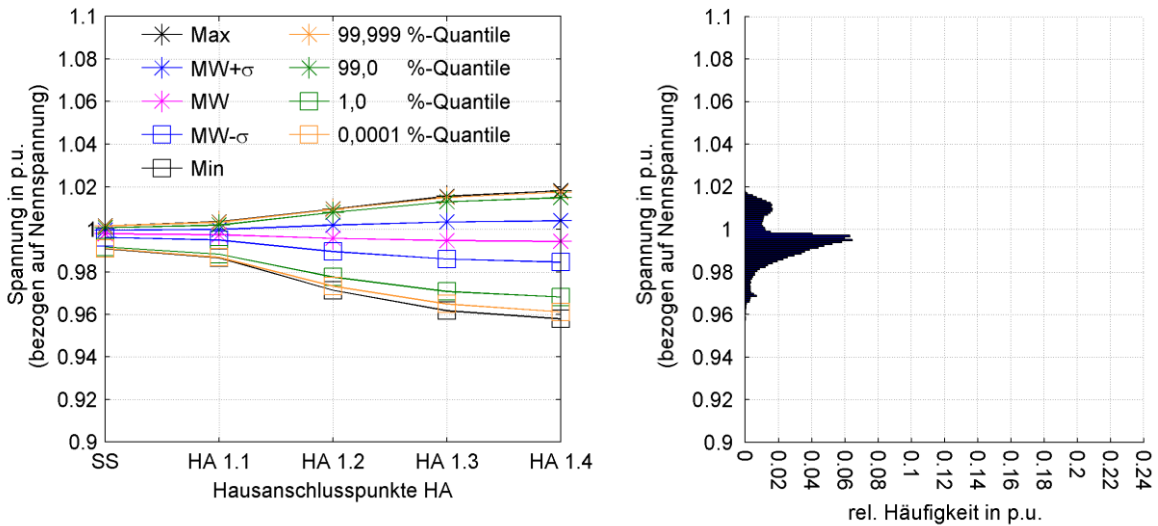


Abbildung 70: Spannungen ausgewählter Szenarien (Basisszenario 1 bis Szenario 2) an der Sammelschiene des Transformators SS bis zum Hausanschlusspunkt HA 1.4 sowie einem Histogramm der Spannung an dem Hausanschlusspunkt HA 1.4

**Szenario 6 (HH, H2O, PV 100 %)**



**Szenario 7 (HH, H2O, PV 100 %, EV 50 %)**



**Szenario 8 (HH, H2O, PV 100 %, EV 100 %)**

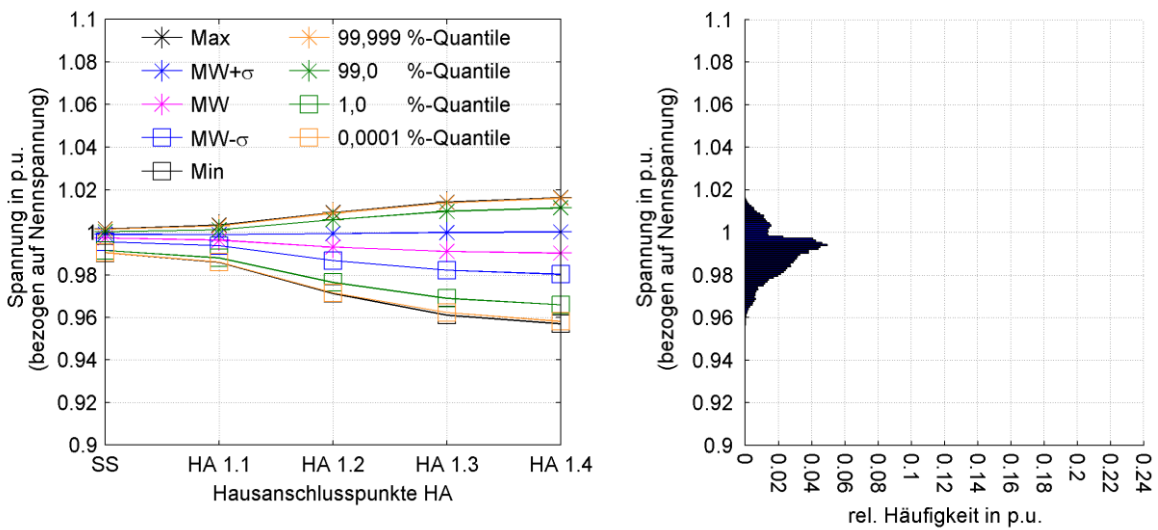


Abbildung 71: Spannungen ausgewählter Szenarien (Szenario 6 bis Szenario 8) an der Sammelschiene des Transformators SS bis zum Hausanschlusspunkt HA 1.4 sowie einem Histogramm der Spannung an dem Hausanschlusspunkt HA 1.4



Wie aus der Abbildung 70 ersichtlich ist, zeigen sich deutlich die Auswirkungen einer Häufung von niedrigen Spannungswerten bei der Miteinbeziehung elektrischer Warmwasserspeicher im Szenario 2 (HH, H2O). Die Abbildung 71 zeigt, dass durch die Integration der PV-Anlagen im Szenario 6 (HH, H2O, PV 100 %) charakteristische Häufungen im Bereich von 1,02 p.u., bezogen auf die Nennspannung  $U_N$ , ersichtlich sind. Durch die Miteinbeziehung der Elektromobilität im Szenario 7 (HH, H2O, PV 100 %, EV 50 %) und im Szenario 8 (HH, H2O, PV 100 %, EV 100 %) werden diese charakteristischen Häufungen reduziert. Durch die Integration der PV-Anlagen sowie der Elektromobilität wird das betrachtete Spannungsband mehr ausgenutzt.

### 9.4 Auswertung von Leiterstromprofilen

In der folgenden Abbildung 72 und Abbildung 73 werden die Leiterströme entlang des Kabels beginnend vom Kabelstück Ka 1.1 bis Ka 1.4 (1. Abgang) in Form von a) Strombändern und in b) durch ein Histogramm für den Strom des 1. Teilstücks Ka 1.4 dargelegt. Die Kabelauslastung wird auf den zulässigen Dauerstrom des Kabels (364 A) bezogen.

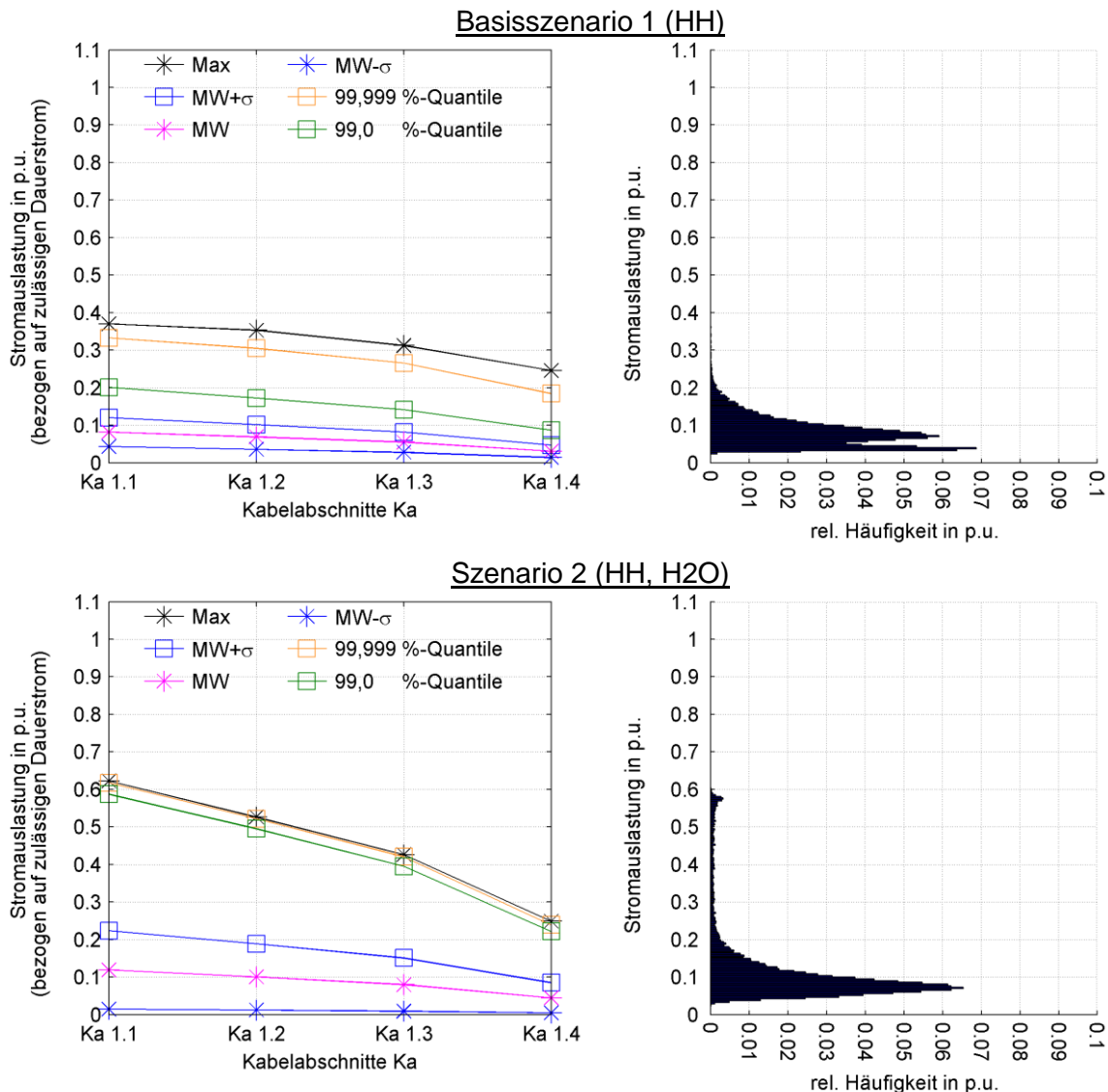
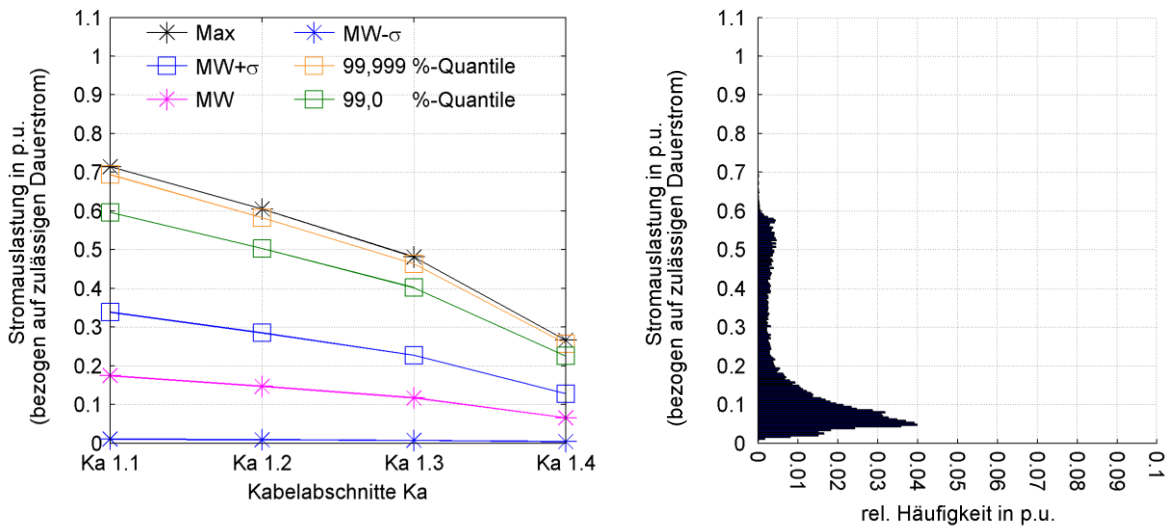
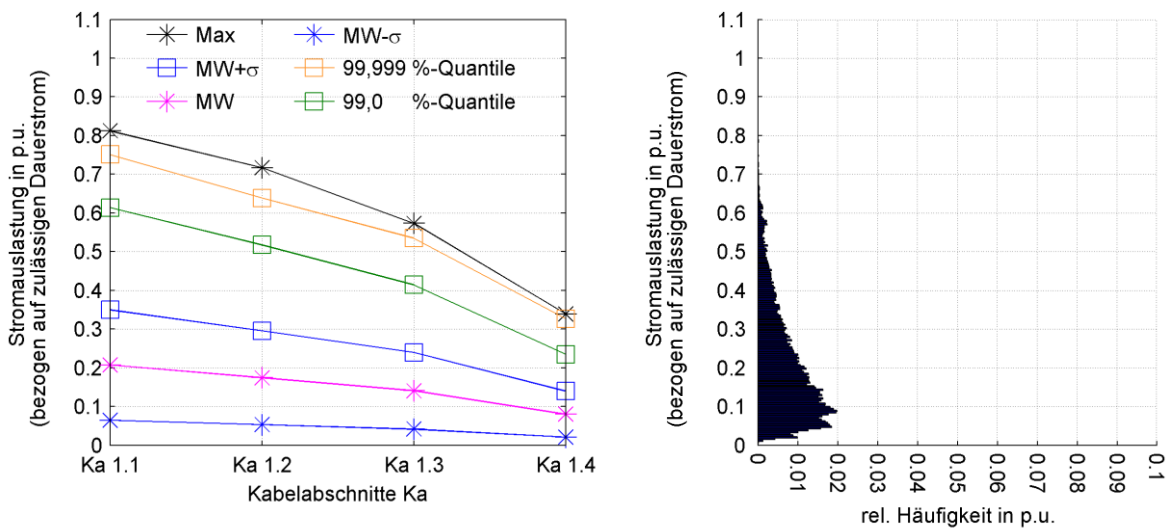


Abbildung 72: Ströme ausgewählter Szenarien (Basisszenario 1 und Szenario 2) an den Kabelabschnitten Ka 1.1 bis Ka 1.4 sowie einem Histogramm des Stroms an dem Kabelabschnitt Ka 1.1

### Szenario 6 (HH, H2O, PV 100 %)



### Szenario 7 (HH, H2O, PV 100 %, EV 50 %)



### Szenario 8 (HH, H2O, PV 100 %, EV 100 %)

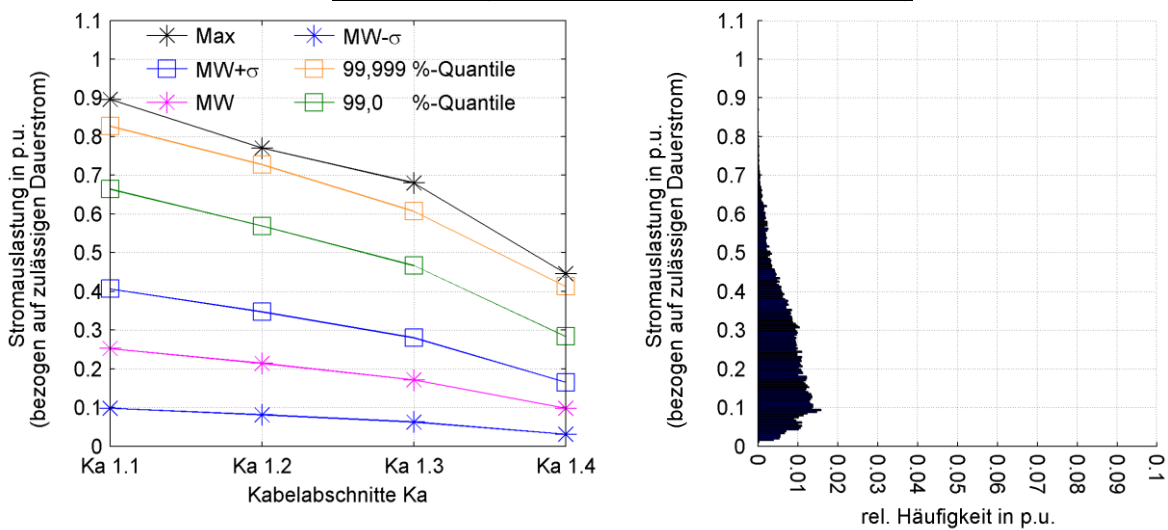


Abbildung 73: Ströme ausgewählter Szenarien (Szenario 6 bis Szenario 8) an den Kabelabschnitten Ka 1.1 bis Ka 1.4 sowie einem Histogramm des Stroms an dem Kabelabschnitt HA 1.1

Wie aus der Abbildung 72 und Abbildung 73 ersichtlich ist, steigt die Kabelauslastung bei zunehmender Integration der PV-Anlagen (PV) und der Elektromobilität (EV) an. Die

dargestellten Histogramme in der Abbildung 72 und Abbildung 73 zeigen eine Abnahme der Häufungen bei geringeren Auslastungen (im Bereich von 0,05 p.u.) sowie einer gleichmäßigeren Auslastung des betreffenden Kabelabschnittes Ka 1.1. Weiters zeigen sich eher rechtsschiefe Verteilungen bei Betrachtung der Belastungswerte für den Kabelabschnitt Ka 1.1.

