

**Auswirkungen von  
Elektromobilität auf  
Energieversorgungsnetze  
analysiert auf Basis  
probabilistischer Netzplanung**



# **Auswirkungen von Elektromobilität auf Energieversorgungsnetze analysiert auf Basis probabilistischer Netzplanung**

Von der Fakultät  
Informatik, Elektrotechnik und Informationstechnik  
der Universität Stuttgart  
zur Erlangung der Würde eines Doktor-Ingenieurs (Dr.-Ing.)  
genehmigte Abhandlung

vorgelegt von  
**Alexander Probst**  
aus Bremen

Hauptberichter: Prof. Dr.-Ing. S. Tenbohlen  
Mitberichter: Prof. Dr.-Ing. N. Parspour  
Tag der mündlichen Prüfung: 15.12.2014

Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik  
der Universität Stuttgart

2014



## Danksagung

Mein tiefer Dank gilt meinem Doktorvater Herrn Prof. Stefan Tenbohlen, der diese Arbeit durch seine fachliche und persönliche Führung sowie durch stete Ermutigungen erst möglich gemacht hat. Dabei bedanke ich mich insbesondere für den Gestaltungsspielraum bei der Erstellung der Arbeit sowie den Ideenaustausch, durch den ein enger Praxisbezug möglich wurde.

Auch bedanke ich mich bei Frau Prof. Nejila Parspour für den Mitbericht, die Anregungen und das Interesse an meiner Arbeit.

Darüber hinaus möchte ich der Verwaltung des Instituts, Frau Hermine Lwowski, Frau Nicole Schärli und Herrn Dr.-Ing Ulrich Schärli herzlich für die organisatorische sowie menschliche Unterstützung danken.

Herrn Prof. Martin Braun danke ich sehr für die gemeinsamen Diskussionen und guten Anregungen. Durch sein beträchtliches Fachwissen im Bereich Smart Grids gelang es ihm, mir eine Vielzahl interessanter Wege aufzuzeigen. Herrn Prof. Trevor Gaunt danke ich aufrichtig für die Zusammenarbeit und seine Zeit, die er sich für uns in Südafrika genommen hat, um uns die Bedeutung erneuerbarer Energien in Entwicklungsgebieten vor Augen zu führen.

Bei der Netze BW GmbH (ehemals EnBW Regional AG) gilt mein besonderer Dank den Herren Dr. Jürgen Backes, Matthias Seel und Richard Huber für die Unterstützung und anregenden Diskussionen im Rahmen von Network<sup>2</sup>, die damit entscheidend zum Praxisbezug dieser Arbeit beigetragen haben.

Meinen Kollegen am IEH danke ich für gute Anregungen und neue Ideen in fachlichen Diskussionen, aber insbesondere auch für Freundschaft und ein sehr gutes Arbeitsklima, welches durch große Hilfsbereitschaft und Spaß gekennzeichnet war. Insbesondere danke ich Martin Reuter, Christoph Kattmann, Marc Brunner, Nicolas Schmidt und Ahmed Abdel-Majeed für die Durchsicht und Korrektur des Manuskripts. Darüber hinaus danke ich den Studenten, die durch ihre Abschlussarbeiten, durch gemeinsame Veröffentlichungen und als Hilfwissenschaftler zum Erfolg meiner Arbeit beigetragen haben, für ihre Unterstützung.

Ganz besonders danke ich meiner Mutter für ihre stets motivierenden Worte, Geduld und persönlichen Ratschläge, sowie meinem Vater für das Interesse an meiner Arbeit und an meinem Werdegang. Zu guter Letzt danke ich meiner Frau Miriam von Herzen für ihre Geduld, ihr Verständnis und ihre Unterstützung in jeglichen Belangen. Durch die Entlastung im Alltag und gemeinsame Entspannung hat sie entscheidend zum Gelingen der Arbeit beigetragen.



## Kurzfassung

Um den Einfluss von Elektromobilität auf zukünftige Stromnetze abzuschätzen, werden probabilistische Lastmodelle für Haushalte, Photovoltaik und Elektroautos erstellt, die eine zeitreihenbasierte Betrachtung von Lastflüssen erlauben. Dabei wird eine Methodik entwickelt, Spannungsbandverletzungen und Überlastungen anhand ihrer Auftrittswahrscheinlichkeit auf Basis einer probabilistischen Lastflussanalyse zu berechnen. Bei der konventionellen Netzplanung können durch die Betrachtung weniger Auslegungsfälle von einem Hoch- und Schwachlastfall Unter- bzw. Überdimensionierungen auftreten. Dabei ist es unmöglich, Aussagen über die Auftrittswahrscheinlichkeit oder die Dauer einer Überlastung zu treffen. Diese Nachteile können durch eine probabilistische Betrachtung vermieden werden, da über die Auslegungsfälle hinaus jeder mögliche Lastfall mit seiner zugehörigen Auftrittswahrscheinlichkeit berücksichtigt wird. Eine probabilistische Netzplanung erfordert darüber hinaus eine Neuinterpretation bisheriger Netzplanungsprämissen, die ein toleriertes Risiko einer Überlastung zulässt. Auf diese Weise wird ein Netz erst ausgebaut, wenn das zugelassene Risiko einer Überlastung überschritten wird und nicht bereits dann, wenn eine Überlastung theoretisch möglich ist.

Um darüber hinaus auch etwaige positive Effekte von Elektromobilität auf das Stromnetz durch Lademanagementsysteme zu analysieren, wurde die entwickelte Methodik um eine Berücksichtigung des Netzbetriebs erweitert. Durch die probabilistische Betrachtung kann die Dauer abgeschätzt werden, in der ein Leitungselement überlastet ist oder an einem Knoten Unterspannung besteht. Damit können mögliche Kompensationskosten abgeschätzt werden, die durch die Abregelung von Elektrofahrzeugen oder auch anderen Einspeisern bzw. Verbrauchern entstehen, um den Netzbetrieb zu gewährleisten. Ist eine Leitung beispielsweise nur wenige Stunden im Jahr überlastet kann abgewogen werden, ob ein Leitungszubau oder die Abregelung von Einspeisern im Rückspeisefall bzw. von Verbrauchern im Lastfall, wie zum Beispiel regelbaren Elektroautos, günstiger ist.

Als Ergebnis dieser Arbeit steht ein Vorschlag für eine neue Herangehensweise in der Netzplanung sowie mögliche Netzanschlussbedingungen für Elektromobilität. Die Basis für die vorgeschlagenen Netzanschlussbedingungen bilden dabei Untersuchungen der Kosten und Effektivität netzbetrieblicher Maßnahmen über ein Lademanagement im Vergleich zu konventionellem Netzausbau.



## Abstract

The ongoing climate change has led to worldwide efforts to reduce CO<sub>2</sub> emissions. Therefore, the federal government of Germany wants to transform the energy system by increasing the usage of renewable energies and improving energy efficiency. The promotion of these technologies already results in high implementation costs. Furthermore, electric mobility is an important part of this energy transformation as electric vehicles enable the use of renewable energies in the transport sector, which is responsible for about 30% of the total primary energy consumption in Germany. However, the resulting additional loads of electric vehicles might require grid reinforcements and thereby demand further investments. For a cost optimal implementation of electric vehicles it is essential to assess the impact and costs associated with the required grid reinforcement.

A first analysis shows that electric vehicles mostly affect the distribution grid in Germany, especially the low voltage grid. To estimate the impact of electric mobility on future electricity networks, probabilistic load models for households, photovoltaic systems and electric vehicles were created that allow time-series analysis of load flows. For the load model representing an electric vehicle, the mobility behavior of today's car owners is consulted. This permits the prediction of the starting time and duration of the charging process, that depend on the arrival time at home and the distance travelled daily. Furthermore, a methodology is developed to calculate voltage violations and overload of power lines by a probabilistic load flow analysis. With conventional grid planning, power lines and transformers are dimensioned to accommodate worst case scenarios, which are possible but not very likely. With this conventional approach it is impossible to assess the probability of a worst case to actually occur or the duration of overloads or voltage violations. A probabilistic approach can avoid these shortcomings by taking every possible load case into account. This also requires a new interpretation of previous network planning assumptions, which allows for a certain tolerated risk of overloading. This way, a network is reinforced when the tolerated risk of overloading is exceeded, and not already when an overload is theoretically possible.

In addition, an estimation of possible positive effects of electric mobility on the electricity grid by load management systems can be accomplished. For that purpose, the methodology is extended to account for network operation measures reducing load levels. With the probabilistic approach, average durations of overload can be estimated. When the load of electric vehicles is actively reduced by the load management system to ensure grid operation, the associated costs for compensating the vehicle owner can be estimated by consideration of the required duration. These costs can be compared with the costs of conventional power line reinforcement. With the overload only occurring a few hours a year, network operation measures by using load management systems for electric vehicles appear to be the cost-optimal solution.

However, the grid might not only benefit from a load management system. If, for example, the vehicle owner takes advantage of the load management system by charging preferably during times of low electricity prices, the grid might need to supply an increased load and thereby exceed capacity limits. Therefore, the reduction in charging costs need to be compared to eventually increased grid reinforcement costs. If the reinforcement costs are higher, it might be better for the network operator to shift electric vehicle loads and compensate the owners for their lost opportunity to charge cost optimally.

In summary, the results of this work are as followed:

- Impact of additional electric vehicle loads on electricity grid infrastructure
- Probabilistic load modeling of households, photovoltaic systems and electric vehicles
- Development of a methodology to consider network operation strategies and load management systems in grid planning
- Calculation of probabilities of voltage violations and overload of grid entities

These results propose a new approach for probabilistic grid planning and possible grid connection requirements for electric vehicles on the basis of a careful analysis of the cost effectiveness of these measures. The developed grid code for electric vehicles includes:

- Frequency controlled charging: if the frequency decreases beyond critical limits, the electric vehicles reduce their charging active power. Furthermore, frequency oscillations in the transmission grid can be dampened by electric vehicles.
- Reactive power control: due to the high R to X ratio in low voltage grids reactive power affects the respective voltage only marginally. Nevertheless, electric vehicles feeding in reactive power show to be very effective for the grid. The load on power lines can be reduced significantly as the reactive power required for inductive loads does not need to be transferred from medium voltage and above. This makes it particularly effective in urban grids, where the load on power lines is the limiting criterion.
- Active power control: reduction of active power according to the current voltage is an additional relief and increases charging time only slightly.

These charging strategies were tested in an urban grid case study and showed to be very effective. Finally, an active power reduction for photovoltaic systems was tested in a rural grid case study and proved to reduce necessary grid reinforcements significantly. Grid operation strategies, whether controlling photovoltaic systems or electric vehicles, can be superior to grid reinforcements, when the additional capacity is only needed a few hours a year and compensation costs are comparably low.

# Inhaltsverzeichnis

|  |            |
|--|------------|
| <b>Danksagung</b> .....  | <b>i</b>   |
| <b>Kurzfassung</b> .....   | <b>iii</b> |
| <b>Abstract</b> .....  | <b>v</b>   |
| <b>Inhaltsverzeichnis</b> .....  | <b>vii</b> |
| <b>1 Einleitung</b> .....  | <b>1</b>   |
| 1.1 Motivation und Hintergrund .....   | 1          |
| 1.2 Thema und Zielsetzung .....  | 2          |
| 1.3 Herangehensweise und Struktur der Arbeit .....   | 4          |
| <b>2 Marktentwicklung von Elektromobilität</b> .....   | <b>5</b>   |
| 2.1 Prognose zukünftiger Entwicklung von Elektromobilität und erneuerbaren<br>Energien.....          | 5          |
| 2.2 Ladetechnik und mögliche Ladeleistungen .....  | 6          |
| 2.3 Analyse kommerziell erhältlicher Elektrofahrzeuge.....   | 7          |
| <b>3 Auswirkungen von Elektromobilität auf das Stromnetz</b> .....                                   | <b>9</b>   |
| 3.1 Einfluss auf das Übertragungsnetz .....  | 10         |
| 3.2 Einfluss auf das Verteilnetz .....   | 12         |
| 3.2.1 Betriebsmittelauslastung und Spannungsqualität als Netzrestriktion .....                       | 13         |
| 3.2.2 Spannungsfall an einer Leitungsimpedanz .....  | 16         |
| 3.2.3 Einfache Untersuchung eines exemplarischen Niederspannungsabgangs<br>mit Elektromobilität..... | 18         |
| 3.2.4 Notwendigkeit für probabilistische Netzplanung .....   | 20         |
| <b>4 Verfahren zur Berücksichtigung von Wahrscheinlichkeiten in der<br/>Lastflussanalyse</b> .....   | <b>21</b>  |
| 4.1 Monte-Carlo-Verfahren.....   | 22         |
| 4.2 Analytische Verfahren .....  | 23         |
| 4.3 Probabilistische Netzplanung und Unterschiede zur konventionellen Planung .                      | 24         |
| 4.3.1 Überdimensionierung durch konventionellen Ansatz .....   | 24         |
| 4.3.2 Unterdimensionierung durch konventionellen Ansatz .....  | 25         |
| <b>5 Entwicklung von Last- und Erzeugermodellen</b> .....  | <b>27</b>  |
| 5.1 Anforderungen und Vereinfachungen .....  | 27         |
| 5.2 Modellierung von Haushaltslasten .....   | 29         |
| 5.2.1 Durchschnittlicher Lastgang .....  | 29         |

|          |  |           |
|----------|--|-----------|
| 5.2.2    | Monte-Carlo Simulation mit Messdaten .....   | 34        |
| 5.2.3    | Monte-Carlo Simulation mit statistischer Lastbeschreibung.....   | 38        |
| 5.2.4    | Vergleich der Lastmodelle durch probabilistische Lastflusssimulation .....   | 42        |
| 5.3      | Modellierung von Elektromobilitätslasten.....  | 46        |
| 5.3.1    | Erstellung von Ladeprofilen für einzelne Elektroautos .....  | 47        |
| 5.3.2    | Abgeleitetes durchschnittliches Ladeprofil für Elektromobilität.....   | 52        |
| 5.3.3    | Verwendung von Einzelladeprofilen oder durchschnittlichem Ladeprofil in<br>Abhängigkeit des benötigten Detailgrades .....                                    | 53        |
| 5.3.4    | Zuordnung von Elektroautos zu Haushalten.....  | 58        |
| 5.4      | Modellierung von Photovoltaikeinspeisung .....   | 59        |
| 5.4.1    | Anwendung von gemessenen Photovoltaik Einspeiseprofilen in einer<br>Monte-Carlo Simulation.....  | 59        |
| 5.4.2    | Verhalten von Photovoltaikanlagen am Netz .....  | 61        |
| 5.4.3    | Zuordnung von zukünftigen Photovoltaikanlagen zu Haushalten.....   | 62        |
| <b>6</b> | <b>Neuer Ansatz für probabilistische Netzplanung .....</b>   | <b>67</b> |
| 6.1      | Auftrittswahrscheinlichkeit von Spitzenlasten .....  | 67        |
| 6.2      | Probabilistische Lastflusssimulation .....   | 70        |
| 6.2.1    | Simulation und Auswertung eines definierten Szenarios – Unterscheidung<br>zwischen Häufigkeit und Wahrscheinlichkeit.....                                    | 70        |
| 6.2.2    | Entscheidungskriterium für die Notwendigkeit von Netzausbau.....   | 73        |
| 6.2.3    | Konvergenz des Netzausbaukriteriums und Reproduzierbarkeit der<br>Ergebnisse.....  | 76        |
| 6.2.4    | Variation von Szenarien entsprechend ihrer Eintrittswahrscheinlichkeit .....   | 79        |
| 6.3      | Klassischer Netzausbau und seine Kosten.....   | 80        |
| 6.3.1    | Barwerte der Kosten für Kabel und Freileitungen .....  | 80        |
| 6.3.2    | Leitungsausbau mit bestmöglichem Kosten-Nutzen-Verhältnis .....  | 82        |
| 6.3.3    | Weitere Möglichkeiten zur Netzentlastung durch intelligente Betriebsmittel.....  | 83        |
| 6.4      | Lademanagements für Elektromobilität .....   | 83        |
| 6.4.1    | Lokale Spannungsregelung (ohne Kommunikation) .....  | 84        |
| 6.4.2    | Globale Spannungsregelung (mit Kommunikation).....   | 85        |
| 6.4.3    | Lastverschiebung durch Rückwärtssteuerung (ohne Kommunikation).....  | 88        |
| 6.4.4    | Optimierung der Ladekosten (mit Kommunikation).....  | 88        |
| 6.5      | Möglichkeit zur Validierung der Ergebnisse .....   | 89        |
| <b>7</b> | <b>Probabilistische Netzanalyse anhand zweier Fallstudien .....</b>  | <b>91</b> |
| 7.1      | Dimensionierung eines ländlichen Netzes mit Photovoltaik unter<br>Berücksichtigung von Betriebsstrategien.....   | 91        |
| 7.1.1    | Beschreibung der Netztopologie eines ländlichen Netzes .....   | 91        |
| 7.1.2    | Konventionelle Betrachtungsweise nach VDE AR-N 4105 und unter<br>Verwendung von Standardlastprofilen im Vergleich zur probabilistischen<br>Betrachtung ..... | 92        |
| 7.1.3    | Berücksichtigung von Betriebsstrategien von Photovoltaikanlagen in der<br>probabilistischen Netzplanung .....  | 95        |

---

|           |   |            |
|-----------|---|------------|
| 7.2       | Dimensionierung eines städtischen Netzes mit Elektromobilität und Vergleich verschiedener Lademanagements ..... | 100        |
| 7.2.1     | Beschreibung der Netztopologie eines städtischen Netzes aus Stuttgart-West .....                                | 100        |
| 7.2.2     | Einfluss von Elektromobilität auf den Netzausbaubedarf .....  | 102        |
| 7.2.3     | Vergleich verschiedener Lademanagementkonzepte .....  | 104        |
| <b>8</b>  | <b>Neue Netzplanungsgrundsätze und Anschlussbedingungen für Elektromobilität .....</b>                          | <b>111</b> |
| 8.1       | Entwicklung von probabilistischen Netzplanungsgrundsätzen .....   | 111        |
| 8.1.1     | Kriterien zur Notwendigkeit von Netzausbau .....  | 112        |
| 8.1.2     | Berücksichtigung von Netzbetriebsstrategien in der Netzplanung .....  | 113        |
| 8.1.3     | Netzplanung unter Berücksichtigung von Wahrscheinlichkeiten .....   | 114        |
| 8.2       | Entwicklung von möglichen Netzanschlussbedingungen für Elektromobilität ..                                      | 115        |
| 8.2.1     | Frequenzstützendes Laden .....  | 115        |
| 8.2.2     | Blindleistungsregelung .....  | 115        |
| 8.2.3     | Wirkleistungsregelung .....   | 116        |
| 8.2.4     | Abschaltung bei Unterspannung bzw. -frequenz .....  | 117        |
| 8.3       | Ausgeschlossen von Anschlussbedingungen .....   | 117        |
| <b>9</b>  | <b>Zusammenfassung und Ausblick.....</b>  | <b>119</b> |
| <b>10</b> | <b>Anhang.....</b>  | <b>125</b> |
| <b>11</b> | <b>Literaturverzeichnis .....</b>   | <b>139</b> |



# 1 Einleitung

## 1.1 Motivation und Hintergrund

Der anhaltende Klimawandel hat zu weltweiten Bestrebungen geführt den CO<sub>2</sub>-Ausstoß zu senken. Die Bundesregierung hat dazu die Energiewende auf den Weg gebracht, die zur Senkung des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes insbesondere zwei Maßnahmen vorsieht. Zum einen soll der Energieverbrauch als Ganzes durch eine Steigerung der Energieeffizienz und Schärfung des Bewusstseins in der Bevölkerung reduziert werden. Zum anderen soll ein erheblicher Anteil der Energieversorgung über erneuerbare, CO<sub>2</sub>-neutrale Energien gedeckt werden. Es ist erklärtes Ziel der Bundesregierung, bis zum Jahr 2020 einen Anteil von 20% des Primärenergieverbrauchs Deutschlands aus erneuerbaren Quellen sicherzustellen. Für den Stromsektor bedeutet dies einen Anteil von ca. 37% an erneuerbaren Energiequellen wie Wind, Photovoltaik und Biogas. Die Auswirkungen der Förderung dieser Technologien treten bereits heute in Form hoher Umsetzungskosten deutlich zu Tage. Auch Elektromobilität ist ein wichtiger Bestandteil der Energiewende. Durch sie können erneuerbare Energien auch im Verkehrssektor, der für ca. 30% des Endenergieverbrauchs Deutschlands verantwortlich ist [BMW, 2013], genutzt werden. Auf diese Weise kann der durch Mineralöl gedeckte Anteil an Primärenergie weiter reduziert werden.

Bei der Gestaltung der Energiewende ist die Kosteneffizienz der Maßnahmen ein wesentlicher Punkt, so dass mit gegebenen finanziellen Ressourcen ein möglichst großer Effekt hinsichtlich der Reduktion des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes erreicht wird. Neben den Investitionskosten für den Ausbau von Windkraft-, Photovoltaik- oder Biogasanlagen fallen weitere Kosten für den Netzausbau an. Auch ist damit die Förderung der Elektromobilität zu hinterfragen, da zusätzlicher Netzausbaubedarf bestehen könnte. Um den Beitrag von Elektromobilität zur Energiewende abzuschätzen, müssen somit auch eventuelle Ausbaukosten durch die zusätzliche Netzbelastung berücksichtigt werden.

Die Fragestellung der Netzbelastung rührt typischerweise aus der Netzplanung her, in der insbesondere auch langfristige Einflüsse, wie beispielsweise die Entwicklung der Elektromobilität, wichtig sind. Dies liegt an den langen Planungshorizonten der Energieversorger, die durch sehr hohe Investitionskosten und Abschreibungszeiträume der Betriebsmittel bedingt sind. Dabei werden die Netze klassischerweise auf einen Auslegungsfall dimensioniert, der einer sehr hohen Belastung entspricht und daher nur sehr selten auftritt. Die Auslegungsfälle basieren auf Messdaten, Erfahrungen von Netzplanern und Planungsrichtlinien [Nagel, 2008] [denaVNS, 2012] [Kaufmann, 1995]. Diese Herangehensweise resultiert in höchst zuverlässigen Netzen, die jedoch auch große Investitionskosten erfordern. Dabei ist es jedoch unmöglich Aussagen über die Wahrscheinlichkeit zu treffen, mit der ein solcher Auslegungsfall oder eine Überlastung tatsächlich eintritt. Diese Wahrscheinlichkeit würde eine Abschätzung der zu erwartenden

jährlichen Häufigkeit und Dauer einer Überlastung erlauben. Somit ließe sich abwägen, ob beispielsweise bei nur kurzen Überlastungsdauern eine Abschaltung und Verschiebung der Last von Elektrofahrzeugen sinnvoll wäre oder ob das Netz ausgebaut werden sollte. Dies würde die Erhöhung des Ausnutzungsgrades der bisher lediglich auf die Spitzenleistung ausgelegten Stromnetztopologie und damit eine deutliche Kostenreduktion bei der Umsetzung der Energiewende ermöglichen.

## 1.2 Thema und Zielsetzung

Das Ziel dieser Arbeit ist die Untersuchung des Einflusses von Elektromobilität auf zukünftige Netzstrukturen und eventuell notwendigen Ausbaubedarf. So können Netze bereits heute zukunftssicher geplant und langfristig auf zusätzliche Belastungen vorbereitet werden. Als Ergebnis dieser Arbeit soll eine Empfehlung möglicher Anschlussbedingungen für Elektromobilität stehen, die sinnvolle Voraussetzungen fordern, um ein Elektroauto optimal ins elektrische Netz integrieren zu können.

Sehen beispielsweise Anschlussbedingungen vor, unter bestimmten netzkritischen Bedingungen den Ladevorgang zu unterbrechen, so kann dies den Netzausbau in erheblichem Maße reduzieren und damit Kosten einsparen. Allerdings wird dadurch der Fahrzeughalter in seiner Flexibilität eingeschränkt, da das Fahrzeug nicht in kürzester möglicher Zeit geladen wird. Um abzuwägen, ob eine Anschlussbedingung bzw. ein netzfreundliches Lademanagement damit zielführend ist, muss festgestellt werden, wie groß der Nutzen für das Netz ist und wie viel Netzausbau gleichzeitig eingespart werden kann. Auf der anderen Seite muss abgeschätzt werden, ob diese Einsparung verhältnismäßig gegenüber dem Komfortverlust des Fahrzeughalters ist. Das ließe sich über die Häufigkeit der Lastverschiebung und damit der Häufigkeit eines Komfortverlusts abschätzen. Auf dieser Basis kann politisch, ähnlich zur geforderten Versorgungszuverlässigkeit, entschieden werden welche Anschlussbedingungen für Elektroautos im Hinblick auf Einsparungen beim Netzausbau sinnvoll sind.

Dies ist der Kompromiss zwischen Smart Market [BNetzA, 2011], der Freiheit aller Netzbenutzer das Netz nach eigenen Gesichtspunkten optimal zu nutzen, und dem Smart Grid, welches durch technische Restriktionen in seiner Leistungskapazität begrenzt ist. Möchten Fahrzeughalter beispielsweise ihr Elektroauto genau dann laden, wenn der Strompreis besonders günstig ist, führt das zu einer hohen Gleichzeitigkeit. Fällt der günstige Strompreis zusätzlich mit einer ohnehin erhöhten Netzbelastung zusammen, kann es zu Problemen kommen. Es ist jedoch nicht sinnvoll das Netz für solch seltene und extreme Fälle zu dimensionieren. Stattdessen könnte der Netzbetreiber dem Smart Market nach § 13 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) Einhaltung gebieten und Elektroautos solange vom Netz nehmen, bis wieder ausreichend Kapazitäten zur Verfügung stehen. Dies wird von der Bundesnetzagentur treffend mit einer Kapazitätsampel visualisiert [BNetzA, 2011]. In Zeiten ausreichender Kapazität ist diese grün und alle Netzteilnehmer können sich nach wirtschaftlichen Gesichtspunkten verhalten. Gerät das Netz an seine Grenzen, geht die Ampel auf gelb und die Marktteilnehmer

werden gewarnt, dass sie eventuell abgeschaltet werden. In der roten Ampelphase herrscht ein Netzenspass und der Netzbetreiber kann einzelne Verbraucher oder Erzeuger abschalten, um den Netzbetrieb zu gewährleisten. Hierdurch entstehen wirtschaftliche Verluste, die den Netzausbaukosten gegenüberstehen. Es gilt an dieser Stelle einen optimalen Kompromiss zu finden, so dass das Netz nicht auf eine theoretisch maximale Spitzenlast dimensioniert werden muss, die nur sehr selten auftritt. Im Einzelnen hängt dies davon ab, wie häufig Verbraucher und Erzeuger abgeregelt werden müssten und wie häufig damit solche Netzausfallkosten entstehen. Sind diese Häufigkeiten bzw. Ausfallwahrscheinlichkeiten bekannt, ließe sich ein optimaler Kompromiss zwischen Netzausbau und Eingriff über Abschaltung einzelner Verbraucher und Erzeuger finden.

Um jedoch solche Häufigkeiten berechnen zu können, bedarf es mehr als einer bloßen Berechnung eines statischen Auslegungsfalls. Daher ist ein weiteres Ziel dieser Arbeit eine Methodik zu entwickeln, um Netzbelastungen auch hinsichtlich ihrer Auftrittswahrscheinlichkeit zu identifizieren. Dies soll auf Basis einer probabilistischen Lastflussanalyse gelingen, die es auch ermöglicht, Betriebsstrategien, wie zum Beispiel Lademanagements, in der Netzausbauplanung zu berücksichtigen und gegeneinander abzuwägen.

Als Endergebnis soll eine probabilistische Netzplanung stehen, die nicht nur wenige statische Auslegungsfälle betrachtet, sondern eine Vielzahl an Belastungsfällen mit ihrer jeweiligen Auftrittswahrscheinlichkeit berechnen kann. Dies ermöglicht sowohl eine Identifikation etwaiger Überdimensionierungen als auch eventueller Unterdimensionierungen der konventionellen Netzplanung. So kann sie in erheblichem Maße verbessert werden.

Zusammengefasst werden die Ziele der vorliegenden Arbeit wie folgt festgelegt:

- Untersuchung des Einflusses einer zunehmenden Anzahl an Elektroautos auf die Stromnetzinfrastuktur
- Entwicklung eines Verfahrens zur Berücksichtigung von Netzbetriebsstrategien und Lademanagements in der Netzplanung
- Bestimmung der Auftrittswahrscheinlichkeiten von Spannungsbandverletzungen und Überlast
- Ableitung neuer Netzplanungskriterien als optimaler Kompromiss zwischen netzbetrieblicher Abregelung (von Einspeisern und flexiblen Verbrauchern) sowie konventionellem Leitungsausbau zur Erhöhung des Auslastungsgrades der Stromnetze
- Empfehlung von Anschlussbedingungen für Elektromobilität

Im folgenden Abschnitt wird beschrieben, welche Schritte im Einzelnen unternommen werden, um diese Ziele zu erreichen.

### 1.3 Herangehensweise und Struktur der Arbeit

Um den Einfluss von Elektromobilität auf zukünftige Netze zu bestimmen, wird in Kapitel 2 die Marktentwicklung von Elektromobilität betrachtet, um die zu erwartende Anzahl an Elektroautos zu bestimmten Zeitpunkten abschätzen zu können. Neben der Anzahl ist für die Netzbelastung durch Elektrofahrzeuge auch deren Ladeleistung sowie ihr Energiebedarf wichtig, um die Ladedauer und damit auch die Dauer der Belastung des Netzes zu ermitteln. In Kapitel 3 wird abgeschätzt, wie groß der Einfluss auf einzelne Betriebsmittel sowie auf die Verteilnetz- und Übertragungsnetzebene ist. Darüber hinaus wird dieses Kapitel zeigen, warum eine probabilistische Betrachtung für die Berechnung von Elektromobilität notwendig ist. Kapitel 4 zeigt verschiedene in der Literatur vorkommende Möglichkeiten einer zeitreihenbasierten Lastflussrechnung, die Anhaltspunkte über die Auslastungswahrscheinlichkeiten von Betriebselementen liefern kann. Ferner wird hier aufgezeigt, wie diese für eine probabilistische Netzbelastungsrechnung und weitergehend für eine probabilistische Netzplanung genutzt werden können. Kapitel 5 legt die Grundlagen für diese Art der Berechnung, indem Lasten und Erzeuger probabilistisch modelliert werden. Dabei kommen Messdaten zum Einsatz, die über das stochastische Verhalten von Haushalten Aufschluss geben. An dieser Stelle der Arbeit kommt der probabilistischen Modellierung der Elektromobilität besondere Bedeutung zu, die für eine Abschätzung der Gleichzeitigkeit, Dauer und Höhe der Belastung ausschlaggebend ist. Des Weiteren werden als Erzeuger beispielhaft Photovoltaikanlagen modelliert. Kapitel 6 beschreibt einen neuen Ansatz für eine probabilistische Netzplanung. Dabei werden neue Netzplanungskriterien mit einer probabilistischen Interpretation bisheriger Planungsgrundsätze entworfen, die über die Notwendigkeit von Netzausbau entscheiden. Zugleich wird hier auch beschrieben, welche Möglichkeiten es gibt das Netz zu verstärken. Dazu zählen neben dem konventionellen Netzausbau durch das Verstärken von Leitungen insbesondere auch Lademanagements für Elektroautos. In Kapitel 7 wird die beschriebene Methodik anhand zweier Fallstudien für eine ländliche und eine städtische Netztopologie ausgeführt. Kapitel 8 soll aufzeigen, wie bisherige Netzplanungskriterien im Hinblick auf eine probabilistische Netzplanung neu interpretiert werden können. Darüber hinaus werden in diesem Kapitel aus dem Vergleich verschiedener Lademanagements aus Kapitel 7 Anschlussbedingungen für Elektromobilität abgeleitet. Kapitel 9 fasst die Ergebnisse dieser Arbeit zusammen und gibt einen Überblick über mögliche Ansätze für weitere Forschung.

## 2 Marktentwicklung von Elektromobilität

Als Bestandteil der Energiewende hat Elektromobilität das Potential die Abhängigkeit vom Erdöl zu reduzieren und den CO<sub>2</sub>-Ausstoß in Kombination mit dem Ausbau erneuerbarer Energien zu senken. Elektromobilität hat diverse Marktvorteile gegenüber konventionellen Fahrzeugen, die deren Einführung unterstützen:

- Lokale Emissionsfreiheit reduziert die Schadstoffbelastung in Ballungszentren
- Globale Reduktion von CO<sub>2</sub>-Emissionen (abhängig vom Kraftwerkspark)
- Reduktion akustischer Emissionen
- Niedrigere Betriebskosten: Elektrischer Antriebsstrang ist wartungsärmer und es wird weniger für den Strom pro Kilometer gezahlt als bei Benzin (derzeit hauptsächlich aufgrund von Steuervorteilen)
- Energieeffizienz: Besserer Well to Wheel Wirkungsgrad durch effizientere Energierückgewinnung beim Bremsen (Rekuperation), kein Energieverbrauch bei Staus oder Ampelstopp

Dem gegenüber stehen jedoch die hohen Kosten für die Batterie und damit für das Gesamtfahrzeug, sowie die daraus resultierende geringe Reichweite. Denn technisch sind Elektrofahrzeuge mit mehr als 600 km Reichweite umsetzbar [lekker, DBM, 2010], jedoch ist dies preislich aufgrund der großen und damit teuren Batterie finanziell unattraktiv. Der Preis und die Reichweite sind die Hauptbeweggründe deutscher Autofahrer, sich derzeit gegen ein Elektrofahrzeug zu entscheiden. Die zukünftige Entwicklung von Elektromobilität steht und fällt somit mit der Entwicklung der Batterietechnik. Dieses Kapitel schätzt die benötigten Parameter ab, um im weiteren Verlauf den Einfluss von Elektromobilität auf elektrische Netze berechnen zu können.

### 2.1 Prognose zukünftiger Entwicklung von Elektromobilität und erneuerbaren Energien

Der Nationale Entwicklungsplan Elektromobilität der Bundesregierung [NEP, 2009] hat als Ziel, 2020 bereits eine Anzahl von einer Million und 2030 bereits eine Anzahl von 5 Millionen Elektroautos zu erreichen. Bei einer Gesamtmenge von ca. 40 Millionen Pkw in Deutschland entsprechen diese Zielvorgaben einem Durchdringungsgrad von 2,5% für 2020 bzw. 12,5% für 2030. Auch [NPE, 2011] hält an den gesteckten Zielen fest. Stand 01.01.2014 gibt es laut Kraftfahrt-Bundesamt ca. 97 731 (gegenüber 72 109 am 01.01.2013) Personenkraftwagen mit elektrischem oder hybridelektrischem Antrieb. Davon sind 12 156 Fahrzeuge rein elektrisch mit 6 051 Neuzulassungen in 2013.

Neben der Anzahl an Elektroautos ist auch die Entwicklung der erneuerbaren Energien zu berücksichtigen, um insbesondere auch das Zusammenspiel beider Technologien zu analysieren. Beispielsweise ist es denkbar, dass Elektroautos zu einer erhöhten Resi-

duallast führen, die die auftretenden Schwierigkeiten durch Photovoltaik abschwächen können. Die historische Entwicklung sowie eine zukünftige Prognose der Photovoltaik und anderer erneuerbarer Energieträger ist in Bild 2.1 dargestellt [BMU Leitstudie 2011, 2012].

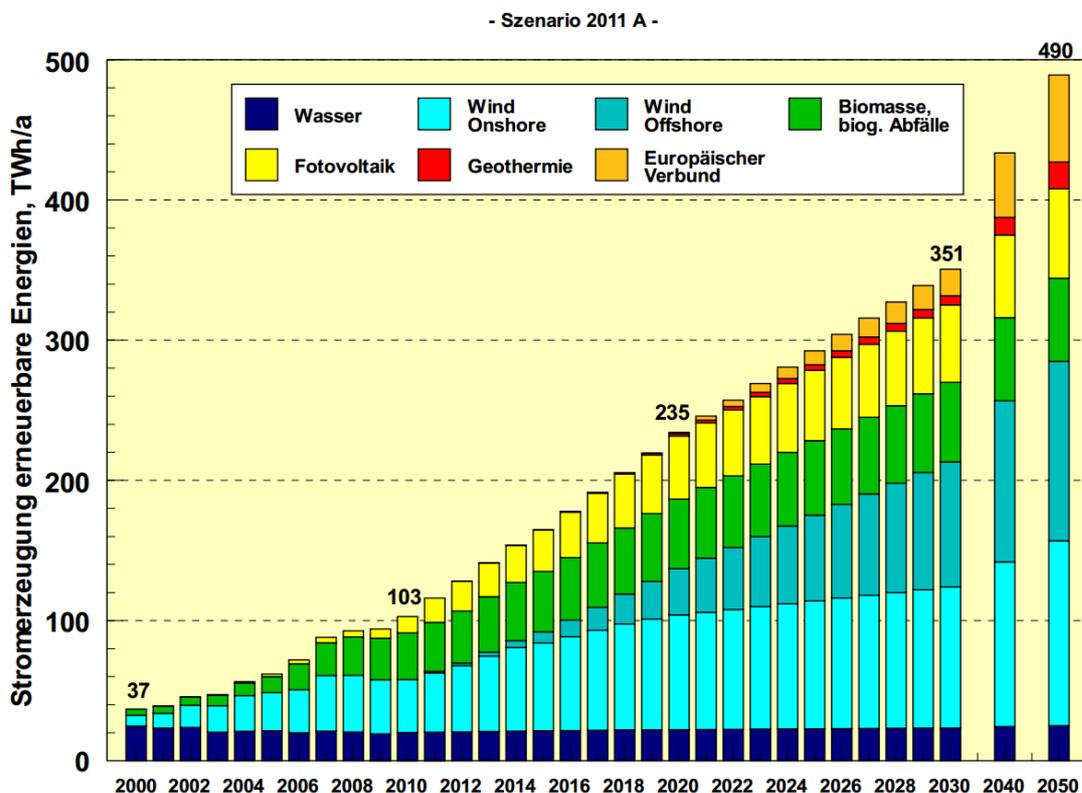


Bild 2.1 Entwicklung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien im Szenario 2011 A (moderater Anstieg an EEG-Anlagen)[BMU Leitstudie 2011, 2012]

Es wird deutlich, dass insbesondere bei der Photovoltaik und Offshore Windenergie noch erhebliches Entwicklungspotential erwartet wird. Die installierte Leistung für Photovoltaik für das Jahr 2010 betrug 17,4 GW und für 2011 bereits 25,1 GW. Die Studie erwartet für das Jahr 2020 eine installierte Leistung von 53,5 GW, für 2030 61,0 GW und für 2050 67,2 GW. Dies ist bereits ein konservatives Szenario, welches mit deutlich rückläufigen jährlichen Anschlusszahlen rechnet. Dabei ist berücksichtigt, dass die Einspeisevergütung auch in Zukunft vermutlich weiter gekürzt werden wird. Auf das Jahr 2010 bezogen ergibt sich für 2020 eine Steigerung der installierten Leistung erneuerbarer Energiequellen um 208,9%, für 2030 um 252,3% und für das Jahr 2050 um 288,0%.

## 2.2 Ladetechnik und mögliche Ladeleistungen

Für den Anschluss eines Elektrofahrzeugs gibt es verschiedene Möglichkeiten:

1. Kabelgebundene Wechselstromladung entweder direkt über eine Steckdose oder über eine dafür geeignete Ladestation (nach DIN EN 61851 und der weltweiten Norm IEC 62196).

2. Kabelgebundene Gleichstromladung, bei der der Gleichrichter außerhalb des Fahrzeugs positioniert ist (nach DIN EN 61851 und der weltweiten Norm IEC 62196).
3. Induktive Ladung über ein elektromagnetisches Feld (DIN EN 61980).
4. Austausch der gesamten Batterie. Dies hat den Vorteil, dass innerhalb kürzester Zeit die volle Kapazität des Fahrzeugs wieder zur Verfügung steht und die Batterie netz- und batterieschonend mit geringer Leistung geladen werden kann.

Fall 1 und 2 stellen heute den Normalfall dar. Fall 3 birgt seine Attraktivität im berührungslosen Laden, ohne dass der Fahrzeughalter ein Kabel verbinden muss. Allerdings gibt es hierzu mit Stand 2014 noch keine kommerziell verfügbaren Systeme auf dem Markt. Fall 4 wurde von dem Unternehmen "Better Place" verfolgt, wobei versucht wurde eine Ladeinfrastruktur in Israel und Dänemark aufzubauen. Jedoch hat das Unternehmen 2013 Insolvenz angemeldet.

Für Fall 1 und 2 sind innerhalb eines Hauses dabei verschiedene Ladeleistungen denkbar:

- einphasig mit 16 A bei 230 V:  $16 A \cdot 230 V \approx 3,7 kW$  (normale Schutz-Kontakt Steckdose)
- dreiphasig mit 16 A bei 400 V:  $\sqrt{3} 16 A \cdot 400 V \approx 11 kW$
- dreiphasig mit 32 A bei 400 V:  $\sqrt{3} 32 A \cdot 400 V \approx 22,1 kW$
- dreiphasig mit 63 A bei 400 V:  $\sqrt{3} 63 A \cdot 400 V \approx 43,5 kW$

Für eine Betrachtung des Netzeinflusses ist eine Abschätzung wichtig, wie häufig welche Ladeleistung vorkommt. Eine solche findet sich zum Beispiel in [Richter, 2010]. Die Ergebnisse daraus sind in Tabelle 2-1 dargestellt.

Tabelle 2-1: Verteilung möglicher Ladeleistungen von Elektrofahrzeugen nach [Richter, 2010]

|      | 3,7 kW | 11 kW | 22,1 kW | 43,5 kW |
|------|--------|-------|---------|---------|
| 2020 | 73,7%  | 21,5% | 3,5%    | 1,3%    |
| 2030 | 71,3%  | 19%   | 6%      | 3,7%    |

Die meisten Ladevorgänge werden an einer einfachen Steckdose mit maximal 3,7 kW stattfinden. Im Mittel ergibt sich für 2020 eine Ladeleistung von 6,43 kW und für 2030 von 7,66 kW.

### 2.3 Analyse kommerziell erhältlicher Elektrofahrzeuge

Die technischen Spezifikationen von Elektrofahrzeugen obliegen kontinuierlichen Veränderungen, da insbesondere die Batterietechnik sich schnell weiterentwickelt. Dennoch gibt es bereits heute diverse Fahrzeuge zu erwerben. Die hier vorgestellte Datenbasis von 65 heute oder in naher Zukunft erhältlichen Elektrofahrzeugen soll einer realitätsnahen Modellierung der Elektrofahrzeuge dienen, um den Einfluss auf die Stromnetze abschätzen zu können. Die technischen Details wurden dabei hauptsäch-

lich aus [ADAC, 2012], [Blessing, 2012] und [Renault, 2012] gewonnen sowie mit Herstellerangaben abgeglichen.

Neben der Ladeleistung hat auch die Ladedauer maßgeblichen Einfluss auf die Netzbelastung von Elektrofahrzeugen. Für die Ladedauer sind hauptsächlich die Kapazität der Batterie und der Verbrauch pro Kilometer in Kombination mit der durchschnittlichen Wegstrecke von entscheidender Bedeutung. In Abhängigkeit der zurückgelegten Strecke des Fahrzeughalters kann so die nachzuladende Energie bestimmt werden. Im Hinblick auf die Modellbildung wird daher der Fokus auf die Batteriekapazität und die Reichweite sowie auf den daraus abgeleiteten Verbrauch gelegt. Ausnahmslos jeder Hersteller gibt für seine Fahrzeuge die Kapazität der eingesetzten Batterie an. Jedoch sorgt das Batteriemanagement dafür, dass sich zur Erhöhung von Lebensdauer und Zyklenfestigkeit nicht die gesamte Kapazität nutzen lässt. Wie viel Prozent der Batterie genutzt wird variiert jedoch von Hersteller zu Hersteller und es finden sich dazu kaum Details. Daher wird hier davon ausgegangen, dass 80% der angegebenen Batteriekapazität zum Verbrauch zur Verfügung stehen.

Die durch die Hersteller angegebenen Reichweiten beziehungsweise Verbrauchswerte sind häufig zu optimistisch angegeben [ADAC, 2012]. Dies könnte darin begründet sein, dass nur der Verbrauch für den elektrischen Antriebsstrang, nicht jedoch für Klimatisierung, Beleuchtung, Radio und andere elektrische Verbraucher berücksichtigt wird. Der ADAC kommt in seiner Untersuchung EcoTest zu dem Ergebnis, dass die Angaben zur Reichweite von Elektroautos im Schnitt um den Faktor 1,625 zu hoch angegeben werden.

Um der Realität möglichst nahe zu kommen, werden in diesem Abschnitt die vom Hersteller angegebenen Batteriekapazitäten mit 0,8 multipliziert, die angegebenen Reichweiten mit 1,625 dividiert und der daraus resultierende Verbrauch pro Kilometer berechnet. Bild 2.2 zeigt die Verteilung und den Mittelwert der drei Parameter Kapazität, Reichweite und Verbrauch für den Datenbestand von 65 Fahrzeugen.

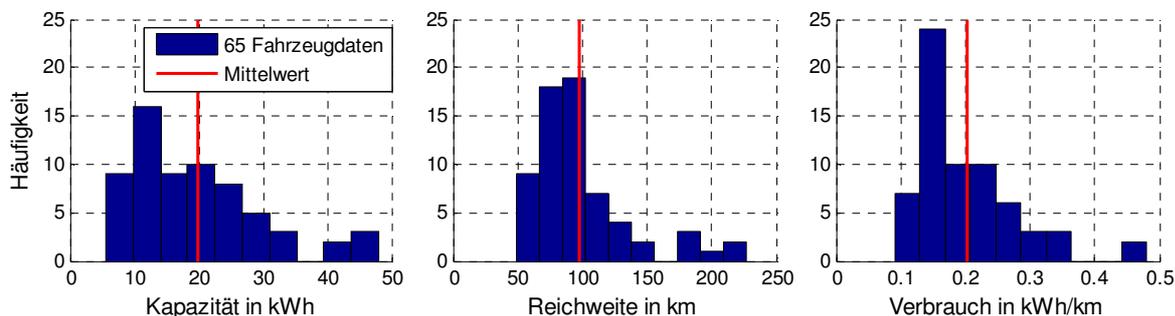


Bild 2.2: Verteilung und Mittelwert der nutzbaren Batteriekapazität, Reichweite und des Verbrauchs von 65 am Markt erhältlichen Elektrofahrzeugen (Stand 2012)

Im Mittel weisen heutige Elektrofahrzeuge eine nutzbare Batteriekapazität von etwa 20 kWh auf (Akkukapazität von im Mittel 25 kWh). Die durchschnittliche Reichweite beträgt 100 km bei einem mittleren Verbrauch von 0,2 kWh / km.

Die ausführlichen Daten der hier verwendeten Fahrzeuge finden sich im Anhang A.

### 3 Auswirkungen von Elektromobilität auf das Stromnetz

Werden die politischen Ziele umgesetzt und kommt es zu den in Kapitel 2.1 festgestellten hohen Durchdringungsgraden für Elektromobilität, ist es notwendig die Auswirkungen dieser neuartigen Verbraucher auf das Stromnetz frühzeitig zu untersuchen. So können rechtzeitig Strategien entwickelt werden, die einen wirtschaftlichen, sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb sicherstellen, wie zum Beispiel die Inkraftsetzung von Netzanschlussbedingungen für Elektromobilität.

Dieses Kapitel betrachtet sowohl negative als auch positive Auswirkungen auf alle Netzebenen. Durch Konzepte wie Vehicle2Grid und Lademanagements sind auch positive Effekte möglich. Dazu muss nicht zwingend Rückspeisung stattfinden. Durch eine gezielte Aufnahme von beispielsweise Photovoltaikleistung oder durch Blindleistungsbereitstellung kann die Spannung im Netz bereits stabilisiert und Verlustenergie minimiert werden.

Dabei muss jedoch abgewogen werden, welches Ziel mit Elektrofahrzeugen optimiert werden soll. Ein Laden zu geringsten möglichen Ladekosten kann die Gleichzeitigkeit der Ladung und somit die Netzbelastung erhöhen, wodurch vermehrt Netzausbau notwendig wird. Ein netzfreundliches Lademanagement, welches nur bei ausreichenden Kapazitäten lädt, kann jedoch die Flexibilität der Fahrzeughalter einschränken. Daher ist hier ein volkswirtschaftlich optimaler Kompromiss zu finden und eventuelle Vorteile auf Seiten der Netzbetreiber sollten den Fahrzeughaltern, die dadurch etwaige Nachteile haben, kompensiert werden.

Die Stromversorgung in Deutschland kann grundsätzlich in zwei Ebenen unterteilt werden:

- Das **Übertragungsnetz** verbindet Kraftwerke und Verbraucher über weite Strecken von mehreren hundert Kilometern und sorgt auch für einen internationalen Energieaustausch. Es stellt einen maßgeblichen Teil der Versorgungssicherheit dar, da durch den Verbundbetrieb ein Kraftwerksausfall in einer Region durch die noch am Netz befindlichen Kraftwerke aus anderen Regionen durch kurzfristige Leistungssteigerung kompensiert werden kann.
- Das **Verteilnetz** transportiert über verschiedene Spannungsebenen die elektrische Energie zu den Verbrauchern. Durch die Zunahme an dezentralen Einspeisern kommt dem Verteilnetz in jüngster Zeit auch die Rolle zu überschüssige Energie abzutransportieren, was den Netzbetrieb und die Netzplanung vor neue Herausforderungen stellt.

Der Zusammenhang der zwei Netzebenen und die verschiedenen Spannungsebenen sind in Bild 3.1 veranschaulicht.

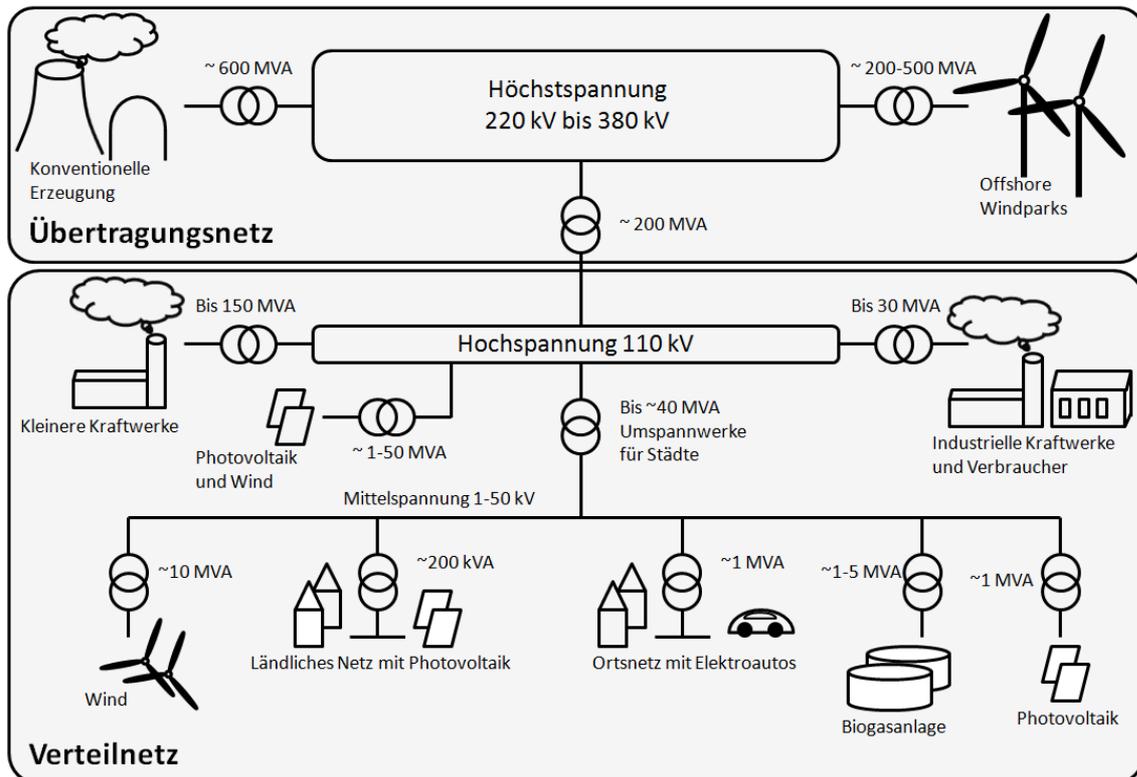


Bild 3.1: Überblick über die verschiedenen Spannungsebenen und ihr Zusammenwirken in Deutschland

Die durch Elektromobilität verursachte zusätzliche Last fällt dabei hauptsächlich in der Niederspannungsebene an, wenn ein Fahrzeug zu Hause oder an einer öffentlichen Ladestation bei 400 V geladen wird. Zukünftig ist auch vorstellbar, dass vermehrt Elektrotankstellen für eine Schnellladung von Fahrzeugen genutzt werden. Da diese mehrere Fahrzeuge gleichzeitig und zusätzlich mit hoher Leistung laden, werden diese vornehmlich an der Mittelspannungsebene angeschlossen werden. Obwohl die Lasten im Verteilnetz angeschlossen werden, beeinflussen sie auch die Lastflüsse im Übertragungsnetz.

### 3.1 Einfluss auf das Übertragungsnetz

Das Übertragungsnetz erfüllt den Zweck des überregionalen Energieausgleichs, sofern in einer Region ein Engpass oder Überschuss auftritt. Es deckt einen elektrischen Energieverbrauch von ca. 630 TWh pro Jahr in Deutschland bei einer Spitzenleistung von ca. 82 GW (Stand 2013). Bei einer Million Elektrofahrzeugen bis 2020, die im Jahr jeweils 15.000 km fahren und einen durchschnittlichen Verbrauch von 0,2 kWh/km haben, ergibt sich ein zusätzlicher jährlicher Energiebedarf von 3 TWh. Dies entspricht ca. 0,5% des ohnehin vorhandenen Energiebedarfs in Deutschland. Selbst bis 2030 würde sich nach [NEP, 2009] bei 5 Millionen Elektroautos lediglich ein zusätzlicher Energieverbrauch von 2,5% ergeben. In Bezug auf die zusätzlich bereitzustellende Leistung kann pro Elektrofahrzeug eine gleichzeitig auftretende Spitzenleistung in den frühen Abendstunden von ca. 1 kW angenommen werden, wie [Probst, 2011a] sowie

diese Arbeit in Abschnitt 5.3.2 ableiten. Für 2020 bedeutet dies eine Erhöhung der Last in den Abendstunden um ca. 1 GW und 2030 um ca. 5 GW. Im Verhältnis zu den 80 GW Spitzenlast in Deutschland ist der zusätzliche Leistungsbedarf somit relativ gering. Sofern es nicht zu lokalen Häufungen kommt, scheint der zusätzliche Bedarf an Energie und Leistung für Elektroautos für das Übertragungsnetz unproblematisch.

Im Folgenden wird eine Abschätzung möglicher Elektrofahrzeugzahlen und Durchdringungsgrade für verschiedene Netzebenen durchgeführt. Unter der Annahme, dass für alle Fahrzeuge die gleiche Wahrscheinlichkeit (entsprechend des Durchdringungsgrads von Elektromobilität) besteht, ein Elektroauto zu sein, variiert die Streuung in Abhängigkeit der betrachteten Anzahl an Fahrzeugen. Für ein einzelnes Fahrzeug besteht also am Beispiel eines Durchdringungsgrades von 2,5% eine Chance von 97,5% nicht elektrisch zu sein und 2,5% elektrisch zu sein. Für 30 Fahrzeuge ergibt sich auf diese Weise für jeden Durchgang eine ganze Zahl für die Anzahl an möglichen Elektroautos, die häufig 0 oder 1 sein wird, aber auch mal in seltenen Fällen 5 sein kann, was einer lokalen Häufung entsprechen würde. Mittelt man diese Anzahlen, ergeben sich als Durchschnitt bzw. Mittelwert  $\mu = 30 \text{ Elektroautos} \cdot 2,5\% = 0,75 \text{ Elektroautos}$ . Berechnet man über diese Anzahlen die empirische Standardabweichung über

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (x_i - \mu)^2}$$

so kann darüber abgeschätzt werden, wie wahrscheinlich bei 30 Fahrzeugen eine Elektroautoanzahl weit entfernt vom Mittelwert ist. Je größer dabei die Standardabweichung ist, desto größer ist die Wahrscheinlichkeit für Ausreißer und somit für lokale Häufungen in einem bestimmten Gebiet. Die Standardabweichung gibt einen Eindruck über die Streuung und bedeutet unter der Annahme einer normalverteilten Anzahl an Elektroautos, dass sich in dem Intervall  $\mu \pm \sigma$  in etwa 68,2% aller möglichen Anzahlen an Elektroautos befinden. Für eine geringe Anzahl an konventionellen Fahrzeugen ist die Anzahl der Fahrzeuge jedoch binomialverteilt. Für eine große Anzahl an betrachteten Fahrzeugen nähert sich die Verteilung einer Normalverteilung, weshalb die Veranschaulichung über die Standardabweichung valide ist. Eine Kurzeinführung in die Statistik und Normalverteilung mit Klärung von Begrifflichkeiten, wie Mittelwert, Standardabweichung, Median und Perzentil findet sich in Anhang B.

In einem Niederspannungsnetz werden nur wenige Fahrzeuge versorgt. In einzelnen ländlichen Niederspannungsnetzgebieten können sich teilweise sogar weniger als 30 Fahrzeuge befinden. In einem Mittelspannungsnetz, welches mehrere Niederspannungsnetze versorgt, findet sich bereits eine größere Menge an Fahrzeugen. Tabelle 3-1 zeigt dies für typische Netzebenen anhand exemplarisch steigender Anzahl betrachteter Fahrzeuge. Dabei wurden die Werte empirisch für eine Vielzahl an Wiederholungen ermittelt.

Tabelle 3-1 Prozentuale Streuung  $\sigma/\mu$  der Anzahl an Elektrofahrzeugen in einem bestimmten Netzgebiet in Abhängigkeit der betrachteten Größe. Annahmen: 2,5% der konventionellen Fahrzeuge sind elektrisch (Eine Million Elektroautos 2020)

|                         | Anzahl konventioneller Fahrzeuge | Mittelwert $\mu$<br>Anzahl an E-Fahrzeugen | Std.-abw. $\sigma$<br>Anzahl an E-Fahrzeugen | Prozentual $\sigma/\mu$<br>Anzahl an E-Fahrzeugen |
|-------------------------|----------------------------------|--|--|---|
| <b>Niederspannung</b>   | 30                               | 0,75                                       | 0,8477                                       | 113,54%   |
| <b>Mittelspannung</b>   | 300                              | 7,5  | 2,6956                                       | 35,95%  |
| <b>Mittel-/Hochspg.</b> | 3 000                            | 75   | 8,5706                                       | 11,42%  |
| <b>Hoch-/Höchstspg.</b> | 30 000                           | 750  | 27,0494                                      | 3,61%   |

Für einen Niederspannungsabgang mit 30 Fahrzeugen bedeutet dies, dass der lokale Durchdringungsgrad erheblich vom globalen in Deutschland gültigen Durchdringungsgrad von 2,5% abweichen kann, da die prozentuale Streubreite 113,54% bezogen auf den Mittelwert beträgt. Das heißt, dass ca. 68,2% ( $\pm\sigma$ ) in einem Intervall streuen, in dem die tatsächliche Anzahl durchaus mehr als doppelt so groß wie der Mittelwert sein kann. Somit kann es hier zu lokalen Häufungen kommen, die ein Vielfaches des globalen Durchdringungsgrads von 2,5% betragen.

Wird eine größere Anzahl an Fahrzeugen betrachtet, steigt der absolute Mittelwert der Anzahl der Fahrzeuge proportional. Die Standardabweichung steigt jedoch nur mit der Wurzel, weshalb die prozentuale Streubreite erheblich abnimmt. Im Mittelspannungsnetz kann es immer noch zu lokalen Häufungen kommen, die jedoch nicht mehr so ausgeprägt sind, wie im Niederspannungsnetz. Auf Hoch- und Höchstspannungsebene bei Agglomerationen von 30 000 Fahrzeugen ist die Streuung stark reduziert und es ist sehr unwahrscheinlich, dass sich lokale Häufungen ergeben.

Dies und der geringe erwartete Energieverbrauch von Elektroautos im Vergleich zu ohnehin vorhandenen Lasten zeigen, dass auf Höchstspannungsebene im Übertragungsnetz mit keinen Überlastungen durch Elektromobilität gerechnet werden muss.

Auf der anderen Seite stellt sich die Frage, welche positiven Effekte Elektromobilität auf die Übertragungsnetzebene haben könnte. Dies wäre beispielsweise mit Hinblick auf Frequenzhaltung möglich. Zum einen könnte Regelenergie am Sekundär- bzw. Tertiärregelenergiemarkt angeboten werden und zum anderen könnten auftretende Frequenzpendelungen zwischen entfernten Gebieten im Übertragungsnetz durch Elektromobilität gedämpft werden. Das Potential dazu wurde in Zusammenarbeit in [Horn, 2012] gezeigt.

### 3.2 Einfluss auf das Verteilnetz

Wie Tabelle 3-1 zeigt, ist die Wahrscheinlichkeit einer lokalen Häufung von Elektroautos in einem der Niederspannungsnetze in Deutschland erheblich höher. Daher könnte es

sowohl in Nieder- als auch Mittelspannungsnetzen zu erheblichen Mehrbelastungen kommen, die zu einem Bedarf von Netzausbau führen. Um diesen Einfluss zu analysieren, stellt dieser Abschnitt die möglichen Netzrestriktionen vor, die durch Elektromobilität verletzt werden könnten, um im Anschluss einen exemplarischen Niederspannungsabgang zu simulieren.

### 3.2.1 Betriebsmittelauslastung und Spannungsqualität als Netzrestriktion

Wie viel Leistung ein Netz bereitstellen oder abführen kann, hängt maßgeblich von zwei begrenzenden Faktoren ab: der Betriebsmittelauslastung und dem zulässigen Spannungsband. Die maximal erlaubte Betriebsmittelauslastung hängt vom maximalen Strom ab, den das entsprechende Betriebsmittel, ob Transformator oder Leitung, tragen kann und wird vom Hersteller in Form einer Nennleistung angegeben. Bei niedrigen Temperaturen im Winter beispielsweise können Betriebsmittel kurzfristig auch über Nennleistung betrieben werden, da letzten Endes die Erwärmung das physikalisch begrenzende Kriterium ist (IEC 60076-7). Die Reserve wird jedoch dem Netzbetrieb vorbehalten, weshalb in der Netzplanung eine maximale Beanspruchung bei Nennleistung gilt.

Neben der Betriebsmittelauslastung muss auch die Spannung bestimmte Anforderungen erfüllen, die in der europäischen Norm EN 50 160 festgehalten sind. Dabei finden sich Kriterien bezüglich:

- Effektivwert der Spannungen an jedem Netzknoten
- Häufigkeit von Spannungseinbrüchen
- Spannungssymmetrie
- Flicker
- Frequenzkonstanz
- Oberschwingungsgehalt
- Transiente Überspannungen

Am häufigsten führen dabei die Kriterien für den Effektivwert der Spannung zu der Notwendigkeit von Netzausbau. Diese schreiben dabei vor, dass für jeden Knoten 95% der 10-Minuten-Mittelwerte des Effektivwerts der Spannung einer Woche sich innerhalb von  $\pm 10\%$  der Nennspannung befinden müssen. 100% müssen sich innerhalb des Intervalls  $+10\%$  und  $-15\%$  befinden, was für Schalthandlungen eine zusätzliche Reserve nach unten lässt. Die obere Grenze darf nicht überschritten werden, da dies Betriebsmittel oder Endgeräte aufgrund von Überspannung beschädigen könnte. Die untere Grenze darf nicht unterschritten werden, da zum einen für gleiche Leistungsübertragung höhere Ströme fließen müssen, welche die Netzverluste erhöhen. Zum anderen wird bei Unterspannung die Spannungsstabilität gefährdet, worauf im Abschnitt 3.2.2 näher eingegangen wird. Weiterhin gelten diese Grenzen auch für jede einzelne Phase. Auch der Unterschied der Spannung auf den einzelnen Phasen darf nicht zu groß werden. Dennoch wird die Asymmetrie in dieser Arbeit nicht weiter betrachtet, da diese nur in seltenen Fällen zu Netzausbau führt.

Um die Spannung in ihren zulässigen Grenzen zu halten, gibt es verschiedene Maßnahmen. Die wichtigste von diesen ist die Möglichkeit das Übersetzungsverhältnis von Transformatoren anzupassen, so dass die Spannung nahe einem gewünschten Sollwert gehalten werden kann. Solche unter Last stufbare Transformatoren sind jedoch kostenintensiv, weshalb sie hauptsächlich auf höheren Spannungsebenen eingesetzt werden und nach aktuellem Stand nur selten auf Niederspannungsebene vorkommen. In jüngster Zeit werden jedoch auch immer häufiger regelbare Ortsnetztransformatoren eingesetzt. Die Ortsnetzstationen auf Niederspannungsebene beinhalten in der Regel einen Transformator mit fixem Übersetzungsverhältnis, welches jedoch in abgeschaltetem Zustand manuell angepasst werden kann. Daher teilen sich Mittel- und Niederspannung das zur Verfügung stehende Spannungsband von  $\pm 10\%$ , welches infolgedessen für die Planung von Teilnetzen in geeigneter Weise aufgeteilt werden muss. Zwei exemplarische Aufteilungen für einen unidirektionalen- (links) und bidirektionalen Leistungsfluss (rechts) sind in Bild 3.2 dargestellt, um einen Eindruck zu vermitteln, welcher Spannungsfall für die Planung eines Mittel- oder Niederspannungsnetzes noch zulässig ist.

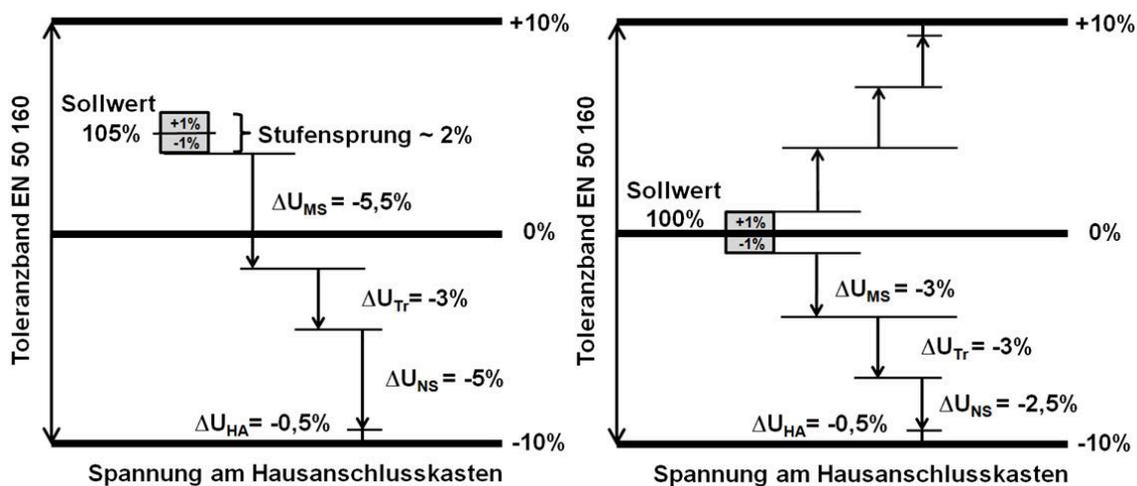


Bild 3.2: Exemplarischer Spannungsfall und -hub in der Mittel- und Niederspannung. Spannungsbandaufteilung für unidirektionalen (links) und bidirektionalen (rechts) Lastfluss

Im Falle der Versorgung von Verbrauchern ohne Erzeuger (Bild 3.2, links) im Niederspannungsnetz ist ausschließlich mit einem Spannungsfall zu rechnen. Deshalb kann der Sollwert an den Versorgungsknoten im Mittelspannungsnetz, die mit dem Hochspannungsnetz verbunden sind, relativ hoch angesetzt werden, da keine Reserve nach oben benötigt wird. In der Regel kann der Stufensteller des Transformators die Spannung nur in diskreten Schritten mit 2% der Nennspannung beeinflussen. Daher kann es sein, dass die Spannung am HS/MS-Transformator um bis zu 1% von dem Sollwert abweicht. Wählt man einen Sollwert von 105% und berücksichtigt im Lastfall den Spannungsfall des Ortsnetztransformators in Höhe von  $\Delta U_{Tr} = -3\%$ , bleiben 11% Reserve für das Mittel- und Niederspannungsnetz. Teilt man diese gleichmäßig auf, ergibt sich im Mittelspannungsnetz eine Spannungsreserve von  $\Delta U_{MS} = 5,5\%$ . Somit verbleiben  $\Delta U_{NS} = 5\%$  für das Niederspannungsnetz und  $\Delta U_{HA} = 0,5\%$  für die Hausverkabelung.

Kommen hingegen Niederspannungsnetze hinzu, die zeitweise aufgrund von Photovoltaikanlagen auch als Einspeiser aus Sicht des Mittelspannungsnetzes fungieren, wird eine zusätzliche Reserve nach oben benötigt (Bild 3.2, rechts). Nach wie vor ist jedoch eine Reserve nach unten notwendig, da zum einen nicht jedes NS-Netz innerhalb eines MS-Netzes einspeist und zum anderen auch die einspeisenden Netze in den Abendstunden wieder zu Verbrauchern werden. Dies schmälert die Reserve für das MS-Netz auf 3% und für das NS-Netz auf 2,5%. Auch eine Anpassung der festen Stufe des Ortsnetztransformators würde lediglich die Reserve verschieben, die Höhe der Reserve jedoch unbeeinflusst lassen. Aktuell wird daher diskutiert auch den Ortsnetztransformator unter Last stufbar zu gestalten. Dies würde die MS- und NS-Ebene entkoppeln und die gesamten zulässigen  $\pm 10\%$ -Bereich für beide Spannungsebenen zur Verfügung stellen. Jedoch ist derzeit noch offen unter welchen Bedingungen ein Einsatz wirtschaftlich sinnvoll ist.

Eine weitere Möglichkeit der Erhöhung der Spannungsreserve ist die lastabhängige Vorgabe des Spannungssollwertes am HS/MS Transformator, die bereits erfolgreich angewandt wird. Ist die Last prozentual sehr hoch, ist das ein Indiz für eine geringe Einspeisung und der Sollwert kann stark angehoben werden, um die Reserve zu erhöhen. Ist die Rückspeisung sehr hoch kann davon ausgegangen werden, dass die Last sehr gering ist. In dem Fall kann die Reserve nach oben durch ein Absenken des Sollwerts erhöht werden. Nur bei geringen Lasten wird Reserve nach oben und unten benötigt, da einige NS-Netze einspeisen können und andere Last beziehen und damit das MS-Netz asymmetrisch belasten. Dabei werden jedoch kleinere Reserven benötigt. Details zu diesem Konzept der Weitbereichsregelung finden sich in [Körner, 2012].

Um über den Anschluss von EEG-Einspeisern zu entscheiden, wurde in der VDE AR-N 4105 ein Spannungsanhebungskriterium entwickelt, welches besagt dass die durch alle EEG-Einspeiser verursachte Spannungsanhebung im Niederspannungsnetz an jedem Netzknoten 3% der Nennspannung nicht überschreiten darf. Dies stellt eine Vereinfachung der Berechnung dar und es wird davon ausgegangen, dass daraus für alle Spannungen folgt, dass diese auch die EN 50 160 erfüllen. Diese 3% werden dabei für das NS-Netz inklusive Ortsnetzstation reserviert. Wird von weiteren 3% für das MS-Netz ausgegangen, so muss der Sollwert des HS/MS-Transformators bereits auf 103% abgesenkt werden.

Zusätzlich wird für alle Spannungsebenen außer in der Niederspannung das (n-1)-Planungskriterium angewandt, welches auch nach einem Ausfall eines beliebigen Betriebsmittels die Versorgung aller Lasten und die Einhaltung aller Netzrestriktionen bezüglich Auslastung und Spannung sicherstellt [denaVNS, 2012]. Im Allgemeinen wird dabei akzeptiert, dass Einspeiser hingegen in einem solch seltenen Störfall abgeregelt werden. Das (n-1)-Kriterium wird häufig durch den parallelen Betrieb zweier Leitungen erfüllt, so dass bei einem Ausfall die übrige Leitung die Lasten nach wie vor versorgen kann. Für solche Leitungen gilt damit eine maximale Auslastung von 50% im Normalbetrieb unter Last. In einer Einspeisesituation könnten jedoch beide Leitungen

bis zu 100% ausgelastet werden. Bei Ausfall einer Leitung würde akzeptiert werden, dass nicht die gesamte EEG-Leistung eingespeist werden könnte.

### 3.2.2 Spannungsfall an einer Leitungsimpedanz

Bei der Übertragung elektrischer Leistung über eine Leitung ergeben sich Verluste, die sich sowohl in einer Verringerung des Stromes als auch in einer Verringerung der Spannung äußern. Genauso wie der übertragene Strom wird auch der Spannungsfall an einer Leitung durch die abgenommene oder eingespeiste Leistung bestimmt.

Bild 3.3 zeigt ein sogenanntes Pi-Ersatzschaltbild einer Phase einer Leitung mit Leitungsimpedanz und auf den Anfang und das Ende aufgeteilte Erdkapazitäten.

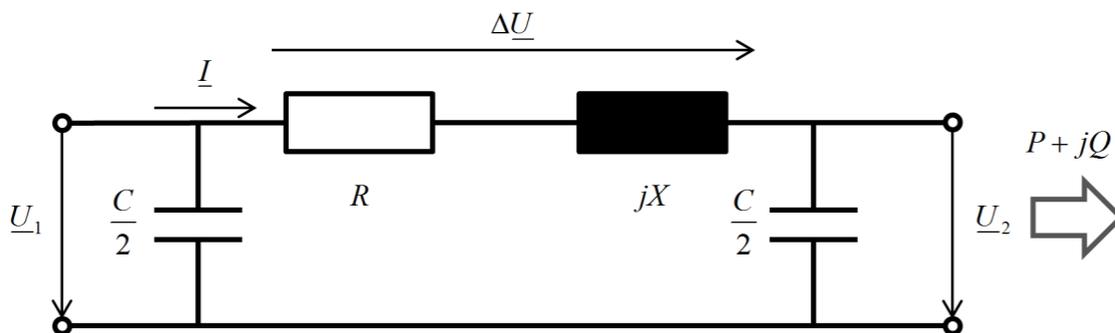


Bild 3.3: Einphasiges Ersatzschaltbild einer elektrischen Leitung mit Leitungsimpedanz und Kapazität gegen Erde

Am Anfang der Leitung wird die Leiter-Erde-Spannung  $\underline{U}_1$  eingepreist. Für kurze Leitungen, wie sie im Verteilnetz vorkommen, können die Leitungskapazitäten vernachlässigt werden. An der Leitungsimpedanz  $\underline{Z} = R + jX$  fällt die Spannung  $\Delta \underline{U}$  ab, die von der Höhe des Stromes  $\underline{I}$  einer Phase abhängt. Dabei gilt der Zusammenhang

$$\underline{U}_1 = \Delta \underline{U} + \underline{U}_2 = \underline{I} \cdot (R + jX) + \underline{U}_2. \quad (3.1)$$

Der Strom  $\underline{I}$  kann aus der am Knoten anliegenden Leistung berechnet werden, sofern  $\underline{U}_2$  bekannt ist:

$$\underline{S} = P + jQ = 3 \cdot \underline{U}_2 \cdot \underline{I}^*, \quad \underline{I} = \left( \frac{\underline{S}}{3\underline{U}_2} \right)^*. \quad (3.2)$$

Mit Hilfe des Stromes lässt sich nun der Spannungsfall weiter auflösen:

$$\underline{U}_1 = \left( \frac{\underline{S}}{3\underline{U}_2} \right)^* \cdot (R + jX) + \underline{U}_2. \quad (3.3)$$

Über eine Umformung und  $\underline{Z} = (R + jX)$  ergibt sich folgender in  $\underline{U}_2$  quadratischer Zusammenhang:

$$\left( \frac{\underline{S}}{3} \right)^* \cdot \underline{Z} - \underline{U}_1 \underline{U}_2^* + \underline{U}_2 \underline{U}_2^* = 0. \quad (3.4)$$

Dieser ist analytisch lösbar, jedoch soll hier nur eine anschauliche Betrachtung stattfinden, die voraussetzt, dass  $U_2$  rein real ist. Dies ist nur gegeben, wenn reine Wirkleistung fließt ( $\underline{S} = P$ ) und die Leitungsimpedanz nur einen Wirkwiderstand aufweist ( $\underline{Z} = R$ ). Unter diesen Voraussetzungen kann die vorherige Gleichung auf einfache Weise gelöst werden:

$$U_2 = \frac{U_1}{2} \pm \sqrt{\left(\frac{U_1}{2}\right)^2 - \left(\frac{P}{3}\right) \cdot R}. \quad (3.5)$$

Wie sich  $U_2$  in Abhängigkeit von  $P$  verändert ist in Bild 3.4 auf der linken Seite dargestellt. Auf der rechten Seite sind die Abnahmeleistung beim Verbraucher sowie die Verlustleistung in der Leitung aufgetragen, welche in der Summe die Gesamtleistung ergeben, welche in die Leitung eingespeist oder bezogen wird. In beiden Bildern zeigt sich, dass es eine maximale Verbraucherleistung gibt, die nicht überschritten werden kann.

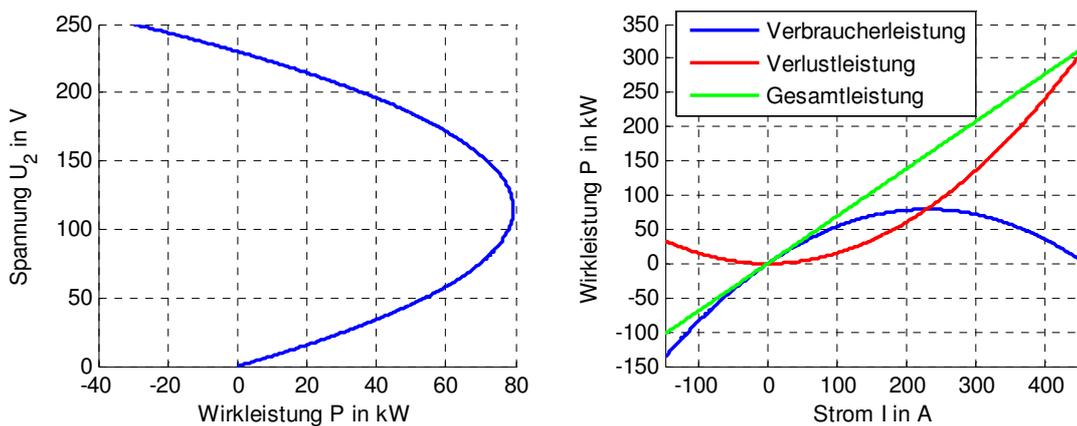


Bild 3.4 Spannung am Ende der Leitung in Abhängigkeit der Leistung und Aufteilung der Leistung auf Verluste und nutzbare Leistung bei  $R=0,5 \Omega$  ( $\sim 900$  m) und  $U_1 = 230$  V

Erhöht man den Strom weiter, sinkt die Spannung überproportional und die übertragene Leistung reduziert sich. Im Falle eines Kurzschlusses ergibt sich eine Verbraucherleistung von 0 kW und die gesamte eingespeiste Leistung wird an der Leitungsimpedanz in Wärme umgewandelt. Um den Einfluss von sowohl  $P$  als auch  $Q$  auf den Spannungsfall aufzuzeigen, kann Formel (3.3) durch ausmultiplizieren auch in folgende Form gebracht werden:

$$\Delta \underline{u} = (\underline{U}_1 - \underline{U}_2) \cdot \frac{\sqrt{3}}{U_n} = \frac{1}{\sqrt{3} \underline{U}_2^* U_n} (P - jQ) \cdot (R + jX). \quad (3.6)$$

Für kleine Spannungsfälle ist  $\sqrt{3} \underline{U}_2^* \approx U_n$ . Die Formel kann weiter vereinfacht werden und in einen Längs- und Querspannungsfall aufgeteilt werden:

$$\Delta \underline{u} \approx \frac{(PR + QX) + j(PX - QR)}{U_n^2} \approx \frac{U_l + jU_q}{U_n^2}. \quad (3.7)$$

Dabei verändert  $\Delta u$  sowohl die Amplitude als auch den Winkel der Spannung  $\underline{U}_2$  gegenüber  $\underline{U}_1$ . Für Stabilitätsbetrachtungen ist es wichtig, dass die Winkeländerung der Leitung nicht zu groß ist. Insbesondere im Verteilnetz spielt diese Grenze jedoch keine Rolle. Die Veränderung der Amplitude und die Verletzung der EN 50 160 bestimmen maßgeblich den Netzausbau. Bild 3.5 zeigt anschaulich, wie der Längs- und Querspannungsfall die Spannung  $\underline{U}_2$  beeinflussen.

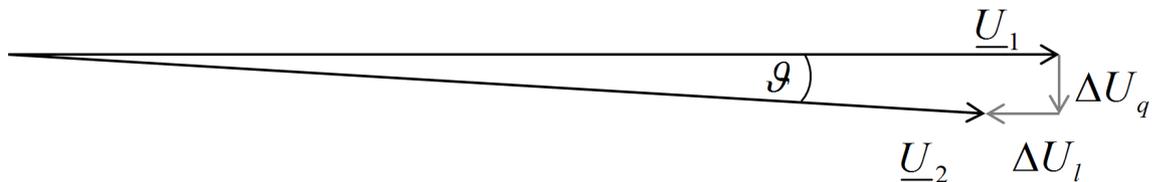


Bild 3.5 Zusammenhang zwischen Eingangs- und Ausgangsspannung als Zeigerdiagramm

Der Querspannungsfall bestimmt maßgeblich die Winkeländerung  $\vartheta$ , wohingegen der Längsspannungsfall maßgeblich Einfluss auf die Amplitudenänderung hat. Wenn entsprechend nur die Amplitudensenkung des Spannungsfalls und nicht die Winkeländerung von Bedeutung ist, kann der Querspannungsfall weitestgehend vernachlässigt werden und es gilt:

$$|\underline{U}_1| - |\underline{U}_2| \approx \frac{(PR + QX)}{U_n^2}. \quad (3.8)$$

Die Wirkleistung hat also ausschlaggebend über den Hebel des Wirkwiderstands und die Blindleistung ausschlaggebend über den Hebel des Blindwiderstands Einfluss auf die Amplitude des Spannungsfalls.

### 3.2.3 Einfache Untersuchung eines exemplarischen Niederspannungsabgangs mit Elektromobilität

Dieser Abschnitt wird zeigen, wie eine Analyse eines Niederspannungsabgangs aussehen kann und warum eine detaillierte Betrachtung eine probabilistische Lastflussanalyse erfordert. Zu diesem Zweck soll ein typischer Niederspannungsabgang verwendet werden, wie er in Europa und vielen Entwicklungsländern auftritt. Ein solcher Abgang versorgt in der Regel 30 bis 60 Haushalte bei einer Nennspannung von 400 V. An einem Ortsnetztransformator im Niederspannungsnetz sind häufig mehrere solcher Abgänge zu finden. Der hier betrachtete Abgang aus Bild 3.6 besteht aus 3 Knoten, die jeweils eine Last von 15 Haushalten versorgen. Dabei trennt diese jeweils eine Distanz von 125 m bei einem Leitungsbelag von 0,564  $\Omega/\text{km}$ . Solche Niederspannungsabgänge können aus mehr als 3 Knoten bestehen, was für die Betrachtung an dieser Stelle jedoch keinen Unterschied macht.

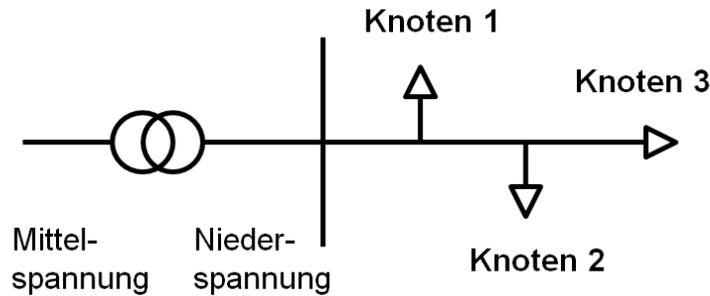


Bild 3.6 Netztopologie in Form eines einfachen Niederspannungsabgangs mit 15 Haushalten pro Knoten und einer Leitungslänge von jeweils 125 m zwischen den Knoten bei einem Leitungsbelag von  $0,564 \Omega/\text{km}$  ( $35 \text{ mm}^2$  Kupferkabel)

Für die Haushaltslasten werden an dieser Stelle Standardlastprofile gewählt. Diese werden dabei mit dem durchschnittlichen Jahresenergieverbrauch von 4 669 kWh pro Jahr skaliert, die aus der Mittelung der dieser Arbeit vorliegenden Messdaten resultieren (siehe Kapitel 5.2.1). Simuliert wird dabei exemplarisch ein Werktag im Winter. An Knoten 3 werden nun entweder ein oder zwei Elektroautos mit jeweils 11 kW Ladeleistung dreiphasig von 18 bis 21 Uhr geladen. Dabei wird an dieser Stelle zur Veranschaulichung ausschließlich ein Verbrauch von Wirkleistung angenommen. Die Simulationsergebnisse der Spannungen an den drei Knoten und der Ströme der drei Leitungssegmente zeigt Bild 3.7.

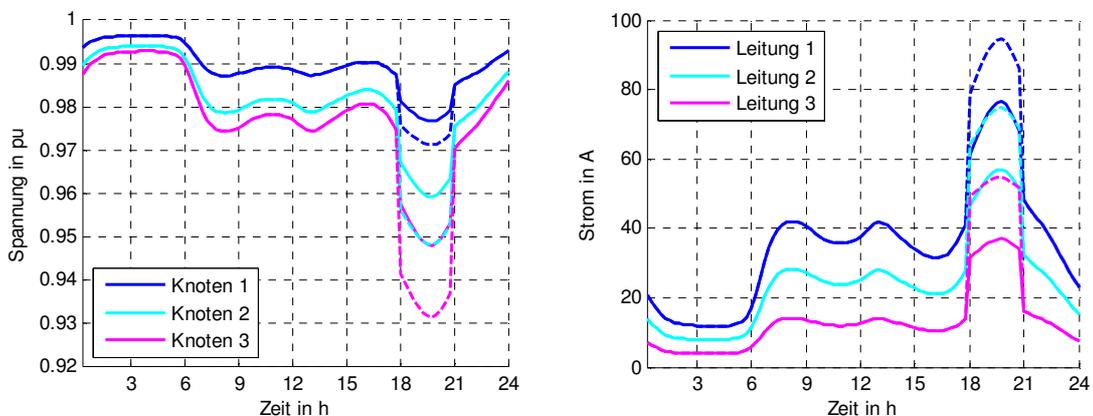


Bild 3.7 Simulationsergebnisse der Spannung (links) und Ströme (rechts) an einem exemplarischen Niederspannungsabgang mit einem Elektroauto (durchgezogen) und zwei Elektroautos (gestrichelt)

Die Ergebnisse zeigen deutlich, dass die Spannung an Knoten 3 beispielsweise anstelle von ca. 0,97 pu bei einem Fahrzeug auf 0,95 pu und bei zwei Fahrzeugen auf sogar 0,93 pu absinkt, womit sich der Spannungsfall mehr als verdoppelt. Ein ähnliches Bild zeichnen die Strombelastungen der Leitungssegmente. Ohne Elektromobilitätslast würde das erste Leitungssegment einen Strom von ca. 60 A tragen. Mit einem Elektroauto steigt dieser Wert auf ca. 76 A und bei zwei Elektroautos auf 92 A, was allein hier eine Zunahme von 50% der Leitungsbelastung entspricht.

Die Ergebnisse zeigen, dass Elektromobilität im Gegensatz zur Übertragungsnetzebene auf Niederspannungsebene erheblichen Einfluss nimmt und dieser genauer analy-

siert werden muss. Es ist nicht sinnvoll, jeden Niederspannungsabgang darauf auszuweisen, dass zwei Fahrzeuge gleichzeitig mit 11 kW laden, da dieser Fall selten eintritt und das Netz überdimensioniert wäre. Elektromobilität führt dazu, dass konventionelle Ansätze der Netzplanung einen überproportional starken Netzausbau aufzeigen, da die Wahrscheinlichkeit des Eintretens eines Auslegungsfalls nicht berücksichtigt wird.

### **3.2.4 Notwendigkeit für probabilistische Netzplanung**

Um eine Aussage über die Häufigkeit und damit bei hinreichend vielen Iterationen über die Wahrscheinlichkeit eines Last- bzw. Einspeisefalls treffen zu können, müssen eine statistisch aussagekräftige Anzahl unterschiedlicher Netzzustände simuliert werden. Auch die EN 50 160 trifft eine Aussage über die Häufigkeit, die mit einzelnen Auslegungsfällen nicht überprüfbar ist.

Anhand des Beispiels Elektromobilität bedeutet dies etwa, dass bei einem gegebenen Szenario für das Jahr 2020 mit einem Durchdringungsgrad von im Mittel 2,5% Elektroautos pro Haushalt für eine Netztopologie verschieden viele Elektroautos auftreten können. Es ist im Vorhinein nicht bekannt wie viele bzw. wo diese angeschlossen werden. Es kann jedoch für jeden Haushalt zufällig bestimmt werden, ob dieser ein Elektroauto besitzt oder nicht. Für ein bestimmtes Szenario, bei der die Anzahl und der Ort der Elektroautos ermittelt wurden, kann eine Netzberechnung durchgeführt werden, die einen eventuellen Netzausbaubedarf feststellt. Durch Generierung mehrerer möglicher Szenarien wird über die Häufigkeit abgebildet, wie wahrscheinlich ein Auftreten von einem oder mehreren Elektroautos an einem Abgang ist. Ein Worst-Case von mehreren Elektroautos an einem Abgang kann und wird zwar auftreten, ist aber relativ unwahrscheinlich und damit selten.

Darüber hinaus können bei einer probabilistischen Betrachtung auf Basis der Simulation von Zeitreihen Anschlussbedingungen und Lademanagements für Elektroautos mit berücksichtigt werden, was bei der statischen Betrachtung eines Auslegungsfalls nicht möglich ist. Dies wird ermöglicht, da verschiedene Last- und Einspeisefälle betrachtet und in ihrer Häufigkeit berücksichtigt werden. Damit ergibt sich ein Bild der Spannungsverletzungs- und Überlastungshäufigkeiten, was die Aussage zulässt, wie häufig ein Lademanagement tätig werden müsste oder wie oft eine Anschlussbedingung die Nutzerflexibilität einschränken würde.

Somit ist in diesem Kapitel keine abschließende Bewertung möglich, wie stark der Einfluss von Elektromobilität auf die Verteilnetze ist. Es wurde jedoch die Erfordernis dargestellt, dieses insbesondere für Niederspannungsnetze auf Basis probabilistischer Lastflussanalyse zu untersuchen.

## 4 Verfahren zur Berücksichtigung von Wahrscheinlichkeiten in der Lastflussanalyse

Eine Lastflussanalyse benötigt neben der Netztopologie für jeden Knoten eine definierte Last, so dass der Lastfluss und die sich damit einstellenden Spannungen an jedem Knoten berechnet werden können. Die Idee der probabilistischen Lastflussanalyse ist zum einen die Last an einem Knoten nicht mit einem festen Wert zu berücksichtigen, sondern mit verschiedenen Lasten zum Beispiel entsprechend einer Häufigkeitsverteilung. Zum anderen kann auch ein zeitlicher Zusammenhang berücksichtigt werden, wie er beispielsweise vorliegt, wenn die Bewohner eines Haushalts zuhause sind. Ist dann zu einem bestimmten Zeitpunkt die Last hoch, da beispielsweise gekocht wird, bedingt dies eine erhöhte Wahrscheinlichkeit für die darauf folgenden Zeitpunkte ebenfalls eine erhöhte Last aufzuweisen. Die probabilistische Lastflussanalyse ermöglicht die Berechnung von Wahrscheinlichkeiten der Verletzung von Netzrestriktionen, wie Spannungsbandverletzungen und Überlastungen von Betriebsmitteln. Auch Überlastungsdauern können durch eine zeitliche Betrachtung abgeschätzt werden.

Erste Ansätze zur probabilistischen Lastflussrechnung finden sich in [Borkowska, 1974] und [Allan, 1974]. Dabei wurden definierte Leistungen an jedem Knoten durch Auftrittshäufigkeiten, wie in Bild 4.1 dargestellt, angenommen. Auch werden Möglichkeiten aufgezeigt zu einer analytischen Berechnungsmethode zu gelangen.

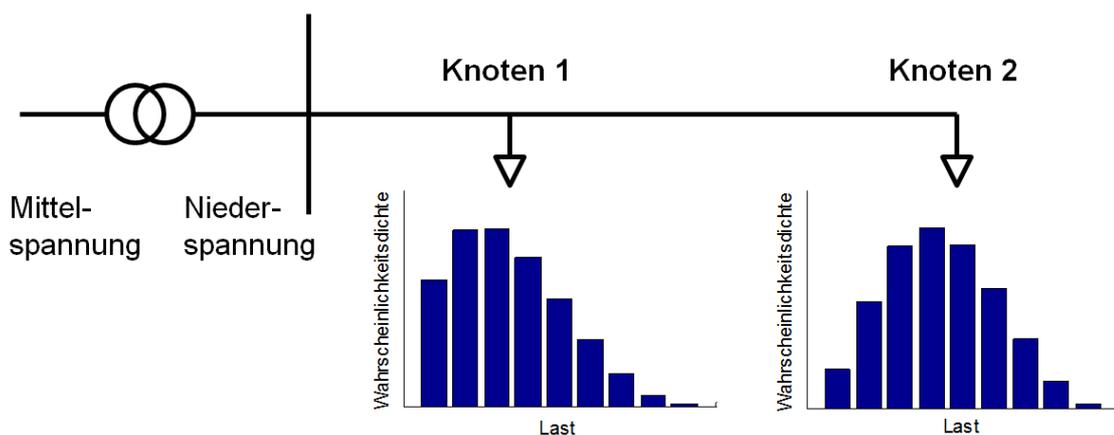


Bild 4.1 Exemplarische probabilistische Lastverteilung an einem Niederspannungsabgang

In Bild 4.1 gibt es für jede Last neun verschiedene diskrete Werte. Kombinatorisch ergeben sich daraus 81 Lastfälle, die bei dieser Netztopologie auftreten können. Die Wahrscheinlichkeit für einen bestimmten Lastfall ergibt sich dabei aus der Kombination der Wahrscheinlichkeiten für die einzelnen Lasten. Dabei wird deutlich, dass bei mehreren Lasten in dem Netz die kombinatorischen Möglichkeiten schnell an die Grenzen des Berechenbaren gelangen und somit andere Verfahren gefunden werden müssen.

Die Lastmodellbildung auf Basis von Messdaten in Form einer Verteilungsfunktion bildet dabei ein separates Feld der Forschung, dem sich bereits früh in [Bary, 1945] und [Hamilton, 1944] gewidmet wurde. Weiterreichende Ansätze, die ohne Lastflussrechnung direkt auf die Verteilung von Spannungsbändern schließen, sind beispielsweise in [Herman, 2008] als Herman-Beta Algorithmus zu finden, die insbesondere für südafrikanische Niederspannungsabgänge und Lastdaten sehr gute Ergebnisse liefern. Dieser Algorithmus modelliert die Lasten über Beta-Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen, mit denen analytisch gerechnet werden kann, um Spannungsfälle auch in Form einer Beta-Funktion zu bestimmen. Aktuelle Forschung beschäftigt sich mit der Verbesserung der Lastmodelle unter Berücksichtigung zeitlich aufeinanderfolgender Zusammenhänge. Die Last an einem Knoten wird dabei nicht nur über eine einzelne Verteilungsfunktion beschrieben, sondern ist auch von den Lastwerten davor abhängig. Diese zeitliche Abhängigkeit kann beispielsweise über Zufallsprozesse realisiert werden, wie in [Wieben, 2008] dargestellt. Die Meta-Studie [Grandjean, 2012] führt verschiedene Ansätze an, um Lasten für die probabilistische Lastflussanalyse zu modellieren, und zeigt dabei den neuerlichen Bedarf, die Modelle zu verbessern. Dabei ist auffällig, dass viele der Veröffentlichungen zu diesem Thema in den 70er bis 90er Jahren publiziert wurden. Eine analytische Betrachtung von Verteilungsfunktionen war zu dieser Zeit hauptsächlich durch die Einsparung von Rechenleistung motiviert. Heutzutage tritt dieses Thema in den Hintergrund. Vielmehr stellt sich heute aufgrund der Verfügbarkeit einer Vielzahl an Smart Meter Messdaten ein möglichst hoher Detaillierungsgrad der Lastmodelle in den Vordergrund, um die Netze besser planen zu können.

Grundsätzlich können Verfahren der probabilistischen Lastflussrechnung in zwei Gruppen eingeordnet werden: Monte-Carlo-Verfahren und analytische Verfahren.

## 4.1 Monte-Carlo-Verfahren

Beim Monte-Carlo-Verfahren werden wiederholt deterministische Lastflussrechnungen mit variierender Knotenleistung entsprechend gewählter Verteilungsfunktion berechnet. Dabei wird in jedem Durchgang die Knotenleistung zufällig bestimmt. Das Monte-Carlo-Verfahren findet Anwendung, da die kombinatorischen Möglichkeiten verschiedener Knotenleistungen exponentiell wachsen und bei größeren Netzen im Gegensatz zum Beispiel aus Bild 4.1 nicht mehr vollständig berechenbar sind.

Wie oben beschrieben, gibt es im Fall des Netzes aus Bild 4.1 für beide Knoten eine Häufigkeitsverteilung der abgenommenen Leistung, die über neun Intervalle jeweils mit ihrer Wahrscheinlichkeit angegeben sind. Zur Berechnung jedweder möglichen Kombination an Knotenleistungen müssten  $9^2 = 81$  Lastflussrechnungen durchgeführt werden. Im Gegensatz zu einem alles betrachtenden Brute-Force Ansatz, bei dem jede mögliche Kombination berechnet wird, werden beim Monte-Carlo-Verfahren jeweils zufällig Leistungen gemäß der Häufigkeitsverteilung gewählt und berechnet, so dass sich mit weniger Berechnungen ähnliche Häufigkeiten für die Spannung ergeben. Dadurch kommen wahrscheinlichere Lastkombinationen häufiger vor und äußern sich

entsprechend auch stärker in den Ergebnissen, so dass das Monte-Carlo-Verfahren gegen die tatsächlichen Spannungsverteilungen konvergiert, dabei jedoch weniger Lastflussrechnungen benötigt. Nach jeder Iteration kann beispielsweise die Güte der Schätzung der Spannungsbandverteilung berechnet und mit einem Abbruchkriterium verglichen werden. Wenn die Konvergenz ein gefordertes Maß erreicht hat, kann die Iteration abgebrochen werden. Auf diese Weise müssen nicht alle möglichen Kombinationen berechnet werden, um trotzdem zu einem beliebig ähnlichen Ergebnis zu kommen.

Um einen zeitlichen Zusammenhang zwischen Lasten unterschiedlicher Uhrzeit zu erhalten, können beim Monte-Carlo-Verfahren zum einen multivariate Verteilungsfunktionen genutzt werden, bei dem die zeitlich folgende Verteilungsfunktion von den zuvor bestimmten tatsächlichen Lastwerten (nicht Verteilungsfunktion) abhängen. Zum anderen können jedoch auch beispielsweise real gemessene Haushaltslasten verwendet werden, bei denen der zeitliche Zusammenhang durch den Erhalt der Struktur der Messdaten gegeben ist. Wie groß der Einfluss des zeitlichen Zusammenhangs bei den Messdaten ist, wird in Abschnitt 5.2 anhand gegebener Haushaltsmessdaten untersucht.

Obwohl gegenüber der Betrachtung aller kombinatorischen Möglichkeiten das Monte-Carlo-Verfahren weniger Iterationen benötigt, ist dieses noch immer sehr rechenintensiv. Dabei skaliert der Aufwand ebenfalls exponentiell mit der Anzahl der Knoten und hängt auch von der Varianz der betrachteten Last- und Einspeisefälle ab. Je größer die Varianz, desto mehr Iterationen werden benötigt, um Spannungsband- und Auslastungsverteilungen mit einer geforderten Güte abschätzen zu können.

## 4.2 Analytische Verfahren

Im Gegensatz zum Monte-Carlo-Verfahren haben analytische Verfahren den Vorteil, dass sie Spannungsband- und Auslastungsverteilungen direkt aus der angenommenen Lastverteilung berechnen, wodurch sich ein erheblicher Zeitgewinn bei der Berechnung ergibt. Unter der Annahme von normalverteilten Lasten ist es beispielsweise vergleichbar einfach, übliche Lastflussverfahren (Stromiteration, Newton-Raphson) mit probabilistisch verteilten Lasten (gegeben über den Mittelwert  $\mu$  und die Standardabweichung  $\sigma$ ) anzuwenden, da sich normalverteilte Größen analytisch ohne weiteres addieren und mit Skalaren (z.B. Leitungsimpedanzen) multiplizieren lassen. Auf diese Weise ergibt sich auch für die Auslastung und Spannung an jedem Knoten eine Normalverteilung. Die in Südafrika entwickelte Herman-Beta Methode [Herman, 2008] beschreibt auf ähnliche Art einen Algorithmus zur direkten analytischen Berechnung der Spannungsverteilung auf Basis Beta-verteilter Lasten.

Eine weitere Möglichkeit unter Verwendung beliebiger Verteilungsfunktion für die Last ist die Addition zweier zufällig verteilter Größen über ein Faltungsintegral. In Bild 4.1 ist es beispielsweise nötig, die aus den Lasten resultierenden Ströme zu addieren, um den

Spannungsfall an Knoten 1 über eine Multiplikation mit der Impedanz berechnen zu können. Das Faltungsintegral

$$(f_1 * f_2)(x) = \int f_1(\tau) f_2(x - \tau) d\tau$$

gibt in Form einer neuen Verteilungsfunktion für jede Stelle  $x$ , die sich aus Addition von  $\tau$  und  $x - \tau$  für beliebige  $\tau$  ergibt, die verknüpfte Wahrscheinlichkeit an, die sich über eine Multiplikation der Verteilungsfunktionen  $f_1$  und  $f_2$  an den entsprechenden Stellen berechnet. Für den wie in Bild 4.1 gezeigten diskreten Fall kann auch die diskrete Faltung in der Form

$$(f_1 * f_2)(n) = \sum f_1(k) f_2(n - k)$$

genutzt werden.

Um den zeitlichen Zusammenhang von Lasten zu wahren, können wie beim Monte-Carlo-Verfahren entweder multivariate Verteilungsfunktionen oder Lastmodelle in Form von Zufallsprozessen genutzt werden [Wieben, 2008].

### 4.3 Probabilistische Netzplanung und Unterschiede zur konventionellen Planung

In der konventionellen Netzplanung wird in der Regel mit statischen Lastfällen gearbeitet, die als Auslegungsfall dienen. Hierzu wird ein Starklastfall ohne Einspeisung und ein Schwachlastfall mit Einspeisung genutzt. Dies kann unter Umständen dazu führen, dass eventuell für einzelne Betriebsmittel kritischere Fälle auftreten als im Auslegungsfall berücksichtigt werden, oder dass der Auslegungsfall zwar den kritischsten Fall für ein Betriebsmittel darstellt, dieser aber in Realität nur extrem selten oder gar nicht auftritt.

#### 4.3.1 Überdimensionierung durch konventionellen Ansatz

Ein deutliches Beispiel für Überdimensionierung ist beispielsweise die in Abschnitt 3.2.1 beschriebene VDE Richtlinie AR-N 4105 für den Anschluss von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz. Die Richtlinie sieht einen maximalen Spannungshub von 3% bezogen auf die Nennspannung an jedem Knoten durch EEG Anlagen vor. Um diesen Spannungshub zu prüfen, wird der Fall 0% Last und 100% Einspeisung herangezogen. Dieser Fall ist der denkbar ungünstigste Fall für das Netz, tritt in real gemessenen Netzsituationen jedoch nie auf, da immer von einer Residuallast ausgegangen werden kann und auch die Einspeiser nicht mit einer Gleichzeitigkeit von 1 ihre maximale Leistungseinspeisung haben. Die probabilistische Lastflusssimulation ermöglicht der Netzplanung tatsächliche Zeitreihen zu simulieren und damit kritische Fälle mit ihrer Auftrittshäufigkeit bzw. -wahrscheinlichkeit zu berücksichtigen.

Ein weiterer Fall der Überdimensionierung tritt dadurch auf, dass Netzbetriebsstrategien, wie beispielsweise das Abregeln von EEG-Einspeisern, in der Netzplanung bisher

keine Berücksichtigung finden. Bei der konventionellen Netzplanung können alle normalen Lastzustände durch ausreichend Leitungskapazität bewältigt werden. Im Störfall kann der Netzbetreiber eingreifen, und einzelne Einspeiser oder notfalls auch Verbraucher abschalten. Im Zuge der erheblichen Zunahme an erneuerbaren Energien bedeutet dies jedoch einen erheblichen Aufbau von Leistungskapazitäten, die nur wenige Stunden im Jahr benötigt werden. An dieser Stelle kann es sinnvoll sein, Netzbetriebsstrategien zu berücksichtigen, da dies erhebliche Kosten im Netzausbau einsparen kann, selbst wenn der Eingriff durch den Netzbetrieb zusätzliche Kosten verursacht. Für eine Umsetzung ist jedoch zum einen in den Netzplanungsgrundsätzen vorzusehen, dass die Berücksichtigung von Netzbetriebsstrategien ein valider Ansatz ist. Zum anderen ist für eine solche Betrachtung eine probabilistische Lastflussrechnung notwendig, die Rückschlüsse auf die Häufigkeit zulässt, in der die Netzbetriebsstrategien eingesetzt werden müssten. Dies ermöglicht eine Optimierung zwischen Netzausbau und Eingriffen durch den Netzbetrieb.

### 4.3.2 Unterdimensionierung durch konventionellen Ansatz

Eine weitere Möglichkeit, die bei der konventionellen Netzplanung auftreten kann, ist die Unterdimensionierung. Diese kann unter anderem auf Niederspannungsebene auftreten, da Haushalte häufig mit Spitzenlastanteilen und Gleichzeitigkeitsfaktoren berücksichtigt werden [denaVNS, 2012]. Beispielsweise wird an einem Niederspannungsabgang, wie in Bild 3.6 dargestellt, mit jeweils 15 Haushalten an 3 Knoten jeder Haushalt mit einer Last von zum Beispiel 2 kW berücksichtigt. Dies bildet in Summe in etwa die resultierende Last am Transformator bzw. am Anfang des Abgangs nach, die in diesem Beispiel bei 45 Haushalten 90 kW betragen würde. Jedoch kann es sein, dass die 15 Haushalte am Ende des Abgangs zeitweise deutlich höhere Leistungen beziehen als 30 kW. Dies stellt somit für die Spannung am letzten Knoten sowie für die Leitungsauslastung am Ende des Abgangs gegenüber dem Auslegungsfall eine erhöhte Belastung dar, die in der konventionellen Netzplanung nicht oder nur indirekt über Sicherheitsreserven berücksichtigt wird.

Auf Mittelspannungsebene werden die Schleppzeigerlasten (Jahresmaximallasten) der Ortsnetzstationen in ähnlicher Weise mit einem Gleichzeitigkeitsfaktor zwischen 0,2 und 0,5 skaliert, so dass sich am HS/MS Transformator genau die Jahreshöchstlast einstellt [denaVNS, 2012]. Auch hier wird das Mittelspannungsnetz lokal jedoch stärker belastet, wenn die einzelnen Ortsnetzstationen ihre maximale Leistung erreichen.

Auf Hochspannungsebene hingegen wird ein etwas genauerer Ansatz genutzt, der jedoch ebenfalls das Potential birgt kritische Fälle zu vernachlässigen. Dabei wird festgestellt zu welchem Zeitpunkt im Jahr die Jahreshöchstlast am Höchst- auf Hochspannungstransformator anliegt. Der Last- und Einspeisefall von allen Transformatoren zu diesem Zeitpunkt wird als Auslegungsfall genutzt und entsprechend einer Zielnetzplanung anhand von Zukunftsszenarien hochskaliert. Jedoch kann es insbesondere durch EEG-Einspeiser passieren, dass ein Lastmaximum durch eine hohe Einspeisung an einem Umspannwerk kompensiert und damit am Höchst- auf Hochspannungstransfor-

mator unsichtbar wird. Ein anderes Umspannwerk könnte zu diesem Zeitpunkt jedoch sein Lastmaximum haben und das Netz zu dieser Zeit stärker belasten als im Auslegungsfall.

Diese Beispiele machen deutlich, dass die Verwendung von einzelnen Auslegungsfällen zwar pragmatisch ist und auch gute Ergebnisse in der Netzplanung liefert, aber teilweise kritischere Fälle vernachlässigt werden und nur durch eine Sicherheitsreserve, Expertenwissen der Netzplaner oder den Netzbetrieb bewältigt werden können. Auch wird deutlich, dass teilweise der Auslegungsfall für einige Betriebsmittel auch so extrem angenommen wird, dass er in Realität nur vernachlässigbar oft auftritt. Eine probabilistische Netzplanung ermöglicht die Berücksichtigung verschiedener Last- und Einspeisefälle mit ihrer Auftrittswahrscheinlichkeit. Darüber hinaus können Netzbetriebsstrategien in die Netzplanung einbezogen und anhand der geschätzten Häufigkeit ihres Einsatzes in Bezug auf die verursachten und gesparten Kosten bewertet werden.

## 5 Entwicklung von Last- und Erzeugermodellen

### 5.1 Anforderungen und Vereinfachungen

Zur Untersuchung von Spannungsbändern und Betriebsmittelauslastungen ist keine sehr hohe zeitliche Auflösung, beispielsweise im Sekundenbereich, notwendig. Für das Spannungsband schreibt die EN 50 160 Richtwerte für die 10-Minuten-Mittelwerte fest. Die maximale Auslastung der Betriebsmittel ist durch ihre thermische Festigkeit begrenzt. Daher muss auch die thermische Grenzleistung über einen Zeitraum mehrerer Minuten anliegen, bis sich das Betriebsmittel kritisch erwärmt. Die hier entwickelten Lastmodelle zielen daher auf eine 10-15 minütige zeitliche Auflösung ab.

Für die Lastmodellierung von Haushalten und weiteren Verbrauchern gibt es verschiedene Ansätze. Am weitesten verbreitet ist die Modellierung als konstante Leistungssenkung. Dabei wird jedoch eine Spannungsabhängigkeit der Last häufig vernachlässigt. Eine Glühbirne hat jedoch zum Beispiel eine stark spannungsabhängige Leistungsaufnahme. Sie hat annähernd eine konstante Impedanz. Geht die Spannung jedoch zurück, verringert sich auch der Strom durch den Glühdraht, der in Folge dessen abkühlt. Diese Abkühlung führt zu einer geringfügigen Abnahme der Impedanz, die damit wiederum dem zurückgehenden Strom entgegenwirkt.

Allgemein kann die Wirkleistungsaufnahme  $P$  der Verbraucher als Funktion der Spannung  $U$  folgendermaßen beschrieben werden:

$$P(U) = P_0 \cdot \left(\frac{U}{U_n}\right)^{kpu}.$$

Dabei ist  $P_0$  die Wirkleistungsaufnahme bei Nennspannung  $U_n$ . Der Exponent  $kpu$  beschreibt dabei den Grad der Spannungsabhängigkeit. Ist  $kpu = 0$  hat die Leistung keine Spannungsabhängigkeit, wie zum Beispiel bei einem leistungsgeregeltem Netzteil. Bei  $kpu = 1$ , gibt es eine einfache Spannungsabhängigkeit, die einem Lastmodell mit konstantem Strom entspricht. Ein Wert von  $kpu = 2$  entspricht einer Leistungssenkung mit konstanter Impedanz. Faktoren größer als 2 wären denkbar bei geregelten Lasten, die für eine Entlastung des Netzes vorgesehen sind und ihre Leistungsaufnahme bei fallender Spannung überproportional stark reduzieren. Faktoren kleiner als 0 würden einer Last entsprechen, deren Leistungsaufnahme sich bei abnehmender Spannung durch überproportional gesteigerte Stromaufnahme erhöht, was in der Praxis nicht vorkommt. Um auf das Beispiel der Glühbirne zurückzukommen, würde hier der Faktor entsprechend bei etwas kleiner als 2 liegen, da die Impedanz fast als konstant angenommen werden kann.

Der Blindleistungsbedarf von Haushalten und seine Spannungsabhängigkeit kann im Prinzip ähnlich zur Wirkleistung modelliert werden. In der Regel liegt der Leistungsfak-

tor von Haushalten im Bereich 0,9 induktiv bis 0,9 kapazitiv. Sollte der Leistungsfaktor von Kunden außerhalb dieses Bereichs liegen, kann der Verteilnetzbetreiber nach §16 Absatz 2 NAV vom Kunden verlangen seine Blindleistung zu kompensieren, was jedoch hauptsächlich für Industriebetriebe mit großen induktiven Maschinen notwendig wird.

Für diese Arbeit standen lediglich Daten in Form gemessener Wirkleistungen an den Anschlusspunkten zur Verfügung, auf die im Folgenden noch im Detail eingegangen wird. Dies hat zur Folge, dass eine Spannungsabhängigkeit der Last hier vernachlässigt werden muss. Darüber hinaus kann aus den Daten kein Zusammenhang zum Blindleistungsbezug der Haushalte abgeleitet werden, weshalb in dieser Arbeit der Blindleistungsbezug über einen konstanten Leistungsfaktor von  $\cos \varphi = 0,95$  induktiv angenommen wird. Dabei ist zu beachten, dass diese Vereinfachungen tendenziell zu einer zu stark abgeschätzten Netzbelastung führen, da der Selbstregeleffekt durch die Spannungsabhängigkeit der Lasten vernachlässigt wird.

Wie groß der Fehler durch die Vernachlässigung der Spannungsabhängigkeit ist, soll im Folgenden kurz abgeschätzt werden. Die Messdaten stellen Leistungswerte in Watt dar, bei denen die zum Messzeitpunkt anliegende Spannung unbekannt ist. Daher können die Leistungswerte sowohl bei hohen als auch niedrigen Spannungen gemessen worden sein, ohne dass dies bekannt ist. Werden diese Lasten jedoch nun zufällig im Netz verteilt kann es passieren, dass eine in der Nähe der Ortsnetzstation bei Nennspannung gemessene Last in der Simulation am Ende eines Abgangs platziert wird. Hier finden sich in der Regel jedoch deutlich kleinere Spannungen, so dass die hier real auftretenden spannungsabhängigen Lasten geringer als die durchschnittlich gemessenen Lasten sind. Dies führt aufgrund der zufällig platzierten zu hohen Last auch zu einem erhöhten Spannungsfall in der Simulation. Im Einspeisefall wäre dies genau andersherum. In der Mitte des Abgangs trifft das Lastmodell am besten zu, da sich zu hohe und zu niedrige Lasten ausgleichen. Für die Niederspannungslasten wird als Worst-Case Abschätzung unterstellt, dass sie sich wie konstante Impedanzen verhalten ( $k_{pu} = 2$ ). Die Spannung in einem Niederspannungsabgang kann im Extremfall um bis zu ca. 6% zwischen Anfang und Ende variieren. Der übrige Spannungshub bzw. -fall ist für das Mittelspannungsnetz reserviert (siehe Abschnitt 3.2.1). Daher wird angenommen, dass die gemessenen Leistungen bei Spannungen mit bis zu 6% Abweichung, zum Beispiel zwischen 1,0 pu am Anfang des Abgangs und 0,94 pu am Ende des Abgangs, gemessen wurden. Am Ende eines Abgangs werden somit Lasten platziert, die im Mittel bei 0,97 pu gemessen wurden, obwohl hier die Spannung im Worst-Case 0,94 pu beträgt. Dies führt dazu, dass im schlimmsten Fall am Ende des Abgangs die Lasten um  $0,97^2 - 0,94^2 = 5,73\%$  zu hoch angesetzt werden, als wenn die Spannungsabhängigkeit berücksichtigt werden würde. Da der Spannungsfall bzw. -hub maßgeblich durch die Last am Ende des Abgangs bestimmt wird, ist auch der durch die Lastflussrechnung berechnete Spannungsfall im schlimmsten Fall um 5,73% zu hoch. Bei einem maximalen Spannungsfall von 0,06 pu betragen 5,73% jedoch lediglich 0,0034 pu, so dass der Spannungsfall mit einem derartigen Lastmodell geringfügig zu konservativ abgeschätzt wird. Der gemachte Fehler scheint für eine Überprüfung von Netzrestriktio-

nen und der EN 50 160 als zumutbar. Dieser systematische Fehler wird bei Betrachtung der Ergebnisse dieser Arbeit bewusst akzeptiert und der Sicherheitsreserve bei der Auslegung zugeordnet. Für die Ergebnisse dieser Arbeit bedeutet dies, dass die berechneten Spannungen im schlimmsten Fall um 0,0034 pu bei Spannungshub zu hoch und bei Spannungsfall zu niedrig abgeschätzt werden. Das heißt, die Spannungen werden stets kritischer abgeschätzt, als sie in Realität eigentlich auftreten würden, da die vernachlässigten spannungsabhängigen Lasten netzstabilisierend wirken.

Im Folgenden werden nun Haushalte, Elektromobilitätslasten und Photovoltaikeinspeisung modelliert, um sie anschließend in einer probabilistischen Monte-Carlo Lastflusssimulation verwenden zu können. Dabei werden diese als symmetrisch angenommen und nur ihre Summenwirkleistung über alle drei Phasen betrachtet.

## 5.2 Modellierung von Haushaltslasten

Ziel dieses Abschnittes ist es aufzuzeigen, wie Haushalte in der Lastflussrechnung berücksichtigt werden können. Je niedriger dabei die betrachtete Spannungsebene, desto detaillierter muss das Lastmodell werden, da sich vom Mittelwert abweichendes Verhalten einzelner Haushalte nicht mehr ausgleicht. Dies ist insbesondere auf Niederspannungsebene wichtig, wenn Spannung und Strombelastung einzelner Straßenzüge mit nur 30 bis 40 Haushalten abgeschätzt werden sollen. Als Datengrundlage dienen dabei Smart Meter Messdaten von 912 Haushalten aus dem Jahr 2010, die von der Netze BW GmbH (ehemals EnBW Regional AG) in der Modellregion MeRegio im Rahmen des vom BMWi und BMU geförderten E-Energy Programms aufgenommen wurden [E-Energy, 2010]. Dabei handelt es sich um 15 Minuten Wirkleistungsmittelwerte summiert über alle drei Phasen, die in den Regionen Göppingen und Freiamt, eher ländlichen Gebieten, aufgenommen wurden. Da keine Information über bezogene Blindleistung vorliegt, wird in diesem Abschnitt nur der Wirkleistungsbezug der Haushalte modelliert.

### 5.2.1 Durchschnittlicher Lastgang

Eine einfache Möglichkeit der Lastmodellierung ist die Verwendung von Standardlastprofilen [BGW, 2007]. Diese werden von Energielieferanten genutzt, um den viertelstündlichen Bedarf ihrer Kunden abzuschätzen, deren Energieverbrauch in der Regel nur auf jährlicher Basis gemessen wird. Auf diese Weise können Energielieferanten die benötigte Energie ihrer Kunden viertelstundengenau an der Strombörse einkaufen. Wird eine Vielzahl an Haushalten betrachtet sind die Standardlastprofile eine gültige Näherung, wie im Folgenden auch anhand der MeRegio Messdaten gezeigt wird. Für die Betrachtung auf Niederspannungsebene ist jedoch eine genauere Betrachtung notwendig.

Standardlastprofile werden in 3 Jahreszeiten (Sommer 15.05.-14.09., Winter 1.11.-20.03., Übergangszeit 21.03.-14.05. sowie 15.09.-31.10.) mit jeweils 3 Typtagen (Werktag, Samstag, Sonntag) unterteilt, da die Verbraucher sich hier signifikant anders ver-

halten. Feiertage werden dem Typtag Sonntag zugeordnet. Sie sind auf einen Jahresverbrauch von 1 000 kWh pro Jahr normiert und werden zusätzlich mit einem Dynamisierungsfaktor skaliert, der Veränderungen innerhalb einer Jahreszeit abbildet. Der Dynamisierungsfaktor wird individuell für jeden Tag des Jahres aus einem Polynom 4. Grades gewonnen und bewegt sich in der Nähe von 1.

Im Folgenden werden die MeRegio Messdaten mit den Standardlastprofilen verglichen. Dabei ergeben sich vor allem zwei Herausforderungen. Zum einen sind die Messdaten lückenhaft, insbesondere da die Smart Meter stückweise nacheinander installiert wurden und daher teilweise die ersten Monate der Messdaten fehlen. Zum anderen müssen sie auf ihren jährlichen Energieverbrauch normiert werden, um sie mit den Standardlastprofilen vergleichen zu können, was ohne vollständige Datensätze einer Abschätzung bedarf. Tabelle 5-1 zeigt die Vollständigkeit der 912 Smart Meter Messpunkte.

Tabelle 5-1 Anzahl der angeschlossenen Smart Meter über das Jahr 2010 in MeRegio

|                     | Jan./Feb. | März/April | Mai/Juni | Juli/Aug. | Sep./Okt. | Nov./Dez. |
|---------------------|-----------|------------|----------|-----------|-----------|-----------|
| <b>Anzahl Meter</b> | 332       | 356        | 506      | 731       | 854       | 912       |

Die geringe Vollständigkeit führt dazu, dass der Energieverbrauch einzelner Haushalte für die Normierung schwer abschätzbar wird. Darüber hinaus gibt es insbesondere in den Wintermonaten von November bis März eine große Diskrepanz der Anzahl angeschlossener Zähler. Dies kann bei der Bildung eines einfachen Durchschnitts zu einer Übergewichtung der Monate November/Dezember, oder allgemein der Monate mit mehr verfügbaren Messdaten, führen. Daher müssen bei großer Ungleichheit der Verfügbarkeit die Zeiträume gleich gewichtet werden. Dies ist beispielsweise über die Mittelwertbildung für einzelne Viertelstunden eines Tages umsetzbar, die anschließend gleichgewichtet gemittelt werden, um einen durchschnittlichen Typtag einer Saison zu ermitteln. Details dieser Vorgehensweise am Beispiel der MeRegio Daten finden sich in [Baranek, 2013a].

Für die Berechnung des Mittelwerts kann also unterschieden werden zwischen:

- **Wertgewichtet:** es werden alle auftretenden Typtage einer Saison gleich betrachtet und es wird der einfache Mittelwert gebildet. Dies kann zur Übergewichtung einzelner Tage führen, bei denen mehr Messwerte vorliegen.
- **Zeitgewichtet:** für jeden Zeitpunkt wird viertelstundengenau der Mittelwert aus allen gleichzeitig gemessenen Daten gebildet. Anschließend werden die Typtage einer Saison zusammengefasst und ein zeitgewichtetes Mittel gebildet.

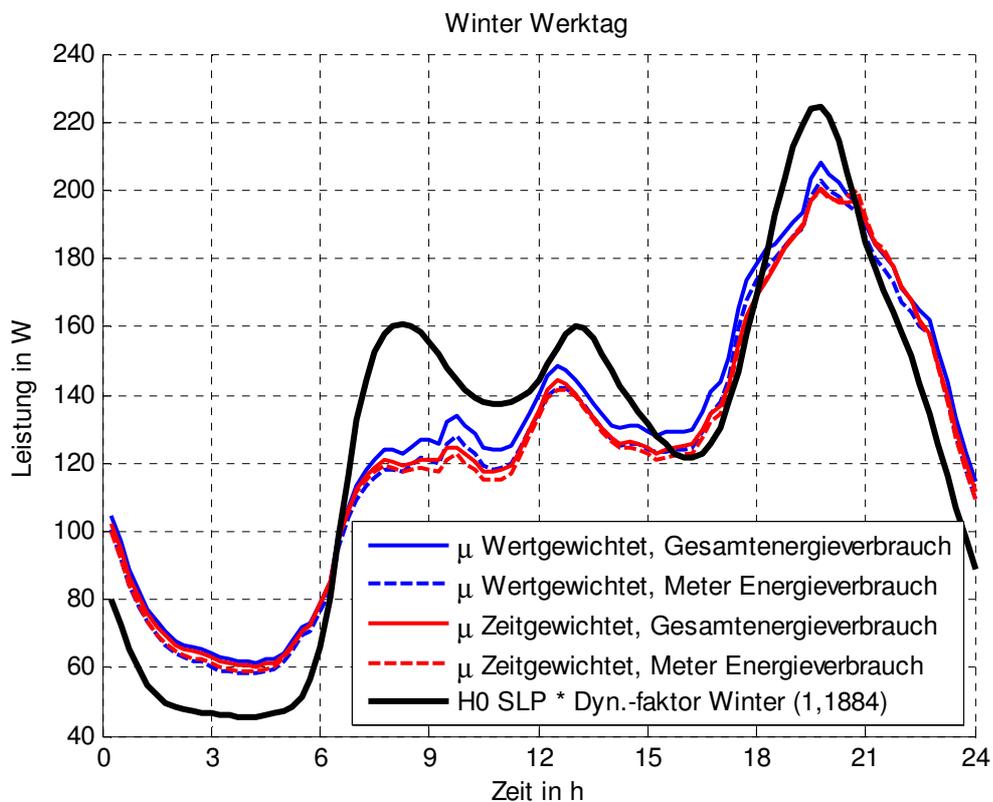
Für die Abschätzung des Energieverbrauchs eines Haushalts für die Normierung auf einen Jahresenergieverbrauch von 1 000 kWh gibt es zwei Herangehensweisen:

- **Durchschnittlicher Jahresverbrauch:** anhand aller Messdaten werden die 9 Typtage ohne Skalierung gebildet. Der durchschnittliche Jahresenergiever-

brauch aller Haushalte kann ermittelt werden, indem jedem Tag eines Jahres ein Typtag zugewiesen wird und die Verbräuche aller Typtage addiert werden.

- **Individueller Jahresenergieverbrauch:** für jeden vorhandenen Messwert eines Haushalts wird der Verbrauch des korrespondierenden Standardlastprofils für den gleichen Zeitraum berechnet. Der Anteil des Verbrauchs des Standardlastprofils über den Messzeitraum bezogen auf den Jahresenergieverbrauch von 1 000 kWh entspricht dem Extrapolationsfaktor des Verbrauchs des gemessenen Haushalts.

Bild 5.1 und Bild 5.2 zeigen die verschiedenen Verfahren angewandt auf die MeRegio Messdaten für einen Winterwerktag und einen Sommerwerktag.



*Bild 5.1 Vergleich zwischen wertgewichteter sowie zeitgewichteter Mittelwertbildung als auch Skalierung mit dem durchschnittlichen Gesamtenergieverbrauch bzw. dem individuellen Meter Verbrauch mit dem Standardlastprofil für einen Werktag im Winter*

Um abschätzen zu können, wie sicher die dargestellten Werte auch den tatsächlichen Mittelwerten entsprechen, lässt sich der Standardfehler betrachten. Dieser gibt an, wie groß die Standardabweichung des Mittelwerts einer Stichprobe ist und wird entsprechend kleiner, je größer die Stichprobe ist. Er berechnet sich wie folgt:

$$\sigma_m = \frac{\sigma}{\sqrt{m}}$$

Der Standardfehler  $\sigma_m$  bewegt sich für Werktage aller Jahreszeiten in einer Größenordnung  $<1$  W. Dies bedeutet, dass ca. 95% der möglichen weiteren Stichproben mit gleichem Umfang einen Mittelwert im Konfidenzintervall von  $\pm 2\sigma_m = \pm 2$  W um den hier

gezeigten Mittelwert haben. Demnach bewegt sich auch der eigentliche Mittelwert, der über die hier gezeigte Stichprobe nur angenähert werden kann, in diesem Intervall. Über den Standardfehler  $\sigma_m$  kann auch berechnet werden, ob die verschiedenen Verfahren statistisch signifikant unterschiedliche Ergebnisse liefern. Befinden sich beispielsweise die Kurve mit dem Gesamtenergieverbrauch und dem individuellen Meter Energieverbrauch mehr als  $2\sigma_m = 2 W$  auseinander, kann die Nullhypothese (sie unterscheiden sich nicht signifikant voneinander) mit einer Sicherheit von ca. 95% verworfen werden. Bei Abständen, die teilweise größer als 5 W sind, handelt es sich um hoch signifikante Unterschiede. Details sowie der zeitliche Verlauf des Standardfehlers und der Mittelwerte der anderen Typtage sind in Anhang C zu finden.

In Bild 5.1 zeigt sich für den Werktag im Winter eine Abweichung zwischen allen vier Kombinationsmöglichkeiten, wobei hier in der Spitze alle Abweichungen mehr als  $\pm 2\sigma_m = \pm 2 W$  betragen und sie damit statistisch signifikant sind. Der Unterschied zwischen zeitgewichteter und wertgewichteter Mittelwertbildung ist jedoch am größten. Dies liegt insbesondere darin begründet, dass der Winter die Monate von November bis März beinhaltet und bei den MeRegio Daten deutlich mehr Messdaten von November bis Dezember vorliegen. Dies würde bei einer wertgewichteten Betrachtung zu einer Übergewichtung der Monate November bis Dezember führen und die Ergebnisse verfälschen. Bild 5.2 zeigt die gleichen vier Kombinationsmöglichkeiten im Vergleich zum Standardlastprofil für einen Werktag im Sommer.

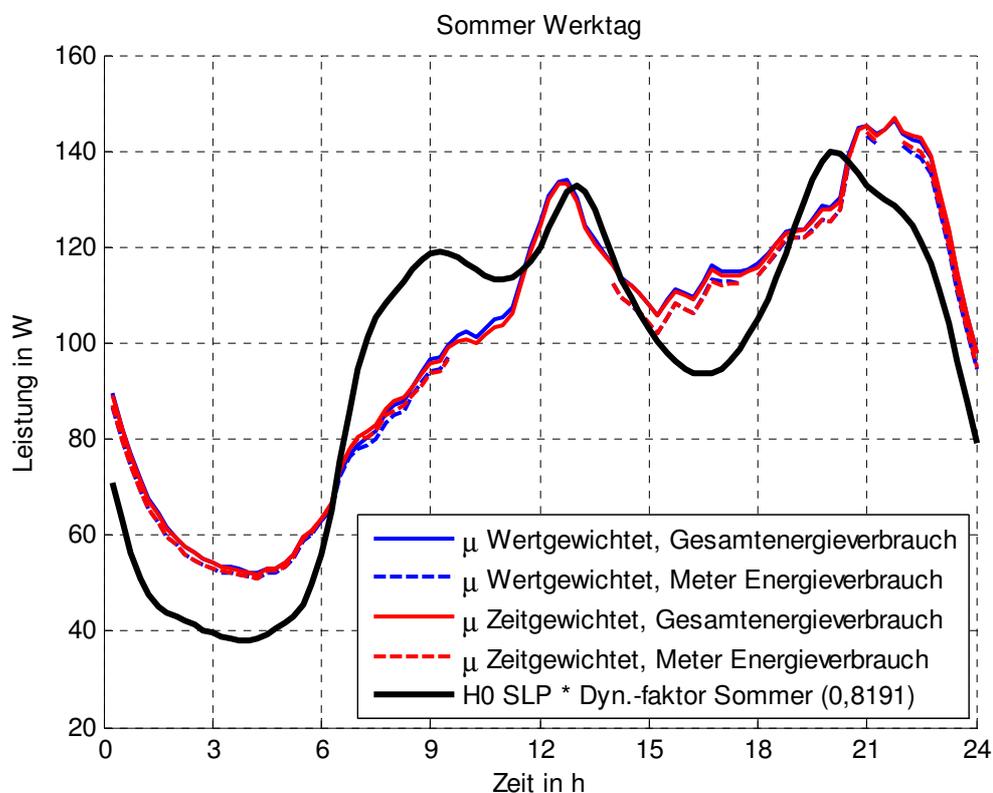


Bild 5.2 Vergleich zwischen wertgewichteter sowie zeitgewichteter Mittelwertbildung als auch Skalierung mit dem durchschnittlichen Gesamtenergieverbrauch bzw. dem individuellen Meter Verbrauch mit dem Standardlastprofil für einen Werktag im Sommer

Hier wird deutlich, dass der Unterschied zwischen wert- und zeitgewichteter Mittelbildung sehr gering ausfällt. Die durchgezogenen und gestrichelten Linien liegen aufeinander und bewegen sich innerhalb des Konfidenzintervalls. Der Unterschied zwischen der Normierung mit dem durchschnittlichen bzw. individuellen Meter Verbrauchs ist jedoch nach wie vor signifikant.