## 10 Schlussfolgerungen und Ausblick

Zurzeit ist aufgrund der spärlich vorhandenen Daten das zeitabhängige Wirkleistungsbezugsverhalten verschiedener Verbraucher sowie unterschiedlicher Stromerzeugungsanlagen mit Verknüpfungspunkt in der Niederspannungsebene im Detail nicht bekannt.

### Statistische Analysen passender Verteilungsfunktionen

Die in dieser Arbeit vorgestellte neuartige Methodik zur Bestimmung des zeitabhängigen elektrischen Wirkleistungs- bzw. des Energiebezugsverhaltens auf Basis real gemessener Daten anhand der Bewertungsmethoden (Mittelwert der Abweichung bzw. BIC-Parameter) zeigt das folgende eindeutige Ergebnis zur Nachbildung der verschiedenen aktuellen bzw. zukünftigen Verbrauchern:

- Elektrifizierte städtische Haushalte: Log-Normalverteilung
- Elektrische Warmwasserspeicher: Gammaverteilung
- Elektromobilität: a) Ankunftszeiten: stückweise lineare Interpolation  
b) nachgeladene Energie: Log-Normalverteilung

Die Ergebnisse der Analysen mittels der Log-Normalverteilung hinsichtlich eines hohen möglichen Wirkleistungsbedarfs stehen im Gegensatz zum Wirkleistungsbedarf des Standardlastprofils Haushalt H0.

### Probabilistische Wirkleistungsgenerierung anhand bisher diskutierter Verteilungsfunktionen

Die probabilistische Wirkleistungsgenerierung mit der unterlagerten Auswertung der Methode der Spitzenleistungsquantile führt bei Anwendung der Weibull- bzw. Gammaverteilung im Gegensatz zur Log-Normalverteilung zu einer Unterschätzung und in weiterer Folge zu einer Unterdimensionierung der elektrischen Betriebsmittel im Vergleich zur konventionellen Methode gemäß TAEV [9].

### Übertragungsfähigkeit und Anwendung der Methode auf andere Spannungsebenen (NE 6, NE 4)

Es ist möglich, die probabilistische Wirkleistungsgenerierung mit der unterlagerten Methode der Spitzenleistungsquantile auf andere Spannungsebenen (NE 6, NE 4) zu übertragen. Es wurde gezeigt, dass in den höheren Spannungsebenen nicht – wie im Allgemeinen angenommen – die Normalverteilung innerhalb des Tagesverlaufs als passend erscheint.

### Bestimmung des Gleichzeitigkeitsfaktors anhand gemessener Smart-Meter-Daten

Anhand gemessener Smart-Meter-Daten elektrifizierter Haushalte (ohne elektrische Warmwasserspeicher) zeigt sich, dass der Spitzenwert der berechneten Gleichzeitigkeitsfaktoren bis zu einer Anzahl von 100 elektrifizierten Haushalten geringer ist als in der TAEV [9] angegeben.

### Nachwirkungen, Verharrungsverhalten

Die Analysen anhand der real gemessenen Smart-Meter-Daten zeigen bei einem hohen Wirkleistungsbedarf in den nachfolgenden Zeitschritten  $t$  nach einer eingetretenen hohen Ausgangsleistung weder positive Wirkleistungsänderungen noch maßgebliche Erhöhungen

des Wirkleistungsbedarfs ( $\pm 1$  kW/15 Minuten) in elektrifizierten städtischen Haushalten. Somit ist der in dieser Arbeit verwendete Bottom-Up-Ansatz anhand der Monte-Carlo-Methode – ohne Berücksichtigung etwaiger Nachwirkungen – zulässig.

### **Elektromobilität**

Die ausgewerteten Lademuster (öffentlich, betrieblich, e-Carsharing) von Stromtankstellen bzw. die analysierten Fahrtenbücher verschiedener Elektromobilitätskunden zeigen über den Tag verteilt ein eher gleichmäßiges Profil mit einer abnehmenden Tendenz der Ladebeginnzeitpunkte in den Abendstunden. Dies steht im Gegensatz zu den bisher publizierten Erkenntnissen von Mobilitätsenerhebungen und der daraus generierten Ladebeginnzeitpunkte für den privaten bzw. den betrieblichen Bereich [137], [6].

### **Unterschiede Spitzenleistung: konventionelle vs. probabilistische Methode**

Die Berechnung der Spitzenleistungen für elektrifizierte Haushalte führt für eine geringe Anzahl von elektrifizierten Haushalten ( $N_{HH} = 10$ ) bei Anwendung der in der Literatur angegebenen konventionellen Methoden zu ähnlichen Ergebnissen (TAEV [9], DIN 18015 [29], Schlabbach [30]).

Für eine große Anzahl elektrifizierter Haushalte ( $N_{HH} = 100$ ) zeigen sich wesentliche Unterschiede in den Berechnungsergebnissen für die Spitzenleistungen ermittelt nach den konventionellen Methoden gemäß TAEV [9] und der Norm (DIN VDE 0100-100 [28], DIN 18015 [29], ...) bzw. gemäß Literatur.

Ohne die Miteinbeziehung elektrischer Warmwasserspeicher könnte bei Heranziehung der probabilistischen Methode (99,999 %-Quantil) die Spitzenleistung bei 100 elektrifizierten Haushalten auf 1,4 kW/HH reduziert werden. Dieser entspricht einer Reduktion von 44 % bzw. 61 % bezogen auf die Spitzenleistung gemäß TAEV [9] (TAEV min/max).

Bei vorhandenen elektrischen Warmwasserspeichern mit fixen Einschaltzeitpunkten konvergiert die Spitzenleistung pro elektrifizierten Haushalt gegen die Anschlussleistung der elektrischen Warmwasserspeicher.

Die Berücksichtigung von elektrischen Warmwasserspeichern mit gleichverteilten probabilistisch generierten Einschaltzeitpunkten ergibt bei 100 elektrifizierten Haushalten eine Spitzenleistung von 1,5 kW/HH. Dies entspricht einer Reduktion von 40 % bzw. 58 % bezogen auf die Abschätzung der Spitzenleistung gemäß TAEV [9] (TAEV min/max).

### **Probabilistische Simulationen – Integration dezentraler PV-Anlage mit / ohne Stromspeicher**

Die Analysen hinsichtlich der generierten Wirkleistungsprofile auf probabilistischer Basis für elektrifizierte Haushalte in Kombination mit der dezentralen PV-Anlage ohne Stromspeicher zeigen, dass es möglich ist, bis zur ermittelten Spitzenleistung der elektrifizierten Haushalte – nach der konventionellen Methode gemäß TAEV [9] – die Ausbauleistung der PV-Anlagen zu integrieren, ohne die Spitzenleistung der elektrifizierten Haushalte zu verringern oder zu erhöhen. Die Dimensionierung hat somit jeweils auf die größere Spitzenleistung der elektrifizierten Haushalte bzw. der Spitzenleistung der PV-Anlagen zu erfolgen.

Bei der zusätzlichen Miteinbeziehung von Stromspeichern ist eine Reduktion des Spitzenleistungsquantils (99,999 %-Quantil), wesentlich von der Betriebsweise sowie der Lade-/Entladeleistung des Stromspeichers und der Kollektivanzahl an betrachteten elektrifizierten Haushalten abhängig.

Aufgrund der relativ hohen Investitionskosten des Stromspeichers sowie der aktuell nicht darstellbaren Kostenersparnisse durch den aktuell nichtvorhandenen Leistungspreis im Haushaltsbereich ist der Spitzenleistungsbetrieb des Stromspeichers kaum rentabel.

### **Wirtschaftliche Betrachtung probabilistischer vs. konventioneller Methode**

Die wirtschaftlichen Betrachtungen mittels dynamischer Investitionsrechnung zeigen bei Anwendung der probabilistischen im Vergleich zur konventionellen Methode für ein Kollektiv von bis zu 100 elektrifizierten Haushalten im Falle von Neubauten eine Reduktion der Kapitalwerte bestimmter Betriebsmittel im Bereich von 6 % bis 21 % bezogen auf die Dimensionierung gemäß TAEV [9] (TAEV max). Dies schafft Spielräume für zukünftige Investitionen z.B. für die Aufnahmefähigkeit der Stromerzeugung bspw. aus Wind- und Sonnenenergie.

Diese Ersparnis steht den Kosten bei zukünftigen Netzerweiterungen, Netzrestrukturierungen aufgrund von Laststeigerungen sowie den sehr langen Lebensdauern elektrischer Betriebsmittel und Anlagen gegenüber.

### **Lastflusssimulationen in einem realen städtischen Niederspannungsverteilternetz**

Die Lastflusssimulationen für ein reales städtisches Niederspannungsverteilternetz bestätigen, dass es möglich ist, PV-Anlagen in Netze mit elektrifizierten Haushalten zu integrieren, ohne dass sich die Spitzenleistung gemäß TAEV [9] in dem betrachteten Gebiet erhöht.

Die analysierten Strom- und Spannungsbänder zeigen, dass es zukünftig durch die zu erwartenden neuen Verbraucher (Elektromobilität) sowie Erzeuger (dezentrale PV-Anlagen) zu höheren Ausnutzungen des Spannungsbandes sowie der Stromauslastungen in den Niederspannungsnetzen kommt.

### **Ausblick – Verifikation der Spitzenleistungsquantile**

Um die ausgewerteten Spitzenleistungen mittels der Methode der Spitzenleistungsquantile (99,999 %- bzw. 99,99 %-Quantil) in kritischer Art und Weise zu betrachten und für die Dimensionierung heranzuziehen, sind zusätzliche Messungen in den Niederspannungsverteilternetzen im städtischen Bereich z.B. anhand von zukünftigen Smart-Meter-Daten notwendig, bzw. könnten Schlepplanzeiger in den Transformatorstationen dabei Anwendung finden [173], [174].

Um die Auswirkungen verschiedener Spitzenleistungsquantile von unterschiedlichen Haushaltstypen (1-, 2&3-, 4-Personenhaushalte) auf die Dimensionierung zu ermitteln, müssen vor der statistischen Auswertung sinnvolle Gruppierungen der Smart-Meter-Daten bspw. anhand demographischer Faktoren durchgeführt werden. Zusätzlich könnten auch wetterabhängige Faktoren wie z.B. die Temperatur miteinbezogen werden, um den Einfluss zukünftiger Klimaanlagen bzw. elektrischer Beheizung zu untersuchen.

## 11 Literaturverzeichnis

- [1] Bundesgesetzblatt Republik Österreich, „Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung – IME-VO,“ BGBl. II Nr. 138/2012, Wien, Österreich, 2012.
- [2] European Commission, „Benchmarking smart metering deployment in the EU-27 with a focus on electricity,“ Report, Brüssel, Belgien, 2014.
- [3] J. Kays, „Agent-based Simulation Environment for Improving the Planning of Distribution Grids,“ Dissertation, Technische Universität Dortmund, Dortmund, Deutschland, 2014.
- [4] Java Agent Development Framework (JADE), Telecom Italia, Rom, Italien, 2015.
- [5] C. Bucher, „Analysis and Simulation of Distribution Grids with Photovoltaics,“ Dissertation, ETH Zürich, Zürich, Schweiz, 2014.
- [6] A. Probst, „Auswirkungen von Elektromobilität auf Energieversorgungsnetze analysiert auf Basis probabilistischer Netzplanung,“ Dissertation, Universität Stuttgart, Stuttgart, Deutschland, 2014.
- [7] Mobilität in Deutschland 2008 (MiD 2008), „Ergebnisbericht (Struktur – Aufkommen – Emissionen – Trends),“ Bundesministerium für Verkehr, Bau- und Stadtentwicklung, Bonn und Berlin, Deutschland, 2010.
- [8] J. Dickert, „Synthese von Zeitreihen elektrischer Lasten basierend auf technischen und sozialen Kennzahlen - Grundlagen für Planung, Betrieb und Simulation von aktiven Verteilungsnetzen,“ Dissertation, Dresden, Deutschland, 2015.
- [9] TAEV, „Technische Anschlussbestimmungen für den Anschluss an öffentliche Versorgungsnetze mit Betriebsspannungen bis 1000 Volt,“ Österreichs E-Wirtschaft Akademie GmbH, Wien, Österreich, 2016.
- [10] H. Nagel, „Systematische Netzplanung,“ VDE Verlag, Berlin, Deutschland, 2008.
- [11] J. Dickert, P. Schegner, „Lastgänge als Grundlage für die Analyse von Smart Grids – Anforderungen und Vergleich von Lastgangsynthesen,“ VDE Kongress 2012, Stuttgart, Deutschland, 2012.
- [12] T. Wieland, M. Reiter, E. Schmutzger, L. Fickert, S. Eberhart, „Urbane Netzplanung unter Berücksichtigung probabilistischer Haushaltslastgänge in Kombination mit dezentralen Erzeugungsanlagen im Niederspannungsnetz,“ 9. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, Wien, Österreich, 2015.
- [13] T. Wieland, M. Reiter, E. Schmutzger, L. Fickert, M. Lagler, S. Eberhart, „Gleichzeitigkeitsfaktoren in der elektrischen Energieversorgung – Konventioneller & probabilistischer Ansatz,“ e&i Elektrotechnik und Informationstechnik, Springer-Verlag, Wien, Österreich, 2014.
- [14] K. Engels, „Probabilistische Bewertung der Spannungsqualität in Verteilungsnetzen,“ Dissertation, Klinkenberg Verlag, Aachen, Deutschland, 2000.
- [15] E-Control, „Statistikbroschüre 2011,“ Wien, Österreich, 2011.
- [16] F. Strempl, „Sichere Stromversorgung für die Steiermark,“ Fachtagung Energie der Landwirtschaftskammer Steiermark, Graz, Österreich, 2015.
- [17] T. K. Schuster, „Speicher im Netz,“ FH-Technikum Wien im Rahmen der Viktor Kaplan Lectures, Wien, Österreich, 2014.
- [18] D. Wittmer, „Kupfer im regionalen Ressourcenhaushalt - Ein methodischer Beitrag zur Exploration urbaner Lagerstätten Abhandlung,“ Dissertation, vdf Hochschulverlag AG, Eidgenössische Technische Hochschule Zürich, Zürich, Schweiz, 2006.