**Die Mittelwertbildung muss nur dann zeitgewichtet anstelle einer Wertgewichtung erfolgen, wenn die Vollständigkeit des betrachteten Zeitraums erhebliche (>50%) Abweichungen aufweist. Eine Normierung über den individuellen Energieverbrauch jedes Haushaltes ist generell ratsam.**

Im Vergleich zum Standardlastprofil sind in allen Jahreszeiten (vgl. Anhang C) folgende Abweichungen festzustellen:

- Der Standby-Verbrauch in den Nachtstunden von 23 bis 6 Uhr ist in MeRegio generell deutlich höher (um ca. 15 W / 1 000 kWh/a) als bei den Standardlastprofilen.
- Die morgendliche Lastspitze zwischen 8 und 9 Uhr ist in MeRegio deutlich weniger ausgeprägt als in den Standardlastprofilen.
- Die abendliche Lastspitze hat sich bei den MeRegio Daten teilweise um bis zu einer Stunde nach hinten verschoben.

**Dies lässt den Schluss zu, dass die Lastprognose durch Smart Meter Daten regionsspezifisch gegenüber der Verwendung von Standardlastprofilen verbessert werden kann. Dadurch kann der Energieeinkauf optimiert werden, wodurch Energielieferanten Kostenvorteile entstehen.**

Diese durchschnittlichen Lastprofile für die verschiedenen Typtage können bereits für ein Lastmodell für Haushalte verwendet werden. Jedoch wird für die Betrachtung von Niederspannungsnetzen und insbesondere einzelnen Abgängen ein detaillierteres Lastmodell benötigt. Bild 5.3 zeigt exemplarisch Bezug nehmend auf das Beispiel aus Abschnitt 3.2.3, wie stark Aggregationen von wenigen Haushalten vom durchschnittlichen Lastprofil für einen Winter Werktag abweichen können.

Die drei einzelnen Summen von jeweils 15 Haushaltslastprofilen variieren vergleichsweise stark vom durchschnittlichen Lastprofil. In den Nachtstunden ist zu erkennen, dass die Varianz deutlich kleiner ist. Diese Summen entsprechen typischen Knotenlasten in Niederspannungsnetzen, wie das Beispiel aus Abschnitt 3.2.3 gezeigt hat. Die Aggregation der drei Knoten und damit die Last am gesamten Abgang ist in schwarz dargestellt und entspricht dem Durchschnitt von 45 Haushaltslastprofilen. Selbst dieser weicht noch signifikant vom durchschnittlichen Profil aller Messdaten, welches in rot dargestellt ist, ab. Beispielsweise findet sich in den Abendstunden eine Erhöhung von 25% (von 200 W auf 250 W) der Last pro Haushalt.

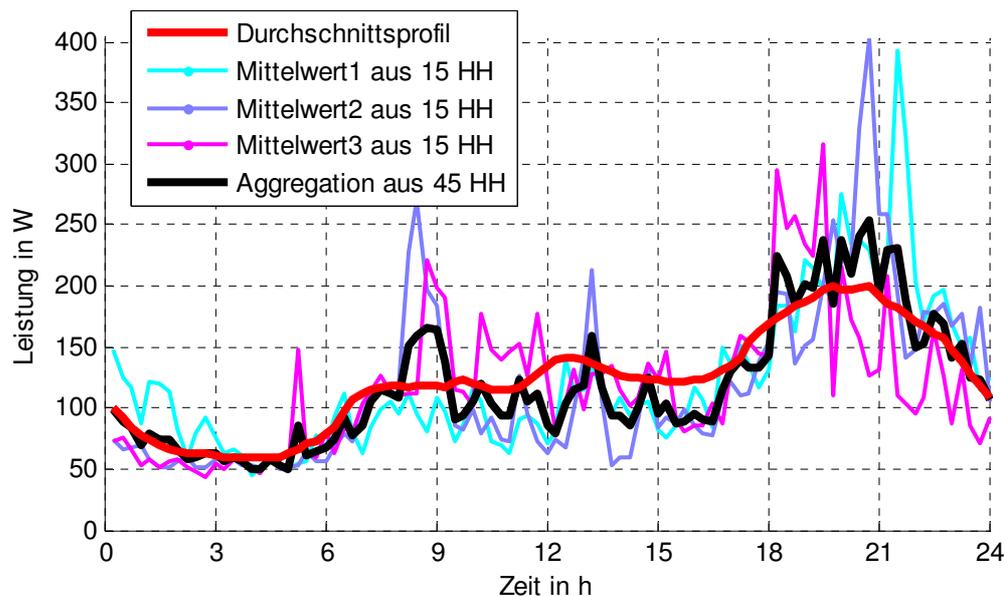


Bild 5.3 Auf einen Jahresenergieverbrauch von 1 000 kWh normierte und in unterschiedlicher Form aggregierte Haushaltslastprofile im Vergleich zum durchschnittlichen Profil.

Um diese Varianz berücksichtigen zu können, muss das Lastmodell weiter angepasst werden. Dazu können zum einen direkt gemessene Lastprofile für eine Lastflussrechnung genutzt werden oder zum anderen die Variabilität statistisch modelliert werden. Diese Vorgehensweise wird in den folgenden Abschnitten erläutert

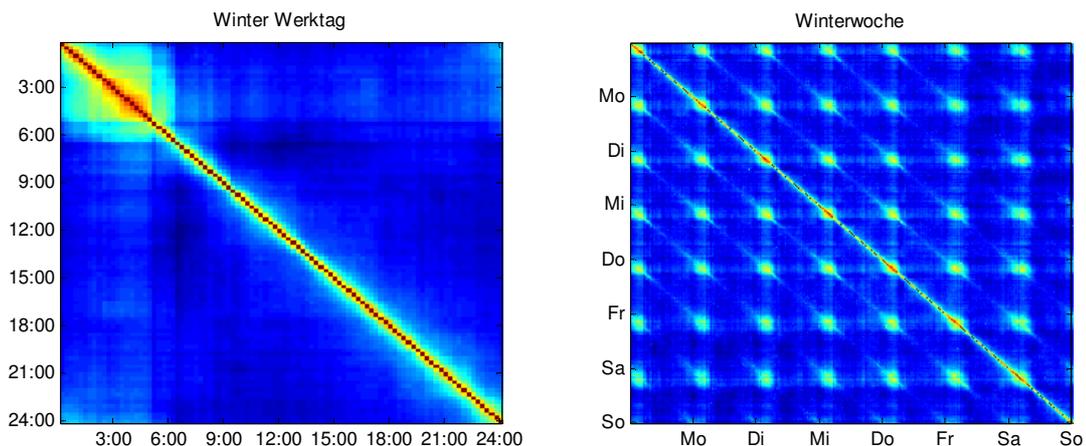
### 5.2.2 Monte-Carlo Simulation mit Messdaten

Eine naheliegende Herangehensweise zur Nutzung der Lastdaten in einer Lastflusssimulation ist das zufällige Verteilen gemessener Daten an jeden Hausanschlusspunkt. Somit kann der Netzzustand nachgestellt werden, wie er entsprechend der Messdaten tatsächlich hätte auftreten können. Dies kann jedoch unter Berücksichtigung der verschiedenen Typtage und Messstellen auf vielfältige Art und Weise durchgeführt werden. Da die in 3.2.1 erwähnte EN 50 160 Spannungsintervalle auf eine Woche bezogen beschreibt, wird auch hier der Betrachtungszeitraum auf eine Woche gewählt. Wenn jedoch nur eine einzelne Woche simuliert wird, kann dies einen Sonderfall darstellen, da hier vielleicht viele Haushalte im Urlaub waren und daher die Last geringer ist. Alternativ könnte es draußen sehr kalt gewesen und daher vermehrt elektrisch geheizt worden sein, wodurch eine erhöhte Belastung festgestellt wird. Um dies widerzuspiegeln, ist die Betrachtung einer einzelnen Woche nicht ausreichend. Es werden mit Hilfe einer Monte-Carlo Simulation eine Vielzahl an Wochen simuliert, in denen die Lastdaten den Haushalten jedes Mal neu zugeordnet werden. Bei der Zuordnung wäre es denkbar das Profil entsprechend der tatsächlichen Haushaltsgröße und des daraus resultierenden Energieverbrauchs zu skalieren. In dieser Arbeit wird darauf jedoch verzichtet, da keinerlei Informationen über die Haushalte zur Verfügung standen. Durch die zufällige Zuordnung wird gewährleistet, dass kein Sonderfall betrachtet wird, sondern die tatsächlichen Lastfälle (auch in Kombination mit Einspeisefällen durch Photo-

voltaik) mit ihrer Auftrittshäufigkeit berücksichtigt werden. Dies ermöglicht im Gegensatz zu einer einzelnen Lastflussrechnung mit einem Auslegungsfall oder einer Simulation einer Zeitreihe die Berechnung einer Überlastungswahrscheinlichkeit für Betriebsmittel und Knoten.

Generell kann unterschieden werden, ob das den Haushalten zugeordnete Lastprofil einer Woche am Stück an einer Messstelle in einer ausgesuchten Jahreszeit gemessen worden sein muss, oder ob es auch aus den Typtagen (Werktag, Samstag, Sonntag) zusammengesetzt werden darf. Darüber hinaus lässt sich unterscheiden, ob die Lastprofile zweier Haushalte genau zur selben Zeit gemessen worden sein sollen, oder ob zwischen allen Wochen einer Jahreszeit nicht weiter differenziert wird.

Bild 5.4 zeigt die Korrelationsmatrix für die Betrachtung eines Winter Werktages (links) sowie die einer kompletten Woche (rechts). Die Hauptdiagonale entspricht dabei der Autokorrelation, die immer 1 ist. Anhand der Matrix lässt sich ablesen, wie groß der Zusammenhang des Lastwertes zu einer bestimmten Uhrzeit zu einer anderen Uhrzeit ist. Wenn die Last beispielsweise um 13 Uhr hoch ist, ist davon auszugehen, dass jemand in dem Haushalt zu Hause ist und beispielsweise kocht. Dadurch steigt die bedingte Wahrscheinlichkeit, dass auch um 13:15 die Last höher ist als bei anderen Haushalten, was sich in einer erhöhten Korrelation äußert.



*Bild 5.4 Qualitativer Verlauf der Korrelationsmatrix eines Winter Werktages (links) und einer Winterwoche (rechts)*

Sehr deutlich wird der stark korrelierte Bereich zwischen 0 und 6 Uhr morgens. Zu dieser Zeit handelt es sich hauptsächlich um Standby-Verbraucher und die Last ändert sich kaum. Dies zeigt, dass die Last um 5 Uhr nicht unabhängig, sondern sehr ähnlich zu der Last um 2 Uhr eines Haushalts ist. Darüber hinaus lässt sich für alle Uhrzeiten ein dünner Schlauch um die Hauptdiagonale feststellen, der zeigt, dass die Last zu einem bestimmten Zeitpunkt von den Lasten bis zu einer Stunde vorher abhängig ist bzw. Einfluss auf Lasten eine Stunde in der Zukunft nimmt. Auch ist sowohl auf der linken sowie der rechten Seite zu den Morgenstunden ein Band zu erkennen, das sich über den ganzen Tag bzw. Woche durchzieht. Dies lässt darauf schließen, dass jede Last zu jeder Uhrzeit zumindest schwach mit der Last in den Nachtstunden korreliert ist,

was insofern plausibel ist, da die Standby-Verbraucher dauerhaft Strom verbrauchen und ihnen lediglich die eigentliche Haushaltslast überlagert wird.

**Dies zeigt, dass der zeitliche Zusammenhang der Lastdaten prävalent ist und nicht ohne weiteres vernachlässigt werden kann.**

Als Referenzfall dient daher die zufällige Auswahl einer Kalenderwoche. Im Anschluss wird ein Pool derer Messstellen zusammengestellt, die in dieser Kalenderwoche einen vollständigen Messdatensatz vorweisen können. Für die Haushalte wird nun jeweils zufällig aus diesem Pool eine vollständige Woche ausgesucht, die als Lastprofil hinterlegt wird. Dies stellt den zeitlichen Zusammenhang der Messdaten sicher und der ausgewählte Fall hätte entsprechend tatsächlich so im Netz gemessen werden können, da auch verschiedene Haushalte auf diese Weise zur gleichen Zeit gemessen wurden. Für alle anderen Vorgehensweisen der Anwendung der Messdaten dient dies als Basis zum Vergleich. Der Referenzfall sieht also vor, vollständige Wochen am Stück als Lastprofil zu hinterlegen und dabei für unterschiedliche Haushalte immer gleichzeitig gemessene Daten auszuwählen.

Ein Nachteil des Referenzfalls resultiert aus den diversen Aussetzern in den Messdaten und der damit einhergehenden verringerten Nutzbarkeit der Datenmenge. Wird ein einzelner Viertelstundenmittelwert nicht gemessen, kann die komplette Woche des betreffenden Haushalts an Messdaten nicht mehr für den Referenzfall genutzt werden, weil nur so ein zeitlicher Zusammenhang gewährleistet werden kann. Tabelle 5-2 zeigt für unterschiedliche Zeiträume (Wochen, Tage und Viertelstunden) wie viele Datensätze ohne Messdatenaussetzer verfügbar sind.

*Tabelle 5-2* Umfang verfügbarer Messdaten in Abhängigkeit des benötigten Zeitraums ohne Messdatenaussetzer am Beispiel MeRegio

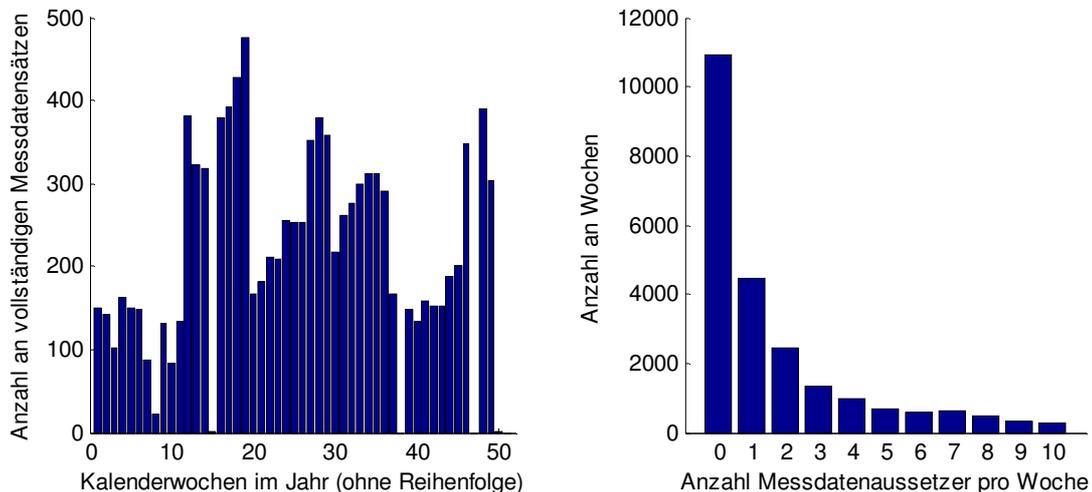
|                          | Vollständig gemessene Wochen | Vollständig gemessene Tage | Gemessene Viertelstunden |
|--------------------------|------------------------------|----------------------------|--------------------------|
| <b>In Wochen</b>         | <b>10 937</b>                | 21 628                     | 27 007,3                 |
| <b>In Tagen</b>          | 76 559                       | <b>151 396</b>             | 189 051                  |
| <b>In Viertelstunden</b> | 7 349 664                    | 14 534 016                 | <b>18 148 900</b>        |
| <b>Prozentual</b>        | 100%                         | 197,75%                    | 246,94%                  |

Bei der reinen Betrachtung vollständig gemessener Wochen des Datensatzes stehen 10 937 Wochen zur Verfügung. Bei der Betrachtung einzelner Kalenderwochen des Jahres variiert die Anzahl der vollständig zur Verfügung stehenden Messdaten zwischen 200 und 800 Zählern. Sofern es beispielsweise zu einer Unterbrechung der Datenverbindung kommt und ein Viertelstundenwert nicht erfasst wird, liegt der Gedanke nahe die restlichen sechs vollständig gemessenen Tage dieser Woche trotzdem zu nutzen. Vollständig gemessene Tage können 151 396 bei dem vorliegenden Datensatz gezählt werden, was insgesamt die zur Verfügung stehende Datenmenge nahezu

verdoppelt. Ein Vergleich mit den insgesamt zur Verfügung stehenden Viertelstunden-daten ergibt sogar eine um 146,94% höhere Datenmenge.

Bild 5.5 zeigt auf der linken Seite für die 52 Kalenderwochen im Jahr (ohne Reihenfolge) die Anzahl der zur Verfügung stehenden Datensätze vollständiger Wochen. Dies veranschaulicht die Problematik der Anwendung des Referenzfalls für große Netze, in denen mehr als ~500 Haushalten Lastprofile zugeordnet werden müssen. Hier ist es nicht möglich sicherzustellen, dass diese gleichzeitig gemessen wurden, da die 19. Woche mit 475 die höchste Anzahl an gleichzeitig und vollständig gemessenen Wochenprofilen darstellt. Dies macht die Notwendigkeit für verallgemeinerte Lastmodelle deutlich.

Auf der rechten Seite zeigt Bild 5.5, wie viele Kalenderwochen aller Messzähler es mit jeweils null bis zehn Messdatenaussetzern gibt. Dies zeigt deutlich, dass es häufig nur sehr wenige Aussetzer sind, die für den Referenzfall eine ganze Woche unbrauchbar machen.



*Bild 5.5 Anzahl verfügbarer Messdatensätze in Abhängigkeit der betrachteten Kalenderwoche (links) und Anzahl verfügbarer Wochen in Abhängigkeit der Anzahl an Messdatenaussetzern (rechts)*

Dies legt den Versuch nahe, fehlende Datensätze zu ersetzen, sofern sie in geringer Anzahl auftreten. Jedoch wird damit der zeitliche Zusammenhang des Auftretens der Messdaten vernachlässigt. Dadurch ist nicht mehr zwingend garantiert, dass die aus den zusammengesetzten Lastprofilen resultierende Netzsituation so auch tatsächlich auftreten kann. Daher werden folgende Ansätze, bei denen der zeitliche Zusammenhang nicht gewährleistet wird, in Abschnitt 5.2.4 anhand der auftretenden Spannungen nach einer Lastflusssimulation mit dem hier aufgezeigten Referenzfall verglichen, der nur vollständig gemessene Wochen berücksichtigt.

Eine Abwandlung des Referenzfalls ist die Aufhebung des Zwangs der gleichzeitigen Messung von Haushaltsprofilen. Auf diese Weise kann ein Messprofil aus einer bestimmten Kalenderwoche mit dem einer anderen Kalenderwoche kombiniert werden.

Dadurch entfällt die Beschränkung der in Bild 5.5 (links) dargestellten maximal zur Verfügung stehenden Haushaltsprofile für eine gewählte Kalenderwoche.

Eine weitere Abwandlung des Referenzfalls ist die Zulässigkeit, eine Woche durch Kombination entsprechender Typtage (Werktag, Samstag, Sonntag) zu kombinieren, so dass diese nicht mehr am Stück gemessen werden muss. Dies hat den Vorteil, dass bei einem vereinzelt Messdatenaussetzer die Messdaten der restlichen Woche genutzt werden können. Das Potential dieser Variante den nutzbaren Datensatz zu vergrößern zeigt Tabelle 5-2 und Bild 5.5 (rechts). Dabei kann sowohl die Variante mit gleichzeitigen Messungen der Typtage als auch von beliebigen Messzeitpunkten der Typtage gewählt werden.

Daraus ergeben sich vier Kombinationsmöglichkeiten für die Nutzung von Messdaten:

1. Referenzfall: Gleichzeitige Messung vollständiger Wochenprofile,
2. Gleichzeitige Messung von Typtagen (Werktag, Samstag, Sonntag), die zu einer vollständigen Woche kombiniert werden,
3. Zu beliebigen Zeitpunkten gemessene vollständige Wochenprofile,
4. Zu beliebigen Zeitpunkten gemessene Typtage, die zu einer vollständigen Woche kombiniert werden.

### 5.2.3 Monte-Carlo Simulation mit statistischer Lastbeschreibung

Die Nutzung von Messdaten als Lastmodell bringt diverse Nachteile mit sich, wie zum Beispiel die komplexe Handhabbarkeit und zu geringe Datenmengen. Dieser Abschnitt beschäftigt sich daher mit der Erstellung eines statistischen Lastmodells, welches die unterschiedliche Streuung von Haushaltslasten versucht mathematisch zu beschreiben. Dies hat unter anderen folgende Vorteile:

- Es können beliebig viele Daten entsprechend dem modellierten statistischen Prozess generiert werden.
- Lastmodelle können ausgetauscht, veröffentlicht und damit standardisiert werden, um reproduzierbare Ergebnisse zu ermöglichen.
- Bei geringen Datenmengen erlaubt die statistische Modellierung eine Homogenisierung, die dem tatsächlichen Verbraucherverhalten näher kommen kann als eine kleine Stichprobe.

Eine Möglichkeit der statistischen Lastmodellierung ist beispielsweise das Beschreiben der vorkommenden Lastwerte mittels der Beta-Verteilungsfunktion, wie es in [Herman, 1993] gemacht wird. Für die MeRegio Messdaten zeigt sich jedoch, dass andere Verteilungsfunktionen besser als die Beta-Funktion zu den Lastdaten passen. In [Probst, 2011c] und [Kayser, 2012] wird gezeigt, welche anderen Dichtefunktionen geeigneter sind, wie zum Beispiel die Generalized Extreme Value Funktion.

Im Folgenden soll kurz dargestellt werden, wie Dichtefunktionen selbst und ihre zugehörigen Parameter entsprechend der vorliegenden Lastdaten gefunden werden können.

Zu diesem Zweck zeigt Bild 5.6 die Häufigkeitsdichte und ihren Mittelwert der Lastdaten zu einem exemplarischen Zeitpunkt um 19 Uhr im Winter.

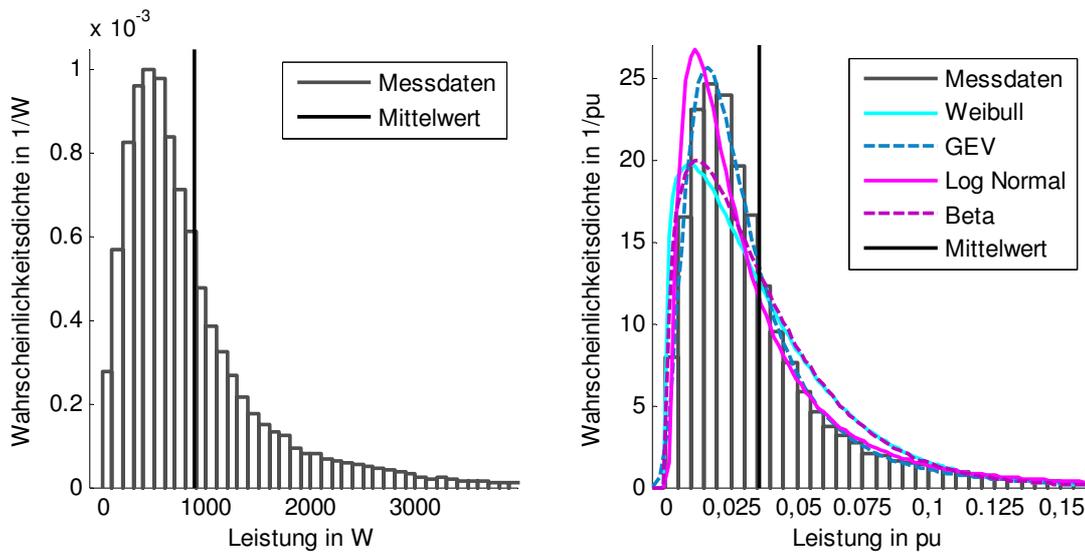


Bild 5.6 Ausschnitt der Wahrscheinlichkeitsdichte für die MeRegio Messdaten an einem Winter Werktag um 19 Uhr (links) und normiert auf die maximal auftretende Leistung (rechts) inklusive Fit von verschiedenen Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen

Diese können auf die Maximallast zu diesem Zeitpunkt normiert werden, so dass sich die Leistung in per Unit ergibt, wie auf der rechten Seite dargestellt. Dies hat den weiteren Vorteil, dass zu jedem Zeitpunkt die Last auf diese charakteristische Maximallast begrenzt werden kann. Das ist notwendig, da viele Verteilungsfunktionen zwar gegen 0 gehen aber eine gewisse Wahrscheinlichkeit für unmöglich hohe Lasten, die auch oberhalb von Schutzauslösungen liegen, beibehalten. Die Begrenzung kann dabei in der Weise stattfinden, dass wenn sich ein höherer Wert ergibt neu gezogen wird bis sich ein Wert unterhalb des Grenzwertes ergibt. Auf diese Weise wird quasi die Fläche im Histogramm oberhalb des Grenzwertes auf die Fläche innerhalb des Intervalls 0 bis Maximallast entsprechend der Gewichtung durch die Verteilungsfunktion verteilt.

Charakteristisch für die Lastdaten ist, dass diese nicht symmetrisch um den Mittelwert liegen, sondern ein kleinerer Lastwert eine höhere Auftrittswahrscheinlichkeit hat. Selten treten sehr hohe Lasten auf, die aber entsprechend bei der Berechnung des Mittelwerts stärker gewichtet werden. Darüber hinaus sind in Bild 5.6 beispielhafte Fits von vier Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen  $f(x; \vec{p})$  (Weibull, Generalized Extreme Value, Log Normal und Beta Verteilung) zu finden. Dabei handelt es sich bei  $x$  um den Lastwert auf der x-Achse in Bild 5.6 und bei  $\vec{p}$  um die Parameter, welche der Dichtefunktion ihre Form geben. Diese vier Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen wurden phänomenologisch als mögliche Lastmodelle identifiziert, da sie den Lastdaten von Gestalt und Form am nächsten kommen. Andere Funktionen weisen stark abweichendes Verhalten auf, weshalb diese im Folgenden vernachlässigt werden und die Analyse auf die vier Funktionen beschränkt wird, die folgende Eigenschaften haben:

- Weibull:  $f(x, \lambda, k) = \lambda k \cdot (\lambda x)^{k-1} e^{-(\lambda x)^k}$ , geeignet zur Beschreibung von beispielsweise Lebensdauern, Ausfallwahrscheinlichkeiten und Windgeschwindigkeiten,
- Generalized Extreme Value:  

$$f(x, \mu, \sigma, \xi) = \frac{1}{\sigma} \left[ 1 + \xi \left( \frac{x-\mu}{\sigma} \right) \right]^{\left( \frac{1}{\xi} \right) - 1} \cdot \exp \left\{ - \left[ 1 + \xi \left( \frac{x-\mu}{\sigma} \right) \right]^{\frac{1}{\xi}} \right\},$$
geeignet zur Berücksichtigung hoher Extremwerte,
- Log Normal:  $f(x, \mu, \sigma) = \frac{1}{x\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(\ln x - \mu)^2}{2\sigma^2}}$ ,  $x > 0$ , Logarithmus der am häufigsten auftretenden Verteilung, einfache Handhabbarkeit,
- Beta:  $f(x, \alpha, \beta) = \frac{1}{B(\alpha, \beta)} x^{\alpha-1} (1-x)^{\beta-1}$  mit  $B(\alpha, \beta) = \frac{\Gamma(\alpha)\Gamma(\beta)}{\Gamma(\alpha+\beta)} = \int_0^1 u^{\alpha-1} (1-u)^{\beta-1} du$ , begrenzt auf ein festes Intervall  $x \in ]0, 1[$ .

Um den Parametersatz  $\vec{p}$  für die einzelnen Funktionen zu bestimmen, die optimal zu den Messdaten passen, kann ein Maximum-Likelihood-Estimator genutzt werden [Blobel, 1998]. Dieser berechnet für einen gegebenen Parametersatz die Wahrscheinlichkeit  $L(\vec{p})$ , dass eine Stichprobe aus dieser Verteilungsfunktion stammt. Die Wahrscheinlichkeit  $L(\vec{p})$  für die gesamte Stichprobe berechnet sich aus der Verkettung der Einzelwahrscheinlichkeiten  $f(x_i, \vec{p})$  für einen bestimmten Lastwert der Stichprobe und ist gegeben durch

$$L(\vec{p}) = \prod_{i=1}^n f(x_i, \vec{p}).$$

Durch Maximierung dieser Wahrscheinlichkeitsfunktion der Stichprobe ergibt sich der wahrscheinlichste Parametersatz zu der gegebenen Verteilungsfunktion. Da bei großen Stichproben die Wahrscheinlichkeit durch die multiplikative Verkettung sehr klein wird und damit numerische Probleme entstehen, wird häufig die logarithmierte Wahrscheinlichkeit betrachtet, wodurch aus der Multiplikation eine Summation wird:

$$\ln L(\vec{p}) = l(\vec{p}) = \ln \left( \prod_{i=1}^n f(x_i, \vec{p}) \right) = \sum_{i=1}^n \ln f(x_i, \vec{p}).$$

Für die Anwendung von Standardoptimierern kann durch Betrachtung der negativen logarithmierten Wahrscheinlichkeit einer Stichprobe aus einem Maximierungs- ein Minimierungsproblem gemacht werden, um den optimalen Parametersatz  $\vec{p}$  zu bestimmen. Somit ergeben sich für jede Verteilungsfunktion zu jeder Uhrzeit bzw. Stichprobe ein optimaler Parametersatz und eine minimierte negative logarithmierte Wahrscheinlichkeit, dass die Stichprobe aus der jeweiligen Verteilungsfunktion stammt. Diese Wahrscheinlichkeiten können nun untereinander mit den anderen Verteilungsfunktionen verglichen werden, um die bestmögliche Verteilungsfunktion zu identifizieren.

Offen ist die Art und Weise, in der die Messdaten zu einer Stichprobe zusammengefasst werden, um sie über Verteilungsfunktionen anzunähern. Eine Möglichkeit ist dabei jede einzelne Viertelstunde des Jahres zu betrachten und mathematisch zu beschrei-

ben. Dies wäre das Pendant zur gleichzeitigen Messung bei den Messdaten. Eine weitere Möglichkeit ist die Zusammenfassung von Typtagen, so dass nur noch 96 Viertelstundenwerte der 9 Typtage mathematisch beschrieben werden und beispielsweise die Messdaten von montags 19 Uhr gemeinsam mit denen von dienstags 19 Uhr betrachtet werden.

Die Zusammenfassung zu Typtagen hat den Vorteil der größeren Stichprobe, die eine bessere Modellbildung ermöglicht. Jedoch besteht der Nachteil, dass gleichzeitige Ereignisse, die mehrere Haushalte betreffen, eher untergehen, da sie mit Typtagen der ganzen Jahreszeit kombiniert werden. Beide Verfahren haben aufgrund der isolierten Betrachtung der Viertelstundenwerte den Nachteil, dass eine zeitliche Korrelation der Last, wie sie in Bild 5.4 dargestellt ist, vernachlässigt wird. Der Vergleich der verschiedenen Verfahren in Abschnitt 5.2.4 zeigt, wie groß der dadurch entstehende Fehler ist. Eine Möglichkeit, die zeitliche Korrelation zu berücksichtigen, ist die Verwendung multivariater Verteilungsfunktionen. Dies ist für die Anwendung auf Lastmodelle aktueller Gegenstand der Forschung.

Tabelle 5-3 zeigt nun prozentual, wie häufig welche der vier Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen für die betreffenden Messdatensätze die wahrscheinlichste Lösung darstellt. Dabei wird unterschieden zwischen der Zusammenfassung aller Daten zu Typtagen, bei denen die einzelnen Viertelstunden nun gefittet werden, und der einzelnen Betrachtung jeder Viertelstunde im Jahr.

*Tabelle 5-3 Prozentualer Anteil an viertelstündigen Zeitpunkten, bei denen die betreffende Verteilungsfunktion die größte Wahrscheinlichkeit aufweist die betreffenden Messdaten zu diesem Zeitpunkt erzeugt haben zu können*

|                              | <b>Jeder Tag des Jahres wird separat betrachtet (gleichzeitig gemessen, 96x365 Zeitpunkte/Fits)</b> | <b>Zusammengefasste Typtage (beliebige Zeitpunkte aggregiert, 96x9 Zeitpunkte/Fits)</b> |
|------------------------------|---|---|
| <b>Weibull</b>               | 0,111%  | 0%  |
| <b>General Extreme Value</b> | 96,411%   | 99,479%   |
| <b>Log Normal</b>            | 3,477%  | 0,521%  |
| <b>Beta</b>                  | 0%  | 0%  |

Die Tabelle zeigt, dass die General Extreme Value Funktion bei beiden Möglichkeiten zu weiten Teilen die Lastdaten am besten abbildet. Die Beta Funktion passt zu keinem Zeitpunkt besser als die anderen Funktionen zu den Messdaten. Werden die Zeitpunkte betrachtet, bei denen die Log Normal oder Weibullfunktion besser passen, zeigt sich, dass die GEV nur eine geringfügig geringere Wahrscheinlichkeit aufweist die entsprechende Stichprobe erzeugt zu haben. Daher werden beide Möglichkeiten mit der Lastmodellierung durch die Generalized Extreme Value Funktion in Abschnitt 5.2.4 mit den Lastmodellen aus Messdaten verglichen.

Die Lastmodellierung über die Beschreibung durch eine Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion hat den großen Vorteil, dass das Lastmodell standardisiert und ausgetauscht werden kann, um die Reproduzierbarkeit von Ergebnissen zu gewährleisten.

#### 5.2.4 Vergleich der Lastmodelle durch probabilistische Lastflusssimulation

Die durch die getroffenen Annahmen und Vereinfachungen entstehenden Fehler sollen nun anhand der Simulation eines realistischen Beispiels analysiert werden. Zu diesem Zweck soll ein typischer Niederspannungsabgang verwendet werden, der auch bereits in Bild 3.6 und nun in Bild 5.7 dargestellt ist. Er besteht aus 3 Knoten mit jeweils 15 Haushalten und jeweils 125 m Leitungslänge zwischen den Knoten bei  $0,564 \Omega/\text{km}$  ( $35 \text{ mm}^2$  Kabel). Um nun eine Woche zu simulieren, wie sie tatsächlich auftreten hätte können, kann der Referenzfall genutzt werden (siehe Abschnitt 5.2.2). Dabei wird zufällig eine Kalenderwoche zum Beispiel im Winter gewählt. Im Anschluss wird aus allen verfügbaren Hausanschlusszählern, die in dieser Woche Messdaten vorweisen können, die benötigte Anzahl an Haushaltsprofilen zufällig ausgewählt. In dem hier betrachteten Beispielnetz wären dies 45 Haushaltslastprofile für den Zeitraum einer Woche, die an die verschiedenen Knoten verteilt werden können.

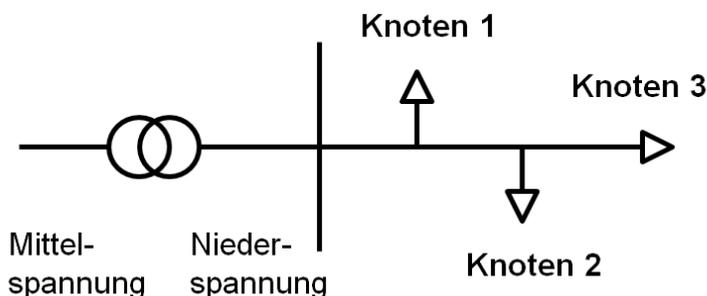


Bild 5.7 Netztopologie der Testumgebung für die verschiedenen Lastmodelle in Form eines Niederspannungsabgangs mit 3 Knoten und jeweils 15 Haushalten

Nun ist es möglich, zu jedem Viertelstundenwert einer Woche eine Lastflusssimulation durchzuführen und Spannungen an jedem Knoten zu erhalten. Somit ergeben sich für jede Woche  $(96 \text{ Viertelstunden pro Tag}) \times (7 \text{ Tage}) \times (3 \text{ Knoten})$  Spannungswerte sowie auch  $96 \times 7 \times (3 \text{ Leitungssegmente})$  Leitungsauslastungen. Für die Auslegung des Netzes ist die in 3.2.1 beschriebene EN 50 160 von Relevanz, die besagt, dass an jedem Knoten 95% der 10-Minuten Mittelwerte der Spannung jeder Woche im Intervall  $\pm 10\%$  um die Nennspannung liegen sollen. Aufgrund der Messdaten können hier nur 15-Minuten Mittelwerte betrachtet werden. Jedoch kann nun für jede simulierte Woche und für jeden Knoten das 5. Perzentil der Spannung gebildet werden. Diese Spannung wird nachfolgend die Auslegespannung genannt. Damit kann geprüft werden, ob die Netztopologie die EN 50 160 einhält. Ohne die Mittelspannungsebene zu betrachten, wird in dieser Arbeit analog zu den in 3.2.1 vorgestellten Spannungsbandaufteilungen gemäß der EN 50 160 ein maximal erlaubter Spannungsfall von 5% im Niederspannungsnetz angenommen.

Da etwaige Abweichungen bei dieser Topologie ohne Einspeisung am Knoten 3 mit dem größten Spannungsfall am stärksten zu Tage treten, wird nur dieser zum Vergleich zwischen den Lastmodellen herangezogen. Daher wird für jede simulierte Woche die Auslegespannung für Knoten 3 gebildet, welche für die Einhaltung der EN 50 160 oberhalb von 0,95 pu liegen muss.

Bild 5.8 zeigt nun die Verteilung der Auslegespannung für eine Winterwoche, wenn diese mehrfach mit verschiedenen Lastfällen simuliert wird. Dabei wird der Mittelwert, Median sowie das 25. und 75. Perzentil der Auslegespannung für die verschiedenen Berechnungsarten dargestellt, die in Abschnitt 5.2 vorgestellt wurden. Es wurden jeweils 1 000 Wochen simuliert, um die Perzentile abschätzen und vergleichen zu können. Auch die Unsicherheit der Schätzung, die über die Bootstrapping-Methode ermittelt wurde [Elfron, 1993], wird dargestellt. Wie das Verfahren des Bootstrapping zur Ermittlung der Sicherheit einer Schätzung arbeitet, wird in Abschnitt 6.2.1 näher erläutert. Allgemein kann statt einer festen Anzahl an Wochen auch solange simuliert werden, bis die Unsicherheit auf ein gefordertes Maß gesunken ist oder mit einer bestimmten Sicherheit davon ausgegangen werden kann, dass Netzrestriktionen erfüllt oder verletzt sind. Auf diese Art der Abbruchkriterien wird in Abschnitt 6.2.2 näher eingegangen.

Die blaue Box zeigt jeweils den Umfang des 25. und 75. Perzentils und ist mit den jeweils zwei eng beieinanderliegenden schwarzen Balken auf ihr 95% Konfidenzintervall eingegrenzt, das die Sicherheit der Schätzung anzeigt. Das heißt, man kann mit einer 95% Wahrscheinlichkeit davon ausgehen, dass die empirischen Ergebnisse reproduzierbar sind und sich wieder innerhalb dieses Intervalls aufhalten werden. Die rote Linie in der Mitte der Box ist der Median und die Einbuchtung der blauen Box zeigt sein Konfidenzintervall. Der schwarze Kreis stellt den Mittelwert dar. Die schwarzen Verlängerungen der blauen Box zeigen die Extremwerte, die bis zum aufgetretenen Maximum und Minimum gehen. Für diese wird kein Konfidenzintervall angezeigt, da sie naturgemäß sehr großen Schwankungen unterworfen sind.

Bild 5.8 zeigt der Reihe nach die 6 vorgestellten verschiedenen Lastmodelle:

1. Messdaten (Referenzfall): zufällige Ziehung von 45 (3x15 Hausanschlüsse) komplett und in der gleichen Kalenderwoche gemessenen Wochenprofilen.
2. Messdaten: zufällige Ziehung von 45 gleichzeitig gemessenen Typtagen (jeweils 5 mal für Werktage und einmal für Samstags und Sonntags) zur Kombination zu einem Wochenprofil.
3. Messdaten: zufällige Ziehung von 45 komplett gemessenen Wochenprofilen zu beliebigen Zeitpunkten (ungleichzeitig) aus der betreffenden Saison.
4. Messdaten: zufällige Ziehung von 45 einzelnen Typtagen zu beliebigen Zeitpunkten (ungleichzeitig) aus der betreffenden Saison (jeweils 5 mal für Werktage und einmal für Samstags und Sonntags) und Kombination zu einem Wochenprofil.
5. Generalized Extreme Value: Individueller Parameterfit für jede Viertelstunde eines Jahres, Kombination zu Wochenprofil aus jeweils 45 aus der GEV bestimm-

ten Lastwerten für jede Viertelstunde. Bei jeder Viertelstunde ist sichergestellt, dass die Messdaten gleichzeitig gemessen wurden.

6. Generalized Extreme Value: Individueller Parameterfit für jede Viertelstunde eines Typtags, Kombination zu Wochenprofil aus jeweils 45 aus der GEV bestimmten Lastwerten für jede Viertelstunde. Hier werden Typtage zu beliebig gemessenen Zeitpunkten gemeinsam betrachtet.

Im Anschluss an die Bestimmung der 45 Lastprofile werden diese auf die verschiedenen Knoten verteilt und eine Lastflusssimulation für eine Woche durchgeführt.

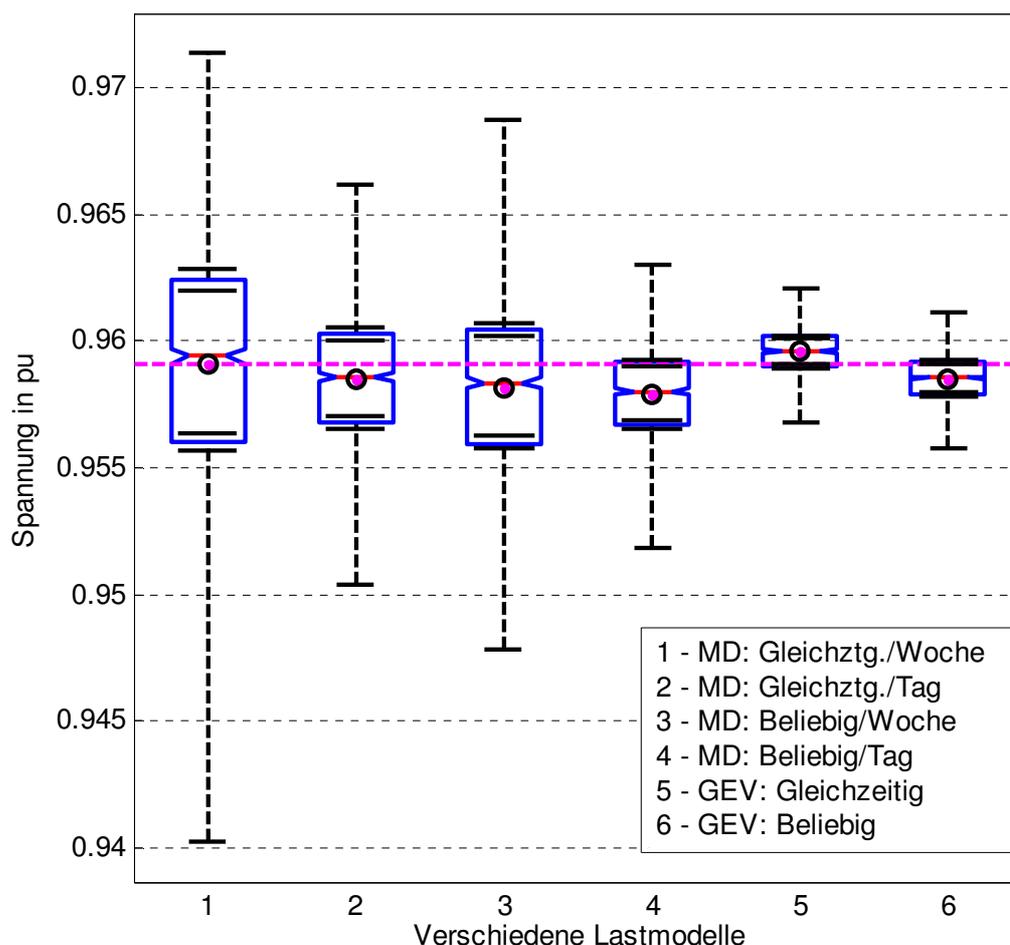


Bild 5.8 Verteilung des 5. Spannungsentils einer Winterwoche für verschiedene Lastmodelle (x-Achse)

Es ist deutlich, dass die Mittelwerte und der Median aller 6 Lastmodelle sehr gut übereinstimmen. Die Streuung der Auslegespannung ist hingegen sehr unterschiedlich, wie insbesondere die Verteilung des 25. und 75. Perzentils (blaue Box) zeigt. Diese Streuung ist beim Referenzfall mit Abstand am größten. Jede der Vereinfachungen reduziert die Streuung. Bei Anwendung des statistischen Lastmodells über die GEV ist die Streuung am geringsten. Dies ist darauf zurückzuführen, dass durch die gemeinsame Veranlagung von Tagen/Wochen und durch das Aufbrechen des zeitlichen Zusammenhangs von Messwerten eine Nivellierung der Unterschiede stattfindet. Eine sehr kalte Winterwoche, in der viele Haushalte vermehrt heizen, fällt dann nicht mehr so stark ins

Gewicht, als wenn vollständige am Stück gemessene Wochenprofile genutzt werden und auch die anderen Haushaltsprofile aus der gleichen Woche stammen.

Dabei fällt die Vereinfachung von Lastmodell 2 (zeitlicher Zusammenhang der Last innerhalb eines Haushalts) stärker in der Reduktion der Varianz ins Gewicht als die Vereinfachung bei Lastmodell 3 (zeitlicher Zusammenhang zwischen verschiedenen Haushalten). Das heißt, dass die Lastkorrelation zwischen den Lastdaten eines gegebenen Haushalts an verschiedenen Wochentagen aufgrund von Urlaub, Arbeitslosigkeit etc. größer ist als die Korrelation zwischen zwei Haushaltsprofilen aufgrund zum Beispiel des Wetters.

Zur Überprüfung, ob Netzausbau in diesem Fall notwendig wäre, wird die EN 50 160 herangezogen, die besagt, dass die hier dargestellte Auslegespannung niemals das vorgeschriebene Spannungsband verlassen darf. Tabelle 5-4 zeigt jedoch wie häufig bei der Simulation von 1 000 Winterwochen eine Verletzung der 5% Spannungsgrenze für das Niederspannungsnetz festgestellt wurde.

*Tabelle 5-4 Anteil der Verletzung der  $\Delta U > 5\%$ -Grenze (EN 50 160) von jeweils 1 000 simulierten Wochen im Winter für die oben vorgestellten Lastmodelle*

| <b>Lastmodell #</b>   | <b>1</b>    | <b>2</b> | <b>3</b>    | <b>4</b> | <b>5</b> | <b>6</b> |
|---|-------------|----------|-------------|----------|----------|----------|
| <b>Absolute Anzahl an Wochen, die die <math>\Delta U &gt; 5\%</math>-Grenze verletzen (aus insgesamt 1 000)</b> | 27          | 0        | 12          | 0        | 0        | 0        |
| <b>Prozentuale Häufigkeit der Verletzung der <math>\Delta U &gt; 5\%</math>-Grenze</b>                          | 2,7%        | 0%       | 1,2%        | 0%       | 0%       | 0%       |
| <b>95% Konfidenzintervall</b>   | $\pm 1,0\%$ | -        | $\pm 0,7\%$ | -        | -        | -        |

Die Tabelle zeigt, dass auch wenn im Mittel die 5%-Grenze nicht unterschritten wird, es im Referenzfall von Lastmodell 1 einen erheblichen Anteil an Wochen von 2,7% gibt, die die Grenze unterschreiten und die EN 50 160 verletzen.

Obwohl der Mittelwert bei allen Lastmodellen nahe 0,96 pu und damit oberhalb des kritischen 5%-Grenzwertes liegt (Bild 5.8), zeigt die Tabelle bei den Lastmodellen 1 und 3 die prozentuale Auftretshäufigkeit simulierter Wochen, bei denen die Grenze von 0,95 pu verletzt wurde. Bei Lastmodell 1 ist dies ein erheblicher Anteil von 2,7% der simulierten Wochen. Auch wenn diese Grenzwertverletzung nur bei einer einzigen Woche aufträte, müsste dies nach der EN 50 160 Netzausbau nach sich ziehen. Das heißt bei einer Messung bestünde in etwa ein Risiko von 2,7%, dass die gemessene Woche die Anforderungen nicht erfüllt.

**Da die anderen Lastmodelle in diesem Punkt eine teilweise erhebliche Abweichung aufgrund der geringeren Varianz aufweisen, sind für eine Überprüfung der EN 50 160 in ihrer derzeitigen Form die anderen Lastmodelle ungeeignet und es sollte der Referenzfall genutzt werden.**

Jedoch bleibt zu diskutieren, ob es sinnvoll ist ein Netz auszubauen, nur weil beispielsweise im Durchschnitt alle 10 Jahre eine Woche mit Unterspannung auftritt. Andere Möglichkeiten für Netzplanungskriterien, die beispielsweise Grenzen für den mittleren Spannungsfall setzen, werden in Kapitel 8.18 diskutiert. Um solche Grenzen zu überprüfen, sind die anderen Lastmodelle gut geeignet, weisen aufgrund der geringeren Varianz sogar eine schnellere Konvergenz auf und sind daher erheblich schneller zu simulieren. Da die Mittelwerte bei allen Lastmodellen richtig bestimmt werden, ist das Lastmodell 6 (Generalized Extreme Value) nach Applikation aller Vereinfachungen das am besten geeignete Lastmodell, sofern die Varianz irrelevant ist.

Abschnitt 5.2.2 zeigte, dass viele Wochen aus den Messdaten für den Referenzfall nicht nutzbar sind, da bereits einzelne Messdatenaussetzer zur Aussortierung geführt haben. Eine Möglichkeit diese zu rekonstruieren, um gemäß Bild 5.5 eine Vielzahl an zusätzlichen Wochen verfügbar zu machen, ist Messdatenaussetzer über das Lastmodell 6, die Generalized Extreme Value Funktion, zu rekonstruieren. Für den weiteren Verlauf dieser Arbeit werden gemessene Wochenprofile (Lastmodell 1) mit Messdatenaussetzern bis zu 5 Stück berücksichtigt und mit Lastmodell 6 substituiert. In diesem geringen Umfang haben einzelne Datenaussetzer nur in sehr geringem Maße Einfluss auf die Streubreite bei den Ergebnissen. Dies ist für die vorliegende Datengrundlage ein optimaler Kompromiss zwischen Erhöhung der Datenbasis und möglichst geringer Erzeugung nicht gemessener Daten und der damit einhergehenden Reduktion der Varianz.

### 5.3 Modellierung von Elektromobilitätslasten

Mit welcher Leistung Elektrofahrzeuge das Stromnetz belasten werden ist schwierig zu prognostizieren, da es derzeit wenig Erfahrung und Messwerte von Ladeprofilen für Elektroautos gibt. Einige Studien, wie zum Beispiel [ETG VDE, 2010], schätzen einen durchschnittlichen Leistungsbedarf für jedes Elektrofahrzeug ähnlich einem Standardlastprofil für Haushalte ab. Wie jedoch in Abschnitt 3.2.3 gezeigt, müssen für eine Detailanalyse im Verteilungsnetz Einzellastprofile verwendet werden, da Standardlastprofile insbesondere in Abgängen kleinerer Populationen die tatsächlich auftretenden Lasten nicht ausreichend genau abbilden können. Für Elektromobilität trifft dies besonders für das Spannungsband in Niederspannungsabgängen zu, da lokal sehr hohe Belastungen auftreten. In einer Vielzahl von Publikationen wird jedoch mit durchschnittlichen Lastprofilen für Elektromobilität gerechnet oder unterstellt, dass diese gleichzeitig zu einem bestimmten Zeitpunkt mit der Ladung beginnen. Dieser Abschnitt versucht daher Einzellastprofile plausibel und realitätsnah abzuschätzen. Die dazu notwendigen vereinfachenden Annahmen sind so gewählt, dass sich aus Sicht der Netzbelastung stets der kritischste Fall ergibt. Somit handelt es sich um eine möglichst realitätsnahe Abschätzung, die aber im Zweifelsfall konservativ ausgelegt wird. Im Anschluss wird zur Plausibilitätsprüfung aus den Einzellastprofilen ein Durchschnittsprofil gebildet, welches anschließend mit [ETG VDE, 2010] verglichen werden kann.

### 5.3.1 Erstellung von Ladeprofilen für einzelne Elektroautos

In dieser Arbeit wird davon ausgegangen, dass zur Markteinführung in den ersten Jahren der Großteil der Elektrofahrzeuge zu Hause geladen werden wird. Prinzipiell gäbe es auch die Möglichkeit, dass die Fahrzeuge auf der Arbeit oder an öffentlichen Ladestationen auf Parkplätzen geladen werden, jedoch ist bisher die Anzahl öffentlich zugänglicher Ladepunkte sehr beschränkt [BDEW, 2012]. Es wird daher in dieser Arbeit davon ausgegangen, dass Fahrzeuge nach der letzten Fahrt des Tages zu Hause mit dem Stromnetz verbunden werden und ihren Ladevorgang starten. Dieser wird beendet, sobald die fehlende Energie (Tagesfahrkilometer der Fahrzeuge) nachgeladen wurde oder das Fahrzeug für eine erneute Fahrt am darauffolgenden Tag vom Stromnetz getrennt wird.

Für den Ladevorgang selbst wird davon ausgegangen, dass mit einer konstanten Leistung entsprechend der Ladeleistung geladen wird. Dies weicht zwar von gängigen Ladeverfahren [Danilov, 2009] ab. Dennoch ist der Fehler gegenüber zum Beispiel dem „Constant-Current-Constant-Voltage“-Verfahren (CCCV) verhältnismäßig klein. Der Großteil der Zeit wird mit konstantem Strom bis zu einer Ladung von ca. 80% geladen, bei dem viele Batteriemagements die Batterie ohnehin nicht weiter laden, um die Lebensdauer zu erhöhen. In der Ladephase mit konstantem Strom steigt die Spannung eines Lithium Polymer Akkumulators lediglich um etwa 10% [Danilov, 2009]. Das bedeutet, dass die Annahme einer konstanten Leistung über die gesamte Ladedauer (CC) die Leistung am Anfang um 5% überschätzt und gegen Ende um 5% unterschätzt. Der Fehler durch die Annahme konstanter Ladeleistung ist für eine Analyse des Einflusses auf den Netzzustand für diese Arbeit hinreichend klein.

Für eine probabilistische Erstellung von Einzelfahrzeugprofilen für Elektroautos werden hier folgende Faktoren berücksichtigt:

- Technische Eigenschaften des Fahrzeugs: Ladeleistung (kW), Kapazität (kWh) und Verbrauch (kWh/km)
- Mobilitätsverhalten des Fahrzeughalters: Nutzungshäufigkeit des Fahrzeugs (%), Gefahrene Distanz pro Tag (km) und Abfahrts- sowie Ankunftszeiten (hh:mm)

Mit Hilfe dieser Parameter ist es möglich den Zeitpunkt sowie die Menge der nachgefragten Energie von Elektrofahrzeugen abzuschätzen. Die technischen Eigenschaften des Fahrzeugs (Ladeleistungen, Batteriekapazitäten und Verbrauch) wurden bereits in Abschnitt 2.2 und 2.3 erläutert, die hier zur Modellierung genutzt werden sollen. Die weiteren Parameter, die das Mobilitätsverhalten der Fahrzeughalter beschreiben, können beispielsweise aus Studien gewonnen werden, in denen Haushalte und Fahrzeughalter bezüglich ihrer Mobilität befragt wurden. Dazu zählen insbesondere die Studien "Mobilität in Deutschland 2008" [MiD 2008, 2010], die den Fokus auf die Mobilität von Haushalten legt, und "Kraftfahrzeuge in Deutschland 2010" [KiD 2010, 2012], bei der der Fokus auf den Bewegungsprofilen von einzelnen Fahrzeugen liegt. Da nicht jeder Fahrzeughalter seinen Mobilitätsbedarf mit einem Fahrzeug deckt, sind die Umfrage-

werte leicht unterschiedlich. Mit der Annahme, dass sich das Mobilitätsverhalten in den nächsten Jahren nicht grundlegend ändert, können Bewegungsprofile für Elektroautos erstellt werden.

Da aufgrund der Wirtschaftlichkeit in dieser Arbeit davon ausgegangen wird, dass Elektrofahrzeuge vermehrt bei hoher jährlicher Fahrleistung zum Einsatz kommen, wird für das Mobilitätsverhalten hier systematisch das eines berufstätigen Pendlers gewählt. Dies ist bezüglich des Netzeinflusses des Mobilitätsverhaltens eine konservative Abschätzung, da die Belastung so vergleichsweise groß ist.

Für die tägliche Nutzungshäufigkeit findet sich in [ETG VDE, 2010] (S. 176) für Berufstätige am Werktag ein Wert von 70,1%, am Samstag 53,7% und am Sonntag 40,4%.

Die tägliche Weglänge ist in Kombination mit dem Energieverbrauch pro km entscheidend für die nachzuladende Energiemenge. In der [MiD 2008, 2010] wird die Weglänge in Abhängigkeit weiterer Parameter im Detail dargelegt. Da zuvor bereits mittels der täglichen Nutzungshäufigkeit entschieden wird, ob sich ein Fahrzeug am betreffenden Tag überhaupt bewegt, wird für die Weglänge nur die Verteilung der Fahrzeuge berücksichtigt, die sich „(fast) täglich/wöchentlich“ bewegen [MiD 2008, 2010] (S. 186 des Tabellenbandes).

Da die Verteilung der Weglänge der Fahrzeuge in relativ groben Segmenten gegeben ist, ein Unterschied von 10 km in der Weglänge für die Ladedauer aber einen signifikanten Unterschied macht, werden die Daten über eine Verteilungsfunktion angenähert. Damit ist es möglich, zufällige kontinuierliche Weglängen entsprechend der gegebenen Verteilung zu ziehen. Für einen Fit dieser Daten hat sich die generalisierte Pareto-Verteilung als am besten herausgestellt, die mathematisch wie folgt beschrieben werden kann:

$$f_x(\xi, \mu, \sigma) = \begin{cases} 1 - \left(1 + \frac{\xi(x - \mu)}{\sigma}\right)^{-\frac{1}{\xi}}, & \text{für } \xi \neq 0, \\ 1 - \exp\left(-\frac{(x - \mu)}{\sigma}\right), & \text{für } \xi = 0. \end{cases}$$

Um die Verteilung der Datenlage möglichst weit anzunähern, werden die Parameter so angepasst, dass die Fehlerquadrate der Häufigkeiten für die gegebenen Kilometersegmente minimiert werden. Dabei ergibt sich  $\xi = 0.43381$ ,  $\sigma = 28.577$  und  $\mu = 0$ . In Tabelle 5-5 wird die Datenlage aus [MiD 2008, 2010] mit den Ergebnissen für die gleichen Kilometersegmente aus der Pareto-Funktion verglichen.

Tabelle 5-5: Verteilung der täglich zurückgelegten Wegstrecke von Personenkraftwagen entsprechend [MiD 2008, 2010]

| Weg in km                               | 0-1      | 1-10      | 10-20     | 20-40     | 40-65     | 65-100   | 100-200  | 200-300  | 300+     |
|---|----------|-----------|-----------|-----------|-----------|----------|----------|----------|----------|
| <b>(fast) täglich/wöchentlich (MiD)</b> | 3,5<br>% | 24,3<br>% | 18,0<br>% | 20,9<br>% | 12,9<br>% | 8,7<br>% | 6,7<br>% | 2,0<br>% | 2,5<br>% |
| <b>Pareto Fit</b>                       | 3,4<br>% | 24,4<br>% | 17,9<br>% | 20,8<br>% | 12,9<br>% | 8,6<br>% | 7,9<br>% | 2,1<br>% | 2%<br>%  |

Dabei ist zu beachten, dass in der Studie 0,5% der Umfragewerte nicht zugeordnet werden konnten. Für den Pareto Fit bedeutet dies, dass die ursprüngliche Datenlage vor dem Fit auf 100% normiert wird und die fehlenden 0,5% somit entsprechend der Segmentanteile aufgeteilt wurden. Die mittlere Weglänge der an einem Tag fahrenden Fahrzeuge beträgt 50,5 km und ist der Erwartungswert der Pareto-Funktion.

Die Ankunfts- und Abfahrtszeiten bestimmen, wann das Elektrofahrzeug mit dem Ladevorgang beginnt und wann es spätestens mit dem Ladevorgang abschließt, sollte die Batterie nicht bereits vorher vollgeladen sein. Auch dafür finden sich Daten in der [MiD 2008, 2010]. Die in dieser Arbeit verwendeten Daten sind in Bild 5.9 dargestellt.

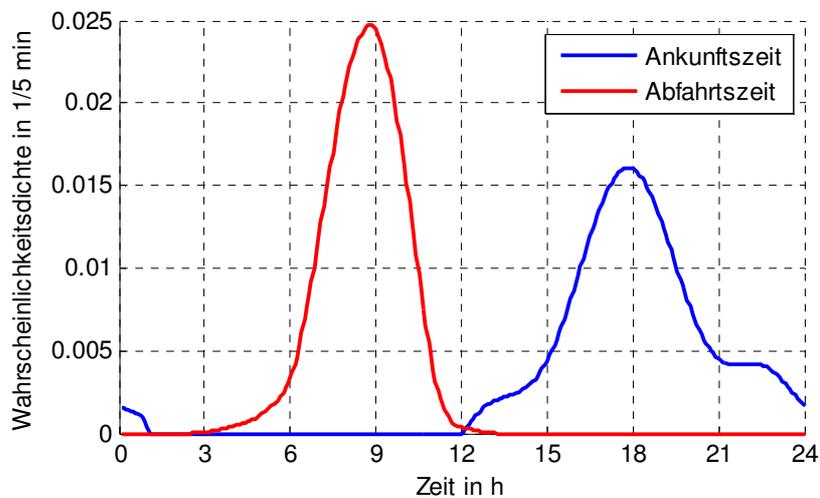


Bild 5.9 Wahrscheinlichkeitsdichte der Ankunfts- und Abfahrtszeiten von Fahrzeugen an einem Werktag (abgeleitet aus [MiD 2008, 2010])

Mit den in diesem Abschnitt beschriebenen Daten kann das Mobilitätsverhalten zukünftiger Fahrzeughalter von Elektroautos abgeschätzt werden. In Verbindung mit den technischen Daten bezüglich Batteriekapazität, Reichweite und Verbrauch von typischen Elektrofahrzeugen kann nun entsprechend dem Flussdiagramm in Bild 5.10 ein Wirkleistungsbedarf für ein einzelnes Fahrzeug zufällig bestimmt werden.

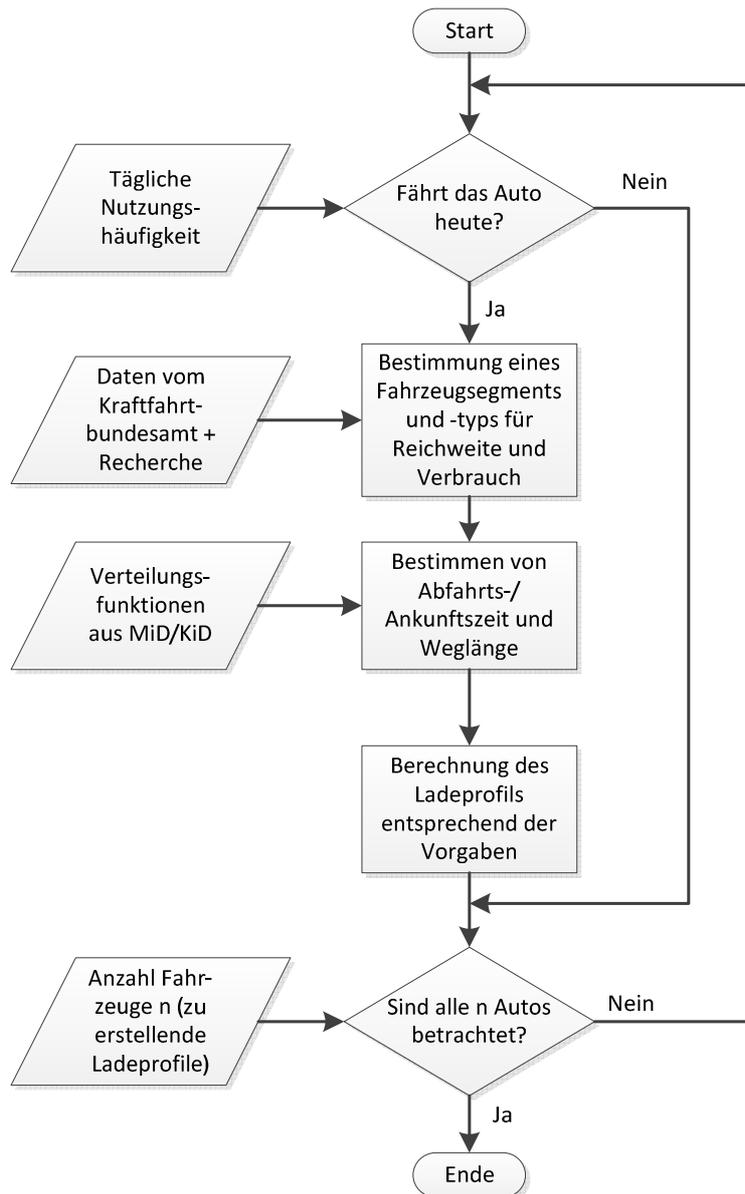


Bild 5.10: Beschreibung der Erstellung von Einzellastprofilen von Elektroautos

Für jedes Elektrofahrzeug wird für jeden Tag dieser Prozess durchgeführt, um ein Ladeprofil für 24 Stunden zu ermitteln. Dabei wird zuerst eine gleichverteilte Zufallsvariable gezogen, die darüber entscheidet, ob das entsprechende Fahrzeug sich an dem betreffenden Tag bewegt. Falls nicht, ist der Wirkleistungsbedarf null, da davon ausgegangen wird, dass es sich anfänglich in einem vollgeladenem Zustand befindet. Sofern es sich bewegt, wird für das Fahrzeug ein Fahrzeugsegment entsprechend der Verteilung in Deutschland, wie in Bild 5.11 dargestellt, bestimmt und anschließend ein konkretes Fahrzeug aus diesem Segment ausgewählt. Die möglichen Elektrofahrzeuge wurden in Abschnitt 2.3 vorgestellt und finden sich im Detail in Anhang A, so dass Kapazität, Reichweite und Verbrauch bestimmt werden können.

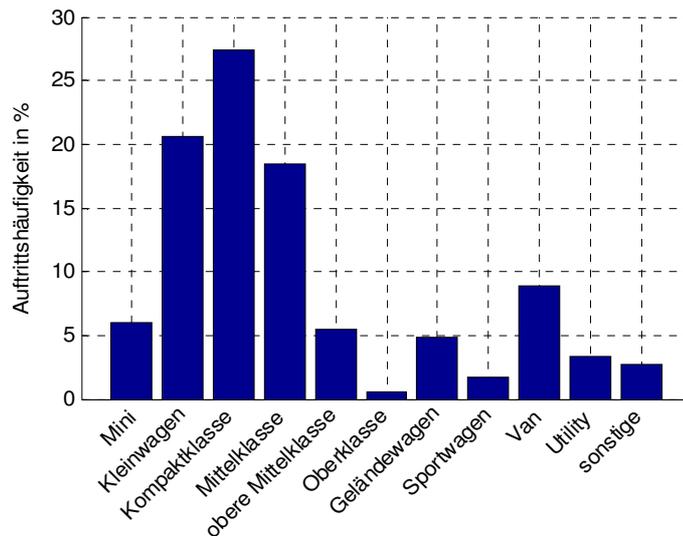


Bild 5.11 Einteilung aller Fahrzeuge in Fahrzeugklassen nach [MiD 2008, 2010]

Anschließend wird eine Ankunfts- und Abfahrtszeit sowie eine Weglänge entsprechend der Verteilungsfunktionen bestimmt. Die Ankunftszeit bestimmt nun den Start des Ladevorgangs. Die Dauer wird über die zurückgelegte Weglänge, den Verbrauch pro km und die Ladeleistung bestimmt. Zusätzlich kann auf diese Weise das Potential für eine mögliche Blindleistungsbereitstellung ermittelt werden. Sofern das Fahrzeug mit dem Netz verbunden ist und keine Wirkleistung bezieht, kann die Ladeleistung als Blindleistung beispielsweise zur Spannungshaltung zur Verfügung gestellt werden.

Ein exemplarisches Ergebnis für Einzellastprofile dreier Fahrzeuge eines Tages ist in Bild 5.12 dargestellt.

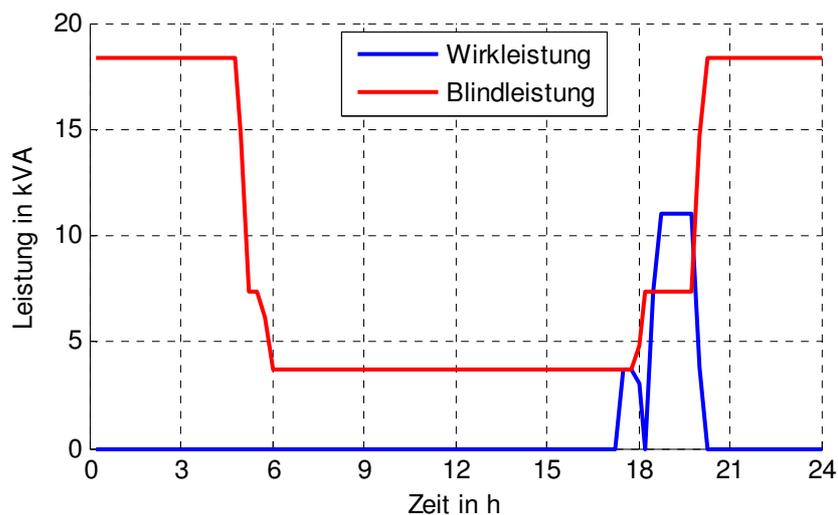


Bild 5.12: Exemplarischer Wirkleistungsbedarf und Möglichkeit zur Blindleistungsbereitstellung dreier Elektroautos an einem Werktag

Für zwei der Fahrzeuge ergibt sich eine Ladeleistung von 3,7 kW, wobei das dritte Fahrzeug eine Ladeleistung von 11 kW hat. In den frühen Morgen- und späten Abendstunden, in denen die Batterie vollgeladen aber das Fahrzeug trotzdem mit dem Netz

verbunden ist, kann die gesamte Ladeleistung im Bedarfsfall als Blindleistung zur Verfügung gestellt werden. Gegen 5 und 6 Uhr morgens verlassen zwei der drei Fahrzeuge ihren jeweiligen Netzanschlusspunkt. Ein Fahrzeug wird an diesem Tag gar nicht bewegt und kann daher auch für den übrigen Tag eine Blindleistung von 3,7 kW zur Verfügung stellen. Gegen 17 Uhr kommt eines der zwei Fahrzeuge zurück, wird mit dem Netz verbunden und lädt für kurze Zeit mit 3,7 kW bis die an diesem Tag verbrauchte Energie nachgeladen wurde. Im Anschluss kann auch dieses Fahrzeug Blindleistung bereitstellen. Kurz darauf erreicht das dritte Fahrzeug den Netzanschlusspunkt und lädt mit 11 kW, bis auch dieses wieder Blindleistung bereitstellen kann.

### 5.3.2 Abgeleitetes durchschnittliches Ladeprofil für Elektromobilität

Wird eine ausreichend große Menge an Elektrofahrzeugen betrachtet, kann auch mit einem durchschnittlichen Lastprofil ähnlich einem H0-Standardlastprofil für Haushalte gerechnet werden. Ab wann die betrachtete Fahrzeugmenge ausreichend groß ist, hängt vom benötigten Detailgrad ab und wird in Abschnitt 5.3.3 näher erläutert. Werden nach der oben beschriebenen Vorgehensweise eine Vielzahl von Einzellastprofilen erzeugt, können daraus durchschnittliche Lastprofile für Wirk- und Blindleistung abgeleitet werden, die in Bild 5.13 dargestellt sind.

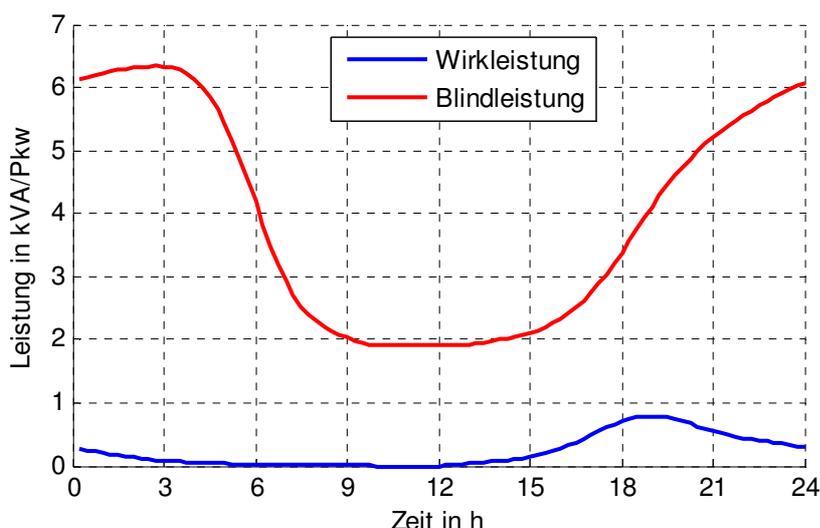


Bild 5.13: Durchschnittlicher Wirkleistungsbedarf und durchschnittliche Möglichkeit zur Blindleistungsbereitstellung pro Elektroauto an einem Werktag unter der Annahme, dass das Fahrzeug direkt nach der letzten Fahrt am Tag mit dem Ladevorgang beginnt

Interessant ist dabei, dass der durchschnittliche Wirkleistungsbedarf maximal 0,8 kW gegen 19 Uhr beträgt. Dies liegt daran, dass die meisten Fahrzeuge lediglich mit 3,7 kW laden und um diese Uhrzeit bereits vollgeladen sind. Außerdem ist auffällig, dass deutlich mehr Blindleistung bereitgestellt werden kann als Wirkleistung angefordert wird. In der Spitze liegt diese in den frühen Morgenstunden bei knapp über 6 kW pro Elektrofahrzeug. Da Pkw nur wenige Momente am Tag genutzt werden, könnten in Zukunft die Wechselrichter von bereits vollgeladenen Elektroautos für Blindleistungsregelung genutzt werden, um die Spannung zu stabilisieren.

Im Vergleich zu dem durchschnittlichem Ladeprofil aus [ETG VDE, 2010] (S. 209) ist festzustellen, dass die Form der Wirkleistungskurve sehr ähnlich ist. Die Spitzenlast beträgt in der VDE Studie jedoch lediglich ca. 500 W / Pkw, was immerhin 300 W weniger sind als die hier festgestellten 800 W um 19 Uhr. Dies liegt hauptsächlich an zwei Gründen. Zum einen werden in der VDE Studie nur Fahrzeuge mit einer Ladeleistung von 3,7 kW berücksichtigt, wobei in dieser Arbeit sich die Ladeleistung entsprechend Tabelle 2-1 für das Jahr 2020 verteilt. Damit werden hier nur 73,7% der Fahrzeuge mit 3,7 kW geladen und es ergibt sich eine durchschnittliche Ladeleistung von 6,44 kW. Zum anderen steht in der VDE Studie eine durchschnittliche tägliche Fahrleistung von 30 km einer hier ermittelten von 37 km gegenüber. Der in der Studie angesetzte Verbrauch von 0,2 kWh/km ist dem hier verwendeten von 0,21 kWh/km sehr ähnlich.

**Dies lässt den Schluss zu, dass die hier getroffenen Annahmen plausibel und realitätsnah sind. Der Vorteil der hier vorgestellten Methodik gegenüber anderen Herangehensweisen ist, dass auf diese Weise auch Einzellastprofile generiert werden können, was die detaillierte Untersuchung von Niederspannungsabgängen mit geringen Fahrzeugpopulationen ermöglicht.**

### 5.3.3 Verwendung von Einzelladeprofilen oder durchschnittlichem Ladeprofil in Abhängigkeit des benötigten Detailgrades

Um abschätzen zu können, ab wie vielen Fahrzeugen die Verwendung eines durchschnittlichen Ladeprofils sinnvoll ist und bis zu welcher Anzahl an Fahrzeugen Einzellastprofile verwendet werden sollten, werden im Folgenden die Veränderungen des Summenlastprofils mit steigender Fahrzeuganzahl charakterisiert und quantifiziert. Dabei wird eine Entscheidungshilfe entwickelt, mit der in Abhängigkeit der Simulationsanforderungen eine Empfehlung für Einzel- oder Durchschnittslastprofile gegeben werden kann.

Bild 5.14 zeigt exemplarisch 50 Profile für jeweils 10 Fahrzeuge. Dabei wird die Last der 10 Einzellastprofile aufsummiert und durch 10 dividiert, um eine durchschnittliche Last für ein einzelnes Fahrzeug zu erhalten. Für 10 Fahrzeuge, wie sie beispielsweise an einem Niederspannungsabgang auftreten können, gibt es erhebliche Abweichungen zu dem durchschnittlichen Lastprofil aus Bild 5.13. Dies zeigt deutlich, dass die Verwendung eines durchschnittlichen Lastprofils eine sehr starke Vereinfachung darstellt, da erheblich höhere Spitzenlasten auftreten können (hier bis zu 4,8 kW). Außerdem tritt auch die Spitzenlast für das Summenprofil für 10 Fahrzeuge nicht immer gegen 19 Uhr auf. Ein einzelnes Fahrzeug hätte bei Berücksichtigung über ein durchschnittliches Lastprofil lediglich eine Spitzenlast von ~800 W. Wird es mit einem Einzellastprofil berücksichtigt, hat es mal 0 W, wenn es sich gar nicht bewegt, oder eine der vier möglichen Ladeleistungen gemäß Tabelle 2-1 und damit ein Vielfaches von 800 W.

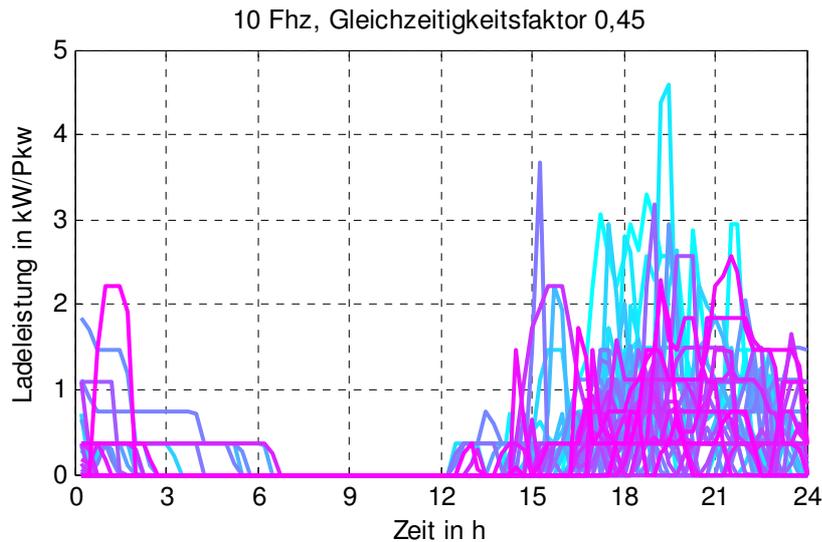


Bild 5.14: Darstellung von 50 Lastprofilen für jeweils 10 Elektrofahrzeuge

Das Lastmaximum kann nahezu zu beliebigen Zeiten abhängig von der Ankunftszeit des Fahrzeughalters auftreten.

Die drei maßgeblichen Faktoren, die sich mit steigender Anzahl an Elektrofahrzeugen verändern, sind der Gleichzeitigkeitsfaktor und die Varianz bzw. die Spitzenlast, wie Bild 5.15 veranschaulicht.

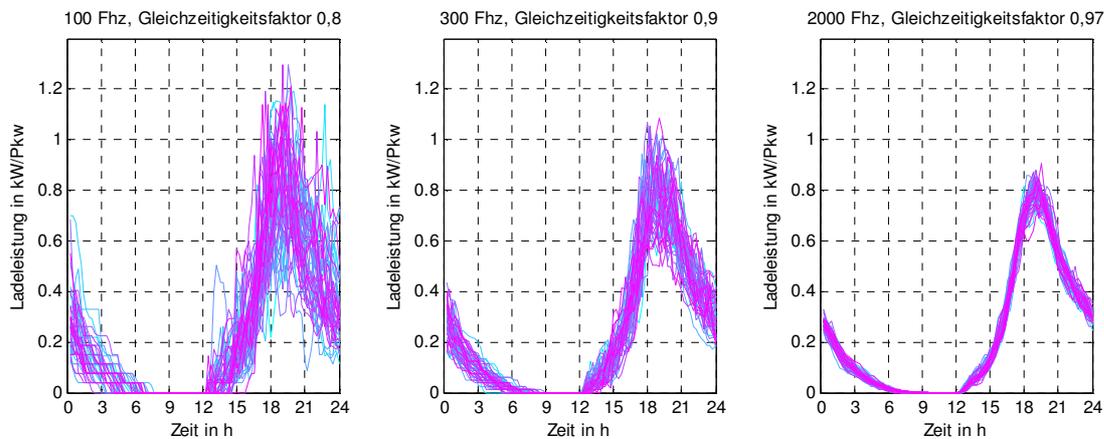


Bild 5.15: Jeweils 50 durchschnittliche Lastprofile mit (von links nach rechts) steigender Anzahl an Elektroautos und damit einhergehender Steigerung des Gleichzeitigkeitsfaktors sowie einer Senkung der Varianz und der Spitzenlast pro Fahrzeug

Die Profile konvergieren gegen das durchschnittliche Lastprofil aus Bild 5.13, wodurch deutlich wird, dass eine höhere Spitzenlast pro Fahrzeug nur in einer erhöhten Varianz begründet liegt. Die Varianz sowie die Spitzenlast nehmen mit zunehmender Anzahl an Fahrzeugen deutlich ab. Der Gleichzeitigkeitsfaktor beschreibt wie gleichzeitig die Spitzenlasten verschiedener Profile für die jeweilige Anzahl an Fahrzeugen aufeinander fallen und bewegt sich zwischen 0 und 1. Er steigt mit zunehmender Fahrzeuganzahl und wird durch folgende Gleichung bestimmt:

$$g(P_{i,t}) = \frac{\max_t(\sum_i P_{i,t})}{\sum_i \max_t(P_{i,t})} = \frac{\text{Spitzenlast des Summenprofils}}{\text{Summe der einzelnen Spitzenlasten}}$$

Dabei bezeichnet  $P_{i,t}$  ein Wirkleistungsprofil mit dem Index  $i$  über dem Zeitraum  $t$ . Anschaulich bedeutet ein beispielhafter Gleichzeitigkeitsfaktor von 0,8, dass bei den vorliegenden Profilen zum Zeitpunkt der maximalen Summenlast im Schnitt jeweils 80% der Spitzenlast jedes einzelnen Profils erreicht werden.

Wenn statt Einzellastprofilen ein durchschnittliches Lastprofil verwendet werden soll, muss dieses zur Nachbildung der auftretenden Spitzenlasten in Abhängigkeit der betrachteten Fahrzeugmenge skaliert werden. Dies liegt daran, dass bei Gleichzeitigkeitsfaktoren kleiner 1 die Spitzenlast von 800 W des durchschnittlichen Wirkleistungsbedarfs (Bild 5.13) eines Elektroautos stets überschritten wird, wie in Bild 5.15 dargestellt. Um den für die Skalierung benötigten Faktor zu bestimmen, kann jeweils für eine verschiedene Anzahl von Fahrzeugen zu jedem Zeitpunkt die Lastverteilung betrachtet werden, wie dies exemplarisch für 100 Fahrzeuge um 19 Uhr in Bild 5.16 dargestellt ist.

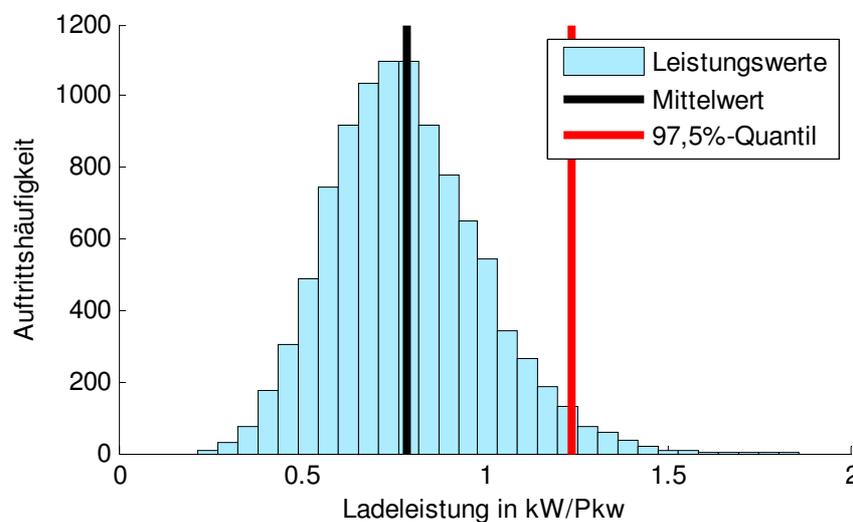


Bild 5.16: Leistungsverteilung für 10 000 Summenlastprofile von 100 Fahrzeugen um 19 Uhr,  $\mu = 0,79 \text{ kW}$ ,  $\sigma = 0,21 \text{ kW}$ ,  $q_{97,5\%} = 1,24 \text{ kW}$

Die Leistungswerte sind im Mittel ca. 0,8 kW/Pkw, was exakt der Leistung des durchschnittlichen Lastprofils aus Bild 5.13 entspricht. Jedoch kommen manchmal niedrigere und manchmal auch sehr viel höhere Werte vor. Um diese Streuung zu beschreiben, kann die Standardabweichung berechnet werden, obwohl die Leistungen nicht normalverteilt sind. Zur Bestimmung eines Skalierungsfaktors kann eine Einhüllende Lastkurve bestimmt werden, die einen definierten Anteil an Lastwerten unter sich einschließt. In Bild 5.16 ist exemplarisch für 19 Uhr das 97,5%-Quantil in rot dargestellt, welches 97,5% der Lastwerte unter sich einschließt. Der Skalierungsfaktor ist das Verhältnis des gewählten Quantils zum Mittelwert und beträgt bei diesem Beispiel ca.  $1,24 \text{ kW} / 0,79 \text{ kW} \sim 1,57$ . Bild 5.17 zeigt den zeitlichen Verlauf des 97,5%-Quantils und damit der Einhüllenden für verschiedene Anzahlen an Fahrzeugen. Zu jedem Zeitpunkt eines Tages wird der Wert berechnet, unter dem sich 97,5% und über dem sich 2,5% der Leistungswerte von Summenlastprofilen für eine festgelegte Anzahl an Fahrzeugen befinden. Diese Einhüllenden haben abgesehen von ihrer Skalierung starke Ähnlichkeit zu dem durchschnittlichen Lastprofil aus Bild 5.13, aber weisen für geringe Fahrzeug-

zahlen (helle Blautöne) Stufen auf, die aus der groben Diskretisierung der möglichen Ladeleistung für Elektroautos gemäß Tabelle 2-1 resultieren.

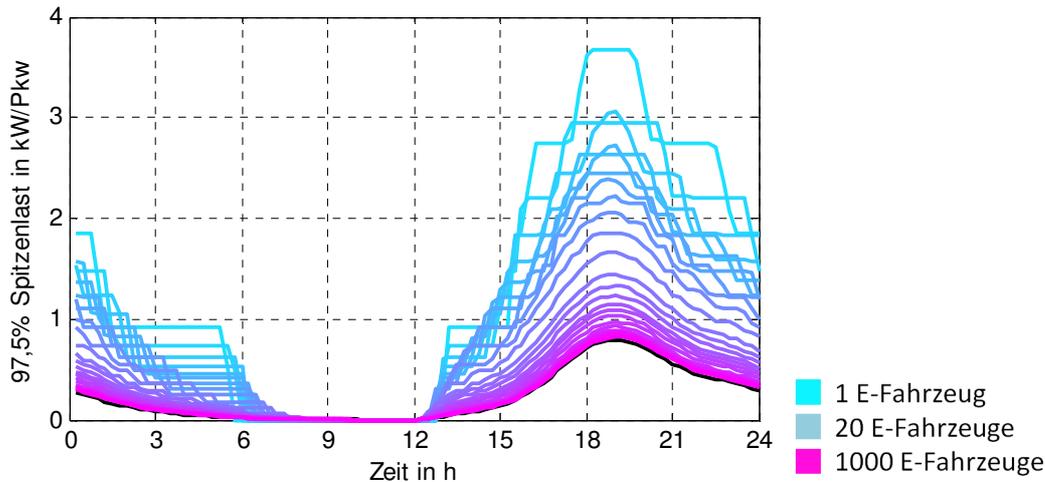


Bild 5.17: Darstellung von Einhüllenden für Lastprofile mit verschiedener Anzahl an Elektrofahrzeugen, die jeweils 97,5% der Werte unter sich einschließen

Über die Einhüllenden können im Vergleich zum durchschnittlichen Lastprofil Skalierungsfaktoren in Abhängigkeit der betrachteten Fahrzeuganzahl bestimmt werden. Für 1 Fahrzeug (oberste blaue Kurve) müsste beispielsweise das Standardlastprofil in etwa um den Faktor  $3,6 \text{ kW/Pkw} / 0,8 \text{ kW/Pkw} = 4,5$  skaliert werden. Für die Verwendung des durchschnittlichen Lastprofils mit Skalierung für eine geringe Anzahl an Fahrzeugen muss jedoch Folgendes berücksichtigt werden:

- Der Skalierungsfaktor hängt entscheidend vom gewählten Quantil ab. Der gewählte Prozentsatz des Quantils entspricht der Sicherheit, dass kleinere Lasten als der Last des Quantils auftreten und kann in Abhängigkeit der notwendigen Güte und des Untersuchungsgegenstandes gewählt werden.
- Durch Verwendung der Einhüllenden für die Last von Elektromobilität wird ein Fall simuliert, der im zeitlichen Zusammenhang so nur sehr unwahrscheinlich auftritt. Für jeden einzelnen Zeitpunkt ist es jedoch ein Fall, der mit der Wahrscheinlichkeit des Quantils unterschritten wird. Es handelt sich dabei um eine Worst-Case Abschätzung, die im Gegensatz zur Verwendung von Einzellastprofilen für das Netz kritischer ausfallen kann.
- Je geringer die Zahl der betrachteten Fahrzeuge, desto höher ist der zu wählende Skalierungsfaktor und desto kleiner ist der Gleichzeitigkeitsfaktor. Dabei ist der Gleichzeitigkeitsfaktor ein Indikator dafür wie stark die Einhüllende von den Einzellastprofilen abweicht.

Daraus folgt, dass die Grenze ab der Einzellastprofile verwendet werden sollten nicht pauschal bestimmt werden kann und direkt vom Untersuchungsgegenstand abhängt.

**Bild 5.18 kann als Entscheidungshilfe für die Verwendung von Einzel- bzw. Durchschnittslastprofil herangezogen werden, in der die individuellen Anforderungen je nach Untersuchungsgegenstand berücksichtigt werden.**

Es zeigt die sich verändernden Faktoren in Abhängigkeit der betrachteten Anzahl an Fahrzeugen und liefert somit die Basis für eine Entscheidung zur Verwendung von durchschnittlichen oder probabilistischen Lastprofilen für Elektroautos.

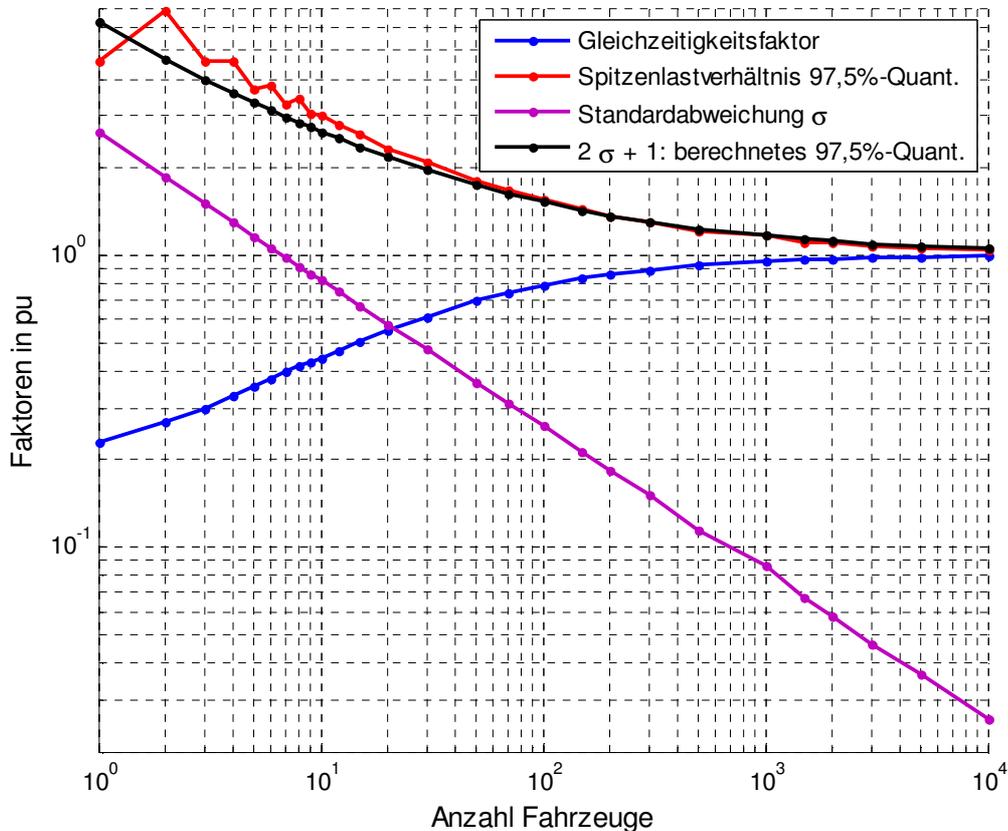


Bild 5.18: Unterschiede zwischen Simulation mit individuellen Lastprofilen (entspr. Bild 5.12) und durchschnittlichem Lastprofil (entspr. Bild 5.13) in Abhängigkeit steigender Anzahl von Fahrzeugen: Gleichzeitigkeitsfaktor, Standardabweichung, Spitzenlast

Alle Größen in dem Diagramm sind normiert. Die rote Kurve zeigt den empirisch ermittelten Skalierungsfaktor zwischen durchschnittlichem Lastprofil und der für die entsprechende Anzahl an Fahrzeugen zugehörigen Einhüllenden. Die lila Kurve zeigt die auf die Spitzenlast von 800 W normierte Standardabweichung. Diese kann herangezogen werden, um Skalierungsfaktoren für beliebige Quantile genähert zu berechnen.

Für die Berechnung des 97,5%-Quantils beispielsweise müsste die zweifache Standardabweichung zum Skalierungsfaktor hinzuaddiert werden. Dabei ergibt sich der Faktor entsprechend zu  $1 + 2\sigma$  und ist in schwarz dargestellt. Es zeigt sich, dass zwischen empirisch und analytisch ermitteltem Spitzenlastverhältnis nur eine geringfügige Differenz liegt. Diese liegt darin begründet, dass die Spitzenlasten (s. Bild 5.16) nicht exakt normalverteilt sind, wie bei der Berechnung des analytischen Verhältnisses unterstellt wird. Ist eine höhere Sicherheit als 97,5% notwendig, kann für die Ermittlung eines angepassten Skalierungsfaktors die Standardabweichungen  $\sigma$  mehrfach addiert werden. In blau ist der Gleichzeitigkeitsfaktor dargestellt, der einen Anhaltspunkt liefert ab wann das durchschnittliche Ladeprofil verwendet werden kann.

Über ihn lässt sich abschätzen wie stark die Einhüllende von Einzellastprofilen abweicht. Beispiele für Gleichzeitigkeitsfaktoren von 80%, 90% und 97% wurden in Bild 5.15 veranschaulicht.

**In Abhängigkeit des Untersuchungsgegenstandes kann ein minimal geforderter Gleichzeitigkeitsfaktor bestimmt werden. Dieser entscheidet über die Anzahl an Fahrzeugen, ab der das durchschnittliche Lastprofil in Verbindung mit einem Skalierungsfaktor verwendet werden kann.**

Der dazu notwendige Gleichzeitigkeitsfaktor und die Standardabweichung zur Berechnung beliebiger Quantile und einhergehender Skalierungsfaktoren können aus Bild 5.18 abgelesen werden.

Für die Betrachtung von Knotenspannungen und ihrer Einhaltung der EN 50 160 scheint ein Gleichzeitigkeitsfaktor von mindestens 90% sinnvoll. Dieser wird gemäß Bild 5.18 erst ab ca. 300 Fahrzeugen erreicht. Die Standardabweichung beträgt hier ca. 15%. Bei einer Sicherheit von 99,5% ergibt sich damit ein notwendiger Skalierungsfaktor von  $1+3\sigma = 145\%$ . 300 Elektrofahrzeuge sind jedoch weder an einem Niederspannungsabgang noch in einem Niederspannungsnetz zu erwarten. Erst auf Hochspannungsebene scheint es möglich zukünftig 300 Elektrofahrzeuge innerhalb der von einem Umspannwerk versorgten Netzgruppe vorzufinden. Somit könnte der Lastanteil von Elektromobilität eines Umspannwerkes auf Hochspannungsebene durchaus mit einem durchschnittlichen Lastprofil, einem Gleichzeitigkeitsfaktor von 0,9 und mit einem Skalierungsfaktor von 145% berücksichtigt werden.

### 5.3.4 Zuordnung von Elektroautos zu Haushalten

Ist die Verteilung von Elektrofahrzeugen für ein Netzgebiet unbekannt, kann auf Basis der Haushaltsverteilung eine weitere Abschätzung gemacht werden. Für eine Zuordnung von Elektroautos zu Haushalten sind dabei folgende Parameter notwendig:

- Verteilung der Anzahl von Fahrzeugen eines Haushalts,
- Durchdringungsgrad von Elektroautos.

Für die Anzahl von Fahrzeugen pro Haushalt finden sich in [MiD 2008, 2010] Daten, die in Tabelle 5-6 aufgeführt sind.

Tabelle 5-6: Häufigkeitsverteilung der Anzahl konventioneller Fahrzeuge in einem Haushalt [MiD 2008, 2010]

|            | 0 Fhz | 1 Fhz | 2 Fhz | 3 Fhz | 4 Fhz |
|------------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Häufigkeit | 17,7% | 53%   | 24,2% | 4%    | 1,1%  |

Dies ergibt im Mittel 1,178 Fahrzeuge pro Haushalt. Für den Durchdringungsgrad für Elektroautos müssen plausible Annahmen getroffen werden, die für den Betrachtungszeitraum wahrscheinlich sind. Hierfür liefern die Marktprognosen für Elektromobilität und [NEP, 2009] Anhaltspunkte. Mit diesen Daten kann für jeden Haushalt zuerst eine

Anzahl an Fahrzeugen bestimmt werden. Anschließend wird abhängig vom Durchdringungsgrad für jedes Fahrzeug zufällig bestimmt, ob es sich um ein Elektroauto handelt. Für jedes Elektroauto wird ein Ladeprofil generiert.

## 5.4 Modellierung von Photovoltaikeinspeisung

Im Gegensatz zu Haushaltlastprofilen sind Photovoltaikanlagen in der Regel beim Netzbetreiber mit ihrer Nennleistung bekannt. Daher müssen diese nicht auf einen Jahresenergieverbrauch normiert werden, sondern die Profile können direkt proportional zu ihrer Nennleistung angegeben werden. Ein weiterer Gegensatz zu Haushaltprofilen und Elektroautos ist die sehr hohe Gleichzeitigkeit, die sich im Bereich 0,82 mit einer Standardabweichung von ca.  $\pm 0,05$  in Abhängigkeit des örtlichen Abstandes der PV-Anlagen bewegt [Stetz, 2012]. Hat eine Anlage in einem Ortsnetz eine hohe Einspeisung an einem sonnigen Tag, haben andere Anlagen in dem gleichen oder benachbarten Ortsnetz mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit eine ähnlich hohe Einspeisung. Durch lokale Verschattung aufgrund von Wolkenzug oder der unterschiedlichen Ausrichtung nach Süden der Anlage treten die Einspeisemaxima zu unterschiedlichen Zeiten auf.

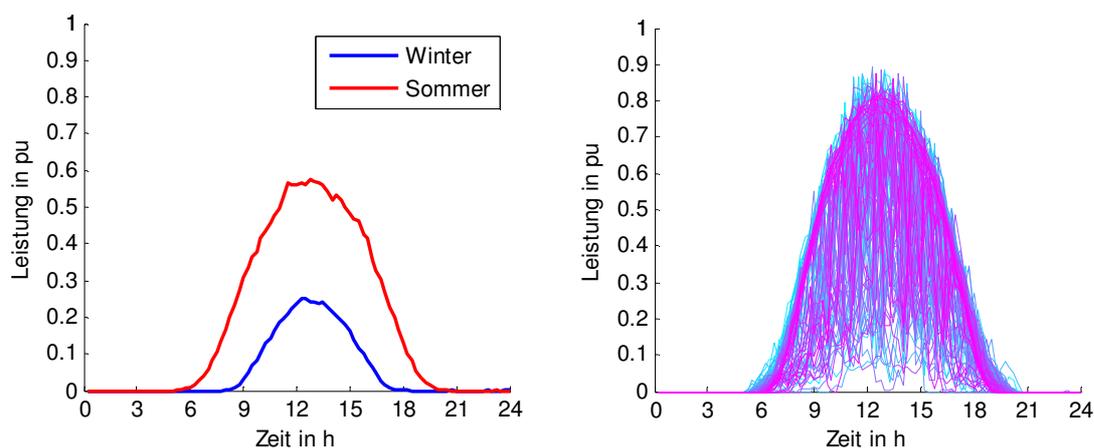
Im Anschluss an die Modellierung der Photovoltaikeinspeisung wird für die Verfeinerung der Modellierung auch das Verhalten von Photovoltaikanlagen am Netz in Abhängigkeit der Spannung betrachtet. Für größere Anlagen ist bereits heute eine Spannungshaltung über Blindleistungsregelung für Photovoltaikanlagen vorgesehen. Abschließend werden Möglichkeiten aufgezeigt, Zukunftsprognosen für den Ausbau erneuerbarer Energien auf einzelne Netzgebiete herunterzurechnen.

### 5.4.1 Anwendung von gemessenen Photovoltaik Einspeiseprofilen in einer Monte-Carlo Simulation

Generell gilt für die Anwendung von Messdaten an dieser Stelle das gleiche wie für Haushalte, nämlich dass zu unterschiedlichen Zeitpunkten gemessene Profile nicht ohne weiteres kombiniert werden können. Für Photovoltaikanlagen ist dies sogar noch einsichtiger als für Haushalte, da es ansonsten passieren kann, dass das Einspeiseprofil eines regnerischen mit dem eines sonnigen Tages kombiniert wird. Darüber hinaus ist eine Gruppierung von Photovoltaikeinspeisedaten nach Jahreszeiten sinnvoll, jedoch nicht danach, ob das Profil an einem Werktag, Samstag oder Sonntag gemessen wurde. Vielmehr erscheint hier die Einteilung nach Jahreszeiten und Bewölkung an dem betreffenden Tag sinnvoll. Dazu finden sich in der Literatur Möglichkeiten über die Berechnung eines sogenannten Clear Sky Index. Jedoch müssen auch hier unterschiedliche Sonnenscheindauern und Höhe des Sonnenstands zu unterschiedlichen Tagen berücksichtigt werden. Ob diese einen signifikanten Einfluss haben, könnte in ähnlicher Weise wie für die Haushalte in Abschnitt 5.2 anhand eines ergebnisorientierten Ansatzes analysiert werden.

Da für diese Arbeit der Fokus nicht auf Photovoltaik liegt und die zur Verfügung stehenden Messdaten für eine detaillierte Betrachtung nicht ausreichen, wird hier lediglich nach Jahreszeit unterschieden und für einen bestimmten Tag ein zufälliges Photovoltaikprofil aus den Messdaten bestimmt. Dieses wird auf Nennleistung normiert und an allen im Netz vorkommenden Anlagen entsprechend der Nennleistung der betreffenden Anlage eingesetzt. Somit wird hier die unterschiedliche Ausrichtung auf Himmelsrichtungen bzw. ein unterschiedlicher Neigungswinkel vernachlässigt, was sich in einem Gleichzeitigkeitsfaktor von 1 äußert, wohingegen dieser, wie eingangs erwähnt, je nach Ausdehnung der betrachteten Anlagen eher im Bereich um 0,82 liegt [Stetz, 2012].

Als Messdaten stehen Einspeiseleistungen einer einzelnen Photovoltaikanlage mit viertelstündiger Auflösung über ein knappes Jahr im Jahr 2009 zur Verfügung, die vom Institut für Photovoltaik der Universität Stuttgart bereitgestellt wurden und in Bild 5.19 veranschaulicht werden. Bild 5.19 zeigt auf der linken Seite den Mittelwert der Einspeisedaten für Winter und Sommer.



*Bild 5.19 Veranschaulichung der vom IPV Uni Stuttgart zur Verfügung gestellten Photovoltaik Messdatenbasis aus dem Jahr 2009; Durchschnittliche Profile für Winter und Sommer (links) sowie Einzelprofile aus dem Sommer (rechts)*

Im Sommer stehen 92 gemessene Tagesprofile zur Verfügung, im Winter hingegen 120 gemessene Tagesprofile. Auf der rechten Seite sind beispielhaft die 92 Tagesprofile der im Sommer gemessenen Tage dargestellt, um einen Eindruck über die Varianz und ihre Einhüllende zu geben.

Die Einhüllende erreicht im Sommer Maximalwerte von in etwa 90% der Anlagennennleistung, obwohl der Durchschnitt, wie die linke Seite zeigt, deutlich darunter liegt. Dass die Nennleistung nicht erreicht wird, kann verschiedene Gründe, wie die Alterung, Ausrichtung und Verschmutzung der Anlage oder auch die schlechte Wetterlage im Sommer 2009 haben.

### 5.4.2 Verhalten von Photovoltaikanlagen am Netz

Neben der Wirkleistungseinspeisung, die das Stromnetz in Form von Spannungshüben und Leitungsauslastungen belasten, schreibt [VDE AR-N 4105, 2010] „Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“ technische Anschlussbedingungen für Photovoltaikanlagen vor. Für eine probabilistische Netzbewertung ist dazu insbesondere das Verhalten bezüglich Blindleistungseinspeisung relevant. Je nach Anlagengröße müssen ab 20% Wirkleistungsabgabe bezogen auf die Nennleistung unterschiedliche Leistungsfaktoren  $\cos \varphi$  gefahren werden können:

- Kleinanlagen mit  $S_{\max} \leq 3,68$  kVA müssen im Bereich von  $\cos \varphi = 0,95_{\text{übererregt}}$  bis  $\cos \varphi = 0,95_{\text{untererregt}}$  regelbar sein, jedoch ohne Vorgabe des Netzbetreibers.
- Mittlere Anlagen mit  $3,68$  kVA  $< S_{\max} \leq 13,8$  kVA können eine Kennlinienvorgabe des Netzbetreibers innerhalb  $\cos \varphi = 0,95_{\text{übererregt}}$  bis  $\cos \varphi = 0,95_{\text{untererregt}}$  erhalten.
- Große Anlagen mit  $S_{\max} \geq 13,8$  kVA können ebenfalls eine Kennlinienvorgabe des Netzbetreibers jedoch im Bereich  $\cos \varphi = 0,90_{\text{übererregt}}$  bis  $\cos \varphi = 0,90_{\text{untererregt}}$  erhalten.

Die VDE AR-N 4105 schlägt als Kennlinie die in Bild 5.20 dargestellte vor.

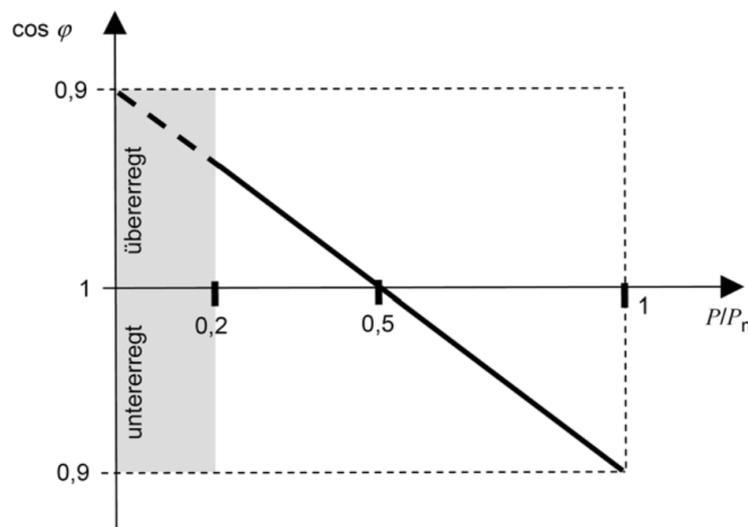


Bild 5.20 Exemplarische Vorgabe bezüglich der Blindleistungsbereitstellung von Photovoltaikanlagen in Abhängigkeit ihrer Wirkleistungseinspeisung [VDE AR-N 4105, 2010]

Bild 5.20 zeigt den Leistungsfaktor  $\cos \varphi$  in Abhängigkeit einer steigenden prozentualen Wirkleistungseinspeisung bezogen auf Nennleistung. Unterhalb von 50% Leistungseinspeisung wirkt bei dieser Kennlinie die Photovoltaikanlage kapazitiv und erhöht somit die Spannung weiter. Dies kann sinnvoll sein, da bei geringer Einspeisung davon auszugehen ist, dass die in einem Netz vorherrschende Last noch nicht kompensiert ist und insgesamt noch immer von einem Spannungsfall auszugehen ist, der über den Bezug kapazitiver Blindleistung kompensiert werden kann. Bei über 50% Einspeisung wechselt die Photovoltaikanlage zu einem Bezug induktiver Blindleistung, der die Spannung reduziert und somit dem Spannungshub der Wirkleistungseinspeisung entgegenwirkt. Je nach Topologie kann es für den Netzbetreiber sinnvoll sein von dieser

Kennlinie abzuweichen. Beispielsweise kann bei geringer Last an einem Abgang auf den Bezug kapazitiver Blindleistung zur Spannungsanhebung unterhalb von 50% Leistungseinspeisung verzichtet werden.

Für diese Arbeit wird für die Erzeugermodellierung von Photovoltaikanlagen das Blindleistungsverhalten entsprechend Bild 5.20 modelliert, wobei die Grenzen für den Leistungsfaktor  $\cos \varphi$  entsprechend der Anlagengröße angepasst werden.

Die EEG Novelle aus dem Jahr 2012 regelt in § 6 die technischen Vorgaben, die Photovoltaikanlagen am Netz zu erfüllen haben. Unter anderem wird darin geregelt, dass Photovoltaikanlagen mit einer Einrichtung ausgestattet werden müssen, die es dem Netzbetreiber jederzeit erlaubt, die Einspeiseleistung bei Netzüberlastung ferngesteuert zu reduzieren. Für kleinere Anlagen unter 30 kWp, wie sie hauptsächlich im Niederspannungsnetz vorkommen, kann auf eine solche Einrichtung verzichtet werden, sofern die Anlage dauerhaft auf 70% ihrer Nennleistung begrenzt wird. Dabei wird der jährliche Energieertrag nur um wenige Prozent reduziert [Appen, 2012], da eine Anlage nur selten mehr als 70% ihrer Nennleistung einspeist. Das Netz wird dadurch stark entlastet, da es nicht für einen nur selten auftretenden Fall ausgelegt werden muss. In dieser Arbeit soll anhand der probabilistischen Lastflussrechnung in Abschnitt 7.1 gezeigt werden, wie häufig Anlagen abgeregelt werden müssen, und wie groß der Effekt auf den Netzausbau ist.

### 5.4.3 Zuordnung von zukünftigen Photovoltaikanlagen zu Haushalten

Neben den bereits installierten Anlagen, bei denen Position, Ausrichtung und installierte Leistung bekannt ist, werden in Zukunft weitere Anlagen installiert werden, für die diese Parameter unbekannt sind. Um den Netzausbaubedarf einer gegebenen Topologie auch im Jahr 2020 oder später abschätzen zu können, muss die zukünftige Entwicklung so detailliert wie möglich für das betreffende Gebiet analysiert werden. Abschnitt 2.1 hat die Entwicklung von erneuerbaren Energien für Gesamtdeutschland aufgezeigt. Dieser Abschnitt zeigt, wie diese Prognosen für eine bestimmte Region angepasst werden können, um sie in einer Lastflussrechnung zu nutzen. Dabei sind insbesondere die zwei folgenden Fragen zu beantworten:

- Zusätzliche Anzahl an Photovoltaikanlagen in betreffendem Netzgebiet bis 2020 bzw. 2030 beispielsweise im Verhältnis zur Anzahl der Haushalte
- Installierte Leistung der zusätzlichen Anlagen

Bild 5.21 zeigt die Häufigkeitsverteilung der prozentualen Zuwachsrates bezogen auf die installierte PV-Leistung in den einzelnen Postleitzahlgebieten, die aus den EEG-Anlagenstammdaten gewonnen werden können.

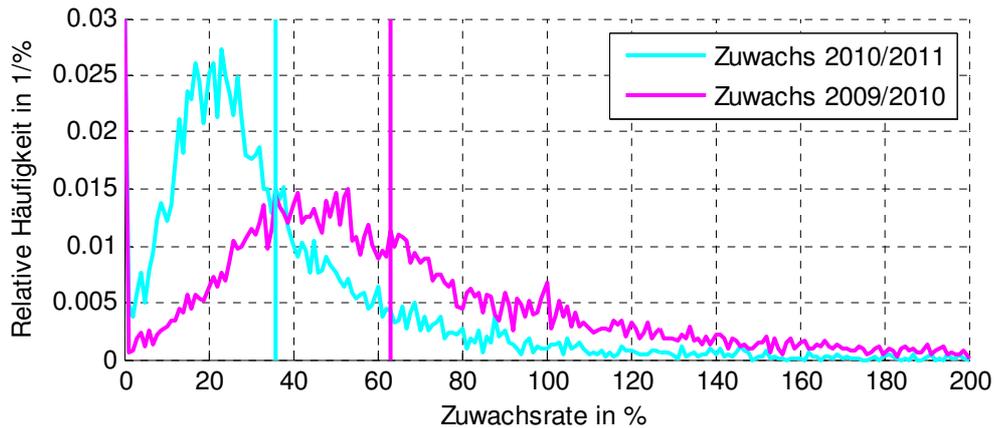


Bild 5.21 Häufigkeitsverteilung der prozentualen Zuwachsrate an installierter PV-Leistung in bestimmten Postleitzahlgebieten aus den EEG-Anlagenstammdaten

Die senkrechten Balken stellen dabei die Mittelwerte dar. Auffällig ist, dass die Zuwachsraten 2010/2011 gegenüber 2009/2010 deutlich zurückgegangen sind, was auf die erheblichen Kürzungen der EEG-Einspeisevergütung zurückzuführen ist. Deutschlandweit gab es einen Zubau von 9,96 GW im Jahr 2009 auf 17,37 GW im Jahr 2010 von +74,42% und auf 25,094 GW im Jahr 2011 von +44,47%. Im Vergleich zu den in Bild 5.21 dargestellten Mittelwerten sind diese kleiner als die Zuwachsraten für Gesamtdeutschland. Um absolut also auf eine höhere Zubaurate zu kommen, müssen Postleitzahlgebiete mit höherer Leistung überproportionale prozentuale Zubauraten im Gegensatz zu den Gebieten mit wenig installierter Leistung haben.

Die Prognose des Photovoltaikzuwachses für einzelne Netzregionen ist ein komplexes Thema, auf das in dieser Arbeit nicht der Fokus gelegt wird. Daher findet hier ein vereinfachter Ansatz Anwendung, der die installierte Leistung der bereits vorhandenen Anlagen in dem betreffenden Netzgebiet entsprechend der Zuwachsraten für Gesamtdeutschland nach Abschnitt 2.1 und [BMU Leitstudie 2011, 2012] hochskaliert. Dies ist im Mittel eine näherungsweise korrekte Annahme, wie auch der Vergleich mit Bild 5.21 zeigt, jedoch kann sie in einzelnen Postleitzahlgebieten zu erheblichen Abweichungen führen. Eine Verbesserung der Prognose für ein betrachtetes Netzgebiet kann somit auch eine erhebliche Verbesserung der Genauigkeit der Analyse bedeuten.

Im Gegensatz zu Elektrofahrzeugen lässt sich für Photovoltaik die zukünftig installierte Leistung in einem Netzgebiet besser abschätzen als etwa der Durchdringungsgrad. Wenn die zusätzlich erwartete Photovoltaikleistung für das entsprechende Gebiet abgeschätzt wurde, stellt sich die nächste Frage nach ihrer Verteilung auf einzelne Anlagen. Zu diesem Zweck zeigt Bild 5.22 die installierten Leistungen in einer Häufigkeitsverteilung aller in den EEG-Anlagenstammdaten eingetragenen Photovoltaikanlagen einmal für Gesamtdeutschland und einmal exemplarisch für Stuttgart für die Jahre 2009 und 2011.

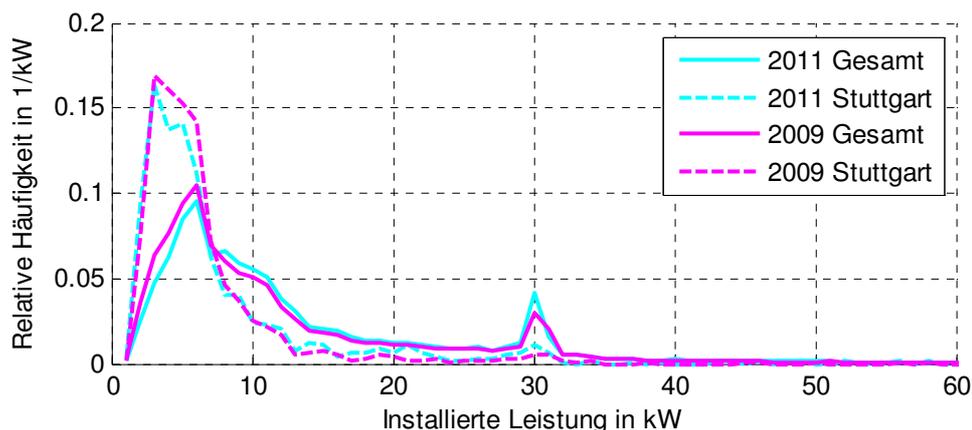


Bild 5.22 Häufigkeitsverteilung von PV-Anlagen in Abhängigkeit ihrer installierten Leistung aus den EEG-Anlagenstammdaten in den Jahren 2009 und 2011

Auffällig ist die Häufung bei 30 kW, insbesondere in der deutschlandweiten Betrachtung. Dies liegt daran, dass ab 30 kW die Einspeisevergütung reduziert wird. Daher vermeiden viele Haushalte die Installation größerer Anlagen. Darüber hinaus unterscheidet sich Stuttgart insofern von Gesamtdeutschland, dass deutlich mehr Kleinanlagen mit geringerer Leistung <10 kW installiert sind. Der zeitliche Trend von 2009 auf 2011 bewegt sich ebenfalls in Richtung größerer installierter Leistungen.

Anhand der Leistungsverteilung können nun solange Anlagengrößen bestimmt werden, bis die abgeschätzte Gesamtleistung für das betrachtete Netzgebiet gerade überschritten ist. Die letzte bestimmte Anlagenleistung kann dann auf einen Wert gekürzt werden, so dass sich in Summe die geforderte Gesamtleistung für das Netzgebiet ergibt.

Für die Jahre 2020 und 2030 kann die Verteilung der installierten Leistung lediglich abgeschätzt werden. Jedoch hat dies nur geringen Einfluss auf die Endergebnisse, da die zusätzlich zu installierende Leistung separat abgeschätzt werden muss und die Verteilung dieser Leistung nur bestimmt, wie gestreut oder wie gebündelt diese Leistung ins Netz eingespeist wird. Bild 5.23 schätzt die Veränderung der Leistungsverteilung für Gesamtdeutschland und die Jahre 2020 und 2030 ab.

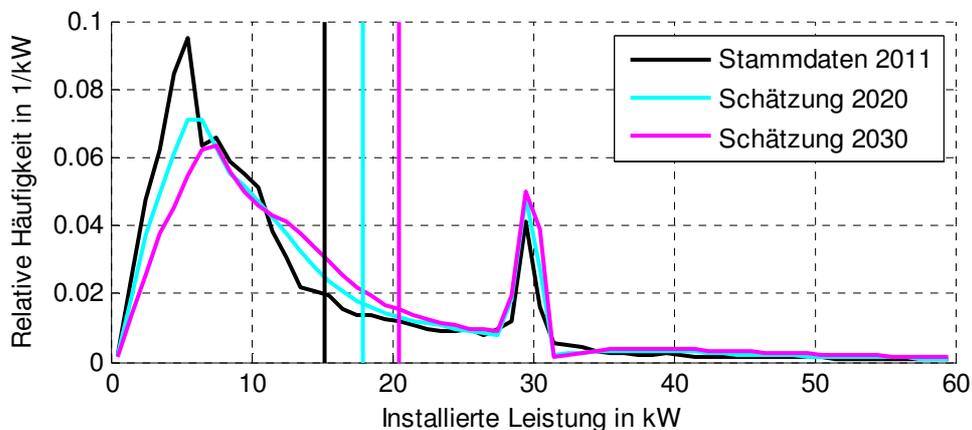


Bild 5.23 Abschätzung der Häufigkeitsverteilung von PV-Anlagen in Abhängigkeit ihrer installierten Leistung für die Jahre 2020 und 2030 für Gesamtdeutschland

Es ist davon auszugehen, dass die durchschnittliche Anlagengröße weiter zunimmt, wie auch bereits in Bild 5.22 zu erkennen ist. Weiterhin wird die Häufung bei 30 kW bestehen bleiben bzw. sich in ihrer Ausprägung aufgrund der zunehmenden Größe sogar verstärken. Im Mittel wurde hier eine Zunahme der mittleren Anlagengröße von 20% für 2020 und von 40% für 2030 angenommen. Bild 5.24 zeigt die gleiche Abschätzung auf ähnliche Weise für das Netzgebiet Stuttgart.

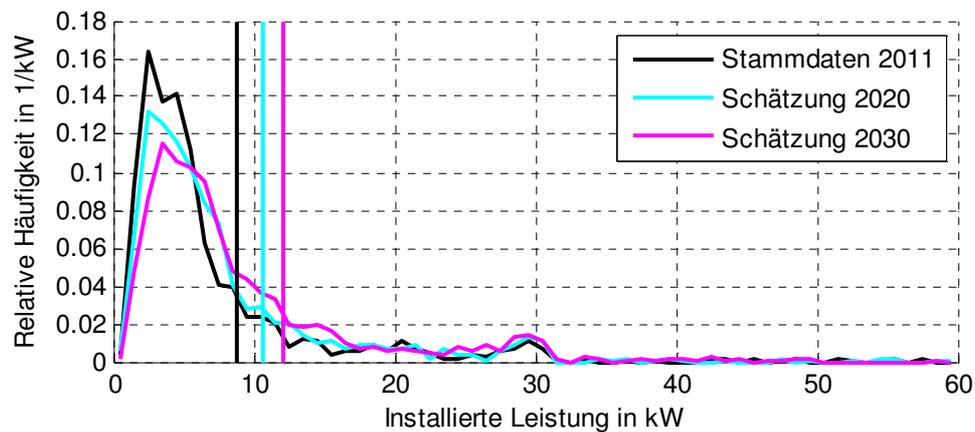


Bild 5.24 Abschätzung der Häufigkeitsverteilung von PV-Anlagen in Abhängigkeit ihrer installierten Leistung für die Jahre 2020 und 2030 für Stuttgart

Der wesentliche Unterschied gegenüber der Verteilung in Gesamtdeutschland wird nach wie vor die geringere Anlagengröße und die schwächere Häufung bei 30 kW sein.



## 6 Neuer Ansatz für probabilistische Netzplanung

### 6.1 Auftrittswahrscheinlichkeit von Spitzenlasten

Eine vereinfachte Möglichkeit ein Niederspannungsnetz auszulegen ist die Betrachtung von auftretenden Spitzenlasten an Betriebsmitteln. Dies hilft insbesondere bei der Auslegung unter Berücksichtigung der Betriebsmittelauslastung, kann aber auch genutzt werden, um Spannungsfälle abzuschätzen. Beispielsweise stellt sich die Frage, wie groß ein Ortsnetztransformator ausgelegt werden muss, wenn dieser 50 Haushalte versorgt. Ein einzelner Hausanschluss stellt in Deutschland in der Regel einen dreiphasigen Stromanschluss mit jeweils 63 A zur Verfügung. Daraus ergibt sich eine maximal mögliche Leistung von ca. 43,5 kW. Bei Betrachtung mehrerer Hausanschlüsse müssen Zuleitungen aufgrund der Ungleichzeitigkeit nicht für die volle Leistung dimensioniert werden. Für die Dimensionierung wird häufig ein empirisch bestimmter Gleichzeitigkeitsfaktor nach

$$g(n) = g_{\infty} + (1 - g_{\infty}) \cdot n^{-\frac{3}{4}},$$

wie in [Kaufmann, 1995] zu finden, genutzt und mit einer empirischen Anschlussleistung für einen Hausanschluss multipliziert. Diese Anschlussleistung liegt in der Regel bei ca. 5 kW, sofern keine elektrische Heizung oder ein elektrischer Durchlauferhitzer im Haushalt vorliegt. Dabei ist  $n$  die Anzahl der Haushalte. Mit zunehmender Anzahl an Haushalten geht  $g(n)$  von 1 startend gegen  $g_{\infty}$ .  $g_{\infty}$  liegt in der Regel bei ca. 0,2, woraus nach Multiplikation mit der Anschlussleistung eine Last von ca. 1 kW pro Haushalt bei Betrachtung einer großen Menge an Haushalten resultiert, wie dies zum Beispiel an einer Ortsnetzstation der Fall ist. Der Zusammenhang zwischen Anschlussleistung und Gleichzeitigkeitsfaktor wurde in Kooperation des Fraunhofer IWES in Kassel sowie dem IEH in Stuttgart untersucht, um auch verschiedene Messdatensätze miteinander vergleichen zu können [Stetz, 2012]. Zusammenfassend lässt sich sagen, dass der Gleichzeitigkeitsfaktor bei allen Messdatensätzen deutlich höher als in [Kaufmann, 1995] liegt. In den drei betrachteten Regionen liegt  $g_{\infty}$  zwischen 0,3 und 0,4, was unter anderem auf die zunehmende Anzahl an Standby-Verbrauchern seit 1995 zurückzuführen ist, die auch bereits in Abschnitt 5.2.1 festgestellt wurde. Darüber hinaus wird gezeigt, dass die zur Dimensionierung herangezogene Haushaltsanschlussleistung nicht, wie eigentlich gefordert, konstant ist sondern mit verschiedener Anzahl an Haushalten ähnlich wie der Gleichzeitigkeitsfaktor variiert, sofern man die gleichen Spitzenlasten, wie sie in den Messdaten vorkommen, replizieren möchte.

Die hier verfolgte Herangehensweise, die auch in [Probst, 2013] vorgestellt wird betrachtet daher direkt die auftretenden Spitzenlasten und gewinnt diese aus den vorliegenden Messdaten. Für einen Abgang mit beispielsweise 10 Haushalten können aus den Messdaten zufällig 10 Tageslastprofile ausgesucht werden. Ähnlich wie als Refe-

renzfall in 5.2.2 beschrieben, wird zuerst ein Zeitraum bestimmt und im Anschluss nur aus den in diesem Zeitraum verfügbaren Messdaten Profile ausgesucht. Für diese 10 Profile kann nun die Maximallast für den Tag bestimmt werden. Bei Wiederholung dieser Vorgehensweise ergibt sich eine Vielzahl an Maximallasten, die an einem Abgang mit 10 Haushalten auftreten können. Sortiert man die Maximallasten der Größe nach, lässt sich nun beispielsweise das 99. Perzentil bilden, um ein gewisses Risiko einer Überlastung zu erlauben. Dabei wird vermieden, dass das Netz auf einen theoretischen Worst Case ausgelegt wird, sondern auf einen Wert, der eine gewisse zugelassene Häufigkeit aufweist. Bei Tagesmaximallasten entspricht das 99. Perzentil dem Wert, der im Mittel alle 100 Tage erreicht wird. Das 99. Perzentil wäre nun der Spitzenlastwert, auf den ein Abgang mit 10 Haushalten dimensioniert werden könnte.

Nun kann untersucht werden, wie sich diese Spitzenlast unter dem Einfluss von Elektromobilität verändert. Dazu können die synthetischen Lastprofile für Elektroautos, die in Abschnitt 5.3 eingeführt wurden, genutzt werden. Es steht zu befürchten, dass die Spitzenlast der Haushalte mit dem Ladevorgang der Elektromobilität zusammenfällt, da Elektrofahrzeuge hauptsächlich nach der Arbeit nach der letzten Fahrt am Tag geladen werden dürften. In den Abendstunden ist die Last durch Haushalte aber ohnehin bereits am höchsten. Bild 6.1 zeigt ein durchschnittliches Tageslastprofil eines Haushalts aus MeRegio an einem Werktag im Winter. Darüber hinaus ist das erwartete durchschnittliche Elektroautoprofil dargestellt.