- [19] Die Werke Versorgung Wallisellen AG, „Daten und Fakten,“ [www.diewerke.ch](http://www.diewerke.ch), zuletzt abgerufen am: 10/2015.
- [20] Bundesnetzagentur, Bundeskartellamt, „Monitoringbericht 2014,“ Bonn, Deutschland, 2014.
- [21] U. Werneknick, „Notwendigkeit für Netzausbau,“ Arnsberger Energiedialog / Workshop in Dortmund, Dortmund, Deutschland, 2012.
- [22] M. Hyvärinen, „Electrical networks and Economies of load density,“ Helsinki University of Technology, Faculty of Electronics, Communications and Automation, Department of Electrical Engineering, Dissertation, Helsinki, Finnland, 2008.
- [23] E-Control, „Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen - Hauptabschnitt D3: Tonfrequenz-Rundsteuerung,“ Wien, Österreich, 2006.
- [24] Mathworks GmbH, „Boxplot - Dokumentation,“ <http://de.mathworks.com/help/stats/boxplot.html>, R 2016a Dokumentation, zuletzt besucht am: 31.08.2016.
- [25] J. E. V. Ferreira, M. T. S. Pinheiro, W. R. S. dos Santos, R. da Silva Maia, „Graphical representation of chemical periodicity of main elements through boxplot,“ Educación Química, Volume 27, Issue 3, Mexiko-Stadt, Mexiko, 2016.
- [26] A. J. Schwab, „Elektroenergiesysteme - Erzeugung, Transport, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie,“ Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 3. Auflage, Berlin, Deutschland, 2012.
- [27] E-Control, „Technisch und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen - Teil A: Allgemeines, Begriffsbestimmungen, Quellenverweis,“ Wien, Österreich, 2011.
- [28] DIN VDE 0100-100, „Errichten von Niederspannungsanlagen - Allgemeine Grundsätze, Bestimmungen allgemeiner Merkmale, Begriffe,“ DIN und VDE Verlag, Berlin, Deutschland, 2009.
- [29] DIN 18015-1, „Elektrische Anlagen in Wohngebäuden - Teil 1 Planungsgrundlagen,“ Deutsches Institut für Normung, Berlin, Deutschland, 2013.
- [30] J. Schlabbach, D. Metz, „Netzsystemtechnik,“ VDE Verlag GmbH, Berlin, Deutschland, 2005.
- [31] S. Velander, „Method of Operational Analysis Applied to Distribution of Electric Power,“ Teknisk-Tidskrift, vol. 82, Stockholm, Schweden, 1952.
- [32] C. G. Axelson, B. Strand, „Computer as Controller and Surveyor of Electrical Distribution Systems for 20, 10, 6 and 0.4 kV,“ 2nd International Conference on Electricity Distribution, CIRED 1975, Liege, Belgien, 1975.
- [33] R. Herman, J. J. Kritzing, „The Statistical Description of Grouped Domestic Electrical Load Currents,“ Electric Power Systems Research, Vol. 27, Lausanne, Frankreich, 1993 .
- [34] J. Rusk, „The simultaneous demand in distribution network supplying domestic consumers,“ ASEA-Journal 10, Stockholm, Schweden, 1956.
- [35] Siemens AG, „Planung der elektrischen Energieverteilung,“ Berlin und München, Siemens AG, Deutschland, 2014.
- [36] APCS Power Clearing and Settlement AG, „Synthetische Lastprofile - Prognose von Verbrauchswerten mittels Lastprofilen,“ Wien, Österreich, 2015.
- [37] E-Control, „Sonstige Marktregeln Strom - Kapitel 6 - Zählwerte, Datenformate und standardisierte Lastprofile,“ Wien, Österreich, 2016.



- [38] G. Kerber, „Status Quo des Niederspannungsnetzes in Deutschland - Ergebnisse aus der Forschungsarbeit am Fachgebiet Elektrische Energieversorgungsnetze der Technischen Universität München,“ EnBW Regional AG, Stuttgart, Deutschland, 2010.
- [39] ÖVE/ÖNORM E 8015-1, „Elektrische Anlagen in Wohngebäuden - Teil 1: Planungsgrundlagen,“ Wien, Österreich, 2006.
- [40] ÖVE/ÖNORM E 8016, „Elektroinstallationen - Hausanschlüsse, Hauptleitungen, Messeinrichtung,“ Wien, Österreich, 2010.
- [41] TAEV, „Ausführungsbestimmungen zu den TAEV für die Verteilnetze der Elektrizitätsunternehmen in Tirol,“ Österreichs E-Wirtschaft Akademie GmbH, Wien, Österreich, 2014.
- [42] OÖ Energiesparverband, „Warmwasserbereitung,“ [energiesparverband.at/bauen-wohnen/warmwasserheizen/warmwasserbereitung/](http://energiesparverband.at/bauen-wohnen/warmwasserheizen/warmwasserbereitung/), zuletzt abgerufen am: 23.10.2015.
- [43] W. Kaufmann, „Planung öffentlicher Elektrizitätsverteilungs-Systeme,“ VDE Verlag, Berlin, Deutschland, 1995.
- [44] VDEW, „Planung und Betrieb städtischer Niederspannungsnetze,“ Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke, Frankfurt am Main, Deutschland, 1984.
- [45] T. Stetz, H. Wolf, A. Probst, et. al., „Stochastische Analyse von Smart-Meter Messdaten,“ VDE Kongress 2012, Stuttgart, Deutschland, 2012.
- [46] J. Fraile-Ardanuy, S. Martínez, B. Artaloytia, D. Ramírez, M. Fuentes, C. Sánchez, „Analysis of the impact of charging of Plug-in Hybrid and Electric Vehicles in Spain,“ International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'12), Santiago de Compostela, Spanien, 2012.
- [47] I. Sartori, J. Ortiz, J. Salom, I. U. Dar, „Estimation of load and generation peaks in residential neighbourhoods with BIPV: bottom-up simulations vs. Velander,“ World Sustainable Building Conference, Barcelona, Spanien, 2014.
- [48] F. Provoost, M. van Luming, „The use of smart meters to improve customer load models,“ 21st International Conference on Electricity Distribution, CIRED, Frankfurt, Deutschland, 2011.
- [49] E. Klaasen, J. Frunt, H. Slootweg, „Assessing the Impact of Distributed Energy Resources on LV Grids using Practical Measurements,“ 23rd International Conference on Electricity Distribution, CIRED 2015, Lyon, Frankreich, 2015.
- [50] Statistik Austria, „Strom- und Gastagebuch 2012,“ Bericht, Wien, Österreich, 2013.
- [51] M. Van Luming, „Analysis of residential load profiles for the design of LV-grids,“ Laborelec, Linkebeek, Maastricht, Niederlande, 2010.
- [52] Statistics Norway, „Energy consumption in households 2012,“ Oslo, Norwegen, 2016.
- [53] Verivox GmbH, „Starke Unterschiede beim Stromverbrauch in Europa,“ <http://www.verivox.de/nachrichten/starke-unterschiede-beim-stromverbrauch-in-europa-12274.aspx>, Heidelberg, Deutschland, zuletzt abgerufen am: 10.06.2016.
- [54] Energie Agentur Steiermark, „Energieberatung einkommensschwacher Haushalte,“ Auftraggeber BMASK, BMASK-57032/0019-V/4/2010, Graz, Österreich, 2015.
- [55] SANS 507-1, „Electricity distribution - Guidelines for the provision of electricity distribution networks in residential areas - Part 1: Planning and design of distribution networks,“ South African National Standard, Pretoria, Südafrika, 2007.

- [56] N. Cross, R. Hermann, C. T. Gaunt, „Investigating the usefulness of the Beta pdf to describe Parameters in Reliability Analyses,“ 9th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, Stockholm, Schweden, 2006.
- [57] J. Alberts, J. de Kock, „The Impact of Small Scale Embedded Generation and EEDSM on Historically Designed Networks and How it will Affect Networks of Future Cities,“ Association of Municipal Electricity Utilities of Southern Africa, Johannesburg, Südafrika, 2014.
- [58] Siemens AG, „Applikationen für die elektrische Energieverteilung - Hochhäuser,“ Siemens AG, Erlangen, Deutschland, 2012.
- [59] ÖNORM B 1800, „Ermittlung von Flächen und Rauminhalten von Bauwerken,“ Wien, Österreich, 2002.
- [60] DIN 277-1, „Grundflächen und Rauminhalte von Bauwerken im Hochbau - Teil 1: Begriffe, Ermittlungsgrundlagen,“ Beuth Verlag GmbH, Berlin, Deutschland, 2005.
- [61] C. Kanzow, „Analysis 1,“ Julius-Maximilians-Universität Würzburg, Vorlesungsskript, Würzburg, Deutschland, 2011.
- [62] Statistik Austria, „Wohnen - Zahlen, Daten und Indikatoren der Wohnstatistik,“ Wien, Österreich, 2015.
- [63] VDEW, „Repräsentative VDEW-Lastprofile,“ Verband der Elektrizitätswirtschaft, Frankfurt am Main, Deutschland, 1999.
- [64] G. Kerber, „Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsverteilnetzen für die Einspeisung aus Photovoltaikkleinanlagen,“ Dissertation, Technische Universität München, München, Deutschland, 2010.
- [65] N. Lübke, A. Holst, R. Tolzmann, „Entwicklung eines synthetischen Jahreslastprofils für Haushaltsabnahme aus Elt.-Versorgungsnetzen,“ 12. Symposium Maritime Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik, Rostock, Deutschland, 2007.
- [66] P. Esslinger, R. Witzmann, „Entwicklung und Verifikation eines stochastischen Verbraucherlastmodells für Haushalte,“ 12. Symposium Energieinnovation, Graz, Österreich, 2012.
- [67] Statistik Austria, „Wohnen 2013 - Tabellenband Mikrozensus-Wohnungserhebung und EU-SILC,“ Wien, Österreich, 2014.
- [68] F. Zeilinger, A. Einfalt, „Modell für hochauflösende synthetische Haushaltslastprofile,“ 12. Symposium Energieinnovation, Graz, Österreich, 2012.
- [69] J. Dickert, P. Schegner, „A Time Series Probabilistic Synthetic Load Curve Model for Residential Customers,“ PowerTech, IEEE Trondheim, Trondheim, Norwegen, 2011.
- [70] M. Nijhuis, B. Vonk, M. Gibescu, S. Cobben, H. Sloopweg, „Assessment of Probabilistic Methods for Simulating Household Load Patterns in Distribution Grids,“ 23rd International Conference on Electricity Distribution, CIRED 2015, Lyon, Frankreich, 2015.
- [71] G. Bärwaldt, M. Kurrat, „Auswirkungen von dynamischen Haushaltsstromtarifen auf der Basis stochastischer Haushaltsprofile,“ 10. Symposium Energieinnovation, Graz, Österreich, 2008.
- [72] T. Wieland, E. Schmutzner, L. Fickert, S. Eberhart, „Probabilistic approach for the determination of connection power using smart meter data for urban households with decentralized generation and storage units,“ ETG Kongress 2015, Bonn, Deutschland, 2015.
- [73] P. Hupperetz, „Simulation von zeitvarianten stochastischen Prozessen im 4-Leiter-Niederspannungsnetz,“ VDE Kongress 2014, Frankfurt am Main, Deutschland, 2014.
- [74] A. Capasso, W. Grattieri, R. Lamedica, A. Prudenzi, „A Bottom-Up Approach to Residential Load

- Modelling," IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 9, 1994.
- [75] J. V. Paatero, P. D. Lund, „A Model for Generating Household Electricity Load Profiles," International Journal of Energy Research, Vol. 30, Wiley InterScience, Hoboken, New Jersey, Vereinigte Staaten von Amerika, 2005.
- [76] S. Ghaemi, „Efficiency potential in private sector in ADRES (Autonomous Decentralized Renewable Energy Systems)," Dissertation, Technische Universität Wien, Wien, Österreich, 2011.
- [77] P. Palensky, F. Kupzog, A. A. Zaidi, K. Zhou, „Modeling domestic housing loads for demand response," 34th Annual Conference of IEEE, IECON 2008, Orlando, Vereinigte Staaten von Amerika, 2008.
- [78] F. J. McLoughlin, A. Duffy, M. Conlon, „The Generation of Domestic Electricity Load Profiles through Markov Chain Modelling," 3rd International Scientific Conference on Energy and Climate Change, Athen, Griechenland, 2010.
- [79] K.-H. Waldmann, U. M. Stocker, „Stochastische Modelle - Eine anwendungsorientierte Einführung," Springer-Verlag Berlin Heidelberg, Deutschland, 2013.
- [80] T. Wieland, M. Reiter, E. Schmutzner, L. Fickert, „Modern Grid Planning - A Probabilistic Approach for Low Voltage Networks facing New Challenges," CIRED International Conference and Exhibition on Electricity Distribution, Lyon, Frankreich, 2015.
- [81] E. Carpaneto, G. Chicco, „Probability distributions of the aggregated residential load," KTH Royal Institute of Technology, 9th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, Stockholm, Schweden, 2006.
- [82] A. Cagni, E. Carpanetto, G. Chicco, R. Napoli, „Characterisation of the Aggregated Load Patterns for Extra-Urban Residential Customer Groups," IEEE MELECON 2004, Dubrovnik, Kroatien, 2004.
- [83] DSG 2000, „Bundesgesetz über den Schutz personenbezogener Daten," Wien, Österreich, 2016.
- [84] ELWOG, „Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz," Bundesgesetz, Wien, Österreich, 2010.
- [85] K. Weltner, „Mathematik für Physiker 1 - Basiswissen für das Grundstudium der Experimentalphysik," Springer-Verlag Berlin Heidelberg, Berlin, Deutschland, 2011.
- [86] H. Kolanoski, „Statistische Methoden der Datenanalyse," Humboldt Universität Berlin, Berlin, Deutschland, 2008.
- [87] C. Dormann, „Parametrische Statistik - Verteilungen, maximum likelihood und GLM in R," Springer Spektrum, Heidelberg, Deutschland, 2013.
- [88] E. Spodarev, „Stochastische Risikotheorie," Universität Ulm, Vorlesungsskript, Ulm, Deutschland, 2008.
- [89] E. Kreyszig, „Advanced Engineering Mathematics," 10th Edition, John Wiley & Sons, Inc., New Jersey, Vereinigte Staaten von Amerika, 2011.
- [90] A. Waser, „Die logarithmische Verteilung in der Natur," Ehlers Verlag GmbH, Global scaling - Die Basis ganzheitlicher Naturwissenschaft, Wolfratshausen, Deutschland, 2010.
- [91] D. Zumkeller, B. Chlond, O. Lipps, „Panelauswertung 1995/1996," Schlussbericht, Institut für Verkehrswesen, Universität Karlsruhe (TH), Karlsruhe, Deutschland, 1996.
- [92] G. Kayser, A. Probst, M. Braun, S. Tenbohlen, „Probabilistische Lastmodellierung von Haushaltslasten," IEEE power & Energy Student Summit (PESS), Illmenau, Deutschland, 2012.
- [93] Mathworks GmbH, „Gamma Distribution - Dokumentation," <https://de.mathworks.com/help/stats/>