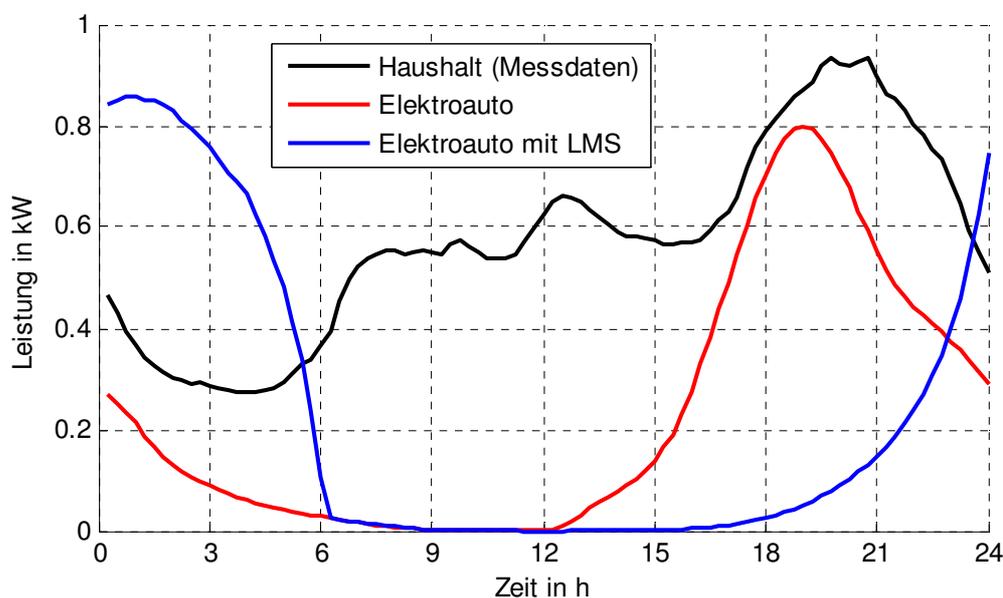


Bild 6.1 Durchschnittliche Profile für einen Haushalt (nicht normiert), ein Elektroauto und ein Elektroauto mit simplen Lademanagement an einem Werktag im Winter

Die Spitzenlasten weisen eine hohe Gleichzeitigkeit auf. Eine Möglichkeit dies zu entschärfen wäre beispielsweise ein sehr einfaches Lademanagement, das keine Kommunikation erfordert, aber den Großteil der Elektromobilitätslast auf die Nacht verschieben kann. Dies gelingt durch eine Rückwärtssteuerung, ähnlich wie sie bei Nachtspeicherheizungen zu finden ist. Es wird zufällig eine Lade-Endzeit zwischen 0 und 6 Uhr morgens bestimmt. Der Ladevorgang wird genau zu der Zeit eingeleitet, so dass bei maxi-

maler Ladeleistung die Zeit gerade ausreicht die benötigte Energiemenge nachgeladen zu haben und der Ladevorgang beendet werden kann. Somit beginnen viele Fahrzeuge nicht direkt mit der Ladung, sobald sie mit dem Netz verbunden werden, sondern erst zeitverzögert. Sollte nicht genügend Zeit zur Verfügung stehen die benötigte Energiemenge nachzuladen, wird nach wie vor sofort nach Ankunft mit dem Ladevorgang begonnen. Die Auswirkungen auf das durchschnittliche Elektromobilitätsprofil ist neben der erwarteten Haushalts- und Elektromobilitätslast auch in Bild 6.1 in blau dargestellt.

Die Auswirkung von Elektromobilität mit und ohne Lademanagement auf die Spitzenlast lässt sich wie folgt analysieren. Zu den 10 wie oben beschrieben gezogenen Haushaltsprofilen wird nun entsprechend eines Durchdringungsgrads (beispielsweise 12,5% für 2030) für jeden Haushalt bestimmt, wie viele Fahrzeuge dieser besitzt und wie viele davon elektrisch sind. Für jedes Elektroauto wird anschließend ein Ladeprofil gemäß Abschnitt 5.3 mit oder ohne Lademanagement bestimmt. Nun können die Spitzenlast und das dazugehörige Perzentil bestimmt werden. Diese sind in Bild 6.2 dargestellt.

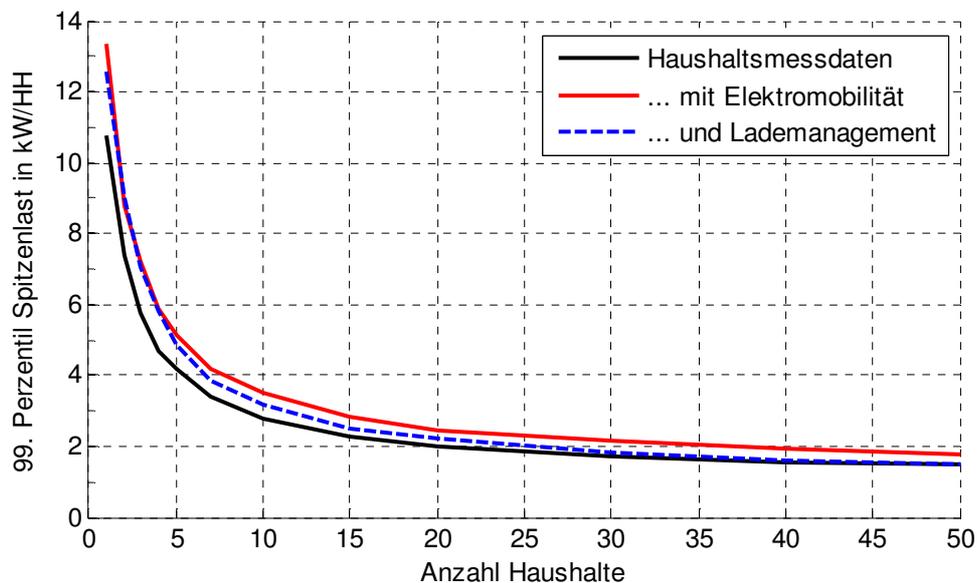


Bild 6.2 Auftretende Spitzenlast in Abhängigkeit der betrachteten Anzahl an Haushalten gewonnen aus Messdaten und überlagert mit Elektromobilität (Szenario 2030: 12,5% Durchdringungsgrad) mit und ohne Lademanagement für einen Werktag im Winter

Die Abbildung zeigt deutlich den Einfluss des abnehmenden Gleichzeitigkeitsfaktors. Bei 5 Haushalten muss gemäß der schwarzen aus den Messdaten gewonnenen Kurve noch mit 4 kW/Haushalt geplant werden und der Abgang müsste auf 20 kW dimensioniert werden. Bei 20 Haushalten reduziert sich die gleichzeitig auftretende Spitzenlast bereits auf 2 kW/Haushalt, so dass der Abgang lediglich auf 40 kW dimensioniert werden muss, obwohl sich die Anzahl der Haushalte vervierfacht hat.

Die rote und blaue Kurve zeigen nun den Einfluss der Elektromobilität. Für eine geringe Anzahl an Haushalten und damit einhergehender geringer Anzahl an Elektroautos liegen die Kurven mit und ohne Lademanagement fast aufeinander, aber deutlich über der schwarzen. Dies liegt daran, dass für wenige Elektroautos nicht mit 99%iger Si-

cherheit garantiert werden kann, dass sich die Elektromobilitätslasten verschieben lassen. Für eine höhere Anzahl an Haushalten und Elektroautos lässt sich jedoch eher garantieren, dass sich ein signifikanter Anteil verschieben lässt, weshalb sich die blaue Kurve zunehmend der schwarzen Kurve annähert. Bei 50 Haushalten liegt die rote Kurve bei 1,792 kW/Haushalt und die blaue lediglich bei 1,515 kW/Haushalt. Dies stellt eine Reduktion der zu dimensionierenden Nennleistung (beispielsweise einer Ortsnetzstation) von 15% dar. Dabei wird deutlich, dass selbst einfache Lademanagementkonzepte das Potential haben Netzausbaukosten signifikant zu senken.

Eine ähnliche Betrachtung lässt sich auch für Photovoltaik und der minimal auftretenden Last durchführen. Dabei ist es entscheidend, von welcher mindestens verfügbaren Residuallast zu Zeiten maximaler PV Einspeisung ausgegangen werden kann, da diese dem Spannungshub durch PV entgegen wirkt. Details zu dem Einfluss auf die Spitzen- und Minimallast durch Elektromobilität und Photovoltaik unter Berücksichtigung von Residuallasten sind in [Probst, 2013] zu finden.

## 6.2 Probabilistische Lastflusssimulation

Neben der Leistungsübertragung als Netzrestriktion spielen auch die Spannungen im Netz eine wichtige Rolle und müssen Grenzwerte, wie in der EN 50 160 formuliert und in Abschnitt 3.2.1 erläutert, einhalten. Um neben den Spitzenlasten auch maximale und minimale Spannungen berücksichtigen zu können, ist eine Lastflusssimulation erforderlich, die nicht nur einen festen Zeitpunkt mit definierten Lasten berechnet, sondern ein Gesamtbild schafft, indem die Lasten entsprechend ihrer Varianz gestreut werden. Auf diese Weise ergibt sich auch für die Spannungen an jedem Knoten sowie für die Auslastung jeder Leitung eine Verteilung mit Varianz. Diese Verteilungen können mit einer geeigneten probabilistischen Interpretation der Netzrestriktionen für die Entscheidung über die Notwendigkeit von Netzausbau verwendet werden. Wie dies im Einzelnen aussieht wird dieser Abschnitt zeigen.

### 6.2.1 Simulation und Auswertung eines definierten Szenarios – Unterscheidung zwischen Häufigkeit und Wahrscheinlichkeit

Zu einem definierten Szenario gehört, dass die Anzahl der Haushalte, die Position und installierte Leistung von Photovoltaikanlagen sowie die Position und Ladeleistung von Elektroautos als bekannt vorausgesetzt wird. Bei einer Zielnetzplanung, in der beispielsweise ein Netz für 2020 geplant wird, sind Positionen und Leistungen von Photovoltaikanlagen und Elektroautos im Vorhinein nicht bekannt, jedoch weisen auch diese eine gewisse Auftrittswahrscheinlichkeit auf. Wie dies berücksichtigt werden kann wird in Abschnitt 6.2.4 beschrieben.

Für ein definiertes Szenario müssen für jeden Simulationszeitpunkt  $t_i$  von  $t$  Zeitpunkten (beispielsweise alle 15 Minuten einer Woche) insgesamt die Lasten an allen  $n$  Knoten initialisiert werden. Dabei kann sich die Last an einem Knoten aus mehreren Haushalten, Photovoltaikanlagen und Elektroautos zusammensetzen. Sie können, wie in Kapi-

tel 5 beschrieben, entweder über Messdaten bzw. Zeitreihen oder Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen bestimmt werden. Auf diese Weise kann eine zufällige Woche simuliert werden. Um ein genaues Bild über ein Szenario zu erhalten, müssen mehrere Wochen, zum Beispiel  $w$  Wochen, betrachtet werden. Über die  $w$ -malig wiederholte Lastflussrechnung aller Zeitpunkte  $t$  mit unterschiedlichen Lastinitialisierungen zu jedem Zeitpunkt  $t_i$  ergeben sich insgesamt für jeden der  $n$  Knoten zu jedem Zeitpunkt  $t_i$  genau  $w$  Spannungen und für jede der  $m$  Leitungen zu jedem Zeitpunkt  $t_i$  genau  $w$  Auslastungen.

Für die Überprüfung der EN 50 160, die Grenzwerte für die Spannung bezogen auf ein Wochenintervall festlegt, ist es zweckmäßig, vollständige Wochen zu simulieren. Dabei werden für jeden der  $n$  Knoten aus den  $t$  Spannungen einer Woche die niedrigsten 5% der Spannungen verworfen. Die nun verbleibende niedrigste Spannung ist das 5. Spannungspersentil dieses Knotens und muss den Anforderungen an das  $\pm 10\%$  Spannungsband um die Nennspannung genügen. Dieses 5. Spannungspersentil ist die Auslegespannung, auf die das Netz ausgelegt wird. Diese kann nun bei einer Betrachtung von insgesamt  $w$  Wochen manchmal in dem gesteckten Rahmen liegen und ihn manchmal aber auch verletzen. Die klassische Interpretation der EN 50 160 erlaubt gar keine Verletzung. Jedoch wäre es denkbar, dass wenn nur in sehr wenigen Wochen dieses Kriterium nicht erfüllt ist, das Netz trotzdem nicht ausgebaut werden muss. Erst bei Überschreitung einer gewissen Häufigkeit pro Jahr bzw. Wahrscheinlichkeit könnte Netzausbau gefordert werden.

Für ein exemplarisches Beispiel wird wieder die Netztopologie aus Bild 5.7 verwendet, die sich aus 3 Knoten mit jeweils 15 Haushalten und jeweils 125 Metern Leitung zwischen ihnen zusammensetzt. Für einen möglichst großen Spannungsfall werden gleichzeitig gemessene Haushaltsdaten (Lastmodell 1) aus den Wintermonaten verwendet. Bild 6.3 zeigt die Auslegespannungen an Knoten 3 jeweils einer Woche von insgesamt 500 Wochen.

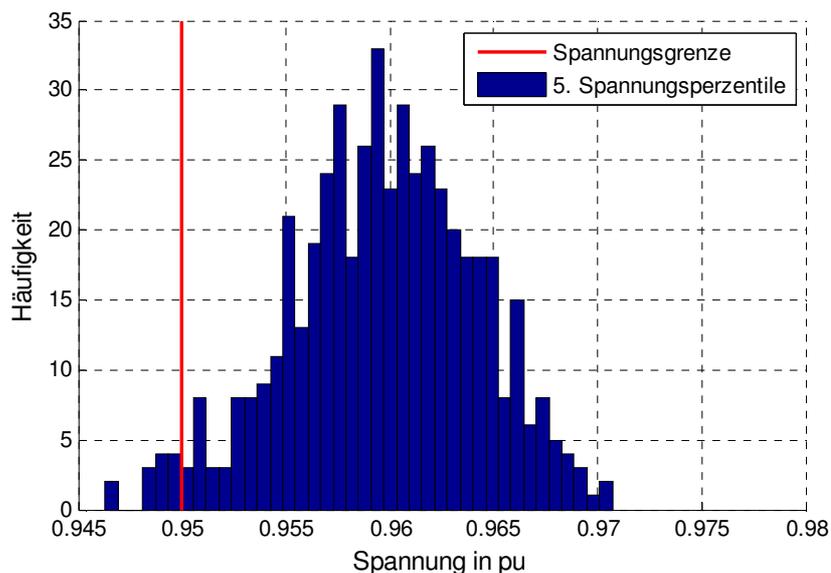


Bild 6.3 Histogramm des 5. Spannungspersentils (Auslegespannung) an Knoten 3 von insgesamt 500 probabilistisch simulierten Wochen mit Haushaltsmessdaten (Winter)

Wird unterstellt, dass gemäß Bild 3.2 ca. 5% Spannungsfall für das Niederspannungsnetz zur Verfügung stehen, fällt auf, dass genau 13 Wochen die Grenze von 0,95 pu unterschreiten, was einer relativen Häufigkeit von 2,6% entspricht. 487 Wochen bzw. 97,4% der Wochen halten diesen Grenzwert ein. *Dies beziffert jedoch nur die Häufigkeit des Auftretens einer Unter- bzw. Überschreitung und ist nicht zu verwechseln mit der Wahrscheinlichkeit.* Bei einer erneuten Stichprobe mit 500 Wochen kann die Häufigkeit sich verändern, die Wahrscheinlichkeit des dahinter liegenden Prozesses, der die Stichprobe erzeugt hat, bleibt jedoch die gleiche. Über die Häufigkeit lässt sich jedoch die Wahrscheinlichkeit abschätzen und die 2,6% relative Häufigkeit ist die beste Schätzung auf Basis dieser Stichprobe.

Jedoch stellt sich die Frage wie sicher diese Schätzung ist bzw. wie groß die Varianz ist, wenn weitere Stichproben betrachtet werden. Eine Möglichkeit dies festzustellen, ist die Erzeugung weiterer Stichproben. Dadurch kann die Häufigkeit der Unterschreitung von 0,95 pu mehrfach berechnet und auch eine Varianz bestimmt werden. Jedoch läge es dann nahe, die Stichproben gemeinsam zu betrachten und nicht aufzuspalten, nur um die Sicherheit der Schätzung bestimmen zu können. Eine weitere Möglichkeit zur Berechnung der Sicherheit bei Nutzung des gesamten berechneten Stichprobenumfangs ist das sogenannte *Bootstrapping* [Elfron, 1993]. Dabei wird die vorhandene originale Stichprobe als Basis genutzt, um zufällige weitere Stichproben zu erzeugen. Dies geschieht durch Ziehen mit Zurücklegen aus der originalen Stichprobe. Anhand dieses konkreten Beispiels bedeutet das zum Beispiel, dass 500 Zufallszahlen zwischen 1 und 500 gezogen werden, die die entsprechenden Werte in der originalen Stichprobe referenzieren und mehrmals gezogen werden dürfen. Für diese künstlich erzeugte Stichprobe kann wiederum bestimmt werden, wie viele Werte unterhalb von 0,95 pu liegen, so dass für viele künstliche Stichproben eine Varianz berechnet und damit eine Aussage über die Sicherheit der Wahrscheinlichkeitsschätzung auf Basis der Häufigkeiten getroffen werden kann. Weiterhin kann die Anzahl der künstlich erzeugten Stichproben solange erhöht werden, bis die berechnete Varianz einer bestimmten Genauigkeit genügt.

Für das obige Beispiel lässt sich eine Varianz von  $\sigma^2 = 5,0554 \cdot 10^{-5} \%^2$  bzw. eine Standardabweichung von  $\sigma = 0,71\%$  ableiten. Daraus lässt sich auf Basis der Häufigkeit einer Unterschreitung der Spannungsgrenze von 0,95 pu von 2,6% schließen, dass sich die Wahrscheinlichkeit einer Unterschreitung mit einer Sicherheit von 68,3% (einfache Standardabweichung) im Intervall  $2,6\% \pm 0,71\%$  bewegt.

Eine weitere Möglichkeit der Quantisierung ist die Berechnung desjenigen Spannungswerts, bei dem die Wahrscheinlichkeit einer Unterschreitung genau der eines tolerierten Risikos  $p$  entspricht. Auch dieser Spannungswert, der dem  $p$ -Perzentil entspricht, kann beispielsweise über Bootstrapping berechnet und im Anschluss mit einem erlaubten Spannungsgrenzwert verglichen werden. Beispielsweise entspricht das 2,3%-Quantil (bzw. das 2,3. Perzentil) einem Abstand von 2 Standardabweichungen nach unten vom Mittelwert, weshalb diese Grenze als anschauliches Beispiel verwendet wird:

**Für eine Richtlinie bedeutet dies beispielsweise folgende Vorgabe:  
„Innerhalb eines Niederspannungsnetzes darf die Spannung maximal  
mit einer Wahrscheinlichkeit von 2,3% um mehr als 11,5 V (5%) fallen.“**

Für das obige Intervall von  $2,6\% \pm 0,71\%$  bedeutet dies, dass relativ sicher Netzausbau notwendig ist, da das Intervall weitestgehend oberhalb des Grenzwertes von 2,3% liegt. Es besteht jedoch eine Restwahrscheinlichkeit, dass das Kriterium gehalten wird und die tatsächliche Wahrscheinlichkeit einer Überschreitung des maximalen Spannungsfalls kleiner als 2,3% ist. Sollte eine höhere Konfidenz nötig sein, muss der Stichprobenumfang von 500 Wochen erhöht werden. Da das Intervall bei diesem Beispiel weder komplett ober- noch unterhalb des Grenzwertes von 2,3% liegt, sollte der Stichprobenumfang an dieser Stelle erhöht werden. Auch kann berechnet werden, welcher Spannungsfall im Mittel genau mit einer Wahrscheinlichkeit von 2,3% überschritten wird. Hierbei ergibt sich ein Konfidenzintervall für die Spannung in pu. Dieses wiederum kann mit dem Grenzwert von maximal 5% Spannungsfall verglichen werden.

### **6.2.2 Entscheidungskriterium für die Notwendigkeit von Netzausbau**

Generell gibt es zwei Netzrestriktionen, die bei Verletzung Netzausbau erfordern: eine Verletzung des Spannungsbandes und die Überlastung von Netzbetriebsmitteln. Gängige Richtlinien, wie die EN 50 160 und die VDE AR-N 4105 wurden in Abschnitt 3.2.1 erläutert, bedürfen aber im Rahmen der probabilistischen Lastflussanalyse einer Neuinterpretation. Dies liegt in den festen Grenzwerten begründet, die bei der geringsten Verletzung direkt Netzausbau nach sich ziehen. Die Form in der sie jedoch angewandt werden zeigt, dass in der Anwendung bereits eine Interpretation in der Art stattfindet, dass nicht der schlimmste denkbare Fall simuliert wird, sondern ein Fall, der einer hohen Belastung entspricht aber auch noch mit einer gewissen Wahrscheinlichkeit vorkommt. Im Niederspannungsnetz wird beispielsweise der Zeitpunkt der maximalen Belastung an der Ortsnetzstation gewählt und diese unter Berücksichtigung von Gleichzeitigkeitsfaktoren gleichmäßig auf alle Lasten im Netz verteilt. Wie in Abschnitt 4.3 erläutert, gibt es kritischere Fälle für die Leitungsbelastung und Spannung am Ende des Abgangs, wenn dort ein Haushalt eine höhere Leistung in Anspruch nimmt als der Durchschnitt.

Für die Anwendung der EN 50 160 auf die probabilistische Lastflussrechnung bedeutet dies, dass eine Verletzung nicht direkt Netzausbau nach sich ziehen muss, da es sein kann, dass ein Fall simuliert wurde, der für das Netz eine stärkere Belastung darstellt als dies der Auslegungsfall tut. Vielmehr eröffnet dies die Möglichkeit die Interpretation mit in die Richtlinie aufzunehmen. Dies ist beispielsweise in Form der Angabe einer Wahrscheinlichkeit der Verletzung des 10%-Spannungsbandkriteriums möglich. Bei einer tolerierten Wahrscheinlichkeit einer Verletzung von beispielsweise 5% würde das bedeuten, dass im Schnitt alle 20 Wochen das Spannungsbandkriterium verletzt werden dürfte. Dies hat im Gegensatz zu der indirekten Interpretation über die Wahl eines Auslegungsfalls zum einen den Vorteil, dass diese Interpretation transparent ist und vorgegeben werden kann. Zum anderen wird auf diese Weise gewährleistet, dass das

Risiko einer Verletzung für jeden Knoten im Netz gleich hoch ausgelegt wird. Bei dem betrachteten und in Abschnitt 4.3 erläuterten Auslegungsfall für das Niederspannungsnetz ist dieser der schlimmste denkbare Fall für den Anfang des Abgangs, wohingegen am Ende des Abgangs kritischere Fälle eintreten können.

Für die Abschätzung der Wahrscheinlichkeit der Verletzung der EN 50 160 müssen mehrere Wochen simuliert werden. Im vorangegangenen Abschnitt 6.2.1 wurde erläutert, wie für eine bestimmte Anzahl an Wochen diese Wahrscheinlichkeit auf Basis der Häufigkeiten und Bootstrapping abgeschätzt werden kann. Um die Simulationszeit möglichst klein zu halten, stellt sich die Frage, welche Anzahl an Wochen bzw. welche Genauigkeit der Schätzung notwendig ist. Dies hängt stark vom Ziel der Untersuchung ab. Ist es das Ziel, die einzelnen Knotenspannungen und Leitungsauslastungen genau zu ermitteln, kann als Abbruchkriterium die Genauigkeit der Schätzung des Mittelwerts und der Varianz der betreffenden Werte genutzt werden. Für die Entscheidung, ob Netzausbau notwendig ist, müssen die genauen Spannungen und Auslastungen jedoch gar nicht bekannt sein. Wichtig ist nur die Schätzung der Wahrscheinlichkeit einer Verletzung der Spannungsgrenze.

Und auch wenn die genaue Spannung relativ unsicher geschätzt wird, genügt es zu wissen, dass sie mit ausreichend hoher Wahrscheinlichkeit oberhalb oder unterhalb der gesetzten Spannungsgrenze liegt. Dies soll anhand eines Beispiels veranschaulicht werden. Zu diesem Zweck werden in Bild 6.4 die Auslegespannungen der 500 simulierten Wochen aus Bild 6.3 in der Reihenfolge dargestellt, in der sie simuliert wurden.

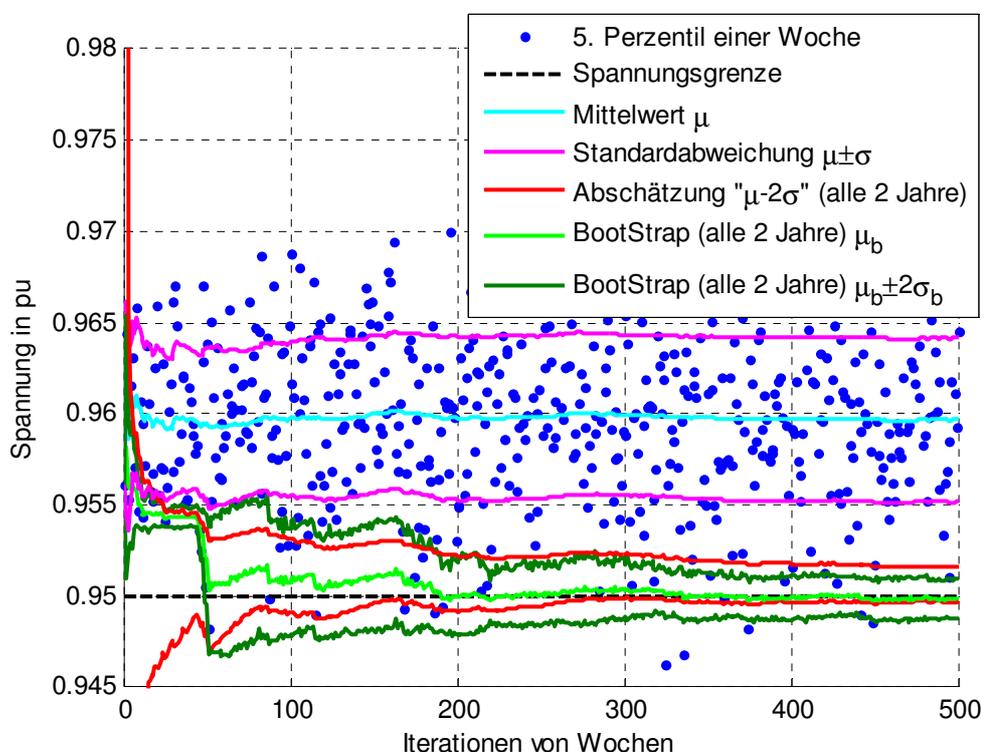


Bild 6.4 Iterationsverlauf des 5. Spannungspersentils an Knoten 3 sowie zunehmend verbesserte Schätzung des Mittelwerts  $\mu$ , der Standardabweichung  $\sigma$  und der auf 2 Arten bestimmten noch häufig genug auftretenden Minimalspannung (2,3%-Quantil)

Für die zunehmende Anzahl an Wochen kann nun der Mittelwert  $\mu$  sowie die Standardabweichung  $\sigma$  laufend abgeschätzt werden, was in hellblau und rosa dargestellt ist. Je mehr Wochen dabei betrachtet werden, umso genauer wird die Schätzung von  $\mu$  und  $\sigma$ . Der Standardfehler  $\sigma_m = \frac{\sigma}{\sqrt{n}}$  bezeichnet die Sicherheit der Schätzung von  $\mu$  durch das arithmetische Mittel, wobei  $n$  die Größe der Stichprobe bezeichnet. Es wird deutlich, dass am Anfang nach wenigen Iterationen die Schätzungen des Mittelwerts  $\mu$  und der Standardabweichung  $\sigma$  starken Schwankungen unterworfen sind, da der Stichprobenumfang gering ist. Je mehr Iterationen zur Verfügung stehen, desto sicherer wird die Schätzung. Aus Gründen der Übersicht wurde auf die Darstellung der Konfidenzintervalle verzichtet.

Bei gegebenem Spannungsgrenzwert von beispielsweise 0,95 pu und gegebenem tolerierten Risiko einer Unterschreitung von beispielsweise 2,3% kann nun auf verschiedene Arten ähnlich wie in Abschnitt 6.2.1 der Spannungswert abgeschätzt werden, so dass die Wahrscheinlichkeit einer Unterschreitung genau 2,3% beträgt. Dieser Wert kann mit dem Spannungswert von 0,95 pu verglichen werden, um über die Notwendigkeit von Netzausbau zu entscheiden. 2,3% ist hier der Einfachheit halber gewählt, da es genau der Wahrscheinlichkeit entspricht, die bei einer Normalverteilung unterhalb zweier Standardabweichungen entfernt vom Mittelwert liegt ( $\Phi(-2) = 2,3\%$ ). Eine Wahrscheinlichkeit von 2,3% entspricht dabei in etwa der durchschnittlichen Unterschreitung des entsprechenden Spannungswertes alle  $1 \text{ Woche} / 2,3\% = 43,5$  Wochen. 43,5 Wochen entsprechen unter der Annahme, dass die untere Spannungsgrenze nur im Winter verletzt wird, bei ca. 20 Winterwochen nach VDEW Standardlastprofileinteilung in etwa 2 Jahren.

Die erste Möglichkeit der Abschätzung dieses Spannungswertes ist das in Abschnitt 6.2.1 erläuterte Bootstrapping, dessen Resultat in Bild 6.4 in grün dargestellt ist. Dabei fällt jedoch auf, dass bei etwa 45 Iterationen, nachdem die Stichprobe um sehr niedrige Spannungswerte aus der Simulation (blaue Punkte) ergänzt wird, die Mittelwertschätzung des 2,3%-Quantils erheblich nach unten korrigiert wird und sogar außerhalb des vorherigen Konfidenzintervalls liegt. Daran wird deutlich, dass die Unsicherheit anfänglich beim Bootstrapping deutlich unterschätzt wird und mit neuen Ergebnissen stark korrigiert werden muss.

Die zweite Möglichkeit ist, für die blauen Punkte aus Bild 6.4 und somit für das in Bild 6.3 gezeigte Histogramm eine Normalverteilung zu unterstellen und das 2,3%-Quantil darüber abzuschätzen. Dies gelingt über die in hellblau dargestellte Schätzung des Mittelwerts  $\mu$  und der in rosa dargestellten Standardabweichung  $\sigma$  unter Berücksichtigung ihrer Unsicherheiten. Für beliebige Quantile kann die entsprechende Distanz vom Mittelwert in Vielfachen der Standardabweichungen über die Stammfunktion  $\Phi$  berechnet werden, was für das 2,3%-Quantil  $\mu - 2\sigma$  ergibt. In Bild 6.4 ist dies in rot jeweils für den höchstmöglichen und für den niedrigstmöglichen Fall dargestellt, die sich wie folgt berechnen:

$$q_{2,3\%,i,max} = \mu_{i,max} - 2\sigma_{i,min},$$

$$q_{2,3\%,i,min} = \mu_{i,min} - 2\sigma_{i,max}.$$

Bei extremen Ausreißern, wie beispielsweise bei ca. 45 Iterationen führt diese Schätzung auch zu einer Korrektur des Konfidenzintervalls nach unten, jedoch fällt diese lange nicht so extrem und stark aus wie die Abschätzung über das Bootstrapping. Daher scheint dieses Verfahren hier besser geeignet zu sein, um insbesondere die anfängliche Unsicherheit bei geringem Stichprobenumfang nicht zu unterschätzen.

Ferner zeigt die weitere Betrachtung bei vielen Iterationen, dass Bootstrapping und die Schätzung über die Normalverteilung zu sehr ähnlichen Ergebnissen kommen. Da Bootstrapping für beliebige Verteilungsfunktionen auch abgesehen von der Normalverteilung funktioniert und hier ähnliche Ergebnisse liefert, kann der Ansatz der Abschätzung über eine Normalverteilung als valide angenommen werden, obwohl sich leichte Abweichungen ergeben. Damit könnte eine Neuinterpretation eines Ausbaurkriteriums wie folgt lauten:

**Die Notwendigkeit von Netzausbau hängt davon ab, ob die Wahrscheinlichkeit einer Unterschreitung des zulässigen Spannungsbandes größer als ein toleriertes Risiko (hier 2,3% bzw.  $\mu-2\sigma$  bzw. in etwa alle 2 Jahre) ist.**

Die Wahrscheinlichkeit kann mit zunehmender Anzahl an Iterationen besser abgeschätzt werden, was sich in der Verkleinerung des Konfidenzintervalls äußert. Dabei kann ein oberes und unteres Limit ermittelt werden, die gegen einen gemeinsamen Wert konvergieren. Es stellt sich jedoch die wesentliche Frage, wie viele Iterationen für eine ausreichend gute Schätzung notwendig sind. Diese Frage soll im nächsten Abschnitt genauer analysiert werden.

### 6.2.3 Konvergenz des Netzausbaukriteriums und Reproduzierbarkeit der Ergebnisse

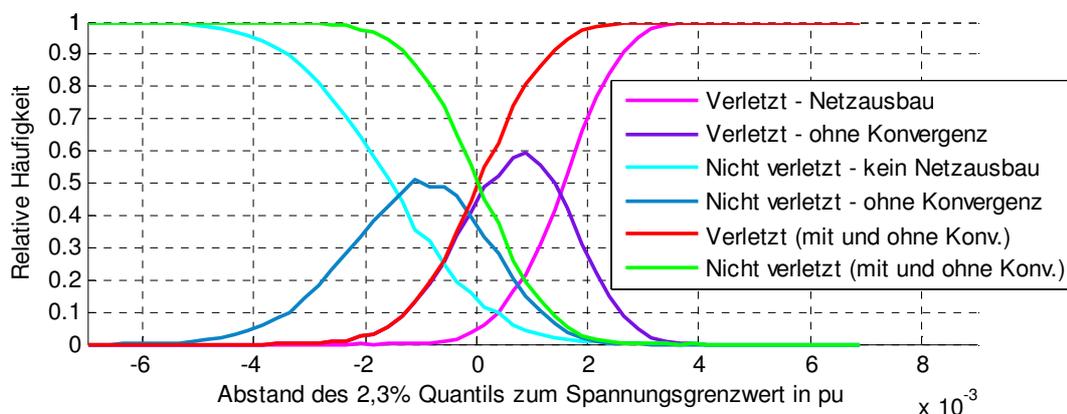
Sofern das Konfidenzintervall in Bild 6.4 (der Bereich zwischen den beiden roten Kurven) komplett oberhalb oder unterhalb des Spannungsgrenzwertes liegt, kann mit hoher Wahrscheinlichkeit davon ausgegangen werden, dass das tatsächliche 2,3%-Quantil sich (innerhalb des Intervalls) ebenfalls oberhalb oder unterhalb des Grenzwerts befindet. Somit kann entschieden werden, ob der Grenzwert gehalten oder verletzt wird und damit ob Netzausbau erforderlich ist. Jedoch besteht dennoch eine Restwahrscheinlichkeit, dass der eigentliche Wert außerhalb des Konfidenzintervalls liegt und dass damit eine falsche Entscheidung bezüglich der Notwendigkeit von Netzausbau getroffen wird.

Zur Feststellung der Notwendigkeit von Netzausbau werden nun kontinuierlich Iterationen berechnet, bis eine Aussage getroffen werden kann. Wenn beispielsweise nach 20 Iterationen das Konfidenzintervall vollständig ober- oder unterhalb des Grenzwertes liegt, besteht keine Notwendigkeit weitere Iterationen zu berechnen. Wenn jedoch das

2,3%-Quantil sehr nah am Grenzwert liegt, kann es passieren, dass sehr viele Iterationen erforderlich werden, wie auch in Bild 6.4 vorgekommen. Hier konnte selbst nach 500 Iterationen keine eindeutige Entscheidung getroffen werden, da das Konfidenzintervall bis dahin nicht weit genug konvergiert und der Grenzwert noch immer innerhalb des Konfidenzintervalls (Bereich zwischen roten Kurven) lag.

In einem solchen Fall kann dennoch über beispielsweise den Mittelwert abgeschätzt werden, ob das Intervall mehrheitlich oberhalb oder unterhalb des Grenzwertes liegt. In Bild 6.4 ergäbe sich, dass der Mittelwert des Intervalls oberhalb des Grenzwertes von 0,95 pu liegt und damit kein Netzausbau notwendig wäre. Ein alternativer konservativerer Ansatz ist: wenn bis zu einer bestimmten Grenze (Anzahl simulierter Wochen) keine Konvergenz festgestellt werden kann und das Ergebnis damit nicht hinreichend sicher ist, ist Netzausbau nötig, selbst wenn der Mittelwert oberhalb des Grenzwertes liegt.

Das Konvergenzverhalten hängt maßgeblich vom Abstand des 2,3%-Spannungsquantils zum tolerierten Grenzwert, zum Beispiel 5% Spannungsfall, ab. Sind diese weit auseinander, liegt das Konfidenzintervall nach wenigen Iterationen ober- oder unterhalb des Grenzwertes, obwohl es noch sehr breit sein kann. Liegt das 2,3%-Quantil auf dem Grenzwert, kann keine eindeutige Aussage festgestellt werden, da das Konfidenzintervall nie vollständig konvergiert. Dieser Zusammenhang wird in Bild 6.5 veranschaulicht.



*Bild 6.5 Konvergenzverhalten des Netzausbaukriteriums für unterschiedliche Spannungsgrenzwerte ( $x$ -Achse) bei konstantem Risiko (2,3% bzw.  $2\sigma$ ) für eine minimale Betrachtung von 10 Wochen und eine maximale Betrachtung von 70 Wochen.*

Auf der  $x$ -Achse ist die Differenz des Spannungsgrenzwertes (z. B. 0,95 pu) und des 2,3%-Spannungsquantils aufgetragen, was für die negativen Werte auf der linken Seite bedeutet, dass das 2,3%-Quantil oberhalb (kein Netzausbau nötig) und für positive Werte auf der rechten Seite unterhalb (Netzausbau nötig) des Grenzwertes liegt. Für jeden dieser Abstände werden nun mehrere Simulationen getätigt, die abbrechen sobald das Konfidenzintervall ober- oder unterhalb des Grenzwertes konvergiert oder maximal 70 Wochen erreicht sind. Zusätzlich müssen mindestens 10 Iterationen betrachtet werden. Diese Minimalgrenze verhindert, dass bei zufälligerweise gleichförmigen unproblematischen Wochen der Vorgang vorzeitig zu konvergieren scheint.

Die hellblaue Kurve stellt den prozentualen Anteil derer Simulationen dar, die oberhalb des Grenzwertes konvergieren und bei denen damit kein Netzausbau nötig wäre. Für negative Abstände konvergieren nahezu 100% der Simulationen bis zu einem Abstand von ca. -5‰. Bei einem Spannungsgrenzwert von 0,95 pu würde dies einem 2,3%-Quantil von 0,955 pu entsprechen. Alle Netzbelastungen, die oberhalb dieser Grenze liegen, konvergieren nahezu vollständig und ergeben richtigerweise, dass kein Netzausbau nötig ist. Rückt das 2,3%-Quantil näher an den Grenzwert, da beispielsweise die Netzbelastung steigt, konvergieren nicht mehr alle Simulationsreihen innerhalb von 70 Wochen, was als dunkelblaue Kurve dargestellt ist. Jedoch liegt das Intervall nach wie vor weitestgehend oberhalb der Grenze. Daher ist eine Möglichkeit, diese Kurve der hellblauen zuzuordnen und davon auszugehen, dass eher kein Netzausbau notwendig ist.

Die lila Kurve beginnt bei ca. -3‰ bzw. 0,953 pu zu steigen und stellt Fälle dar, bei denen das geschätzte Intervall weitestgehend unterhalb der Spannungsgrenze liegt und daher eher einer Verletzung des Kriteriums zuzuordnen ist. Dies kommt selbst dann vor, wenn die Differenz noch negativ ist (links von der 0 im Bild) und daher eigentlich kein Netzausbau nötig wäre. Die rosa Kurve beginnt bei ca. -1‰ bzw. bei 0,951 pu und stellt die Fälle dar, bei denen eine vollständige Konvergenz unterhalb des Grenzwertes und damit die Notwendigkeit von Netzausbau festgestellt wurde. Obwohl das eigentliche 2,3%-Quantil knapp oberhalb des Grenzwertes liegt, kann das Konfidenzintervall in ca. 5% der Simulationsreihen trotzdem vollständig unterhalb liegen.

Die grüne und rote Kurve zeigen nun die Zusammenveranlagung der hellblauen und dunkelblauen, sowie der lila- und rosafarbenen Kurven. Diese treffen sich bei jeweils 50%, wenn das 2,3%-Quantil genau auf dem Grenzwert liegt. Hier kommt es also in jeweils der Hälfte der Simulationsreihen zur positiven und negativen Entscheidung.

**Die Größe des Graubereichs, indem keine eindeutige Entscheidung für oder wider Netzausbau getroffen werden kann, beträgt bei diesem Beispiel  $\pm 2\%$  und ist abhängig von der Anzahl der Wochen, nach denen spätestens abgebrochen wird (hier 70).**

Wird die Anzahl der maximal betrachteten Wochen erhöht, so verringert sich die Häufigkeit der lilafarbenen und dunkelblauen Kurve, bei denen keine Konvergenz erreicht wird. Für die rote und grüne Kurve bedeutet dies weiterhin, dass sie steiler werden, der Graubereich schrumpft und das Entscheidungskriterium schärfer wird. Werden unendlich viele Wochen simuliert, ergibt sich eine scharfe Konvergenz, da die Breite der Konfidenzintervalle für  $\mu$  und  $\sigma$  gegen null konvergieren.

Die Wahl der maximal betrachteten Wochen ist ein Kompromiss aus der benötigten Schärfe des Netzausbaukriteriums und der Simulationsdauer.

### 6.2.4 Variation von Szenarien entsprechend ihrer Eintrittswahrscheinlichkeit

Für ein definiertes Szenario, bei dem für jeden Knoten die genaue Anzahl an Haushalten, Photovoltaikanlagen mit Nennleistung sowie die Anzahl an Elektrofahrzeugen inklusive ihrer maximalen Ladeleistung bekannt sind, kann mit den Werkzeugen aus Abschnitt 6.2 bestimmt werden, ob Netzausbau notwendig ist. Wenn jedoch Ausbaubedarf festgestellt wurde, stellt sich die Frage, wie stark das Netz heute ausgebaut werden soll, um auch zukünftigen Belastungen gewachsen zu sein. Zu diesem Zweck können im Rahmen einer Zielnetzplanung Annahmen für beispielsweise die zukünftige Entwicklung von erneuerbaren Energien und Elektromobilität getroffen werden. Die Werkzeuge aus den vorangegangenen Kapiteln können auch hier für eine Analyse genutzt werden, indem entsprechend der Annahmen zufällig einzelne Szenarien generiert werden.

In diesem Abschnitt soll kurz darauf eingegangen werden, wie eine solche Variation von Szenarien zum Zwecke einer Zielnetzplanung ablaufen kann:

1. Festlegung der Rahmenbedingungen der Zielnetzplanung. Annahme variabler Parameter für verschiedene Szenarien mit Verteilungsfunktion. Dies kann beispielsweise der Durchdringungsgrad von Elektromobilität in Höhe von 2,5% pro Fahrzeug für das Jahr 2020 inklusive Ladeleistungsverteilung entsprechend Tabelle 2-1 sein. Darüber hinaus kann die erwartete zusätzliche installierte Leistung an Photovoltaik für ein Netzgebiet mit einer Normalverteilung (z. B.  $\mu = 100 \text{ kW}$  und  $\sigma = 20 \text{ kW}$ ) abgeschätzt werden.
2. Generierung eines zufälligen Szenarios unter den Annahmen aus 1. inklusive Zuordnung zu Netzknoten. Auf diese Weise entsteht ein definiertes Szenario mit einer vorgegebenen Anzahl an Elektroautos mit Ladeleistung an jedem Netzknoten und zusätzlichen PV-Anlagen.
3. Analyse des definierten Szenarios gemäß Abschnitt 6.2 zur Feststellung der Notwendigkeit von Netzausbau.
4. Feststellung möglicher Netzverstärkungsmaßnahmen, wie Lademanagement oder klassischem Netzausbau, und Verknüpfung mit dadurch entstehenden Kosten gemäß der Abschnitte 6.3 und 6.4 für Elektromobilität.
5. Wiederholung des Vorgangs ab 2., so dass über die Betrachtung vieler möglicher Szenarien die Rahmenbedingungen für das Zielnetz 2020 hinreichend genau bestimmt werden können.

Als Ergebnis ergibt sich die Wahrscheinlichkeit, dass unter den angenommenen Rahmenbedingungen Netzausbau bis 2020 notwendig sein wird und wie teuer dieser ist. Wenn für das aktuelle Szenario Stand heute bereits Netzausbau notwendig ist, kann über die Betrachtung der zukünftigen möglichen Szenarien die optimale Dimensionierung des Leiterquerschnitts erfolgen, indem für verschiedene Querschnitte die in der Zukunft anfallenden Ausbaurkosten verglichen und den aktuellen Ausbaurkosten gegenübergestellt werden.

## 6.3 Klassischer Netzausbau und seine Kosten

Wenn für ein Szenario die Notwendigkeit für Netzausbau festgestellt wurde, gibt es verschiedene Ansätze das Netz zu entlasten. Dazu gehören der konventionelle Netzausbau über die Verstärkung von Betriebsmitteln genauso wie der Einsatz von Netzbetriebsstrategien, wie zum Beispiel Einspeisemanagement von erneuerbaren Energien oder Lademanagement von Elektrofahrzeugen. In diesem Abschnitt wird ein einfacher Ansatz vorgestellt, um die notwendigen Netzausbaukosten zu quantifizieren. In Abschnitt 6.3.3 wird dargestellt, welche neuen Betriebsmittel Netzbetriebsstrategien erlauben, die zu einer Netzentlastung herangezogen werden können. Im Vergleich kann so abgeschätzt werden, wie viel Netzausbaukosten sich durch den Einsatz bestimmter Lademanagements einsparen lassen und ob dies im Verhältnis zu den zusätzlich verursachten Kosten der Lademanagements steht.

### 6.3.1 Barwerte der Kosten für Kabel und Freileitungen

Für die Ermittlung von Netzausbaukosten müssen neben der Feststellung des Bedarfs an zusätzlichen Betriebsmitteln diese auch mit Kosten versehen werden, die sich aus den Anschaffungs-, Installations- und Betriebskosten zusammensetzen. Einen Anhaltspunkt liefert dabei die von der Bundesnetzagentur in Auftrag gegebene und von der CONSENTEC GmbH durchgeführte Studie bezüglich analytischer Kostenmodelle [CONSENTEC, 2006]. Typische Betriebsmittel werden hier hinsichtlich ihrer Investitions- und Betriebskosten bewertet. Einige relevante Betriebsmittel auf der Niederspannungsebene sind in Tabelle 6-1 zusammengefasst.

Tabelle 6-1 Übersicht der Investitionskosten verschiedener Betriebsmittel und Ausbaumaßnahmen auf Niederspannungsebene nach [CONSENTEC, 2006]

| Betriebsmittel/<br>Maßnahme | Typ                                  | Kosten<br>[€/m] |
|-----------------------------|--------------------------------------|-----------------|
| <b>Kabel</b>                | 4x25 mm <sup>2</sup> (NAYY-J) (PVC)  | 3               |
|                             | 4x35 mm <sup>2</sup> (NAYY-J) (PVC)  | 3,5             |
|                             | 4x50 mm <sup>2</sup> (NAYY-J) (PVC)  | 4               |
|                             | 4x95 mm <sup>2</sup> (NAYY-J) (PVC)  | 7               |
|                             | 4x150 mm <sup>2</sup> (NAYY-J) (PVC) | 9               |
|                             | 4x240 mm <sup>2</sup> (NAYY-J) (PVC) | 15              |
| <b>Freileitung</b>          | 4x35 mm <sup>2</sup> (Al)            | 5               |
|                             | 4x50 mm <sup>2</sup> (Al)            | 7               |
|                             | 4x95 mm <sup>2</sup> (Al)            | 8               |
| <b>Grabenkosten</b>         | unversiegelt, pflügen möglich        | 23              |
|                             | unversiegelt, pflügen nicht möglich  | 38              |

|   |    |
|---|----|
| versiegelt, niedriges Verkehrsaufkommen | 78 |
| versiegelt, hohes Verkehrsaufkommen     | 87 |
| <b>Trassenkosten</b>                    | 19 |
| <b>Freileitung</b>                      |    |

Dabei fällt auf, dass insbesondere die Installationskosten (Graben- und Trassenkosten) den größten Anteil der Gesamtkosten ausmachen, da die Leitung oder das Kabel im Verhältnis relativ günstig sind. Es zeigt sich insbesondere bei den Grabenkosten eine hohe Varianz in Abhängigkeit des Untergrunds und des Verkehrsaufkommen. Da sich diese Arbeit auf Elektromobilität konzentriert und diese potentiell eher in städtischen Wohngebieten als erstes signifikante Marktanteile erreichen wird, wird hier von versiegeltem Untergrund bei niedrigem Verkehrsaufkommen ausgegangen.

Die Betriebskosten werden in der Studie für Kabel mit einer Bandbreite zwischen 0,1% und 0,5% der Investitionskosten (Leiter- und Grabenkosten) abgeschätzt und in dieser Arbeit mit dem Mittelwert von 0,3% berücksichtigt. Für Freileitungen liegt diese Bandbreite zwischen 1% und 1,5%. Daher werden diese mit 1,25% berücksichtigt. Bei einer typischen Lebensdauer von in etwa 25 Jahren [Orths, 2003] und einem kalkulatorischen Zinssatz von 6% können für die einzelnen Leitungstypen Barwerte bestimmt werden, die in Tabelle 6-2 dargestellt sind.

*Tabelle 6-2 Barwerte unter Berücksichtigung aller Kostenarten bei einem kalkulatorischen Zinssatz von 6% und einer Lebensdauer von 25 Jahren für die in dieser Arbeit verwendeten Betriebsmittel*

| Leitung                             | Grabenkosten /<br>Trassenkosten<br>[€/m] | Leiterkosten<br>[€/m] | Betriebskosten<br>pro Jahr<br>[€ct/m] | Barwert<br>[€/m] |
|-------------------------------------|--|-----------------------|---------------------------------------|------------------|
| 4x50 mm <sup>2</sup> (Al)           | 19                                       | 7                     | 32,50                                 | 30,15            |
| 4x95 mm <sup>2</sup> (Al)           | 19                                       | 8                     | 33,75                                 | 31,31            |
| 4x25 mm <sup>2</sup> (NAYY-J)(PVC)  | 78                                       | 3                     | 24,30                                 | 84,11            |
| 4x35 mm <sup>2</sup> (NAYY-J)(PVC)  | 78                                       | 3,5                   | 24,45                                 | 84,63            |
| 4x50 mm <sup>2</sup> (NAYY-J)(PVC)  | 78                                       | 4                     | 24,60                                 | 85,14            |
| 4x95 mm <sup>2</sup> (NAYY-J)(PVC)  | 78                                       | 7                     | 25,50                                 | 88,26            |
| 4x150 mm <sup>2</sup> (NAYY-J)(PVC) | 78                                       | 9                     | 26,10                                 | 90,34            |

Die Barwerte zeigen, dass auch die Betriebskosten im Vergleich zu den Graben-/Trassenkosten einen eher geringen Beitrag zu den Gesamtkosten leisten. In der dena-Verteilnetzstudie werden für Kabel inklusive Erdarbeiten Kosten zwischen 60 € und 100 € pro Meter angesetzt [denaVNS, 2012], was sich mit diesen Ergebnissen deckt.

### 6.3.2 Leitungsausbau mit bestmöglichem Kosten-Nutzen-Verhältnis

Wenn, wie in Abschnitt 6.2 erläutert, Netzausbau festgestellt wurde, muss analysiert werden, welche Leitung im Detail verstärkt werden sollte. Bei einem Niederspannungsabgang, wie in Bild 5.7 mit Spannungsproblemen am Ende des Abgangs, führt die Verstärkung aller drei Leitungen zu einer Verbesserung der Spannung. In diesem sehr einfachen Beispiel hatte jedes Leitungssegment den gleichen Kabeltyp und auch die gleiche Leitungslänge. Daher sollte hier das erste Leitungssegment verstärkt werden, da es den größten Strom trägt. Wird die Topologie jedoch etwas komplizierter und das erste Leitungssegment ist beispielsweise bereits stärker als die anderen ausgelegt, kann es sinnvoll sein auch eines der anderen Segmente zu verstärken, da diese einen höheren Beitrag zum Gesamtspannungsfall leisten könnten. Ferner müssen bei komplexeren Topologien auch die Kosten einer Leitungsverstärkung berücksichtigt werden. Denn es kann beispielsweise auch vorkommen, dass im Gegensatz zum Anfang des Abgangs lediglich ein sehr kurzes Leitungsstück verstärkt werden muss, um die Spannungsabweichung dahinter zu reduzieren, was günstiger und damit kosteneffizienter wäre als ein längeres Stück zu verstärken.

Ein pragmatischer Ansatz zur Ermittlung eines günstigen Netzausbaus ist die Betrachtung des Kosten-Nutzen-Verhältnisses für jeden möglichen Leitungsausbau, wie auch in Zusammenarbeit in [Baranek, 2014] vorgestellt. Dazu ist jedoch die Betrachtung eines konkreten Lastfalls nötig. Hierzu kann aus der probabilistischen Betrachtung genau der Knoten identifiziert werden, an dem Spannungsbandprobleme auftreten. Im Anschluss wird ein konkreter Lastfall ausgesucht, bei dem eine Verletzung der Netzrestriktionen an dem entsprechenden Betriebsmittel auftritt. Nun kann jede existierende Leitung  $i$  nacheinander verstärkt werden, für die auch die Ausbaukosten bekannt sind. Eine Lastflussrechnung zeigt, wie sich die entsprechende Spannung im Vergleich zu vorher verbessert hat. Daraus kann das Kosten-Nutzen-Verhältnis berechnet werden.

$$\text{KostenNutzenVerhältnis}_i = \frac{U_{\text{nachher},i} - U_{\text{vorher}}}{\text{Kosten}_i}$$

Dabei wurde hier eigentlich der Nutzen ins Verhältnis zu den Kosten gesetzt, da diese Gleichung so linear in  $U_{\text{nachher},i}$  ist und sich die Auswahl des besten Kosten-Nutzen-Verhältnisses auf eine Maximierung bei einer Spannungsunterschreitung bzw. eine Minimierung bei Spannungsüberschreitung reduziert. Die Leitung mit dem größten Nutzen in Bezug auf die Spannungsverbesserung im Verhältnis zu ihren Kosten wird für einen Ausbau ausgewählt. Anschließend kann für die verstärkte Topologie erneut, wie in Abschnitt 6.2 beschrieben, festgestellt werden, ob immer noch Netzausbau notwendig ist. Falls zutreffend, wird erneut die nächste Leitung bestimmt, die das nächstbeste Kosten-Nutzen-Verhältnis hat, bis kein weiterer Netzausbau mehr erforderlich ist.

Bei dieser Verfahrensweise ist zu beachten, dass sie in seltenen Fällen nicht zu der günstigsten Variante führt, bei der das Netz die Netzrestriktionen einhält. Wenn beispielsweise eine sehr lange, aber teure Leitung diejenige mit dem besten Kosten-Nutzen-Verhältnis ist und verstärkt wird, kann es sein, dass eine kürzere Leitung mit

schlechtem Kosten-Nutzen-Verhältnis trotzdem die günstigere Variante ist, die für eine Einhaltung der Netzrestriktionen bereits ausreichend ist. Detailuntersuchungen dazu wurden in [Baranek, 2014] publiziert.

Für Leitungsüberlastungen kann im Prinzip ähnlich verfahren werden, jedoch ist es hier häufig am günstigsten die tatsächlich überlastete Leitung zu verstärken, weshalb der Einfachheit halber dies in dieser Arbeit auch so gehandhabt wird.

### **6.3.3 Weitere Möglichkeiten zur Netzentlastung durch intelligente Betriebsmittel**

Neben klassischem Netzausbau durch die Verstärkung von Leitungen gibt es weitere netzbetriebliche Möglichkeiten, Spannungsprobleme und Leitungsüberlastungen zu beheben. Neuartige Betriebselemente erlauben auch auf Niederspannungsebene einen erheblichen Eingriff in den Netzbetrieb, der helfen kann, Leitungsneubau zu vermeiden. Zu diesen Elementen zählen:

- regelbarer Ortsnetztransformator zur Spannungsregelung,
- Batteriespeicher zur Spannungsregelung und Aufnahme überschüssiger Energie bei Kapazitätsengpässen,
- leistungselektronische Bauteile zur Lastflusssteuerung und Spannungsstützung,
- schaltbare Trennstellen zur Lastflusssteuerung.

Diese Lösungen haben in Einzelfällen alle das Potential, günstiger zu sein als konventioneller Netzausbau. Für eine Kostenbetrachtung werden diese Technologien in dieser Arbeit jedoch nicht weiter betrachtet. Dies muss bei der Interpretation der eingesparten Netzausbaukosten für die verschiedenen Lademanagements für Elektromobilität in Kapitel 7 berücksichtigt werden.

## **6.4 Lademanagements für Elektromobilität**

Durch den zur Verfügung stehenden Batteriespeicher und den Netzanschluss durch einen Wechselrichter stehen einem Elektroauto weitreichende Regelungsmöglichkeiten zur Verfügung. In der Literatur gibt es eine Fülle an Konzepten von Lademanagements für Elektroautos. Jedoch sind diese auch immer im Hinblick auf die Nutzerakzeptanz zu hinterfragen [Paetz, 2012]. Daher gibt es für die Umsetzung und Anwendung eines Lademanagements nur zwei Möglichkeiten:

1. Vorschrift der Verwendung eines Lademanagements über Netzanschlussbedingungen für Elektromobilität.
2. Setzen von Anreizen für Fahrzeughalter zur netzschonenden Verhaltensweise durch Anwendung eines Lademanagements.

Dabei müssen diese Anreize nicht zwingend monetär sein, sondern können auch ökologischer Natur hinsichtlich der Nutzung erneuerbarer Energien und emissionslosem Fahren sein. Marktoptimierende Anreize, wie die Optimierung der Ladekosten bei vari-

ablem Strompreis, können auch zu einem Lademanagement führen, welches das Netz mehr belastet. Im Folgenden werden verschiedene denkbare Ansätze für Lademanagements skizziert, die anschließend in Kapitel 7 anhand einer Fallstudie verglichen werden sollen.

### 6.4.1 Lokale Spannungsregelung (ohne Kommunikation)

Elektrofahrzeuge können mit Hilfe ihres Wechselrichters Wirk- und Blindleistung innerhalb ihrer Nennleistung frei bestimmen. Trotz den in Niederspannungsnetzen relativ großen R zu X Verhältnissen von ca. 2:1 oder sogar darüber ist eine Blindleistungsregelung in Abhängigkeit der Spannung sinnvoll. Viele Elektroautos sind nur wenige Zeit mit dem eigentlichen Ladevorgang beschäftigt. Anschließend sind sie nach wie vor am Netz angeschlossen und haben die Möglichkeit, Blindleistung zur Verfügung zu stellen. Ein Fahrzeug mit einer Nennleistung von 11 kW kann entsprechend Blindleistung von 11 kVar bereitstellen und bei einem R zu X Verhältnis von 2:1 einen Wirkleistungsverbrauch von 5,5 kW spannungsseitig kompensieren. Des Weiteren verbrauchen das Netz und die Haushalte im Hochlastfall ohnehin induktive Blindleistung, die normalerweise aus den überlagerten Netzebenen gedeckt wird. Durch die Einspeisung von induktiver Blindleistung durch die Elektrofahrzeuge wird der Blindleistungsbedarf lokal gedeckt, so dass diese in geringerem Ausmaße transportiert werden muss. Dies führt neben einer Spannungsanhebung zusätzlich zu einer Reduktion der Netzverluste und der Leitungsauslastungen.

Sofern das Elektrofahrzeug gerade selbst Wirkleistung bezieht, kann es sinnvoll sein, die Wirkleistung in begrenztem Maße in Abhängigkeit von der Spannung zurückzufahren. Zum einen ermöglicht dies eine zusätzliche Blindleistungsregelung, da der Wechselrichter mehr Kapazität seiner Nennleistung zur Verfügung stellen kann. Zum anderen wirkt die Wirkleistungsreduktion auch direkt positiv auf das Netz und unterstützt den Selbstregelleffekt des Netzes. Genau wie Verbraucher mit konstantem Strom oder konstanter Impedanz ihre Leistungsaufnahme bei Absinken der Spannung reduzieren, sollten sich auch Elektroautos verhalten. Denn konstante Leistungsverbraucher können bei absinkender Spannung ihren Strombezug sogar erhöhen und dadurch das Netz destabilisieren.

Bild 6.6 zeigt die Struktur des hierfür verwendeten P-Reglers zur Regelung der Spannung  $U$  durch die Ansteuerung von der Wirk- und Blindleistung jedes Elektrofahrzeugs.

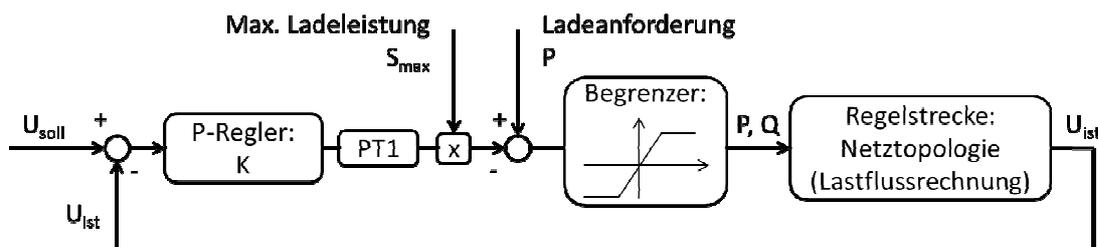


Bild 6.6 Übersicht der P-Reglerstruktur zur Ansteuerung von Wirk- und Blindleistung ( $P, Q$ ) im Verbraucherzählpfeilsystem in Abhängigkeit von der Spannung  $U$

Jedes einzelne Fahrzeug besitzt einen von den anderen unabhängigen Regler, der die Wirk- und Blindleistung des Wechselrichters in Abhängigkeit der Spannung einstellt.

Als erstes wird eine Lastflusssimulation ohne Regelung durchgeführt, bei der die normale Ladeanforderung des Elektroautos genutzt wird. Wenn die Batterie leer ist, sollte das Auto mit maximal möglicher Ladeleistung geladen werden. Wenn sie voll ist, ist die Ladeanforderung null. Die sich daraus ergebende Spannung am Knoten des Elektroautos wird zurückgeführt und mit einem Sollwert, zum Beispiel Nennspannung bei 1,0 pu, verglichen. Diese Differenz dient dem P-Regler als Eingangssignal, wo sie mit einer Konstanten  $K$  multipliziert wird. Aufgrund der Trägheit des Systems und des Wechselrichters wird dieses Signal anschließend über ein PT1-Glied verzögert und die sich ergebende prozentuale Größe mit der entsprechenden Ladeleistung des Elektroautos multipliziert. Im Anschluss wird die Ladeanforderung hinzuaddiert, und das Gesamtsignal über einen Begrenzer auf die maximal mögliche Scheinleistung gekürzt. Der Winkel zwischen  $P$  und  $Q$  bleibt dabei erhalten, so dass die Wirk- und Blindleistung proportional zu ihrer Amplitude gleichmäßig gekürzt werden. Ein Detail, das aus Übersichtsgründen in Bild 6.6 nicht dargestellt wurde, ist die Begrenzung des Wirkanteils der Regelung auf eine ausschließliche Reduktion der Ladeanforderung. Die sich ergebende Wirkleistung kann also nie größer sein als die Ladeanforderung und kann auch nicht negativ werden, da eine Rückspeisung an dieser Stelle ausgeschlossen wird.

Wenn  $K = 1$  gewählt wird, entspricht der geschlossene Regelkreis für eine reine Betrachtung der Wirkleistung einem Verbraucher mit konstantem Stromverbrauch. Sinkt die Spannung um 5% ab, wird auch der Wirkleistungsbezug um 5% reduziert. Für diese Arbeit soll bei maximal möglichem Spannungsfall von 10% eine Reduktion der Wirkleistungsaufnahme um 50% stattfinden, was  $K = 5$  entspricht. Wird dies auf das Niederspannungsnetz skaliert, in dem von den 10% Spannungsfall nur ca. 5% sichtbar sind, entspricht dies für die Simulation einem Faktor  $K$  von 10. So wird bei 5% Spannungsfall im Niederspannungsnetz die Leistung auf die Hälfte reduziert. Für das PT1-Glied wird eine Zeitkonstante von  $T = 300 \text{ ms}$  gewählt. Dem PT1-Glied kommt hier eine weitere besondere Bedeutung zu. Ohne dieses wäre der in Bild 6.6 skizzierte Regelkreis keine differential-algebraische Gleichung sondern ein sogenannter „algebraic loop“, dessen iterative Lösung sich schwierig gestalten kann. Weiterhin ist anzumerken, dass in der Lastflussrechnung auf Viertelstundenbasis diese Regelung unterlagert läuft und für einen 15-Minutenwert nur die Leistungen und Spannungen des eingeschwungenen Zustands genutzt werden. Insofern haben Zeitkonstanten, wie die des PT1-Gliedes keinen Einfluss auf das Endergebnis. Im Gegensatz dazu beeinflusst die Größe des Proportionalglieds sehr wohl das Ergebnis im eingeschwungenen Zustand.

#### 6.4.2 Globale Spannungsregelung (mit Kommunikation)

Im Gegensatz zur lokalen Spannungsregelung sind hier jedem Regler alle Spannungen im Netz bekannt, wodurch die Fahrzeuge eines Abgangs gemeinsam auf die niedrigste Spannung geregelt werden können. Einerseits erfordert dies jedoch Kommunikation, andererseits kann mit einem solchen Konzept jedoch auch das komplette

Spannungsband ausgenutzt werden. Die Fahrzeuge müssen nicht anfangen zu regeln, bevor am Abgang eine Spannung kritisch wird. Dies ist ein wesentlicher Unterschied zu der lokalen Spannungsregelung. Würden hier Fahrzeuge erst anfangen zu regeln, wenn die lokale Spannung kritisch ist, werden Fahrzeuge am Ende des Abgangs benachteiligt, da diese überproportional stark regeln müssen. Es kann sogar vorkommen, dass Fahrzeuge am Anfang des Abgangs mit voller Ladeleistung laden und so am Ende Spannungsbandverletzungen verursachen, ohne dass diese durch Fahrzeuge am Ende des Abgangs aufgrund der ohnehin hinzukommenden Haushaltslast kompensiert werden können. Die benötigten Spannungswerte können entweder gemessen oder mit weniger Messpunkten abgeschätzt werden.

Ein weiterer Unterschied zu der lokalen Regelung ist die gemeinsame Regelung aller Fahrzeuge auf die niedrigste oder höchste Spannung. Dies macht einen Integrator-Anteil in der Regelung sinnvoll, da so die vollen Möglichkeiten jedes einzelnen Wechselrichters genutzt werden können, der unter Umständen auch den Wirkleistungsbezug auf 0 senkt. Bei einer lokalen Regelung ist dies aus den oben genannten Gründen nicht sinnvoll, da hier einzelne Fahrzeuge benachteiligt werden könnten und nur selten zum Laden kommen. Da bei diesem Konzept unter Umständen der Wirkleistungsbezug in erheblichem Maße eingeschränkt werden kann, muss geprüft werden, wie häufig und wie lange davon Gebrauch gemacht wird. Den eingesparten Netzausbaukosten stehen längere Ladezeiten der Fahrzeuge gegenüber und es ist abzuwägen, ob und bis zu welchem Punkt dies verhältnismäßig ist.

Bild 6.7 zeigt den möglichen Regelbereich eines Wechselrichters und die Punkte, bei denen eine maximal mögliche Spannungsabsenkung bzw. -anhebung erreicht werden kann. Diese hängen vom R zu X Verhältnis ab, was typischerweise in Niederspannungsnetzen im Bereich 2 zu 1 und auch dieser Abbildung zugrunde liegt.

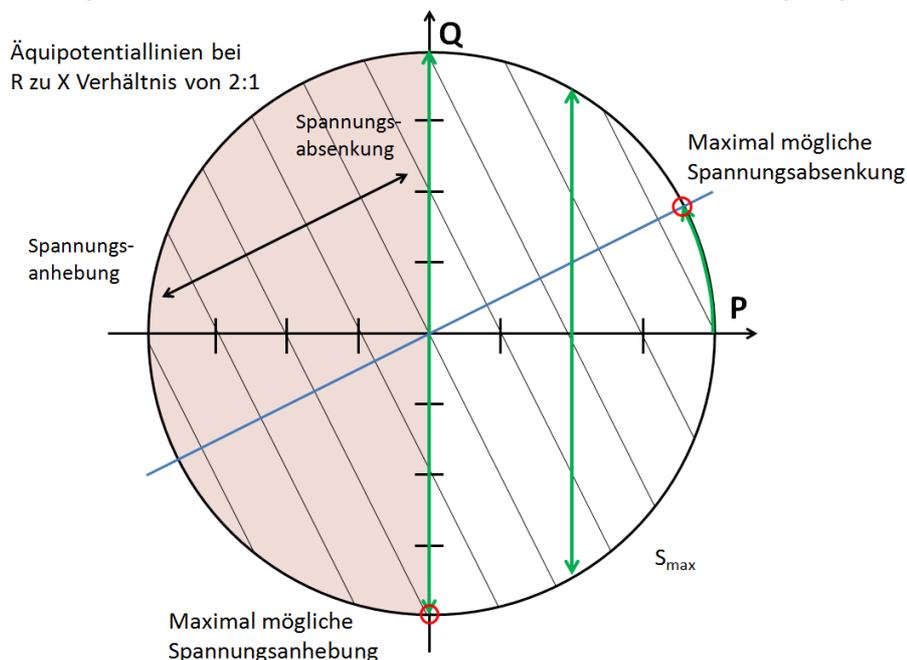


Bild 6.7 Möglichkeiten der Regelung von Wirk- und Blindleistung eines Elektrofahrzeugs (grün) ohne Rückspeisung (stets  $P > 0$ ) in Abhängigkeit der Spannung

Der Kreis stellt den Bereich der Nennleistung des Wechselrichters dar. Die schrägen Linien sind Äquipotentiale (abhängig vom R zu X Verhältnis), auf denen die Spannung im Netz konstant bleibt. Je weiter eine Leistung sich vom Ursprung im 1. Quadranten entfernt, desto niedriger wird die Spannung im Netz. Je weiter eine Leistung sich im 3. Quadranten vom Ursprung entfernt, desto höher wird die Spannung. Sofern nach wie vor eine Rückspeisung des Elektroautos ausgeschlossen bleibt, ergeben sich somit die markierten Punkte der maximal möglichen Spannungsanhebung bzw. -absenkung in Abhängigkeit zum R zu X Verhältnis im Verbraucherzählpeilsystem.

Wie auch schon bei der lokalen Spannungsregelung gilt auch hier, dass die Wirkleistung gegenüber der Ladeanforderung nur reduziert werden kann. Denn entweder ist dies die maximale Leistung oder 0, sofern die Batterie voll ist. Bild 6.8 zeigt die Übersicht über eine mögliche PI-Reglerstruktur, bei der die Blindleistung PI-geregelt ist, wohingegen die Wirkleistung nur I-geregelt ist.

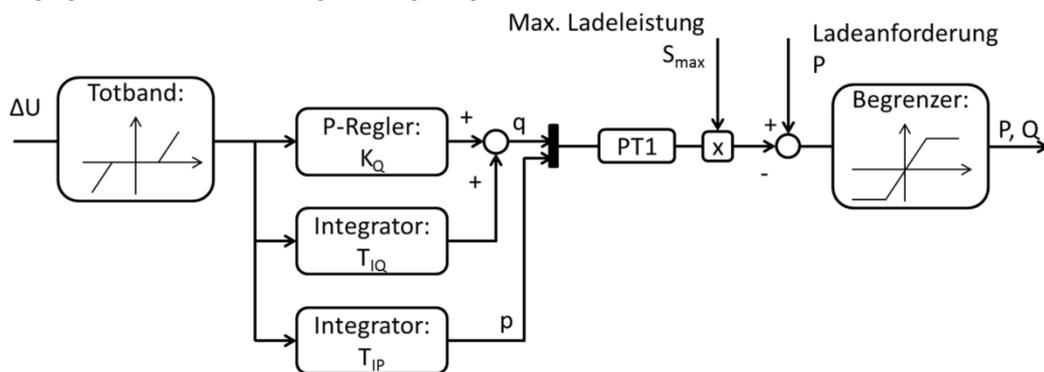


Bild 6.8 Übersicht über PI-Reglerstruktur für gemeinsame Regelung aller Fahrzeuge auf die niedrigste bzw. höchste Spannung im Netz

Dies ist so eingerichtet, da die Wirkleistung erst sekundär geregelt werden soll und der Regler anfangs ausschließlich Blindleistung nutzt. Zu diesem Zweck werden auch die Zeitkonstanten für die Integratoren so gewählt, dass die Blindleistung zuerst und deutlich schneller geregelt wird. Sollte diese nicht ausreichen, wird verzögert auch die Wirkleistung reduziert. Eine Erhöhung ist ausgeschlossen. Die Staffelung wird erreicht, indem die Zeitkonstanten entsprechend zu  $T_{IQ} = 30 \text{ ms}$  und  $T_{IP} = 300 \text{ ms}$  gewählt werden. Ferner sind die Integratoren durch ein Anti-Windup geschützt, welches verhindert, dass sie weiter integrieren, sollten die Stellgrößen  $P$  und  $Q$  in die Beschränkung laufen. In diesem Fall sind die Regelmöglichkeiten ausgeschöpft. Ein Anti-Windup wird dann wichtig, wenn die Stellgrößenbeschränkung wieder verlassen wird. Wären hier die Zustände der Integratoren vollgelaufen, müssten diese erst langwierig wieder abgebaut werden, bevor die Stellgrößen  $P$  und  $Q$  wieder reduziert werden können. Als Proportionalanteil wird wieder  $K_Q = 10$  gewählt.

Zusätzlich gegenüber Bild 6.6 ist hier ein Totband auf dem Eingangssignal  $\Delta U$  zu finden, was dafür sorgt, dass der Reglereingang null ist, solange die Spannung im tolerierten Spannungsband liegt. Wenn im Niederspannungsabgang beispielsweise der Spannungsfall größer als 5% oder der Spannungshub größer als 3% ist, beginnt die Rege-

lung, führt aber aufgrund des I-Anteils die Spannungsabweichung ohne bleibende Regelabweichung zurück ins Totband.

### **6.4.3 Lastverschiebung durch Rückwärtssteuerung (ohne Kommunikation)**

Hierbei handelt es sich um ein einfaches Konzept, bei dem die zusätzliche durch Elektromobilität verursachte Last von den frühen Abendstunden, in denen das Netz ohnehin bereits stark belastet ist, auf die Nachtstunden verschoben wird. Das Konzept wurde bereits in Abschnitt 6.1 erläutert und in Bild 6.1 veranschaulicht.

Dabei wird für jedes Fahrzeug eine zufällige Lade-Endzeit zwischen 0 und 6 Uhr morgens bestimmt. Der Ladevorgang wird bei maximaler Ladeleistung erst genau dann gestartet, wenn die übrige Zeit ausreicht die benötigte Energiemenge nachzuladen. Somit wird der Großteil der Ladung auf die Nacht verschoben. Dies geht jedoch auf Kosten einer verlängerten Ladezeit bis zur Vollladung und hat damit Komforteinbußen für die Fahrzeughalter zur Folge. Bei diesem Konzept handelt es sich nicht um eine Regelung, sondern eine Steuerung.

### **6.4.4 Optimierung der Ladekosten (mit Kommunikation)**

Ein weiterer denkbarer Ansatz für ein Lademanagement ist die Optimierung der Ladekosten. Der Preis bildet einen Anreiz für die Fahrzeughalter, ihr Fahrzeug zu den günstigsten Zeitpunkten zu laden. So wäre es beispielsweise möglich, dass der Fahrzeughalter spezifiziert, bis wann das Fahrzeug spätestens wieder vollgeladen sein soll. Das Fahrzeug optimiert daraufhin den Bezug elektrischer Leistung in der Form, dass anhand der Day-Ahead Prognose des Strompreises die günstigsten Zeitpunkte ausgewählt werden, um die Batterie vollzuladen.

Da im Mittel der Preis und die Netzlast korreliert sind, kommt dies einer Netzentlastung nahe. In den Nachtstunden ist beispielsweise der Strompreis günstiger, was ähnlich zur Rückwärtssteuerung zu einer Verschiebung in die Nachtstunden führt. Allerdings kann es aufgrund der Zunahme an erneuerbaren Energien dazu kommen, dass bei hohem Energieangebot der Strompreis an der Börse stark fällt und sogar negativ werden kann. Dieses Verhalten ist nicht mehr korreliert mit der Last, sondern mit der Erzeugung. Auch hier kann es Vorteile haben, wenn die Elektroautos lokal möglichst viel der erneuerbaren Energie aufnehmen, so dass sie nur in geringem Maße vom Stromnetz transportiert werden muss. Jedoch gibt es auch eine Vielzahl an insbesondere städtischen Netzen, die einen sehr geringen Anteil erneuerbarer Energien aufweisen, in denen diese Last dann zusätzlich anfällt. Dies wiederum hat den Nachteil, dass zu dieser günstigen Zeit die Elektrofahrzeuge mit sehr hoher Gleichzeitigkeit laden, was zu einer Netzüberlastung in Netzen mit geringer dezentraler Erzeugung führen kann.

Bild 6.9 zeigt den Strompreis, wie er in der Modellregion MeRegio im Jahr 2010 den Verbrauchern im Rahmen des Projektes in Rechnung gestellt wurde. Diese Daten

stammen aus dem gleichen Datensatz wie die Haushaltsmessdaten. Dabei kommen Preise zwischen 15 ct/kWh und 25 ct/kWh zur Anwendung.

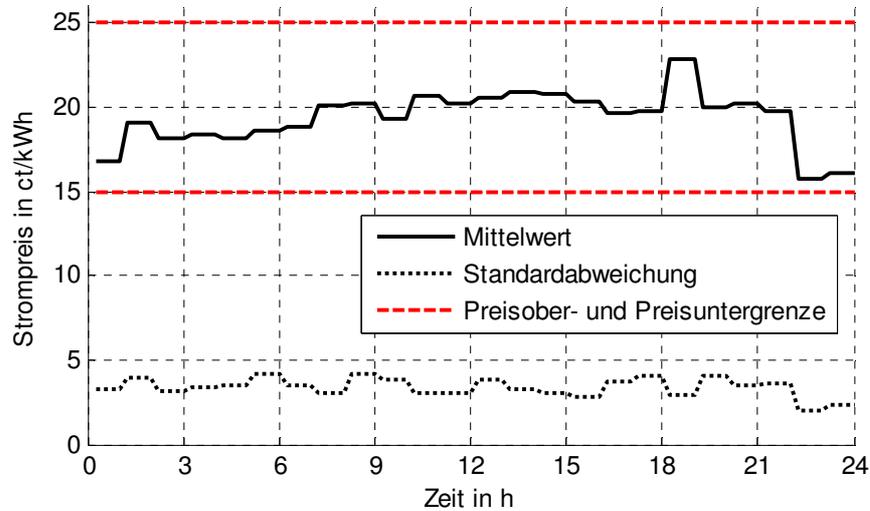


Bild 6.9 Durchschnitt und Standardabweichung der Strompreise, wie sie in MeRegio innerhalb des Jahres 2010 über verschiedene Tage angewandt wurden

Es ist zu erkennen, dass der Preis tagsüber höher ist als nachts zwischen 22 Uhr und 6 Uhr morgens. Insbesondere um 22 Uhr geht der Preis stark zurück. Auch die Varianz zwischen verschiedenen Tagen nimmt hier deutlich ab. Es ist zu erwarten, dass durch solch einen Anreiz viele Fahrzeughalter warten, bis der Preis günstiger geworden ist und erst dann mit der Ladung ihres Elektroautos beginnen. Dies jedoch führt zu einer erhöhten Gleichzeitigkeit der Ladung, was das Netz zunehmend belastet und eventuell Netzausbau erforderlich macht. In welchem Umfang diese Erwartung erfüllt wird, soll Kapitel 7 klären.

Es wäre denkbar, dass ein Lademanagement außerdem die Leitungsbelastungen und Spannungen berücksichtigt und ähnlich zur Kapazitätsampel [BNetzA, 2011] nur dann zum günstigsten Preis geladen wird, wenn die Leitungsbelastungen dies hergeben. Ansonsten werden die Fahrzeuge abgeregelt. Dies spart Netzausbau, jedoch entstehen Opportunitätskosten, da die Fahrzeuge nicht zum günstigsten Zeitpunkt geladen werden konnten. In einer optimalen Ausbauplanung muss daher abgewogen werden, welche Kosten überwiegen.

## 6.5 Möglichkeit zur Validierung der Ergebnisse

In Kapitel 6 wurde das Verfahren der probabilistischen Netzplanung vorgestellt, aus dem sich hauptsächlich zwei Ergebnisse ableiten lassen. Zum einen sind dies die Auftretswahrscheinlichkeit von Überlastungen und Spannungsbandverletzungen und zum anderen der optimale Ausbaubedarf im Rahmen einer Zielnetzplanung durch Variation von Zukunftsprognosen. Beide Ergebnisse basieren auf den getroffenen Annahmen für Last- und Erzeugermodelle aus Kapitel 5. Der optimale Ausbaubedarf hängt zusätzlich von den Annahmen der Entwicklung von Elektromobilität und Photovoltaik ab. Um die

Ergebnisse und damit auch die Annahmen zu validieren, gibt es folgende Möglichkeiten.

Die Auftrittswahrscheinlichkeit von Spannungsbändern bzw. Leitungsauslastungen kann für einen Netzausschnitt gemessen und mit Simulationsergebnissen abgeglichen werden. Dabei sollte über einen hinreichend langen Zeitraum von in etwa zwei Jahren die Spannung und Leitungsauslastung gemessen werden, um die Auftrittswahrscheinlichkeiten von Spannungsbandverletzung oder Leitungsüberlastungen genau genug abschätzen zu können. Die Wahrscheinlichkeiten lassen sich dann auf Basis der Messdaten zusammen mit einem Konfidenzintervall berechnen, welches kleiner wird je größer der betrachtete Messzeitraum ist. Zur Validierung der Methodik sollten die Ergebnisse der probabilistischen Lastflussrechnung innerhalb der Konfidenzintervalle auf Basis der Messdaten liegen. Dabei sind jedoch zwei Dinge zu beachten:

1. In der Simulation muss ein Slack-Knoten gewählt werden, an dem die Spannungsamplitude und -phase bekannt sind. In der Realität gibt es keine Slack-Knoten und die gemessenen Spannungen sind auch maßgeblich von überlagerten Netzebenen abhängig. Teilweise kann der Effekt über die Bildung von Differenzspannungen berechnet werden, wenn ein Netzgebiet nur einen Einspeisepunkt hat. Bei mehreren Einspeisepunkten, wie in städtischen NS-Netzen, MS- und HS-Netzen gegeben, müssen die überlagerten Netzebenen abgeschätzt werden. Denn es kann zum Beispiel aufgrund von unterschiedlicher Leistungseinspeisung durch Wind im Mittelspannungsnetz und damit unterschiedlichen Spannungen an den Ortsnetzstationen auch zu einer Verschiebung der Lastflüsse auf Niederspannungsebene kommen.
2. Spannungseinbrüche oder Netzausfälle aufgrund von Schalthandlungen, Betriebsmittelversagen oder Naturereignissen werden in der probabilistischen Lastflussrechnung in der in dieser Arbeit vorgestellten Form nicht berücksichtigt, sind in den Messdaten jedoch trotzdem sichtbar. Sofern möglich sollten durch solche Ereignisse beeinflusste Messdaten daher herausgefiltert werden. Über eine Schadens- und Störungsstatistik ließe sich jedoch auch dieser Effekt mit modellieren.

Die Optimierung des Netzausbaus hinsichtlich einer Zielnetzplanung steht und fällt mit den Annahmen über mögliche zukünftige Szenarien. Um die Methode der Generierung an zukünftigen Szenarien an sich zu validieren, könnte die Netzentwicklung einer Vielzahl ähnlicher Netze retrospektiv betrachtet werden. Da die aktuellen Szenarien der Netze bekannt sind, ist es möglich hierfür beispielsweise die zusätzlich installierte Photovoltaikleistung gegenüber einem Stand von vor beispielsweise 5 Jahren in Form einer Verteilungsfunktion anzugeben und zusammenzufassen. Anschließend können auf Basis der historischen Netztopologien zukünftige Szenarien generiert und mit den aktuellen verglichen werden.

## 7 Probabilistische Netzanalyse anhand zweier Fallstudien

In diesem Kapitel werden die Unterschiede und Vorzüge der probabilistischen Netzanalyse gegenüber der konventionellen Herangehensweise herausgearbeitet. Zu diesem Zweck werden zwei Beispiele betrachtet, anhand derer die in den vorangegangenen Kapiteln beschriebene Methodik veranschaulicht wird. Das erste Beispiel zeigt anhand eines ländlichen Netzes mit Photovoltaik, wie die bisherige Netzplanung unter Anwendung der VDE AR-N 4105 abläuft. Im Vergleich dazu wird die probabilistische Netzanalyse unter Berücksichtigung von Wahrscheinlichkeiten bemüht. Dabei werden Anhaltspunkte aufgezeigt, die auf eine Über- bzw. Unterdimensionierung bei der konventionellen Planung hinweisen und welche Netzausbaukosten entstehen. Darüber hinaus wird gezeigt, wie bei der probabilistischen Netzanalyse Netzbetriebsstrategien berücksichtigt werden können, die den nötigen Netzausbaubedarf reduzieren. Abschließend wird betrachtet, wie Netzausbaukosten gegenüber zusätzlichen Kosten durch Einsatz von Netzbetriebsstrategien abgewogen werden können. Eine Betrachtung des Einflusses von Elektromobilität auf diese ländliche Netztopologie bleibt aus, da Elektromobilität vermehrt in urbanen Gebieten zu erwarten ist. Eine Abschätzung des Einflusses findet sich jedoch in [Probst, 2011b].

Im zweiten Beispiel wird ein städtisches Netz aus dem Stuttgarter Westen betrachtet, anhand dessen die Auswirkungen von Elektromobilität auf das Stromnetz untersucht werden sollen. Zu diesem Zweck wird eine Zielnetzplanung für die Jahre 2020 und 2030 durchgeführt, in denen die exakte örtliche Verteilung und Anzahl an Elektroautos in dem Teilnetz unbekannt sind. Jedoch können darüber Annahmen getroffen und somit zufällige mögliche Szenarien erzeugt werden. Dadurch kann zum einen abgeschätzt werden, welche Netzausbaukosten zu erwarten sind und zum anderen welche Art von Lademanagement geeignet ist, die Problematik zu entschärfen.

Die Ergebnisse aus diesem Kapitel sollen in Kapitel 8 dazu genutzt werden, um neue probabilistische Netzplanungsgrundsätze abzuleiten und um mögliche Anschlussbedingungen für Elektromobilität vorzuschlagen.

### 7.1 Dimensionierung eines ländlichen Netzes mit Photovoltaik unter Berücksichtigung von Betriebsstrategien

#### 7.1.1 Beschreibung der Netztopologie eines ländlichen Netzes

Zur Veranschaulichung der Unterschiede zwischen der konventionellen und probabilistischen Netzplanung wird hier ein ländliches Niederspannungsnetz im Südschwarzwald gewählt, welches maßgeblich durch Einspeisung von

Photovoltaikanlagen belastet wird. Mit 14 Knoten, 16 Haushalten und 75 kW installierter Photovoltaikleistung zeichnet sich das Netz durch seine übersichtliche Größe aus. Die Netztopologie, welche freundlicher Weise von der Netze BW GmbH (ehemals EnBW Regional AG) zur Verfügung gestellt wurde, ist in Bild 7.1 dargestellt.

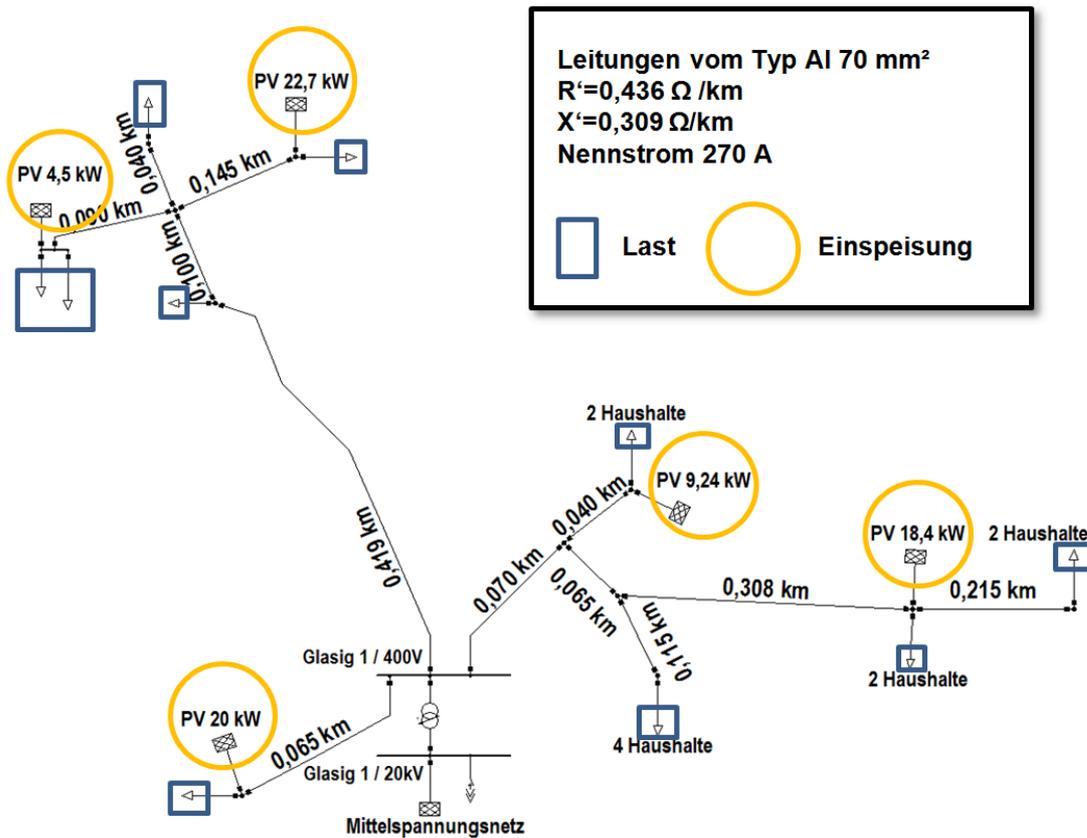


Bild 7.1 Ländliche Netztopologie mit 16 Haushalten und 75 kW installierter Photovoltaikleistung

Der Knoten mit der höchsten Spannung ist links oben an der Photovoltaikanlage mit 22,7 kW installierter Leistung gelegen. Dieser Knoten zeichnet sich insbesondere durch seine weite Entfernung von insgesamt 664 m Leitungslänge zur Ortsnetzstation aus. Der Knoten mit der niedrigsten Spannung ist in Bild 7.1 ganz rechts am Knoten mit 2 Haushalten zu finden, welcher über 658 m Leitungslänge an der Ortsnetzstation angebunden ist.

### 7.1.2 Konventionelle Betrachtungsweise nach VDE AR-N 4105 und unter Verwendung von Standardlastprofilen im Vergleich zur probabilistischen Betrachtung

Die Untersuchung der Netzbelastung kann nun auf unterschiedlichste Art erfolgen. Ob aufgrund der Photovoltaikanlagen Netzausbaubedarf besteht, kann über die Anwendung der VDE AR-N 4105 beantwortet werden. Diese sieht vor, dass die Spannung durch alle EEG-Anlagen gemeinsam nicht mehr als 3% im Niederspannungsnetz angehoben werden darf. Da bei der Berechnung des Spannungsfalls bzw. -hubs näherungsweise das Superpositionsprinzip gilt, kann dies leicht überprüft werden, indem für alle EEG Anlagen 100% ihrer Nennleistung und für alle Verbraucher 0% ihrer Leistung

angesetzt werden. Der daraus berechnete Spannungshub wird mit der Spannung des Slack-Knotens verglichen. Dabei wird auch das Blindleistungsverhalten der Anlagen, wie in Abschnitt 5.4.2 erläutert, berücksichtigt. Die Grenze von 3% ist so gewählt, dass dann die restliche Reserve nach oben für das Mittelspannungsnetz gemäß Abschnitt 3.2.1 und Bild 3.2 ausreichend ist. Dadurch wird offensichtlich, dass von dieser Grenze abgewichen werden muss, sofern entweder eine lastabhängige Spannungsregelung des HS/MS-Transformators aktiv ist, ein regelbarer Ortsnetztransformator verbaut ist oder aber auch die Ortsnetzstation von ihrem Nennübersetzungsverhältnis abweichend eingestellt ist. All dies führt dazu, dass eine erhöhte Reserve nach oben vorhanden ist.

Der Fall mit 100% Einspeisung stellt einen tatsächlichen Worst-Case dar, der in Realität jedoch sehr unwahrscheinlich ist. Aufgrund unterschiedlicher Anlagenausrichtung, Verschattung durch Wolkenzug, Wirkungsgradreduktion durch Erwärmung und weiteren Faktoren wird nie eine Gleichzeitigkeit von 1 erreicht, so dass die tatsächliche Spannungserhöhung unterhalb dieser theoretischen Grenze liegt. Außerdem ist stets von einer Residuallast zu Zeiten höchster Einspeisung auszugehen. Je mehr Haushalte am Netz angeschlossen sind, desto höher ist auch diese Residuallast. Diese hat zwar keinen Einfluss auf den Spannungshub durch EEG-Anlagen, jedoch senken sie die absolute Spannung, für die die eigentlichen Grenzwerte von  $\pm 10\%$  der Nennspannung nach EN 50 160 gelten. Bild 7.2 zeigt die Spannungsergebnisse verschiedener Betrachtungsweisen für den Knoten mit der höchsten Spannung an einem Werktag.

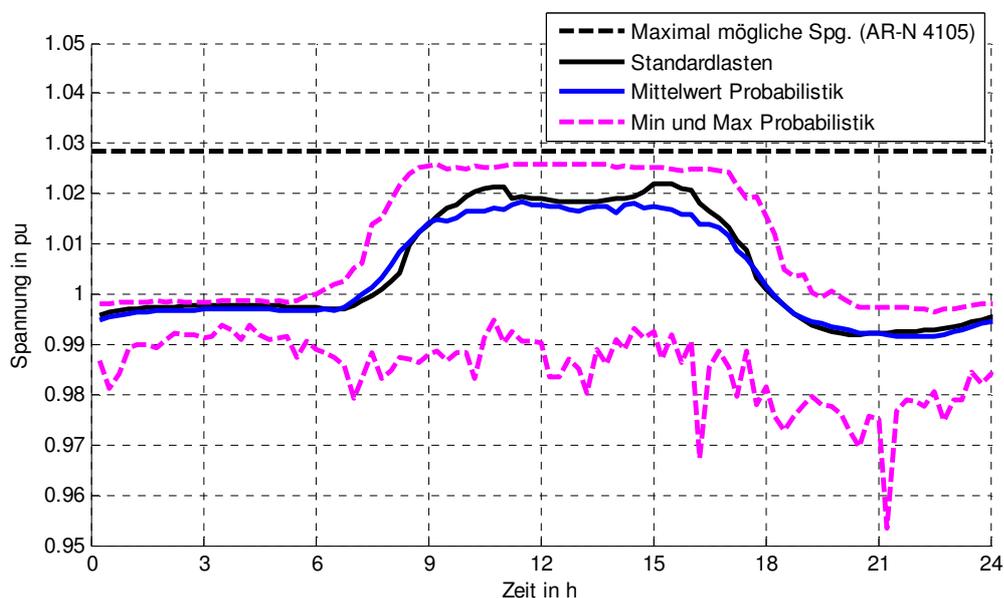


Bild 7.2 *Spannungsverlauf eines Tages am Knoten mit der höchsten Spannung unter Anwendung verschiedener Betrachtungsweisen*

Die schwarz gestrichelte Linie zeigt das theoretische Maximum bei 100% Einspeisung und 0% Last, welches knapp unter 1,03 pu liegt und nach Vorgaben der VDE AR-N 4105 berechnet ist. Die durchgezogene schwarze Linie zeigt den Spannungsverlauf, der sich ergibt, wenn mit durchschnittlichen Profilen für Haushalte und Photovoltaik gerechnet wird. Die blaue und die rosa gestrichelten Linien zeigen die Spannbreite der Ergebnisse einer probabilistischen Simulation. Dabei werden die Lastmodelle gemäß

Kapitel 5 angewandt. Der Durchschnitt der probabilistischen Betrachtung (blau) ist relativ deckungsgleich mit der Simulation durch Standardlastprofile (schwarz). Die geringe Abweichung ergibt sich durch die Abweichung des Standardlastprofils im Vergleich zum Durchschnitt der hier verwendeten MeRegio Messdaten (vgl. Abschnitt 5.2.1). Die maximale Spannung der probabilistischen Betrachtung zeigt jedoch, dass deutlich höhere Werte als der Durchschnitt auftreten können, wenn beispielsweise besonders gutes Wetter ist und die Haushaltslast zu diesem Zeitpunkt gering ist. Die Kurve der maximalen Spannungen ist zur Mittagszeit sehr flach, da sie zu verschiedenen Zeitpunkten ihren Maximalwert annehmen kann. Das heißt nicht, dass bei einem einzelnen Tag die Spannung, wie hier, relativ konstant diesen Wert hält. Bei Betrachtung der minimal auftretenden Spannungen fällt eine noch erheblichere Abweichung auf. An regnerischen Tagen, an denen die Photovoltaikanlagen wenig einspeisen, liegen die tatsächlichen Spannungen deutlich unter denen, die sich bei der Betrachtung mit Standardlasten ergeben.

Es zeigt sich also, dass unter den getroffenen Annahmen die theoretisch maximale Spannung nie erreicht wird. Darüber hinaus stellt sich die Frage, wie häufig die maximalen Spannungen auftreten. In der Netzplanung kann es sinnvoll sein, ein gewisses Restrisiko einer Spannungsüberhöhung zu erlauben. In einem solchen Fall könnten die Wechselrichter der Photovoltaikanlagen nicht mehr einspeisen. Verbraucher wären nicht betroffen. Somit sind die Konsequenzen überschaubar. Diese könnten in geringer Häufigkeit in Kauf genommen werden, um die nötigen Netzausbaukosten auf ein optimales Maß zu reduzieren. Bild 7.3 zeigt die kumulierte Auftretswahrscheinlichkeit der maximalen Spannungen im Vergleich zu den Ergebnissen aus der Simulation mit Standardlastprofilen und der Betrachtung gemäß VDE AR-N 4105.

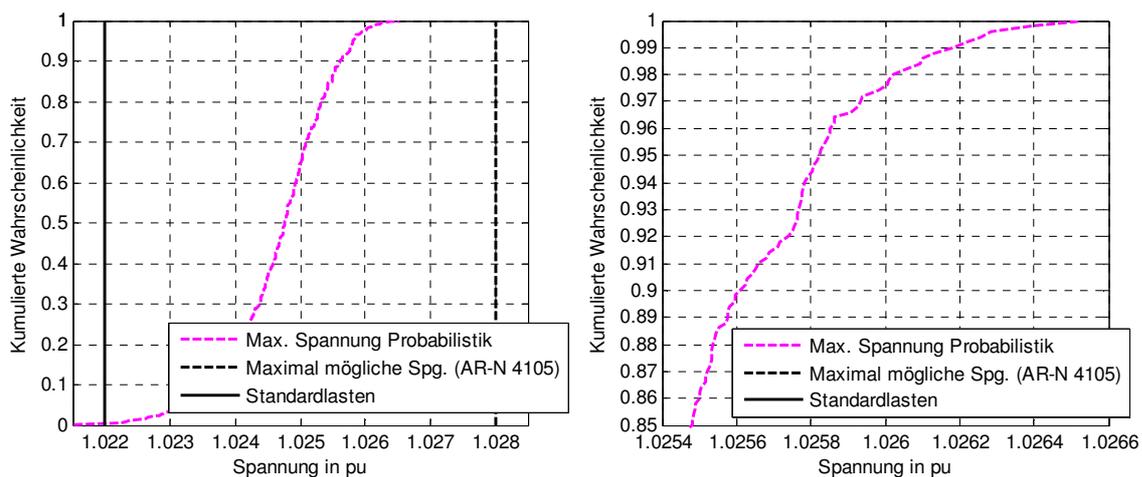


Bild 7.3 Kumulierte Wahrscheinlichkeit des Auftretens einer bestimmten Spannung innerhalb einer Woche im Sommer

Bild 7.3 zeigt auf der linken Seite, dass die probabilistisch ermittelten maximalen Spannungen einer Woche in ca. 1% (y-Achse) der Fälle unterhalb der Spannung liegen, die über eine Simulation mit Standardlastprofilen ermittelt werden kann. In ca. 99% der Fälle liegt die probabilistisch ermittelte Maximalspannung oberhalb der mit

Standardlasten ermittelten. Somit sind Standardlasten untauglich für die Berechnung maximaler Spannungen zur Überprüfung von Netzrestriktionen. Andererseits liegt bei 1,028 pu die maximal mögliche Spannung nach VDE AR-N 4105. Die in Bild 7.3 auf der rechten Seite dargestellte Vergrößerung der Perspektive am oberen Spannungsende zeigt, dass die Kurve gegen Ende vergleichsweise flach ansteigt. Dies deutet daraufhin, dass Spannungen von 1,0266 pu, wie sie bei probabilistischer Betrachtung auftreten, sehr selten sind. Eine Spannung von 1,0258 pu wird beispielsweise nur in 5% der Wochen überschritten und in 95% der Wochen unterschritten. Im Durchschnitt wird diese Spannung also bei 20 Sommerwochen pro Jahr ca. einmal jährlich erreicht. Läge die kritische Spannungsgrenze von 1,03 pu in diesem Bereich, könnte die Netzplanung abwägen, ob das Risiko noch im akzeptablen Bereich liegt, wie in Abschnitt 6.2.2 theoretisch erläutert.

### 7.1.3 Berücksichtigung von Betriebsstrategien von Photovoltaikanlagen in der probabilistischen Netzplanung

Neben der Betrachtung der Auftrittswahrscheinlichkeit von Lastfällen können mittels einer probabilistischen Zeitreihenbetrachtung auch Betriebsstrategien berücksichtigt werden, wie zum Beispiel Spannungsregelung durch Wirk- und Blindleistung.

Um das Potential solcher Netzbetriebsstrategien aufzuzeigen, Netzausbaukosten zu senken, wird in der Netztopologie aus Bild 7.1 eine weitere Photovoltaikanlage mit 20 kW am Knoten mit der höchsten Spannung angeschlossen. Dies ist in Bild 7.4 dargestellt und ist ein mögliches Szenario der nahen Zukunft.

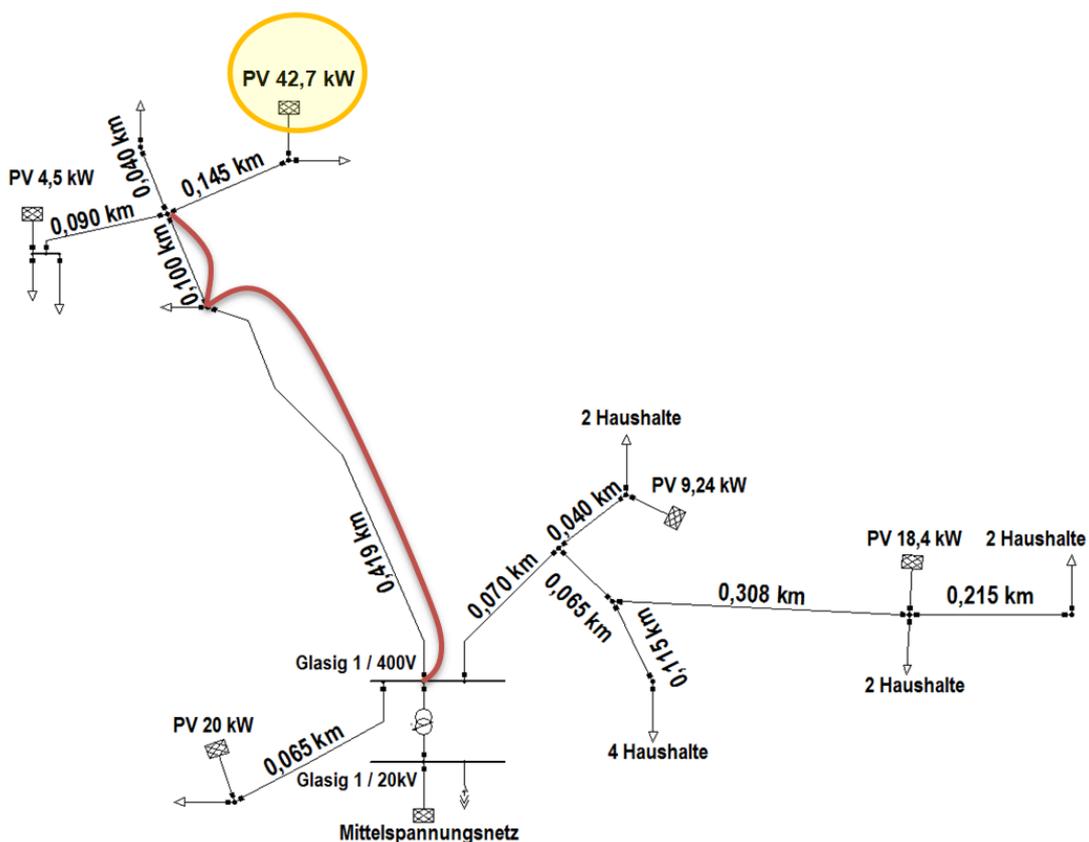


Bild 7.4 Möglicher Zubau einer PV Anlage von 20 kW und verursachter Netzausbaubedarf

Wird der Ausbualgorithmus nach dem besten Kosten-Nutzen-Verhältnis angewandt, wie in Abschnitt 6.3.2 beschrieben, ergibt sich, dass nach VDE AR-N 4105 die zwei in Bild 7.1 eingezeichneten Leitungssegmente mit einer gesamten Leitungslänge von 519 m verstärkt werden sollten. Da es sich bei diesem Netz um Freileitungen mit Al 70 mm<sup>2</sup> handelt und diese nicht in der Barwertliste aus Abschnitt 6.3.1 vorkommen, werden hier die Kosten einer Al 50 mm<sup>2</sup> Leitung angesetzt, wodurch sich für diesen Leitungsausbau Kosten in Höhe von 15 650 € ergeben.

Im Vergleich dazu wird nun der Netzausbaubedarf bei einer probabilistischen Betrachtung analysiert. Ferner soll gezeigt werden, wie sich dieser verändert, wenn Netzbetriebsstrategien berücksichtigt werden und welche anderen Nachteile dadurch in Kauf genommen werden müssen. Dazu werden zwei Einspeisemanagements verglichen:

- Reduktion der Wirkleistungseinspeisung von Photovoltaikanlagen auf 70% der Nennleistung,
- Wirk- und Blindleistungsregelung mittels PI-Regler auf einen maximalen Spannungswert von 1,03 pu analog zu dem in Abschnitt 6.4.2 vorgestellten Lademanagement für Elektromobilität.

Die Wirkleistungsbegrenzung auf 70% der Nominalleistung, wie sie in der EEG Novelle 2012 in § 6 festgesetzt wurde, hat den Vorteil, dass hier die VDE AR-N 4105 weiterhin in sehr einfacher Weise angewandt werden kann, indem statt mit 100% Wirkleistungseinspeisung mit 70% und weiterhin mit 0% Last gerechnet wird.

Die PI-Regelung regelt zuerst die Blindleistung, indem hierfür analog wie beim vorgestellten Lademanagement für Elektromobilität schnellere Zeitkonstanten für den Blindleistungsteil gewählt werden. Erst wenn dieses nicht ausreicht, setzt die Wirkleistungsabregelung ein. Dies hat den Vorteil, dass nicht dauerhaft auf 70% der Leistung begrenzt werden muss. Die Begrenzung findet erst statt, wenn tatsächlich Netzrestriktionen verletzt werden und auch nur in dem Maße, dass diese knapp eingehalten werden. Bevorzugt werden dazu Anlagen am Ende des Abgangs verwendet, bei denen der Hebel über die Netzimpedanz besonders groß ist, so dass insgesamt möglichst wenig Wirkleistung in dem Niederspannungsnetz abgeregelt werden muss.

Bild 7.5 zeigt den Spannungsverlauf der maximalen Spannungen eines Werktags für verschiedene Betriebsstrategien im Vergleich zu den sich maximal ergebenden Spannungsgrenzen nach VDE AR-N 4105. Dabei wurde für jede Betriebsstrategie die maximale Spannung aus jeweils 500 simulierten Wochen dargestellt.

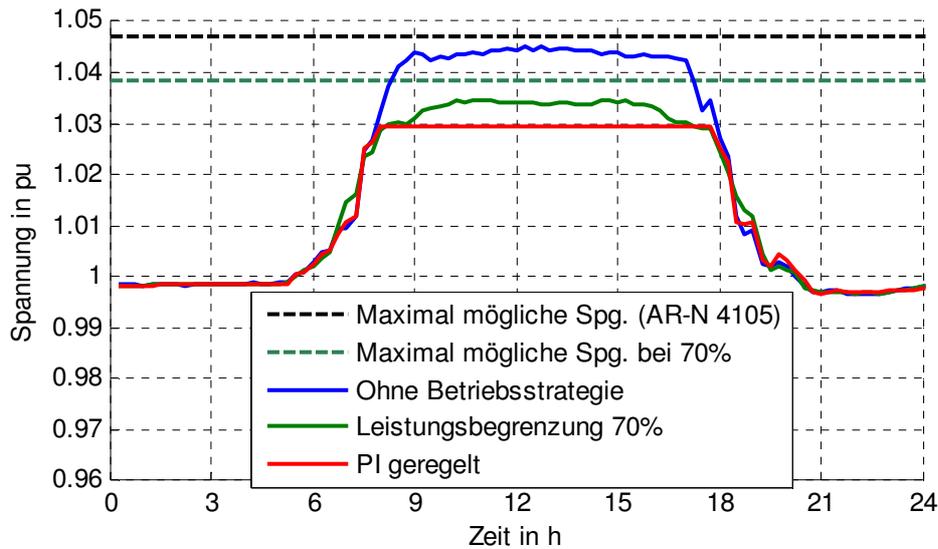


Bild 7.5 Maximal auftretende Spannungen eines Tages am Knoten mit der höchsten Spannungserhöhung bei verschiedenen Betriebsstrategien

Die gestrichelten Linien zeigen jeweils die theoretisch maximale Spannung nach VDE AR-N 4105 bei normaler Einspeisung (schwarz) und bei einem Einspeisemanagement (grün), das die Nennleistungseinspeisung auf maximal 70% begrenzt. Die durchgezogene blaue Linie zeigt nun die maximale Spannung, die sich an einem Werktag bei Normalbetrieb ergibt. Die grüne Linie zeigt analog die maximale Spannung, die sich bei einer Leistungsbegrenzung auf 70% ergibt. An dieser Stelle wäre für beide Fälle Netzausbau notwendig, da die maximale Spannung über 1,03 pu liegt. Für den Fall mit Leistungsbegrenzung müsste jedoch nicht die gesamte Strecke von 519 m verstärkt werden, sondern es wäre bereits das erste Stück mit einer Länge von 419 m ausreichend, was die Ausbaurkosten auf 12 635 € vergünstigt.

An dieser Stelle sei nochmals erwähnt, dass obwohl die blaue und grüne Linie sehr nahe an die gestrichelten maximalen Grenzen heranreichen, diese Spannungen sehr selten (einmal in 500 Wochen) auftreten. Gemäß Bild 7.3 kann analysiert werden, wie häufig welche Spannungen maximal auftreten. Die Spannung, auf die das Netz ausgelegt werden kann, reduziert sich weiter, sofern ein Restrisiko akzeptiert wird, dass diese in seltenen Fällen überschritten wird.

Die rote Linie zeigt den maximalen Spannungsverlauf von PI-geregelten Photovoltaikanlagen. Hier wird die obere Spannungsgrenze nie überschritten, so dass kein Netzausbau nötig ist. Dafür kann aber nicht die ganze erzeugte Energie ins Netz eingespeist werden, wodurch Opportunitätskosten entstehen, die vom Netzbetreiber gegenüber dem Anlagenbetreiber zu vergüten wären. Tabelle 7-1 zeigt neben der Spannung weitere Parameter für die jeweiligen Betriebsstrategien, die etwaige Nachteile veranschaulichen.

Tabelle 7-1 Netzstatistiken unter Berücksichtigung verschiedener Betriebsstrategien vor und nach Netzausbau; Mittelwerte aus Simulation von jeweils 500 Wochen im Sommer

| Betriebsart vor & nach Netzausbau                                  |      | Netz-<br>verluste<br>je Woche | Einspei-<br>severluste<br>je Woche | Maximale<br>Spannung<br>je Woche | Minimale<br>Spannung<br>je Woche | Ausbau-<br>kosten |
|--|------|-------------------------------|------------------------------------|----------------------------------|----------------------------------|-------------------|
| <b>Normal-<br/>betrieb</b>   | Vor  | 75,2 kWh                      | 0 kWh                              | 1,0434 pu                        | 0,9897 pu                        | 15 650 €          |
|  | Nach | 54,8 kWh                      | 0 kWh                              | 1,0278 pu                        | 0,9902 pu                        | -                 |
| <b>Leistungs-<br/>begr. 70%</b>                                    | Vor  | 75,9 kWh                      | 69,1 kWh                           | 1,0333 pu                        | 0,9897 pu                        | 12 635 €          |
|  | Nach | 59,1 kWh                      | 69,1 kWh                           | 1,0226 pu                        | 0,9903 pu                        | -                 |
| <b>PI-Regler<br/>Q(U), P(U)</b>                                    | Vor  | 83,2 kWh                      | 31,5 kWh                           | 1,0294 pu                        | 0,9896 pu                        | 0 €               |
|  | Nach | -                             | -                                  | -                                | -                                | -                 |
| <b>Durchschnittlicher<br/>Standardfehler <math>\sigma_m</math></b> |      | 0,5 kWh                       | 1 kWh                              | 0,0001 pu                        | 0,0001 pu                        | -                 |

Der durchschnittliche Standardfehler zeigt, dass alle Unterschiede aufgrund der Netzbetriebsstrategien und Ausbaustufen statistisch signifikant sind, da die Abweichungen in einer Spalte zwischen den Betriebsstrategien erheblich größer sind als der durchschnittliche Standardfehler in der letzten Zeile. Lediglich bei den Netzverlusten beim Normalbetrieb und der Leistungsbegrenzung ist der Unterschied so gering, dass dieser auch zufällig zustande gekommen sein könnte.

Mit zunehmendem Eingriff auf die Photovoltaikeinspeisung können die Netzausbaukosten zwar deutlich reduziert werden, jedoch steigen die Netz- und Einspeiseverluste. Die Netzverluste steigen durch den erhöhten Blindleistungsbezug der Photovoltaikanlagen, um die Spannung abzusenken. Die Einspeiseverluste entstehen durch die Abregelung von Wirkleistung. Die maximale Spannung kann durch diese Maßnahmen deutlich reduziert werden. Die minimale Spannung ist dadurch kaum betroffen, jedoch sinkt sie bei der PI-Regelung marginal durch den zusätzlichen Blindleistungsbezug. Bei Zubau von vielen Anlagen kann dies sogar dazu führen, dass an bestimmten Knoten Unterspannung auftritt, was wiederum zusätzlichen Netzausbau erfordern würde. In diesem Szenario sind die Einspeiseverluste bei der PI-Regelung geringer als bei der Begrenzung auf 70% der Nennleistung. Dies liegt daran, dass das Netz unter bestimmten Voraussetzungen, wie einer genügend großen Residuallast, mehr als 70% der Leistung aufnehmen kann. Die PI-Regelung reagiert darauf und erhöht die Wirkleistungseinspeisung. Des Weiteren macht die PI-Regelung von einem größeren Blindleistungsspektrum Gebrauch als lediglich bis zu einem  $\cos(\varphi) = 0,9$ , wie gefordert und in Abschnitt 5.4.2 beschrieben.

Um nun abzuschätzen, ob Netzausbau oder die Anwendung einer Betriebsstrategie volkswirtschaftlich zu bevorzugen ist, müssen die Netzverluste in Kosten quantifiziert und die Barwerte mit den Ausbaukosten verglichen werden. Es gibt drei Optionen den Netzrestriktionen zu genügen:

1. Konventioneller Netzausbau im Normalbetrieb: Der Barwert beträgt 15 650 € und der Netzausbau senkt zusätzlich die Netzverluste, die als Basis für einen Vergleich bei den anderen Optionen dienen.
2. Leistungsbegrenzung auf 70% und Netzausbau: Die Verstärkung der 419 m langen Leitung kostet 12 635 €. Auch hier werden die Netzverlustkosten reduziert, jedoch geringfügig weniger als bei der ersten Option. Es fallen 4,3 kWh zusätzliche Netzverluste sowie 69,1 kWh Einspeiseverluste pro Woche an, wie Tabelle 7-1 zu entnehmen ist. Werden die Netzverluste mit börsenüblichen Preisen von in etwa 5 ct/kWh und die Einspeiseverluste mit 20 ct/kWh eingepreist, entstehen somit insgesamt Kosten in Höhe von 14,04 € pro Woche. Als konservative Abschätzung bezüglich der entstehenden Kosten wird angenommen, dass sich das Jahr aus 52 Sommerwochen zusammensetzt. Dabei ergeben sich jährliche Kosten von 730,08 €, was bei einem kalkulatorischen Zinssatz von 6% und unendlicher Laufzeit einem Barwert von  $\frac{730,08 \text{ €}}{6\%} + 730,08 \text{ €} = 12\,898,08 \text{ €}$  entspricht. Die Gesamtkosten dieser Lösung belaufen sich damit auf 25 533,08 €.
3. PI-geregelte PV-Anlagen: Hier entstehen keine Kosten für den Netzausbau, dafür sind jedoch auch die Netzverluste um 28,4 kWh höher als bei Option 1. Einspeiseverluste ergeben sich in Höhe von 31,5 kWh. Dies ergibt (analog zu Annahmen aus 2.) jährliche Kosten von 401,44 € und führt zu einem Barwert von 7 092,11 €. Durch die PI-Regelung der PV-Anlagen entstehen zusätzliche Kosten, die hier nicht berücksichtigt sind, aber nur geringfügig komplexer in der Implementierung sind als eine Leistungsbegrenzung.

Dieses Szenario zeigt, dass Option 3 unter diesen Rahmenbedingungen die günstigste Möglichkeit ist, die Netzrestriktionen einzuhalten. Mit Abstand am teuersten ist es in diesem Fall die Leistungsbegrenzung einzuführen, da trotzdem Netzausbau nötig ist. Dies ist jedoch ein spezieller Fall. In der Regel führt die Leistungsbegrenzung dazu, dass auf eine Netzverstärkung weitestgehend verzichtet werden kann, was sie zu einem durchaus probaten Mittel macht den nötigen Netzausbaubedarf zu reduzieren. An diesem Beispiel soll jedoch deutlich werden, dass eine Leistungsbegrenzung nicht blind angewandt werden sollte und komplexere Betriebsstrategien eine wirtschaftliche Alternative sein können.

In einem Szenario mit deutlich mehr Photovoltaik, wie es beispielsweise 2020 zu erwarten ist, führt die PI-Regelung zu signifikant stärkeren Einspeiseverlusten als die Leistungsbegrenzung auf 70%, da die Wirkleistung weiter herunter geregelt werden muss, um die Netzrestriktionen zu halten. Jedoch steigen dafür bei der Leistungsbegrenzung auch die nötigen Netzausbaukosten im Vergleich zur PI-Regelung. An dieser Stelle ist die kostenoptimale Lösung in einer Kombination zwischen Netzausbau und PI-Regelung zu finden, indem für alle Varianten die Barwerte bestimmt werden.

Die Netzausbaukosten müssen an dieser Stelle jedoch relativiert werden, da nur Leitungsverstärkungen in Betracht gezogen wurden. Unter Umständen kann es sinnvoll sein, das Netz mithilfe einer weiteren Ortsnetzstation zu versorgen. Dies bietet sich

insbesondere bei der hier betrachteten Topologie aus Bild 7.4 bei der neuen PV-Anlage im Gebiet oben links an, der über eine 419 m lange Freileitung angebunden ist. Die Freileitung stellt einerseits eine große Impedanz dar und ist andererseits auch vergleichsweise teuer auszubauen. Da die Kosten einer Ortsnetzstation jedoch stark von den individuellen Gegebenheiten, wie beispielsweise der Distanz zum Mittelspannungsnetz, abhängen, ist hier eine Abschätzung schwierig, weshalb diese Option hier vernachlässigt wird.

## **7.2 Dimensionierung eines städtischen Netzes mit Elektromobilität und Vergleich verschiedener Lademanagements**

Die Netzanalyse hinsichtlich Elektromobilität ist keine Ist-Analyse, sondern muss zumindest heute Zukunftsszenarien betrachten, da Elektromobilität allein heute noch nicht zu Netzausbau führt. Dennoch kann eine solche Analyse helfen, Leiterquerschnitte so zu dimensionieren, dass das Netz auch einer zukünftigen zusätzlichen Belastung durch Elektromobilität standhält. Darüber hinaus sollen in diesem Abschnitt Ansätze für Lademanagements verglichen werden, um eventuelle Alternativen zum konventionellen Netzausbau aufzuzeigen. Die Ergebnisse dieses Abschnitts sollen dazu genutzt werden, Empfehlungen für Netzanschlussbedingungen für Elektromobilität abzuleiten. Dies hängt davon ab, wie groß der Aufwand der Umsetzung im Verhältnis zum Effekt im Netz ist.

### **7.2.1 Beschreibung der Netztopologie eines städtischen Netzes aus Stuttgart-West**

Für die Betrachtung von Elektromobilität wird das Augenmerk auf ein städtisches Netz gelegt, da hier aufgrund der Reichweitenbegrenzung von Elektroautos vermehrt mit hohen Durchdringungsgraden im Gegensatz zum ländlichen Bereich zu rechnen ist. Städtische Netze zeichnen sich durch kurze Leitungen und hohe Lastdichten auf. Daher führen in städtischen Netzen im Gegensatz zu ländlichen Netzen vornehmlich die Betriebsmittelbelastungen zu Netzausbau. Aufgrund der kurzen Leitungen ist die Spannung seltener ein Problem, kann aber als Signal für dezentrale Regler genutzt werden, um den Belastungsgrad von Leitungen ohne Messung abzuschätzen. Bei niedriger Spannung ist auch davon auszugehen, dass die Leitungen höher belastet sind.

Bild 7.6 zeigt die hier betrachtete vermaschte Netztopologie der Senefelderstraße im Stuttgarter Westen, welche ebenso wie die Topologie aus Abschnitt 7.1 von der Netze BW GmbH (ehemals EnBW Regional AG) zur Verfügung gestellt wurde. Das Netz zeichnet sich durch zwei Einspeisepunkte von der Mittelspannungsebene und durch 897 Haushalte aus. Details zur Netztopologie und einzelner Leitungsparameter sind Anhang D zu entnehmen.

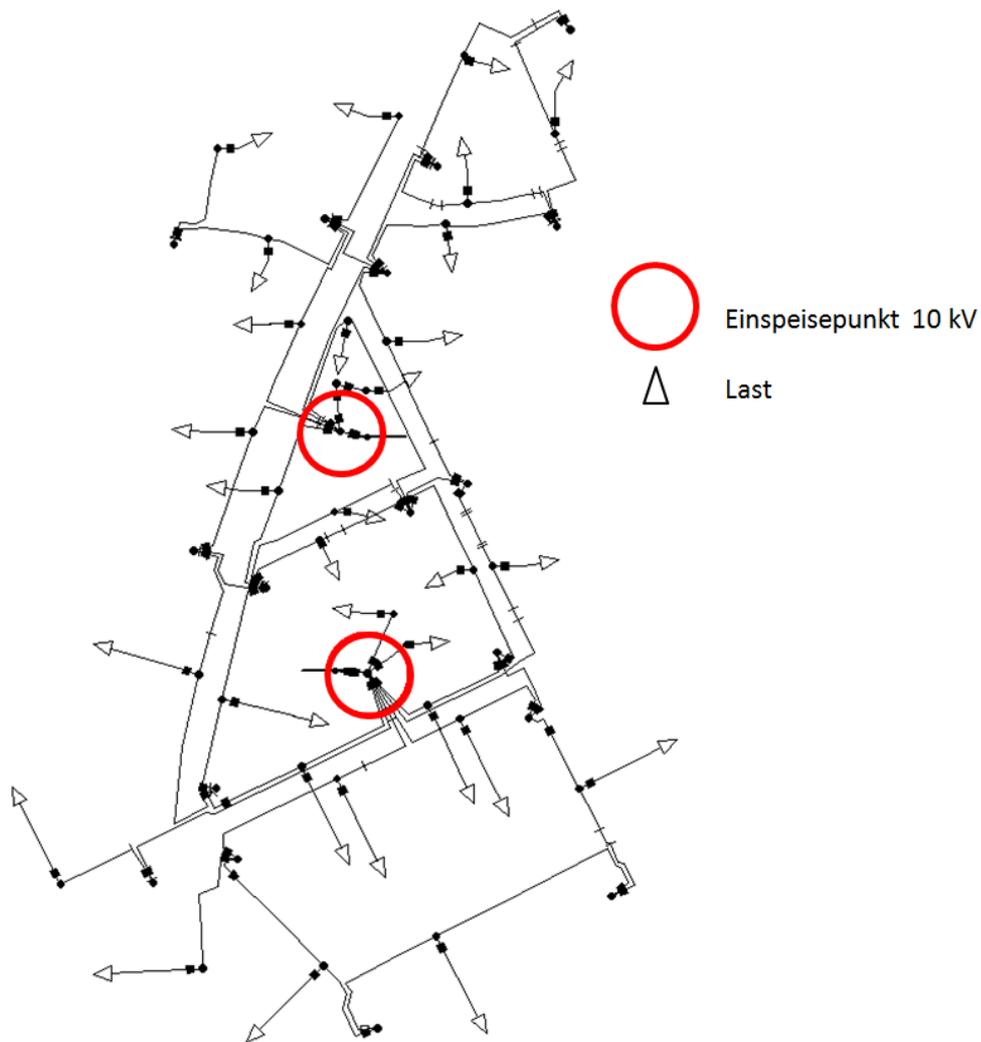


Bild 7.6 Netztopologie Senefelderstraße aus dem Stuttgarter Westen mit 897 Haushalten, 31 Geschäften ohne Leistungsmessung, 391 kW Gewerbelast mit Messung, 739 kW Speicherheizung und 118 kW Schwachlast

Bei 897 Haushalten, 1,178 Fahrzeugen pro Haushalt (vgl. Abschnitt 5.3.4) und einem Durchdringungsgrad gemäß [NEP, 2009] von 2,5% im Jahr 2020 (1 Mio. Elektroautos von ca. 40 Mio. Pkw) bzw. 12,5% im Jahr 2030 (5 Mio. Elektroautos bei ca. 40 Mio. Pkw) ist im Mittel mit einer Anzahl von 26 Elektroautos im Jahr 2020 bzw. 132 Elektroautos im Jahr 2030 zu rechnen. Es stellt sich die Frage, ob bei diesen Fahrzeugzahlen Einzellastprofile oder durchschnittliche Lastprofile gemäß Abschnitt 5.3 verwendet werden sollten. Ein Vergleich mit Bild 5.18 zeigt, dass bei 26 Elektroautos mit einem Gleichzeitigkeitsfaktor der Profile von 0,6 bei einem Skalierungsfaktor von 2 gerechnet werden muss. Bei 132 Fahrzeugen kann immerhin von einem Gleichzeitigkeitsfaktor von 0,8 und einem Skalierungsfaktor von 1,6 ausgegangen werden. Insofern kann für eine grobe Abschätzung der Transformatorbelastung mit Standardlastprofilen für Elektromobilität gerechnet werden. Für eine Betrachtung der Betriebsmittelauslastung einzelner Leitungen scheidet jedoch die Berücksichtigung über Standardlastprofile aus, weshalb in diesem Abschnitt mit Einzellastprofilen für Elektromobilität gerechnet wird.

Eine mehrfache Simulation von Winterwochen, in denen das Netz ohne Photovoltaik am stärksten belastet wird, zeigt, dass in dem Netz bereits in seinem jetzigen Zustand Ausbaubedarf zweier Leitungen besteht, die mit mehr als 100% ihres Nennstroms belastet werden. Dies ist kurzfristig möglich, ist jedoch eine Reserve, die dem Netzbetrieb und nicht der Netzplanung vorbehalten ist. Daher sollten bei nächster Gelegenheit die Leitungen 16 und 32 (siehe Anhang D) verstärkt werden, wobei hier davon ausgegangen wird, dass eine Leitung gleichen Typs parallel verlegt wird.

Tabelle 7-2 zeigt die charakteristischen Netzeigenschaften nach Netzausbau der betreffenden Leitungen 16 und 32 als Ergebnis der Betrachtung von 500 zufällig simulierten Wochen. Dabei wird jeweils der Mittelwert  $\mu$ , die Standardabweichung  $\sigma$  und der resultierende Standardfehler  $\sigma_m$  dargestellt.

*Tabelle 7-2 Netzeigenschaften für eine durchschnittliche Woche im Winter aus einer Simulation von 500 Wochen (ohne Elektromobilität)*

|            | $E_{P,Bezug}$ | $E_{Q,Bezug}$ | $E_{P,Verlust}$ | Max. Ausl. | 5. Perz. Spg. |
|------------|---------------|---------------|-----------------|------------|---------------|
| $\mu$      | 202,1 MWh     | 66,8 Mvarh    | 3,306 MWh       | 85,3%      | 0.9638 pu     |
| $\sigma$   | 4,98 MWh      | 1,65 Mvarh    | 0,164 MWh       | 2,62%      | 0,0014 pu     |
| $\sigma_m$ | 0,22 MWh      | 0,07 Mvarh    | 0,007 MWh       | 0,12%      | 0,0001 pu     |

Diese Ergebnisse sollen als Basis für einen Vergleich dienen, um die Veränderungen durch einen ansteigenden Anteil an Elektromobilität im Netz zu beurteilen.

Wenn eine Netzausbaumaßnahme ohnehin ansteht, stellt sich die Frage, wie stark diese Leitungen verstärkt werden sollten, wenn die Grabenkosten anfallen. Um dies zu beantworten, wird im nächsten Abschnitt untersucht, wie stark die zusätzliche Belastung durch Elektromobilität sein wird und ob direkt größere Querschnitte als nur eine Parallelleitung des gleichen Leitungstyps benutzt werden sollten.

## 7.2.2 Einfluss von Elektromobilität auf den Netzausbaubedarf

Für eine Untersuchung der Auswirkungen von Elektromobilität auf die vorgestellte Netztopologie werden die zwei Situationen gemäß [NEP, 2009] für die Jahre 2020 und 2030 betrachtet. Anders als bei der Photovoltaik gibt es heute kaum Elektroautos, weshalb auf eine Positionierung vorab verzichtet werden muss. Es ist unbekannt, wo in Zukunft Elektroautos angeschlossen und geladen werden. Daher werden zufällig einzelne Simulationsszenarien, wie in Abschnitt 6.2.4 beschrieben, für die Jahre 2020 und 2030 erstellt, bei der sowohl die Anzahl an Elektroautos als auch ihre Position variieren. Dabei kann es zu kritischeren Szenarien kommen, wenn beispielsweise mehrere Elektroautos an einem Abgang angeschlossen werden. Diese sind jedoch vergleichsweise unwahrscheinlich. Anschließend wird für jedes einzelne Szenario berechnet, ob Netzausbau notwendig ist und wie sich Netzparameter, wie zum Beispiel die maximale Auslastung bzw. minimale Spannung, verhalten. Somit ist gewährleistet, dass kritische Situationen gemäß ihrer Auftrittswahrscheinlichkeit in den Ergebnissen berücksichtigt werden.

Neben der in Tabelle 7-2 aufgeführten Parameter werden hier zusätzlich die durchschnittlichen Ladekosten und die mittlere Ladedauer für jedes Elektroauto sowie der spezifische Ladepreis einer Kilowattstunde festgehalten, um diese Daten mit den Lademanagements aus Abschnitt 7.2.3 zu vergleichen. Dabei dienen diese drei Parameter als Anhaltspunkt für die finanziellen Einbußen bzw. Komforteinbußen auf Seiten der Fahrzeughalter. Tabelle 7-3 zeigt die Ergebnisse von 100 zufällig erzeugten Szenarien, die unterschiedlich viele Wochen entsprechend des Netzausbaukriteriums aus Abschnitt 6.2.2 simuliert werden.