- gampdf.html, R 2016a Dokumentation, zuletzt abgerufen am: 20.08.2016.
- [94] O. Beucher, „Wahrscheinlichkeitsrechnung und Statistik mit MATLAB,“ Springer-Verlag, Heidelberg, Deutschland, 2007.
- [95] W. Zucchini, F. Böker, A. Stadie, „Statistik III,“ Georg-August-Universität Göttingen, Vorlesungsskript, Göttingen, Deutschland, 2004.
- [96] A. Probst, M. Braun, S. Tenbohlen, „Erstellung und Simulation probabilistischer Lastmodelle von Haushalten und Elektrofahrzeugen zur Spannungsbandanalyse,“ ETG Kongress 2011, Würzburg, Deutschland, 2011.
- [97] M. Reiter, „Probabilistische Auslastungsanalyse einer Verteilnetzstruktur auf Basis statistischer Auswertungen von realen Smart-Meter-Messdaten,“ Diplomarbeit, Institut für Elektrische Anlagen, Technische Universität Graz, Graz, Österreich, 2014.
- [98] S. C. Scheid, „Die verallgemeinerte Lognormalverteilung,“ Diplomarbeit, Universität Dortmund, Dortmund, Deutschland, 2001.
- [99] Mathworks GmbH, „Extreme Value Distribution - Dokumentation,“ <http://de.mathworks.com/help/stats/extreme-value-distribution.html>, R 2016a Dokumentation, zuletzt abgerufen am: 22.08.2016.
- [100] Mathwave Technologies, „Extreme Value Distributions,“ <http://www.mathwave.com/articles/extreme-value-distributions.html>, zuletzt besucht am: 01.09.2016.
- [101] H. Engelhardt, „Zur Dynamik von Ehescheidungen - Theoretische und empirische Analysen,“ Rostocker Beiträge zur Demographie, Duncker & Humblot, Berlin, Deutschland, 2002.
- [102] Minitab Ltd., „Support - Weibull-Verteilung in der Zuverlässigkeitsanalyse,“ Coventry, Großbritannien, 2016.
- [103] Minitab Ltd., „Support - Verwenden der Verteilung des kleinsten Extremwerts zum Modellieren von Zuverlässigkeitsdaten,“ Coventry, Großbritannien, 2016.
- [104] M. Oestreich, O. Romberg, „Keine Panik vor Statistik! - Erfolg und Spaß im Horrorfach nichttechnischer Studiengänge,“ 5. aktualisierte Auflage, Springer Spektrum, Wiesbaden, Deutschland, 2006.
- [105] L. Sachs, J. Hedderich, „Angewandte Statistik - Methodensammlung mit R,“ Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 12. Auflage, Berlin, Deutschland, 2006.
- [106] FernUniversität Hagen, „Grundlagen der Wirtschaftsmathematik und Statistik,“ 2010, Hagen, Deutschland.
- [107] A. Handl, „Symmetrie und Schiefe,“ [http://www.wiwi.uni-bielefeld.de/lehrbereiche/emeriti/jfrohn/skripten/~/\\_/lehrbereiche/emeriti/jfrohn/Upload/symmetrie.pdf](http://www.wiwi.uni-bielefeld.de/lehrbereiche/emeriti/jfrohn/skripten/~/_/lehrbereiche/emeriti/jfrohn/Upload/symmetrie.pdf), Universität Bielefeld, Skript, Lehrstuhl für Ökonomie und Statistik, zuletzt abgerufen am: 23.08.2016.
- [108] H. Lohninger, „Grundlagen der Statistik,“ <http://www.statistics4u.info/>, zuletzt abgerufen am: 11.12.2015.
- [109] H. Akaike, „Information theory as an extension of the maximum likelihood principle,“ Second International Symposium on Information Theory, Budapest, Ungarn, 1973.
- [110] W. Schellong, „Analyse und Optimierung von Energieverbundsystemen,“ Springer-Verlag Berlin Heidelberg, Berlin, Deutschland, 2016.
- [111] G. Benke, S. Amann, M. Schlögl, „Energiearmut: Energie sparen und Kosten senken in einkommensschwachen Haushalten,“ e7 Energie Markt Analyse GmbH, Eine Informationsbroschüre für SozialberaterInnen, Wien, Österreich, 2012.
- [112] Statistik Austria, „Privathaushalte 1985 - 2015,“ Wien, Österreich, 2016.

- [113] Stiebler Eltron, „Produktdatenblatt - Wandspeicher SH,“ [http://tools.stiebel-eltron.de/ste\\_shared/pdf/data/W\\_5896\\_0\\_de\\_German.pdf](http://tools.stiebel-eltron.de/ste_shared/pdf/data/W_5896_0_de_German.pdf), Holzminden, Deutschland, zuletzt abgerufen am: 10.06.2016.
- [114] AEG Haustechnik, „Warmwassergeräte,“ Nürnberg, Deutschland, 2014.
- [115] E-Control, „Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen - Hauptabschnitt D4 - Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen,“ E-Control GmbH, Wien, 2016.
- [116] T. Wieland, M. Reiter, L. Fickert, „Netzstrukturen Reininghaus Untersuchung moderner Netzstrukturen im Stadtentwicklungsgebiet Graz Reininghaus,“ Institut für Elektrische Anlagen, Technische Universität Graz, Graz, Österreich, 2015.
- [117] Statistik Austria, „Modellierung des Stromverbrauchs in den privaten Haushalten Österreichs nach unterschiedlichen Verwendungszwecken,“ Direktion Raumwirtschaft, Energie, Wien, Österreich, 2011.
- [118] T. Wieland, E. Schmutzner, D. Buchauer, L. Fickert, „Optimal sizing of electric and thermal energy storage units for residential households with decentralized generation units in the low voltage grid,“ Rakvere, Estland, 2014.
- [119] J. Baumeister, „Numerische Methoden der Finanzmathematik,“ Goethe Universität, Frankfurt am Main, Deutschland, 2009.
- [120] S. Österbauer, „Auswirkung intensiver Wind- und Photovoltaikeinspeisung auf das Höchstspannungsnetz,“ Diplomarbeit, Institut für Elektrische Anlagen, Technische Universität Graz, Graz, Österreich, 2011.
- [121] H.-F. Eckey, R. Kosfeld, M. Türck, „Deskriptive Statistik, Grundlagen - Methoden - Beispiele,“ 4. Auflage, Dr. Th. Gabler/GWV Fachverlage GmbH, Wiesbaden, Deutschland, 2005.
- [122] T. Wieland, E. Schmutzner, D. Buchauer, L. Fickert, „Neuartiges Konzept zur Auslegung von Strom- sowie Warmwasserspeichern in Haushalten beim Einsatz fluktuierender Erzeugungsanlagen,“ 13. Symposium Energieinnovation, Graz, Österreich, 2014.
- [123] D. Linden, T. B. Reddy, „Handbook of batteries,“ Third Edition, ISBN 0-07-135978-8, The McGraw-Hill Companies, Inc., New York, Vereinigte Staaten von Amerika, 2002.
- [124] T. Wieland, M. Reiter, E. Schmutzner, L. Fickert, J. Fabian, R. Schmied, „Probabilistische Methode zur Modellierung des Ladeverhaltens von Elektroautos anhand gemessener Datenelektrischer Ladestationen – Auslastungsanalysen von Ladestationen unter Berücksichtigung des Standorts zur Planung von elektrischen Stromnetzen,“ e&i Elektrotechnik und Informationstechnik, Springer-Verlag, Wien, Österreich, 2015.
- [125] L. Liu, M. Balzer, A. Kessler, „Potenzielle Einsatzmöglichkeit der Batterien von Elektroautos in Niederspannungsnetzen,“ 11. Symposium Energieinnovation, Graz, Österreich, 2010.
- [126] A. Karner, „Vehicle grid integration of low emission vehicles into the electric distribution grid,“ Blue Globe report, Klima und Energiefond, Wien, Österreich, 2011.
- [127] VDE-AR-N 4105, „Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz, Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz,“ VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., Frankfurt am Main, Deutschland, 2011.
- [128] E-Control, „Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen - Hauptabschnitt D2 - Richtlinie zur Beurteilung von Netzrückwirkungen,“ Wien, Österreich, 2006.
- [129] T. Wieland, F. Otto, L. Fickert, T. Schuster, „Analyse, Bewertung und Steigerung möglicher Einspeisekapazität dezentraler Energieerzeugungsanlagen in der Verteilnetzebene,“ 8. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, Wien, Österreich, 2013.

- [130] J. Scheffler, „Bestimmung der maximal zulässigen Netzanschlussleistung photovoltaischer Energiewandlungsanlagen in Wohnsiedlungsgebieten,“ Dissertation, Technische Universität Chemnitz, Chemnitz, Deutschland, 2002.
- [131] U. Rath, R. Hellmann, W. Möhring-Hüser, K. Wortmann, J. Bregas, C. Mordziol, „Klimaschutz durch Minderung von Leerlaufverlusten bei Elektrogeräten - Instrumente -,“ Umweltbundesamt, Texte 05/1999, Berlin, Deutschland, 1999.
- [132] Netz Oberösterreich GmbH, „Technische Bedingungen und Betriebsanweisung für den Parallelbetrieb - Teil I Photovoltaik und Generator (rotierend) mit Stromrichter am Niederspannungsnetz,“ Linz, Österreich, 2016.
- [133] Erlanger Stadtwerke, „Themen der Installateurveranstaltung Elektrotechnik 2012,“ Erlangen, Deutschland, 2012.
- [134] T. Wieland, E. Schmutzger, L. Fickert, „Begleitende Forschung/Monitoring - Modellregion Elektromobilität Großraum Graz - Endbericht AP 3 und AP 4,“ Institut für Elektrische Anlagen, Technische Universität Graz, Forschungsbericht, Graz, Österreich, 2015.
- [135] T. Wieland, E. Schmutzger, C. Schlintl, E. Imrek, I. Absenger-Helmli, N. Schuster, C. Hütter, L. Fickert, „Statistische Auswertung zum e-Carsharing-Projekt „will e-fahren“,“ 14. Symposium Energieinnovation, Graz, Österreich, 2016.
- [136] T. Wieland, E. Schmutzger, C. Schlintl, E. Imrek, T. Höhn, L. Fickert, „iENERGY 2.0 – IFEA Teilbericht 2/2 – Statistische Auswertung zum e-Carsharing Projekt „will e-fahren“,“ Institut für Elektrische Anlagen, Technischer Universität Graz, Technischer Bericht, Graz, Österreich, 2016.
- [137] M. Litzlbauer, „Erstellung und Modellierung von stochastischen Ladeprofilen mobiler Energiespeicher mit MATLAB,“ Diplomarbeit, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, TU Wien, Wien, Österreich, 2009.
- [138] TFA Dostmann GmbH & Co KG, „Energiesmessgerät Energy Control,“ Wertheim-Reicholzheim, Deutschland, 2013.
- [139] Dewetron GmbH, „Energy & Power Analysis Solution Guide,“ Grambach, Österreich, 2016.
- [140] BSI, „Hochverfügbarkeit eine herausfordernde Aufgabenstellung für ein professionelles IT-Service - Kapitel 1 Einführung,“ Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik, Band G, Bonn, Deutschland, 2013.
- [141] BSI, „IT-Grundschutz-Standards,“ [https://www.bsi.bund.de/DE/Themen/ITGrundschutz/ITGrundschutzStandards/ITGrundschutzStandards\\_node.html](https://www.bsi.bund.de/DE/Themen/ITGrundschutz/ITGrundschutzStandards/ITGrundschutzStandards_node.html), Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik, zuletzt abgerufen am: 13.09.2016.
- [142] Harvard Research Group Inc., „Availability Environment Classification (AEC),“ Boxborough, Massachusetts, Vereinigte Staaten von Amerika, 2013.
- [143] M. Neumann, „Computational Physics I - Grundlagen,“ Vorlesungsskript, Institut für Experimentalphysik der Universität Wien, Wien, Österreich, 2012.
- [144] Solarwatt GmbH, „SOLARWATT Storage parallel – Datenblatt,“ Dresden, Deutschland, 2013.
- [145] ÖVE/ÖNORM EN 50160, „Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen,“ Österreichischer Verband für Elektrotechnik, Wien, Österreich, 2011.
- [146] G. Taljan, M. Krasnitzer, F. Strempl, A. Jarz, „Spannungsniveau im 30-kV Netz UW Judenburg/West Lösungsansätze mit Smart Grids,“ 12. Symposium Energieinnovation, Graz, Österreich, 2012.
- [147] TAEV, „Technische Ausführungsbestimmungen zu den TAEV für das Versorgungsgebiet von Wien Energie