Tabelle 7-3 Netzeigenschaften für die Simulation von 100 zufälligen Szenarien mit jeweils 2,5% und 12,5% Elektromobilität (Werte jeweils pro Woche)

|   | 2,5% Elektromobilität 2020 |          |            | 12,5% Elektromobilität 2030 |          |            |
|---|----------------------------|----------|------------|-----------------------------|----------|------------|
|   | $\mu$                      | $\sigma$ | $\sigma_m$ | $\mu$                       | $\sigma$ | $\sigma_m$ |
| <b>E<sub>P,Bezug</sub> (MWh)</b>        | 202,4                      | 1,721    | 0,1721     | 204,9                       | 1,462    | 0,1462     |
| <b>E<sub>Q,Bezug</sub> (Mvarh)</b>      | 66,74                      | 0,570    | 0,057      | 66,81                       | 0,475    | 0,0475     |
| <b>E<sub>P,Verlust</sub> (MWh)</b>      | 3,318                      | 0,057    | 0,0057     | 3,401                       | 0,049    | 0,0049     |
| <b>Max. Ausl. (%)</b>                   | 85,96                      | 0,97     | 0,097      | 88,62                       | 1,18     | 0,118      |
| <b>5. Perz. Spg. (pu)</b>               | 0,9638                     | 0,0005   | 0,00005    | 0,9629                      | 0,0005   | 0,00005    |
| <b>Durchschnittliche Ladekosten (€)</b> | 4,13                       | 0,217    | 0,0217     | 4,16                        | 0,096    | 0,0096     |
| <b>Durchschnittliche Ladezeit (h)</b>   | 1,457                      | 0,121    | 0,0121     | 1,475                       | 0,049    | 0,0049     |
| <b>Spezifischer Ladepreis (ct/kWh)</b>  | 19,42                      | 0,386    | 0,0386     | 19,40                       | 0,254    | 0,0254     |

Daher ist ein wesentlicher Unterschied zu Tabelle 7-2, dass die Standardabweichungen und Standardfehler sich auf verschiedene Szenarien beziehen und nicht auf verschiedene Wochen innerhalb eines Szenarios. Diese Wochen innerhalb eines Szenarios werden gemittelt und nur diese Mittelwerte zwischen verschiedenen Szenarien verglichen. Der Standardfehler ist dabei in der Tabelle 7-3 genau ein Zehntel der Standardabweichung, da 100 verschiedene Szenarien betrachtet wurden und der Standardfehler sich zu  $\sigma_m = \sigma/\sqrt{n}$  ergibt.

Bei nur zwei Szenarien mit Durchdringungsgrad von 12,5% besteht die Notwendigkeit für Netzausbau über die Verstärkung von Leitung 16 und 32 hinaus, die ohnehin ausgebaut werden müssen. Dabei handelt es sich um die Leitung 33, eine benachbarte Leitung zur bereits ohnehin verstärkten Leitung 32. Bei allen anderen 98 Szenarien und bei allen 100 mit Durchdringungsgrad von 2,5% besteht jedoch kein Bedarf an Netzausbau. Somit besteht ohne Lademanagements für diese Netztopologie kaum Handlungsbedarf. Um jedoch abzuschätzen, wie der generelle Einfluss von Elektromobilität

auch auf andere Topologien sein kann, sollen die Ergebnisse hier im Detail diskutiert werden.

Beim Wirkleistungsbezug des Netzes ist nachvollziehbar zu beobachten, dass dieser in geringem Maße mit zunehmenden Durchdringungsgrad von Elektromobilität gestiegen ist. Für 2,5% liegt der Mehrbezug bei 300 kWh pro Woche und für 12,5% bei 800 kWh pro Woche. Der Standardfehler beträgt in beiden Fällen ca. 150 kWh, so dass daraus geschlossen werden kann, dass die Mittelwerte sich signifikant voneinander unterscheiden. Der Blindleistungsbezug hingegen ist im Vergleich zu seinem Standardfehler nahezu identisch und weicht nicht vom Fall ohne Elektromobilität ab. Die Elektroautos beziehen zwar selbst keine induktive Blindleistung, jedoch wäre aufgrund der höheren Last und der Leitungsinduktivitäten eine minimale Zunahme zu erwarten gewesen. Die Verlustenergie steigt aufgrund der höheren übertragenen Leistung bei 2,5% Durchdringungsgrad von 3,306 MWh (Tabelle 7-2 ohne Elektromobilität) auf 3,318 MWh um 12 kWh (+0,363%). Bei 12,5% Durchdringungsgrad steigt die Verlustenergie sogar um 95 kWh (+2,874%). Beide Steigerungen liegen deutlich über dem jeweiligen Standardfehler und sind damit statistisch signifikant. Die maximale Leitungsauslastung steigt um 0,6 bzw. 3,3 Prozentpunkte, was der größte Einfluss von Elektromobilität auf die Netztopologie ist. Die Spannung verändert sich für eine Durchdringung von 2,5% gar nicht und für 12,5% nur marginal um 0,09% der Nennspannung nach unten. Daran wird deutlich, dass wenn Netzausbau erforderlich wird, dies in städtischen Gebieten aufgrund der kurzen Leitungslängen fast immer auf Überlastungen von Betriebsmitteln zurückzuführen ist.

Die nächsten drei Parameter charakterisieren den Ladevorgang der Elektroautos und sollen hier als Vergleich für die verschiedenen Lademanagements, die in Abschnitt 6.4 vorgestellt wurden, dienen. Dabei ist festzustellen, dass die durchschnittlichen Ladekosten, die durchschnittliche Ladezeit und der spezifische Ladepreis unabhängig vom Durchdringungsgrad sind, da sich die Parameter im Hinblick auf den Standardfehler kaum unterscheiden.

Auch wenn für diese Topologie für ungesteuertes Laden von Elektroautos ein Ausbaubedarf relativ unwahrscheinlich ist (2 von 100 bei 12,5% Durchdringung), kann sich dies ändern, sofern die Fahrzeughalter beispielsweise ein marktorientiertes Lademanagement nutzen, um ihr Fahrzeug möglichst günstig zu laden, wie der nächste Abschnitt zeigt.

### 7.2.3 Vergleich verschiedener Lademanagementkonzepte

Zusammengefasst werden hier 5 unterschiedliche Fälle für die Durchdringungsgrade 2,5% und 12,5% betrachtet:

- Keine Regelung der Ladeleistung.
- Q(U): Blindleistungsregelung in Abhängigkeit der Spannung mit einem Proportionalanteil von 10, was bei 5% Spannungsfall im Niederspannungsnetz einer induktiven Blindleistungseinspeisung von 50% der Nennleistung entspricht. Dabei

ist zu beachten, dass bei Wirkleistungsbezug unter Nennleistung dies auch mit einer Wirkleistungsreduktion einhergehen kann, so dass die nötige Blindleistung bereitgestellt werden kann (Abschnitt 6.4.1).

- $Q(U)$  und  $P(U)$ : Blind- und Wirkleistungsregelung mit gleichem Proportionalgrad, so dass auch der Wirkleistungsbezug bei 5% Spannungsfall auf 50% der Leistung reduziert wird (Abschnitt 6.4.1).
- Rückwärtssteuerung: Laden über Nacht, so dass die Ladung zu einer zufällig bestimmten Ladezeit zur Vermeidung von Gleichzeitigkeitseffekten fertiggestellt wird (Abschnitt 6.4.3).
- Ladekostenoptimierung: marktgetriebenes Lademanagement zu Gunsten der Fahrzeughalter und Reduzierung der Ladekosten (Abschnitt 6.4.4).

Wie in Abschnitt 7.2.2 verdeutlicht, ist in städtischen Netzen eher die Betriebsmittelauslastung der Dimensionierungsfaktor beim Netzausbau. Messungen der Leitungsauslastungen stehen den Reglern in den Elektrofahrzeugen jedoch nicht direkt zur Verfügung. Daher würde dies Kommunikation und eine separate Messeinrichtung erfordern, was damit einhergehende zusätzliche Kosten verursacht. Doch auch mit der lokal gemessenen Spannung haben die Wirk- und Blindleistungsregler einen positiven Effekt auf die Leitungsbelastung. Zum einen wird die Wirkleistung reduziert und zum anderen wird induktive Blindleistung bereitgestellt. Die meisten Verbraucher im Niederspannungsnetz sowie die Leitungen selbst benötigen induktive Blindleistung, die in der Regel aus den überlagerten Netzebenen bereitgestellt wird. Zu diesem Zweck muss sie jedoch über weite Strecken transportiert werden, wodurch Verluste und zusätzliche Leitungsauslastung verursacht werden. Durch eine lokale Bereitstellung von Blindleistung durch die Elektroautos muss somit weniger Blindleistung übertragen werden und die Leitungen werden weniger belastet.

Die zwei nicht spannungsgeregelten Lademanagementkonzepte ergänzen das Spektrum um die netzfreundliche Rückwärtssteuerung und um die markt- bzw. fahrzeughalterfreundliche Ladekostenoptimierung.

Für einen Vergleich wurde jedes Lademanagementkonzept einmal mit einem Durchdringungsgrad von 2,5% und einmal mit einem Durchdringungsgrad von 12,5% simuliert. Um nun die Wahrscheinlichkeit einer kritischen Netzbelastung zu berechnen, müsste jedes kombinatorisch mögliche Szenario der Verteilung und Ladeleistung an Elektrofahrzeugen betrachtet werden. Bei über 1 000 konventionellen Fahrzeugen in diesem Netz sind die kombinatorischen Möglichkeiten nahezu unerschöpflich und daher quasi unmöglich zu berechnen. Über eine zufällige Auswahl einer begrenzten Zahl von Szenarien aus dieser kombinatorischen Gesamtmenge (Monte-Carlo Simulation) lässt sich jedoch bereits ein gutes Bild der Netzparameter ableiten. Hier wurden 100 verschiedene Szenarien berechnet, bei dem für jedes konventionelle Fahrzeug aufs Neue anhand des jeweiligen Durchdringungsgrades entschieden wird, ob dieses elektrisch ist. Dadurch variiert Anzahl und Position der Elektroautos. Auch wird den Fahrzeugen eine individuelle Ladeleistung zugewiesen. Auf diese Weise kommen wahrscheinlichere Szenarien häufiger vor und haben einen größeren Einfluss auf die Endergebnisse als

unwahrscheinlichere und wohlmöglich kritischere. Durch eine Monte-Carlo Simulation von 100 zufällig gewählten Szenarien ergibt sich somit ein ähnliches Bild verglichen mit der Gesamtmenge. Die Ähnlichkeit steigt mit der Zahl der betrachteten Szenarien und äußert sich in einer Reduktion des Standardfehlers bei der Berechnung der Mittelwerte der betrachteten Netzparameter. Die folgenden Abbildungen zeigen daher neben dem Mittelwert auch die Standardabweichung der Szenarien untereinander. Durch Division mit  $\sqrt{100} = 10$  ergibt sich der Standardfehler und damit ein Eindruck über die Sicherheit der Mittelwertschätzung.

Bild 7.7 zeigt die Netzbelastung in Form der minimal auftretenden Spannung und maximalen Leitungsauslastung für das gesamte Netz innerhalb des simulierten Zeitraums. Die Länge dieses Zeitraums bzw. die Anzahl an Wochen, für die jedes Szenario simuliert wird, hängt davon ab, wie viele für eine Abschätzung benötigt werden, ob Netzausbau notwendig ist. Dies basiert auf der in Abschnitt 6.2 beschriebenen Verfahrensweise.

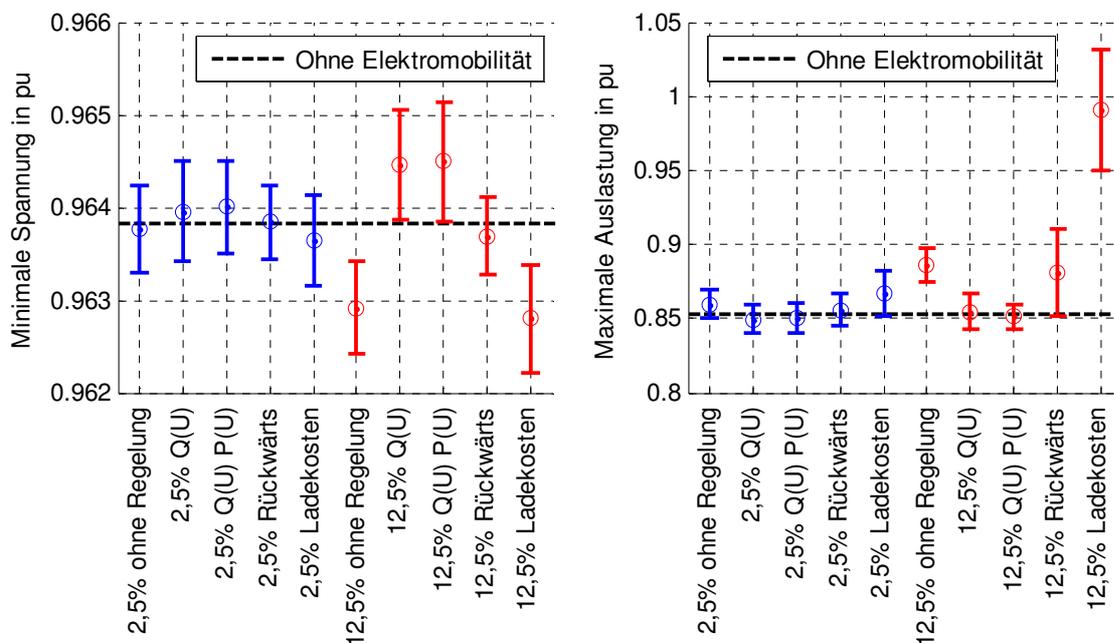


Bild 7.7 Minimale Spannung und maximale Auslastung der 6 verschiedenen Regelmöglichkeiten für 2,5% und 12,5% Durchdringung aus jeweils 100 Szenarien und pro Woche

In blau sind dabei jeweils die Ergebnisse mit einem Durchdringungsgrad von 2,5% und in rot mit 12,5% dargestellt. Die schwarze gestrichelte Linie zeigt den Referenzfall ohne Elektromobilität aus Abschnitt 7.2.2, bei dem keine Varianz aufgrund unterschiedlicher Szenarien vorliegt. Auf der linken Seite ist bei der minimalen Spannung zu erkennen, dass sich für 2,5% Durchdringungsgrad keine wesentlichen Änderungen unabhängig vom gewählten Lademanagement ergeben. Für 12,5% Durchdringungsgrad zeigt sich jedoch schon eine auch im Verhältnis zum Standardfehler erhebliche Abweichung gegenüber dem Referenzfall. Ohne Regelung liegt bei 12,5% Durchdringungsgrad die minimale Spannung (links) bei 0,963 pu der Nennspannung gegenüber 0,964 im Referenzfall. Dies entspricht in etwa einem Abstand von 2 Standardabweichungen (roter

Strich) und damit in etwa 20 Standardfehlern. Damit ist diese Abweichung nach unten hoch signifikant. Dies ist für den Netzausbaubedarf jedoch völlig unkritisch. Dennoch ist zu erkennen, dass die Spannungsregelung der Wirk- und Blindleistung die Spannung erheblich und sogar über das Niveau ohne Elektromobilität anheben kann. Auch die Rückwärtssteuerung hat einen positiven Effekt auf die Spannung, wohingegen der Einfluss der Ladekostenoptimierung eher negativ ist.

Für die maximale Leitungsauslastung zeichnet sich ein ähnliches Bild auf der rechten Seite. Für 2,5% Durchdringungsgrad sind kaum Veränderungen ersichtlich. Lediglich bei der Ladekostenoptimierung ist ein leichter Anstieg der Auslastung um ca. 1,5% zu erkennen. Für 12,5% Durchdringungsgrad ist der Einfluss deutlich größer. Ohne Regelung steigt die Leitungsauslastung um ca. 3%. Dafür kann nun auch die Blindleistungsregelung stärker aktiv werden und ist in der Lage diese Erhöhung zu kompensieren. Die Rückwärtssteuerung reduziert im Mittel die Auslastung zwar leicht, jedoch steigt die Varianz der einzelnen Szenarien untereinander an, so dass es nun auch mehr Szenarien gibt, die eine höhere Auslastung sehen als im unregulierten Fall. Bei der Ladekostenoptimierung erfüllen sich die Befürchtungen und es kommt zu starken Leitungsauslastungen, die um ca. 17% höher liegen als ohne Elektromobilität und um 14% höher als im unregulierten Fall. Dies liegt in der erhöhten Gleichzeitigkeit des Ladevorgangs begründet. Dies führt hier sogar zu einer erheblichen Anzahl an Szenarien, die einer Belastung höher als 100% ausgesetzt sind und bei denen Netzausbau erforderlich werden würde.

In Bild 7.8 sind die Verlustenergie sowie die durchschnittliche Ladedauer der Fahrzeuge dargestellt, die einen Anhaltspunkt über die Einbußen der Fahrzeughalter gibt.

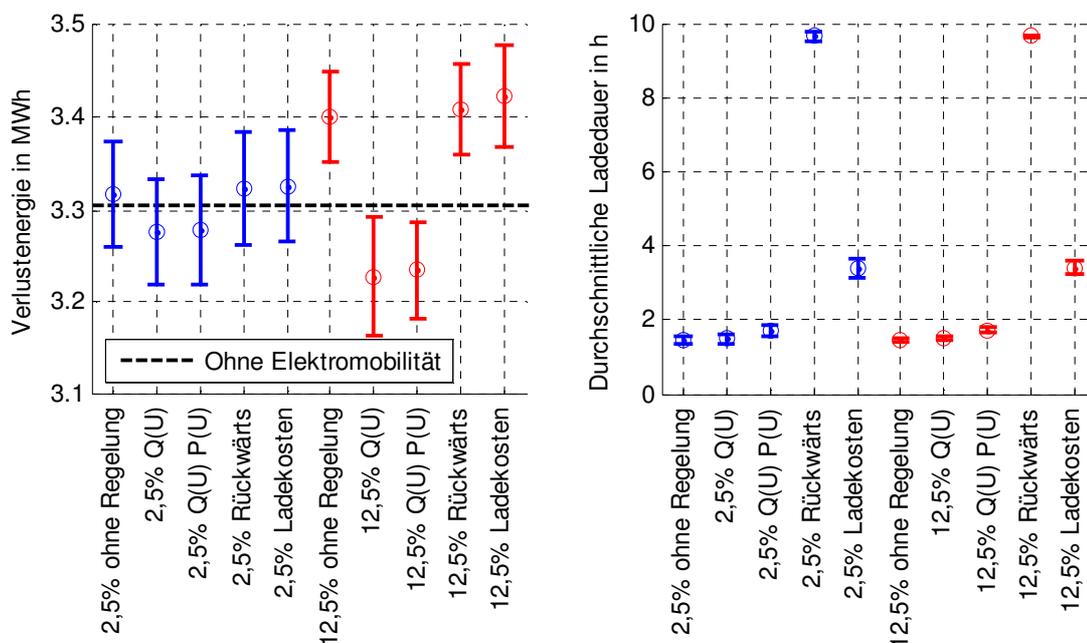


Bild 7.8 Verlustenergie und durchschnittliche Ladedauer der 6 verschiedenen Regelmöglichkeiten für 2,5% und 12,5% Durchdringung aus jeweils 100 Szenarien und pro Woche

Die Verlustenergie in dem Netz beträgt ca. 3,3 MWh pro Woche. Für den Durchdringungsgrad von 2,5% ändern die Lademanagements daran nur wenig. Nur die Q(U)-Regelung reduziert die Netzverluste leicht. Bei 12,5% Elektrofahrzeugen tritt dieser Effekt bereits stärker zu Tage. Durch Elektromobilität steigen die Netzverluste um 100 kWh auf 3,401 MWh pro Woche. Die lokale Blindleistungskompensation reduziert nicht nur die Leitungsbelastungen, sondern auch die Netzverluste um im Mittel 173 kWh auf 3,228 MWh pro Woche. Die zusätzliche Wirkleistungsabregelung hat hier jedoch kaum einen Effekt. Dies liegt daran, dass auch bei der Q(U)-Regelung die Wirkleistung in dem Maße reduziert wird, so dass der Wechselrichter die Blindleistung überhaupt erst zur Verfügung stellen kann. Die durchschnittliche Ladedauer ist unabhängig vom Durchdringungsgrad und weist nur deutlich höhere Werte bei der Rückwärtssteuerung und bei der Optimierung nach Ladekosten auf. Die Wirkleistungsabregelung und Blindleistungsbereitstellung haben also nur unwesentlichen Einfluss auf die Ladezeit. Daher bedeuten sie kaum Komfortverlust für die Fahrzeughalter.

Tabelle 7-4 zeigt nun für die verschiedenen Lademanagements, wie häufig von den 100 berechneten Szenarien Netzausbau notwendig ist, welche Leitungen dafür verstärkt werden und mit welchen Kosten dies einhergeht. Die Kosten sind dabei unterteilt in durchschnittliche Kosten unter den Szenarien, die Ausbau benötigen und durchschnittliche Kosten unter allen Szenarien. Dies sind die durchschnittlich zu erwartenden Kosten für das betrachtete Netz, wenn das zukünftig eintreffende Szenario unbekannt ist.

*Tabelle 7-4 Häufigkeit der Notwendigkeit für Netzausbau, die betroffenen Leitungen und die damit verbundenen Kosten für die verschiedenen Regelmöglichkeiten von insgesamt 100 zufälligen Szenarien*

|                            | # Szenarien<br>mit Ausbau | Betroffene<br>Leitungen                               | Ø-Kosten<br>betr. Szen. | Ø-Kosten<br>aller Szen. |
|----------------------------|---------------------------|---|-------------------------|-------------------------|
| <b>2,5% Ohne Regelung</b>  | 0                         | -   | -                       | 0 €                     |
| <b>2,5% Q(U)</b>           | 0                         | -   | -                       | 0 €                     |
| <b>2,5% Q(U) P(U)</b>      | 0                         | -   | -                       | 0 €                     |
| <b>2,5% Rückwärts</b>      | 0                         | -   | -                       | 0 €                     |
| <b>2,5% Ladekosten</b>     | 2                         | 33  | 7 588 €                 | 152 €                   |
| <b>12,5% Ohne Regelung</b> | 2                         | 33  | 7 588 €                 | 152 €                   |
| <b>12,5% Q(U)</b>          | 0                         | -   | -                       | 0 €                     |
| <b>12,5% Q(U) P(U)</b>     | 0                         | -   | -                       | 0 €                     |
| <b>12,5% Rückwärts</b>     | 10                        | 8, 33   | 6 166 €                 | 617 €                   |
| <b>12,5% Ladekosten</b>    | 98                        | 8, 9, 11, 12,<br>16, 17, 20,<br>30, 31, 33,<br>34, 62 | 26 315 €                | 25 788 €                |

Bei einem Durchdringungsgrad von 2,5% ist kaum Netzausbau nötig, außer in zwei von 100 Fällen bei der Ladekostenoptimierung. Hier muss jeweils die Leitung 33 ausgebaut werden. Die gleiche Leitung muss in zwei Fällen verstärkt werden, wenn der Durchdringungsgrad auf 12,5% steigt. Die Bereitstellung von Blindleistung der Elektroautos sorgt jedoch bereits für ausreichend Entlastung, so dass in keinem der 100 Szenarien mehr Netzausbau nötig ist. Die Rückwärtssteuerung, die eigentlich ebenfalls für eine Entlastung des Netzes sorgen sollte, belastet es in diesem Fall mehr. Obwohl die Fahrzeuge verteilt über die Nacht geladen werden, ist hier die Gleichzeitigkeit bei der großen Menge an Fahrzeugen bereits zu groß. Hinzu kommt, dass in der Senefelderstraße ein erheblicher Teil an Nachtspeicheröfen auch in der Nacht große Mengen Strom bezieht, so dass hier die Netzkapazität nur geringfügig größer ist als in den frühen Abendstunden. Wie zuvor muss auch hier die Leitung 33 verstärkt werden. Hinzu kommt jedoch noch die Leitung 8. Die Ladekostenoptimierung überlastet das Netz und zieht fast in jedem möglichen Szenario Netzausbau an den verschiedensten Leitungen nach sich. Nur in zwei Szenarien kommt das Netz ohne zusätzliche Verstärkung aus. Es müssen nicht alle in der Tabelle genannten Leitungen ausgebaut werden, sondern ca. 4-5 von ihnen. Welche es im Detail sind, hängt vom Szenario und der Position der Elektroautos ab. Dabei entstehen im Mittel Kosten in Höhe von 25 788 € für den Netzausbau.

Es stellt sich die Frage, ob es volkswirtschaftlich günstig ist, diese Investitionskosten in die Netzinfrastruktur für eine höhere Leistungsbereitstellung zu tragen, so dass die Fahrzeuge marktgesteuert agieren und vom günstigeren Ladepreis profitieren können. Dies hängt davon ab, wie groß die Investitionskosten im Verhältnis zu der Ersparnis der Fahrzeughalter sind. Sollten die Investitionskosten in die Netzinfrastruktur größer sein, wäre es denkbar, dass der Netzbetreiber die Fahrzeughalter für ihre Abregelung kompensiert. So werden die Netzausbaukosten gespart, die Fahrzeughalter können jedoch nicht vom günstigsten Preis profitieren. Zu diesem Zweck zeigt Bild 7.9 die durchschnittlichen Ladekosten in Euro pro Fahrzeug und pro Woche sowie den spezifischen Ladepreis, den die Fahrzeughalter für eine Kilowattstunde bezahlen.

Die durchschnittlichen und spezifischen Ladekosten sind unabhängig vom Durchdringungsgrad. Wird die Wirkleistung abgeregelt, stellt sich eine nicht signifikante Erhöhung der Ladekosten ein. Die Rückwärtssteuerung weist ebenfalls erhöhte Ladekosten im Gegensatz zum Fall ohne Regelung auf. Die Ladekostenoptimierung kann die Kosten deutlich von 19,5 ct/kWh auf 16,5 ct/kWh senken. Für jedes Elektroauto führt dies zu einer durchschnittlichen Kostenreduktion der Ladung von 4,10 € auf 3,60 € jede Woche. Bei einem Durchdringungsgrad von 2,5% und damit durchschnittlich 26 Elektroautos ist dies eine Ersparnis von 13 € pro Woche bzw. 676 € jährlich. Für einen Durchdringungsgrad von 12,5% und im Mittel 132 Elektroautos ergibt sich bereits eine Ersparnis von 66 € wöchentlich bzw. 3 432 € jährlich. Dabei ist jedoch zu beachten, dass dies stark von dem betrachteten Tarif abhängt. Der hier genutzte Tarif stammt, wie in Abschnitt 6.4.4 beschrieben, aus der Modellregion MeRegio. Dabei waren die Strompreise, die sich zwischen 15 und 25 Cent bewegten, so gewählt, um möglichst viel über das Nutzerverhalten und die Stromnachfrageelastizität zu erfahren.

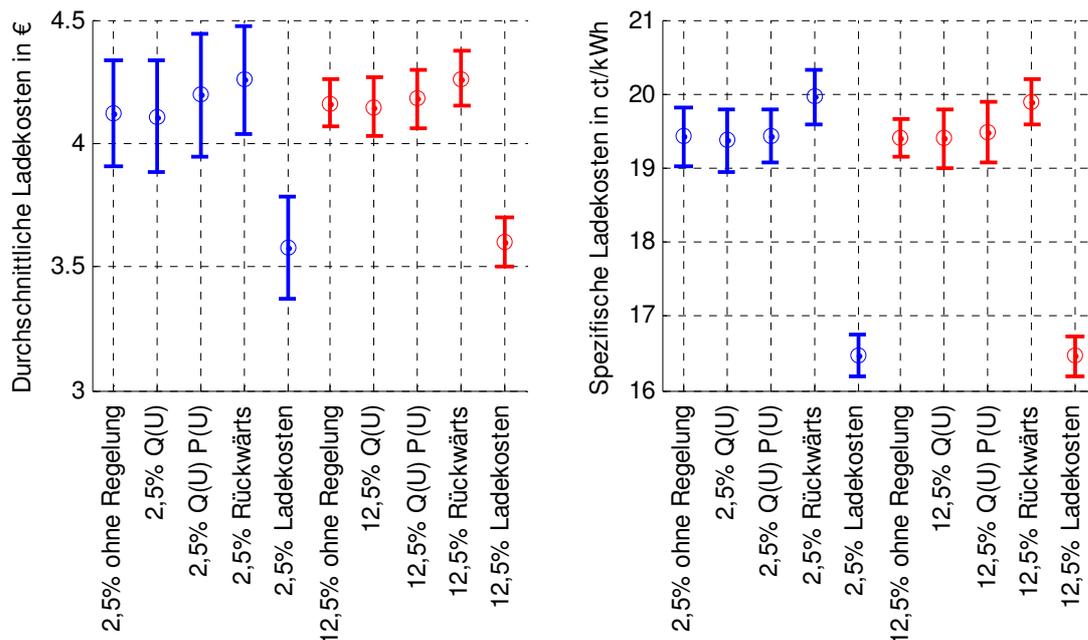


Bild 7.9 Durchschnittliche und spezifische Ladekosten der 6 verschiedenen Regelmöglichkeiten für 2,5% und 12,5% Durchdringung aus jeweils 100 Szenarien und pro Woche

Zur Beantwortung der Frage, ob es günstiger ist das Netz auszubauen oder die Fahrzeughalter für ihre Ladung zu teureren Zeitpunkten zu kompensieren, können für eine grobe Abschätzung ähnlich wie in Abschnitt 7.1.3 für die Ersparnisse auf Seiten der Fahrzeughalter durch eine Ladekostenoptimierung Barwerte gebildet werden, sofern unterstellt wird, dass sie diese jedes Jahr realisieren. Bei einem Zinsfuß von 6% ergibt sich für 2,5% und 676 € jährlich ein Barwert von 11 943 €. Für 12,5% und eine jährliche Ersparnis von 3 432 € ergibt sich ein Barwert von 60 632 €. Damit sich ein Einsatz des kostenoptimierenden Lademanagements lohnt, muss die Ersparnis eventuellen Netzausbaukosten überwiegen.

Bei einem Durchdringungsgrad von 12,5% wird deutlich, dass sich der Netzausbau in Höhe von durchschnittlich 25 788 € lohnt, da er günstiger ist, als die Fahrzeughalter für ihre Opportunitätskosten zu entschädigen. Hier ist zwar viel Netzausbau notwendig, jedoch profitieren auch viele Fahrzeuge davon. In zwei von 100 Fällen ist sogar gar kein Netzausbau notwendig. Bei einem Durchdringungsgrad von 2,5% liegen die durchschnittlichen Netzausbaukosten nur bei 152 €, da viele Szenarien keinen Netzausbau bedürfen. Somit überwiegen auch hier die Einsparungen durch eine Ladekostenoptimierung dem zusätzlich benötigtem Netzausbau. Jedoch hängen die Einsparungen stark vom Hub des Strompreises ab, der hier relativ groß mit bis zu 10 ct/kWh Preisunterschied angesetzt wurde (vgl. Bild 6.9). Fällt der Hub geringer aus, ist zu prüfen, ob die Ersparnis weiterhin dem zusätzlich benötigtem Netzausbau überwiegt. Wären die Kosten für den Netzausbau höher als die Ersparnis, könnte der Netzbetreiber den Fahrzeughaltern Kompensation anbieten, damit die Fahrzeuge nicht mit erhöhter Gleichzeitigkeit laden.

## 8 Neue Netzplanungsgrundsätze und Anschlussbedingungen für Elektromobilität

### 8.1 Entwicklung von probabilistischen Netzplanungsgrundsätzen

Die konventionelle Netzplanung hat mit der EN 50 160 und der VDE AR-N 4105 strikte Kriterien, die eingehalten werden müssen. Hinzu kommen zumindest auf Mittel- und Hochspannung das (n-1)-Kriterium und für alle Spannungsebenen die Auslegungsfälle, mit denen das Netz simulativ beansprucht wird, um die Kriterien zu prüfen. Diese Auslegungsfälle sind beispielsweise die der höchsten Belastung der Ortsnetzstation, wie sie am Schleppzeiger ausgelesen werden kann. Für ein Mittel- oder Hochspannungsnetz ist dies häufig die maximale Beanspruchung des Umspannwerkes, welches die Netzebene speist. Diese Last wird entsprechend der Nennleistung der Verbraucher in dem Netz (Haushalte im Niederspannungsnetz bzw. Ortsnetzstationen im Mittelspannungsnetz) skaliert. Wie in Abschnitt 4.3 beschrieben, kann es hier in der konventionellen Netzplanung jedoch zu einer Unterdimensionierung kommen, da ein kritischerer Fall denkbar ist, bei dem die Last sich auf das Ende eines Abgangs konzentriert anstatt sich homogen im Netz zu verteilen. Auf ähnliche Weise sind auch Überdimensionierungen denkbar, da insbesondere mit Photovoltaik gemäß VDE AR-N 4105 von Fällen, wie 100% Einspeisung und 0% Last, ausgegangen wird, die zwar den theoretisch schlimmsten anzunehmenden Fall darstellen, aber in Realität aufgrund von unterschiedlicher Anlagenausrichtung, Gleichzeitigkeitsfaktoren und Residuallast nie auftreten.

Ziel dieser Arbeit ist es unter anderem, wie in Abschnitt 1.2 formuliert, über eine scharfe Prüfung der Netzrestriktionen hinaus auch die Wahrscheinlichkeiten für Überlastsituationen und Spannungsbandverletzungen berechnen zu können. Dies hat verschiedene Vorteile:

- Netze müssen nicht mehr auf einen schlimmsten anzunehmenden Fall dimensioniert werden, der extrem selten auftritt. Stattdessen kann eine Häufigkeit festgelegt werden, bei der Netze überlastet werden dürfen. Für Niederspannungsnetze könnte dieser Zeitraum beispielsweise im Bereich von 2 Jahren (2,3% Überlastungswahrscheinlichkeit für Winterwoche, siehe Abschnitt 6.2) liegen.
- Es werden nicht mehr nur Auslegungsfälle, sondern tatsächliche Zeitreihen berechnet, die alle möglichen Netzbelastungen abdecken. Dadurch können eventuelle Unterdimensionierungen identifiziert werden. Darüber hinaus beinhaltet die Wahl eines Auslegungsfalls auch eine gewisse Interpretation der Netzplanungskriterien. Diese Interpretation kann über die Betrachtung von Zeitreihen

und der Formulierung einer klaren tolerierten Häufigkeit von Überlastungen getrennt und damit vereinheitlicht werden.

- Erst über eine Betrachtung der Überlastungshäufigkeiten kann fundiert darüber entschieden werden, ob netzbetriebliche Maßnahmen, wie die Abregelung von Elektrofahrzeugen oder Photovoltaikanlagen in der berechneten Häufigkeit günstiger sind als konventioneller Netzausbau (Konzept der Kapazitätsampel [BNetzA, 2011]). Auf diese Weise können Betriebsstrategien, wie Lademanagements, in der Netzplanung berücksichtigt werden.

Dieses Kapitel soll aufzeigen, wie bisherige Netzplanungskriterien im Hinblick auf die probabilistische Netzplanung neu interpretiert werden könnten. Anhand der Ergebnisse aus Kapitel 7 soll ferner die Effektivität gegenüber der konventionellen Planung belegt werden.

### 8.1.1 Kriterien zur Notwendigkeit von Netzausbau

Bisherige Netzplanungskriterien besitzen keinerlei Bezug auf eine Überlastungswahrscheinlichkeit oder gar ein definiertes toleriertes Risiko einer Überlastung. Dies trifft auch für die EN 50 160 zu, die vorschreibt, dass für jeden Knoten 95% der 10-Minuten-Mittelwerte des Effektivwerts der Spannung einer Woche sich innerhalb von  $\pm 10\%$  der Nennspannung befinden müssen und eine Aussage über die Häufigkeit nicht aber Wahrscheinlichkeit trifft. Denn selbst in einem sehr gut ausgebauten Netz gibt es die theoretische Möglichkeit der Verletzung dieses Häufigkeitskriteriums, wenn alle Verbraucher gleichzeitig viele Geräte einschalten und viel Leistung benötigen. Auch bereits in der konventionellen Netzplanung wird die EN 50 160 nicht mit dem Worst-Case Szenario, bei dem alle Haushalte Nennleistung beziehen, geprüft, sondern ein Auslegungsfall genutzt. An diesem Beispiel wird klar, dass die EN 50 160 sehr gut geeignet ist, um messtechnisch in einem laufenden Netz darüber zu entscheiden, ob Netzausbau nötig ist oder nicht. Für die Netzplanung ist die EN 50 160 jedoch weniger geeignet, da ein eindeutiges Kriterium erst mit der Interpretation über den Auslegungsfall entsteht.

Aus diesem Grund wird hier eine Neuinterpretation im Hinblick auf die probabilistische Netzplanung vorgeschlagen. Durch eine probabilistische Lastflussrechnung werden über den Auslegungsfall hinaus eine Vielzahl an Last- und Einspeisefällen betrachtet, die teilweise das Netz stärker und teilweise schwächer belasten. Daraus lässt sich eine Überlastungswahrscheinlichkeit ableiten, die immer größer als null sein wird. Der Vorschlag ist an dieser Stelle ein gewisses Überlastungsrisiko zu tolerieren, welches beispielsweise für die unterschiedlichen Spannungsebenen unterschiedlich hoch sein kann. Auf diese Weise wird die bisherige Interpretation durch den Auslegungsfall darauf reduziert, wie diese Wahrscheinlichkeit zu berechnen ist. Eine Worst-Case Betrachtung erfordert unnötige Netzkapazitäten, die selten bis gar nicht genutzt werden. Dies zeigt beispielsweise der Vergleich aus Bild 7.2, bei dem die Worst-Case Betrachtung mit 100% Einspeisung und 0% Last deutlich höhere Spannungen verursacht als tatsächlich vorkommen. Selbst die tatsächlich vorkommenden maximalen Spannungen kommen so

selten vor, dass in diesen seltenen Fällen eine Überspannung tolerabel erscheint, wie Bild 7.3 zeigt. Eine beispielhafte Netzplanungsprämisse könnte daher wie folgt lauten:

**Innerhalb eines Niederspannungsnetzes darf für jeden Knoten das 5. Perzentil der 10-Minuten-Mittelwerte des Effektivwerts der Spannung einer Woche im Mittel maximal alle 2 Jahre unter 0,9 pu liegen.**

Die Dauer von 2 Jahren kann auch als eine Wahrscheinlichkeit von 2,3% einer Unterschreitung von 0,9 pu interpretiert werden, wie in Abschnitt 6.2 geschehen. Wie eine solche Überlastwahrscheinlichkeit zuverlässig bestimmt werden kann, ist ebenfalls in Abschnitt 6.2 im Detail erläutert.

Im Gegensatz zur Betrachtung des Auslegungsfalls führt diese Vorgehensweise dazu, dass das auch schon vorher akzeptierte Risiko einer Überlastung klar formuliert wird und damit alle Netze und Leitungen mit ähnlichen Reserven dimensioniert werden. Somit wird die eingangs beschriebene Über- bzw. Unterdimensionierung vermieden.

### 8.1.2 Berücksichtigung von Netzbetriebsstrategien in der Netzplanung

Bisher war es lediglich sehr eingeschränkt möglich Netzbetriebsstrategien in der Netzplanung zu berücksichtigen. Beispielsweise kann ein Einspeisemanagement auf 70% der Nennleistung sehr einfach berücksichtigt werden, indem der Auslegungsfall mit 100% Einspeisung nun mit 70% betrachtet wird. Auch eine statische Blindleistungsregelung  $Q(P)$  kann im Auslegungsfall bei Maximaleinspeisung berücksichtigt werden. Aber für eine Betrachtung einer  $Q(U)$ -Regelung oder einer intelligenten Abregelung der Wirkleistung nur bei Eintreten eines Engpasses, bedarf es der Simulation von Zeitreihen. Nur so kann die wesentliche Frage beantwortet werden, wie häufig ein solcher Netzkapazitätsengpass besteht und wie viel Energie dabei verloren geht. Erst, wenn diese Energiemenge bekannt ist kann sie mit konkurrierenden Netzausbaukosten verglichen und entschieden werden, ob eine Abregelung oder Netzausbau sinnvoller ist, wie in Bild 7.5, Tabelle 7-1 und Abschnitt 7.1.3 dargestellt.

Selbiges gilt auch für Elektromobilität, bei der ein marktoptimierendes Lademanagement mehr Netzausbau erfordert als ein netzfreundliches Lademanagement. Ob der Einsatz des marktoptimierenden Lademanagements daher sinnvoll ist, hängt davon ab, welche Kosten sich damit einsparen lassen und wie groß die damit verbundenen Netzausbaukosten sind. Dieser Vergleich wurde anhand der Fallstudie in Abschnitt 7.2.3 gezeigt, wobei Bild 7.9 die Kostenersparnis auf Seiten der Fahrzeughalter und Tabelle 7-4 die damit verbundenen zusätzlichen Netzausbaukosten darstellen. Sollten die Netzausbaukosten höher als die Einsparungen sein, kann eine netzbetriebliche Optimierung der Elektrofahrzeuge und Kompensation an die Fahrzeughalter sinnvoll sein. Die nötigen Netzausbaukosten und Häufigkeiten von Mehrbelastung durch die Marktoptimierung lassen sich jedoch nur über eine zeitreihenbasierte Betrachtung unter Berücksichtigung von Überlastungshäufigkeiten bzw. -wahrscheinlichkeiten ermitteln.

### 8.1.3 Netzplanung unter Berücksichtigung von Wahrscheinlichkeiten

Für eine Zielnetzplanung mehrere Jahre im Voraus ist es von wesentlicher Bedeutung, an welchen Stellen im Netz tatsächlich ein Zuwachs an Photovoltaik stattfindet bzw. an welchen Knoten zusätzliche Lasten in Form von Elektromobilität hinzukommen. Da dies schwer prognostizierbar ist, können, wie in Abschnitt 6.2.4 beschrieben und in Abschnitt 7.2.3 anhand des Beispiels Elektromobilität durchgeführt, mögliche Zukunftsszenarien mit konkreter Position von Elektrofahrzeugen und EEG-Anlagen variiert und separat simuliert werden. Für jedes individuelle Szenario lässt sich so ein eventueller Netzausbaubedarf feststellen. Dies hat den großen Vorteil, dass nicht nur ein am wahrscheinlichsten eintreffendes Szenario betrachtet wird, sondern auch die Sonderfälle berücksichtigt werden, bei denen es zum Beispiel zu einer erhöhten Anzahl an Elektroautos an einem Abgang kommt.

In Abschnitt 7.2.3 ist das in der Form zutage getreten, dass bei 2,5% Durchdringung und bei der Ladekostenoptimierung genau 2 von 100 Szenarien Netzausbau benötigten. In diesen 2 Szenarien gab es eine ungünstige Häufung an der ohnehin bereits verstärkt belasteten Leitung 33, so dass diese überlastet wurde. Die Tatsache, dass dies bei nur 2 von 100 Szenarien auftrat, deutet darauf hin, dass solche kritischen lokalen Häufungen verhältnismäßig selten vorkommen. Eine reine Betrachtung des wahrscheinlichsten Szenarios hätte diesen kritischen Fall nicht berücksichtigt.

Eine Betrachtung verschiedener Zukunftsszenarien kann, wie hier geschehen, für eine Belastungsabschätzung nützlich sein. In der konkreten Ausbauplanung hilft sie jedoch auch, um die optimale Ausbaumaßnahme zu identifizieren, die möglichst viele problematische Szenarien löst. In stärker vermaschten Netzen, wie sie beispielsweise auf Hochspannungsebene vorkommen, ist der Lösungsraum der zielführenden Ausbaumaßnahmen größer als in den in dieser Arbeit betrachteten Niederspannungsnetzen, so dass eine konkrete ausgewählt werden muss. Über die Betrachtung verschiedener Zukunftsszenarien können im Hinblick auf ihre Eintrittswahrscheinlichkeiten die verschiedenen Ausbaumaßnahmen analysiert werden. So kann diejenige ausgewählt werden, die zukünftige Probleme am häufigsten im Verhältnis zu ihren Kosten löst.

Ein konkretes Beispiel wäre hierfür insbesondere die Dimensionierung von Übertragungskapazitäten. Geringere Kapazität kann in kürzerer Zeit zu einem erneuten Ausbau führen, wohingegen die größere Kapazität eine längerfristige Lösung sein kann. Um den optimalen Kompromiss zu finden, können mögliche Leiterquerschnitte mit verschiedenen Zukunftsszenarien getestet werden. So kann festgestellt werden, ob bei enger Dimensionierung eventuell das Risiko eines erneuten Ausbaus derselben Leitung besteht. Auch dies ist auf Niederspannungsebene jedoch weniger relevant, da die Kosten, wie Abschnitt 6.3.1 gezeigt hat, hauptsächlich von den Grabenkosten und nicht vom Leiterquerschnitt abhängen. Daher werden bevorzugt sehr große Leiterquerschnitte verwendet, um genügend Reserve für die Zukunft zu haben.

## 8.2 Entwicklung von möglichen Netzanschlussbedingungen für Elektromobilität

In der Fallstudie aus Kapitel 7 haben sich verschiedene Betriebsstrategien für Elektromobilität als effektiv erwiesen, manch andere hingegen jedoch auch als weniger effektiv. Zugleich sind die verschiedenen Lademanagementstrategien von unterschiedlicher Komplexität und damit auch unterschiedlich in den Umsetzungskosten. Dieses Kapitel soll die Ergebnisse aus Kapitel 7 zusammenfassen und eine Empfehlung für mögliche Anschlussbedingungen für Elektromobilität geben.

### 8.2.1 Frequenzstützendes Laden

Eine frequenzstützende Ladung, bei der bei Unterfrequenz die Ladeleistung kurzfristig (im Rahmen der Primärregelreserve max. 15 min) reduziert wird, bringt wenig Verzögerung des Ladevorgangs, ist kostengünstig implementierbar und bringt Vorteile für den Netzbetrieb. Dabei geht es weniger um Rückspeisung von Energie sondern um die Unterbrechung des Ladevorgangs bei Unterfrequenz. Bild 5.13 zeigt den durchschnittlichen Bezug von Wirkleistung von Elektrofahrzeugen, woraus das Potential für die Frequenzregelung ersichtlich ist. Zu den Abendstunden steht ein knappes Kilowatt pro Fahrzeug zur Verfügung, was im Jahr 2020 bei einer Million Elektroautos ca. einem Gigawatt an elektrischer Regelleistung entspricht. Derzeit ist die gesamte verfügbare Primärregelleistung im Übertragungsnetz 3 GW [ENTSO-E, 2013], was einem Ausfall zweier Kernkraftwerksblöcke mit jeweils 1 500 MW entspricht. Dementsprechend ist ein zusätzliches Gigawatt an Regelleistung ein durchaus erheblicher Anteil. In der Nacht sinkt diese Reserve jedoch bereits auf 500 MW (500 W pro Elektroauto) und vormittags ist fast gar keine Regelleistung aufgrund von Elektromobilität zu erwarten, da die meisten Fahrzeuge nicht am Netz angeschlossen oder bereits vollgeladen sind. Dennoch zeigt dies, dass bereits im Jahr 2020 erhebliche Anteile an Regelleistung durch Elektromobilität zu erwarten wären.

Ein weiterer Vorteil ist die Möglichkeit zur Dämpfung von Frequenzpendelungen, wie sie aufgrund von Kraftwerksausfällen in Übertragungsnetzen auftreten können. Dabei oszilliert die Frequenz mit einer Periode von 3-4 Sekunden mit einer Amplitude von 30-60 mHz, was zu großen Leistungsflüssen im europäischen Übertragungsnetz führen kann. Verhalten sich Verbraucher, wie beispielsweise Elektroautos, antizyklisch und erhöhen die Ladeleistung, wenn die Frequenz sich oberhalb des Mittelwerts befindet, und vermindern die Ladeleistung, wenn die Frequenz sich unterhalb des Mittelwerts befindet, können solche Frequenzpendelungen gedämpft werden. Dies ist einfach umsetzbar und kann zur Stabilität im Übertragungsnetz beitragen [Horn, 2012].

### 8.2.2 Blindleistungsregelung

In Kapitel 7 wurde untersucht, inwieweit eine Blindleistungsregelung in Abhängigkeit von der Spannung an dem jeweiligen Knoten des Elektrofahrzeugs einen positiven Effekt auf das Netz hat. In der Literatur wird häufig betont, dass Blindleistungsregelung

wegen des geringen Hebels durch das hohe R zu X Verhältnis im Niederspannungsnetz nicht zielführend sei. Jedoch ist der Blindleistungsbeitrag von Elektroautos nahezu kostenlos zu beziehen, da die Wechselrichter diese ohnehin bereitstellen können. Wenn das Fahrzeug jedoch lädt, muss zusätzlich zur Blindleistung die Wirkleistung abgeregelt werden, da der Wechselrichter durch seine Nennscheinleistung begrenzt ist. In Abschnitt 7.2.3 und in Bild 7.7 konnte gezeigt werden, dass eine dezentrale spannungsabhängige Blindleistungsregelung einen positiven Effekt auf das Netz und im speziellen auf die Leitungsauslastungen hat. In dem städtischen Netz der Senefelderstraße ist nämlich nicht die Spannung das Kriterium, welches Netzausbau verursacht, sondern die Leitungsauslastung. Die Verbraucher und die Leitungen unter Last benötigen induktive Blindleistung. Diese wird in der Regel im Mittelspannungsnetz zur Verfügung gestellt, muss daher aber über weite Strecken transportiert werden. Eine lokale Bereitstellung induktiver Blindleistung vermeidet den Transport, so dass Leitungskapazitäten entlastet und somit der Netzausbau reduziert wird. Im Einzelnen hat dies bei einem Durchdringungsgrad von 12,5% zu einer Entlastung der maximal ausgelasteten Leitung von 88,62% auf 85,45% geführt. Darüber hinaus werden aus dem gleichen Grund auch die Netzverluste reduziert. In der Senefelderstraße war dies eine Reduktion von 3,401 MWh auf 3,228 MWh um 5,1% pro Woche.

Bei Überspannung, wie sie beispielsweise durch Photovoltaik verursacht werden kann, würden die Ladeeinrichtungen induktive Blindleistung beziehen und ebenfalls die Spannung stabilisieren. Hinzu kommt, dass in ländlichen Netzen mit Photovoltaik das R zu X Verhältnis aufgrund von Freileitungen niedriger und damit der Effekt der Blindleistungsregelung noch größer ist.

### 8.2.3 Wirkleistungsregelung

Eine Reduktion der Wirkleistung kann im Gegensatz zur Blindleistung nur dann das Netz entlasten, wenn das Elektroauto tatsächlich lädt. Andererseits bedeutet sie gleichzeitig jedoch auch Einbußen für den Fahrzeughalter, da sich dadurch der Ladevorgang verlängert. Jedoch zeigt Bild 7.8 auf der rechten Seite, dass die Ladedauer sich bei der P(U)-Regelung nur unwesentlich verlängert. Dies hängt maßgeblich von der Parametrisierung ab, wie stark die Wirkleistung reduziert wird. Hier wurde eine Parametrisierung gewählt, bei der die Wirkleistung nur geringfügig reduziert wird, daher aber auch der Effekt gegenüber einer reinen Blindleistungsregelung relativ klein ist.

Bild 7.7 zeigt, dass der Vorteil durch eine zusätzliche Wirkleistungsregelung gegenüber der Blindleistungsregelung nur marginal ist. Dies liegt zum einen daran, dass auch bei der Blindleistungsregelung bereits die Wirkleistung reduziert wird, damit der Wechselrichter diese bereitstellen kann. Zum anderen liegt es daran, dass Blindleistung dauerhaft angeboten werden kann, solange das Fahrzeug mit dem Netz verbunden ist.

Für etwaige Anschlussbedingungen ist für die Wirkleistungsregelung somit ein geeigneter Kompromiss zu finden, so dass ähnlich einer Glühbirne die Leistungsaufnahme bei sinkender Spannung zwar reduziert wird, dieser Effekt aber nicht zu stark ist. Denn

ansonsten würde der Verzicht auf Netzausbau lediglich auf Kosten der Fahrzeughalter am Abgangsende realisiert werden.

#### **8.2.4 Abschaltung bei Unterspannung bzw. -frequenz**

Sollte das Spannungsband nach EN 50 160 nach unten hin verlassen werden, könnten ladende Elektroautos ihren Wirkleistungsbezug abstellen und das Netz über die Bereitstellung induktiver Blindleistung stützen. Gleiches gilt für Unterfrequenz.

Beide Fälle treten nur selten auf und dienen der Netzstabilität, ohne dass hierdurch zusätzliche Kosten entstehen. Die Netzplanung darf jedoch diese Reserve nicht in die Ausbauplanung mit einbeziehen. Sie ist einzig dem Netzbetrieb und Ausnahmefällen vorbehalten.

### **8.3 Ausgeschlossen von Anschlussbedingungen**

Die in Abschnitt 6.4.3 vorgestellte und in 7.2.3 erprobte Rückwärtssteuerung kann in einzelnen Netztopologien zu einer Entlastung führen. Jedoch stellt sie auch einen erheblichen Eingriff in die Flexibilität der Fahrzeughalter dar und kann in manchen Situationen, wie in dem städtischen Netz mit Nachtspeicherheizungen aus Abschnitt 7.2.3 sogar zu einer Erhöhung der maximalen Auslastung führen. Daher kommt eine Rückwärtssteuerung für Anschlussbedingungen nicht in Frage.

Eine Ladekostenoptimierung kann für den Fahrzeughalter sinnvoll sein, obwohl das Netz dadurch stärker belastet wird. Für eine Anschlussbedingung macht es jedoch keinen Sinn eine solche Optimierung generell zu verbieten oder sie vorzuschreiben, wie Abschnitt 7.2.3 gezeigt hat. Ein Verbot und eine Kompensation der entgangenen Ersparnis für die Fahrzeughalter durch den Netzbetreiber können in bestimmten Fällen jedoch sinnvoll sein.

Eine globale PI-Spannungsregelung, wie sie in Abschnitt 6.4.2 vorgestellt wurde, erfordert viel Aufwand für Kommunikation und wird darüber hinaus erst tätig, wenn das Spannungsband überschritten wird. Aber in städtischen Netzen ist die Auslastung das Hauptproblem. Daher würde es zusätzlich einer Zustandsschätzung bedürfen, die aus den gesammelten und kommunizierten Informationen die Leitungsauslastungen schätzt, so dass die Fahrzeuge darauf regeln können. Dies könnte beispielsweise in Kombination mit der Ladekostenoptimierung sinnvoll sein, so dass erst abgeregelt wird, wenn eine Leitung überlastet werden würde. Dennoch entstehen hier Opportunitätskosten, die dem Netzausbau gegenübergestellt werden müssen.



## 9 Zusammenfassung und Ausblick

In der vorliegenden Arbeit wurde eine Methodik entwickelt Spannungsbandverletzungen und Überlast anhand ihrer Auftrittswahrscheinlichkeit auf Basis einer probabilistischen Lastflussanalyse zu berechnen. Diese wurde genutzt, um den Einfluss von Elektromobilität auf die Stromnetzinfrastuktur abzuleiten. Um die zusätzliche Belastung aber auch mögliche positive Effekte durch Lademanagements zu analysieren, wurden konventionelle Belastungsabschätzungen aus der Netzplanung um eine Berücksichtigung des Netzbetriebs erweitert. Als Ergebnis dieser Arbeit stehen die Ableitung probabilistischer Netzplanungsgrundsätze sowie eine Entwicklung von Netzanschlussbedingungen für Elektromobilität.

In Kapitel 3 wurde gezeigt, dass der Einfluss von Elektromobilität sich hauptsächlich auf die Verteilnetzebene beschränkt, da die zusätzlich notwendige Energie aus dem Übertragungsnetz selbst bis zum Jahr 2030 bei einem Durchdringungsgrad von 12,5% Elektromobilität nur in etwa 2,5% des bisherigen Energiebedarfs ausmacht. Auch die nötige Leistung, die in Abschnitt 5.3.2 und Bild 5.13 mit einem durchschnittlichen Lastprofil für Elektromobilität auf ein knappes Kilowatt in den frühen Abendstunden abgeschätzt werden konnte, spielt bei selbst 5 Millionen Elektroautos in 2030 und den daraus resultierenden 5 GW im Gegensatz zu der Spitzenleistung von 80 GW in Deutschland eine untergeordnete Rolle. Auf Verteilnetzebene kann es jedoch passieren, dass einzelne Netzregionen einen überdurchschnittlich hohen Anteil an Elektromobilität versorgen müssen. Insbesondere, wenn an einzelnen Niederspannungsabgängen mehrere Fahrzeuge geladen werden, kann dies zu Überlastungen und Unterspannung führen.

Eine genaue Analyse erfordert eine probabilistische Betrachtung, für die genaue Last- und Erzeugermodelle notwendig sind. Solche Modelle wurden in Kapitel 5 entwickelt. Die Modellierung von Haushaltslasten in Abschnitt 5.2 stützt sich maßgeblich auf die von der Netze BW GmbH (ehemals EnBW Regional AG) zur Verfügung gestellten Messwerte aus der Modellregion MeRegio im Rahmen der E-Energy Projekte. Dabei konnte festgestellt werden, dass die VDE Standardlastprofile deutliche Abweichungen zu den Messdaten aufweisen. Dies öffnet das Potential zu einer Optimierung des Energieeinkaufs und damit einer Kostenreduktion, da die Lastprognose durch Nutzung von Smart Meter Messdaten in erheblichem Maße verbessert werden kann.

Für eine Anwendung in einer probabilistischen Lastflussrechnung wurde gezeigt, dass die Haushaltsdaten eine starke zeitliche Korrelation innerhalb einer Woche und insbesondere zu den Nachtstunden aufweisen, wie in Bild 5.4 dargestellt. Daher ist bei einer Lastmodellierung darauf Wert zu legen, dass diese zeitliche Korrelation nach Möglichkeit weitestgehend erhalten bleibt. Da die Messdaten jedoch teilweise unvollständig und damit längere zusammenhängende Zeiträume selten sind, besteht die natürliche Bestrebung die Daten zu untergliedern und in einer neuen Kombination trotzdem verwen-

den zu können. Hier wurde jedoch gezeigt, dass durch Neukombination der Messdaten oder durch eine analytische Beschreibung, die jeden Zeitpunkt isoliert betrachtet, das Lastmodell sich gegenüber der reinen Nutzung zusammenhängender Messdaten verschlechtert. Dies tritt insbesondere in den Simulationsergebnissen in Bild 5.8 zu Tage, wo zwar zu erkennen ist, dass die Mittelwerte ähnlich, die Varianz jedoch sehr unterschiedlich ist.

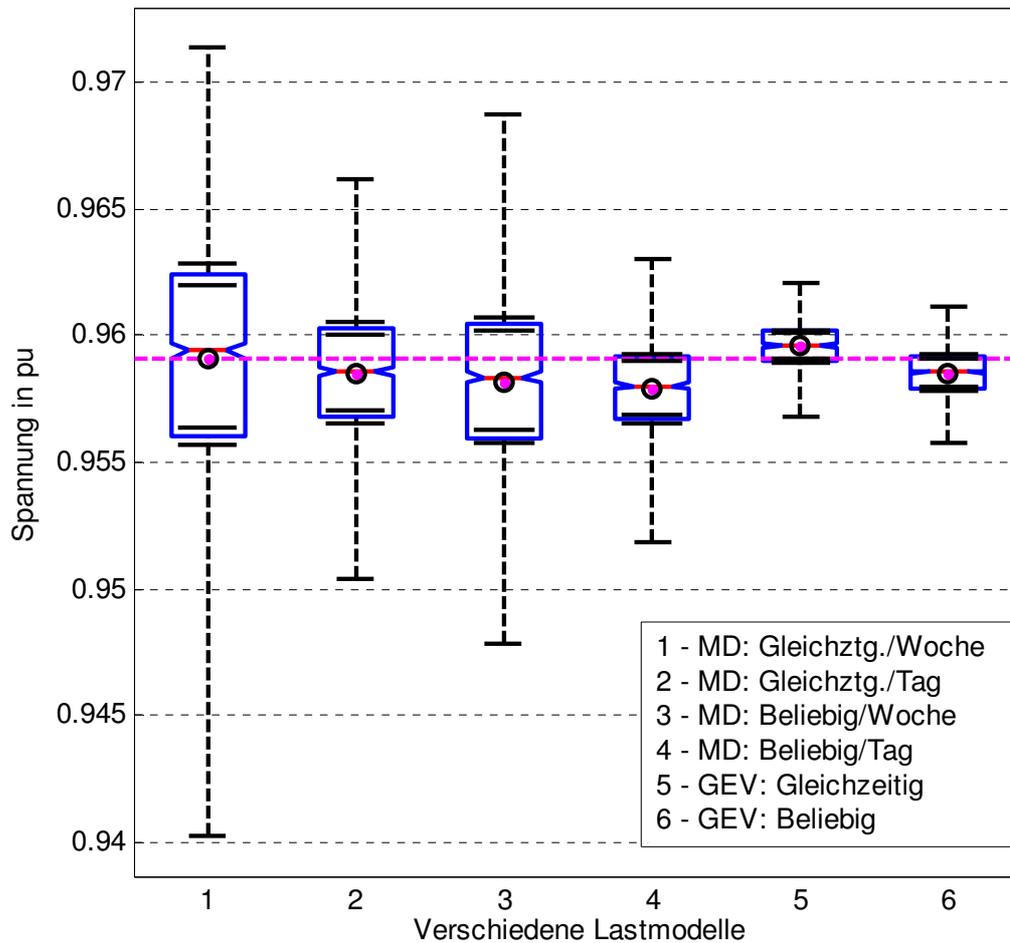


Bild 5.8 Verteilung des 5. Spannungspersentils einer Winterwoche für verschiedene Lastmodelle ( $x$ -Achse)

Als Ergebnis dieser Arbeit steht daher die Empfehlung Haushaltsmessdaten lediglich in zusammenhängenden Wochen in der Lastflussrechnung zu verwenden. Auch sollten, wenn mehrere Haushalte betrachtet werden, die Daten gleichzeitig gemessen worden sein, da auch unter den Haushalten Korrelationen bestehen. Die in dieser Arbeit vorgestellten anderen Herangehensweisen führen ausnahmslos zu einer Reduktion der Varianz und damit zu einer Vernachlässigung gerade der Fälle, die das Netz am stärksten belasten. Eine Möglichkeit für weitere Forschung wäre die Verfeinerung der analytischen Lastmodelle in einer Form, dass zeitliche Korrelationen mitberücksichtigt werden. Dies kann beispielsweise in Form von Zufalls- bzw. Gauß-Prozessen oder multivariaten Verteilungsfunktionen geschehen.

Weiterhin wurden in Abschnitt 5.3 Lastmodelle für Elektromobilität auf Basis von typischen Mobilitätsverhalten deutscher Autofahrer abgeleitet. Das Lastmodell ist in der Lage zufällige Einzellastprofile zu erstellen. Durch eine Kombination einer Vielzahl solcher Profile lässt sich auch ein durchschnittliches Lastprofil für Elektromobilität ableiten, welches in Bild 5.13 dargestellt ist. Darüber hinaus wird auch die Blindleistung gezeigt, die Elektrofahrzeuge potentiell anbieten könnten. Ferner wurde die Frage beantwortet, ab welcher Anzahl an betrachteten Elektrofahrzeugen das durchschnittliche Profil aus Bild 5.13 verwendet werden kann und ab wann Einzellastprofile verwendet werden sollten. Dabei hängt die Zahl der betrachteten Fahrzeuge vom Untersuchungsgegenstand ab. Interessiert beispielsweise die Transformatorbelastung in einem Niederspannungsnetz, können alle darin angeschlossenen Fahrzeuge zusammengefasst werden.

Interessieren die Spannungen an einem Niederspannungsabgang, können Fahrzeuge nur sehr beschränkt gemeinsam betrachtet werden. Bild 5.18 kann als Entscheidungshilfe herangezogen werden, ob Einzellastprofile oder Standardlasten für Elektromobilität verwendet werden sollten.

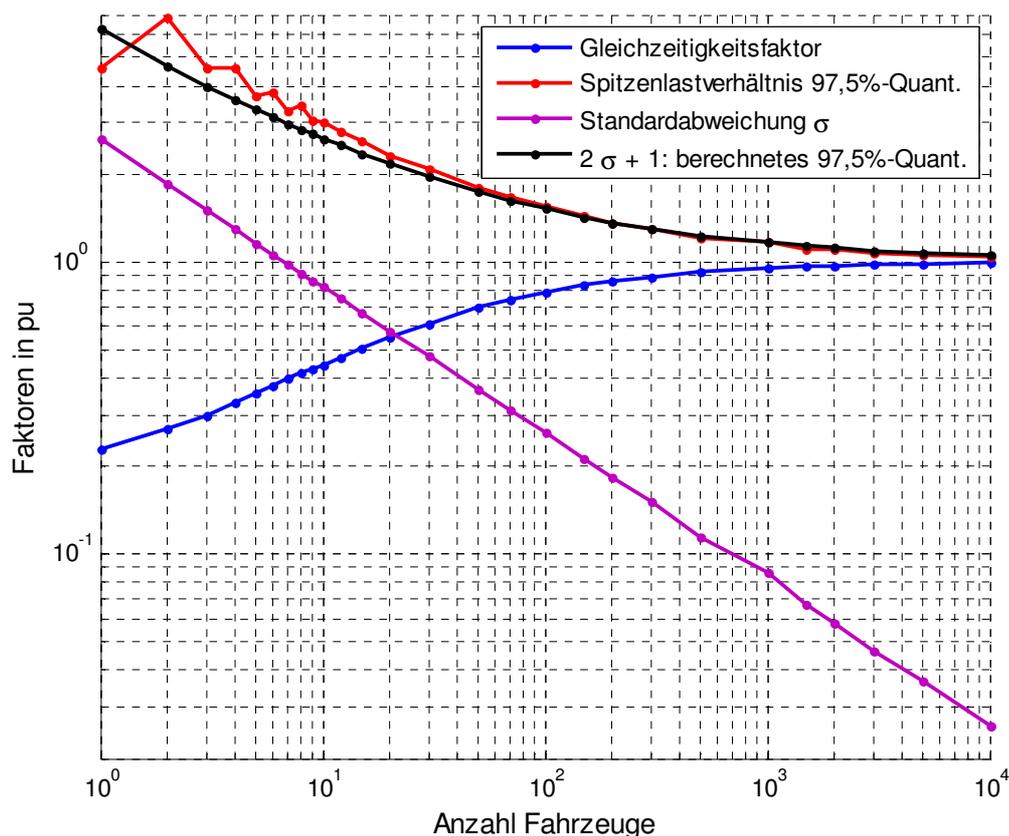


Bild 5.18: Unterschiede zwischen Simulation mit individuellen Lastprofilen (entspr. Bild 5.12) und durchschnittlichem Lastprofil (entspr. Bild 5.13) in Abhängigkeit steigender Anzahl von Fahrzeugen: Gleichzeitigkeitsfaktor, Standardabweichung, Spitzenlast

Zum einen wird mit zunehmender Anzahl an Fahrzeugen der Gleichzeitigkeitsfaktor zwischen den sich aus Einzellastprofilen ergebenden Gesamtprofilen größer und geht gegen 1. Bei sehr großen Fahrzeugmengen ist die Gleichzeitigkeit 1, da sich jedes Mal

das durchschnittliche Profil aus Bild 5.13 ergibt. In Abhängigkeit der geforderten Gleichzeitigkeit ergibt sich daraus die mindestens notwendige Anzahl an Elektrofahrzeugen auf der x-Achse. Weiterhin lässt sich nun ein Skalierungsfaktor ablesen, um den das Standardlastprofil erhöht werden muss, so dass es eine Einhüllende bildet.