- Stromnetz GmbH,“ Wien Energie Stromnetz GmbH, Wien, Österreich, 2013.
- [148] ÖVE-EN 1 Teil 3 (§41), „Errichtung von Starkstromanlagen mit Nennspannungen bis AC 1000 V und DC 1500 V,“ Österreichischer Verband für Elektrotechnik, Wien, Österreich, 1995.
- [149] ÖVE/ÖNORM E 8001-3-41, „Errichtung von elektrischen Anlagen mit Nennspannungen bis AC 1000 V und DC 1500 V -Teil 3-41 - Beschaffenheit, Bemessung und Verlegung von Leitungen und Kabeln – Bemessung von Leitungen und Kabeln in mechanischer und elektrischer Hinsicht–Überstromschutz,“ 2005, Wien, Österreich.
- [150] Netz Oberösterreich GmbH, „Ausführungsbestimmungen der Oberösterreichischen Verteilnetzbetreiber,“ <http://www.ooe-ausfuehrungsbestimmungen.at/>, zuletzt abgerufen am: 20.07.2016.
- [151] D. Speck, et al., „Energiekabel im EVU - Entwicklung, Technik. Anwendung, Prüfung und Betriebserfahrung der Energiekabel vom Niederspannungs- bis zum Höchstspannungsnetz,“ Expert Verlag, Renningen-Malmsheim, Deutschland, 1994.
- [152] Meinhart Kabel Österreich GmbH, „Kabel und Leitungen - Preisliste und technischer Katalog - Stand 2014,“ St. Florian, Österreich, 2013.
- [153] DIN VDE 0276-1000, „Starkstromkabel - Teil 1000 - Strombelastbarkeit, Allgemeines, Umrechnungsfaktoren,“ VDE Verband Deutscher Elektrotechniker e.V., Frankfurt am Main, Deutschland, 1995.
- [154] Nexans Deutschland GmbH, „Starkstromkabel 1 - 30 kV,“ Hannover, Deutschland, 2012.
- [155] D. Oeding, B. R. Oswald, „Elektrische Kraftwerke und Netze,“ 6. Auflage, Springer-Verlag Berlin Heidelberg, Berlin, Deutschland, 2004.
- [156] ÖVE/ÖNORM E 8669-3, „Niederspannungssicherungen - Teil 3: Zusätzliche Anforderungen an Sicherungen zum Gebrauch durch Laien,“ Österreichischer Verband für Elektrotechnik, Wien, Österreich, 2014.
- [157] ÖVE/ÖNORM E 8669-2, „Niederspannungssicherungen - Teil 2: Zusätzliche Anforderungen an Sicherungen zum Gebrauch durch Elektrofachkräfte bzw. elektrotechnisch unterwiesene Personen,“ Österreichischer Verband Für Elektrotechnik, Wien, Österreich, 2014.
- [158] I. Kasicki, „Kompendium Planung von Elektroanlagen - Theorie, Vorschriften, Praxi, Softwareanwendung,“ Springer-Verlag, Berlin Heidelberg, Deutschland, 2001.
- [159] Schaupa, „Technischer Anhang Auslösekennlinien Leitungsschutzschalter,“ Schalksmühle, Deutschland, 2003.
- [160] ÖVE-EN 1 Teil 3 (§41), „Errichtung von Starkstromanlagen mit Nennspannungen bis AC 1000 V und DC 1500 V,“ Österreichischer Verband für Elektrotechnik, Wien, Österreich, 1981.
- [161] VDEW, „Kabelhandbuch,“ Verlags- und Wirtschaftsgesellschaft der Elektrizitätswerke m. b. H. VDEW, 3. Auflage, Frankfurt am Main, Deutschland, 1979.
- [162] J. Gester, H. Lorenz, „Starkstromleitungen Leitungsnetze und deren Berechnung,“ VEB Verlag Technik Berlin, Berlin, Deutschland, 1967.
- [163] ABB AG, „Schaltanlagen-Handbuch,“ 12. Auflage, Mannheim, Deutschland, 2012.
- [164] T. Wieland, M. Reiter, L. Fickert, „Netzstrukturen Reininghaus - Untersuchung moderner Netzstrukturen im Stadtentwicklungsgebiet Graz Reininghaus,“ Forschungsbericht, Institut für Elektrische Anlagen, Technische Universität Graz, Graz, 2015.

- [165] W. Brandauer, „Verlustberechnung in Elektrizitätsnetzen mit gering superpositionierten Last- und Erzeugungseinheiten,“ Dissertation, Institut für Elektrische Anlagen, Technische Universität Graz, Graz, Österreich, 2014.
- [166] Stadtwerke Fürstenfeld GmbH, „Ausführungshinweise für Niederspannungsanschlüsse,“ Fürstenfeld, Österreich, 2009.
- [167] NEPLAN, „Lastflussprogramm,“ BCP Busarello + Cott + Partner AG, Version 5.5.3, Zürich, Schweiz, 2014.
- [168] L. Fickert, „Planung und Betrieb von Energiesystemen,“ Vorlesungsskript, Institut für Elektrische Anlagen, Technische Universität Graz, Graz, 2007.
- [169] KPMG, „Kapitalkostenstudie 2012/2013 - Steuerung in der Unsicherheit,“ Zug, Schweiz, 2012.
- [170] Siemens AG, „Totally Integrated Power - Kapitel 5 Transformatoren,“ [https://w5.siemens.com/web/at/de/industry/ia\\_dt/produkte-loesungen/automatisierungstechnik/niederspannungs-schalttechnik/handbuecher-software/Documents/tranformatoren\\_tip.pdf](https://w5.siemens.com/web/at/de/industry/ia_dt/produkte-loesungen/automatisierungstechnik/niederspannungs-schalttechnik/handbuecher-software/Documents/tranformatoren_tip.pdf), Nürnberg, Deutschland, 2005.
- [171] Siemens AG, „Totally Integrated Power - Einfluss der Lastgänge im Einspeisestromkreis auf die Lebenszyklus-Energiekosten,“ Technische Schriftenreihe Ausgabe 5, Erlangen, Deutschland, 2012.
- [172] ÖVE/ÖNORM EN 50464, „Ölgefüllte Drehstrom-Verteilungstransformatoren 50 Hz, 50 kVA bis 2 500 kVA, mit einer höchsten Spannung für Betriebsmittel bis 36 kV,“ Österreichischer Verband für Elektrotechnik, Wien, Österreich, 2008.
- [173] M. A. Lagler, „Rechnergestützte Analyse eines urbanen 20-kV-Mittelspannungsnetzes,“ Diplomarbeit, Institut für Elektrische Anlagen, Technische Universität Graz, 2015.
- [174] M. A. Lagler, T. Wieland, E. Schmautzer, „Computer-Based Analysis of an Urban 20 kV Medium-Voltage Network,“ UPEC 2016, 51st International Universities Power Engineering Conference, Coimbra, Portugal, 2016.
- [175] ÖVE/ÖNORM E 8001-1/A4, „Errichtung von elektrischen Anlagen mit Nennspannungen bis AC 1000 V und DC 1500 V - Teil 1: Begriffe und Schutz gegen elektrischen Schlag (Schutzmaßnahmen),“ Wien, Österreich, 2009.
- [176] L. Heinhold, „Kabel und Leitungen für Starkstrom,“ 3. überarbeitete Auflage, Siemens Aktiengesellschaft, Erlangen, Deutschland, 1969.
- [177] BDEW, „Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.,“ [www.bdew.de](http://www.bdew.de), zuletzt abgerufen am: 03.05.2016.



## 12 Abkürzungsverzeichnis und Formelzeichen

Im Folgenden werden für die Arbeit relevante Abkürzungen sowie Formelzeichen dargelegt. Die einzelnen Formelzeichen werden innerhalb der Arbeit im Fließtext zusätzlich erklärt.

AIC	Akaiikes Informationskriterium (engl.: <b>A</b> kaikes <b>I</b> nformation <b>C</b> riterion)
AICc	Akaiikes Informationskriterium korrigiert (engl.: <b>A</b> kaikes <b>I</b> nformation <b>C</b> riterion <b>C</b> orrected)
Al	Aluminium
$A_t$	Ausgaben
ADMD	<b>A</b> fter <b>D</b> iversity <b>M</b> aximum <b>D</b> emand
BIC	Bayessches Informationskriterium (engl.: <b>B</b> ayesian <b>I</b> nformation <b>C</b> riterion)
$C_0$	Kapitalwert
$\cos \varphi$	Verschiebungsfaktor
Cu	Kupfer
d	Abweichung zwischen $F_1$ und $F_i$
$D_{\text{krit}}$	kritische Abweichung
DOD	Entladetiefe (engl.: <b>D</b> epth <b>o</b> f <b>D</b> ischarge)
$\Delta \bar{P} / \Delta t$	Wirkleistungsänderung
DSG	Datenschutzgesetz
$E(X)$	Erwartungswert
EFH	Einfamilienhaus
EG	Elektrifizierungsgrad
ELU	Elektrizitätsunternehmen
ELWOG	Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz
$E_t$	Einnahmen
EV	Elektromobilität
F	mittlere Abweichung zwischen $F_1$ und $F_i$
$F^{-1}$	Verallgemeinerte inverse Funktion bzw. Umkehrfunktion
$F_1$	Empirische Verteilungsfunktion
$F_i$	Hypothetische Verteilungsfunktion (z.B. Log-Normal-, Weibull-, Gamma-, ...)
$f_{\text{Ges}}$	Umrechnungsfaktoren ( $f_1$ bis $f_7$ )
g	Gleichzeitigkeitsfaktor
G	gewichtete mittlere Abweichung zwischen $F_1$ und $F_i$
$g_{\infty}$	Gleichzeitigkeitsfaktor für eine Anzahl der elektrifizierten Haushalte $N_{\text{HH}}$ gegen $\infty$
gG	Ganzbereichsschutz für allgemeine Anwendung
gL	Ganzbereichsschutz für Kabel- und Leitungsschutz
$H_0$	Nullhypothese
H0	Standardlastprofil Haushalt
$H_1$	Alternativhypothese
H2O	Warmwasserspeicher

HA	Hausanschluss
HH	elektrifizierter Haushalt
$I_0$	Investitionskosten
$I_b$	Betriebsstrom
$I_f$	großer Prüfstrom
$I_n$	Nennstrom
$I_{L1}$	Leiterstrom
$I_r$	Bemessungsstrom Kabel bzw. Freileitung
$I_z$	zulässiger Dauerstrom (Strombelastbarkeit) Kabel bzw. Freileitung
K-S-Test	<b>K</b> olmogorov- <b>S</b> mirnov- <b>T</b> est
LL	Log-Likelihood-Parameter
NE	Netzebene
$N_{HH}$	Anzahl elektrifizierter Haushalte
PV-Anlage	Photovoltaik-Anlage
$p(t)$	Zeitlicher Verlauf der Wirkleistung
$P_{HH}$	Bemessungsleistung
prob	probabilistisch
$P_s$	Spitzenleistung
PV	Photovoltaik-Anlage (PV-Anlage)
$q_i$	Quantile (z.B. 99,999 %)
RES	Residualleistung
RH	Reihenhaus
$S_{VP}$	Scheinleistung am Verknüpfungspunkt
S-M-D	Smart-Meter-Daten
SOC	Ladezustand (engl.: <b>S</b> tate <b>o</b> f <b>C</b> harge)
TAEV	Technische Anschlussbedingungen für den Anschluss an öffentliche Versorgungsnetze mit Betriebsspannungen bis 1000 Volt
TOR	Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen
$u^k$	Zufallszahl $u$ für verschiedene Zeitschritte $k = 1 \dots N$
$v$	empirische Schiefe (3. Moment)
$\text{Var}(X)$	Varianz
VNB	Verteilernetzbetreiber
VP	Verknüpfungspunkt
WHG	Wohnung
$\bar{x}$	arithmetischer Mittelwert
$x_{\text{med}}$	Medianwert
$x_{\text{mod}}$	Modalwert
$\lambda$	Leistungsfaktor
$\sigma$	Standardabweichung

## 13 Anhang

### 13.1 Begriffserklärung

Im Folgenden werden für diese Arbeit wichtige Begriffe wie z.B. Anschlussleistung, Spitzenleistung erläutert, sowie die Bedeutung in dieser Arbeit dargelegt. Zusätzlich wird die in Österreich gültigen technischen Anschlussbedingungen TAEV [9] in Bezug auf den Einsatzbereich dargelegt.

**TAEV** (Technische Anschlussbedingungen für den Anschluss an öffentliche Versorgungsnetze mit Betriebsspannungen bis 1000 Volt, mit Erläuterungen der einschlägigen Vorschriften) [9]

Im Folgenden werden die in der TAEV [9] beschriebenen Anforderungen sowie wichtiger Begrifflichkeiten mit Bezug zu dieser Arbeit näher erläutert [9]:

*„Die TAEV hat sich daher im Bereich der Errichtungsbestimmungen im Laufe der Zeit vom einstigen Regelwerk zu einer Zusammenfassung der in Österreich aktuell gültigen Errichtungsbestimmungen gewandelt.“*

In der TAEV werden technische Anforderungen beschrieben, die weder in Normen (z.B. ÖVE/ÖNORM) bzw. durch die Allgemeinen Bedingungen geregelt sind. Darunter fallen folgende Schwerpunkte [9]:

- Technische Gestaltung des Anschluss- und Zählerbereiches
- Festlegungen der Verteilernetzbetreiber hinsichtlich Einheitlichkeit im Zählerbereich (plombierbarer Teil der Kundenanlage)
- Zulässigkeit bzgl. der Art des Anschlusses hinsichtlich EMV (elektromagnetische Verträglichkeit), Netzurückwirkungen

Festlegungen in der TAEV sind als Regeln der Technik zu interpretieren und werden speziell gekennzeichnet. Bei den anderen Teilen handelt es sich um Auszüge der in Österreich gültigen Normen, Vorschriften, Bestimmungen mit zusätzlichen Erläuterungen.

#### **Anschluss-, Bemessungs-, Spitzen-, Summenleistung**

Die in dieser Arbeit bezeichnete Anschlussleistung bzw. Spitzenleistung für elektrische Geräte (in einem elektrifizierten Haushalt) bzw. für ein Kollektiv elektrifizierter Haushalte zur Ermittlung des Betriebsstroms im elektrifizierten Haushaltsbereich wird gemäß TAEV [9] auch als Summenleistung bzw. gemäß Literatur als Netzanschlussleistung [26] bezeichnet. Diese Summenleistung gemäß TAEV [9] wird für eine betrachtete Anzahl von Haushalten gebildet. Für einen Haushalt wird hierbei in Österreich und in dieser Arbeit als Bemessungsleistung eine Einheitsleistung von 18 kW pro elektrifizierten Haushalt verwendet und mit dem zugehörigen Gleichzeitigkeitsfaktor  $g$  in Abhängigkeit der Anzahl elektrifizierter Haushalte multipliziert (siehe Kapitel 2.2.1). Bei den elektrifizierten Haushalten wird

zusätzlich ein Verschiebungsfaktor<sup>10</sup>  $\cos \varphi = 0,9$  miteinbezogen, um daraus den Betriebsstrom des Kabels für die Planung von Verteilernetzen zu berechnen [9].

Gemäß der Begriffsdefinition der technischen und organisatorischen Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen TOR A [27] wird ebenfalls die Scheinleistung, auf welche die Anlage ausgelegt wird, als Anschlussleistung der Anlage des Netzbenutzers bezeichnet. Somit ergibt sich auch in diesem Fall für die Bemessungsleistung eines einzelnen elektrifizierten Haushalts eine Einheitsleistung gemäß TAEV [9] von 18 kW.

Gemäß dem § 7 Abs. 1 Nr. 2 ELWOG [84] wird die Anschlussleistung an der Übergabestelle als eine vertraglich vereinbarte Leistung zwischen dem Endverbraucher und dem Verteilernetzbetreiber angesehen. Für einen Haushalt, falls nichts anderes vereinbart, liegt diese Leistung ohne elektrische Warmwasserbereitung bei 4 kW. Dies lässt sich dadurch erklären, dass sich, bei Betrachtung einer großen Anzahl elektrifizierter Haushalte gemäß TAEV [9], eine Spitzenleistung von ungefähr 4 kW pro elektrifizierten Haushalt ergibt.

Um eine einheitliche Bezeichnung für die Abschätzung der Spitzenleistung in dieser Arbeit zu verwenden, wird für die Bemessungsleistung für einen Haushalt die in Österreich übliche Einheitsleistung verwendet und in weiterer Folge für die Abschätzung eines Kollektivs von Haushalten der Begriff Spitzenleistung verwendet.

Der „**Hausanschluss**“ bezeichnet den Anlagenteil zwischen der Übergabestelle des öffentlichen Verteilernetzbetreibers und der Hausanschlusssicherung der Kundenanlage. Der Überbegriff „**Vorzählerleitungen**“ beschreibt jene Leitungen, die sich von der Messeinrichtung (Zähler) bis zur Übergabestelle zum öffentlichen Versorgungsnetz erstrecken. Es wird zwischen den folgenden Leitungen unterschieden [9]:

- Hauptleitung
- Zuleitung zur Einzelverbraucheranlage
- Zählerschleife

Die weiterführenden Leitungen ausgehend von dem „**Hausanschluss**“ bis zu den Zählern werden als „**Hauptleitungen**“ bezeichnet. Zusätzlich wird noch in der Anlage die „**Zuleitung zur Einzelverbraucheranlage**“ unterschieden. Diese ist ausgehend von der Vorzählersicherung über den Zählerplatz bis hin zu dem Hauptverteiler in der Einzelverbraucheranlage. Bei der „**Zählerschleife**“ handelt es sich um die Verbindung zwischen dem Zähler (bzw. der Zählerklemmleiste des Zählers) und den Klemmstellen vor und nach dem Zähler [9].

---

<sup>10</sup> Verschiebungsfaktor  $\cos \varphi$ : Berechnung mittels dem Quotienten bestehend aus der Wirkleistung P und der Scheinleistung S (Grundschwingungsbetrachtung)  
Leistungsfaktor  $\lambda$ : Berechnung mittels des Quotienten bestehend aus der Wirkleistung P und der Scheinleistung S inklusive der Oberschwingungen. Falls keine Oberschwingungen in den gemessenen Strömen und Spannungen enthalten sind, entspricht der Leistungsfaktor  $\lambda = |\cos \varphi|$  [27]

## Unterschied zwischen Niederspannungsverteilerleitung und Hauptleitung in Wohngebäuden

In der Abbildung 74 wird die Versorgung schematisch gemäß ÖVE/ÖNORM E-8001-1/A4 [175] dargestellt. Der Niederspannungstransformator versorgt mittels des Niederspannungsverteilersnetzes das Wohnobjekt sowie das gewerbliche Objekt.

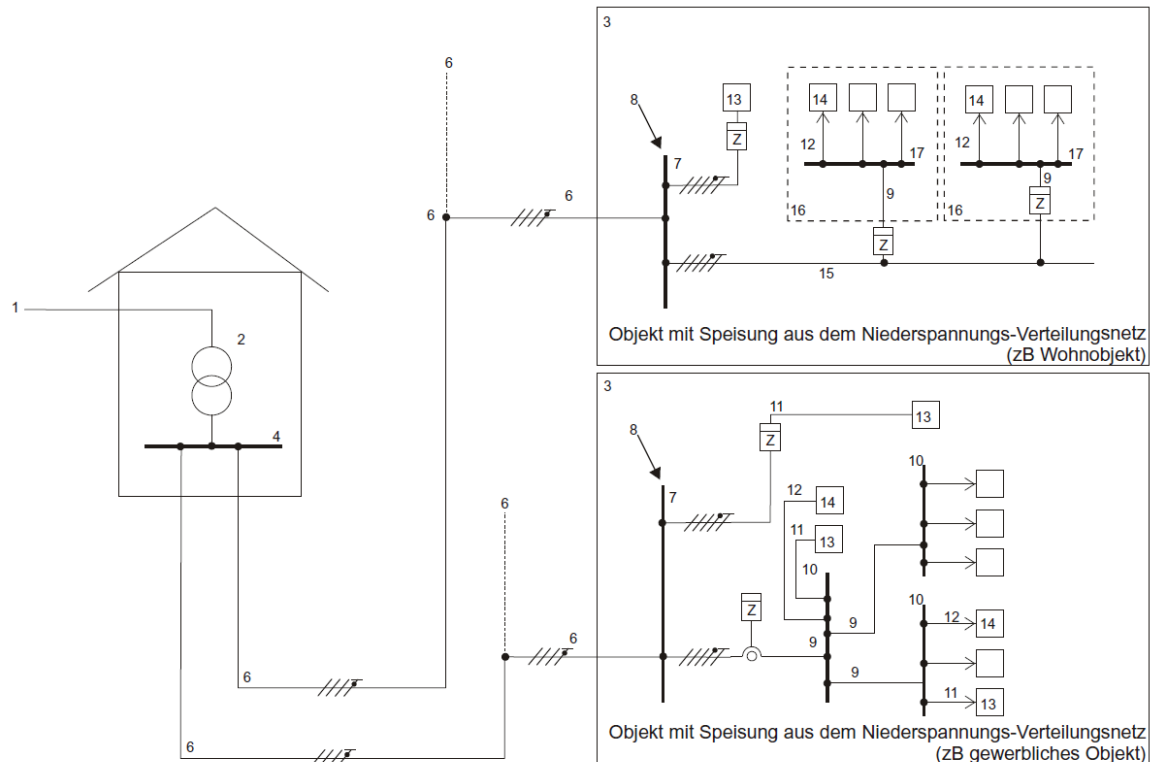


Abbildung 74: Versorgung eines gewerblichen Objektes und eines Wohnobjektes durch ein öffentliches Niederspannungsverteilernetz gemäß ÖVE/ÖNORM E-8001-1/A4 [175]

### Legende gemäß ÖVE/ÖNORM E-8001-1/A4 [175]:

- 1) Hochspannungsanschluss
- 2) Stromquelle (Transformator, Generator)
- 3) elektrisch versorgtes Objekt
- 4) Hauptverteilung des Verteilernetzes mit Betriebserdung
- 5) betriebliche Hauptverteilung (mit Anlagenerder und Hauptpotenzialausgleich) in einem Objekt mit Hochspannungsanschluss
- 6) Niederspannungs-Verteilungsnetz, öffentlich oder betrieblich
- 7) Verteilung mit Anschlusspunkt der Nullungsverbindung, mit Anlagenerder und Hauptpotenzialausgleich
- 8) technische Grenze des Verteilernetzes zur Verbraucheranlage unabhängig vom Eigentum an den Anlagen und unabhängig von der örtlichen Situierung
- 9) Verteilungsleitung
- 10) Unterverteilung der Verbraucheranlage
- 11) Endstromkreis mit Nennstromstärke > 32 A
- 12) Endstromkreis mit Nennstromstärke ≤ 32 A
- 13) elektrisches Verbrauchsmittel mit Überstromschutz mit Nennstromstärke > 32 A
- 14) elektrisches Verbrauchsmittel mit Überstromschutz mit Nennstromstärke ≤ 32 A

- 15) Hauptleitung
- 16) Einzelverbraucheranlage
- 17) z.B. Wohnungsverteiler

Wie aus Abbildung 74 ersichtlich ist, wird zwischen den Niederspannungsleitungen des öffentlichen Verteilernetzbetreibers (Nr.6, Abbildung 74) und den Niederspannungsleitungen (Hauptleitung, Nr.15, Abbildung 74) in dem betrachteten Wohnobjekt aus rechtlichen Gründen unterschieden. In dieser Arbeit wird die Spitzenleistungsabschätzung gemäß der Hauptleitungsbelastung für Wohngebäude nach DIN 18015 [29] als Vergleich zu der TAEV [9] herangezogen.

### 13.2 Unterschied zwischen Kabel und Leitung

Im Allgemeinen wird aus historischen Gründen zwischen Leitungen und Kabel aufgrund des Aufbaues eine Unterscheidung getroffen. Eine Leitung beinhaltet eine Isolierung aus Gummi und wird für Installationszwecke oder zum Anschluss ortsveränderlicher Betriebsmittel verwendet. Kabel hingegen werden zur Stromverteilung in Elektrizitätsunternehmen (ELU) sowie im Gewerbebereich und in der Industriebereich verwendet. Als Isolierung werden Papier, ein Bleimantel mit einer Bewehrung und ein Korrosionsschutz verwendet.

Statt Papier und Bleimantel werden heute Kunststoffe verwendet, dadurch kann diese Unterscheidung lediglich aufgrund des Aufbaus nicht mehr getroffen werden. Die Unterscheidung, ob es sich um ein Kabel bzw. um eine Leitung handelt, wird durch die entsprechende Prüfbestimmung z.B. Leitungen (VDE 0250) oder Kabel (VDE 0271) und durch die Errichtungsbestimmung (VDE 0100 bzw. VDE 0118) oder durch die vorgegebenen Sicherheitsanforderungen festgelegt [176].

### 13.3 Auswertung – Anpassungsgüte (20-kV/0,4-kV- und 110-kV/20-kV-Transformator)

#### 20-kV/0,4-kV-Niederspannungstransformator

In der folgenden Tabelle 36 bis Tabelle 37 werden die Bewertungen verschiedener Methoden (mittlere Abweichung F und BIC-Parameter) zur Bewertung passender Verteilungsfunktionen für den städtischen 20-kV/0,4-kV-Niederspannungstransformator verschiedener Typtage („Werktag“, „Samstag“, „Sonntag“) dargestellt. In den dargestellten Tabellen bedeuten 100 %, dass diese Verteilungsfunktion für jedes analysierte 15-minütige Zeitintervall eines Typtages als passend erscheint.

Tabelle 36: Prozentuelle Aufteilung passender Verteilungen anhand der Bewertungsmethode (mittlere Abweichung F) über den Tagesverlauf der unterschiedlichen Typtage („Werktag“, „Samstag“, „Sonntag“) ohne jahreszeitliche Unterscheidung („Winter“, „Sommer“, „Übergangszeit“) – 20-kV/0,4-kV-Niederspannungstransformator

		Bewertung mittlere Abweichung F (ohne Gewichtung)					
		Log-Normal	Weibull	Gamma	Extrem	Normal	Allg. Extremwert
Jahr	Werktag	20 %	5 %	5 %	14 %	5 %	51 %
	Samstag	20 %	12,5 %	10,5 %	3 %	10 %	44 %
	Sonntag	21 %	12 %	3 %	5 %	4 %	55 %
Mittelwert		20,3 %	10 %	6 %	7,3 %	6,3 %	50 %

Tabelle 37: Prozentuelle Aufteilung passender Verteilungen anhand der Bewertungsmethode (BIC-Parameter) über den Tagesverlauf der unterschiedlichen Typtage („Werktag“, „Samstag“, „Sonntag“) ohne jahreszeitliche Unterscheidung („Winter“, „Sommer“, „Übergangszeit“) – 20-kV/0,4-kV-Niederspannungstransformator

		Bewertung BIC-Parameter					
		Log-Normal	Weibull	Gamma	Extrem	Normal	Allg. Extremwert
Jahr	Werktag	29 %	17 %	12,5 %	5 %	4 %	32,5 %
	Samstag	37,5 %	23,0 %	12,5 %	4 %	17 %	6 %
	Sonntag	20 %	38,5 %	7 %	1 %	19 %	14,5 %
Mittelwert		29 %	26 %	11 %	3 %	13 %	18 %

## 110-kV/20-kV-Regeltransformator

In der folgenden Tabelle 38 bis Tabelle 39 werden die Bewertungen verschiedener Methoden (mittlere Abweichung F und BIC-Parameter) passender Verteilungsfunktionen für den städtischen 110-kV/20-kV-Regeltransformator verschiedener Typtage („Werktag“, „Samstag“, „Sonntag“) dargestellt. In den dargestellten Tabellen bedeuten 100 %, dass diese Verteilungsfunktion für jedes analysierte 15-minütige Zeitintervall eines Typtages als passend erscheint.

Tabelle 38: Prozentuelle Aufteilung passender Verteilungen anhand der Bewertungsmethode (mittlere Abweichung F) über den Tagesverlauf der unterschiedlichen Typtage („Werktag“, „Samstag“, „Sonntag“) ohne jahreszeitliche Unterscheidung („Winter“, „Sommer“, „Übergangszeit“)  
– 110-kV/20-kV-Regeltransformator

		Bewertung mittlere Abweichung F (ohne Gewichtung)					
		Log-Normal	Weibull	Gamma	Extrem	Normal	Allg. Extremwert
Jahr	Werktag	3 %	39 %	3 %	13 %	10 %	32 %
	Samstag	3 %	36 %	1 %	0 %	7 %	53 %
	Sonntag	26 %	0 %	1 %	0 %	3 %	70 %
Mittelwert		11 %	25 %	1 %	4 %	7 %	52 %

Tabelle 39: Prozentuelle Aufteilung passender Verteilungen anhand der Bewertungsmethode (BIC-Parameter) über den Tagesverlauf der unterschiedlichen Typtage („Werktag“, „Samstag“, „Sonntag“) ohne jahreszeitliche Unterscheidung („Winter“, „Sommer“, „Übergangszeit“)  
– 110-kV/20-kV-Regeltransformator

		Bewertung BIC-Parameter					
		Log-Normal	Weibull	Gamma	Extrem	Normal	Allg. Extremwert
Jahr	Werktag	8,5 %	27 %	8,5 %	26 %	5 %	25 %
	Samstag	23 %	37,5 %	10 %	4 %	13,5 %	12 %
	Sonntag	47 %	0 %	15,5 %	0 %	18,75 %	18,75 %
Mittelwert		26 %	22 %	11 %	10 %	12 %	19 %



## Städtischer Regeltransformator (110 kV/20 kV)

In der folgenden Abbildung 75 sind die Dichteverteilungen der einzelnen statistisch analysierten Log-Normalverteilungen für jedes Zeitintervall des Typtages „Werktag“ als „Leistungsverteilungsgebirge“, ohne Unterscheidung der unterschiedlichen Zeitperioden („Winter“, „Sommer“, „Übergangszeit“) in Form eines 3 D-Diagramms, dargestellt.