Je nach nötiger Güte der Einhüllenden ist der Skalierungsfaktor unterschiedlich hoch. In Bild 5.18 ist in rot der Skalierungsfaktor dargestellt, der sich für eine Einhüllende ergibt, die 97,5% aller Profile mit der entsprechenden Anzahl an Fahrzeugen unter sich einschließt. Mit Hilfe der Standardabweichung in lila lassen sich Skalierungsfaktoren für Einhüllende beliebiger Güte abschätzen, wie die schwarze Kurve im Vergleich zur roten zeigt. Details zu dieser Vorgehensweise finden sich in Abschnitt 5.3.3.

Eine Fallstudie in einem städtischen Netz zeigt, dass Elektromobilität bei einer Anzahl von einer Million Fahrzeuge in Deutschland (in etwa 2,5%), wie sie 2020 erwartet wird, zu keinen Problemen in der Netzinfrastruktur und zu keinen Mehrkosten beim Netzausbau führen wird. Bei fünf Millionen Elektrofahrzeugen in Deutschland hingegen, wie sie 2030 erwartet werden, ist in dem betrachteten Netz je nach Verteilung der Fahrzeuge mit Netzausbaukosten zu rechnen. Diese können durch Anschlussbedingungen reduziert werden. Für eine Untersuchung der Kostenersparnis durch Anschlussbedingungen müssen weitere Städtetze betrachtet werden, um eine Aussage für Deutschland zu erlauben.

Als Anschlussbedingungen für Elektromobilität haben sich in Abschnitt 7.2.3 folgende Konzepte als effektiv erwiesen:

- **Frequenzstützendes Laden:** Bei Unterfrequenz können Elektroautos den Wirkleistungsbezug reduzieren, um so den Selbstregeleffekt des Netzes zu stützen. Ferner können sie bei Auftreten von Frequenzpendelungen durch eine geeignete Regelung dämpfend wirken.
- **Wirk- und Blindleistungsregelung:** Ähnlich wie eine Glühbirne und andere normale Verbraucher sollten auch Elektroautos ihre Wirkleistung bei niedrigeren Spannungen zurückfahren. Insbesondere hat sich eine Bereitstellung induktiver Blindleistung bei Unterspannung als sehr wirkungsvoll erwiesen. Zum einen kann die Spannung dadurch angehoben werden und zum anderen wird der Blindleistungsbedarf lokal gedeckt, so dass diese nicht aus dem Mittelspannungsnetz übertragen werden muss. Dies reduziert auch die Leitungsauslastungen und kann in Stadtgebieten Netzausbau vermeiden.
- **Abschaltung bei Unterspannung bzw. -frequenz:** Sofern kritische Grenzwerte unterschritten werden, können Elektroautos beim Versuch das Netz zu stabilisieren unterstützend wirken, indem sie ihren Wirkleistungsbezug komplett abschalten. Dies ist jedoch im Gegensatz zu den oben genannten Konzepten eine Reserve, die dem Netzbetrieb vorbehalten ist und nicht in der Netzplanung genutzt wird.

Weitere Details zu den beschriebenen Konzepten finden sich in Kapitel 8. Darüber hinaus liefert Kapitel 7 Anhaltspunkte für die Ableitung neuer Möglichkeiten zur Netz-

planung, die in Kapitel 8.1 entwickelt wurden. Zusammengefasst beinhaltet dies drei wesentliche Punkte:

- Ein Wahrscheinlichkeitsbasiertes Netzausbaukriterium, welches im Gegensatz zu bisherigen Kriterien ein toleriertes Risiko einer Überlastung formuliert.
- Berücksichtigung netzbetrieblicher Maßnahmen in der Netzplanung gemäß der Kapazitätsampel [BNetzA, 2011].
- Wahrscheinlichkeitsbasierte Ausbauplanung über Variation von Simulationsszenarien zur Berücksichtigung von zukünftigen Unsicherheitsfaktoren, wie der Anschlussposition von Elektromobilität oder EEG-Einspeisern.

### **Ausblick und Empfehlung für zukünftige Forschung**

Diese Arbeit hat den Fokus auf Monte-Carlo Simulationen zur Umsetzung der probabilistischen Lastflussrechnung gelegt. Auch wenn im Rahmen dieser Arbeit bereits ein gewisser Forschungsaufwand in analytische Verfahren investiert wurde, wie neben Abschnitt 4.2 und 5.2.3 auch [Kayser, 2012], [Probst, 2011a] und [Probst, 2011c] zeigen, besteht hier die Chance das Simulationsverfahren signifikant zu beschleunigen. Dabei können anhand von Heuristiken kleine Fehler in Kauf genommen werden, da keine genauen Spannungen, sondern nur die Notwendigkeit für Netzausbau interessiert.

Ein weiterer wichtiger Schritt ist die Validierung der probabilistischen Strom- und Spannungsergebnisse anhand einer Langzeitmessung, um die Frage zu beantworten, ob die Spannungen und Überlasten tatsächlich mit der berechneten Häufigkeit auftreten. Dabei wurden in dieser Arbeit zwei wesentliche Vereinfachungen getroffen, welche zu Abweichungen führen können. Zum einen wurde in der vorliegenden Arbeit der Einfluss aus den überlagerten Netzebenen, wie beispielsweise dem Mittelspannungsnetz, vernachlässigt. Je nach Lastflusssituation stellen sich hier unterschiedliche Spannungen am Ortsnetztransformator ein. Dies kann den Lastfluss im Niederspannungsnetz beeinflussen, sofern sich das Netz aus mehreren Ortsnetzstationen zusammensetzt. Zum anderen wurde in dieser Arbeit ein vereinfachtes Erzeugermodell für Photovoltaikanlagen verwendet, was die Ergebnisse in Abschnitt 7.1 beeinflusst. Das Erzeugermodell basiert lediglich auf den Messwerten einer Photovoltaikanlage. Benachbarte Anlagen wurden mit identischen Profilen und damit mit einem Gleichzeitigkeitsfaktor von 1 angenähert.

Ein letzter offener thematischer Punkt ist die Ableitung einer optimalen Netzausbauplanung. In Kapitel 7 wurden laufende Kosten, die durch Abregelung von Photovoltaikleistung oder Verschiebung von Elektromobilitätslasten entstehen, einfach als konstant über viele Jahre angenommen, um sie abzuzinsen und mit Netzausbaukosten vergleichen zu können. In Wirklichkeit nehmen diese Kosten aber kontinuierlich über die Jahre mit steigender Durchdringung von Photovoltaik oder Elektromobilität zu, so dass sich die Frage nach dem optimalen Ausbaupunkt stellt. Diese Fragen wurden in der vorliegenden Arbeit offen gelassen, da sie deutlich detailliertere und zeitlich aufgelöste Zukunftsszenarien erforderlich machen. Die hier vorgestellte probabilistische Herangehensweise, die als Ergebnis die Häufigkeit von Lastverschiebungen oder Einspeiseregulierung hat, bleibt jedoch die Gleiche.

## 10 Anhang

### A Tabellen Elektroautos

In diesem Abschnitt findet sich eine Vielzahl angekündigter oder bereits verfügbarer Elektroautos mit ihren technischen Daten und der Abschätzung, wie sie für das Modell für Elektroautos in dieser Arbeit übernommen wurden. Dabei sind die Tabellen in 10 Fahrzeugsegmente aufgeteilt. Da sich für das Segment "Obere Mittelklasse" keine separaten Fahrzeuge gefunden haben, wurden "Oberklasse" und "Obere Mittelklasse" hier zusammengelegt.

*Tabelle 10-1 17 Elektrofahrzeuge aus dem Fahrzeugsegment Mini*

| <b>Mini<br/>Fahrzeugmodell</b> | <b>Kapazität<br/>[kWh]<br/>Recherche</b> | <b>Reichweite<br/>[km]<br/>Recherche</b> | <b>Kapazität<br/>[kWh]<br/>Modell</b> | <b>Reichweite<br/>[km]<br/>Modell</b> | <b>Verbrauch<br/>[kWh/km]<br/>Modell</b> |
|--------------------------------|--|--|---------------------------------------|---------------------------------------|--|
| <b>Stromos</b>                 | 19,2                                     | 110                                      | 15,36                                 | 67,6923                               | 0,2269                                   |
| <b>Hyundai i10 BlueOn</b>      | 16,2                                     | 140                                      | 12,96                                 | 86,1538                               | 0,1504                                   |
| <b>MIA K</b>                   | 12                                       | 120                                      | 9,6                                   | 73,8472                               | 0,13                                     |
| <b>smart forspeed</b>          | 16,5                                     | 135                                      | 13,2                                  | 83,0769                               | 0,1589                                   |
| <b>smart fortwo electric</b>   | 17,6                                     | 145                                      | 14,08                                 | 89,2307                               | 0,1577                                   |
| <b>VW e-up!</b>                | 19                                       | 150                                      | 15,2                                  | 92,3076                               | 0,1646                                   |
| <b>CitySax</b>                 | 13                                       | 120                                      | 10,4                                  | 73,8461                               | 0,1408                                   |
| <b>Karabag 500 Elektro</b>     | 11                                       | 100                                      | 8,8                                   | 61,5384                               | 0,143                                    |
| <b>Karabag eKa</b>             | 11                                       | 100                                      | 8,8                                   | 61,5384                               | 0,143                                    |
| <b>Karmann E3</b>              | 31,7                                     | 170                                      | 25,36                                 | 104,615                               | 0,2424                                   |
| <b>Mega E-city</b>             | 10                                       | 80                                       | 8                                     | 49,2307                               | 0,1625                                   |
| <b>Mia</b>                     | 12                                       | 130                                      | 9,6                                   | 80                                    | 0,12                                     |
| <b>MK 1 E-KAT</b>              | 15                                       | 120                                      | 12                                    | 73,8461                               | 0,1625                                   |
| <b>MK 1 CARE 500</b>           | 15                                       | 120                                      | 12                                    | 73,8461                               | 0,1625                                   |
| <b>Pure Mobility Buddy</b>     | 14,4                                     | 120                                      | 11,52                                 | 73,8461                               | 0,156                                    |
| <b>Reva i</b>                  | 10                                       | 100                                      | 8                                     | 61,5384                               | 0,13                                     |
| <b>Tazzari Zero</b>            | 12,3                                     | 140                                      | 9,84                                  | 86,1538                               | 0,1142                                   |

*Tabelle 10-2 11 Elektrofahrzeuge aus dem Fahrzeugsegment Kleinwagen*

| <b>Kleinwagen<br/>Fahrzeugmodell</b> | <b>Kapazität<br/>[kWh]<br/>Recherche</b> | <b>Reichweite<br/>[km]<br/>Recherche</b> | <b>Kapazität<br/>[kWh]<br/>Modell</b> | <b>Reichweite<br/>[km]<br/>Modell</b> | <b>Verbrauch<br/>[kWh/km]<br/>Modell</b> |
|--------------------------------------|--|--|---------------------------------------|---------------------------------------|--|
| <b>Citroen C-Zero</b>                | 16                                       | 150                                      | 12,8                                  | 92,3076                               | 0,1386                                   |
| <b>e-Wolf delta-1</b>                | 13,8                                     | 105                                      | 11,04                                 | 64,6153                               | 0,1708                                   |
| <b>Honda Fit EV</b>                  | 20                                       | 130                                      | 16                                    | 80                                    | 0,2                                      |
| <b>KIA Ray EV</b>                    | 16,4                                     | 139                                      | 13,12                                 | 85,5384                               | 0,1533                                   |
| <b>Luis 4U green</b>                 | 25                                       | 200                                      | 20                                    | 123,0769                              | 0,1625                                   |

|                     |      |     |       |          |        |
|---------------------|------|-----|-------|----------|--------|
| Mini E              | 35   | 210 | 28    | 129,2307 | 0,2166 |
| Renault Zoe ZE      | 22   | 210 | 17,6  | 129,2307 | 0,1361 |
| Reva NXR            | 14   | 160 | 11,2  | 98,4615  | 0,1137 |
| Peugot iON          | 16   | 150 | 12,8  | 92,3076  | 0,1386 |
| Mitsubishi i-Miev   | 16   | 150 | 12,8  | 92,3076  | 0,1386 |
| German E-Cars Cetos | 19,2 | 120 | 15,36 | 73,8461  | 0,208  |

Tabelle 10-3 9 Elektrofahrzeuge aus dem Fahrzeugsegment Kompaktklasse

| <b>Kompaktklasse</b><br>Fahrzeugmodell | <b>Kapazität</b><br>[kWh]<br>Recherche | <b>Reichweite</b><br>[km]<br>Recherche | <b>Kapazität</b><br>[kWh]<br>Modell | <b>Reichweite</b><br>[km]<br>Modell | <b>Verbrauch</b><br>[kWh/km]<br>Modell |
|--|--|--|-------------------------------------|-------------------------------------|--|
| Ford Focus Electric                    | 23                                     | 160                                    | 18,4                                | 98,4615                             | 0,1868                                 |
| Mercedes A-Klasse E-cell               | 36                                     | 200                                    | 28,8                                | 123,0769                            | 0,234                                  |
| NISSAN LEAF                            | 24                                     | 175                                    | 19,2                                | 107,6923                            | 0,1782                                 |
| Renault Fluence ZE                     | 22                                     | 185                                    | 17,6                                | 113,8461                            | 0,1545                                 |
| VW Golf Blue-e-motion                  | 26,5                                   | 150                                    | 21,2                                | 92,3076                             | 0,2296                                 |
| Bolloré Bluecar                        | 30                                     | 250                                    | 24                                  | 153,8461                            | 0,156                                  |
| Detroit Electric e46                   | 40                                     | 320                                    | 32                                  | 196,923                             | 0,1625                                 |
| Detroit Electric e63                   | 25                                     | 180                                    | 20                                  | 110,7692                            | 0,1805                                 |
| Volvo C30                              | 22,7                                   | 163                                    | 18,16                               | 100,3076                            | 0,181                                  |

Tabelle 10-4 Ein Elektrofahrzeug aus dem Fahrzeugsegment Mittelklasse

| <b>Mittelklasse</b><br>Fahrzeugmodell | <b>Kapazität</b><br>[kWh]<br>Recherche | <b>Reichweite</b><br>[km]<br>Recherche | <b>Kapazität</b><br>[kWh]<br>Modell | <b>Reichweite</b><br>[km]<br>Modell | <b>Verbrauch</b><br>[kWh/km]<br>Modell |
|---------------------------------------|--|--|-------------------------------------|-------------------------------------|--|
| BYD e6                                | 60                                     | 300                                    | 48                                  | 184,6154                            | 0,26                                   |

Tabelle 10-5 Ein Elektrofahrzeug aus dem Fahrzeugsegment Oberklasse

| <b>Oberklasse</b><br>Fahrzeugmodell | <b>Kapazität</b><br>[kWh]<br>Recherche | <b>Reichweite</b><br>[km]<br>Recherche | <b>Kapazität</b><br>[kWh]<br>Modell | <b>Reichweite</b><br>[km]<br>Modell | <b>Verbrauch</b><br>[kWh/km]<br>Modell |
|-------------------------------------|--|--|-------------------------------------|-------------------------------------|--|
| Tesla Model S                       | 60                                     | 368                                    | 48                                  | 226,4615                            | 0,212                                  |

Tabelle 10-6 Ein Elektrofahrzeug aus dem Fahrzeugsegment Geländewagen

| <b>Geländewagen</b><br>Fahrzeugmodell | <b>Kapazität</b><br>[kWh]<br>Recherche | <b>Reichweite</b><br>[km]<br>Recherche | <b>Kapazität</b><br>[kWh]<br>Modell | <b>Reichweite</b><br>[km]<br>Modell | <b>Verbrauch</b><br>[kWh/km]<br>Modell |
|---------------------------------------|--|--|-------------------------------------|-------------------------------------|--|
| Toyota RAV4 EV                        | 41,8                                   | 160                                    | 33,44                               | 98,4615                             | 0,3396                                 |

Tabelle 10-7 2 Elektrofahrzeuge aus dem Fahrzeugsegment Sportwagen

| <b>Sportwagen</b><br>Fahrzeugmodell | Kapazität<br>[kWh]<br>Recherche | Reichweite<br>[km]<br>Recherche | Kapazität<br>[kWh]<br>Modell | Reichweite<br>[km]<br>Modell | Verbrauch<br>[kWh/km]<br>Modell |
|-------------------------------------|---------------------------------|---------------------------------|------------------------------|------------------------------|---------------------------------|
| Tesla Roadster                      | 56                              | 340                             | 44,8                         | 209,2307                     | 0,2141                          |
| Artega SE                           | 37                              | 300                             | 29,6                         | 184,6153                     | 0,1603                          |

Tabelle 10-8 9 Elektrofahrzeuge aus dem Fahrzeugsegment Vans

| <b>Vans</b><br>Fahrzeugmodell            | Kapazität<br>[kWh]<br>Recherche | Reichweite<br>[km]<br>Recherche | Kapazität<br>[kWh]<br>Modell | Reichweite<br>[km]<br>Modell | Verbrauch<br>[kWh/km]<br>Modell |
|--|---------------------------------|---------------------------------|------------------------------|------------------------------|---------------------------------|
| e-Wolf delta-2-shuttle                   | 24,2                            | 154                             | 19,36                        | 94,7692                      | 0,204                           |
| Fiat Fiorino Kombi<br>SX Elektroauto 100 | 20,7                            | 100                             | 16,56                        | 61,5384                      | 0,2691                          |
| Ford Transit Connect<br>Electric         | 28                              | 130                             | 22,40                        | 80                           | 0,28                            |
| Mercedes Vito E-Cell<br>Kombi            | 36                              | 130                             | 28,8                         | 80                           | 0,36                            |
| Karabag Ducato E<br>Bus                  | 51,8                            | 140                             | 41,44                        | 86,1538                      | 0,481                           |
| DFM Freedom Van                          | 15,5                            | 120                             | 12,4                         | 73,8461                      | 0,1679                          |
| DFM Freedom<br>Cargovan kurz             | 15,5                            | 120                             | 12,4                         | 73,8461                      | 0,1679                          |
| Karabag Fiorino E<br>Kombi               | 31,3                            | 140                             | 25,04                        | 86,1538                      | 0,2906                          |
| Karabag Doblo E<br>Kombi                 | 33,3                            | 190                             | 26,64                        | 116,923                      | 0,2278                          |

Tabelle 10-9 11 Elektrofahrzeuge aus dem Fahrzeugsegment Utilities

| <b>Utilities</b><br>Fahrzeugmodell       | Kapazität<br>[kWh]<br>Recherche | Reichweite<br>[km]<br>Recherche | Kapazität<br>[kWh]<br>Modell | Reichweite<br>[km]<br>Modell | Verbrauch<br>[kWh/km]<br>Modell |
|--|---------------------------------|---------------------------------|------------------------------|------------------------------|---------------------------------|
| Fiat Fiorino Cargo SX<br>Elektroauto 140 | 31,3                            | 140                             | 25,04                        | 86,1538                      | 0,2906                          |
| Mercedes Vito E-Cell                     | 36                              | 130                             | 28,8                         | 80                           | 0,36                            |
| VW Bulli                                 | 40                              | 300                             | 32                           | 184,6153                     | 0,1733                          |
| Citroen Berlino First<br>Electric        | 23,5                            | 120                             | 18,8                         | 73,8461                      | 0,2545                          |
| Karabag Fiorino E<br>Kasten              | 31,3                            | 140                             | 25,04                        | 86,1538                      | 0,2906                          |
| Karabag Doblo E<br>Kasten                | 33,3                            | 190                             | 26,64                        | 116,923                      | 0,2278                          |

|   |      |     |       |          |        |
|---|------|-----|-------|----------|--------|
| <b>Karabag Ducato E Kasten</b>          | 51,8 | 140 | 41,44 | 86,1538  | 0,481  |
| <b>EcoCarrier'</b>                      | 15,1 | 80  | 12,08 | 49,2307  | 0,2453 |
| <b>Ford Transit Connect Electric</b>    | 28   | 130 | 22,4  | 80       | 0,28   |
| <b>Peugeot Partner Electric Venturi</b> | 23,5 | 120 | 18,8  | 73,8461  | 0,2545 |
| <b>Renault Kongoo Rapid ZE</b>          | 22   | 170 | 17,6  | 104,6153 | 0,1682 |

Tabelle 10-10 2 Elektrofahrzeuge aus dem Fahrzeugsegment Utilities

| <b>Sonstige Fahrzeugmodell</b> | <b>Kapazität [kWh] Recherche</b> | <b>Reichweite [km] Recherche</b> | <b>Kapazität [kWh] Modell</b> | <b>Reichweite [km] Modell</b> | <b>Verbrauch [kWh/km] Modell</b> |
|--------------------------------|----------------------------------|----------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|----------------------------------|
| <b>Renault Twizy Urban ZE</b>  | 7                                | 100                              | 5,6                           | 61,5384                       | 0,091                            |
| <b>SAM EV II</b>               | 7                                | 90                               | 5,6                           | 55,3846                       | 0,1011                           |
| <b>Jetcar Elektro</b>          | 31                               | 225                              | 24,8                          | 138,4615                      | 0,1791                           |

## B Kurzeinführung in die Statistik anhand der Normalverteilung

Die Normalverteilung oder auch Gauß-Verteilung ist die wohl am häufigsten vorkommende Verteilungsfunktion. Sie wird durch zwei Parameter, ihren Mittelwert  $\mu$  und die Standardabweichung  $\sigma$  beschrieben. Die Dichtefunktion der Normalverteilung ist durch

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

gegeben und für die Parameter Mittelwert  $\mu = 10$  und Standardabweichung  $\sigma = 2$  in Bild B.1 dargestellt. Die Fläche unterhalb einer Dichtefunktion ist immer 1, wobei die Höhe und damit die Breite der Normalverteilung von der Standardabweichung  $\sigma$  abhängt. Messwerte von physikalischen Größen folgen häufig einer Normalverteilung. Im Intervall  $\mu \pm \sigma$  wird eine Fläche von in etwa 0,6827 eingeschlossen, was für Messwerte bedeuten würde, dass sich in diesem Intervall in etwa 68,27% der Messungen wiederfinden. Im Intervall  $\mu \pm 2\sigma$  finden sich bereits 95,45% aller Werte, was anhand dieses konkreten Beispiels das Intervall 6 bis 14 wäre. Umgekehrt können auch p-Quantile bzw. Perzentile angegeben werden. Beispielsweise findet sich das 0,023-Quantil bzw. das 2,3. Perzentil in diesen konkreten Beispiel beim Wert 6, da 2,3% der Fläche unterhalb dieses Wertes liegt. Dementsprechend bezeichnet der Median das 0,5-Quantil bzw. das 50. Perzentil, was bei einer symmetrischen Dichtefunktion immer dem Mittelwert entspricht.

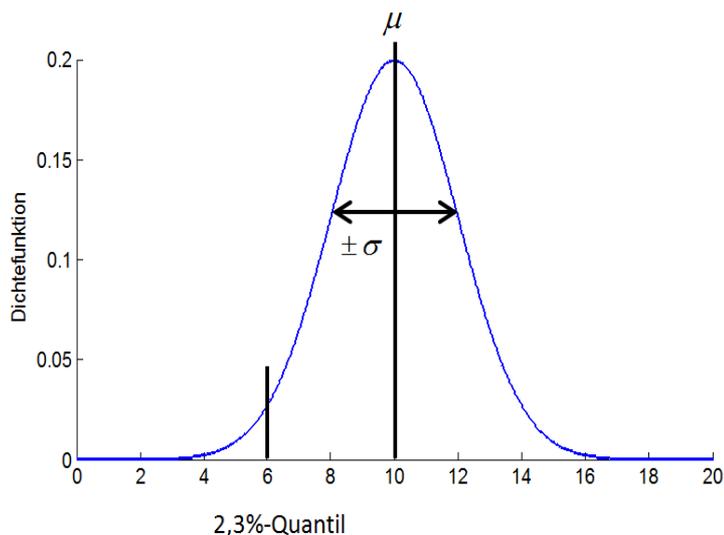


Bild B.1 Dichtefunktion der Normalverteilung mit Mittelwert  $\mu = 10$  und Standardabweichung  $\sigma = 2$

Quantile bzw. Perzentile lassen sich gut aus der kumulativen Häufigkeitsfunktion, dem Integral der Dichtefunktion einer beliebigen Verteilung bestimmen. Die kumulative Häufigkeit der Normalverteilung mit gleichen Parametern ist in Bild B.2 dargestellt.

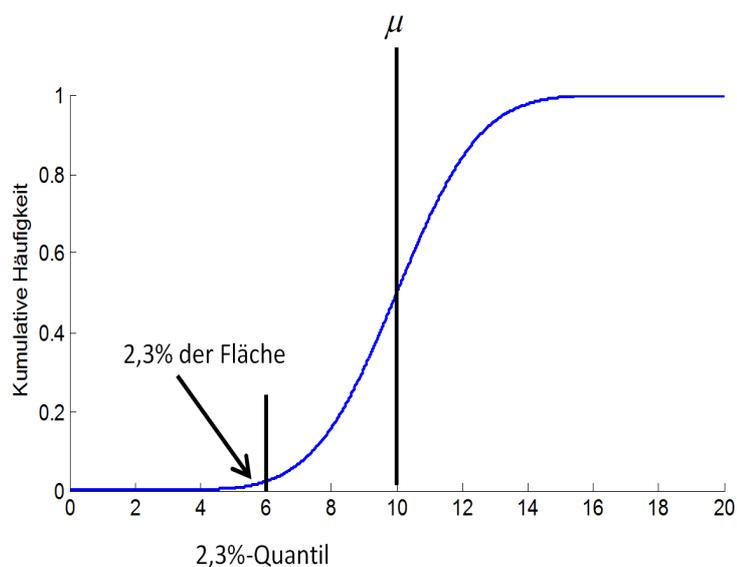
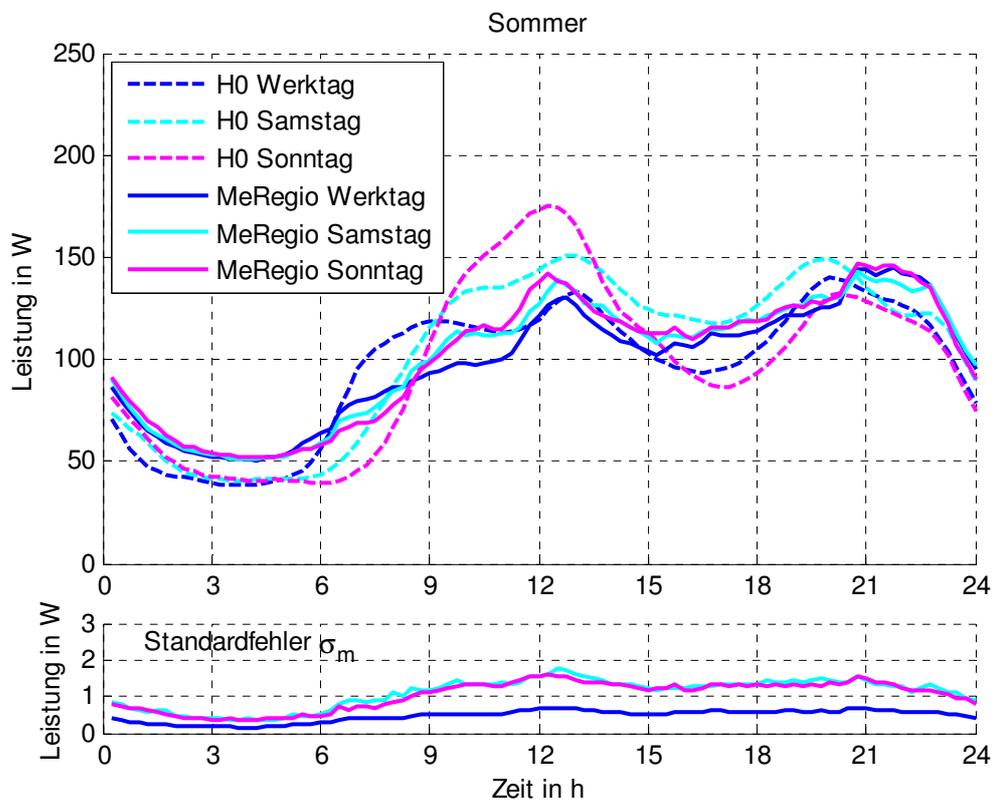
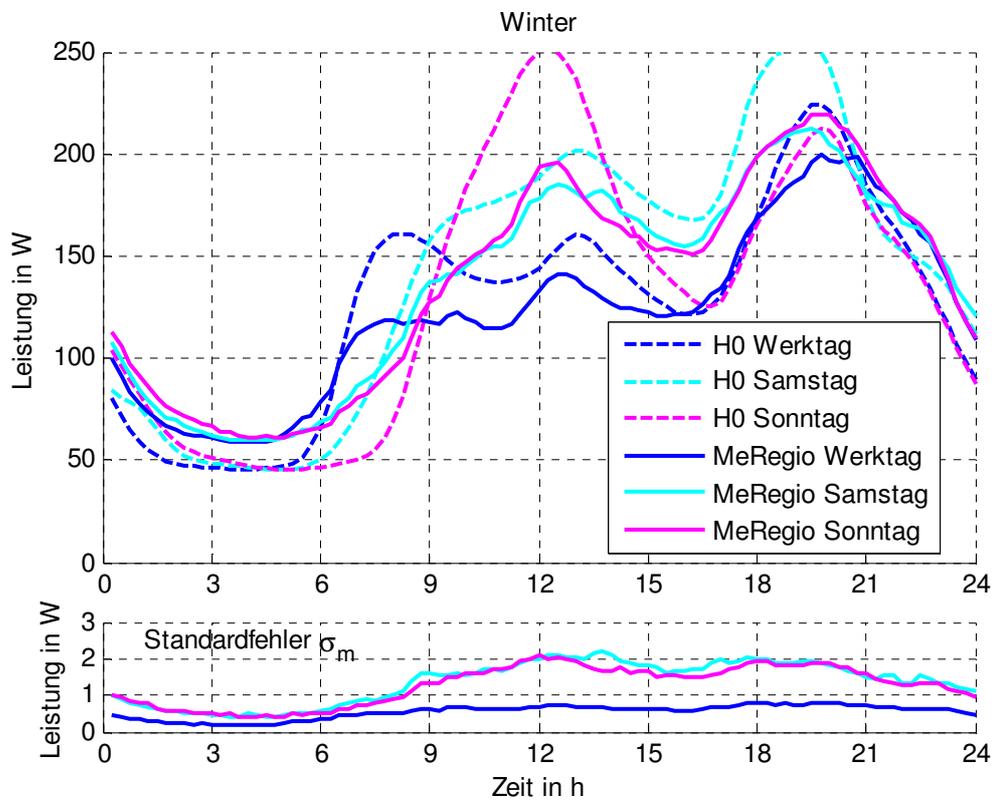


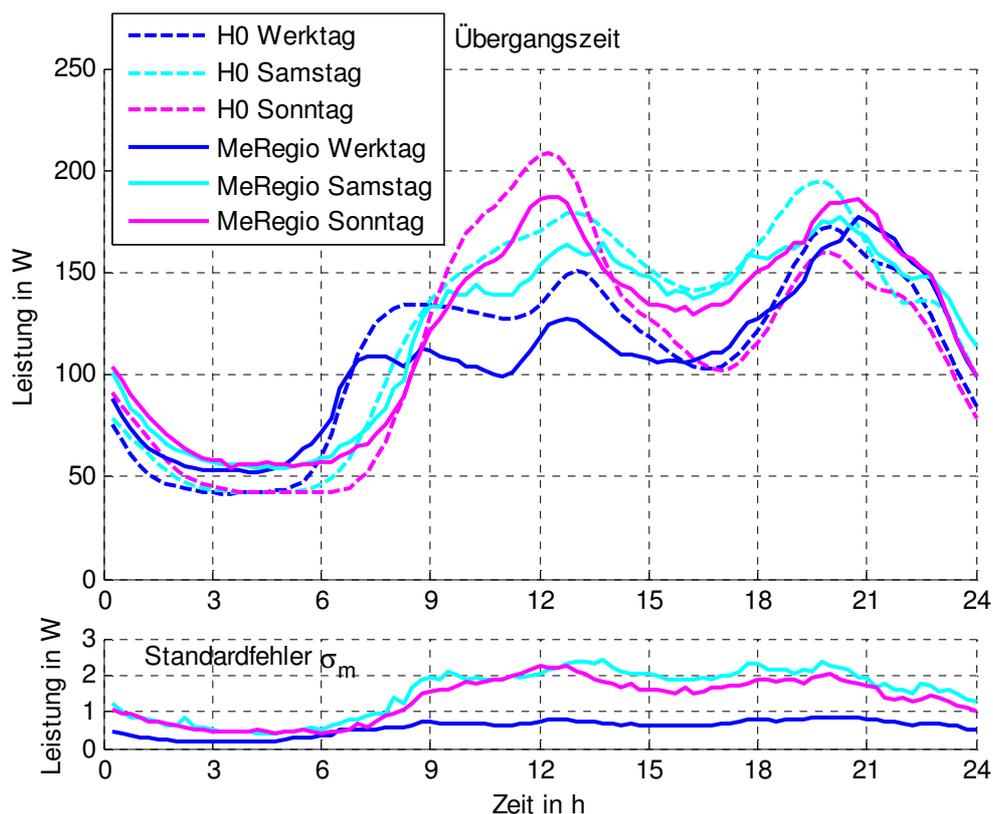
Bild B.2 Kumulative Häufigkeit der Normalverteilung mit Mittelwert  $\mu = 10$  und Standardabweichung  $\sigma = 2$

Ein beliebiges Quantil ergibt sich nun direkt über die Umkehrfunktion der kumulativen Häufigkeit. Weist diese Sprünge auf, so dass ein  $x$ -Wert nicht mehr eindeutig einem  $y$ -Wert zugeordnet werden kann, ergibt sich für das Quantil der niedrigste  $y$ -Wert.

## C Vergleich zwischen Standardlastprofilen und MeRegio Messdaten

### Messdaten





## D Netzparameter Senefelderstraße

Die Netzdaten stammen aus dem Jahr 2010. In der Senefelderstraße wurden verschiedene Leitungstypen angenähert. Da die Barwerte maßgeblich durch die Grabenkosten bestimmt werden, wird hier bezüglich der Kosten vereinfachend angenommen, es handle sich jeweils um ein NAYY-J 4x150 mm<sup>2</sup> Kabel. Die angegebenen pu-Werte beziehen sich auf eine Nennspannung von 0,4 kV und einer Nennleistung von 0,1 MVA. Die zwei Einspeisepunkte sind Knoten 37 und 43 und wurden in dieser Arbeit als Slack-Knoten vereinfacht. Das Netz beinhaltet keinerlei Photovoltaikanlagen.

Tabelle 10-11 Leitungparameter

| Leitung # | Von (Knt) | Nach (Knt) | r (pu)     | x (pu)     | I <sub>nenn</sub> (A) | Länge (m) |
|-----------|-----------|------------|------------|------------|-----------------------|-----------|
| 1         | 31        | 1          | 0.00725622 | 0.00280684 | 283                   | 57.5      |
| 2         | 31        | 19         | 0.0100253  | 0.00273816 | 283                   | 52.5      |
| 3         | 19        | 32         | 0.00885516 | 0.00269797 | 283                   | 52.5      |
| 4         | 12        | 32         | 0.0077085  | 0.003301   | 283                   | 64        |
| 5         | 33        | 12         | 0.00756887 | 0.00334137 | 283                   | 64        |
| 6         | 1         | 33         | 0.00725628 | 0.00299566 | 283                   | 57.5      |
| 7         | 25        | 31         | 0.00776072 | 0.00321759 | 283                   | 61.5      |
| 8         | 34        | 25         | 0.00776072 | 0.00321759 | 283                   | 61.5      |
| 9         | 34        | 33         | 0.00650312 | 0.00287187 | 283                   | 55        |
| 10        | 35        | 34         | 0.00310625 | 0.00134875 | 283                   | 26        |
| 11        | 35        | 23         | 0.00724884 | 0.00321759 | 283                   | 61.5      |
| 12        | 27        | 35         | 0.00834437 | 0.00280313 | 283                   | 53        |

|    |    |    |            |            |     |      |    |
|----|----|----|------------|------------|-----|------|----|
| 13 | 36 | 27 | 0.00834419 | 0.00280294 | 283 | 53   |    |
| 14 | 36 | 26 | 0.00810522 | 0.00272334 | 283 | 51.5 |    |
| 15 | 2  | 35 | 0.00654422 | 0.00290297 | 283 | 55.5 |    |
| 16 | 37 | 34 | 0.0108528  | 0.00448281 | 283 | 86   |    |
| 17 | 37 | 2  | 0.00658828 | 0.00289078 | 284 | 55.5 |    |
| 18 | 37 | 3  | 0.00746906 | 0.00328406 | 283 | 63   |    |
| 19 | 37 | 28 | 0.00978003 | 0.00404441 | 283 | 77.5 |    |
| 20 | 37 | 4  | 0.00694081 | 0.00286456 | 283 | 55   |    |
| 21 | 3  | 39 | 0.00739856 | 0.00330356 | 283 | 63   |    |
| 22 | 39 | 40 | 0.00662056 | 0.00292431 | 283 | 56   |    |
| 23 | 17 | 39 | 0.00507337 | 0.00216337 | 283 | 42   |    |
| 24 | 41 | 17 | 0.0053025  | 0.0021     | 0   | 283  | 42 |
| 25 | 16 | 40 | 0.004414   | 0.0030365  | 283 | 58   |    |
| 26 | 40 | 5  | 0.00820231 | 0.00340356 | 283 | 65   |    |
| 27 | 40 | 6  | 0.00675116 | 0.00280053 | 283 | 53.5 |    |
| 28 | 41 | 15 | 0.00877022 | 0.00363709 | 283 | 69.5 |    |
| 29 | 15 | 37 | 0.00877003 | 0.00364441 | 283 | 69.5 |    |
| 30 | 42 | 37 | 0.0247329  | 0.0102729  | 283 | 196  |    |
| 31 | 24 | 42 | 0.0075725  | 0.0030975  | 283 | 60   |    |
| 32 | 14 | 37 | 0.00914475 | 0.00427975 | 300 | 84   |    |
| 33 | 44 | 14 | 0.00781725 | 0.00435225 | 324 | 84   |    |
| 34 | 44 | 22 | 0.00567681 | 0.00316056 | 324 | 61   |    |
| 35 | 44 | 21 | 0.00744506 | 0.00309381 | 283 | 59   |    |
| 36 | 21 | 45 | 0.00744506 | 0.00309381 | 283 | 59   |    |
| 37 | 20 | 45 | 0.0107455  | 0.00479803 | 283 | 91.5 |    |
| 38 | 46 | 20 | 0.0107455  | 0.00479803 | 283 | 91.5 |    |
| 39 | 46 | 18 | 0.006168   | 0.00270925 | 283 | 52   |    |
| 40 | 18 | 47 | 0.00610675 | 0.00272675 | 283 | 52   |    |
| 41 | 48 | 47 | 0.00378562 | 0.00127938 | 283 | 30   |    |
| 42 | 13 | 47 | 0.00511844 | 0.00284969 | 324 | 55   |    |
| 43 | 37 | 13 | 0.00511844 | 0.00284969 | 324 | 55   |    |
| 44 | 37 | 10 | 0.0125559  | 0.00520778 | 283 | 99.5 |    |
| 45 | 11 | 48 | 0.00567844 | 0.00234719 | 283 | 45   |    |
| 46 | 9  | 48 | 0.00694031 | 0.00287156 | 283 | 55   |    |
| 47 | 10 | 49 | 0.0125558  | 0.00520272 | 283 | 99.5 |    |
| 48 | 50 | 9  | 0.00694031 | 0.00288406 | 283 | 55   |    |
| 49 | 29 | 49 | 0.00782363 | 0.00301487 | 283 | 62   |    |
| 50 | 50 | 49 | 0.0030285  | 0.0012585  | 283 | 24   |    |
| 51 | 28 | 50 | 0.00977953 | 0.00406391 | 283 | 77.5 |    |
| 52 | 5  | 50 | 0.0082025  | 0.00339625 | 283 | 65   |    |
| 53 | 6  | 50 | 0.00675166 | 0.00278103 | 283 | 53.5 |    |
| 54 | 34 | 29 | 0.00782363 | 0.00325113 | 283 | 62   |    |
| 55 | 37 | 38 | 0.00189375 | 0.00075    | 283 | 15   |    |
| 56 | 38 | 30 | 0.00189375 | 0.00075    | 283 | 15   |    |
| 57 | 37 | 8  | 0.00460813 | 0.001825   | 283 | 36.5 |    |
| 58 | 37 | 7  | 0.00264234 | 0.00117984 | 283 | 22.5 |    |
| 59 | 41 | 16 | 0.00446594 | 0.00303406 | 283 | 58   |    |

|           |    |    |            |            |     |    |
|-----------|----|----|------------|------------|-----|----|
| <b>60</b> | 37 | 11 | 0.00567844 | 0.00235969 | 283 | 45 |
| <b>61</b> | 4  | 40 | 0.00694044 | 0.00287919 | 283 | 55 |

Tabelle 10-12 Lasten an verschiedenen Knoten

| <b>Knoten</b> | <b>Haus-<br/>halte</b> | <b>Gewerbe ohne<br/>Messung</b> | <b>Gewerbe mit<br/>Messung (kW)</b> | <b>Speicherheizung<br/>(kW)</b> | <b>Schwachlast<br/>(kW)</b> |
|---------------|------------------------|---------------------------------|-------------------------------------|---------------------------------|-----------------------------|
| <b>1</b>      | 23                     | 2                               | 0                                   | 62.75                           | 1.25                        |
| <b>2</b>      | 13                     | 1                               | 0                                   | 0                               | 3.34                        |
| <b>3</b>      | 41                     | 4                               | 0                                   | 6.9                             | 0.95                        |
| <b>4</b>      | 17                     | 0                               | 12.18                               | 60                              | 0.53                        |
| <b>5</b>      | 16                     | 3                               | 0                                   | 0                               | 0                           |
| <b>6</b>      | 40                     | 2                               | 0                                   | 10.67                           | 0                           |
| <b>7</b>      | 0                      | 11                              | 0                                   | 0                               | 0                           |
| <b>8</b>      | 24                     | 3                               | 38.07                               | 0                               | 16.8                        |
| <b>9</b>      | 57                     | 3                               | 0                                   | 56.84                           | 15.81                       |
| <b>10</b>     | 24                     | 2                               | 0                                   | 20                              | 0.55                        |
| <b>11</b>     | 23                     | 10                              | 0                                   | 37                              | 0.76                        |
| <b>12</b>     | 28                     | 11                              | 28.85                               | 21                              | 0.45                        |
| <b>13</b>     | 11                     | 4                               | 0                                   | 0                               | 0                           |
| <b>14</b>     | 23                     | 20                              | 0                                   | 0                               | 1.52                        |
| <b>15</b>     | 14                     | 8                               | 23.97                               | 22                              | 3.98                        |
| <b>16</b>     | 61                     | 10                              | 15.31                               | 129.47                          | 5.83                        |
| <b>17</b>     | 33                     | 9                               | 0                                   | 0                               | 0                           |
| <b>18</b>     | 29                     | 1                               | 28.69                               | 10.68                           | 4.05                        |
| <b>19</b>     | 22                     | 9                               | 15.85                               | 16.87                           | 4.19                        |
| <b>20</b>     | 39                     | 9                               | 0.69                                | 37                              | 0.3                         |
| <b>21</b>     | 36                     | 3                               | 0                                   | 15                              | 2.85                        |
| <b>22</b>     | 55                     | 4                               | 27.78                               | 74.57                           | 18.95                       |
| <b>23</b>     | 44                     | 9                               | 0                                   | 44.37                           | 0                           |
| <b>24</b>     | 49                     | 8                               | 53                                  | 0                               | 13.05                       |
| <b>25</b>     | 52                     | 7                               | 23.49                               | 91.55                           | 2.51                        |
| <b>26</b>     | 21                     | 3                               | 0                                   | 0                               | 0                           |
| <b>27</b>     | 39                     | 1                               | 0                                   | 22                              | 0.94                        |
| <b>28</b>     | 7                      | 0                               | 0                                   | 0                               | 2.08                        |
| <b>29</b>     | 35                     | 0                               | 18.26                               | 0                               | 0.84                        |
| <b>30</b>     | 21                     | 7                               | 104.44                              | 0                               | 16.13                       |
| <b>31</b>     | 0                      | 0                               | 0                                   | 0                               | 0                           |
| <b>32</b>     | 0                      | 0                               | 0                                   | 0                               | 0                           |
| <b>33</b>     | 0                      | 0                               | 0                                   | 0                               | 0                           |
| <b>34</b>     | 0                      | 0                               | 0                                   | 0                               | 0                           |
| <b>35</b>     | 0                      | 0                               | 0                                   | 0                               | 0                           |
| <b>36</b>     | 0                      | 0                               | 0                                   | 0                               | 0                           |
| <b>37</b>     | 0                      | 0                               | 0                                   | 0                               | 0                           |
| <b>38</b>     | 0                      | 0                               | 0                                   | 0                               | 0                           |
| <b>39</b>     | 0                      | 0                               | 0                                   | 0                               | 0                           |
| <b>40</b>     | 0                      | 0                               | 0                                   | 0                               | 0                           |

---

|           |   |   |   |   |   |
|-----------|---|---|---|---|---|
| <b>41</b> | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| <b>42</b> | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| <b>43</b> | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| <b>44</b> | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| <b>45</b> | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| <b>46</b> | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| <b>47</b> | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| <b>48</b> | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| <b>49</b> | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| <b>50</b> | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

---

## E Liste eigener Publikationen

|             |   |
|-------------|---|
| <b>2014</b> | <ul style="list-style-type: none"> <li>- A. Probst, C.T. Gaunt, R. Herman, H. Kadada, S. Tenbohlen, "<i>Probabilistic Load Modeling and Voltage Drop Calculation in Low Voltage Feeders</i>," ELSEVIER International Journal of Electrical Power &amp; Energy Systems (IJEPES), 2014 (eingereicht)</li> <li>- D. Baranek, A. Probst, S. Tenbohlen, "<i>Tool to determine cost-optimal grid expansions</i>," IEEE PESS, Stuttgart, Januar 2014.</li> </ul>   |
| <b>2013</b> | <ul style="list-style-type: none"> <li>- A. Probst, S. Tenbohlen, M. Seel, M. Braun, "<i>Probabilistic grid planning with consideration of dispersed generation and electric vehicles</i>," CIRED, Stockholm, Juni 2013.</li> <li>- VDE DKE, "Normungsroadmap E-Energy/Smart Grids 2.0", Januar 2013.</li> <li>- D. Baranek, A. Probst, S. Tenbohlen, "<i>Optimierung der Lastprognose mittels Smart Meter Messdaten</i>," IEEE PESS, Bielefeld, Januar 2013.</li> </ul>  |
| <b>2012</b> | <ul style="list-style-type: none"> <li>- T. Stetz, H. Wolf, A. Probst et al., "<i>Stochastische Analyse von Smart-Meter Messdaten</i>," VDE Kongress, Stuttgart, November 2012.</li> <li>- C. Körner, F. Oechsle, M. Braun, A. Probst, "<i>Leistungsabhängige Spannungsregelung im Mittelspannungsnetz</i>," ETG/FNN Schutz- und Leitetechniktutorial, Mainz, Februar 2012.</li> <li>- J. Horn, A. Probst, M. Braun, S. Tenbohlen, "<i>A new approach using load control to dampen interarea frequency oscillations</i>," IEEE PESS, Ilmenau, Januar 2012.</li> <li>- G. Kayser, A. Probst, M. Braun, S. Tenbohlen, "<i>Probabilistische Lastmodellierung von Haushaltslasten</i>," IEEE PESS, Ilmenau, Januar 2012.</li> <li>- P. Wiest, A. Probst, M. Braun, S. Tenbohlen, "<i>Wirtschaftliche Betrachtung von Batteriespeichern zur Frequenzregelung</i>," IEEE PESS, Ilmenau, Januar 2012.</li> </ul> |
| <b>2011</b> | <ul style="list-style-type: none"> <li>- A. Probst, M. Braun, J. Backes, S. Tenbohlen, "<i>Probabilistic analysis of voltage bands stressed by electric mobility</i>," IEEE PES ISGT, Manchester, Dezember 2011.</li> <li>- A. Probst, M. Braun, S. Tenbohlen, "<i>Erstellung und Simulation probabilistischer Lastmodelle von Haushalten und Elektrofahrzeugen zur Spannungsbandanalyse</i>," ETG Kongress, Würzburg, November 2011.</li> <li>- A. Probst, M. Siegel, M. Braun, S. Tenbohlen, "<i>Impacts of Electric Mobility On Distribution Grids and Possible Solution Through Load Management</i>," CIRED, Frankfurt a. M., Juni 2011.</li> </ul>   |
| <b>2010</b> | <ul style="list-style-type: none"> <li>- A. Probst, S. Tenbohlen, "<i>Herausforderungen und Chancen für das Stromnetz durch Elektromobilität</i>," VDE-Kongress - E-Mobility: Technologien - Infrastruktur - Märkte, Leipzig, November 2010.</li> <li>- A. Probst, M. E. Magaña, O. Sawodny, "<i>Compensating Random Time Delays in a Feedback Networked Control System with a Kalman Filter</i>," ASME Journal of Dynamic Systems, Measurement and Control, Juni 2010.</li> </ul>  |
| <b>2009</b> | <ul style="list-style-type: none"> <li>- A. Probst, M. E. Magaña, O. Sawodny, "<i>Using a Kalman filter and a Padé Approximation to Estimate Random Time Delays in a Networked Feedback Control System</i>," IET Journal of Control Theory and Applications, Dezember 2009.</li> </ul>  |

## F Liste betreuter studentischer Abschlussarbeiten

|                            |   |
|----------------------------|---|
| <b>Dennis Burger</b>       | Simulation von Elektrofahrzeugen im Niederspannungsnetz und deren Beteiligung an Netzdienstleistungen<br><br>Simulation of battery electric vehicles in a low voltage grid as well as their participation in grid services  |
| <b>Yi Gong</b>             | Untersuchung der Eigenschaften der virtuellen Synchronmaschine<br><br>Analysis of the properties of a virtual synchronous machine   |
| <b>Martin Siegel</b>       | Integration von Elektrofahrzeugen in ein Stromnetz mit hohem Anteil erneuerbarer Energien<br><br>Integration of electric vehicles in a grid with a high proportion of renewable energies  |
| <b>Jochen Horn</b>         | Möglichkeiten zur Einflussnahme von Elektroautos auf das Frequenzregelverhalten<br><br>Possibilities for frequency control by electric vehicles   |
| <b>Marcel Heckel</b>       | Konzeption eines Lademanagements für Elektrofahrzeuge in MATLAB und Kosimulation mit PowerFactory<br><br>Design of a load management for electric vehicles in MATLAB and co-simulation with PowerFactory  |
| <b>Christian Körner</b>    | Untersuchung von Konzepten zur Spannungsregelung in Mittelspannungsnetzen bei starker Einspeisung regenerativer Stromerzeuger<br><br>Analysis of concepts for voltage control in medium voltage grids with heavy infeed of renewable energies   |
| <b>Tobias Kurzenhäuser</b> | Entwicklung einer Methodik zur Analyse des Einflusses von Elektromobilität auf Niederspannungsnetze und Betrachtung zukünftiger Ladekonzepte<br><br>Development of a methodology for the analysis of the influence of e-mobility on low voltage grids and consideration of future charging concepts |
| <b>Sahin Babat</b>         | Regelung stufbarer Ortsnetztransformatoren zur Spannungshaltung<br><br>Control of switchable urban grid transformers for voltage control  |
| <b>Stephanie Hägele</b>    | Statistische Analyse von Haushaltsmessdaten<br><br>Statistical analysis of household measurement data   |

---

|                             |   |
|-----------------------------|---|
| <b>Florian Moldenhauer</b>  | <p>Evaluierung der Netzplanung im Hinblick auf Elektromobilität und dezentrale Erzeuger</p> <p>Evaluation of grid planning with regard to e-mobility and dispersed generation</p>       |
| <b>Georg Kayser</b>         | <p>Probabilistische Lastmodellierung von Haushaltslasten</p> <p>Probabilistic load modeling of household loads</p>  |
| <b>Jonas Schäfer</b>        | <p>Lastflusssimulationen in Niederspannungsnetzen mittels probabilistischer Lastmodelle</p> <p>Load flow simulations in low voltage grids with probabilistic load models</p>            |
| <b>Niclas Krämer</b>        | <p>Netzregelung und probabilistische Netzsimulation mit MATPOWER</p> <p>Control and probabilistic grid simulation with MATPOWER</p>   |
| <b>Pascal Wiest</b>         | <p>Möglichkeiten zur Netzstützung durch Batteriespeicher im Mittelspannungsnetz</p> <p>Possibilities for ancillary services by battery storage in medium voltage grids</p>              |
| <b>Katharina Frey</b>       | <p>Wirk- und Blindleistungsregelungskonzepte mit Elektroautos im Niederspannungsnetz</p> <p>Design of active and reactive power control with electric vehicles in low voltage grids</p> |
| <b>Vasile Eduard Tanase</b> | <p>Charakterisierung und Simulation von städtischen Niederspannungsnetzen</p> <p>Characterization and simulation of urban low voltage grids</p>   |
| <b>Alexandra Seregely</b>   | <p>Berücksichtigung von Blindleistungsregelung durch Elektrofahrzeuge in der Netzplanung</p> <p>Consideration of reactive power control by electric vehicles in grid planning</p>       |
| <b>Tobias Hurtig</b>        | <p>Dämpfung von Frequenzpendelungen mit Elektroautos</p> <p>Attenuation of frequency oscillations with electric vehicles</p>  |
| <b>Alexander Schmid</b>     | <p>Spannungsfall mit probabilistischen Modellen für Elektroautos</p> <p>Voltage drop with probabilistic models for electric vehicles</p>  |
| <b>Kira Beck</b>            | <p>Entwicklung von Simulationsszenarien und Strategien zur Vermeidung von Lastspitzen</p>   |

---

---

|                           |   |
|---------------------------|---|
|                           | Development of simulation scenarios and strategies to avoid peak loads  |
| <b>Marie Schimmelmann</b> | Entwicklung von Lademanagementkonzepten für Elektroautos<br>Design of load management concepts for electric vehicles  |
| <b>Max Rosenhauer</b>     | Erstellung probabilistischer Niederspannungsnetze in MATPOWER<br>Creation of probabilistic low voltage grids in MATPOWER  |
| <b>Ziran Ying</b>         | Lastmodellierung von Haushalten und Beeinflussung externer Parameter<br>Load modeling of households and influence of external parameters                              |
| <b>Franziska Mohr</b>     | Netzplanung mittels probabilistischer Lastflussrechnung auf Hochspannungsebene<br>Power system planning via probabilistic load flow calculation on high voltage level |
| <b>Dustin Baranek</b>     | Tool zur Ermittlung kostenoptimaler Netzausbaumaßnahmen<br>Tool to determine cost optimal grid expansions   |

---

## 11 Literaturverzeichnis

- [ADAC, 2012] **ADAC.** (2012)  
Elektroautos: Marktübersicht/Kenndaten. [Online].  
[http://www.adac.de/\\_mmm/pdf/27373\\_46583.pdf](http://www.adac.de/_mmm/pdf/27373_46583.pdf)
- [Allan, 1974] **R. N. Allan, B. Borkowska, and C. H. Grigg** (1974).  
*Probabilistic Analysis of Power Flows*. Proc. IEE 121 1551-1556.
- [Appen, 2012] **J. v. Appen, M. Braun, B. Zinßer, and D. Stellbogen** (2012).  
*Leistungsbegrenzung bei PV-Anlagen - Anpassung der Modellierungsmethoden und Vergleich verschiedener Standorte*. Bad Staffelstein: 27. Symposium "Photovoltaische Solarenergie".
- [Baranek, 2013] **D. Baranek, A. Probst, and S. Tenbohlen** (2013).  
*Optimierung der Lastprognose mittels Smart Meter Daten*. Bielefeld: IEEE PESS.
- [Baranek, 2014] **D. Baranek, A. Probst, and S. Tenbohlen** (2014).  
*Tool to determine cost-optimal grid expansions*. IEEE PESS. Stuttgart.
- [Bary, 1945] **C. Bary** (1945).  
*Coincidence factor relationships of electric service load characteristics*.
- [BDEW, 2012] **BDEW.** (2012)  
Aufbau der Stromtankstellen kommt voran. [Online].  
<http://www.stromtip.de/News/26122/BDEW-Aufbau-der-Stromtankstellen-kommt-voran.html>
- [BGW, 2007] **BGW, Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft** (2007).  
*Abwicklung von Standardlastprofilen*. Berlin.
- [Blessing, 2012] **U. C. Blessing.** (2012)  
Elektrofahrzeuge. [Online]. <http://hybrid-autos.info/elektrofahrzeuge/>
- [Blobel, 1998] **V. Blobel, E. Lohrmann** (1998).  
*Statistische und numerische Methoden der Datenanalyse*. Stuttgart, Leipzig: Teubner Studienbücher.
- [BMU Leitstudie 2011, 2012] **BMU Leitstudie 2011** (2012).  
*Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global*.

- [BMWi, 2013] **BMWi** (2013).  
*Energie in Deutschland - Trends und Hintergründe zur Energieversorgung*. Paderborn.
- [BNetzA, 2011] **BNetzA** (2011).  
*"Smart Grid" und "Smart Market" - Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems*.
- [Borkowska, 1974] **B. Borkowska** (1974).  
*Probabilistic Load Flow*. IEEE Trans. PAS-93 752-759.
- [CONSENTEC, 2006] **CONSENTEC**. (2006)  
Untersuchung der Voraussetzungen und möglicher Anwendung analytischer Kostenmodelle in der deutschen Energiewirtschaft. [Online].  
[http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/Netzentgelte/Anreizregulierung/GA\\_AnalytischeKostenmodelle.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=1](http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Anreizregulierung/GA_AnalytischeKostenmodelle.pdf?__blob=publicationFile&v=1)
- [Danilov, 2009] **D. Danilov, P. Notten** (2009).  
*Adaptive Battery Management Systems for the New Generation of Electrical Vehicles*. Proc. IEEE Vehicle Power Propulsion Conf. Dearborn.
- [denaVNS, 2012] denaVNS, **dena-Verteilnetzstudie** (2012).  
*Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030*. Berlin.
- [E-Energy, 2010] **E-Energy** (2010).  
<http://www.e-energy.de>.
- [Elfron, 1993] **B. Elfron, R.J. Tibshirani** (1993).  
*An introduction to the bootstrap*. New York: Chapman & Hall.
- [ENTSO-E, 2013] **ENTSO-E** (2013).  
*Network Code on Load-Frequency Control and Reserves*.
- [ETG VDE, 2010] **ETG VDE** (2010).  
*VDE-Studie Elektrofahrzeuge - Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf*.
- [Grandjean, 2012] **A. Grandjean, J. Adnot, and G. Binet** (2012).  
*A review and an analysis of the residential electric load curve models*. ELSEVIER Renewable and Sustainable Energy Reviews.
- [Hamilton, 1944] **R. Hamilton** (1944).  
*The summation of load curves*. Transactions of the American Institute of the Electrical Engineers.
- [Herman, 1993] **R. Herman, J. J. Kritzing** (1993).

- The statistical description of grouped domestic electrical load currents.* Electric Power Systems Research, vol. 27, pp. 43-48.
- [Herman, 2008] **R. Herman, C. T. Gaunt** (2008).  
*A Practical Probabilistic Design Procedure for LV Residential Distribution Systems.* IEEE Trans. Power Delivery, vol. 23 pp. 2247.
- [Horn, 2012] **J. Horn, A. Probst, M. Braun, and S. Tenbohlen** (2012).  
*A new approach using load control to dampen interarea frequency oscillations.* IEEE PESS. Ilmenau.
- [Kaufmann, 1995] **W. Kaufmann** (1995).  
*Planung öffentlicher Elektrizitätsverteilungssysteme.* VDE-Verlag GmbH.
- [Kayser, 2012] **G. Kayser, A. Probst, M. Braun, and S. Tenbohlen** (2012).  
*Probabilistische Lastmodellierung von Haushaltslasten.* IEEE PESS. Ilmenau.
- [KiD 2010, 2012] KiD 2010, **Bundesministerium für Verkehr, Bau- und Stadtentwicklung** (2012).  
*Kraftfahrzeugverkehr in Deutschland (KiD) 2010.* Braunschweig.
- [Körner, 2012] **C. Körner, F. Oechsle, M. Braun, and A. Probst** (2012).  
*Leistungsabhängige Spannungsregelung im Mittelspannungsnetz.* ETG/FNN Schutz- und Leittechnikutorial. Mainz.
- [lekker, DBM, 2010] **lekker, DBM.** (2010, Oct)  
Elektroauto „lekker Mobil“ hat Berlin erreicht - Mehr als 600 km von München ohne aufzuladen. [Online]. <http://www.lekker-energie.de/presse/elektroauto-lekker-mobil-hat-berlin-erreicht.html>
- [MiD 2008, 2010] MiD 2008, **Bundesministerium für Verkehr, Bau- und Stadtentwicklung** (2010).  
*Mobilität in Deutschland (MiD) 2008.* Berlin.
- [Nagel, 2008] **H. Nagel** (2008).  
*Systematische Netzplanung.* 2. Auflage. Berlin: VWEW Energieverlag GmbH.
- [NEP, 2009] NEP, **Bundesregierung Deutschland** (2009).  
*Nationaler Entwicklungsplan Elektromobilität.*
- [NPE, 2011] **NPE** (2011).  
*Zweiter Bericht der Nationalen Plattform Elektromobilität.* Berlin.
- [Orths, 2003] **A. Orths** (2003).  
*Multikriterielle, optimale Planung von Verteilungsnetzen im liberalisierten Energiemarkt unter Verwendung von spieltheoretischen Verfahren.* Magdeburg.

- [Paetz, 2012] **A. G. Paetz, P. Jochem, and W. Fichtner** (2012).  
*Demand Side Management mit Elektrofahrzeugen - Ausgestaltungsmöglichkeiten und Kundenakzeptanz*. Graz: Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Lehrstuhl für Energiewirtschaft.
- [Probst, 2011a] **A. Probst, M. Braun, J. Backes, and S. Tenbohlen** (2011a).  
*Probabilistic analysis of voltage bands stressed by electric mobility*. IEEE PES ISGT. Manchester.
- [Probst, 2011b] **A. Probst, M. Siegel, M. Braun, and S. Tenbohlen** (2011b).  
*Impacts of Electric Mobility on Distribution Grids and Possible Solution Through Load Management*. CIRED - International Conference on Electricity Distribution. Frankfurt.
- [Probst, 2011c] **A. Probst, M. Braun, and S. Tenbohlen** (2011c).  
*Erstellung und Simulation probabilistischer Lastmodelle von Haushalten und Elektrofahrzeugen zur Spannungsbandanalyse*. ETG Kongress. Würzburg.
- [Probst, 2013] **A. Probst, M. Seel, S. Tenbohlen, and M. Braun** (2013).  
*Probabilistic Grid Planning with Consideration of Dispersed Generation and Electric Vehicles*. CIRED 2013. Stockholm.
- [Renault, 2012] **Renault**. (2012)  
Welche Elektroautos kann man schon kaufen? Welche Elektroautos kann man bald kaufen? [Online]. <http://www.elektroauto-start.de/wissen/erster-welche-elektroautos-kann-man-schon-kaufen>
- [Richter, 2010] **J. Richter, D. Lindenberger** (2010).  
*Potenziale der Elektromobilität bis 2050*. Institute of Energy Economics. Köln.
- [Stetz, 2012] **T. Stetz, H. Wolf, A. Probst, S. Eilenberger, Y.M. Saint Drenan, E. Kämpf, M. Braun, D. Schöllhorn, and S. Schmidt** (2012).  
*Stochastische Analyse von Smart-Meter Messdaten*. VDE-Kongress 2012. Stuttgart.
- [VDE AR-N 4105, 2010] **VDE AR-N 4105** (2010).  
*Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz*.
- [VDE DKE, 2013] **VDE DKE** (2013).  
*Normungsroadmap E-Energy/Smart Grids 2.0*.
- [Wieben, 2008] **E. Wieben** (2008).  
*Multivariate Zeitreihenmodell des aggregierten elektrischen Leistungsbedarfes von Standardverbrauchern für die probabilistische Lastflussrechnung*. Clausthal.