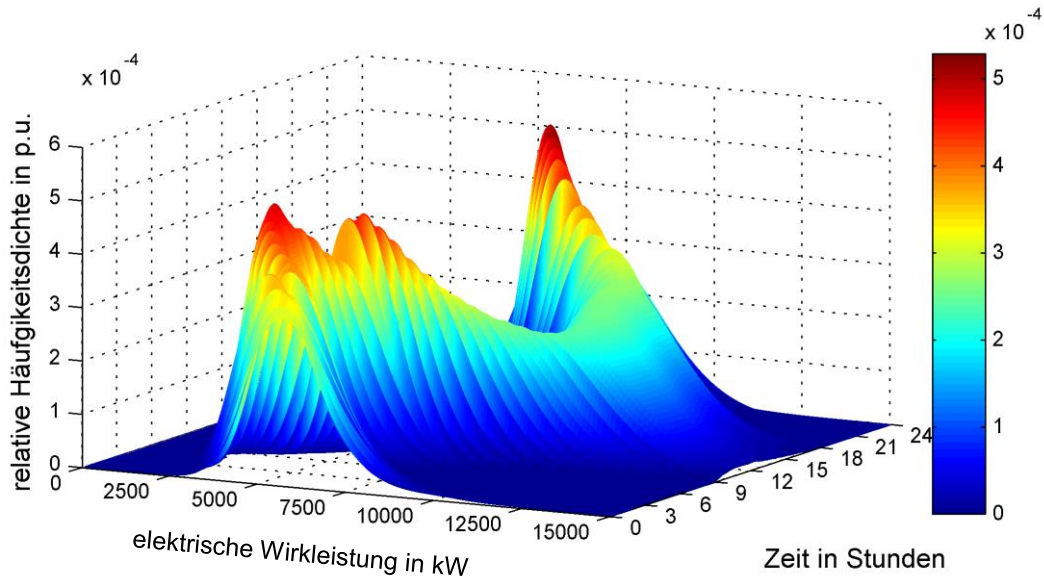


Abbildung 75: Dichteverteilungen elektrischer Wirkleistungsbedarf Regeltransformator (110 kV/20 kV, NE 4)  
„Leistungsverteilungsgebirge“ innerhalb des Typtages „Werktag“ – 3 D-Diagramm

In Abbildung 75 ist ersichtlich, dass in den Nachtstunden (00:00 - 06:00 Uhr) große Häufigkeiten für Wirkleistungswerte im Bereich von 3 500 - 5 500 kW, im Vergleich zu dem Mittelwert in den Mittagstunden im Bereich von ca. 11 000 kW, vorhanden sind. Somit ist in den Nachtstunden mit hoher Wahrscheinlichkeit mit einer relativ geringen Grundlast zu rechnen. Dies steht im Gegensatz zu den frühen Morgenstunden, ab ca. 06:00 Uhr ist ein steigender elektrischer Leistungsbezug aufgrund der höheren Auftrittswahrscheinlichkeiten (rote Bereiche) ersichtlich. Im weiteren Tagesverlauf beginnend in den Mittagsstunden bis zu den Abendstunden (22:00 Uhr) ist ein fallender Gradient des elektrischen Leistungsbezugs erkennbar.

Die Abbildung 76 zeigt die Dichteverteilungen der elektrischen Wirkleistung für jedes analysierte Zeitintervall innerhalb des Typtages „Werktag“ (00:15 - 24:00 Uhr) in Form eines 2 D-Diagramms.

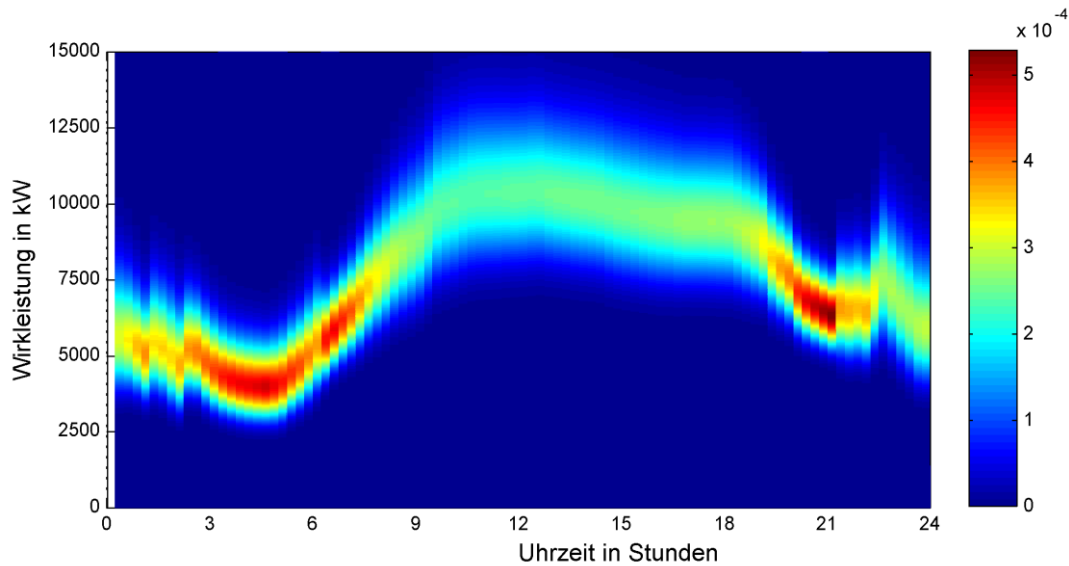


Abbildung 76: Dichteverteilungen elektrischer Wirkleistungsbedarf Regeltransformator (110 kV/20 kV, NE 4) innerhalb des Typtages „Werktag“ – 2 D-Diagramm

In der Abbildung 76 sind in den Morgenstunden geringe Wirkleistungswerte (Grundlast) aufgrund der größeren Häufigkeiten (rot dargestellte Bereiche) ersichtlic. Dies steht im Gegensatz zu den auftretenden Wirkleistungswerten in den Mittagsstunden (11:00 bis 13:00 Uhr).

### Städtischer Niederspannungstransformator (20 kV/0,4 kV)

In der folgenden Abbildung 77 sind die Dichteverteilungen des elektrischen Wirkleistungsverlaufes für den städtischen Niederspannungstransformator (20 kV/0,4 kV) über den Tagesverlauf des Typtages „Werktag“ dargestellt.

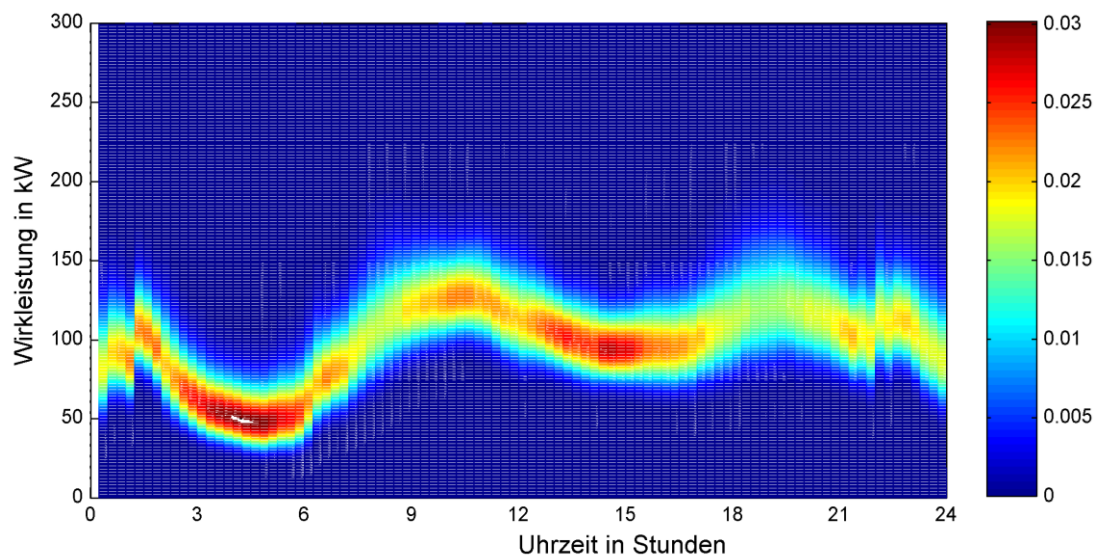


Abbildung 77: Dichteverteilungen elektrischer Wirkleistungsbedarf städtischer Niederspannungstransformator (20 kV/0,4 kV, NE 4) innerhalb des Typtages „Werktag“ – 2 D-Diagramm

In der Abbildung 77 treten, wie auch in der Abbildung 76 dargestellt in den Morgenstunden (03:00 - 07:00 Uhr), geringere Leistungen als in den Mittagsstunden (11:00 - 13:00 Uhr) auf. Zusätzlich ist in den Nachmittagsstunden ein geringerer Wirkleistungsbedarf als in den

Mittagsstunden ersichtlich. Die im weiteren Tagesverlauf vorhandene Abendspitze um ca. 19:00 Uhr liegt in etwa im Bereich der Mittagsspitze. Die sprunghaften Änderungen der Leistungsdichtefunktionen in den Abendstunden im Bereich um 22:00 Uhr und um 02:00 Uhr sind wahrscheinlich auf zuschaltbare Lasten, angesteuert sowie freigegeben durch eine Tonfrequenz-Rundsteueranlage (TRA) des Verteilernetzbetreibers, zurückzuführen.

### 13.4 Spitzenleistungsabschätzung – Literatur gemäß Velder mit Axelsson-Strand Koeffizienten für Norwegen, Niederlande und Österreich

In der Tabelle 40 sind die  $\alpha$ - und  $\beta$ -Koeffizienten gemäß Axelsson und Strand [32], [47] inkl. der elektrischen Energie (Strombedarf) norwegischer elektrifizierter Haushalte [52] zur Abschätzung des Spitzenleistungsbedarfs gemäß Velder [31] dargestellt.

Tabelle 40:  $\alpha$ - und  $\beta$ -Koeffizienten anhand Axelsson und Strand [32], [47] für unterschiedliche Wohnungstypen des auf den norwegischen Strombedarfs [52] zur Spitzenleistungsabschätzung gemäß Velder [31]

Wohnungstypen	Koeffizienten		Strombedarf HH Norwegen
	$\alpha$ in 1/h	$\beta$ in (kW/h) <sup>1/2</sup>	E in kWh
Wohnungen	0,000264	0,0119	8 953
Reihenhäuser	0,000235	0,0116	14 975
Einfamilienhäuser	0,000237	0,014	18 463

In der Tabelle 41 sind die berechneten Spitzenleistungen mit den  $\alpha$ - und  $\beta$ -Koeffizienten gemäß Axelsson und Strand [32], [49], [47] für die Niederlande, Norwegen und Österreich dargestellt. Zur Abschätzung der Spitzenleistung österreichischer elektrifizierter Haushalte werden die  $\alpha$ - und  $\beta$ -Koeffizienten der niederländischen elektrifizierten Haushalte gemäß Tabelle 4 verwendet.

Tabelle 41: Abschätzung der Spitzenleistungen gemäß Velder [31] mit den  $\alpha$ - und  $\beta$ -Koeffizienten anhand Axelsson und Strand [32] für unterschiedliche Wohnungstypen der Niederlande, Norwegen und Österreich

$N_{HH}$	Niederlande			Norwegen			Österreich		
	Wohnungen	Reihenhäuser	Einfamilienhäuser	Wohnungen	Reihenhäuser	Einfamilienhäuser	Wohnungen	Reihenhäuser	Einfamilienhäuser
[-]	kW/HH	kW/HH	kW/HH	kW/HH	kW/HH	kW/HH	kW/HH	kW/HH	kW/HH
1	2,74	2,26	3,66	3,49	4,94	6,28	2,69	2,78	4,54
5	1,54	1,50	2,38	2,87	4,15	5,23	1,51	1,90	3,04
10	1,26	1,32	2,08	2,72	3,97	4,98	1,23	1,69	2,69
50	0,88	1,08	1,67	2,52	3,72	4,64	0,85	1,41	2,21
100	0,79	1,02	1,57	2,48	3,66	4,57	0,76	1,35	2,10
150	0,75	1,00	1,53	2,46	3,64	4,53	0,72	1,32	2,05
300	0,69	0,96	1,48	2,43	3,60	4,49	0,67	1,28	1,98

Wie aus der Tabelle 41 ersichtlich ist, ergeben die berechneten Spitzenleistungen der niederländischen und der österreichischen elektrifizierten Haushalte, aufgrund des ähnlichen jährlichen Strombedarfs, sehr ähnliche Werte. Wobei sich für eine große Anzahl von elektrifizierten Haushalten (Wohnungen, 150 HH) Spitzenleistungen  $< 1,0$  kW/HH ergeben.

Die Spitzenleistungen für eine große Anzahl elektrifizierter norwegischer Haushalte (150 HH) für Wohnungen bei < 2,5 kW/HH, für Einfamilienhäuser bei < 4,5 kW/HH. Diese Spitzenleistungen für eine große Anzahl von elektrifizierten Haushalten (Wohnungen) liegen im Bereich der TAEV [9] (min/max).

### 13.5 Spitzenleistungsquantile Haushalt inkl. Warmwasserspeicher

Im Folgenden werden Spitzenleistungsquantile (Maximum bis 99,0 %-Quantil) der elektrifizierten Haushalte mit den elektrischen Warmwasserspeichern (unterschiedliche Anschlussleistungen sowie verschiedene Einschaltzeitpunkte (fix bzw. probabilistisch) dargestellt.

Tabelle 42: Statistische Parameter (Mittelwert  $\bar{x}$  und Standardabweichung  $\sigma$ ) einzelner Spitzenleistungsquantile (Maximum bis 99,0 %-Quantil) für eine unterschiedliche Kollektivgröße elektrifizierter Haushalte (5 - 150 HH) inkl. Warmwasserspeicher (H<sub>2</sub>O) 3,5 kW/HH (fixe Einschaltzeitpunkte  $t_{fix}$ )

Spitzenleistungs-Quantile	Anzahl elektrifizierter Haushalte (HH) inkl. Warmwasserspeicher 3,5 kW/HH											
	5 HH		10 HH		20 HH		50 HH		100 HH		150 HH	
	$\bar{x}$	$\sigma$	$\bar{x}$	$\sigma$	$\bar{x}$	$\sigma$	$\bar{x}$	$\sigma$	$\bar{x}$	$\sigma$	$\bar{x}$	$\sigma$
	kW/HH		kW/HH		kW/HH		kW/HH		kW/HH		kW/HH	
Maximum (1 x 15')	14,8	4,9	9,3	2,6	5,9	2,5	4,1	0,9	3,7	0,1	3,6	0,01
99,999 % (3,5 x 15')	9,0	1,2	5,8	0,7	4,0	0,3	3,7	0,0	3,6	0,01	3,6	0,005
99,99 % (35 x 15')	4,7	0,2	3,8	0,02	3,7	0,01	3,6	0,003	3,6	0,002	3,6	0,002
99,9 % (350 x 15')	3,7	0,005	3,7	0,003	3,6	0,002	3,6	0,001	3,6	0,001	3,6	0,001
99,0 % (3504 x 15')	3,4	0,009	3,4	0,005	3,3	0,004	3,4	0,0037	3,4	0,003	3,4	0,002

Tabelle 43: Statistische Parameter (Mittelwert  $\bar{x}$  und Standardabweichung  $\sigma$ ) einzelner Spitzenleistungsquantile (Maximum bis 99,0 %-Quantil) für eine unterschiedliche Kollektivgröße elektrifizierter Haushalte (5 - 150 HH) inkl. Warmwasserspeicher (H<sub>2</sub>O) 1,5 kW/HH (fixe Einschaltzeitpunkte  $t_{fix}$ )

Spitzenleistungs-Quantile	Anzahl elektrifizierter Haushalte (HH) inkl. Warmwasserspeicher 1,5 kW/HH											
	5 HH		10 HH		20 HH		50 HH		100 HH		150 HH	
	$\bar{x}$	$\sigma$	$\bar{x}$	$\sigma$	$\bar{x}$	$\sigma$	$\bar{x}$	$\sigma$	$\bar{x}$	$\sigma$	$\bar{x}$	$\sigma$
	kW/HH		kW/HH		kW/HH		kW/HH		kW/HH		kW/HH	
Maximum (1 x 15')	14,8	4,9	9,3	2,6	5,9	2,5	3,4	1,2	2,1	0,5	1,8	0,3
99,999 % (3,5 x 15')	9,0	1,2	5,8	0,8	3,6	0,5	2,1	0,2	1,7	0,02	1,7	0,01
99,99 % (35 x 15')	4,7	0,2	3,1	0,1	2,1	0,1	1,7	0,004	1,7	0,002	1,7	0,002
99,9 % (350 x 15')	2,3	0,04	1,8	0,01	1,7	0,002	1,7	0,001	1,6	0,001	1,6	0,001
99,0 % (3504 x 15')	1,6	0,001	1,6	0,001	1,6	0,001	1,6	0,0004	1,6	0,0003	1,6	0,0003

Tabelle 44: Statistische Parameter (Mittelwert  $\bar{x}$  und Standardabweichung  $\sigma$ ) einzelner Spitzenleistungsquantile (Maximum bis 99,0 %-Quantil) für eine unterschiedliche Kollektivgröße elektrifizierter Haushalte (5 - 150 HH) inkl. Warmwasserspeicher (H<sub>2</sub>O) 1,5 kW/HH (probabilistische Einschaltzeitpunkte  $t_{\text{prob}}$ )

Spitzenleistungs-Quantile	Anzahl elektrifizierter Haushalte (HH) inkl. Warmwasserspeicher 1,5 kW/HH											
	5 HH		10 HH		20 HH		50 HH		100 HH		150 HH	
	$\bar{x}$	$\sigma$	$\bar{x}$	$\sigma$	$\bar{x}$	$\sigma$	$\bar{x}$	$\sigma$	$\bar{x}$	$\sigma$	$\bar{x}$	$\sigma$
	kW/HH		kW/HH		kW/HH		kW/HH		kW/HH		kW/HH	
Maximum (1 x 15')	14,9	4,9	9,4	2,6	6,0	2,5	3,5	1,2	2,2	0,5	1,7	0,4
99,999 % (3,5 x 15')	9,1	1,2	5,9	0,7	3,7	0,5	2,2	0,25	1,5	0,13	1,3	0,10
99,99 % (35 x 15')	4,8	0,2	3,2	0,1	2,2	0,1	1,4	0,04	1,1	0,020	1,0	0,015
99,9 % (350 x 15')	2,5	0,04	1,8	0,03	1,3	0,01	1,0	0,01	0,9	0,005	0,8	0,004
99,0 % (3504 x 15')	1,3	0,01	1,0	0,004	0,9	0,003	0,7	0,002	0,7	0,001	0,6	0,001

### 13.6 Ergebnisse der technischen Dimensionierung von Kabeln und Sicherungen mit verschiedenen Verbrauchern

Im Folgenden werden Kabel- bzw. Sicherungen für eine unterschiedliche Kollektivgröße elektrifizierter Haushalte anhand der verschiedenen Spitzenleistungsquantilen (Maximum bis 99,0 %-Quantil) für elektrifizierte Haushalte mit der elektrischen Warmwasserspeichern (unterschiedliche Anschlussleistungen sowie den Einschaltzeitpunkten (fix bzw. probabilistisch) in der Niederspannungsebene beispielhaft dargestellt.

Tabelle 45: Beispielhafte Kabel- und Sicherungsdimensionierung [148] mittels der Methode der Spitzenleistungsquantile (Maximum bis 99,99 %-Quantil) für eine unterschiedliche Anzahl elektrifizierter Haushalte ohne elektrische Warmwasserspeicher

			5 HH	10 HH	20 HH	50 HH	100 HH
Maximum (1 x 15')	Betriebsstrom $I_b$	A	119 A	149 A	190 A	277 A	333 A
	Kabelquerschnitt	mm <sup>2</sup>	1x4x50	1x4x70	1x4x120	1x4x240	1x4x300
	SI-Nennstrom $I_n$	A	1x3x125	1x3x160	1x3x200	1x3x315	1x3x355
99,999 % (3,5 x 15')	Betriebsstrom $I_b$	A	72 A	93 A	116 A	168 A	228 A
	Kabelquerschnitt	mm <sup>2</sup>	1x4x25	1x4x35	1x4x50	1x4x120	1x4x185
	SI-Nennstrom $I_n$	A	1x3x80	1x3x100	1x3x125	1x3x200	1x3x250
99,99 % (35 x 15')	Betriebsstrom $I_b$	A	38 A	49 A	66 A	105 A	158 A
	Kabelquerschnitt	mm <sup>2</sup>	1x4x25	1x4x25	1x4x25	1x4x50	1x4x70
	SI-Nennstrom $I_n$	A	1x3x40	1x3x50	1x3x80	1x3x125	1x3x160

Tabelle 46: Beispielhafte Kabel- und Sicherungsdimensionierung [148] mittels der Methode der Spitzenleistungsquantile (Maximum bis 99,99 %-Quantil) für eine unterschiedliche Anzahl elektrifizierter Haushalte mit elektrischen Warmwasserspeichern H<sub>2</sub>O (Anschlussleistung 1,5 kW/HH, Einschaltzeitpunkt  $t_{\text{fix}}$  01:00 Uhr)

			5 HH	10 HH	20 HH	50 HH	100 HH
Maximum (1 x 15')	Betriebsstrom $I_b$	A	119 A	149 A	190 A	277 A	338 A
	Kabelquerschnitt	mm <sup>2</sup>	1x4x50	1x4x70	1x4x120	1x4x240	1x4x300
	SI-Nennstrom $I_n$	A	1x3x125	1x3x160	1x3x200	1x3x315	1x3x355
99,999 % (3,5 x 15')	Betriebsstrom $I_b$	A	72 A	93 A	116 A	169 A	275 A
	Kabelquerschnitt	mm <sup>2</sup>	1x4x25	1x4x35	1x4x50	1x4x120	1x4x240
	SI-Nennstrom $I_n$	A	1x3x80	1x3x100	1x3x125	1x3x200	1x3x315
99,99 % (35 x 15')	Betriebsstrom $I_b$	A	38 A	49 A	66 A	137 A	269 A
	Kabelquerschnitt	mm <sup>2</sup>	1x4x25	1x4x25	1x4x25	1x4x70	1x4x240
	SI-Nennstrom $I_n$	A	1x3x40	1x3x50	1x3x80	1x3x160	1x3x315

Tabelle 47: Beispielhafte Kabel- und Sicherungsdimensionierung [148] mittels der Methode der Spitzenleistungsquantile (Maximum bis 99,99 %-Quantil) für eine unterschiedliche Anzahl elektrifizierter Haushalte mit elektrischen Warmwasserspeichern H<sub>2</sub>O (Anschlussleistung 1,5 kW/HH, Einschaltzeitpunkt  $t_{\text{prob}}$  01:00 Uhr)

			5 HH	10 HH	20 HH	50 HH	100 HH
Maximum (1 x 15')	Betriebsstrom $I_b$	A	120 A	151 A	193 A	285 A	349 A
	Kabelquerschnitt	mm <sup>2</sup>	1x4x50	1x4x70	1x4x120	1x4x240	1x4x300
	SI-Nennstrom $I_n$	A	1x3x125	1x3x160	1x3x200	1x3x315	1x3x355
99,999 % (3,5 x 15')	Betriebsstrom $I_b$	A	73 A	95 A	120 A	178 A	245 A
	Kabelquerschnitt	mm <sup>2</sup>	1x4x25	1x4x35	1x4x50	1x4x120	1x4x185
	SI-Nennstrom $I_n$	A	1x3x80	1x3x100	1x3x125	1x3x200	1x3x250
99,99 % (35 x 15')	Betriebsstrom $I_b$	A	39 A	51 A	70 A	114 A	176 A
	Kabelquerschnitt	mm <sup>2</sup>	1x4x25	1x4x25	1x4x25	1x4x50	1x4x120
	SI-Nennstrom $I_n$	A	1x3x40	1x3x63	1x3x80	1x3x125	1x3x200

### 13.7 Investitionskosten – Niederspannungstransformator (20 kV/0,4 kV)

In der folgenden Tabelle 48 sind die Betriebskosten bestehend aus den Leerlaufverlustleistung  $P_{0,Tr}$  und der stromabhängigen Verlustleistung  $P_{k,Tr}$  der Transformatoren und den jährlichen Wartungskosten gemäß Hersteller [170] für unterschiedliche Transformatornennscheinleistungen aufgelistet. Zusätzlich zu den Betriebskosten sind die Investitionskosten einer 20-kV/0,4-kV-Niederspannungstransformatorstation gemäß Literatur Hyvärinen [22] aufgelistet.

Tabelle 48: Betriebskosten [170], [22] und Investitionskosten [22] für Niederspannungstransformatoren

Nennscheinleistung Transformator 20 kV/0,4 kV	Verluste		Betriebskosten	Installationskosten	Investitionskosten			Investitionskosten inkl. Installationskosten
	Leerlaufleistung $P_{0,Tr}$	Stromabhängige Verlustleistung $P_{k,Tr}$	Wartungskosten pro Jahr <sup>1)</sup>	0,4-kV-Abgangsleitung inkl. Erdungsmaßnahmen	Transformator 20 kV/0,4 kV	20-kV-Schaltanlage (Gebäude)	Transformatorstation	
kVA	W	W	€/a	€	€	€	€	€
100	320	2 150	365	5 000	1 000	5 500	30 000	41500
160	460	3 100	379	5 000	2 390	5 500	30 000	42890
200	550	3 600	393	5 000	3 780	5 500	30 000	44280
315	780	5 000	401	5 000	4 600	5 500	30 000	45100
400	930	6 000	408	5 000	5 340	5 500	30 000	45840
500	1 100	7 100	416	5 000	6 070	5 500	30 000	46570
630	1 300	8 400	437	5 000	8 200	5 500	30 000	48700
800	1 450	10 700	453	5 000	9 760	5 500	30 000	50260
1 000	1 700	13 000	477	5 000	12 180	5 500	30 000	52680
1 250	2 100	16 000	514	5 000	15 920	5 500	30 000	56420

**Legende:** <sup>1)</sup> Wartungskosten 1 % der Investitionssumme (ohne Installationskosten)

### 13.8 Investitionskosten – Niederspannungskabel (0,4 kV)

In der Tabelle 49 ist der Bemessungsstrom von Niederspannungskabeln (NAYY-J bzw. E-AYY Aluminium) bei Verlegung in Erde sowie die Investitionskosten (Kabel-, und Grabungskosten) aufgelistet. Es wird darauf hingewiesen, dass in diesem Beispiel die Installationskosten der Kabel in den Kosten für die 0,4-kV-Abgangsleitungen des Transformators (siehe Tabelle 49) enthalten sind.

Tabelle 49: Strombelastbarkeit, Investitionskosten (Kabel-, Installation, Grabungskosten) für Niederspannungskabel [152], [22]

Kabelbezeichnung		Parameter		Investitionskosten	
		Querschnitt	Belastbarkeit <sup>1)</sup>	Kabelkosten	Grabungskosten (städtisch)
gemäß ÖVE	gemäß VDE	mm <sup>2</sup>	A	€/m	€/m
E-AYY 4 x 25 RM	NAYY-J 4x25 RE	25	102	6,2	31
E-AYY 4x35 SM	NAYY-J 4x35 RE	35	123	8,1	31
E-AYY 4x50 SM	NAYY-J 4x50 SE	50	144	8,9	31
E-AYY 4x70 SM	NAYY-J 4x70 SE	70	179	11,8	31
E-AYY 4x95 SM	NAYY-J 4x95 SE	95	215	15,0	31
E-AYY 4x120 SM	NAYY-J 4x120 SE	120	245	18,9	31
E-AYY 4x150 SM	NAYY-J 4x150 SE	150	275	22,2	31
E-AYY 4x185 SM	NAYY-J 4x185 SE	185	313	30,6	31
E-AYY 4x240 SM	NAYY-J 4x240 SE	240	364	39,0	31
E-AYY4x300 SM	NAYY-J 4x300 SM	300	419	68,1	31

Legende: <sup>1)</sup> Belastbarkeit in Erde (Bemessungsstrom I<sub>r</sub>)



### 13.9 Ausstattungsgrad eines typischen elektrifizierten Haushalts

In der folgenden Tabelle 50 ist für einen elektrifizierten 2&3-Personen Haushalt [8] eine typische Geräteausstattung mit den zugehörigen Ausstattungsgraden und Nennleistungen dargestellt. Dabei wird angenommen, dass die Nennleistungen der verschiedenen Geräte einer Normalverteilung mit einem Mittelwert und einer Standardverteilung unterworfen sind [69]. Die einzelnen Küchen- und Reinigungsgeräte besitzen aufgrund der hohen Heizleistung eine dementsprechend hohe Nennleistung.

Tabelle 50: Typische Geräteausstattung eines elektrifizierten 2&3-Personenhaushalts [8] inkl. Ausstattungsgrade und Nennleistung (Mittelwert und Standardabweichung) [69]

Kategorie	Gerät	Ausstattungsgrad	Nennleistung
		%	kW
Küche	E-Herd	100 %	3.00 ± 1.00
	Wasserkocher	85 %	2.00 ± 0.20
	Geschirrspüler	90 %	1.60 ± 0.10
	Kaffeemaschine	90 %	1.00 ± 0.20
	Mikrowelle	85 %	1.00 ± 0.10
	Toaster	90 %	1.00 ± 0.10
	Kühlgeräte	100 %	0.13 ± 0.03
	andere (Küchenmaschinen, Mixer,...)	90 %	0.50 ± 0.10
Reinigung	Waschmaschine	100 %	1.60 ± 0.20
	Wäschetrockner	65 %	2.50 ± 0.25
	Staubsauger	95 %	1.50 ± 0.50
	Haartrockner	90 %	2.00 ± 0.10
Unterhaltung	TV1/TV2	85 % / 75 %	0.15 ± 0.03
	PC	90 %	0.15 ± 0.10
	Hi-Fi System	85 %	0.03 ± 0.01
	andere	100 %	0.05 ± 0.03
Warmwasser	Durchlauferhitzer	keine detaillierten Informationen darstellbar	
	Warmwasserspeicher		

Wie aus der Tabelle 50 ersichtlich ist, hängt die Gesamtnennleistung eines einzelnen elektrifizierten Haushalts im Wesentlichen vom Ausstattungsgrad der einzelnen Geräte ab. Bei der angegebenen Durchdringung in Tabelle 50 und einem gleichzeitigen Betrieb der aufgelisteten Geräte beträgt die Summe der einzelnen Mittelwerte der Nennleistungen 16 kW.